

**ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA**

---

**SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA**

*Dipartimento di Ingegneria Industriale*

*Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica*

**TESI DI LAUREA**

in

*Impianti Meccanici M*

**Comunità Energetiche Rinnovabili e Gruppi di Autoconsumo Collettivo:  
panorama attuale e simulazione tecnico-economica di un Gruppo di  
Autoconsumo Collettivo**

CANDIDATO

Bottazzi Filippo

RELATORE:  
Prof. Marco Pellegrini

CORRELATORE  
Prof. Cesare Saccani  
Prof. Marco Gentilini

Anno Accademico 2021/2022

Sessione II



# Indice

Indice delle Figure .....	iii
Indice delle Tabelle.....	iv
Introduzione .....	1
Capitolo 1 – Quadro normativo attualmente in vigore .....	3
1.1 – Panorama normativo europeo e lotta al cambiamento climatico .....	3
1.1.1 – I principali contenuti della Direttiva RED II [5].....	4
1.1.2 – I principali contenuti della Direttiva IEM [4] .....	5
1.2 – Panorama Normativo Nazionale .....	6
1.2.1 – I principali contenuti del PNIEC [6].....	7
1.2.2 – I principali contenuti del Art. 42-bis [8].....	8
1.2.3 – I principali contenuti della Delibera ARERA 318/2020 [9] .....	10
1.2.4 – I principali contenuti del D.M. del MiSE [11].....	12
1.2.5 – I principali contenuti del D.Lgs. 199 del 8 Novembre 2021 [7].....	13
1.2.6 – Principali contenuti delle “Regole tecniche” del GSE [13] .....	15
1.3 – Il percorso delle Regioni .....	19
Capitolo 2 – Caratteristiche e strutture di una CER e di un Gruppo di AUC.....	22
2.1 – Schemi di configurazione ammissibili per l’autoconsumo .....	23
2.2 – Il ruolo delle CER e dei Gruppi AUC .....	27
2.3 – Attori partecipanti e rispettiva organizzazione.....	29
2.3.1 – Comunità Energetiche Rinnovabili .....	29
2.3.2 – Gruppi di Autoconsumo Collettivo.....	30
2.4 – I vantaggi derivanti da una CER o di un Gruppo di AUC .....	31
2.4.1 – Risparmio economico e benefici ambientali.....	32
2.4.2 – Contrasto alla povertà energetica.....	33

2.4.3 – Risparmio energetico .....	33
2.4.4 – Transizione verso un’economia circolare .....	34
2.5 – Esempi di configurazioni già attive.....	34
2.5.1 – Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est [24] .....	35
2.5.2 – Autoconsumo collettivo di ECOCITY [26].....	36
Capitolo 3 – L’Energia Condivisa .....	38
3.1 – La definizione di Energia Condivisa .....	38
3.2 – Le forme di incentivazione riguardanti l’Energia Condivisa .....	40
3.3 – Il calcolo dell’Energia Condivisa e dei contributi spettanti .....	43
3.2.1 – Criteri di calcolo della quota di Energia Condivisa mensilmente.....	43
3.2.2 – Criteri di calcolo dei contributi economici riconosciuti dal GSE .....	43
Capitolo 4 – Simulazione tecnico-economica di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo .....	46
4.1 – Caratteristiche del complesso .....	46
4.2 – Caratteristiche geografiche e dimensionamento dell’impianto fotovoltaico....	48
4.2.1 – Caratteristiche dell’Impianto fotovoltaico .....	50
4.3 – Analisi energetica della produzione e dei consumi .....	51
4.3.1 – Stima della produzione fotovoltaica .....	51
4.3.2 – Analisi dei consumi elettrici .....	54
4.3.3 – Calcolo della quota di autoconsumo e di Energia Condivisa .....	57
4.4 – Analisi economica dell’investimento .....	61
4.5.1 – Analisi di sensitività.....	65
Conclusioni .....	68
Bibliografia .....	71

## Indice delle Figure

Figura 1 – Modello per uno sviluppo sostenibile [2].....	1
Figura 2 – Timeline del quadro normativo europeo ed italiano .....	6
Figura 3 – Flusso del procedimento di ammissione al servizio [13] .....	24
Figura 4 – Schema di autoconsumo fisico [20] .....	26
Figura 5 - Schema di autoconsumo virtuale [20].....	26
Figura 6 - Energy Trilemma 2021 elaborato dal WEC.....	27
Figura 7 - Pannelli fotovoltaici installati sui tetti della "Fondazione Figli di Maria" [25] .....	36
Figura 8 - Pannelli fotovoltaici installati sulla falda di copertura del palazzo "ECOCITY" (durante la fase di costruzione) .....	37
Figura 9 - Energia condivisa su base oraria.....	38
Figura 10 - Profilo energetico giornaliero [27].....	39
Figura 11 - Complesso Residenziale San Martino – Blocco 2 [30] .....	46
Figura 12 - Irraggiamento dei tetti su cui verrà installato l'impianto fotovoltaico [32]	49
Figura 13 - Disposizione dei moduli fotovoltaici [32] .....	49
Figura 14 – Moduli fotovoltaici "Q Cells" e supporti "SunBallast".....	50
Figura 15 – Inverter “SolarEdge” modello “SE25K”.....	50
Figura 16 – Parametri impostati sul tool PVGIS [34] .....	51
Figura 17 – Stima della produzione giornaliera di energia elettrica.....	52
Figura 18 – Suddivisione in fasce F1, F2, F3 della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico .....	53
Figura 19 – Profili giornalieri di produzione e consumo di energia elettrica.....	55
Figura 20 – Ripartizione dei consumi elettrici tra le varie utenze.....	57
Figura 21 – Profilo annuale delle principali grandezze calcolate.....	61
Figura 22 - Grafico dei Flussi di Cassa attualizzati, con un tasso del 5%.....	64
Figura 23 - Andamento del Valore Attuale Netto in 20 anni .....	64
Figura 24 - Andamento del VAN in funzione della potenza installata.....	66

## Indice delle Tabelle

Tabella 1 - Timeline del quadro normativo europeo ed italiano .....	7
Tabella 2 – Corrispettivi erogati dal GSE.....	18
Tabella 3 – Flusso del procedimento di ammissione al servizio [13].....	19
Tabella 4 - Distribuzione dei ruoli di una Comunità Energetica Rinnovabile .....	29
Tabella 5 - Modelli organizzativi di una Comunità Energetica Rinnovabile .....	30
Tabella 6 - Modelli organizzativi di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo .....	31
Tabella 7 - Contributi erogati in base alla configurazione .....	41
Tabella 8 - Dati principali dell'impianto fotovoltaico.....	53
Tabella 9 - Energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, divisa per fasce orarie .....	54
Tabella 10 - Consumi del prosumer del Gruppo, divisi per fasce orarie.....	55
Tabella 11 - Energia immessa nel Gruppo divisa per fasce orarie .....	56
Tabella 12 - Consumi delle altre utenze del Gruppo, divisi per fasce orarie.....	56
Tabella 13 - Autoconsumo istantaneo del prosumer, diviso in fasce orarie.....	58
Tabella 14 - Autoconsumo virtuale delle altre utenze partecipanti al Gruppo, diviso in fasce orarie .....	58
Tabella 15 - Energia elettrica immessa in rete, suddivisa per fasce orarie.....	59
Tabella 16 - Energia elettrica comunque da acquistare per il Gruppo .....	59
Tabella 17 - Quota di Energia Condivisa dal Gruppo di AUC.....	60
Tabella 18 - Flussi di Cassa relativi all'investimento .....	62
Tabella 19 - Principali indicatori economici dell'investimento .....	64
Tabella 20 - Analisi di sensitività sulla potenza installata.....	65
Tabella 21 - Analisi di sensitività sul costo dell'impianto fotovoltaico .....	66
Tabella 22 - Analisi di sensitività sul prezzo dell'energia elettrica in fascia F1 .....	67

# Introduzione

Una delle grandi sfide del presente, e del futuro, che tutti i cittadini italiani ed europei dovranno affrontare è quella della transizione energetica; questa va intesa come l'istituzione di un nuovo modello organizzativo che renda la generazione di energia sempre meno impattante a livello ambientale, per poter raggiungere gli obiettivi fissati inizialmente dalla Commissione Europea nel 2016 con la pubblicazione del "Clean Energy for All European Package" [1]. Il concetto di transizione energetica non può però trascendere dagli aspetti sociali ed economici che inevitabilmente accompagneranno questo processo di sostenibilità ambientale, per questo bisognerà innescare forti cambiamenti culturali basati sul risparmio energetico e sull'efficientamento dei consumi.

Difatti, l'attuale modello economico, dominato dal principio della massimizzazione del guadagno, tramite l'utilizzo di fonti ad alto impatto ambientale ma a bassissimi costi, ha causato una forte instabilità ed iniquità nella geopolitica internazionale [2]. Gli effetti di un tale modello socioeconomico sono realmente tangibili nella quotidianità: il riscaldamento globale, il cambiamento climatico, la perdita di biodiversità, la volatilità dei prezzi e le ingiustizie sociali sono problemi che dovrebbero spingere i governi, le aziende e i cittadini stessi ad adottare soluzioni verso uno sviluppo sostenibile.



Figura 1 – Modello per uno sviluppo sostenibile [2]

La rivoluzione dei sistemi energetici verso una maggiore sostenibilità, nella prospettiva Europea di totale decarbonizzazione entro il 2050 [3], è indubbiamente favorita dall'avvento di nuove tecnologie, che stanno ormai cambiando il mercato elettrico, dando un ruolo sempre più importante alle iniziative che singoli cittadini, o aggregazioni di essi, possono portare avanti. La centralità del consumatore rappresenta uno degli elementi cardini dell'attuale strategia di decarbonizzazione promossa dalla UE [4]; in questo nuovo paradigma è necessario che il cittadino rifletta sull'opportunità di creare filiere di rifornimento più corte ed efficienti, sfruttando maggiormente le fonti rinnovabili, contestualmente preservando le risorse a favore delle generazioni future [2].

Per facilitare il raggiungimento di questi obiettivi, la Comunità Europea, tramite l'emanazione della Direttiva RED II [5] si propone di fare da volano verso l'istituzione di Comunità Energetiche Rinnovabili e Gruppi di Autoconsumatori Collettivi da fonti rinnovabili; queste strutture possono indubbiamente svolgere un ruolo fondamentale nel processo di transizione energetica, come vedremo nel corpo di questa Tesi. La loro fattibilità dipende però dal legame che si andrà a creare con gli attori a cui queste iniziative sono rivolte.

Queste aggregazioni, infatti, non si potranno limitare alla mera opportunità di business, ma dovranno fornire benefici sociali ed ambientali a tutti i membri partecipanti; possono inoltre risultare fondamentali nella gestione del sistema elettrico del futuro, così come definito dalla Direttiva IEM [4], che prevede la progressiva decentralizzazione della produzione.

In questa Tesi verrà quindi realizzata una simulazione tecnico-economica di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo presso un Supercondominio sito a Fano (PU). Per poter svolgere un'accurata simulazione è risultato fondamentale indagare il panorama normativo Europeo ed Italiano e le varie forme di condivisione dell'energia al fine di determinare la soluzione ideale per gli scopi previsti.

# Capitolo 1 – Quadro normativo attualmente in vigore

## 1.1 – Panorama normativo europeo e lotta al cambiamento climatico

Negli ultimi decenni l'Unione Europea ha iniziato una forte lotta verso il cambiamento climatico, ponendosi come obiettivo principale l'azzeramento di emissioni climalteranti entro il 2050 [3]. Per fare ciò, l'Unione ha adottato diverse misure per promuovere politiche energetiche più sostenibili, accompagnando gli stati membri verso un processo di decarbonizzazione, ovvero verso una conversione ad un sistema economico che riduca in modo drastico e sostenibile le emissioni di CO<sub>2</sub> fino a raggiungere il totale azzeramento.

Alcuni dei principi con cui si pensa di raggiungere questi obiettivi sono l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, l'efficientamento energetico degli edifici ed un uso maggiore e continuativo di politiche sostenibili per l'ambiente.

Uno dei momenti chiave di questo processo è stata l'emanazione, da parte dell'Unione Europea, del “*Clean Energy for All European Package*”, o più brevemente “*CEP*” [1], che si compone di otto atti legislativi (regolamenti e direttive) riguardanti: prestazione energetica degli edifici, energia rinnovabile, efficienza energetica, politiche energetiche, mercato elettrico, direttive sull'elettricità, resilienza del mercato, ruolo dell'agenzia ACER (“Agency for the Cooperation of Energy Regulators”).

Questo pacchetto, la cui proposta iniziale risale al 2016 e la sua emanazione nel 2019, dovrebbe portare diversi vantaggi nei confronti dei consumatori, che verrebbero posti al centro delle politiche energetiche comunitarie. Gli Stati Membri sono obbligati a convertire le direttive europee in leggi nazionali entro 2 anni dalla pubblicazione in Gazzetta; per cui ogni Stato Membro dovrà presentare all'UE un proprio “*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*” in cui si espongono le modalità con cui raggiungere i target posti dall'Unione Europea. Nel mese di Gennaio 2020 l'Italia ha adottato il proprio PNIEC [6], che verrà brevemente illustrato nel Capitolo 1.2.

Numerose sono le iniziative promosse dall'Unione Europea per contrastare il cambiamento climatico, ad esempio non si può non citare il “*Green Deal Europeo*” [3] che racchiude una serie di iniziative per raggiungere l'obiettivo zero-emissioni entro il 2050.

Per lo sviluppo di nuove forme di condivisione dell'energia elettrica, un punto di svolta è stata la pubblicazione, nel Dicembre 2018, della “*Direttiva (UE) 2018/2001*”, nota come “*RED II (Renewable Energy Directive II)*” [5], che vuole accompagnare i cittadini verso una transizione alle fonti di energia rinnovabili.

Storicamente, la generazione di energia elettrica avviene in grandi centrali di produzione dislocate per tutto il continente da cui si sviluppa una complessa rete di distribuzione; la Direttiva RED II vuole invertire questa tendenza portando la produzione verso una forma distribuita, pratica piuttosto inusuale in passato se non in zone particolarmente sfavorevoli alla costruzione di reti di distribuzione. Per fare ciò, è necessaria una forte promozione di nuove tecnologie e meccanismi che rendano accessibile il sistema energetico a quanti più attori possibile in modo da convertire il mercato dal modello di una produzione centralizzata verso un modello di generazione distribuita anche in zone facilmente collegabili alla rete di distribuzione elettrica.

Un ulteriore passaggio fondamentale è stata l'emanazione della “*Direttiva (UE) 2019/944*”, detta “*IEM (Internal Energy Market Directive)*” [4], che introduce nel mercato elettrico la figura del “cliente attivo” o “prosumer” ovvero un cliente che non si limita al ruolo esclusivo di consumatore ma può partecipare anche alla produzione di energia elettrica (letteralmente producer + consumer).

### **1.1.1 – I principali contenuti della Direttiva RED II [5]**

Già all'articolo 2 della direttiva vengono introdotti i concetti di autoconsumatore di energia rinnovabile, autoconsumatori di energia rinnovabile e comunità energetiche rinnovabili, di cui verrà data una definizione puntuale nei Capitoli a seguire.

All'articolo 3 vengono invece esplicitati gli obiettivi da raggiungere entro il 2030 dall'Unione Europea per proseguire nel percorso di decarbonizzazione. Più nel dettaglio si invitano gli Stati Membri a far sì che la quota di energie rinnovabili sul totale dei

consumi della Comunità sia almeno del 32% (con possibile aumento in caso di sostanziali progressi tecnologici). Inoltre, la Commissione Europea si impegna, anche a livello finanziario, nel sostegno agli Stati durante questo graduale processo di decarbonizzazione, favorendo una transizione equa in tutto il continente e rafforzando una equa cooperazione tra gli Stati Membri. Il calcolo della quota di energia consumata generata da fonti rinnovabili viene, peraltro, illustrato nel dettaglio all'Articolo 7 della medesima Direttiva.

Di particolare interesse per lo sviluppo di questo progetto di tesi sono gli Articoli 21 e 22 della Direttiva RED II che riguardano rispettivamente “Autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili” e “Comunità Energetiche Rinnovabili”, nel seguito “CER”. L'importanza di questi due articoli, oltre alle precise definizioni che contengono e che analizzeremo in seguito, consiste nel riconoscere gli stessi consumatori come membri attivi del mercato energetico includendoli quindi nel meccanismo di generazione e vendita dell'energia elettrica, senza comunque perdere i loro diritti, e obblighi, di clienti finali.

La “*Direttiva (UE) 2018/2001*” è stata recepita dall'Italia tramite l'emanazione, nel Novembre 2021, del Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n°199 “*Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*” [7] che analizzeremo nel dettaglio in seguito.

### **1.1.2 – I principali contenuti della Direttiva IEM [4]**

La “*Direttiva (UE) 2019/944*”, o nel seguito “IEM”, fornisce nel dettaglio alcune definizioni che si riveleranno fondamentali per lo sviluppo di questo progetto di tesi.

Prima di tutto, all'Articolo 15, viene definito puntualmente il ruolo del “cliente attivo” ovvero un cliente finale (o un consorzio di questi) che può consumare, conservare o vendere l'energia elettrica prodotta all'interno di un'area delimitata sotto il suo controllo. Prerogativa del “cliente finale” è che la vendita di energia elettrica non rappresenti la sua principale attività commerciale, per cui vengono esclusi da questa categoria i vari player energetici operanti sul mercato.

Successivamente viene presentata una struttura affine a una Comunità Energetica Rinnovabile, ovverosia viene definito il concetto di “Comunità Energetica di Cittadini”, brevemente “CEC”. Queste sono un soggetto giuridico a libera partecipazione sotto il diretto controllo dei membri partecipanti; il loro scopo, molto simile a quello delle CER, come osserveremo in seguito, è quello di fornire benefici ambientali, economici e sociali ai propri membri e/o al territorio in cui è insediata. La netta differenza con le CER, come è intuibile dalla definizione stessa, è l’assenza di obblighi riguardanti la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili. L’Articolo prosegue con la richiesta agli Stati Membri di predisporre quadri normativi nazionali adeguati utili a far accedere queste tipologie di strutture al mercato dell’energia elettrica, senza subire concorrenza scorretta da parte degli attori già facenti parte del mercato.

## 1.2 – Panorama Normativo Nazionale

L’Italia ha mostrato grande rapidità nel recepire queste direttive europee; governo, enti e agenzie nazionali hanno emanato diversi atti, decreti, delibere con lo scopo di integrare nel mercato elettrico queste nuove figure di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile e Comunità Energetiche Rinnovabili.

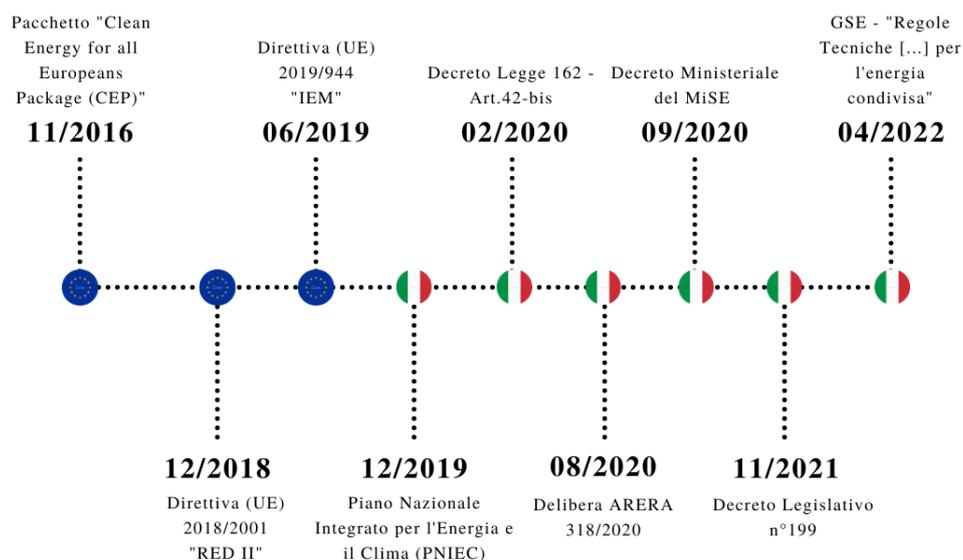


Figura 2 – Timeline del quadro normativo europeo ed italiano

Analizziamo qui di seguito, in ordine di pubblicazione, i principali documenti emanati in Italia, aventi un ruolo fondamentale per lo sviluppo del mercato energetico del prossimo futuro.

### 1.2.1 – I principali contenuti del PNIEC [6]

Nel Dicembre 2019, l'Italia, ed in particolare i Ministeri di Sviluppo Economico, Ambiente e Infrastrutture, hanno emanato il “*Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*”, facendo quindi seguito alla richiesta dell'Unione Europea di recepimento del pacchetto “CEP”. In questo documento l'Italia si impegna a raggiungere specifici obiettivi riguardanti la decarbonizzazione, l'elettrificazione dei consumi, l'efficientamento energetico e la promozione della generazione decentralizzata di energia elettrica.

Nella seguente Tabella, presente nel testo del PNIEC, vengono dichiarati gli obiettivi che l'Italia si prefigge di raggiungere entro il 2030, paragonati con quelli disposti dall'Unione Europea.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
<b>Energie rinnovabili (FER)</b>				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
<b>Efficienza energetica</b>				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
<b>Emissioni gas serra</b>				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
<b>Interconnettività elettrica</b>				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% <sup>1</sup>
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

Tabella 1 - Timeline del quadro normativo europeo ed italiano

Inoltre, nelle principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano, sono esplicitamente citate lo sviluppo di Energy Communities e la semplificazione delle autorizzazioni per Autoconsumatori e per Comunità di Energia Rinnovabile.

Da notare che prima dell'approvazione definitiva del Piano, questo è stato pubblicato online per la consultazione per permettere a tutti di formulare osservazioni, critiche o modifiche al Piano. Uno dei temi che ha ricevuto maggiore consenso è stato proprio quello riguardante la possibilità di instaurare gruppi di Autoconsumatori e Comunità di Energia Rinnovabile; ricordiamo che l'Italia ha grande interesse nello sviluppare queste strutture alimentate da fonti di energia rinnovabile, "FER" nel breve, difatti è già fatto obbligo, in caso di nuove costruzioni o di ristrutturazioni rilevanti, l'integrazione di una quota minima di FER puntualmente calcolata e proporzionale alla superficie in pianta dell'edificio. L'Italia, tralaltro, occupa un buon posizionamento in Europa per quanto riguarda la penetrazione della generazione distribuita (ca. 20% della generazione totale) e dell'autoconsumo (ca. 9% dei consumi totali, corrispondenti a 28TWh).

Il PNIEC ribadisce, inoltre, l'importanza del rafforzamento del ruolo di "cliente attivo" nel mercato elettrico, ritenuto il mezzo più efficiente per migrare verso una generazione elettrica sempre più distribuita. Nel Piano si richiede quindi la definizione di strumenti di governo che assicurino la sicurezza del sistema, la tutela dei consumatori e l'eliminazione di barriere all'accesso di queste strutture al mercato elettrico, prevedendo altresì un sempre maggior ricorso all'autoconsumo "naturalmente" favorito dagli sviluppi tecnologici.

Il Piano tratta inoltre diverse tematiche tutte riguardanti il panorama energetico nazionale; tra queste si riscontra il tema della povertà energetica per la quale vengono proposte alcune soluzioni come quelle di natura politica per la diminuzione dei consumi di energia elettrica per famiglia, l'autoconsumo, singolo o collettivo, e le CER.

### **1.2.2 – I principali contenuti del Art. 42-bis [8]**

I contenuti della Direttiva RED II, in materia di Comunità Energetiche Rinnovabili e Autoconsumo Collettivo, sono stati recepiti dall'Italia tramite l'Articolo 42-bis del Decreto Legge 162, conosciuto come "Decreto Mille Proroghe", emanato il 30 Dicembre 2019 e successivamente convertito in Legge nel Febbraio 2020.

L'articolo consente ai consumatori l'attivazione di Gruppi di Autoconsumo Collettivo da fonti rinnovabili o di Comunità Energetiche Rinnovabili con modalità e condizioni stabilite nell'Articolo stesso. Esso risulta molto importante in quanto è il primo in cui queste due strutture vengono legalmente riconosciute come partecipanti del mercato.

Citiamo brevemente le parti più importanti di questo articolo che riguardano i Gruppi di Autoconsumo Collettivo, che abbrevieremo in Gruppi di AUC, e le Comunità Energetiche Rinnovabili.

Riportiamo interamente il Comma 3 del suddetto Articolo in quanto vengono elencate le caratteristiche che queste due configurazioni devono rispettare per potersi definire come tale:

- a) *“nel caso di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, i soggetti diversi dai nuclei familiari sono associati nel solo caso in cui le attività [...] non costituiscono l'attività commerciale o professionale principale”;*
- b) *“nel caso di comunità energetiche, gli azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese, enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, e la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non può costituire l'attività commerciale e industriale principale”;*
- c) *“l'obiettivo principale dell'associazione è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera la comunità, piuttosto che profitti finanziari”;*
- d) *“la partecipazione alle comunità energetiche rinnovabili è aperta a tutti i consumatori ubicati nel perimetro [...], compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili”.*

Al Comma 4 vengono invece esplicate alcune condizioni che le entità giuridiche devono rispettare per poter operare legalmente; prima di tutto viene imposto ai soggetti partecipanti una taglia massima di impianto alimentato a fonti rinnovabili, che generi energia destinata al proprio consumo, fissata a 200 kW; inoltre, in caso di CER i punti di prelievo dei consumatori devono essere ubicati all'interno di reti elettriche sottese alla stessa cabina di media/bassa tensione. Questo è un punto molto importante che

andrà ad influenzare i criteri di costituzione di una CER, delimitandola a livello territoriale; sono però previste future revisioni che potrebbero riguardare anche questo limite fisico. Allo stesso modo viene limitato territorialmente anche l'Autoconsumo Collettivo, difatti tutti i partecipanti a questa struttura devono tassativamente trovarsi nello stesso edificio/condominio; anche questa definizione potrebbe essere revisionata in futuro.

Proseguendo, l'Articolo 42-bis definisce il ruolo dei "clienti finali associati ad una configurazione", ribadendo il loro mantenimento di diritti come clienti finali, garantendo la possibilità di recesso dalla configurazione in ogni momento e introducendo un contratto di diritto privato come metodo di regolazione tra essi.

Infine, nei restanti Commi, vengono poste le basi del meccanismo di incentivazione e valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabile e consumata all'interno delle configurazioni.

### **1.2.3 – I principali contenuti della Delibera ARERA 318/2020 [9]**

Al Comma 8 dell'Art.42-bis, si invita l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, ad adottare tutti i provvedimenti necessari per l'immediata attuazione dei contenuti dell'Articolo. Ciò viene recepito da ARERA attraverso l'emanazione, nell'Agosto 2020, della Delibera 318/2020, comprensiva di Allegati, intitolata *"Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini oppure condivisa in una Comunità di Energia Rinnovabile"*.

Nell'Allegato A della Delibera vengono precisamente definiti i concetti di Autoconsumatore di Energia Rinnovabile e Comunità di Energia Rinnovabile.

Citando la definizione fornita, l'Autoconsumatore di energia rinnovabile è *"un cliente finale che, operando in propri siti ubicati entro confini definiti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale. L'impianto di produzione*

*dell'autoconsumatore di energia rinnovabile può essere di proprietà di un soggetto terzo e/o gestito da un soggetto terzo, purché il soggetto terzo resti soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore di energia rinnovabile". Inoltre, viene garantito il diritto di realizzare, secondo gli schemi definiti dal TISSPC ("Regolazione dei sistemi semplici di Produzione e Consumo") [10] una configurazione di tipo SEU ("Sistemi Efficienti di Utenza") o ASAP ("Altri Sistemi di Auto Produzione"), escludendo quindi le configurazioni di Scambio sul Posto (SSP-A e SSP-B). Da questa deriva in maniera molto lineare la definizione di "Gruppo di Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente", ovvero "un gruppo di almeno due autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente e che si trovano nello stesso condominio o edificio".*

Contestualmente, viene definita anche la Comunità di Energia Rinnovabile come "un soggetto giuridico che:

- i. si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione detenuti dalla comunità di energia rinnovabile;*
- ii. i cui azionisti o membri sono persone fisiche, piccole e medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali, a condizione che, per le imprese private, la partecipazione alla comunità di energia rinnovabile non costituisca l'attività commerciale e/o industriale principale;*
- iii. il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai propri azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari".*

Viene inoltre introdotta la figura del Referente di un gruppo di autoconsumatori o di una CER; nel caso di una Comunità di energia rinnovabile il referente è la comunità stessa, mentre nel caso di un gruppo di autoconsumatori il ruolo di Referente può essere ricoperto dall'amministratore di condominio o da un produttore di energia elettrica che gestisce impianti FER la cui produzione rileva nella configurazione.

Infine, viene precisamente definito il concetto di Energia Condivisa ovvero "il minimo orario tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma

*dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità energetica di energia rinnovabile”.*

All'Articolo 3 dell'Allegato A della Delibera ARERA 318/2020 vengono descritti i “*Requisiti per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*” che i gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabili o le comunità energetiche rinnovabili devono tassativamente rispettare, pena il mancato accesso al meccanismo di incentivazione e valorizzazione.

Vengono altresì emanati altri articoli di corredo per una corretta integrazione del quadro normativo riguardanti alcune regole tecniche che saranno poi riassunte nel documento “*Regole Tecniche per accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione energia elettrica condivisa*” emanato dal GSE (Gestore Servizi Energetici) e che analizzeremo nel dettaglio in seguito in quanto rappresenta una sorta di “guida pratica” per la costituzione di un Gruppo di Autoconsumatori di energia rinnovabili o di una CER.

#### **1.2.4 – I principali contenuti del D.M. del MiSE [11]**

Il Decreto Ministeriale del 16 Settembre 2020, emanato dal Ministero dello Sviluppo Economico, individua la tariffa incentivante spettante alle configurazioni di Gruppi di AUC e di CER nella forma di una tariffa premio (quindi non variabile).

Il Decreto stabilisce che i contributi economici spettanti riguardano esclusivamente la parte di energia elettrica che viene scambiata all'interno della configurazione e sono erogati per la durata massima di 20 anni (a partire dalla prima data in cui avviene condivisione di energia) esclusi i periodi di fermi impianto adeguatamente giustificati. Terminati i 20 anni si possono ottenere proroghe annuali su una parte di questi contributi.

Questi contributi, riguardanti la quantità di energia condivisa all'interno della configurazione, sono stati fissati pari a:

- 100 €/MWh nel caso l'impianto di produzione faccia parte di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo

- 110 €/MWh nel caso in cui l'impianto di produzione faccia parte di una Comunità Energetica Rinnovabile

Da notare che la quota di energia condivisa generata da un impianto che ha avuto accesso al "Superbonus 110%" non può venire considerata nel calcolo della quantità di energia condivisa.

Il Decreto stabilisce i criteri di cumulabilità di queste misure con altre forme di incentivazione a cui si potrebbe avere accesso; in particolare:

- Le tariffe enunciate in questo decreto non possono coesistere con i meccanismi di Scambio sul Posto
- Gli enti locali e territoriali non possono accedere contemporaneamente anche alle agevolazioni previste dal Decreto "FER" del 4 Luglio 2019
- In caso di accesso al "Superbonus 110%", questo può essere applicato a una spesa corrispondente all'installazione di un impianto FER dalla potenza massima di 20 kW<sub>p</sub>; non è escluso, per la quota di potenza eccedente, l'accesso alle detrazioni del 50% previste dal cosiddetto "Bonus Ristrutturazione"
- Risulta possibile sommare gli incentivi del presente Decreto con quelli previsti in caso di accesso al "Bonus Ristrutturazione" al 50% previsto dall'Art.16-bis del "Testo Unico delle Imposte sui Redditi", fino a un massimo di spesa per l'intero impianto non superiore a 96.000 €.

### **1.2.5 – I principali contenuti del D.Lgs. 199 del 8 Novembre 2021 [7]**

Il Decreto Legislativo 199 del 8 Novembre 2021, in vigore da Dicembre 2021, tratta nuovamente il recepimento della Direttiva RED II integrandola con le disposizioni da attuare contenute nel "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)" [12], aggiornando al contempo gli obiettivi del processo di carbonizzazione, puntando a un decremento entro il 2030 delle emissioni climalteranti del 55% rispetto al 1990.

Al Titolo IV del decreto vengono trattati gli argomenti di autoconsumo e di Comunità Energetiche Rinnovabili.

In particolare un cliente finale può diventare un autoconsumatore di energia rinnovabile quando produce e accumula energia rinnovabile per il proprio consumo tramite un

impianto FER sotto il diretto controllo dell'autoconsumatore e direttamente connesso all'utenza del cliente finale; viene concessa la possibilità che la generazione di energia elettrica avvenga anche attraverso più impianti FER ubicati in siti diversi da quelli in cui l'autoconsumatore opera, purchè questi siti siano nella disponibilità dell'autoconsumatore stesso. Per questa seconda opzione viene concesso all'autoconsumatore l'utilizzo della rete di distribuzione esistente per il trasporto dell'energia dalle unità di produzione ai punti di prelievo. In aggiunta a ciò, l'autoconsumatore può anche vendere l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta e offrire i cosiddetti servizi ancillari, ovvero quei servizi atti a garantire la sicurezza della rete elettrica nazionale. Se tutti questi requisiti vengono rispettati, allora l'autoconsumatore potrà accedere al meccanismo di incentivazione previsto dal quadro normativo.

Vengono altresì definiti i Gruppi di AUC; questi si possono definire tali quando più clienti finali si associano per divenire autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente. Anche questa configurazione presenta dei requisiti imprescindibili per l'accesso al meccanismo di incentivazione. In primo luogo, viene stabilito che gli autoconsumatori debbano tutti trovarsi nel medesimo edificio o condominio; è consentita la realizzazione di impianti "in comune" con gli altri membri e di conseguenza sarà necessario utilizzare la rete di distribuzione per la condivisione di energia. Da sottolineare che l'energia autoprodotta dovrà essere utilizzata prioritariamente per l'autoconsumo e, solo quando questo è massimizzato, si potrà vendere l'energia eccedentaria. Inoltre, come già espresso in precedenza, la vendita di energia non può rappresentare la principale attività commerciale degli attori partecipanti a questa configurazione.

All'Art. 31 del Decreto viene invece descritto il panorama normativo in cui deve inquadarsi una Comunità Energetica Rinnovabile. L'articolo stabilisce che i clienti finali hanno il diritto di aggregarsi in una CER purché siano rispettati diversi requisiti; il primo riguarda l'obiettivo principale di una Comunità Energetica Rinnovabile, che non può essere quello di realizzare profitti finanziari, bensì il generare benefici economici e sociali a livello della comunità stessa. Vengono inoltre definiti i potenziali

membri di una CER, che si configura a tutti gli effetti come una entità giuridica autonoma, e i limiti per le imprese che vogliono parteciparvi. Si ribadisce che la partecipazione e recessione da una Comunità Energetica Rinnovabile debba mantenersi libero e si obbliga la Comunità a massimizzare l'autoconsumo istantaneo in sito, dopo il quale è concessa la vendita delle eccedenze. Anche per le CER viene imposto una sorta di limite territoriale, ovvero esse devono operare all'interno di una zona servita dalla medesima cabina primaria. Rispettati i predetti obblighi, anche le CER possono accedere al meccanismo di incentivazione previsto dalla Normativa italiana in materia.

Successivamente vengono trattate le modalità di interazione di queste strutture con il sistema energetico attuale. Innanzitutto, si dispone l'obbligo da parte delle configurazioni precedentemente elencate di dotarsi di un contratto di diritto privato in cui viene inoltre nominato un referente che si occuperà di tutti i contatti con il GSE.

Infine, si dispone che l'ARERA, nel caso in cui gli impianti di produzione e i punti di prelievo siano connessi alla rete sottesa da una medesima cabina primaria, individui un corrispettivo unitario applicabile alla quota di energia condivisa da erogare alle configurazioni generato dai mancati oneri di trasmissione e dalle mancate perdite a carico del sistema elettrico nazionale.

### **1.2.6 – Principali contenuti delle “Regole tecniche” del GSE [13]**

Il 4 Aprile 2022, il GSE (Gestore Servizi Energetici) ha emanato le più recenti “*Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*”. Questo atto ricopre un ruolo fondamentale per la costituzione di Gruppi di AUC da fonti rinnovabili o di Comunità Energetiche Rinnovabili; infatti, dato il complesso quadro normativo nazionale in materia, il GSE fornisce questo manuale che riassume tutte i requisiti necessari per l'accesso ai meccanismi di incentivazione e valorizzazione dell'energia condivisa precedentemente descritti, gli obblighi degli attori partecipanti a uno schema di CER o AUC, la cumulabilità con altre forme di incentivazione e le specifiche degli impianti adottabili in una configurazione.

Viene inoltre stabilita la procedura di avvio di un Gruppo di AUC o di una CER; il Referente dovrà dotarsi della documentazione necessaria e, interfacciandosi con un apposito portale gestito dal GSE, potrà inoltrare la domanda di costituzione di una

configurazione di AUC o di una CER; la documentazione dovrà accertare la contemporanea presenza di tutti i prerequisiti necessari per l'accesso ai meccanismi di incentivazione e dovrà riportare la data di creazione del soggetto giuridico. Questi atti dovranno naturalmente seguire tutte le disposizioni descritte nel quadro normativo italiano, per cui per costituirsi come tali, un Gruppo di AUC o una CER dovranno riportare nella documentazione allegata:

- Il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di poter scegliere il proprio venditore di energia elettrica; in aggiunta è garantito il diritto di recesso dalla configurazione in ogni momento, fermi restando eventuali corrispettivi concordati nell'atto costitutivo in caso di recesso anticipato dallo schema. Il cliente finale sarà, inoltre, il titolare del punto di connessione e quindi intestatario delle bollette.
- L'individuazione di un unico responsabile che si occupi della ripartizione dell'energia elettrica condivisa tra i membri della configurazione; i membri possono delegare a questo responsabile anche la gestione delle partite economiche verso il GSE e le eventuali società di vendita.
- La ragione sociale prevalente di una CER o di un Gruppo di AUC dovrà tassativamente essere quello di produrre benefici economici, sociali e ambientali ai membri stessi, piuttosto che profitti meramente finanziari.
- Gli impianti di produzione ammessi devono necessariamente essere alimentati da fonti di energia rinnovabile, ovvero impianti che utilizzano per tale produzione l'energia eolica, solare, geotermica, idrotermica, idraulica, da biomasse o da gas residuali.
- La potenza massima di ciascun impianto è fissata a 200 kW e i produttori possono essere diversi fra loro e non necessariamente coincidenti con uno dei clienti finali.
- Non è accessibile il meccanismo di "Scambio sul Posto" nel caso in cui si faccia parte di uno schema di autoconsumo collettivo o di una Comunità Energetica Rinnovabile.

A questo punto vengono analizzati i requisiti necessari, oltre a quelli precedentemente elencati, per poter fare parte di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo o di una Comunità Energetica Rinnovabile.

Per poter accedere a un Gruppo di AUC:

- I punti di connessione devono trovarsi nel medesimo edificio o condominio.
- L'attività commerciale principale non può essere la vendita o lo scambio di energia.
- Il condominio stesso può far parte dei Clienti Finali; inoltre viene data una definizione dettagliata di edificio, ovvero una costruzione aventi unità immobiliari sotto un'unica proprietà, e condominio, ovvero un insieme di unità immobiliari aventi anche più proprietari ma con parti comuni; i condomini possono essere costituiti da più edifici, ad esempio villette a schiera, e configurarsi come "Supercondominio".

Per poter invece accedere a una Comunità Energetica Rinnovabile:

- La Comunità deve costituirsi come un soggetto giuridico autonomo in cui sono previsti almeno due Clienti Finali e un impianto di produzione, il quale dovrà essere di proprietà, o nella piena disponibilità, della Comunità stessa.
- I membri, o azionisti, possono essere persone fisiche, piccole o medie imprese (PMI), enti territoriali o autorità locali come le amministrazioni comunali, enti di ricerca, enti religiosi ed enti del terzo settore a patto che siano situati negli stessi comuni in cui la Comunità opera e possiede gli impianti di produzione.
- Le imprese private non possono avere come oggetto principale del loro business quello della partecipazione alla Comunità per trarre profitti.
- I punti di connessione dei membri partecipanti devono essere ubicati su reti di distribuzione elettriche di bassa tensione sottese alla medesima cabina di trasformazione di media/bassa tensione (cabina secondaria).

Nel prosieguo del documento vengono definiti puntualmente i criteri di calcolo e le modalità di misura di quelle grandezze che andranno poi a generare ricavi mediante il meccanismo di incentivazione e valorizzazione dell'energia elettrica condivisa e

vengono descritti i criteri di remunerazione riguardanti la Tariffa Premio e la Tariffa Unitaria predisposte nella Delibera ARERA 318/2020 [9] e nel D.M. del MiSE [11] visti in precedenza.

Vengono infine individuati i corrispettivi per la copertura dei costi amministrativi sostenuti dal GSE per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa e che la Comunità dovrà risarcire. La tariffa da corrispondere al GSE è formata da una parte fissa annuale e da una parte variabile in base alla taglia dell'impianto:

Potenza kW	Corrispettivo fisso	Corrispettivo variabile
	€/anno	€/kW
$P \leq 3$	0	0
$3 < P \leq 20$	30,00	0
$20 < P \leq 200$	30,00	1,00

*Tabella 2 – Corrispettivi erogati dal GSE*

Si applica inoltre un contributo aggiuntivo pari a 4 €/anno per ogni punto di connessione facente parte della configurazione da corrispondere al GSE.

Riportiamo inoltre questa utile tabella, presente nell'Allegato 3 delle "Regole Tecniche", che riassume il flusso procedurale per poter accedere al meccanismo di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa:

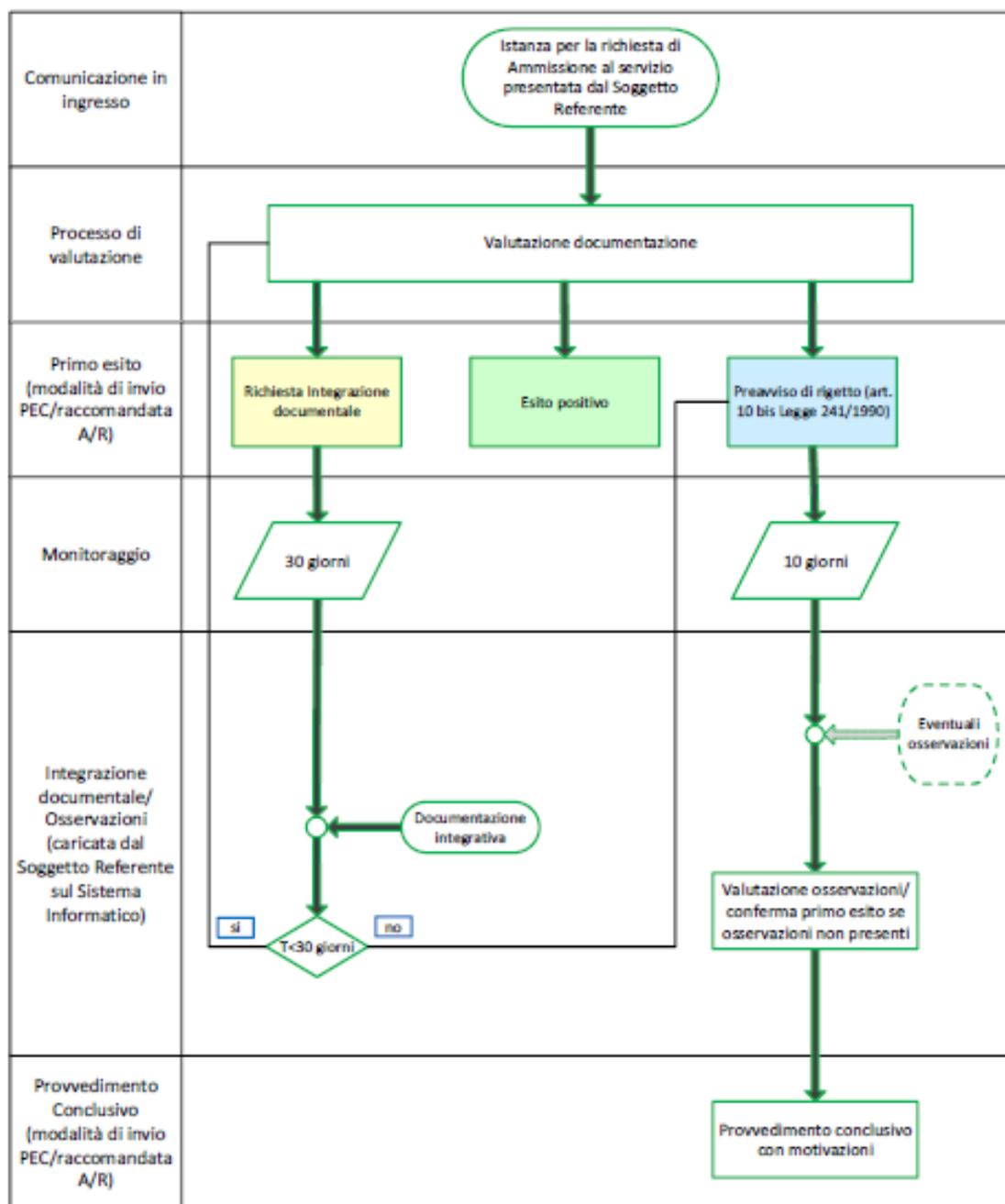


Tabella 3 – Flusso del procedimento di ammissione al servizio [13]

### 1.3 – Il percorso delle Regioni

Già prima dell'entrata in vigore delle normative attuali su Gruppi di AUC e CER, alcune Regioni hanno cercato di anticipare i tempi promulgando delle proprie leggi regionali in materia.

La prima Regione a dotarsi di una legge sull'argomento è stato il Piemonte, che già nell'Agosto 2018 ha emanato la Legge Regionale n° 12 "*Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*" [14]. Inizialmente la Legge prevedeva l'esplorazione delle possibilità che sarebbero potute nascere per persone, aziende ed enti di scambiare energia autoprodotta da fonti rinnovabili ma già l'anno successivo uscì un bando atto al raccoglimento di candidature per fare parte di questi schemi; i requisiti per potervi accedere erano grossomodo simili a quelli attualmente in vigore a livello nazionale e riguardavano la numerosità dei soggetti coinvolti e i volumi di produzione e consumo del gruppo. Anche la Regione Sardegna, sin dal 2018, ha iniziato una forte promozione per la realizzazione di CER attraverso vari bandi regionali.

Dopo questi due casi virtuosi, anche a causa del periodo pandemico, non ci furono altre Regioni che si impegnarono nella promozione e nello sviluppo di Gruppi di AUC e CER seppur iniziarono ad aumentare i primi progetti sperimentali di costituzione di una di queste configurazioni, sfruttando deroghe normative.

Nell'ultimo anno però, questo argomento è tornato prepotentemente nelle politiche energetiche nazionali e regionali, grazie anche ai fondi stanziati dal PNRR.

Una delle prime regioni a rilanciare queste imprese fu la Regione Marche, tramite l'emanazione, in data 11 Giugno 2021, della Legge Regionale n°10 "*Interventi regionali di promozione e sostegno dell'istituzione dei gruppi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e delle comunità energetiche rinnovabili*" [15] in attuazione degli obiettivi di decarbonizzazione e di sostenibilità ambientale promossi dalla Direttiva (UE) "*RED II*".

Nel Febbraio 2022 la Regione Lombardia emana la Legge Regionale n°2, attuata tramite Delibera XI/6270 in data 11 Aprile 2022, nella quale si impegna alla promozione di Comunità Energetiche; i Comuni lombardi avranno tempo fino al 31 Dicembre 2022 per proporre le proprie Manifestazioni di Interesse. Queste proposte saranno poi valutate dalla Regione in base a criteri oggettivi descritti nella legge [16].

In data 27 Maggio 2022, la Regione Emilia-Romagna approva la Legge Regionale n°5 "*Promozione e sostegno delle Comunità Energetiche Rinnovabili e degli*

*Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente*” [17], in cui vengono stanziati fondi regionali per accelerare lo sviluppo di questi progetti principalmente in situazioni dove è presente un alto rischio di povertà energetica.

A ruota, tra Giugno e Luglio 2022, anche l’Abruzzo e il Veneto emanano le proprie Leggi Regionali, in linea con le direttive nazionali in materia.

Dalla presente esposizione del percorso di alcune Regioni nei campi di autoconsumo e Comunità Energetiche Rinnovabili si deduce che, dopo una prima fase sperimentale in cui questi schemi non furono al centro delle politiche energetiche regionali, oggi il tema di Comunità Energetiche Rinnovabili e Gruppi di AUC ricoprono un ruolo centrale nelle politiche locali e nazionali, incentivando maggiormente la costituzione di questi schemi per rispondere agli obiettivi posti dalla Direttiva “RED II” e dal PNIEC. In aggiunta a ciò, il particolare periodo storico attuale, caratterizzato da un costo dell’energia elettrica elevato, favorirà lo sviluppo sempre maggiore di queste strutture in modo da ridurre al massimo l’impronta ambientale e, al contempo, potrebbe consentire una stabilizzazione dei prezzi dell’energia elettrica, che saranno meno aleatori grazie a una generazione rinnovabile piuttosto che da fonti fossili, il cui mercato è poco prevedibile e oggetto di numerose speculazioni finanziarie.

## **Capitolo 2 – Caratteristiche e strutture di una CER e di un Gruppo di AUC**

Le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo si differenziano, a livello legale, su vari fronti.

Difatti, per configurarsi come una CER, bisognerà dotarsi di uno statuto che avrà come scopo principale non tanto il profitto finanziario, che comunque è auspicato, quanto il beneficio ambientale, economico e sociale dell'intera comunità. Per un Gruppo di Autoconsumo Collettivo invece, non vengono specificati precisi requisiti legali per la costituzione, seppur rimane necessario un atto costitutivo, il quale può essere semplicemente il verbale dell'assemblea di condominio nel caso in cui le utenze si configurino come tale.

Uno schema da non confondere con una CER ma che può anch'esso essere incluso nel mercato elettrico nazionale è la Comunità Energetica di Cittadini (CEC). Le principali differenze tra una CEC e una CER riguardano gli attori partecipanti, il perimetro della comunità, la generazione di energia e i servizi erogati dalla comunità. Infatti, in una CEC possono partecipare solo Piccole Imprese (max. 50 addetti e 10 milioni di euro di fatturato) mentre le Medie Imprese (max. 250 addetti e 50 milioni di euro di fatturato) possono partecipare eventualmente ad una CER; oltre a questo una CEC è basata esclusivamente sulla produzione e lo scambio di energia elettrica mentre una CER fa preciso riferimento alla produzione e allo scambio di energia rinnovabile, sia energia elettrica che termica; i partecipanti di una CEC non hanno vincoli di prossimità espliciti mentre una CER può svilupparsi esclusivamente nelle zone limitrofe dell'impianto di produzione sviluppato dalla CER stessa [18].

## 2.1 – Schemi di configurazione ammissibili per l’autoconsumo

Nel mercato elettrico nazionale la trasmissione e la distribuzione dell’energia elettrica sono affidati in concessione a soggetti terzi, diversi dal proprietario della rete, che in Italia è Terna S.p.a., maggior operatore europeo di reti di trasmissione di energia elettrica.

Le configurazioni ammesse per l’autoconsumo sono quindi limitate a due modelli [10]:

- SDC: Sistemi di Distribuzione Chiusi
- SSPC: Sistemi Semplici di Produzione e Consumo

I Sistemi di Distribuzione Chiusi, attivi sin dal 2009 dopo la loro definizione attraverso la Direttiva (UE) 2009/28, sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all’interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi, purché geograficamente limitato, senza però il permesso di rifornire clienti civili eccezion fatta per i seguenti casi:

- I nuclei familiari per i quali esistono rapporti di lavoro con aziende connesse a un SDC e inizialmente partecipanti allo stesso gruppo societario proprietario del sistema
- Il cliente civile, per particolari ragioni tecniche o di sicurezza, partecipa al processo di produzione e alle operazioni del SDC

A livello normativo, l’energia prodotta all’interno di un SDC e localmente utilizzata dalle utenze connesse è paragonabile all’autoconsumo; inoltre, le imprese partecipanti hanno la libertà, nonché la convenienza, a gestire in maniera efficiente la condivisione di energia all’interno del sistema stesso, generando quindi rilevanti risparmi economici per le utenze comprese nel SDC.

Ad oggi non è più possibile costituire un Sistema di Distribuzione Chiuso e la normativa vigente consente la gestione dei soli sistemi già esistenti al 15 Agosto 2009, data di entrata in vigore della Direttiva (UE) 2009/28 [19].

I Sistemi Semplici di Produzione e Consumo sono quelli che più si adattano ad una configurazione di autoconsumo collettivo. L’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) li definisce nel “*Testo integrato dei Sistemi Semplici di*

*Produzione e Consumo (TISSPC)*” [10] e sono caratterizzati dall’insieme dei sistemi elettrici connessi direttamente o indirettamente alla rete pubblica, all’interno dei quali il trasporto di energia elettrica alle Unità di Consumo si configura come auto-provvigionamento energetico piuttosto che come trasmissione o distribuzione dell’energia elettrica. I SSPC si possono classificare ulteriormente come evidenziato nella figura seguente:

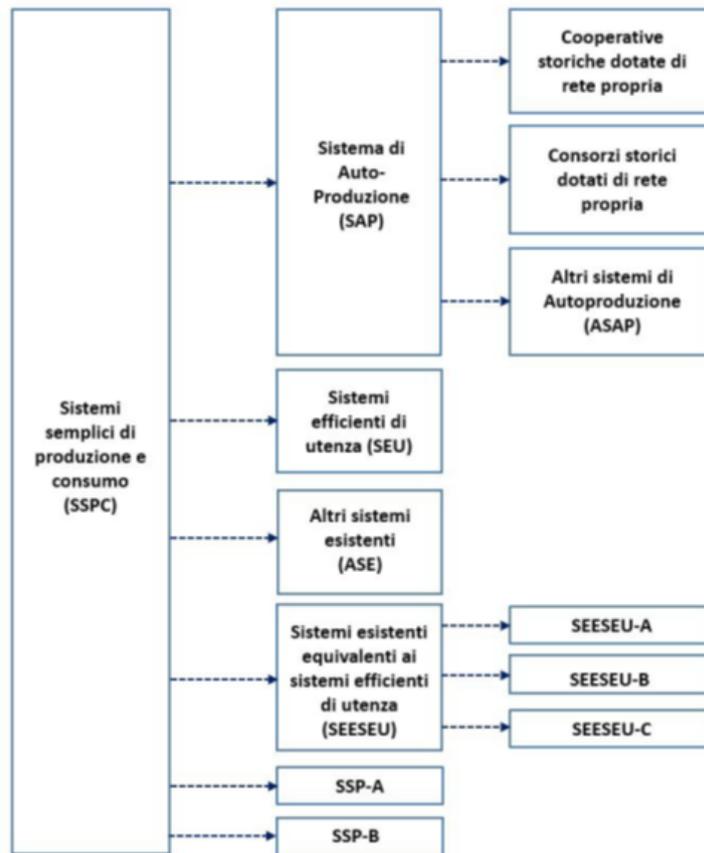


Figura 3 – Flusso del procedimento di ammissione al servizio [13]

Si può notare come, in precedenza, si faccia riferimento all’auto-provvigionamento piuttosto che all’autoconsumo; qualora vi sia la volontà di realizzare uno schema di autoconsumo si hanno, sostanzialmente, tre possibilità:

- Altri Sistemi di Autoproduzione (ASAP): sono sistemi in cui un unico prosumer, persona fisica o giuridica, produce energia elettrica e, tramite reti private, ne autoconsuma almeno il 70% su base annua.

- Sistemi di Scambio su Posto (SSP-A e SSP-B): lo Scambio sul Posto è una particolare modalità di autoconsumo *in situ* che compensa l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un determinato momento con quella prelevata e consumata dalla rete in un momento non coincidente con quello della produzione; L'SSP-A è accessibile ai soli impianti FER con potenza installata minore di 20 kW mentre l'SSP-B comprende tutti gli altri casi. Da sottolineare che, secondo l'attuale normativa italiana, lo Scambio sul Posto non è accessibile per le Comunità Energetiche Rinnovabili e per i Gruppi di Autoconsumo Collettivo.
- Sistemi Efficienti di Utenza (SEU): sono sistemi in cui, citando la definizione fornita da ARERA, “uno o più impianti di produzione di energia elettrica, alimentati da fonti rinnovabili ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento, gestiti dal medesimo produttore, eventualmente diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato senza obbligo di connessione di terzi, all'unità di consumo di un solo cliente finale (persona fisica o giuridica) e sono realizzati all'interno di un'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente”

Da sottolineare che queste definizioni riguardano principalmente schemi di autoconsumo “uno a uno”, ovvero un'Unità di Produzione a servizio di un'Unità di Consumo; ciò viene esteso dalle attuali normative in vigore che consentono lo sviluppo di schemi di autoconsumo “uno a molti” e “molti a molti”. In questi ultimi due schemi di autoconsumo possono essere realizzate due differenti configurazioni, una fisica ed una virtuale [20]:

- Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione: esiste una connessione privata e diretta tra l'Unità di Produzione e le utenze domestiche o comuni; è presente un unico punto di connessione con la rete pubblica (POD: Point of Delivery) e l'energia prodotta e autoconsumata rimane fisicamente all'interno della rete privata di distribuzione dell'edificio/condominio per cui, su di essa, non verranno applicati gli oneri di rete cosiddetti variabili. Il contratto di fornitura sarà unico, essendoci un unico POD, ma le singole utenze dovranno tassativamente dotarsi di un contatore fiscale così come previsto dalle Direttive nazionali per non configurarsi come

“utenti nascosti”. Essendo il contratto stipulato su un unico POD, le utenze partecipanti non sono liberi di scegliere ognuno il proprio contratto di fornitura, andando in contrapposizione con i diritti di “cliente finale” sanciti dalle normative italiane ed europee.

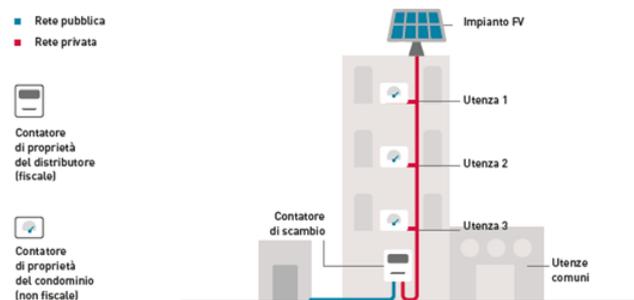


Figura 4 – Schema di autoconsumo fisico [20]

- Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze e impianto di produzione: in questo schema ogni utente è normalmente connesso alla rete pubblica tramite un proprio POD; rimangono quindi conformi alla normativa i diritti di “cliente finale” in quanto ogni utente, obbligatoriamente dotato di un contatore fiscale, rimane libero di poter scegliere il proprio fornitore o uscire dalla configurazione in ogni momento. In questo schema, i vantaggi generati dall’autoconsumo sono di natura tipicamente commerciale in quanto il gestore della configurazione provvederà ad accertare le quote di autoconsumo direttamente collegabili ad ogni membro della configurazione sulla base dei dati forniti dai contatori fiscali e dalla produzione dell’impianto; stabilite queste quote erogherà infine i corrispettivi economici spettanti ad ogni partecipante alla configurazione.

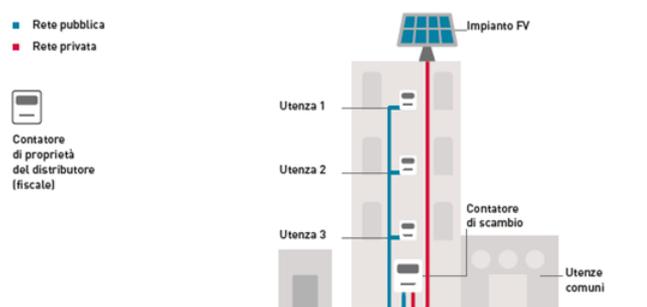


Figura 5 - Schema di autoconsumo virtuale [20]

Il modello di autoconsumo selezionato per rispettare tutti i requisiti imposti dalle attuali normative italiane è quello virtuale in cui la condivisione di energia tra i soggetti partecipanti è realizzata sfruttando la rete elettrica già presente. Il target rimane sempre quello della massimizzazione dell'autoconsumo istantaneo e dell'energia condivisa su base oraria e per fare ciò è permessa l'installazione di sistemi di accumulo all'interno del perimetro della configurazione.

## 2.2 – Il ruolo delle CER e dei Gruppi AUC

Le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo, come descritto in precedenza, cercano di far ottenere ai propri membri, o alla comunità stessa, benefici di carattere economico, sociale ed ambientale.

Ma le CER e i Gruppi di AUC saranno attori fondamentali nel miglioramento dell'intero sistema energetico nazionale, che dovrà, anch'esso, rinnovarsi e rivoluzionarsi. Secondo il “World Energy Council”, forum partecipato attualmente da 92 Nazioni e una decina di partners commerciali con lo scopo di promuovere l'approvvigionamento e l'uso sostenibile dell'energia per il massimo beneficio di tutte le persone, le sfide da affrontare nell'immediato futuro saranno sostanzialmente tre, schematizzabili nel cosiddetto “Energy Trilemma” [21]:

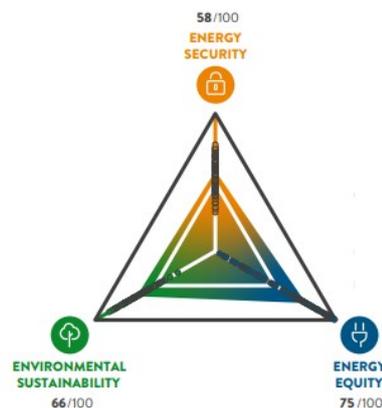


Figura 6 - Energy Trilemma 2021 elaborato dal WEC

Questo triangolo rappresenta una schematizzazione del bilanciamento delle misure intraprese per raggiungere gli obiettivi raffigurati ai suoi vertici:

- Energy Security: la capacità di soddisfare la domanda di energia in modo affidabile e flessibile, aumentando la resilienza del sistema verso eventuali shock del mercato.
- Energy Equity: la capacità di garantire accesso universale ad energia abbondante e a basso costo.
- Environmental Sustainability: rappresenta la transizione dell'attuale sistema energetico verso un modello più sostenibile nei confronti dell'ambiente.

Sfortunatamente, alcune delle misure adottate per perseguire i già menzionati obiettivi, potrebbero essere concorrenziali fra loro, per cui bisognerà trovare un equo bilanciamento, che viene rappresentato nell' "Energy Trilemma", tra le misure che i vari Stati adotteranno.

Per quanto riguarda l'Italia [22], il complesso periodo storico attuale caratterizzato da prezzi delle materie prime molto volatili e una generale instabilità politica possono influenzare negativamente il graduale processo di decarbonizzazione in corso. Come già detto in precedenza, le energie rinnovabili sembrano poter dare un forte contributo a questo processo, riducendo le importazioni di combustibili fossili da paesi terzi e di conseguenza riducendo la volatilità dei prezzi di questi ultimi. A fine 2021 gli impianti eolici e fotovoltaici installati in Italia superavano la quota di 33 GW di potenza, ovvero circa il 90% in più rispetto al 2008, ma comunque insufficienti per rispettare gli obiettivi di riduzione delle emissioni climalteranti. In questo processo, sempre secondo il "World Energy Council", le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo dovranno giocare un ruolo decisivo; le prospettive di sviluppo di queste configurazioni necessitano di una semplificazione delle procedure autorizzative, in modo da rendere questi schemi accessibili a quante più persone possibili. Ciò fa parte di un più ampio piano di "alfabetizzazione energetica" che oramai tutti gli Stati stanno portando avanti per rendere i cittadini più consci e responsabili verso il settore energetico.

È bene, inoltre, considerare, che la continua tendenza all'elettrificazione dei consumi finali in atto ormai da diverso tempo può senza dubbio rappresentare una forte spinta alla decarbonizzazione. Le CER e i Gruppi di AUC rispettano perfettamente il

cosiddetto “paradigma delle 3D”, decarbonizzazione, decentramento e digitalizzazione, che si pone come modello per una transizione verso sistemi più ecosostenibili [23].

## 2.3 – Attori partecipanti e rispettiva organizzazione

La platea a cui le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo si rivolgono è piuttosto ampia e variegata ed ognuno dei possibili partecipanti perseguirà i propri obiettivi ed interessi. Se per i Gruppi di AUC è più facile convergere verso un interesse comune, in quanto si può presumere che utenze di uno stesso edificio/condominio abbiano interessi simili, così non si può dire per una CER data la marcata diversità settoriale dei membri partecipanti.

### 2.3.1 – Comunità Energetiche Rinnovabili

Data l’eterogeneità dei membri potenzialmente partecipanti ad una CER è obbligatoria la stipula di un contratto di diritto privato tra essi in cui devono venire specificati i ruoli assunti da ogni membro della configurazione e il Referente della CER stessa; nella seguente Tabella si può osservare come non tutti i possibili membri possano ricoprire tutti i tipi di ruoli [13]:

<b>Soggetti</b>	<b>Promotore</b>	<b>Membro</b>	<b>Produttore</b>	<b>Finanziatore</b>
<b>Privati Cittadini</b>	✓	✓		✓
<b>PMI</b>	✓	✓		✓
<b>Enti</b>	✓			
<b>Pubblica Amministrazione</b>	✓	✓		✓
<b>Player Energetici</b>	✓		✓	✓
<b>Amministratori condominiali</b>	✓			
<b>CER come soggetto giuridico</b>			✓	

*Tabella 4 - Distribuzione dei ruoli di una Comunità Energetica Rinnovabile*

Generalmente una CER adotta una delle seguenti forme giuridiche:

- Cooperativa: devono mantenere autonomia e indipendenza, il controllo è suddiviso equamente tra i membri.
- Partnership: non è prevista la democraticità del potere che, in genere, è proporzionale alle quote detenute.
- Community Trust: struttura che garantisce un reinvestimento dei profitti in progetti di interesse locale generale benefici all'intera Comunità piuttosto che al singolo membro.
- Organizzazioni senza scopo di lucro: sono basate su investimenti a fondo perduto da parte dei membri finanziatori, che non perseguono quindi un personale ritorno economico.

Attualmente in Italia, emergono prevalentemente tre differenti modelli di organizzazione di una CER, che si differenziano sotto diversi ma soprattutto dal tipo di promotore e dal criterio di redistribuzione dei profitti:

<b>CER</b>	<b>Public Lead</b>	<b>Community Energy Builder (CEB)</b>	<b>Pluralista</b>
<b>Promotore</b>	Amministrazione Comunale o altri Enti senza scopo di lucro	Player Energetico	Cittadini, PMI, altri Enti senza scopo di lucro
<b>Membri</b>	Cittadini, Pubblica Amministrazione, PMI	Cittadini, Pubblica Amministrazione, PMI	Cittadini, PMI
<b>Scopi</b>	Generare valore sul territorio, riduzione della spesa energetica	Profitti economici, riduzione della spesa energetica	Profitti economici, riduzione spesa energetica
<b>Primo Investitore</b>	Fondi Pubblici	Principalmente Player Energetico	Principalmente Player Energetico, Sconto in fattura
<b>Redistribuzione dei profitti</b>	Integralmente ai membri	Spartizione tra Player Energetico e membri	Spartizione tra Player Energetico e membri

*Tabella 5 - Modelli organizzativi di una Comunità Energetica Rinnovabile*

### 2.3.2 – Gruppi di Autoconsumo Collettivo

Per quanto riguarda la costituzione dei Gruppi di AUC, l'iter procedurale risulta sensibilmente più semplice e meno vincolante; è sempre necessario definire un Referente del Gruppo che si occuperà dei rapporti con il GSE, mentre l'organizzazione interna tra i membri risulta definita da un qualsiasi atto di costituzione del Gruppo, che può essere anche l'eventuale verbale di assemblea condominiale. Nel prossimo futuro,

verranno probabilmente ammessi alla configurazione anche i cosiddetti “Super-Condomini”, che potranno ulteriormente ampliare la platea di possibili partecipanti a questa tipologia di configurazione; un esempio di super-condominio che ben si può prestare all’autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili è un comparto di una zona industriale, che disporrebbe di ampi spazi sui tetti per l’installazione di impianti FER e allo stesso tempo avrebbe, generalmente, consumi negli stessi momenti della produzione, massimizzando quindi l’autoconsumo istantaneo.

In ogni caso, ad oggi, sono presenti due diverse macrostrutture di Gruppi di AUC, mentre si riscontrano solo rari casi di Gruppi promossi da privati cittadini o PMI:

<b>Gruppi di AUC</b>	<b>Schema 1</b>	<b>Schema 2</b>
<b>Promotore</b>	Amministrazione Comunale o altri Enti senza scopo di lucro	Player Energetico
<b>Membri</b>	Cittadini, PMI	Cittadini, PMI
<b>Scopi</b>	Riduzione della spesa energetica, lotta alla povertà energetica, diffusione FER	Profitti economici, riduzione spesa energetica
<b>Primo Investitore</b>	Fondi Pubblici, Sconto in fattura	Principalmente Player Energetico, Sconto in fattura
<b>Redistribuzione dei profitti</b>	Integralmente ai membri	Spartizione tra Player Energetico e membri

*Tabella 6 - Modelli organizzativi di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo*

Nella sezione Scopi della Tabella 2 e della Tabella 3 sono riportati esclusivamente quelli principali, ma nella realtà si perseguiranno contemporaneamente sia la riduzione della spesa energetica sia l’opportunità di business sia la creazione di valore sul territorio, così come previsto dalle normative attualmente in vigore.

## **2.4 – I vantaggi derivanti da una CER o di un Gruppo di AUC**

Le CER e i Gruppi di AUC, a livello residenziale, possono implementare azioni per migliorare il risparmio e l’efficienza energetica contribuendo all’abbassamento della

povertà energetica; a livello commerciale/industriale, riducendo i consumi e stabilizzando le tariffe di approvvigionamento dell'energia elettrica, aumentano la competitività delle attività locali.

Ricapitolando, i vantaggi derivanti dalla costituzione di una CER o di un Gruppo di AUC sono sostanzialmente quattro:

- Risparmio economico e benefici ambientali
- Contrasto alla povertà energetica
- Risparmio energetico
- Transizione verso un'economia circolare

#### **2.4.1 – Risparmio economico e benefici ambientali**

Un cittadino, un'impresa, un condominio, o più in generale un attore che autoconsuma l'energia elettrica prodotta da un impianto FER, sia esso appartenente a una CER o a un gruppo di AUC, accede ad una serie di vantaggi economici ed ambientali, qui riportati:

- Risparmio in bolletta: autoconsumando la propria energia si riducono i costi in bolletta.
- Valorizzazione dell'energia prodotta: l'eccesso di energia prodotta può essere valorizzata sul mercato elettrico secondo le normative in vigore.
- Agevolazioni fiscali: per le utenze private, la realizzazione di un impianto fotovoltaico sul tetto di un edificio è compreso tra gli interventi che hanno accesso al cosiddetto “Bonus Ristrutturazione” del 50% sui costi di realizzazione; si può altresì accedere, in maniera limitata, anche al “Superbonus 110” ma in tal caso dovrà avvenire la cessione dell'energia in eccesso prodotta in favore del GSE.
- Riduzione dell'impatto ambientale: l'energia generata da impianti FER contribuisce alla diminuzione di emissioni di CO2 ed altri gas climalteranti.

Bisognerà però fare alcune valutazioni relative alle utenze connesse all'impianto FER in modo da massimizzare l'autoconsumo:

- Il profilo di carico delle utenze dovrà risultare adeguato al profilo di produzione dell'impianto.

- I costi del kWh prodotto dovranno necessariamente risultare minori del costo del kWh in bolletta acquistato dalla rete; questo, ad oggi, non sembra un ostacolo ma in periodi storici caratterizzati da una maggiore stabilità dei prezzi questo punto sarà da analizzare con cura.

Bisognerà considerare anche la zona di installazione dell'impianto (stagionalità, ombreggiamenti, temperature medie) e la tecnologia adottata (una migliore tecnologia aumenta il prezzo del kWh generato ma diminuisce le perdite di efficienza).

Il risparmio deriva, nel caso di CER o Gruppi di AUC, anche nella diminuzione degli oneri di rete e dai mancati costi di trasporto dell'energia autoconsumata.

#### **2.4.2 – Contrasto alla povertà energetica**

La povertà energetica consiste nella incapacità, o nella solo parziale capacità, da parte dei cittadini di far fronte alle spese per i beni e servizi energetici; si stima che nel 2020, in Italia, ben 2.1 milioni di famiglie si trovassero in una situazione di povertà energetica, pari a circa l'8% del totale. In Italia è stato istituito un Osservatorio Nazionale che promuove azioni per monitorare e mitigare questo fenomeno; il monitoraggio avviene, sostanzialmente, osservando i consumi energetici mentre la mitigazione cerca di favorire, a livello sociale ed economico, investimenti per l'efficientamento energetico e la riduzione dei consumi. Secondo i piani della Comunità Europea, al 2050, quasi il 50% dei cittadini UE dovrebbero autoconsumare la propria energia, autoprodotta per l'appunto; un mezzo per raggiungere questo obiettivo, utile alla diminuzione della povertà energetica, sono le CER e i Gruppi di AUC; tutti i cittadini, compresi quelli ritenuti più vulnerabili al fenomeno, devono essere in grado di beneficiare della partecipazione ad una delle due configurazioni, che nei loro statuti potrebbero prevedere anche forme di solidarietà energetica. Inoltre, alcune pratiche comuni presenti nelle CER e nei Gruppi di AUC, come l'installazione di Smart Meters o l'ottimizzazione dei consumi, rappresentano azioni per la mitigazione della povertà energetica rendendo, al contempo, più consapevoli dei propri comportamenti i membri partecipanti.

#### **2.4.3 – Risparmio energetico**

Gli interventi che le CER e i Gruppi di AUC possono eseguire finalizzati ad un risparmio energetico riguardano due diversi aspetti:

- Efficientamento energetico mediante interventi di carattere gestionale: una migliore distribuzione dei consumi accompagnata da un uso più intelligente delle apparecchiature, domestiche od industriali, solo quando realmente necessario.
- Efficientamento energetico mediante interventi di tipo impiantistico: interventi che, grazie all'utilizzo di tecnologie per performanti, riducono effettivamente l'energia consumata.

Presentiamo l'esempio di un autoconsumatore che installa un impianto fotovoltaico sul proprio tetto; in questo caso non si riducono direttamente i consumi energetici ma si cambia la fonte di approvvigionamento, generando un vantaggio ambientale anche per la collettività.

#### **2.4.4 – Transizione verso un'economia circolare**

La “sharing economy” è un modello economico basato sulla condivisione di beni e servizi, tendenzialmente a favore di politiche ambientali. Si basa sull'interconnessione di individui, organizzazioni, comunità e altri attori che praticano la condivisione, lo scambio, il commercio di prodotti o servizi. Nell'ambito delle CER o dei Gruppi di AUC sono senza dubbio applicabili i concetti di economia circolare.

### **2.5 – Esempi di configurazioni già attive**

In Italia, esistono da tempo alcune Cooperative storiche nelle regioni del Nord-Italia che a livello strutturale hanno una grande somiglianza con le CER; esse si basano principalmente sull'energia idroelettrica autoprodotta e messa a disposizione dei soci. Esclusi questi casi storici, che comunque non rispetterebbero tutti i vincoli della normativa odierna, la diffusione delle Comunità Energetiche Rinnovabili e dei Gruppi di Autoconsumo Collettivo in Italia è ancora piuttosto limitata, soprattutto se confrontata con la situazione dei paesi del Nord-Europa.

Solo recentemente sono stati avviati e realizzati progetti di questo tipo ma è prevedibile un forte aumento dell'interesse verso queste configurazioni data la spinta fornita dalle nuove normative e i fondi istituiti dal PNRR per la costituzione di CER e Gruppi di AUC.

Riportiamo nel seguito alcuni esempi di configurazioni già attive nel nostro paese; alcuni di questi sono già allineati con le attuali normative, perché avviati dopo l’emanazione del D.L. 162 – Art. 42-bis.

### **2.5.1 – Comunità Energetica e Solidale di Napoli Est [24]**

Questa CER, costituita a Marzo 2021, è tra le prime realizzate in osservanza dell’Art. 42-bis contenuto nel D.L. 162; è una CER cosiddetta pluralista in quanto gli attori coinvolti appartengono a settori diversi e perseguono interessi diversi. Questa comunità nata nel quartiere di Napoli “San Giovanni a Teduccio” vede come attori coinvolti un ente religioso (“Fondazione Famiglia di Maria”) e un ente filantropico (“Fondazione per il Sud”) a cui si aggiungono i contributi di “Legambiente Campania”, fornitore delle competenze tecniche per lo sviluppo della configurazione, e “3E – Italia Solare”, azienda fornitrice dei pannelli fotovoltaici; l’Amministrazione Comunale e la Regione non sono intervenuti in nessuna fase del progetto.

L’obiettivo che la CER vuole perseguire ha una duplice natura; in primo luogo, il progetto prevede specifici percorsi di alfabetizzazione energetica, sensibilizzando la popolazione sui temi della transizione energetica; ciò risulta particolarmente importante in quanto il quartiere in questione risulta essere uno dei più vulnerabili della città a livello socioeconomico. In secondo luogo, l’obiettivo è l’autoproduzione di energia rinnovabile in una logica di condivisione e autoconsumo, diminuendo, per quanto possibile, l’approvvigionamento di energia elettrica da fonti fossili; il percorso va accompagnato da una graduale riqualifica degli edifici presenti in modo da renderli energeticamente più efficienti.

Per perseguire questi obiettivi, si è proceduto all’installazione di un impianto fotovoltaico da 55 kWp sopra il tetto dell’edificio appartenente alla “Fondazione Figli di Maria”; l’investimento complessivo è stato di circa 100.000 €, una metà erogati da “Fondazione per il Sud” mentre la restante parte ha beneficiato del cosiddetto “Eco-bonus”, attraverso sconto in fattura e cessione del credito alle imprese coinvolte.

La particolarità di questo progetto è quella di essere stato originato “dal basso”, ovvero dai cittadini stessi, senza il coinvolgimento della Pubblica Amministrazione, che generalmente svolge un ruolo di aggregatore e promoter di questi progetti. Proprio per

questa sua natura, il progetto ha dovuto affrontare una prima fase di “community-engagement”, favorita dalla presenza di due enti già presenti sul territorio, per convincere i cittadini a aderire alla CER.

I benefici sociali per i membri della Comunità, in questa particolare situazione, hanno un valore molto superiore rispetto al risparmio in bolletta e all'utilizzo di energia rinnovabile; si può dire che il primo obiettivo dell'iniziativa sia di carattere culturale, ovvero l'educazione e la consapevolezza nell'utilizzare energia prodotta da fonti rinnovabili. In secondo luogo, si individua un tangibile beneficio per le famiglie partecipanti, con un risparmio di circa 300 €/anno per le spese energetiche di ciascuna famiglia.



*Figura 7 - Pannelli fotovoltaici installati sui tetti della "Fondazione Figli di Maria" [25]*

### **2.5.2 – Autoconsumo collettivo di ECOCITY [26]**

Il progetto, sito a Tortona (AL), nasce dalla volontà di realizzare un complesso edilizio a bassissimo impatto ambientale, grazie alla collaborazione tra il costruttore dell'edificio (“S.IM.CO. srl”), “A2A Energy Solutions” e “SunCity”. L'edificio è un palazzo di 8 piani composto da 29 unità immobiliari ad uso residenziale ed uno spazio da 400 m<sup>2</sup> ad uso commerciale; durante la fase di costruzione, ultimata di recente, sono stati adottati tutti gli accorgimenti volti a minimizzare il consumo energetico quali isolamento termico delle pareti, impianti di climatizzazione estiva ed invernale a pompa di calore geotermica e sistemi di ventilazione meccanica di recupero di calore. In ogni

cucina delle unità abitative è stato scelto di installare piastre ad induzione rendendo tutto il complesso edilizio completamente alimentato da energia elettrica, non ricorrendo quindi all'utilizzo di gas.

L'impianto fotovoltaico installato sul tetto a falda dell'edificio ha una potenza di 68 kWp ed una producibilità annua pari a circa 75.000 kWh; il POD di connessione con la rete elettrica nazionale è quello relativo alle utenze condominiali in modo da massimizzare l'autoconsumo istantaneo.

L'iniziativa è stata promossa dal costruttore stesso dell'edificio, non solo per i vantaggi economici che derivano da essa, ma anche per rispondere ad una sempre maggiore richiesta di azioni concrete verso temi ambientali che i potenziali acquirenti richiedono. Inoltre, una soluzione di questo tipo, elaborata direttamente dal costruttore e realizzata quando l'edificio era ancora in fase di edificazione, ha consentito una generale riduzione della complessità impiantistica e gestionale con una conseguente riduzione dei costi.

I condomini gioveranno di una cospicua riduzione della spesa energetica, per quanto riguarda i soli incentivi e i mancati oneri di trasporto, stimata in circa 8000 €/anno a cui andranno ad aggiungersi i risparmi derivati dal mancato prelievo dalla rete di energia elettrica. In secondo luogo, questa iniziativa, genererà una maggiore consapevolezza nei condomini rispetto all'impatto ambientale delle proprie azioni sui consumi energetici, provocando, sperabilmente, una serie di comportamenti virtuosi volti a massimizzare l'autoconsumo collettivo.



*Figura 8 - Pannelli fotovoltaici installati sulla falda di copertura del palazzo "ECOCITY" (durante la fase di costruzione)*

## Capitolo 3 – L’Energia Condivisa

### 3.1 – La definizione di Energia Condivisa

Sono state date numerose definizioni di energia condivisa, tutte pressoché uguali se non per qualche dettaglio riguardante limitazioni tecniche.

In Italia, l’Energia Condivisa è stata definita all’Art. 2 del D. Lgs. 199 [7] come segue: *“in una comunità di energia rinnovabile o in un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, l’energia condivisa è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l’energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili e l’energia elettrica prelevata dall’insieme dei clienti finali associati situati nella stessa zona di mercato”*.

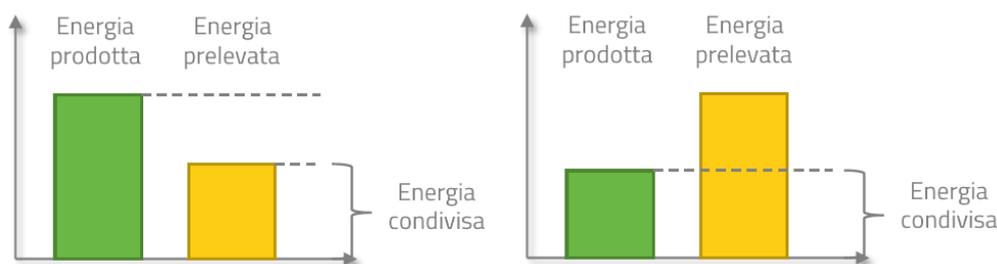


Figura 9 - Energia condivisa su base oraria

Nel Decreto, per quanto riguarda il perimetro di condivisione dell’energia, si fa genericamente riferimento alla “stessa zona di mercato”; questa definizione viene puntualizzata nelle Regole Tecniche del GSE [13] che elimina il vincolo geografico sostituendolo con *“il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori o di una comunità di energia rinnovabile”*, ovvero, il calcolo dell’energia condivisa verrà effettuato tra tutte le utenze facenti parte della configurazione.

È importante sottolineare che l’energia condivisa su base oraria è concettualmente differente sia dall’energia autoconsumata, sia dall’energia autoprodotta e sia dall’energia elettrica immessa in rete; anche a livello economico, l’accesso agli incentivi previsti è riservato esclusivamente alla quota di energia condivisa, non sono invece

previsti incentivi sull'energia autoconsumata, che comunque genererà importanti benefici economici grazie ai risparmi derivanti da essa.

Esistono, inoltre, particolari situazioni in cui soggetti non facenti parte della configurazione rilevano comunque nel computo dell'energia elettrica condivisa; ciò può avvenire qualora ulteriori produttori aventi impianti di produzione ubicati nel perimetro della configurazione, ma che non ne siano membri, diano mandato al Referente di computare anche la loro quota di energia; questi soggetti, detti "terzi" possono anche svolgere come attività commerciale principale la produzione e lo scambio di energia elettrica dato che non appartengono alla configurazione. Ulteriori clienti finali aventi i POD ubicati nel perimetro della configurazione, ma senza esservi membri, possono rilasciare una liberatoria al GSE ai fini dell'utilizzo dei dati di misura dell'energia elettrica prelevata dai loro punti di prelievo perché assumano rilievo nel computo dell'energia elettrica condivisa. Chiaramente i benefici economici spettanti dalla valorizzazione e dall'incentivazione dell'energia condivisa saranno distribuiti solo ai membri della configurazione, escludendo quindi questi soggetti terzi [13].

Nel seguente grafico si può ottenere un'idea di quelli che sono i vari profili energetici all'interno di una Comunità Energetica Rinnovabile o di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo:

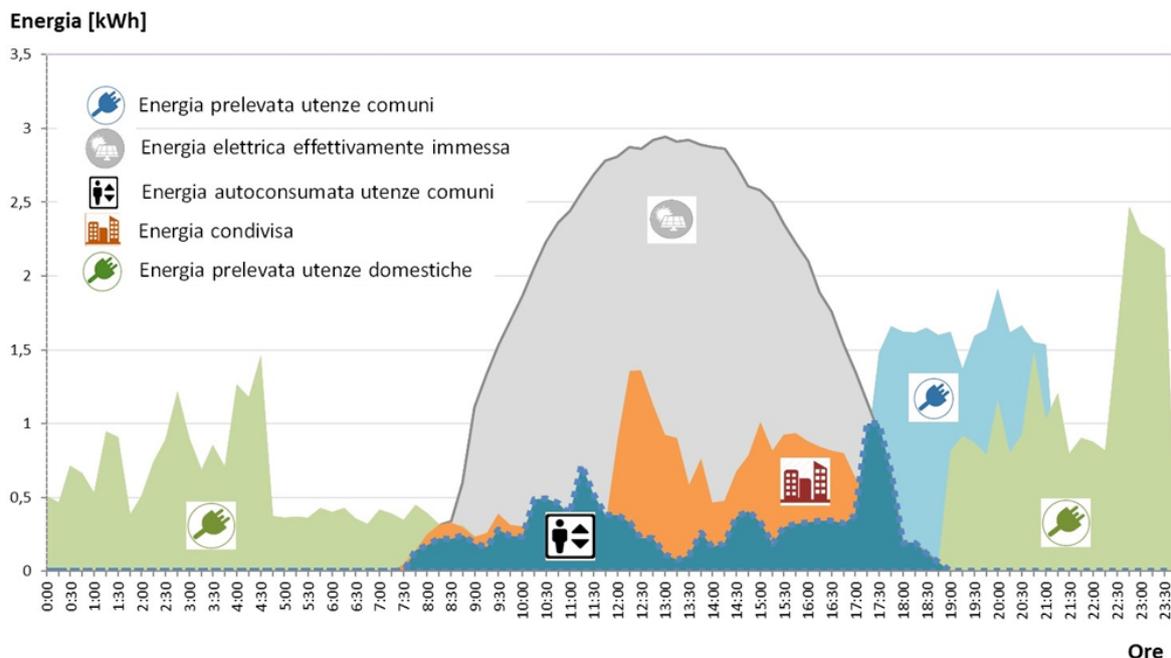


Figura 10 - Profilo energetico giornaliero [27]

Un altro aspetto, non riportato nella sua definizione, ma che merita di essere approfondito è il legame tra energia condivisa e impianti di stoccaggio. Secondo l'attuale normativa l'energia può essere condivisa anche attraverso impianti di stoccaggio a condizione che gli impianti di generazione e di stoccaggio risultino nella disponibilità della CER o del Gruppo di AUC. Il ruolo degli accumuli può, in particolari condizioni, risultare vantaggioso in quanto potrebbero consentire un sensibile aumento della quota di energia condivisa che accede agli incentivi; sarà però necessaria una attenta analisi in quanto i costi associati all'installazione di batterie di accumulo (costi della batteria, costi di installazione, costi del software di gestione) potrebbero non rendere sempre conveniente un investimento di questo tipo.

### **3.2 – Le forme di incentivazione riguardanti l'Energia Condivisa**

In base a quanto previsto dal D.M. 16 Settembre 2020 [11] e dalle “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa” [13], si stabilisce che l'accesso al meccanismo incentivante è riservato a:

- Impianti FER di nuova costruzione con potenza non superiore a 1 MW<sub>p</sub>
- Quota di energia condivisa tra utenze partecipanti alla configurazione

I contributi economici spettanti sono riconosciuti per ciascun impianto di produzione la cui energia elettrica rilevi per la configurazione, per la durata di 20 anni a partire dal giorno in cui l'energia di tale impianto venga considerata nella determinazione della quota di energia elettrica condivisa. Terminati i 20 anni è possibile ottenere proroghe annuali sulla valorizzazione dell'energia elettrica condivisa.

La normativa in vigore prevede quindi che, per ciascun kWh di energia elettrica condivisa, viene riconosciuto dal GSE per un periodo di 20 anni [13]:

- Un Corrispettivo Unitario composto dalla somma della tariffa di trasmissione per le utenze in Bassa Tensione (pari a 7,78 €/MWh per l'anno 2022) e della componente variabile di distribuzione (pari a 0,59 €/MWh per l'anno 2022); per i soli Gruppi di Autoconsumo Collettivo di energia rinnovabile è previsto un ulteriore contributo dovuto alle perdite di rete evitate, variabile in base al livello

di tensione e al Prezzo Zonale Orario (fissato a 3,20 €/MWh per l'anno 2022 per la BT).

- Una Tariffa Premio pari a: 110 €/MWh per le Comunità Energetiche Rinnovabili, 100 €/MWh per i Gruppi di Autoconsumo Collettivo da fonti rinnovabili.

	<b>Corrispettivo Unitario</b>			<b>Tariffa Premio</b>
	<b>Tariffa di trasmissione</b>	<b>Comp. di distribuzione</b>	<b>Perdite di rete evitate</b>	
<b>Comunità Energetiche Rinnovabili</b>	<b>7,78 €/MWh</b>	<b>0,59 €/MWh</b>	<b>-</b>	<b>110 €/MWh</b>
<b>Gruppi di Autoconsumo Collettivo</b>	<b>7,78 €/MWh</b>	<b>0,59 €/MWh</b>	<b>3,20 €/MWh</b>	<b>100 €/MWh</b>

*Tabella 7 - Contributi erogati in base alla configurazione*

È inoltre possibile richiedere il servizio di ritiro dell'energia immessa in rete (Ritiro Dedicato) per le unità di produzione facenti parte delle configurazioni. Il prezzo di questa energia immessa dipenderà dalla taglia dell'impianto e dall'eventuale accesso a forme di incentivazione; per un impianto fotovoltaico a cui sono state applicate le previste detrazioni fiscali e di potenza fino a 100 kW<sub>p</sub>, o non accedente alle detrazioni fiscali previste e di taglia fino a 1 MW<sub>p</sub>, il produttore può richiedere l'applicazione del "Prezzo minimo garantito (PMG)" determinato da ARERA una volta all'anno (nel 2022 il PMG per un impianto fotovoltaico si attesta a 40,70 €/MWh); nel caso, invece, di un impianto fotovoltaico che non rientra nelle casistiche precedenti, verrà riconosciuto al produttore che immette energia in rete il "Prezzo Zonale Orario (PO)", ovvero il prezzo che si forma sul mercato elettrico, variabile in base alla zona di locazione dell'impianto e all'ora di immissione dell'energia elettrica in rete. Qualora, però, il "Ritiro Dedicato" non venga richiesto contestualmente al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, è possibile scegliere liberamente la modalità di valorizzazione dell'energia elettrica in rete

Il suddetto meccanismo di incentivazione è alternativo al meccanismo di “Scambio sul Posto”, i cui eventuali contratti di stipula verrebbero risolti di diritto.

Rimane valido il diritto di usufruire delle detrazioni fiscali previste dall’ Art. 16-bis del “Testo unico delle imposte sui redditi”, il cosiddetto “Bonus Ristrutturazioni”, fino a una spesa complessiva di 96.000 € [28]; l’accesso agli incentivi previsti dal “Superbonus” è invece riservato ai soli impianti fotovoltaici che contribuiscono alla generazione di energia elettrica condivisa e fino alla potenza massima di 20 kW<sub>p</sub>; per la quota eccedente è comunque possibile accedere alle detrazioni previste dall’Art. 16-bis. Inoltre, in caso si usufruisca del “Superbonus” [29], è prevista la cessione a favore del GSE dell’energia immessa in rete e non verrà riconosciuta la tariffa premio sull’energia elettrica condivisa ascrivibile alla quota di potenza realizzata tramite il “Superbonus”.

Da sottolineare che la Tariffa Premio non può essere riconosciuta all’energia elettrica condivisa ascrivibile alla quota di potenza d’obbligo installata negli edifici di nuova costruzione o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti [13], ovvero che riguarda tutti gli elementi dell’involucro edilizio e per la totalità della superficie disperdente, in maniera tale da modificarne la prestazione energetica, ma solo alla quota eccedente di questa potenza; il Corrispettivo Unitario invece può sempre essere applicato a tutta la potenza installata. Secondo il D. Lgs. 28/11 la potenza d’obbligo da installare è calcolata come:

$$P_o = k * S$$

Dove  $S [m^2]$  è la superficie in pianta dell’edificio in questione mentre  $k [kW/m^2]$  è un coefficiente pari a 0.025 per edifici esistenti e pari a 0.05 per nuove costruzioni; per edifici pubblici la quota d’obbligo è aumentata del 10%.

L’accesso al meccanismo di incentivazione dell’energia condivisa non è consentito agli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole, tuttavia, rimane disponibile il meccanismo di valorizzazione di essa (Corrispettivo Unitario).

Tali contributi verranno erogati dal GSE il mese successivo rispetto alla presentazione dei documenti attestanti le misure di Energia Condivisa, su base mensile, all’interno della configurazione.

### 3.3 – Il calcolo dell’Energia Condivisa e dei contributi spettanti

#### 3.2.1 – Criteri di calcolo della quota di Energia Condivisa mensilmente

Vediamo le formule per il calcolo su base oraria dell’Energia Condivisa ( $E_{AC,h}$ ) in  $kWh$ :

$$E_{AC,h} = \min \left\{ \sum_{y=1}^n E_{effimmessa,y}; \sum_{y=1}^n E_{effprelevata,y} - \sum_{y=1}^n E_{effprelevata,y,esente} \right\}$$

Dove:

- $E_{effimmessa,y}$  [ $kWh$ ] = energia elettrica effettivamente immessa attraverso il punto di connessione (POD)  $y$ , al netto dei coefficienti di perdita convenzionali.
- $E_{effprelevata,y}$  [ $kWh$ ] = energia elettrica prelevata tramite il POD  $y$ .
- $E_{effprelevata,y,esente}$  [ $kWh$ ] = energia elettrica prelevata tramite il POD  $y$  per la quale non sono applicate le componenti tariffarie di trasmissione e di distribuzione.
- $y$  e  $n$  = rispettivamente punto di connessione e totale dei punti di connessione afferente alla configurazione

Di conseguenza, l’Energia Condivisa mensilmente ( $E_{AC,m}$ ) espressa in  $kWh$  sarà:

$$E_{AC,m} = \sum_{h=1}^{h_m} E_{AC,h}$$

Dove:

- $h$  e  $h_m$  = rispettivamente ora del mese e ore totali del mese  $m$ .

#### 3.2.2 – Criteri di calcolo dei contributi economici riconosciuti dal GSE

I contributi economici spettanti alle Comunità Energetiche Rinnovabili o ai Gruppi di Autoconsumo Collettivo ammessi al servizio di incentivazione e valorizzazione vengono calcolati su base mensile e possono essere di tre tipologie [13]:

- Valorizzazione dell’energia elettrica condivisa, mediante la restituzione del Corrispettivo Unitario previsto.

- Incentivazione dell'energia elettrica condivisa, mediante l'erogazione della Tariffa Premio prevista
- Ritiro Dedicato dell'energia immessa in rete da parte del GSE, qualora questo servizio venga richiesto; qualora questo servizio non venga richiesto contestualmente all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa, è possibile scegliere liberamente con quali modalità valorizzare l'energia elettrica immessa in rete.

Nel seguito, si userà il pedice "*conf*" per caratterizzare tutte quelle variabili che possono assumere valori diversi nel caso ci si riferisca ad una Comunità Energetica Rinnovabile o ad un Gruppo di Autoconsumo Collettivo.

Il contributo per la valorizzazione dell'Energia Condivisa ( $C_{conf}$ ) si calcola come segue:

$$C_{conf} = CU_{Af,m} * E_{AC,m} + \left\{ \sum_{h=1}^{h_m} (E_{AC,h} * c_{PR} * PZO)_h \right\}^*$$

(\* : contributo riservato esclusivamente ai Gruppi di Autoconsumo Collettivo)

Dove:

- $CU_{Af,m}$  [c€/kWh] = corrispettivo unitario di Autoconsumo forfettario mensile ed è pari a:

$$CU_{Af,m} = Tras_E + BTAU_m$$

- $Tras_E$  [c€/kWh] = tariffa di trasmissione
- $BTAU_m$  [c€/kWh] = componente variabile di distribuzione.
- $c_{PR}$  = coefficiente delle perdite di rete evitate, pari al 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.
- $PZO$  = Prezzo Zonale Orario a cui vengono valorizzate le perdite di rete evitate.

Il contributo derivato dall'incentivazione dell'Energia Condivisa ( $I_{conf}$ ) si calcola:

$$I_{conf} = TP_{conf} * E_{AC,m}$$

Dove:

- $TP_{AC}$  = Tariffa Premio della configurazione prevista, erogabile per una durata massima di 20 anni.

Per quanto riguarda il Ritiro Dedicato, nel caso si decida di usufruirne, i contributi erogabili dal GSE ( $R_{conf}$ ) saranno pari a:

$$R_{conf} = PMG^3 * E_{immessa}$$

Dove:

- $PMG$  = Prezzo Minimo Garantito per il fotovoltaico (pari a 40,70 €/MWh per il 2022).
- $E_{immessa}$  = energia elettrica generata da impianti FER appartenenti alla configurazione e immessa in rete.

## Capitolo 4 – Simulazione tecnico-economica di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo

In accordo con le normative precedentemente descritte, il progetto di Tesi si è incentrato sulla simulazione tecnica ed economica di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo da fonti rinnovabili che si propone di realizzare in un complesso condominiale sito in via Norma Cossetto 4, Fano (PU), tramite l'installazione di un impianto fotovoltaico.

Grazie alla collaborazione con la società “CPL Concordia Società Cooperativa”, presso la quale ho svolto il Tirocinio in Preparazione della Prova Finale, è stato possibile reperire documenti tecnici riguardanti il complesso per studiarne le caratteristiche.

### 4.1 – Caratteristiche del complesso

Il condominio, denominato “Complesso Residenziale San Martino – Blocco 2” si compone di 71 unità abitative disposte in diversi edifici collegati tra loro. Il complesso conta quindi otto vani ascensore ed è provvisto di garage sotterraneo. Il riscaldamento invernale, il raffrescamento estivo e la produzione di Acqua Calda Sanitaria (ACS) delle unità abitative sono a carico di un'unica centrale termica/frigorifera ubicata in un locale interrato posto al centro del cortile interno al condominio. È inoltre presente un sistema di illuminazione per le aree verdi condominiali e per i garage.

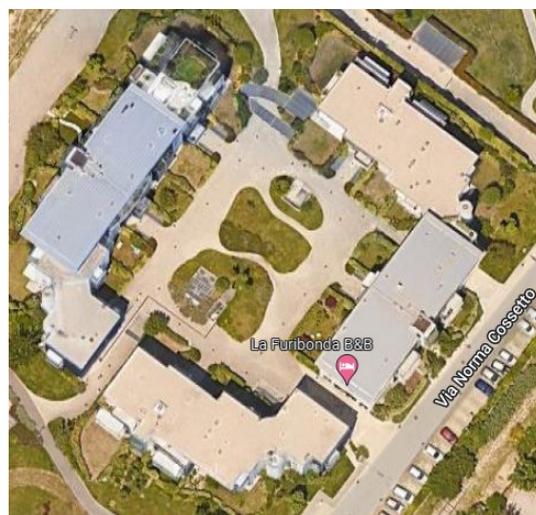


Figura 11 - Complesso Residenziale San Martino – Blocco 2 [30]

L'utenza che su cui è stato dato il maggior peso è la centrale termica, in quanto maggiore responsabile dei consumi di elettricità e gas del complesso. L'impianto è formato da:

- Centrale termica ad acqua calda alimentata a gas naturale: le principali componenti sono due gruppi termici a gas naturale "Viessman" modello "Vitocrossal 300" da 225 kW di potenza termica nominale, otto elettropompe di circolazione, un sistema di accumulo ACS della capacità di 1.000 litri con annessa elettropompa; sono inoltre presenti vasi d'espansione, separatore idraulici, scambiatori a piastre e quadri elettrici oltre a un sistema di contabilizzazione dell'energia termica sul circuito di riscaldamento e sul circuito per la produzione di ACS.
- Centrale frigorifera: formato da un gruppo refrigeratore "Blue Box" modello "Tetris ST1" da 344.2 kW di potenza frigorifera nominale con annessa elettropompa di circolazione
- Centrale idrica: composta dalle apparecchiature per il trattamento delle acque e dal collettore di mandata di acqua fredda

L'acqua calda o refrigerata verrà inviata alle utenze mediante un sistema di distribuzione a due tubi estremamente coibentato dotato di 71 satelliti d'utenza, uno per ogni unità immobiliare, dotati di sistema di contabilizzazione del calore con misuratore della portata d'acqua, sonde di temperatura sulle tubazioni di mandata e ritorno, contatori volumetrici.

La configurazione di autoconsumo prevista, per rispettare i termini normativi attuali, è quella virtuale; la centrale termica/frigorifera è stata quindi selezionata come "prosumer" del Gruppo, per cui l'impianto fotovoltaico sarà fisicamente collegato al suo POD, mentre le unità abitative e i POD associati ai sistemi di illuminazione e agli ascensori realizzeranno autoconsumo virtuale. Questa configurazione presuppone una divisione delle spese di progettazione e costruzione dell'impianto tra tutti i condomini in quanto la centrale è di proprietà stessa del condominio. L'idea è infatti quella di creare un Gruppo di Autoconsumo collettivo comprendente tutte le 71 unità abitative presenti.

Nella simulazione non verrà prevista l'installazione di stazioni di ricarica per veicoli elettrici essenzialmente per due motivi: l'impossibilità di estrarre profili di carico precisi

ed affidabili e la conseguente difficoltà nella loro stima. Per di più, come osserveremo in seguito, l'impianto fotovoltaico non potrà certamente garantire la fornitura di energia elettrica alla stazione di ricarica, correndo il rischio di generare una spesa aggiuntiva derivante dall'acquisto di elettricità in rete per l'alimentazione della stessa. Inoltre, data la disponibilità di garage privati, risulta complesso stabilire le caratteristiche della stazione di ricarica, a seconda che sia ad accesso pubblico (colonnina installata a terra), ad accesso privato (colonnina installata a terra o wall-box) o ad accesso privato ad uso pubblico; difatti il tipo di uso della colonnina ne determinerà il profilo di carico, per cui risulta fondamentale la definizione precisa del tipo di installazione.

## **4.2 – Caratteristiche geografiche e dimensionamento dell'impianto fotovoltaico**

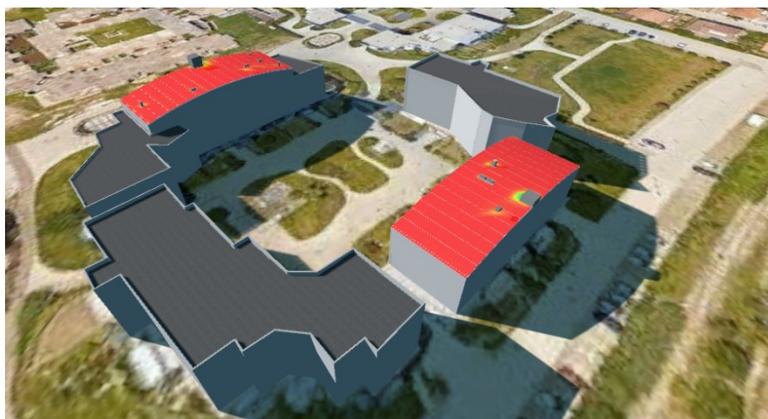
Il complesso è situato a Fano (PU), la zona è prettamente pianeggiante e non è sferzata da venti di velocità tali da far ipotizzare altre forme di generazione da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico [31].

Valutiamo quindi le principali coordinate spaziali riguardanti l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto degli edifici:

- Latitudine:  $\varphi = 43^{\circ}49'56.7''N$
- Longitudine:  $\psi = 13^{\circ}00'36.4''E$
- Inclinazione della superficie:  $\beta \approx 25^{\circ}$
- Orientamento delle superfici: Sud-Ovest

Le superfici su cui si intende installare i moduli fotovoltaici sono dei tetti a botte rivestiti in lamiera aggraffata. L'inclinazione media di  $25^{\circ}$ ; questo sarà pari anche all'angolo di incidenza ( $\theta$ ) in quanto i moduli saranno quasi aderenti al tetto.

Tramite l'utilizzo della piattaforma di progettazione "InSun" [32] è stato possibile creare un rendering 3D del complesso, al fine di valutare l'ombreggiamento delle coperture su cui si propone l'installazione dei moduli:



*Figura 12 - Irraggiamento dei tetti su cui verrà installato l'impianto fotovoltaico [32]*

La piattaforma “inSun” colora di rosso le zone non soggette ad ombreggiamento e passando attraverso il giallo, il verde e l’azzurro, colora di blu le zone più ombreggiate durante il corso dell’anno.

Come si può notare dalla Figura 12, i tetti su cui si propone di installare l’impianto fotovoltaico non presentano alcun tipo di ombreggiamento, ad eccezione di piccole zone d’ombra dovute alla presenza di oggetti verticali quali camini o lucernai; questa risulta essere la situazione ideale per lo sfruttamento dell’energia solare.

È stata quindi proposta l’installazione di un impianto fotovoltaico da 48 kW<sub>p</sub> composto da 111 moduli disposti come segue:



*Figura 13 - Disposizione dei moduli fotovoltaici [32]*

La scelta del numero di moduli installati è stata fatta cercando di bilanciare i costi da sostenere e i benefici derivanti da essi, essendo la spesa a carico dei condomini.

Sempre per motivi tecnico-economici, è stato deciso di non installare alcun sistema di accumulo integrato.

#### 4.2.1 – Caratteristiche dell’Impianto fotovoltaico

L’impianto fotovoltaico proposto si compone di 111 moduli di marca “Q Cell” modello “Q.PEAK DUO L-G8.3 430” di potenza nominale pari a 430 W/modulo; risulta essere un modulo altamente efficiente essendo in grado di produrre, in condizioni di irraggiamento standard, 430 W in soli 2,1 m<sup>2</sup> di superficie captante. I moduli ha un peso di 24 kg cadauno e si propone di installarli tramite l’utilizzo di appositi supporti, di marca “SunBallast” modello “KLM2302”, che eviteranno la perforazione della copertura.

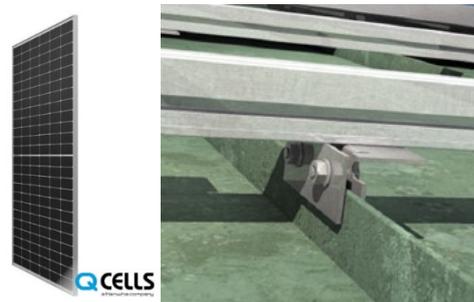


Figura 14 – Moduli fotovoltaici "Q Cells" e supporti "SunBallast"

Si propone, quindi, di installare due inverter trifase “SolarEdge” modello “SE25K” di potenza nominale di 25 kW, con rendimento di conversione minimo del 98,3%; questo inverter, dotato di tecnologia MPPT (“Maximum Power Point Tracking”), è in grado di funzionare costantemente alla tensione di ingresso ottimale, indipendentemente dal numero di moduli connessi nella stringa e dalle condizioni ambientali. È inoltre dotato di un sistema per il monitoraggio dei dati consultabile da remoto. Saranno altresì installati, anche se i livelli di ombreggiamento dei moduli potrebbero non richiederne la presenza, degli ottimizzatori di potenza ogni due moduli per massimizzare la produzione di energia elettrica in ogni condizione.



Figura 15 – Inverter “SolarEdge” modello “SE25K”

Un altro elemento essenziale, per rispettare gli standard di sicurezza imposti dalla Legge Regionale delle Marche n°7 [33], è l'adozione di sistemi certificati anticaduta, la cosiddetta linea vita; sarà quindi necessario, in caso di realizzazione del progetto, prevedere questo sistema.

### 4.3 – Analisi energetica della produzione e dei consumi

Nel seguente paragrafo analizzeremo i passaggi necessari per la stima dei flussi energetici dell'intero Gruppo. Sarà quindi necessario elaborare una stima della produzione di energia elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico e, in seguito, combinando questa con i consumi delle utenze facenti parte della configurazione, si potranno ottenere i parametri di autoconsumo e di Energia Condivisa.

#### 4.3.1 – Stima della produzione fotovoltaica

La produzione dell'impianto fotovoltaico è stata calcolata tramite l'utilizzo di un apposito foglio di calcolo Excel. I dati climatici relativi alla località in questione sono stati estrapolati utilizzando il tool "PVGIS" [34], tramite il quale sono stati ottenuti i dati di radiazione solare su base oraria, captata da un modulo fotovoltaico in Silicio monocristallino da  $1\text{kW}_p$  con inclinazione ed azimut pari a  $25^\circ$  e  $45^\circ$ (S-O). I dati orari estrapolati riguardano gli ultimi 10 anni disponibili su "PVGIS", ovvero si analizzerà un intervallo che va dal 2009 al 2020, in modo da ottenere un risultato il più accurato possibile e che non risenta delle eventuali annate caratterizzate da particolari condizioni climatiche.

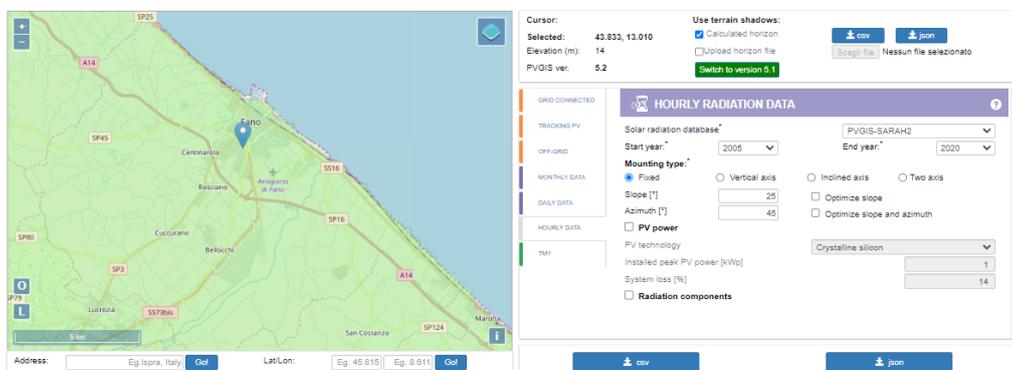


Figura 16 – Parametri impostati sul tool PVGIS [34]

Il software permette di scaricare un file contenente la radiazione su base oraria captata dal modulo di potenza unitaria in  $[W/m^2]$ ; in questo modo è stato possibile effettuare la stima della produzione di energia elettrica di un impianto fotovoltaico da 48 kW<sub>p</sub>, come quello in oggetto della discussione. Vengono di seguito riportati gli andamenti di produzione media giornaliera, in [kWh], per ogni mese dell'anno.

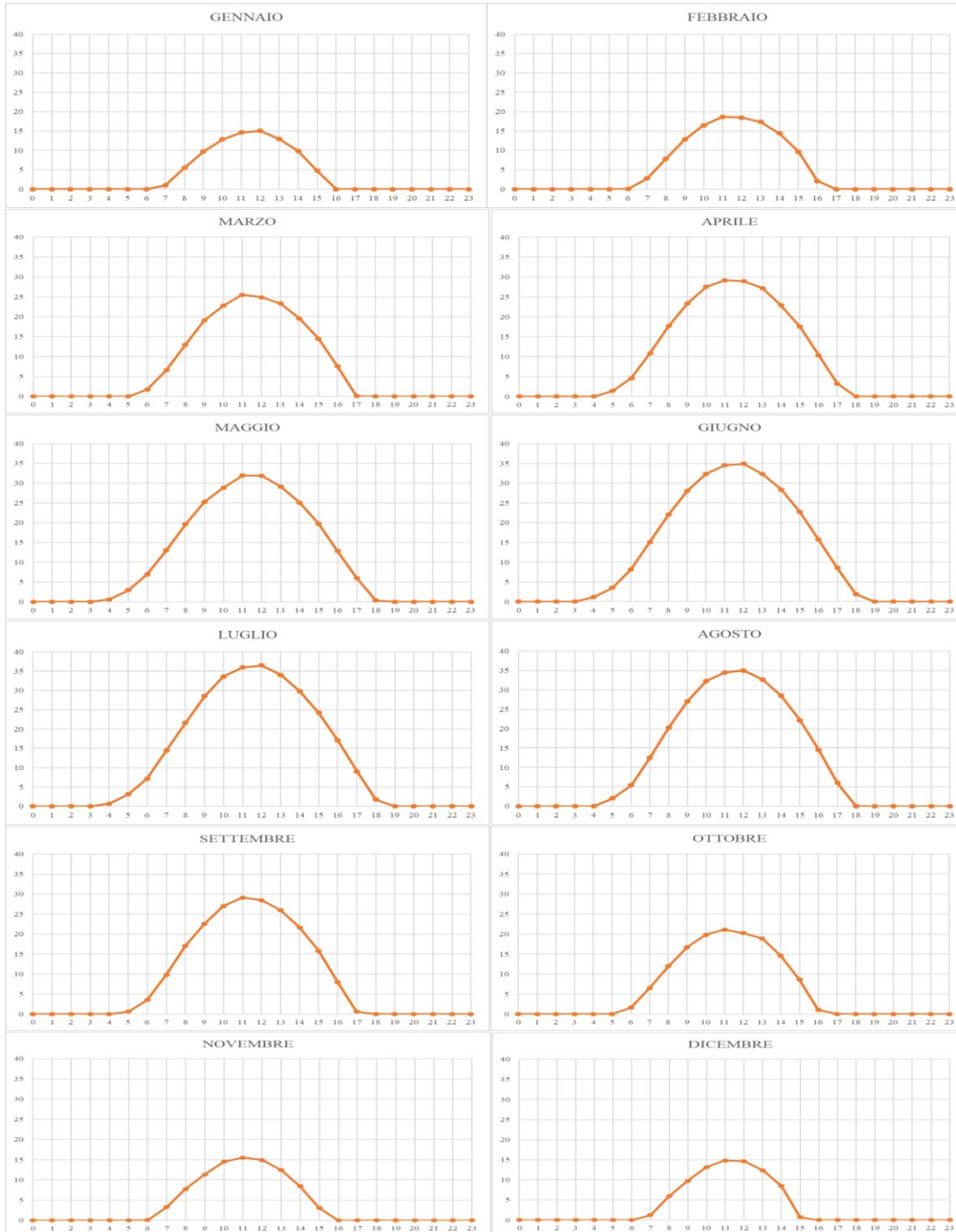


Figura 17 – Stima della produzione giornaliera di energia elettrica

Tramite i dati di produzione oraria per ogni giorno dell'anno, è stata calcolata la quantità annua di energia elettrica che l'impianto produce in condizioni di normale funzionamento; questa risulta pari a 68.543 kWh. Nell'arco degli anni, la produzione elettrica calerà parzialmente a causa della diminuzione di efficienza dei moduli fotovoltaici, fissata a uno 0.6% annuo, dovuta al normale degrado della componentistica.

Si riportano nella seguente tabella i principali risultati della simulazione effettuata sull'impianto fotovoltaico che si propone di installare:

<b>Taglia impianto</b>	48 kWp
<b>Produzione specifica annua di energia elettrica</b>	1428,0 kWh/kWp
<b>Produzione annua di energia elettrica</b>	68.543 kWh

Tabella 8 - Dati principali dell'impianto fotovoltaico

Risulta utile per lo svolgimento della simulazione suddividere la produzione di energia elettrica annua nelle varie fasce orario, F1, F2 e F3, presenti nella bolletta elettrica. In particolare, queste sono riferite a:

- F1: dal Lunedì al Venerdì, dalle 8.00 alle 19.00.
- F2: dal Lunedì al Venerdì, dalle 7.00 alle 8.00 e dalle 19.00 alle 23.00, e il Sabato dalle 7.00 alle 23.00.
- F3: dal Lunedì al Sabato, dalle 23.00 alle 7.00, e la Domenica e i festivi

Ciò servirà per poi andare a stimare i risparmi in bolletta derivanti dalla produzione di energia elettrica da parte dell'impianto fotovoltaico.

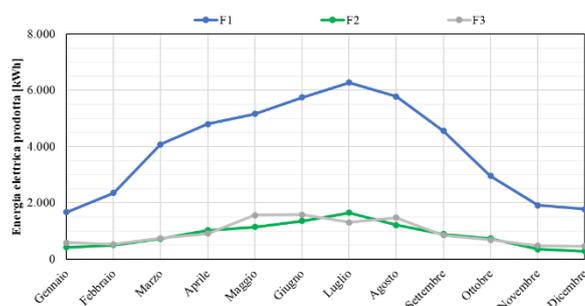


Figura 18 – Suddivisione in fasce F1, F2, F3 della produzione elettrica dell'impianto fotovoltaico

Più nel dettaglio, i valori di energia prodotta fascia per fascia sono stati stimati nella seguente tabella:

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh
Gennaio	1.669	62%	419	16%	591	22%	2.679
Febbraio	2.354	70%	494	15%	527	16%	3.375
Marzo	4.079	74%	719	13%	741	13%	5.539
Aprile	4.805	71%	1.030	15%	913	14%	6.748
Maggio	5.160	66%	1.148	15%	1.564	20%	7.872
Giugno	5.752	66%	1.359	16%	1.578	18%	8.689
Luglio	6.273	68%	1.646	18%	1.308	14%	9.227
Agosto	5.778	68%	1.211	14%	1.479	17%	8.468
Settembre	4.560	72%	893	14%	855	14%	6.308
Ottobre	2.958	68%	732	17%	685	16%	4.375
Novembre	1.910	70%	354	13%	482	18%	2.745
Dicembre	1.774	70%	286	11%	458	18%	2.518

*Tabella 9 - Energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico, divisa per fasce orarie*

#### **4.3.2 – Analisi dei consumi elettrici**

Analizziamo ora i consumi elettrici annuali degli attori partecipanti al Gruppo di Autoconsumo; come per la produzione di energia elettrica, anche i consumi sono stati analizzati su base oraria, in modo da ottenere una simulazione il più accurata possibile.

Per quanto riguarda i consumi della centrale termica, degli otto vani ascensori e del sistema di illuminazione condominiale, si sono potute direttamente ottenere le curve di carico dal portale “e-distribuzione”; i consumi delle unità abitative sono invece stati stimati utilizzando i dati di due appartamenti standard, anch’essi ricavati dal portale “e-distribuzione”. In entrambi i casi, i dati sono stati scaricati dal portale in forma di valori quartorari e successivamente aggregati su base oraria, fino ad ottenere le curve di carico delle varie utenze per il periodo compreso fra Luglio 2021 e Giugno 2022.

Come stabilito in precedenza, il prosumer della configurazione è la centrale termica per cui i consumi di quest’ultima influenzeranno l’energia elettrica effettivamente resa disponibile all’autoconsumo per gli altri membri della configurazione. Riportiamo quindi i consumi del prosumer suddivisi nelle fasce orarie F1, F2 e F3.

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh
Gennaio	1.768	28%	1.485	24%	2.981	48%	6.235
Febbraio	1.842	33%	1.381	25%	2.368	42%	5.591
Marzo	2.109	34%	1.501	24%	2.550	41%	6.160
Aprile	1.807	33%	1.325	24%	2.327	43%	5.459
Maggio	331	33%	208	21%	455	46%	994
Giugno	2.550	36%	1.611	23%	2.933	41%	7.094
Luglio	7.669	32%	6.522	28%	9.520	40%	23.710
Agosto	3.926	33%	2.853	24%	5.042	43%	11.821
Settembre	3.926	34%	2.853	25%	4.676	41%	11.454
Ottobre	3.747	32%	3.037	26%	5.042	43%	11.826
Novembre	2.958	33%	2.157	24%	3.912	43%	9.026
Dicembre	2.041	33%	1.340	22%	2.848	46%	6.230

Tabella 10 - Consumi del prosumer del Gruppo, divisi per fasce orarie

Si può notare che il mese di Maggio è contraddistinto da bassissimi fabbisogni in quanto le condizioni climatiche esterne non comportano un massiccio uso di sistemi di riscaldamento o raffrescamento; al contrario, a Luglio, il clima caldo che contraddistingue la zona causa una maggiore richiesta di potenza frigorifera da parte delle utenze, incrementando fortemente i consumi della centrale.

Per una maggiore comprensione riportiamo il confronto tra i consumi orari della centrale termica (in blu) e la produzione oraria di energia elettrica (in arancione) dei mesi di Gennaio, Maggio, Luglio e Ottobre.

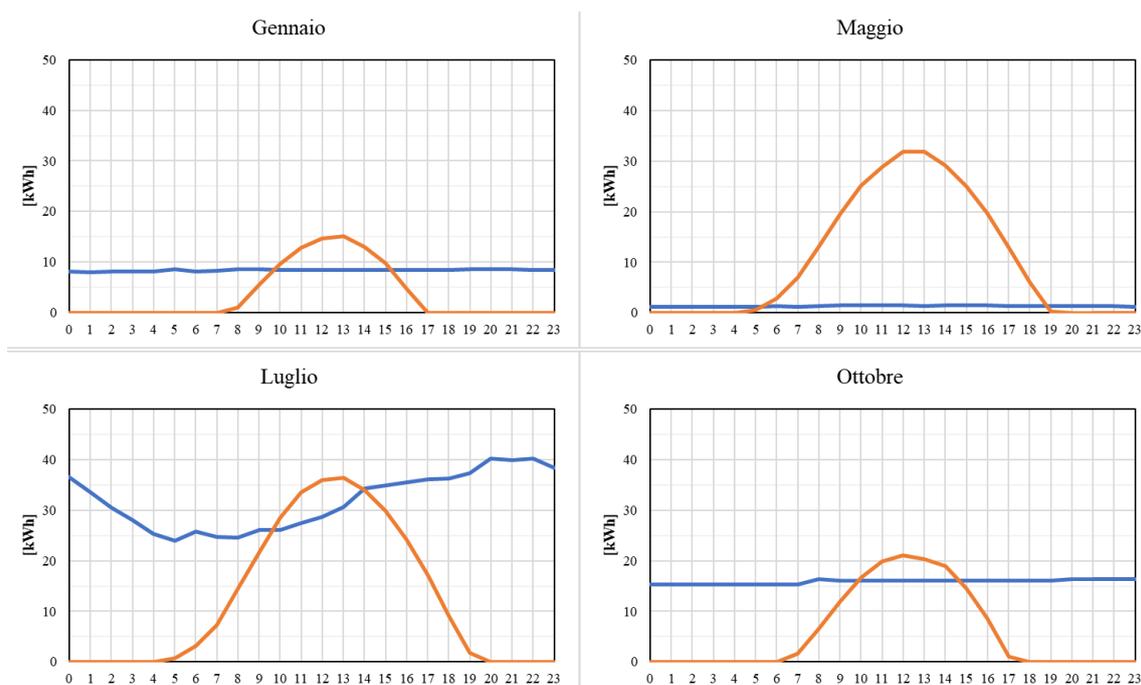


Figura 19 – Profili giornalieri di produzione e consumo di energia elettrica

Si nota chiaramente come nei mesi estivi la richiesta di potenza elettrica per il raffrescamento delle abitazioni, in particolare durante le ore notturne, non potrà essere pienamente soddisfatta dalla produzione di energia da parte dell'impianto fotovoltaico; in generale si nota comunque come, nelle ore centrali del giorno, si abbia sempre un surplus di produzione di energia che può quindi essere utilizzato dagli altri membri del Gruppo.

È ora possibile ricavare la quantità di energia elettrica su base oraria che si andrà ad immettere nella configurazione, nella disponibilità degli altri attori:

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh
Gennaio	494	64%	110	14%	166	22%	770
Febbraio	964	68%	209	15%	238	17%	1.412
Marzo	2.238	75%	349	12%	410	14%	2.997
Aprile	3.093	74%	578	14%	509	12%	4.180
Maggio	4.829	66%	1.056	15%	1.381	19%	7.266
Giugno	3.340	64%	842	16%	1.031	20%	5.212
Luglio	700	65%	246	23%	133	12%	1.079
Agosto	2.210	69%	407	13%	606	19%	3.223
Settembre	1.337	74%	208	11%	266	15%	1.811
Ottobre	404	72%	69	12%	87	16%	560
Novembre	245	71%	34	10%	64	19%	343
Dicembre	499	69%	110	15%	118	16%	727
Anno	20.353	69%	4.218	14%	5.010	17%	29.582

Tabella 11 - Energia immessa nel Gruppo divisa per fasce orarie

Andiamo ora ad analizzare i consumi delle restanti utenze partecipanti alla configurazione ovvero gli otto vani ascensori, il sistema di illuminazione condominiale e le settantuno unità abitative. Nella tabella a seguire riportiamo il consuntivo annuale dei consumi divise per fasce orarie:

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh
Ascensori	9.464	35%	7.603	28%	10.228	37%	27.294
Illuminazione Garage e Giardini condominiali	875	14%	1.792	28%	3.672	58%	6.338
Unità abitative	44.795	34%	39.565	30%	46.039	35%	130.398

Tabella 12 - Consumi delle altre utenze del Gruppo, divisi per fasce orarie

Si nota come gli appartamenti siano le utenze più energivore ma anche quelle, insieme agli ascensori, che potrebbero trarre un maggior beneficio dall'autoconsumo in quanto

circa il 35% dei loro consumi avviene in fascia F1 che corrisponde al periodo in cui è associata la maggiore produzione di energia elettrica dall'impianto fotovoltaico.

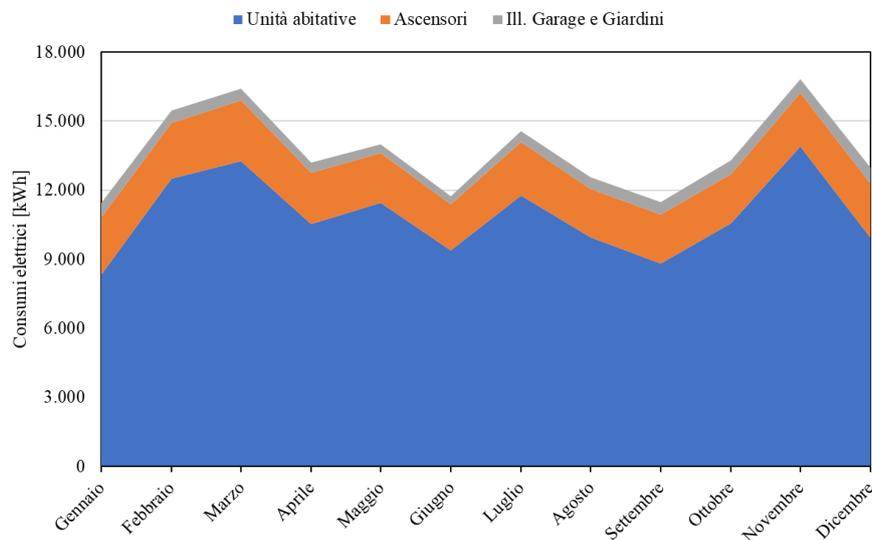


Figura 20 – Ripartizione dei consumi elettrici tra le varie utenze

#### 4.3.3 – Calcolo della quota di autoconsumo e di Energia Condivisa

Risulta ora possibile calcolarsi le quote di autoconsumo istantaneo da parte della centrale termica, di autoconsumo virtuale da parte degli altri attori facenti parte del Gruppo e infine la quota di Energia Condivisa che accederà al meccanismo di incentivazione e valorizzazione previsto dal GSE.

Valutiamo inizialmente l'autoconsumo e l'autosufficienza dei vari attori; l'autoconsumo (AUC) è definito come il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata in un determinato intervallo di tempo e l'energia totale generata dal fotovoltaico nello stesso intervallo di tempo:

$$AUC = E_{AUC} / E_{FV}$$

L'autosufficienza (AS), invece, è definita come il rapporto tra la quantità di energia localmente generata e consumata in un determinato intervallo di tempo e la quantità totale di energia consumata nello stesso intervallo di tempo:

$$AS = E_{AUC} / E_{cons\_TOT}$$

L'autoconsumo istantaneo del prosumer è stato calcolato in precedenza per stabilire la quantità di energia elettrica immessa nel Gruppo, confrontando i dati orari di produzione e consumo, ottenendo la seguente situazione. Vengono riportati nella seguente tabella i valori di energia autoconsumata, divisi per fascia oraria; questi andranno a comporre parte del risparmio in bolletta che un investimento di questo tipo genererà.

	F1			F2			F3			Totale		
	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS
Gennaio	1.175	70%	66%	309	74%	21%	425	72%	14%	1.909	71%	31%
Febbraio	1.389	59%	75%	285	58%	21%	289	55%	12%	1.963	58%	35%
Marzo	1.841	45%	87%	370	51%	25%	331	45%	13%	2.542	46%	41%
Aprile	1.713	36%	95%	452	44%	34%	404	44%	17%	2.568	38%	47%
Maggio	331	6%	100%	91	8%	44%	183	12%	40%	605	8%	61%
Giugno	2.412	42%	95%	517	38%	32%	547	35%	19%	3.476	40%	49%
Luglio	5.573	89%	73%	1.400	85%	21%	1.175	90%	12%	8.148	88%	34%
Agosto	3.568	62%	91%	804	66%	28%	873	59%	17%	5.245	62%	44%
Settembre	3.222	71%	82%	685	77%	24%	589	69%	13%	4.496	71%	39%
Ottobre	2.554	86%	68%	663	91%	22%	597	87%	12%	3.815	87%	32%
Novembre	1.664	87%	56%	320	90%	15%	418	87%	11%	2.402	87%	27%
Dicembre	1.276	72%	62%	176	62%	13%	339	74%	12%	1.791	71%	29%
Anno	26.719	57%	77%	6.073	59%	23%	6.170	55%	14%	38.962	57%	37%

Tabella 13 - Autoconsumo istantaneo del prosumer, diviso in fasce orarie

Combinando invece i dati di consumo delle altre utenze connesse alla configurazione, con i dati di energia elettrica immessa nella configurazione si possono ottenere i valori di autoconsumo virtuale e le relative percentuali di autoconsumo e autosufficienza:

	F1			F2			F3			Totale		
	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS	kWh	% AUC	% AS
Gennaio	49	10%	1%	2	2%	0%	19	11%	0%	71	9%	1%
Febbraio	70	7%	1%	19	9%	0%	20	9%	0%	109	8%	1%
Marzo	308	14%	5%	66	19%	1%	83	20%	2%	458	15%	3%
Aprile	664	21%	13%	124	22%	3%	107	21%	3%	896	21%	7%
Maggio	1.536	32%	30%	384	36%	10%	516	37%	10%	2.436	34%	17%
Giugno	1.087	33%	31%	320	38%	10%	378	37%	8%	1.785	34%	15%
Luglio	41	6%	1%	30	12%	1%	3	3%	0%	74	7%	1%
Agosto	422	19%	11%	88	22%	3%	179	29%	3%	688	21%	5%
Settembre	202	15%	5%	20	9%	1%	44	17%	1%	266	15%	2%
Ottobre	22	6%	0%	8	11%	0%	2	2%	0%	32	6%	0%
Novembre	2	1%	0%	0	0%	0%	0	0%	0%	2	1%	0%
Dicembre	30	6%	1%	10	9%	0%	2	1%	0%	42	6%	0%
Anno	4.433	22%	8%	1.070	25%	2%	1.355	27%	2%	6.858	23%	4%

Tabella 14 - Autoconsumo virtuale delle altre utenze partecipanti al Gruppo, diviso in fasce orarie

Si può notare, come era prevedibile, che i valori di autoconsumo ed autosufficienza sono sensibilmente più bassi rispetto al caso del prosumer; ciò deriva dal fatto che per queste tipologie di utenze, produzione e consumi avvengono in momenti della giornata in genere differenti.

Un altro aspetto da valutare, in quanto oggetto di remunerazione, è l'energia elettrica immessa in rete; questa deriva dall'energia prodotta dall'impianto che non riesce ad essere consumata all'interno della configurazione.

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>
	kWh	%	kWh	%	kWh	%	kWh
Gennaio	445	64%	108	15%	147	21%	700
Febbraio	895	69%	191	15%	218	17%	1.303
Marzo	1.930	76%	283	11%	327	13%	2.539
Aprile	2.429	74%	454	14%	402	12%	3.284
Maggio	3.293	68%	672	14%	864	18%	4.830
Giugno	2.253	66%	522	15%	652	19%	3.427
Luglio	659	66%	216	22%	130	13%	1.005
Agosto	1.788	71%	319	13%	428	17%	2.535
Settembre	1.136	73%	189	12%	221	14%	1.546
Ottobre	382	72%	61	12%	85	16%	528
Novembre	243	71%	34	10%	64	19%	341
Dicembre	468	68%	100	15%	117	17%	684
Anno	15.920	70%	3.148	14%	3.655	16%	22.723

Tabella 15 - Energia elettrica immessa in rete, suddivisa per fasce orarie

È stata quindi calcolata la quantità di energia comunque da acquistare dalla rete elettrica e ne è stato calcolato il calo percentuale per tutte le utenze partecipanti al Gruppo, compreso il prosumer.

	<b>F1</b>		<b>F2</b>		<b>F3</b>		<b>Totale</b>	
	kWh	$\Delta\%$	kWh	$\Delta\%$	kWh	$\Delta\%$	kWh	$\Delta\%$
Gennaio	4.109	-23%	4.743	-6%	6.856	-6%	15.709	-11%
Febbraio	5.423	-21%	6.370	-5%	7.185	-4%	18.978	-10%
Marzo	5.959	-27%	6.375	-6%	7.256	-5%	19.589	-13%
Aprile	4.681	-34%	4.405	-12%	6.114	-8%	15.200	-19%
Maggio	3.552	-34%	3.484	-12%	4.921	-12%	11.957	-20%
Giugno	2.614	-57%	4.022	-17%	6.937	-12%	13.573	-28%
Luglio	6.516	-46%	9.138	-14%	14.406	-8%	30.060	-21%
Agosto	3.776	-51%	5.187	-15%	9.489	-10%	18.452	-24%
Settembre	4.277	-44%	5.430	-11%	8.477	-7%	18.184	-21%
Ottobre	5.744	-31%	6.984	-9%	8.551	-7%	21.279	-15%
Novembre	6.670	-20%	7.115	-4%	9.678	-4%	23.463	-9%
Dicembre	5.333	-20%	4.833	-4%	7.197	-5%	17.364	-10%
Anno	58.654	-35%	68.087	-9%	97.069	-7%	223.809	-17%

Tabella 16 - Energia elettrica comunque da acquistare per il Gruppo

Come si può osservare, il risparmio percentuale in fascia F1 è piuttosto elevato, il che è un bene in quanto l'energia elettrica acquistata in questa fascia oraria è tendenzialmente più costosa rispetto a quella acquistata nelle fasce 2 e 3.

È stata infine calcolata la quota di Energia Condivisa dal Gruppo definita come il minimo tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata dai punti di connessione facenti parte della configurazione, su base oraria; riportiamo nella seguente tabella la quota di Energia Condivisa che accederà al meccanismo di contribuzione del GSE, su base mensile:

	<b>F1</b> kWh	<b>F2</b> kWh	<b>F3</b> kWh	<b>Totale</b> kWh
Gennaio	49	2	19	71
Febbraio	70	19	20	109
Marzo	308	66	83	458
Aprile	664	124	107	896
Maggio	1.536	384	516	2.436
Giugno	1.087	320	378	1.785
Luglio	41	30	3	74
Agosto	422	88	179	688
Settembre	202	20	44	266
Ottobre	22	8	2	32
Novembre	2	0	0	2
Dicembre	30	10	2	42
Anno	4.433	1.070	1.355	6.858

Tabella 17 - Quota di Energia Condivisa dal Gruppo di AUC

Come precedentemente illustrato, i benefici di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo sono anche di tipo ambientale; grazie all'installazione dell'impianto fotovoltaico si è ridotta di una quota parte l'emissione di CO<sub>2</sub> in atmosfera, derivante da quella quota di energia elettrica che non è più necessario acquistare dalla rete. Per stimare la quantità di CO<sub>2</sub> che si è evitato di immettere in atmosfera, si moltiplica la produzione media annua dell'impianto fotovoltaico per un fattore rappresentante il mix di generazione elettrica italiana, fissato quest'anno a 0,53 kg di CO<sub>2</sub> evitata per ogni kWh prodotto attraverso il fotovoltaico. Quindi:

$$CO_{2\_evitata} = E_{FV} \left[ \frac{kWh}{anno} \right] * k_{CO_2} \left[ \frac{kg_{CO_2}}{kWh_{FV}} \right] = 36.327 \text{ kg}_{CO_2\_evitate} \cong 36 \text{ t}_{CO_2\_evitate}$$

Infine, per concludere questa sezione di analisi della produzione e dei consumi di energia elettrica, riportiamo un grafico che mostra l'andamento annuale delle grandezze caratteristiche dell'impianto finora analizzate:

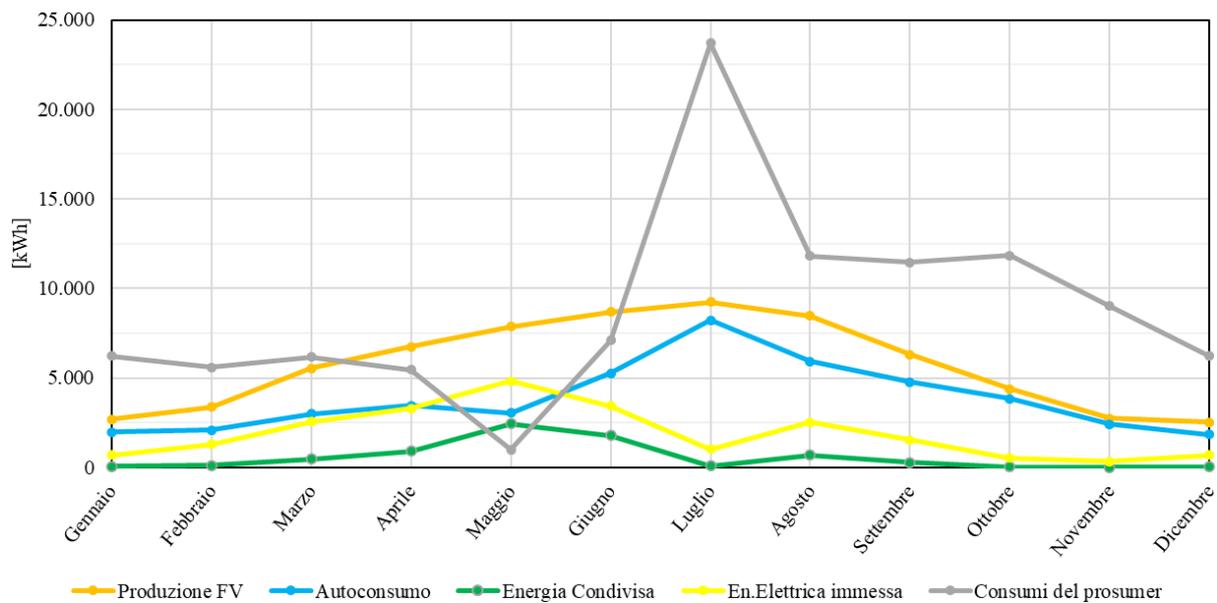


Figura 21 – Profilo annuale delle principali grandezze calcolate

#### 4.4 – Analisi economica dell’investimento

Avendo a disposizione i dati completi di produzione e consumo e conoscendo la componentistica di impianto che si propone di installare, si può ora effettuare una accurata analisi economica dell’investimento. Questa vuole simulare i benefici economici derivanti da esso per una durata di anni 20, in modo da valutarne la sostenibilità sul lungo periodo. Verrà quindi impostato un foglio di calcolo Excel con i seguenti dati di input:

- Taglia impianto: 48 kW<sub>p</sub>.
- Costo impianto: ca. 1800 €/kW<sub>p</sub>, comprensivo di inverter, stimato considerando il rincaro attuale dei prezzi; inoltre, si procederà alla sostituzione degli inverter al 12° anno. I costi sono comprensivi di IVA, che per questi investimenti è pari al 10%.
- Produzione annua di energia elettrica: 68.543 kWh, che calerà nel corso degli anni a causa del calo di rendimento annuo pari a 0.6 %/anno.
- Configurazione: Autoconsumo Collettivo quindi:
  - Incentivazione: 100 €/MWh di Energia Condivisa
  - Valorizzazione: 11,57 €/MWh di Energia Condivisa.
- Costi di costituzione e gestione: ca. 1500 €/anno, aumentati del 50% l’anno 1.

- Costi di collegamento alla rete elettrica: ca. 120 € in funzione della taglia dell'impianto, da sostenere solo al primo anno.
- Costi di manutenzione: ca. 860 €/anno, tipicamente corrispondono al 1% del valore dell'impianto.
- Costi assicurativi: ca. 860 €/anno, tipicamente corrispondono al 1% del valore dell'impianto.
- Prezzo dell'Energia Elettrica in bolletta (aggiornati a Agosto 2022):
  - Fascia F1: 0,32915 €/kWh
  - Fascia F23: 0.30266 €/kWh.
- Prezzo d'acquisto dell'Energia Elettrica autoprodotta e immessa in rete: si sceglie di non partecipare al meccanismo di Ritiro Dedicato, soluzione possibile non accedendo al "Superbonus 110%", valorizzando l'energia elettrica immessa a un prezzo di ca. 0.15 €/kWh.
- Tasso di attualizzazione (o di sconto): 5%, fissato pari al rendimento dei BTP decennali a 10 anni.
- Tasso di inflazione energetica: -1%, risulta negativo in quanto si ritiene che nell'arco di 25 anni, i costi energetici tendano a calare rispetto a quelli attuali.
- Altri incentivi: si propone di accedere al meccanismo del cosiddetto "Bonus Ristrutturazione", che rende possibile la detrazione del 50% dell'investimento, fino a un massimo di 96.000 €, restituita poi in 10 anni tramite contributi annuali.

Valutiamo quindi i Flussi di Cassa:

	Voce	UDM	Segno	Anno 0	Anno 1	Anno 4	Anno 5	Anno 12	Anno 20
Invest. iniziale	Costo impianto FV	€	-	86.200					
	Costo sostituzione inverter	€	-					7.169	
	Costo collegamento alla rete	€	-	134					
Costi	Costo di costituzione e gestione	€	-	2.376	1.584	1.584	1.584	1.584	1.584
	Costi di manutenzione	€	-		862	1.088	1.154	1.636	2.608
	Costi amministrativi e di gestione	€	-		78	98	104	148	235
	Costi assicurativi	€	-		862	1.088	1.154	1.636	2.608
Ricavi	Ricavi da "Tariffa Premio"	€	+		686	670	665	642	612
	Ricavi da "Corrispettivo Unitario"	€	+		79	77	77	74	71
	Ricavi da "Risparmio in Bolletta"	€	+		13.111	12.295	12.099	10.987	9.662
	Ricavi da "Cessione Energia"	€	+		5.622	5.272	5.188	4.711	4.143
	Detrazioni fiscali previste	€	+		4.310	4.310	4.310	0	0
	FdC nominale	€	*	-88.710	20.423	18.766	18.345	4.241	7.452
	V.A.	€	*	-88.710	-68.287	9.272	27.617	112.807	186.735
	FdC reale	€	*	-88.710	19.450	14.703	13.689	2.362	2.809
	VAN	€	*	-88.710	-69.260	-3.693	9.996	65.065	98.781

Tabella 18 - Flussi di Cassa relativi all'investimento

Essendo impossibile e superfluo riportare i risultati operativi di tutte le annate dell'investimento, vengono riportati i dati riferiti alle annate più interessanti ovvero Anno 0, Anno 1, Anno 5, Anno 6, Anno 12, Anno 20.

Alcune considerazioni: il Flusso di Cassa nominale è la pura somma delle voci appartenenti all'anno in questione, mentre quello reale è moltiplicato per un fattore di attualizzazione determinato dal tasso di sconto. Similmente il Valore Attuale (V.A.) è dato dalla somma del valore dell'anno precedente con in Flusso di Cassa Nominale dell'anno in corso mentre il Valore Attuale Netto (VAN) usa le grandezze già attualizzate. Da notare che i Ricavi generati dalla "Tariffa Premio" cessano al ventesimo anno dalla data di prima condivisione dell'energia, mentre il corrispettivo unitario può venire prorogato.

#### **4.5 – Risultati operativi e analisi di sensitività**

Sono stati valutati i più importanti fattori operativi sia al ventesimo anno sia al venticinquesimo anno dell'investimento. In particolare, sono stati calcolati:

- Tempo di Ritorno semplice (T.R.): è il numero di anni necessario per recuperare il costo di investimento iniziale.
- Valore Attuale Netto (V.A.N.): è la somma attuale dei flussi di cassa operativi attesi che lo stesso progetto genera.
- Tasso Interno di Rendimento (T.I.R.): è quello specifico tasso di attualizzazione per il quale il VAN, al termine del progetto, risulta pari a zero.
- Indice di Profitto (IP): è una misura dei profitti ottenuti per unità di capitale investito, si calcola dividendo il VAN per l'investimento iniziale.

Sono stati ottenuti i seguenti risultati:

Indicatori Economici	Valore	UDM
Tempo di ritorno semplice (T.R.)	6	anni
VAN dopo 20 anni	98.781	€
TIR dopo 20 anni	19,4%	%
IP dopo 20 anni	1,12	-

Tabella 19 - Principali indicatori economici dell'investimento

Si può chiaramente notare come, a livello economico, l'investimento risulti particolarmente conveniente per gli attori partecipanti alla configurazione. Con queste impostazioni di calcolo si stima per i condomini un ricavo a 20 anni di oltre 1.400 €, a fronte di una spesa di circa 1.200 €; si riscontra inoltre un risparmio in bolletta medio di circa 150 €/anno per famiglia, equivalente a un risparmio percentuale del 13%.

Osserviamo nel seguente grafico l'andamento dei Flussi di Cassa attualizzati con un tasso di sconto pari al 5%.

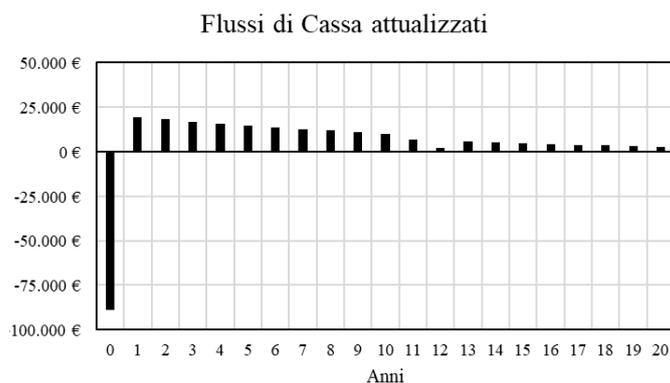


Figura 22 - Grafico dei Flussi di Cassa attualizzati, con un tasso del 5%

Riportiamo infine l'andamento del VAN per tutta la durata dell'investimento:

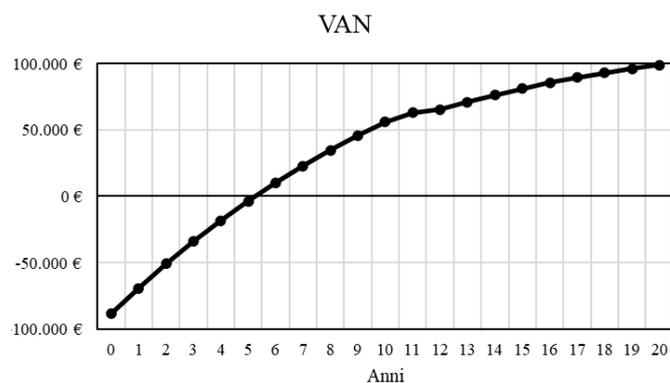


Figura 23 - Andamento del Valore Attuale Netto in 20 anni

#### 4.5.1 – Analisi di sensitività

In questa sezione cercheremo di valutare la convenienza dell'investimento variando alcuni parametri iniziali, in modo tale da poterne meglio comprendere la sua resilienza ai cambiamenti, sia di progetto che di mercato.

Valuteremo quindi i principali fattori economici ed ambientali della configurazione nel caso siano fatti variare, uno per volta:

- La potenza fotovoltaica installata.
- Il prezzo dell'energia elettrica in bolletta.

Sono entrambi situazioni di interesse, infatti, l'impianto fotovoltaico risulta leggermente sottodimensionato quindi, un intervento di potenziamento non può essere escluso a priori; per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica, questo ad oggi è in una fase alquanto volatile a causa degli elevatissimi tassi di inflazione dovuti alla progressiva crescita dell'instabilità geopolitica mondiale.

Nella fase di impostazione dell'analisi sono stati impostati i range esplorativi; per quanto riguarda la potenza fotovoltaica installata, questa verrà fatta variare partendo da un minimo di 40 kWp fino a un massimo di 100 kWp, non si è andati oltre perché dopo una veloce simulazione grafica si è constatata la mancanza di aree idonee all'installazione di ulteriore potenza.

	Valori attuali	Potenza installata [kW <sub>p</sub> ]						
		40	50	60	70	80	90	100
Investimento iniziale [€]	86.200	71.833	89.792	107.750	125.708	143.667	161.625	179.583
VAN dopo 20 anni [€]	98.781	77.674	104.058	130.443	156.828	183.212	209.597	235.981
Risparmio in bolletta medio annuo [€]	10.885	9.071	11.338	13.606	15.874	18.141	20.409	22.677
TIR	19,36	18,68	19,49	20,03	20,41	20,70	20,92	21,10
IP	1,12	1,05	1,13	1,18	1,22	1,25	1,28	1,30
Tonnellate di CO <sub>2</sub> risparmiate [t/anno]	33,83	28,19	35,24	42,29	49,33	56,38	63,43	70,48

Tabella 20 - Analisi di sensitività sulla potenza installata

Si nota come un impianto più grande comporta quasi automaticamente benefici maggiori. Ciò era già intuibile dai risultati operativi dell'analisi, al contempo però significa anche un investimento iniziale elevato per di più totalmente a carico dei singoli condomini.

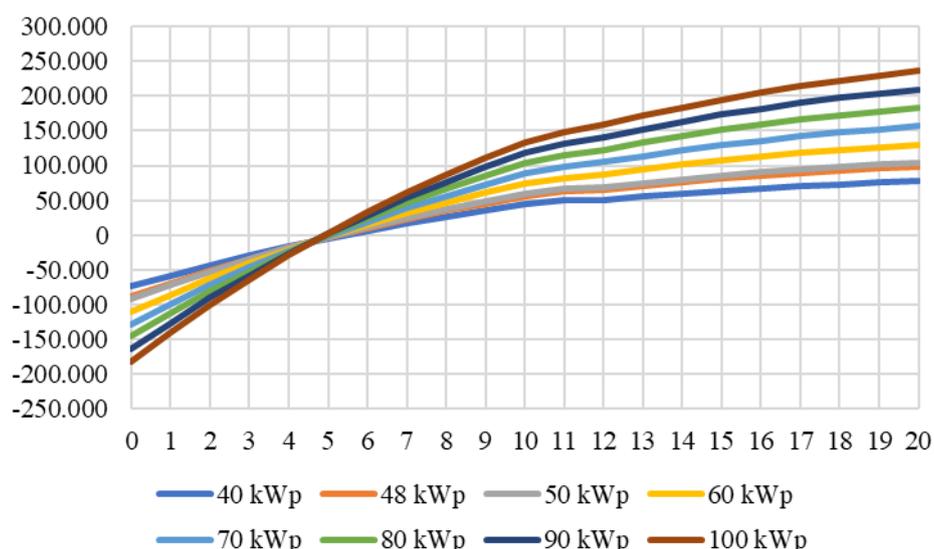


Figura 24 - Andamento del VAN in funzione della potenza installata

Un altro aspetto da approfondire è il costo dell'impianto fotovoltaico. Questo è attualmente influenzato dalla forte inflazione generale che colpisce l'economia globale ma si presume che possa diminuire in futuro; effettuiamo quindi un'analisi di sensitività che vada ad osservare gli andamenti dei principali indicatori economici del progetto in funzione del costo dell'impianto, per unità di potenza:

	Valori attuali	Costo impianto FV per unità di potenza [€/kW <sub>p</sub> ]					
		1000	1200	1400	1600	1800	2000
Investimento iniziale [€]	86.200	48.000	57.600	67.200	76.800	86.400	96.000
VAN dopo 20 anni [€]	98.781	138.180	128.279	118.378	108.476	98.575	88.674
Risparmio in bolletta medio annuo [€]	10.885	10.885	10.885	10.885	10.885	10.885	10.885
TIR	19,36	35,75	29,86	25,48	22,07	19,30	16,99
IP	1,12	2,74	2,14	1,70	1,37	1,11	0,90

Tabella 21 - Analisi di sensitività sul costo dell'impianto fotovoltaico

Si nota, chiaramente, una maggiore convenienza nell'investimento qualora il costo dell'impianto diminuisca; si consideri che, nell'anno 2019, il costo medio di installazione e posa di un impianto fotovoltaico di queste dimensioni si aggirava intorno ai 1300 €/kW<sub>p</sub>, per cui risulta particolarmente importante valutare come i risultati dell'investimento varino in funzione di questo parametro, che risulta piuttosto ondivago.

Valutiamo ora la redditività dell'investimento nel caso il prezzo dell'energia elettrica in fascia F1 vari in un range compreso tra 0,10 €/kWh e 0,70 €/kWh; è un range piuttosto esteso proprio per coprire il maggior numero di situazioni possibili.

	Valori attuali	Prezzo energia elettrica in fascia F1 [€/kWh]						
		0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70
VAN dopo 20 anni [€]	98.781	31.905	61.090	90.274	119.458	148.643	177.827	207.012
Risparmio in bolletta medio annuo [€]	10.885	5.847	8.046	10.244	12.442	14.641	16.839	19.038
TIR	19,36	10,47	14,60	18,32	21,81	25,16	28,41	31,59
IP	1,12	0,36	0,69	1,02	1,35	1,68	2,01	2,34

Tabella 22 - Analisi di sensitività sul prezzo dell'energia elettrica in fascia F1

Si nota come l'investimento risulti ancor più conveniente qualora il prezzo dell'energia elettrica in bolletta aumenti; ciò è facilmente intuibile dal fatto che questa configurazione massimizza l'autoconsumo, diminuendo quindi la richiesta di energia elettrica dalla rete nazionale.

## Conclusioni

L'autoconsumo e la generazione distribuita in Italia sono concetti già particolarmente diffusi nel tessuto energetico; si pensa quindi che le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo possano trovare un terreno particolarmente favorevole al loro sviluppo, soprattutto dopo l'emanazione delle più recenti normative in materia. Proprio questa spinta, fornita dal legislatore, ha spinto ad analizzare in questo progetto di Tesi, un Gruppo di AUC partecipato esclusivamente da privati cittadini, fatto quasi inedito. L'autoconsumo e la generazione distribuita in Italia sono concetti già particolarmente diffusi nel tessuto energetico; si pensa quindi che le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo possano trovare un terreno particolarmente favorevole al loro sviluppo, soprattutto dopo l'emanazione delle più recenti normative in materia. Proprio questa spinta, fornita dal legislatore, ha spinto ad analizzare in questo progetto di Tesi, un Gruppo di AUC partecipato esclusivamente da privati cittadini, fatto quasi inedito. Non essendo presenti tra gli attori enti pubblici o player energetici, è stato necessario bilanciare le voci di spesa con le voci di guadagno, in modo tale che i privati cittadini partecipanti alla configurazione non dovessero sostenere una spesa eccessivamente alta.

La Tesi si è incentrata sullo sviluppo di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo da fonti rinnovabili che si propone di realizzare in un complesso condominiale sito a Fano. Per stabilire con precisione i criteri di formazione di questa configurazione, è stata necessaria, inizialmente, un'attenta analisi del quadro legislativo attualmente in vigore in Italia. Successivamente è stato possibile effettuare una simulazione tecnico-economica del Gruppo, analizzandone la convenienza economica ed ambientale da qui a venti anni.

Per prima cosa è stata decisa l'installazione di un impianto fotovoltaico sui tetti del complesso, con una potenza di picco di 48 kWp, di cui è stato possibile calcolarne la produzione annua, pari a 68.543 kWh, grazie all'uso del software PVGIS e allo sviluppo di un apposito foglio di calcolo. In secondo luogo, sono stati analizzati i consumi del prosumer del Gruppo e di tutti gli altri partecipanti; essendo utenze prettamente

domestico-residenziali, il profilo giornaliero dei consumi non segue perfettamente il profilo giornaliero di produzione. Difatti, la produzione è concentrata nelle ore centrali del giorno mentre i consumi sono distribuiti maggiormente nelle fasce orarie serali, oltre che nei fine settimana. La simulazione voleva dimostrare proprio la fattibilità di una configurazione come questa nella casistica puramente residenziale, senza altri tipi di attori partecipanti.

Come prevedibile, i benefici economici derivanti da una tale struttura risultano leggermente più ridotti rispetto a configurazioni più “tradizionali”, ovvero comprendenti clienti finali con un discreto fabbisogno di energia elettrica nelle ore di massima produzione (utenze commerciali ad esempio).

In ogni caso, simulando l’andamento di produzione e consumi su base oraria, per la durata di un anno solare, è stata confermata la convenienza dell’investimento. In particolare, a fronte di un investimento totale di 86.200 €, ovvero ca. 1200 €/famiglia, si registra un risparmio in bolletta di oltre 150 €/anno per famiglia. In aggiunta a queste voci, i partecipanti verranno remunerati anche per la condivisione di energia e per l’immissione in rete di elettricità.

Ricordiamo che i benefici ambientali sono uno dei requisiti cardine per l’istituzione di un Gruppo di Autoconsumo Collettivo in Italia, per cui è stata calcolata la quantità di CO<sub>2</sub> che, grazie alla produzione fotovoltaica di energia elettrica, si è evitato di immettere in atmosfera; questa è risultata pari a ben 33,8 t/anno.

Infine, è stata svolta una analisi di sensitività per valutare la convenienza dell’investimento qualora questo presenti delle ipotesi iniziali diverse. In primo luogo, è stata ipotizzata l’installazione di un impianto di taglia diversa, in particolare maggiore; ciò è risultato essere decisamente conveniente sia a livello economico che ambientale, risultato comunque atteso, ma la spesa iniziale di cui i condomini dovrebbero farsi carico risulterebbe decisamente aumentata; saranno i condomini stessi a decidere quanto siano disposti a spendere per la costituzione di un Gruppo di AUC. In secondo luogo, l’analisi di sensitività è stata effettuata sul prezzo dell’energia elettrica in bolletta, particolarmente volatile in questo periodo storico; è risultata una maggiore convenienza dell’investimento quando il prezzo aumenta. Ciò è giustificabile dal fatto che la

configurazione massimizza l'autoconsumo, che genererà a sua volta dei risparmi in bolletta.

In generale, si è accertata la “robustezza” di un investimento di questo tipo, essendo questo un caso non particolarmente ottimizzato.

I concetti di CER e Gruppo di AUC sono ancora parzialmente estranei ai cittadini, in particolare per la mancanza di informazioni pubbliche sul tema e per la difficoltà burocratica nella loro costituzione; si pensi ad esempio che ad oggi non esiste una mappa che descriva le zone coperte dalle cabine primarie di distribuzione, requisito fondamentale per l'istituzione di una CER, oppure anche al fatto che la normativa nazionale di riferimento non sia ancora definitiva, anche se lo a breve lo sarà e non subirà particolari modifiche da quella attualmente in vigore.

Proprio da questi risultati si evince che le Comunità Energetiche Rinnovabili e i Gruppi di Autoconsumo Collettivo da fonti rinnovabili possano svolgere un ruolo importantissimo nel panorama della già citata Transizione Ecologica; la loro convenienza dovrebbe portare ad una maggiore diffusione di queste configurazioni, generando quindi i benefici economici ed ambientali descritti in questa Tesi.

Si denota però l'importanza del ruolo dello Stato e delle Regioni che dovranno accompagnare i cittadini, tramite l'uso di politiche energetiche il più possibile lungimiranti, durante tutto il processo di decarbonizzazione dei consumi elettrici nazionali.

## Bibliografia

- [1] Commissione Europea, *Clean Energy for all European Package*, Bruxelles, 2016.
- [2] RSE, «Le Comunità energetiche in Italia. Note per il coinvolgimento dei cittadini nella transizione energetica.,» 2021.
- [3] Commissione Europea, *Green deal europeo*, 2019: Bruxelles.
- [4] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, *DIRETTIVA (UE) 2019/944 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (IEM)*, Bruxelles, 2019.
- [5] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, *DIRETTIVA (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (RED II)*, 2018.
- [6] Ministero dello Sviluppo Economico, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)*, 2020.
- [7] Presidente della Repubblica, *D.Lgs 199/2021 , Attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.*, 2021.
- [8] Presidenza del Consiglio dei Ministri, , *D.L. del 30/12/2019 n° 162, “Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini legislativi, di organizzazione delle pubbliche amministrazioni, nonché di innovazione tecnologica (decreto Milleproroghe 2020) - Art. 42-bis*, 2020.
- [9] ARERA, *Delibera 318/2020/R - Regolazione delle partite economiche relative all'energia elettrica condivisa da un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente [...] oppure condivisa in una comunità energetica rinnovabile*, 2020.

- [10] ARERA, *Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo - TISSPC*, 2019.
- [11] Ministero dello Sviluppo Economico, *D.M. del 16/9/2020, "Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili, in attuazione dell'art. 42-bis*, 2020.
- [12] Presidenza del Consiglio dei Ministri e Ministero dello Sviluppo Economico, *Italia Domani - Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza - PNRR*, 2021.
- [13] GSE, *Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa*, 2022.
- [14] Regione Piemonte, *Legge Regionale n° 12 - Promozione dell'istituzione delle comunità energetiche*, 2018.
- [15] Regione Marche, *Legge Regionale n°10 - Interventi regionali di promozione e sostegno dell'istituzione dei gruppi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e delle comunità energetiche rinnovabili*, 2021.
- [16] *Legge Regionale n°2 - Promozione e sviluppo di un sistema di Comunità Energetiche Rinnovabili (CER) in Lombardia. Verso l'autonomia energetica.*, 2022.
- [17] Regione Emilia-Romagna, *Legge Regionale n°5 - Promozione e sostegno delle Comunità Energetiche Rinnovabili e degli Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente.*
- [18] ENEA, Marialaura Di Somma, Martina Caliano, Giorgio Graditi, «Ricerca di Sistema elettrico - Inquadramento del soggetto "Energy Community" nel quadro di policy europeo e nazionale e definizione dello Use Case,» 2019.

- [19] Parlamento Europeo e Consiglio dell'Unione Europea, *Direttiva (UE) 2009/28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*, 2009.
- [20] RSE, *DossieRSE - Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia*, 2020.
- [21] World Energy Council, *WORLD ENERGY Trilemma Index 2021*, 2021.
- [22] World Energy Council, *2022 World Energy Issues Monitor - National perspective*, 2022.
- [23] M. L. Di Silvestre, S. Favuzza, E. Riva Sanseverino, G. Zizzo, «How Decarbonization, Digitalization and Decentralization are changing key power infrastructures,» 2018.
- [24] Legambiente, «Tutti i segreti per un'energia condivisa e solidale - Guida pratica allo sviluppo delle comunità energetiche rinnovabili e solidali e all'autoconsumo collettivo,» 2022.
- [25] M. Forti, «La comunità che si produce l'energia da sola a Napoli,» Internazionale, [Online]. Available: <https://www.internazionale.it/notizie/marina-forti/2021/07/12/san-giovanni-teduccio-comunita-energetica>. [Consultato il giorno 15 09 2022].
- [26] RSE e Utilitatis, «Orange Book 2022 - Le comunità energetiche in Italia,» 2022.
- [27] F. B. ENEA, «Un'introduzione alle comunità energetiche. Normativa, tecnologia ed esempi,» 2021.
- [28] Presidente della Repubblica, *Decreto-legge del 04/06/2013 n. 63 - Aggiornato 2022*, 2022.
- [29] Presidente della Repubblica, *DECRETO-LEGGE 17 maggio 2022, n. 50 - Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese*

*e attrazione degli investimenti, nonche' in materia di politiche sociali e di crisi ucraina., 2022.*

- [30] «Google Maps,» [Online]. Available: <https://www.google.it/maps/place/Via+Norma+Cossetto,+61032+Fano+PU/@43.8324329,13.0096802,134m/data=!3m2!1e3!4b1!4m5!3m4!1s0x132d10662f4a8f79:0x2e16c2815e627e96!8m2!3d43.8324319!4d13.0102274>. [Consultato il giorno 20 09 2022].
- [31] «Atlante Eolico,» [Online]. Available: <https://atlanteeolico.rse-web.it/start.phtml>. [Consultato il giorno 20 09 2022].
- [32] «InSun,» [Online]. Available: <https://insunhub.com/it/>. [Consultato il giorno 20 09 2022].
- [33] Regione Marche, *Legge regionale 22 aprile 2014, n. 7 - Norme sulle misure di prevenzione e protezione dai rischi di caduta dall'alto da predisporre negli edifici per l'esecuzione dei lavori di manutenzione sulle coperture in condizioni di sicurezza.*, 2014.
- [34] «PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM,» European Commission, [Online]. Available: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/). [Consultato il giorno 20 09 2022].