

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'ENERGIA ELETTRICA E

DELL'INFORMAZIONE

"Guglielmo Marconi"

DEI

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

In

Impianti Elettrici

**Comunità Energetiche Rinnovabili: dimensionamento ottimale e
servizi di flessibilità alla rete elettrica locale**

CANDIDATO

Lorenzo Lelli

RELATORE

Chiar.mo Prof. Carlo Alberto Nucci

CORRELATORE

Prof. Stefano Lilla

Dott. Andrea Prevedi

Ing. Marco Costa

Anno Accademico 2023/24

Sessione III

SOMMARIO

Introduzione	6
1 CONTESTO NORMATIVO E REGOLE DELLE COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI	9
1.1 Contesto nazionale italiano delle CER	11
1.1.1 Evoluzione normativa	13
1.1.2 Prospettive future	15
2 CARATTERISTICHE DELLE COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI	17
2.1 Struttura e funzionamento delle CER	17
2.1.1 Finalità principali	20
2.1.2 Elementi chiave del funzionamento	21
2.2 Meccanismi e regole di condivisione dell'energia	23
2.4 Tecnologie principali: fotovoltaico e accumulo	26
2.4.1 Il ruolo del Fotovoltaico nelle CER	27
2.4.2 Sistemi di Accumulo nelle CER	29
3 DIMENSIONAMENTO OTTIMALE DI UNA CER IDEALE	32
3.1 Consumi dei partecipanti e produzione fotovoltaica (PV)	33
3.2 Ottimizzazione del numero di partecipanti alla CER.	
Definizioni delle variabili e dei vincoli del modello	42
3.3 Risultati della simulazione e analisi della configurazione ottimale	47
4 MERCATI DELLA FLESSIBILITÀ LOCALE	53
4.1.1 Definizione di flessibilità locale	53
4.1.2 Caratteristiche e vantaggi principali dei mercati della flessibilità locale	53
4.2 Opportunità per le CER	56
4.3 Il progetto pilota EDGE	58
4.3.1 Contesto e obiettivi	58
4.3.2 Struttura e funzionamento del progetto	59
4.3.3 Risultati del progetto	62
4.3.4 Criticità, prospettive future e replicabilità	67

5 CASO STUDIO: OTTIMIZZAZIONE DELLA CER DI SAN LAZZARO	69
5.1 Caratteristiche e configurazione della CER di San Lazzaro	69
5.2 Proposta di ampliamento della CER: un possibile modello di ottimizzazione	72
5.2.1 Struttura del modello matematico	73
5.2.2 Risultati e analisi dell'ampliamento	76
5.3 Ottimizzazione della CER dotata di sistema di accumulo elettrico centralizzato	79
5.3.1 Modello della CER con l'integrazione della batteria di comunità	80
5.3.2 Analisi dei risultati del modello di ottimizzazione e impatto sulla CER	87
5.3.3 Analisi dei Piani Economici-Finanziari (PEF)	93
5.3.4 Accumulo centralizzato a Costo marginale nullo	98
5.4 Partecipazione della CER al mercato della flessibilità con l'utilizzo di batteria	105
5.4.1 Uso della batteria per i servizi di flessibilità alla rete: modello proposto	107
5.4.2 Analisi delle strategie di flessibilità ed impatti economici	113
5.5 Confronto tra gli scenari	121
5.5.1 Sviluppi futuri	125
Conclusione	130
Bibliografia	133
Indice delle figure	136
Indice delle tabelle	138

Introduzione

Il surriscaldamento globale e i suoi effetti sono diventati, negli ultimi decenni, uno dei principali problemi dell'umanità. È opinione dell'Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC] [1] che l'utilizzo delle fonti fossili in larga scala, che porta ad emissioni di gas serra, abbia tra le conseguenze anche l'aumento della temperatura media globale e, di conseguenza, possa essere alla base dei cambiamenti climatici. Estremi eventi meteorologici, come lo scioglimento dei ghiacciai, l'aumento del livello del mare e la perdita di biodiversità, sono solo alcune delle conseguenze dannose per l'equilibrio degli ecosistemi e per la vita delle generazioni future.

Allo scopo di limitare l'aumento della temperatura mondiale a 1.5 gradi centigradi in confronto con i livelli preindustriali, le emissioni di CO₂, secondo un rapporto dell'IPCC, dovranno essere ridotte in modo drastico entro il 2030 e la neutralità climatica dovrà essere raggiunta nel 2050. Una tale meta non può essere raggiunta senza un cambio di concezione dei modelli energetici esistenti, caratterizzati da elevate emissioni con un elevato utilizzo di fonti fossili non rinnovabili. [2]

In questo contesto, emerge una nuova e più profonda concezione delle comunità energetiche, associazioni in grado di apportare un considerevole contributo all'attività di decarbonizzazione. Una comunità energetica è un'associazione di cittadini, enti locali e imprese consorziate per produrre, distribuire e consumare in modo condiviso energia da fonti rinnovabili. Tale forma organizzativa viene incentivata dalle normative europee, tra le quali la Direttiva 2018/2001 (RED II), nata per favorirne la diffusione delle comunità energetiche e, di conseguenza, la penetrazione delle fonti rinnovabili. [3]

Le comunità energetiche non solo incentivano ulteriormente l'uso delle rinnovabili, ma anche la cultura del consumo ragionevole ed attento dell'energia. La generazione di energia elettrica in prossimità del punto di consumo minimizza le perdite di rete e può favorire l'efficienza del sistema nella sua interezza; inoltre, la condivisione degli effetti economici tra i membri della comunità favorisce l'inclusione sociale e la coesione territoriale.

Un altro aspetto delle comunità energetiche di forte interesse è oggi la possibilità di fornire servizi di flessibilità alla rete elettrica. La capacità di rispondere istantaneamente (o in un determinato lasso di tempo) alle fluttuazioni della domanda e dell'offerta di energia è

essenziale per il mantenimento della stabilità del sistema elettrico, con la presenza sempre più crescente di fonti di energia rinnovabile intermittenti. Con l'aiuto di tecnologie quali i sistemi di accumulo energetico, le reti intelligenti e gli strumenti di gestione dell'energia, le comunità energetiche possono partecipare ai mercati della flessibilità e fornire servizi chiave, tra cui il supporto alla frequenza, attraverso il bilanciamento della potenza attiva, il supporto alla stabilità della tensione, ecc., al fine di ottenere l'equilibrio della rete.

Tale flessibilità si traduce non solo in un migliore recupero del sistema elettrico, ma anche in benefici economici per i partecipanti. In particolare, i membri delle comunità energetiche possono ottenere benefici economici diretti dalla vendita di energia in surplus (ritiro dedicato), dalla diminuzione delle spese di acquisto dell'energia elettrica grazie agli incentivi legati all'autoconsumo e dalla partecipazione a programmi di risposta alla domanda (*demand-response*). [4]

Un ulteriore aspetto nell'analisi delle caratteristiche delle comunità energetiche italiane consiste nel considerare un loro possibile contributo al processo di democratizzazione della produzione e dell'erogazione dell'energia. Le comunità energetiche, fanno partecipi i cittadini al processo di decisione, dando l'opportunità ai membri di diventare dei *prosumer*, produttori e consumatori di energia al tempo stesso, rendendo il nuovo modello energetico bidirezionale. Questo cambiamento di paradigma contribuisce ad elevare la consapevolezza collettiva su tematiche di sostenibilità e favorisce una nuova considerazione nei confronti delle risorse naturali.

In Italia, il percorso verso la diffusione delle comunità energetiche è stato avviato da alcune esperienze pilota che hanno dimostrato il potenziale di questo modello. Tuttavia, permangono diversi punti da risolvere, tra cui la necessità di un quadro normativo più chiaro e stabile, l'accesso ai finanziamenti ed il superamento delle barriere culturali che ancora limitano la diffusione delle energie rinnovabili. [5]

Questa tesi, svolta in collaborazione con AESS (Agenzia per l'Energia e lo Sviluppo Sostenibile) propone di esaminare il ruolo delle comunità energetiche nel contesto della transizione energetica, valutandone gli aspetti tecnici ed economici. In particolare, saranno esplorati i meccanismi di flessibilità della rete elettrica ed i benefici economici, sia per il sistema energetico nel suo complesso che per le CER (comunità energetiche rinnovabili).

In un momento in cui il cambiamento climatico richiede azioni immediate e coerenti, le comunità energetiche emergono come una soluzione tecnica, certamente non risolutiva, ma

neanche trascurabile, e come un'opportunità per meglio ridefinire il rapporto tra energia, territorio e società.

CONTESTO NORMATIVO E REGOLE DELLE COMUNITA' ENERGETICHE RINNOVABILI

Le Comunità Energetiche Rinnovabili nascono come risposta alla necessità di un modello energetico più decentralizzato, partecipativo e sostenibile. Il contesto normativo ha lo scopo di favorire il loro sviluppo, delineando un quadro che promuove la produzione e il consumo condiviso di energia da fonti rinnovabili, coinvolgendo cittadini, imprese e amministrazioni locali. Uno degli obiettivi principali è incentivare l'autoproduzione e l'autoconsumo collettivo, riducendo la dipendenza dalle reti elettriche centralizzate e favorendo la resilienza energetica dei territori.

L'evoluzione della regolamentazione ha introdotto principi chiave che definiscono il funzionamento delle CER, tra cui la gestione democratica, la partecipazione aperta e la promozione di benefici ambientali, sociali ed economici per i membri. Le direttive di riferimento hanno spinto i singoli Stati ad adottare misure per rimuovere le barriere amministrative e tecniche che ostacolavano la diffusione delle comunità energetiche, creando condizioni favorevoli per l'implementazione di modelli innovativi di condivisione dell'energia.

Oltre alla definizione delle modalità di accesso e gestione dell'energia rinnovabile, il quadro normativo ha introdotto strumenti di supporto economico, incentivando l'installazione di tecnologie avanzate come sistemi di accumulo e infrastrutture digitali per la gestione intelligente della domanda e dell'offerta. [6]

Parallelamente, la normativa ha posto particolare attenzione all'inclusione sociale e alla riduzione della povertà energetica, promuovendo la diffusione delle CER in contesti svantaggiati e incentivando modelli che favoriscano la partecipazione di diverse categorie di utenti, indipendentemente dalla loro capacità di investimento iniziale. L'evoluzione del quadro regolatorio continua a svilupparsi con l'obiettivo di armonizzare le disposizioni tra i vari Stati, facilitando la creazione di mercati locali per l'energia rinnovabile e migliorando l'integrazione delle nuove tecnologie all'interno delle comunità energetiche. [7]

L'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, sottoscritta nel settembre 2015 dai governi di 193 Paesi membri dell'ONU, ingloba 17 Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) in un programma d'azione per un totale di 169 traguardi. Gli SDGs sono stati avviati ufficialmente nel 2016, guidando il mondo verso il raggiungimento di questi obiettivi entro il 2030. Le CER sono uno strumento chiave per affrontare alcune delle principali sfide dell'Agenda 2030, come la riduzione della povertà energetica e il miglioramento dell'inclusione sociale. [2]

L'Unione Europea, con il Green Deal europeo, ha fissato l'obiettivo giuridicamente vincolante di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050, un'economia con emissioni nette di gas serra pari a zero. La legge europea sul clima traduce in legge questo obiettivo, stabilendo anche un traguardo intermedio per il 2030: una riduzione di almeno il 55% delle emissioni nette rispetto ai livelli del 1990. Questi obiettivi si allineano al ruolo delle CER nel promuovere l'adozione di tecnologie verdi e la gestione democratica delle risorse energetiche. [8]

In questo contesto, le CER rappresentano uno strumento utile per accelerare la transizione energetica, rendendo il sistema più sostenibile, equo e partecipativo. La loro regolamentazione non si limita a stabilire criteri operativi, ma si configura come un elemento chiave per garantire il successo e la replicabilità di questo modello su larga scala.

1.1 Contesto nazionale italiano delle CER

In Italia, il panorama delle Comunità Energetiche Rinnovabili ha subito una significativa evoluzione normativa negli ultimi anni, grazie a interventi legislativi innovativi e all'adozione di direttive europee mirate. Dopo una fase sperimentale che ha visto l'attivazione di 145 gruppi di autoconsumo e 47 CER, è stato reso possibile costituire nuove CER a partire da aprile 2024, grazie al rilascio di un applicativo dedicato da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) [9]

Tale strumento digitale è stato concepito per semplificare le procedure burocratiche e accelerare l'accesso agli incentivi per l'autoconsumo diffuso, un aspetto cruciale per favorire la diffusione su larga scala di queste configurazioni energetiche. Attraverso l'applicativo, i soggetti interessati possono: registrare una nuova CER o un gruppo di autoconsumatori collettivi, presentare le richieste di incentivo in modo centralizzato, evitando passaggi manuali e riducendo i tempi di attesa, monitorare la produzione e la condivisione dell'energia rinnovabile tra i membri della comunità, accedere ai dati relativi ai flussi energetici per ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta e verificare i requisiti normativi e tecnici per l'accesso agli incentivi, evitando errori che potrebbero compromettere il processo di adesione.

Nonostante le complessità normative che rappresentano una sfida per lo sviluppo di tali configurazioni, i risultati iniziali sono incoraggianti. Al 25 novembre 2024, a soli sei mesi dall'apertura ufficiale, sono state presentate oltre 450 richieste di incentivo per l'autoconsumo diffuso, per una capacità produttiva complessiva di 65 MW. Queste richieste si suddividono in: 52% Comunità Energetiche Rinnovabili, 31% autoconsumatori individuali a distanza e 17% gruppi di autoconsumatori collettivi (condomini). La produzione rinnovabile, prevalentemente supportata da impianti fotovoltaici, idroelettrici, eolici e a biomasse, evidenzia il ruolo centrale delle fonti rinnovabili nel contesto italiano. [9]

Tuttavia, uno degli aspetti cruciali per il successo delle CER è rappresentato dalla quota di energia effettivamente condivisa. Le analisi mostrano che il valore economico generato da una CER aumenta in modo significativo quando la condivisione energetica supera il 70%, un obiettivo che solo una parte delle configurazioni attualmente operative è riuscita a raggiungere. Dal punto di vista economico, le aspettative dei cittadini nei confronti delle CER non sempre corrispondono ai reali benefici ottenibili. Molti partecipanti si aspettano guadagni superiori ai 100 euro l'anno, mentre nella maggior parte dei casi il ritorno economico risulta

inferiore. Questo evidenzia la necessità di una maggiore sensibilizzazione sui benefici reali delle CER e su come ottimizzarne la gestione per massimizzarne il valore economico. [10]

E' ragionevole ritenere che le prospettive future delle CER in Italia dipenderanno in gran parte dalla capacità di semplificare il quadro normativo e rendere più accessibili gli incentivi. Sebbene l'implementazione del nuovo applicativo GSE rappresenti un passo avanti in questa direzione, restano ancora numerosi ostacoli da superare, in particolare per quanto riguarda le tempistiche autorizzative e l'integrazione con le reti di distribuzione. Si ritiene che attraverso un supporto strutturato e un maggiore coinvolgimento dei diversi attori del settore sarà possibile consolidare le CER come un elemento chiave della transizione energetica italiana.



Figura 1 - La mappa delle comunità energetiche in Italia. Adattata da [16]

1.1.1 Evoluzione normativa

Il quadro normativo delle Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia si è evoluto rapidamente negli ultimi anni, grazie all'attuazione di direttive europee e a interventi legislativi nazionali che hanno progressivamente ampliato il perimetro operativo e incentivato la diffusione delle CER. Questo processo si è sviluppato attraverso diverse fasi, a partire dal 2020 fino agli interventi più recenti del 2025.

L'introduzione delle CER in Italia è avvenuta con il Decreto-Legge n. 162/2019, noto come "Decreto Milleproroghe", che ha recepito le indicazioni della Direttiva RED II (2018/2001/UE). In particolare, l'articolo 42-bis ha introdotto i concetti di autoconsumo collettivo e comunità energetica rinnovabile, limitando inizialmente il perimetro operativo alla cabina secondaria, con l'obiettivo di avviare una fase sperimentale e promuovere i primi modelli di condivisione dell'energia su scala locale.

Nel corso del 2020, l'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) ha stabilito le prime regole per la misurazione dell'energia condivisa e i meccanismi di incentivazione, fornendo un quadro regolatorio chiaro per le CER. Parallelamente, il Decreto Attuativo MISE ha definito ulteriori dettagli sulle modalità operative delle configurazioni di autoconsumo collettivo e CER. Successivamente, il GSE ha pubblicato le Regole Tecniche, specificando le istruzioni per la gestione delle comunità energetiche e per l'accesso agli incentivi.

Un passo decisivo è stato compiuto con il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199, che ha recepito in modo strutturale la Direttiva RED II. Questo decreto ha ampliato il perimetro di condivisione delle CER alla cabina primaria, consentendo una maggiore partecipazione degli utenti, anche nelle aree meno densamente popolate. Inoltre, ha introdotto incentivi significativi per l'energia condivisa e semplificato le procedure burocratiche, promuovendo la diffusione delle CER su scala nazionale. [11]

L'operatività delle CER è stata delineata attraverso l'intervento di diversi enti che hanno definito le regole tecniche, economiche e amministrative necessarie per il loro funzionamento. In particolare, sono state introdotte norme per la misurazione dell'energia condivisa, i meccanismi di remunerazione e gli incentivi per favorire la diffusione delle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche.

ARERA ha introdotto regole fondamentali per la misurazione dell'energia condivisa e i meccanismi di remunerazione. La Delibera 318/2020/R/eel ha stabilito i criteri per la gestione

dei flussi energetici, mentre la Delibera 727/2022/R/eel ha introdotto il Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD), semplificando le procedure e incentivando l'adesione a configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità energetiche. [12]

Un ulteriore consolidamento è stato raggiunto con il Decreto Ministeriale 7 dicembre 2023, n. 414, noto come Decreto CACER, che ha stabilito un tetto massimo di 5 GW di energia condivisa incentivabile da installare entro il 2027. Questo decreto ha delineato in modo chiaro le modalità di concessione degli incentivi per impianti a fonti rinnovabili all'interno delle configurazioni di comunità energetiche e autoconsumo collettivo, promuovendo una pianificazione strategica che favorisca una crescita sostenibile delle CER.

Successivamente, il Decreto MASE di gennaio 2024 ha definito le modalità di accesso ai meccanismi di incentivazione, introducendo criteri precisi per la remunerazione dell'energia condivisa. Per rendere il sistema più efficiente e accessibile, il 23 febbraio 2024, il GSE ha pubblicato le Regole Operative definitive, che hanno ulteriormente chiarito le modalità di riconoscimento degli incentivi, semplificando il processo di adesione e facilitando l'accesso agli incentivi anche per i piccoli comuni e le aree rurali. Infine, nel marzo 2024, un ulteriore Decreto MASE ha introdotto misure compensative per le configurazioni di autoconsumo collettivo e CER, specificando i criteri per la distribuzione delle risorse disponibili, con l'obiettivo di rendere il sistema più equo ed efficiente. [13]

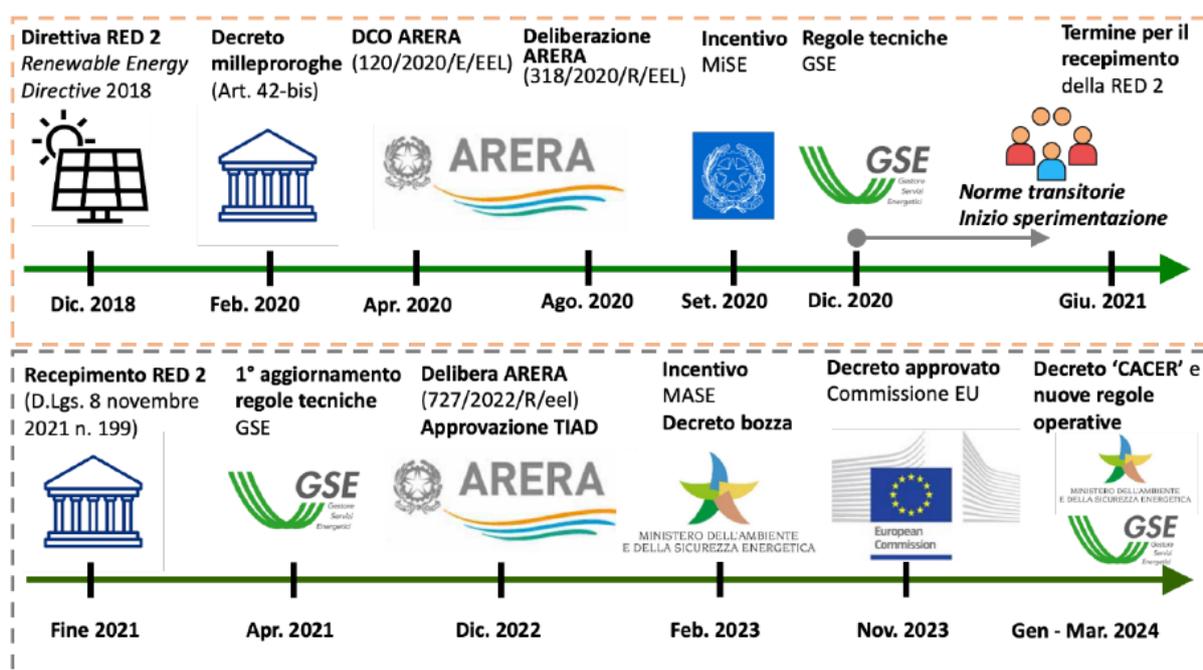


Figura 4 – Iter del Quadro Normativo e Regolatorio in Italia. Adattata da [14]

1.1.2 Prospettive future

Le prospettive per le Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia sono strettamente legate agli sviluppi normativi europei e ai programmi di finanziamento strategici. La Direttiva UE 2024/1711 introduce importanti semplificazioni operative, tra cui l'aumento del limite di potenza degli impianti rinnovabili incentivabili da 1 MW a 6 MW, consentendo una maggiore scalabilità delle configurazioni di autoconsumo diffuso. Un aspetto chiave di questa normativa è il riconoscimento del diritto degli utenti di dedurre dal consumo totale l'energia elettrica condivisa immessa in rete, superando così il vecchio meccanismo di incentivazione ritenuto poco accessibile e burocraticamente oneroso. [15]

Un ulteriore impulso allo sviluppo delle CER è atteso dall'integrazione con il programma europeo TIDE 2025, che promuove l'adozione di tecnologie innovative come i sistemi di accumulo e le reti intelligenti per migliorare la stabilità della rete e favorire la partecipazione ai mercati locali di flessibilità. Questo programma mira a supportare progetti che valorizzano il ruolo delle CER nel panorama energetico nazionale, rendendole protagoniste della transizione energetica. [16]

Nonostante i progressi normativi, persistono criticità significative che ostacolano una diffusione capillare delle CER. La complessità burocratica continua a rappresentare una barriera per la costituzione di nuove comunità, soprattutto nei piccoli comuni e nelle aree rurali. I costi iniziali elevati per la realizzazione degli impianti e la carenza di infrastrutture adeguate limitano la partecipazione di famiglie e imprese. Tuttavia, per affrontare queste problematiche, sono state adottate misure concrete, tra cui la creazione di un fondo nazionale dedicato al finanziamento delle CER, che fornirà risorse economiche per supportare la realizzazione di nuovi progetti. Inoltre, sono stati avviati programmi di formazione tecnica per amministratori locali e comuni, con l'obiettivo di diffondere conoscenze operative e garantire che anche le comunità meno strutturate possano beneficiare delle opportunità offerte dalle CER. [17]

Il quadro normativo italiano sta dunque diventando sempre più favorevole alle CER, riconoscendone il ruolo strategico nella decarbonizzazione e nell'indipendenza energetica del Paese. Il successo di queste iniziative dipenderà dalla capacità di integrare tecnologie innovative, superare le barriere amministrative e garantire un modello inclusivo che permetta la partecipazione attiva di cittadini, imprese ed enti locali.

CARATTERISTICHE DELLE COMUNITÀ ENERGETICHE RINNOVABILI

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano un modello innovativo e sostenibile di produzione e condivisione di energia, basato sull'utilizzo di fonti rinnovabili. Queste configurazioni puntano a decentralizzare la produzione energetica, favorendo un approccio partecipativo e locale, con benefici ambientali, economici e sociali. Attraverso un'organizzazione ben definita e regole operative precise, le CER permettono ai membri di condividere l'energia prodotta, promuovendo un'autonomia energetica più inclusiva ed equa.

2.1 Struttura e funzionamento delle CER

Le CER sono soggetti giuridici che, all'interno di un perimetro definito dalle cabine di trasformazione, permettono a persone fisiche di raggrupparsi su base volontaria e agire collettivamente secondo regole stabilite fra i partecipanti stessi, allo scopo di usufruire dei benefici ambientali e sociali, dati dalla condivisione di energia elettrica autoprodotta da fonti rinnovabili. La loro struttura giuridica si basa su modelli flessibili, come associazioni, cooperative o fondazioni, che garantiscono la possibilità di partecipazione a diversi tipi di attori, inclusi cittadini, piccole e medie imprese (PMI), enti locali e organizzazioni del terzo settore. [18]



Figura 5 - Esempio di CER. Adattata da [18]

Entrare a far parte di una Comunità di Energia Rinnovabile può avvenire attraverso diversi percorsi, a seconda del ruolo che si intende assumere all'interno della comunità. I produttori di energia, o Producers, sono coloro che possiedono impianti rinnovabili e immettono nella rete dell'energia in eccesso, contribuendo all'autosufficienza della CER e valorizzando economicamente la produzione non autoconsumata. Dall'altro lato, vi sono i Consumers, soggetti che utilizzano l'energia condivisa senza necessariamente possedere un impianto di generazione. Esiste, inoltre, una terza figura, quella dei Prosumers, che combina entrambi i ruoli, consentendo ai partecipanti di produrre e consumare la propria energia, destinando l'eventuale surplus alla comunità.

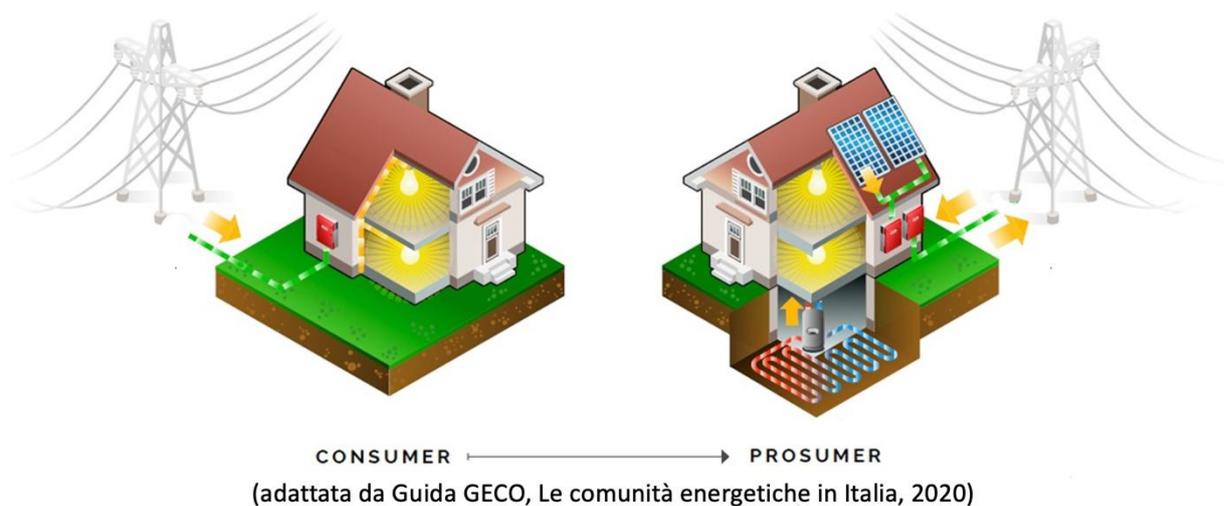


Figura 6 - Confronto tra Consumer e Prosumer

Uno dei principi cardine delle CER è la partecipazione aperta e volontaria, che consente a chiunque rientri nei criteri geografici e normativi di aderire alla comunità senza vincoli discriminatori. Questo principio non solo facilita la diffusione delle CER, ma favorisce anche la creazione di reti collaborative tra soggetti pubblici e privati, rafforzando il senso di appartenenza e la coesione territoriale.

Un altro aspetto fondamentale della struttura delle CER è il controllo locale. I membri devono risiedere o operare nelle vicinanze degli impianti di produzione, assicurando che le decisioni relative alla gestione dell'energia condivisa siano prese da chi ha un interesse diretto e concreto nel suo utilizzo. Questo approccio decentralizzato permette di adattare le attività

della CER alle specifiche esigenze del territorio, massimizzando i benefici per la comunità locale. [14]

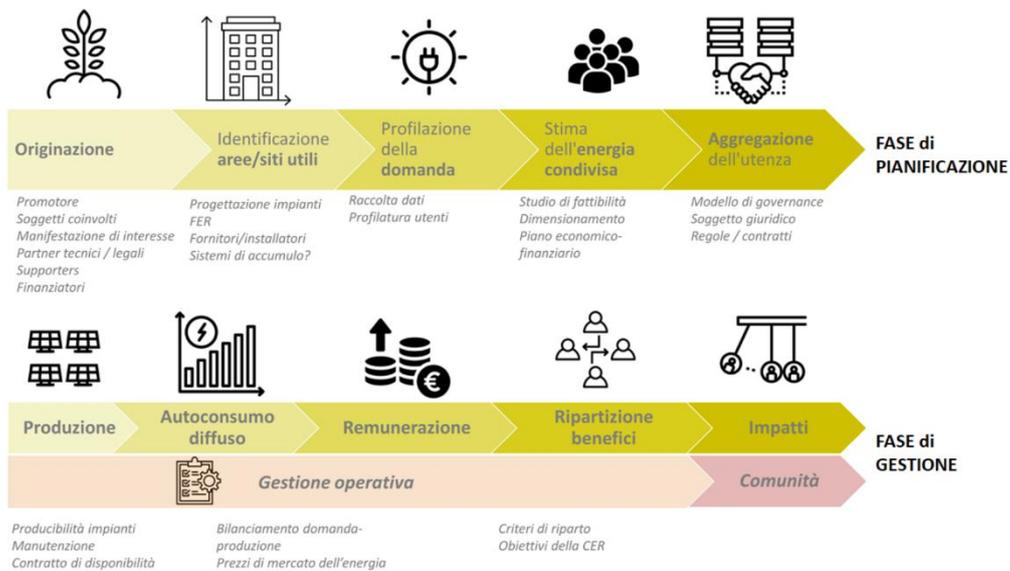


Figura 7 - Processo di Pianificazione e Gestione di una CER. Adattata da [13]

Le CER, quindi, rappresentano una forma di governance energetica partecipativa, dove il controllo diretto da parte dei membri e la flessibilità giuridica garantiscono un equilibrio tra sostenibilità, efficienza e autonomia.

2.1.1 Finalità principali

Le CER rappresentano un modello innovativo e integrato che mira a rispondere a obiettivi strategici multidimensionali. Questo approccio olistico costituisce il fulcro del valore aggiunto che le CER portano alle comunità locali, configurandosi come una soluzione concreta e replicabile per affrontare le sfide della transizione energetica.

Dal punto di vista ambientale, le CER promuovono l'uso esclusivo di fonti rinnovabili, contribuendo in modo significativo alla riduzione delle emissioni di gas serra e agli obiettivi globali di mitigazione del cambiamento climatico. La produzione decentralizzata di energia riduce la pressione sulle reti di trasmissione nazionale, minimizzando le perdite energetiche associate al trasporto. Tale modello rafforza la sostenibilità ambientale incentivando un sistema energetico locale, resiliente e a basso impatto, in grado di valorizzare le risorse del territorio.

Sul piano economico, le CER offrono un'opportunità unica per ridurre i costi energetici locali, in particolare, la condivisione dell'energia prodotta genera vantaggi economici indiretti, come una maggiore indipendenza dai fornitori esterni e una riduzione dei costi legati alla rete di distribuzione. Questo modello si dimostra quindi particolarmente vantaggioso per realtà che intendono adottare un sistema energetico più equo, sostenibile e resiliente.

Dal punto di vista sociale, le CER vanno oltre la semplice produzione energetica, promuovendo un modello di equità e inclusione. Favoriscono la partecipazione attiva di cittadini, enti locali e altri attori territoriali, rafforzando il senso di appartenenza e la coesione comunitaria. Gli incentivi economici derivanti dalla valorizzazione dell'energia condivisa possono essere reinvestiti in progetti di utilità sociale, come iniziative per combattere la povertà energetica, programmi di tutela ambientale o interventi di riqualificazione urbana. In questo modo, le CER creano un impatto positivo duraturo sul benessere collettivo, contribuendo alla costruzione di una società più equa e solidale. [19]

Le finalità delle CER dimostrano la capacità di queste configurazioni di integrare aspetti ambientali, economici e sociali in un modello unico e flessibile. Grazie alla struttura partecipativa e al controllo locale, le CER offrono una risposta concreta e inclusiva alle sfide energetiche contemporanee, creando un paradigma innovativo che combina progresso tecnologico, sostenibilità e inclusione comunitaria.

2.1.2 Elementi chiave del funzionamento

Il funzionamento delle Comunità Energetiche Rinnovabili è intrinsecamente legato a requisiti tecnici specifici, tra cui la corretta ubicazione dei punti di prelievo e immissione dell'energia. Questi punti devono trovarsi all'interno del medesimo perimetro di cabina primaria, garantendo che l'energia condivisa venga prodotta e consumata in un'area geografica ben definita. La cabina primaria costituisce il fulcro tecnico di questo sistema, rappresentando il nodo della rete elettrica in cui l'energia viene distribuita ai consumatori finali a partire dalle linee ad alta tensione. Il perimetro geografico stabilisce l'ambito della condivisione, permettendo solo ai punti ubicati al suo interno di beneficiare degli incentivi economici previsti. Questo vincolo territoriale non solo assicura una distribuzione equa dei benefici tra i membri della comunità, ma permette anche una gestione più efficiente della rete, evitando interferenze esterne.

L'adeguamento alle regole tecniche è un passaggio fondamentale nella fase di costituzione della CER. I membri devono identificare la cabina primaria di riferimento e fornire al GSE tutti i dettagli tecnici relativi ai punti di connessione. Il GSE verifica che i requisiti siano rispettati, assicurando la conformità alle regole operative. La concentrazione dei punti di prelievo e immissione nello stesso perimetro riduce le perdite energetiche, ottimizza la rete locale e facilita il monitoraggio dell'energia condivisa. In situazioni particolari, come nelle isole minori non interconnesse, l'intero territorio può essere considerato un unico perimetro di cabina primaria, permettendo un ampliamento del numero di punti di connessione coinvolti. [20]

Il modello operativo delle CER si basa sull'autoconsumo virtuale, un sistema che consente ai membri di beneficiare dell'energia prodotta senza scambi fisici diretti. Attraverso il calcolo dell'energia immessa e prelevata dalla rete nel perimetro della cabina primaria, le CER realizzano un sistema decentralizzato, riducendo le perdite di trasporto e aumentando l'efficienza della rete.

Un aspetto cruciale per lo sviluppo delle CER è il regime incentivante, regolato dal Decreto CACER e dal TIAD. Il Decreto CACER disciplina le modalità di incentivazione in conto esercizio dell'energia prodotta da impianti rinnovabili in configurazioni di autoconsumo, fissando un contingente di potenza pari a 5 GW fino al 31 dicembre 2027. Inoltre, stabilisce criteri e modalità per la concessione dei contributi in conto capitale previsti dal PNRR, con

copertura fino al 40% dei costi ammissibili per lo sviluppo delle CER nei comuni con meno di 5.000 abitanti, per un totale di 2,2 miliardi di euro fino al 30 giugno 2026.

Il servizio per l'autoconsumo diffuso, erogato dal GSE e disciplinato dal TIAD e dal Decreto CACER, permette la determinazione e valorizzazione dell'energia condivisa. Il TIAD definisce diverse configurazioni ammesse, tra cui autoconsumatore individuale a distanza, gruppo di autoconsumatori, CER, cliente attivo a distanza, gruppo di clienti attivi. Il Decreto CACER specifica che l'accesso alla tariffa incentivante è riservato a autoconsumatori a distanza, gruppi di autoconsumatori e CER, mentre il contributo PNRR è destinato a gruppi di autoconsumatori e CER.

Un elemento centrale nelle configurazioni è il Referente, ovvero il soggetto responsabile della gestione tecnica e amministrativa della richiesta di accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso. Non deve coincidere con il produttore e deve assicurare un'adeguata informativa ai partecipanti sulla ripartizione dei benefici economici. I punti di connessione dei clienti finali e degli impianti di produzione devono ricadere nella stessa cabina primaria, e un'utenza non può far parte di più configurazioni contemporaneamente.

Per accedere agli incentivi, gli impianti devono rispettare specifici requisiti, tra cui:

- Essere di nuova costruzione o potenziati;
- Avere una potenza massima di 1 MW;
- Essere entrati in esercizio dopo il 16 dicembre 2021 e non devono essere entrati in esercizio prima della regolare costituzione della CER;
- Non essere finalizzati a progetti di idrogeno con emissioni di CO_2 superiori a 3 tonnellate per tonnellata di H_2 ;
- Rispettare il principio DNSH (Do No Significant Harm);

Le CER devono includere almeno due membri e due punti di connessione distinti, garantendo il controllo e la gestione degli impianti di produzione. L'oggetto sociale deve essere incentrato su benefici ambientali, economici e sociali, escludendo scopi di lucro. Inoltre, le grandi imprese non possono essere membri delle CER, per garantire la distribuzione equa dei vantaggi energetici.

Infine, gli impianti esistenti non accedono agli incentivi, ma l'energia immessa da tali impianti può essere considerata nel computo dell'energia autoconsumata, su cui viene riconosciuto il

contributo di valorizzazione. Le configurazioni devono rispettare le normative vigenti e garantire il rispetto dei criteri ambientali ed economici per poter accedere agli incentivi previsti dal Decreto CACER e dal TIAD. [17]

2.2 Meccanismi e regole di condivisione dell'energia

Le CER rappresentano un modello innovativo per la produzione e condivisione dell'energia, basato sull'utilizzo di fonti rinnovabili e sulla partecipazione attiva di cittadini, imprese ed enti locali. La loro struttura giuridica è flessibile e consente la costituzione sotto forma di associazioni, cooperative o fondazioni, garantendo un accesso ampio e inclusivo. Uno degli elementi chiave di queste configurazioni è la partecipazione aperta e volontaria, che permette a chiunque rientri nei criteri normativi e geografici di aderire senza discriminazioni. Questo approccio favorisce la diffusione delle CER e stimola la creazione di reti di collaborazione tra soggetti pubblici e privati, rafforzando il tessuto sociale ed economico del territorio.

Il funzionamento delle CER si basa sul concetto di energia condivisa, ovvero l'energia prodotta da impianti a fonti rinnovabili, immessa nella rete e consumata dai membri della comunità attraverso il meccanismo dell'autoconsumo virtuale. Questo sistema innovativo consente di valorizzare l'energia senza che vi sia un trasferimento fisico diretto tra i membri, grazie all'infrastruttura di rete e alla gestione amministrativa del GSE. L'energia immessa viene monitorata e attribuita virtualmente ai consumatori, garantendo un sistema trasparente ed efficiente. [12]

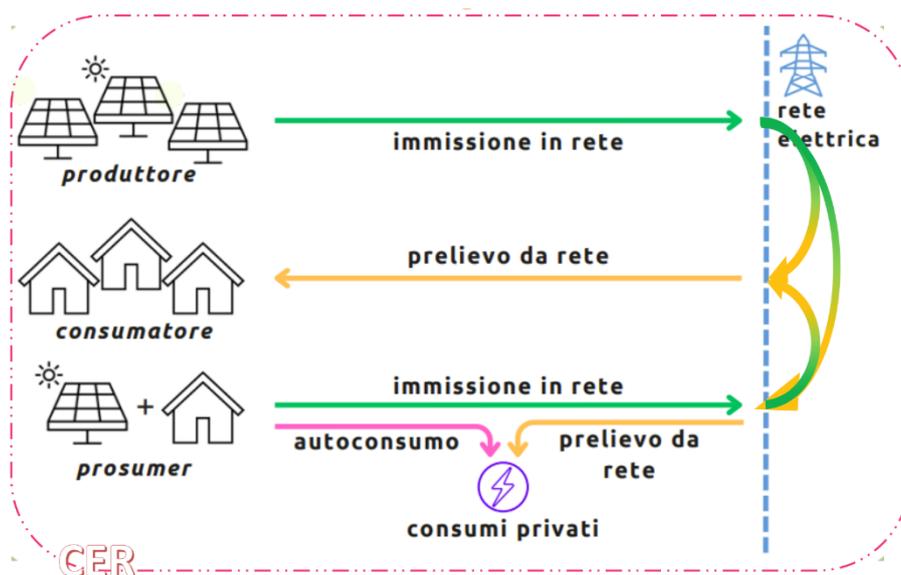


Figura 8 - Flussi Energetici di una CER. Adattata da [13]

Le CER possono accedere a un sistema di incentivi economici che ne favorisce la diffusione e la sostenibilità. Tra le misure più rilevanti vi sono le tariffe premio per l'energia condivisa, che vengono calcolate sulla base della quantità di energia autoconsumata e variano in funzione della potenza dell'impianto e del prezzo zonale dell'energia. A queste si aggiungono riduzioni sugli oneri di trasporto e distribuzione, che abbassano i costi per i membri della comunità rispetto alle tradizionali forniture di energia elettrica. Le CER possono inoltre beneficiare di finanziamenti pubblici e fondi dedicati alla transizione energetica, che supportano l'installazione di nuovi impianti e l'adeguamento delle infrastrutture esistenti. Un ulteriore vantaggio fiscale è rappresentato dall'esenzione dall'accisa per l'energia autoprodotta e autoconsumata, che riduce il costo complessivo dell'energia condivisa.

La tariffa incentivante è cumulabile con il contributo PNRR, con una decurtazione proporzionale all'importo ottenuto, e con contributi in conto capitale fino al 40% dei costi ammissibili. Tuttavia, non è cumulabile con il Superbonus o altre forme di incentivo in conto esercizio.

Gli incentivi per l'energia elettrica condivisa sono determinati in base alla potenza degli impianti e al prezzo zonale orario dell'energia elettrica definito dal Decreto CER, come riportato dal GSE e da ARERA secondo la seguente tabella:

Categoria:	Valore (€/kWh):
Incentivo MASE energia condivisa (Potenza impianto \leq 200 kWp)	0.130
Incentivo MASE energia condivisa (Potenza impianto \leq 600 kWp)	0.120
Incentivo MASE energia condivisa (Potenza impianto $>$ 600 kWp)	0.110
Restituzione oneri di rete (incentivo ARERA)	0.08

Tabella 1 - Categorie Incentivi MASE e ARERA

Dove ogni incentivo è formato dalla somma dell'incentivo MASE rispettivo alla potenza dell'impianto considerato e dall'incentivo ARERA. [17]

A livello economico, l'autoconsumo collettivo consente di ridurre i costi energetici, garantendo maggiore indipendenza dalle oscillazioni del mercato e dai fornitori esterni. I benefici derivanti dall'energia condivisa possono inoltre essere reinvestiti in iniziative di interesse collettivo, come programmi di efficientamento energetico, progetti di mobilità sostenibile o interventi per il contrasto alla povertà energetica. Sul piano sociale, le CER

favoriscono la partecipazione attiva della comunità e rafforzano la coesione territoriale, creando opportunità di sviluppo locale e promuovendo un'economia più equa e sostenibile.

L'implementazione delle CER è supportata da un quadro normativo in costante evoluzione, che mira a semplificare le procedure di adesione e a incentivare la crescita di questi modelli energetici. La regolamentazione prevede criteri chiari per l'accesso agli incentivi e stabilisce le modalità operative per la gestione delle comunità energetiche. Tuttavia, permangono alcune criticità legate alla complessità burocratica e ai tempi di attesa per l'ottenimento degli incentivi. Un altro aspetto da considerare è la necessità di potenziare le infrastrutture di rete per garantire una gestione efficiente dell'energia condivisa e per supportare l'integrazione con sistemi di accumulo e reti intelligenti. La crescita delle CER dipenderà dalla capacità di superare queste sfide, adottando soluzioni tecnologiche avanzate e garantendo un accesso equo agli strumenti di finanziamento e incentivazione. [17]

2.4 Tecnologie principali: fotovoltaico e accumulo

Le CER rappresentano un modello innovativo di produzione e condivisione dell'energia, basato sull'uso esclusivo di fonti rinnovabili. Tra le tecnologie principali utilizzate per la generazione di energia nelle CER, il fotovoltaico occupa una posizione di rilievo, grazie alla sua modularità, scalabilità e sostenibilità ambientale. Tuttavia, la natura intermittente della produzione solare richiede l'integrazione di sistemi di accumulo, che permettono di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso e utilizzarla nei momenti di maggiore domanda o in assenza di produzione solare.

L'accumulo di energia elettrica è oggi una delle soluzioni più diffuse per migliorare l'autoconsumo e la stabilità delle reti locali nelle CER. Questi sistemi consentono di ridurre la dipendenza dalla rete elettrica, ottimizzare l'autosufficienza energetica e massimizzare i benefici economici derivanti dalla produzione rinnovabile. Inoltre, l'uso combinato di fotovoltaico e batterie può contribuire alla gestione intelligente dell'energia, integrando strategie di demand response e favorendo la flessibilità della rete.

L'adozione di sistemi di accumulo nelle CER non solo migliora l'efficienza complessiva del sistema, ma rappresenta anche un passo fondamentale verso la decarbonizzazione e la resilienza energetica, riducendo la necessità di fonti fossili di backup e garantendo una maggiore stabilità della fornitura elettrica a livello locale. [21]

2.4.1 Il ruolo del Fotovoltaico nelle CER

Il fotovoltaico rappresenta una delle tecnologie più rilevanti e diffuse all'interno delle CER, grazie alle sue caratteristiche. La capacità dei moduli fotovoltaici di convertire la radiazione solare in energia elettrica rende questa tecnologia particolarmente adatta alla produzione decentralizzata di energia, in perfetta sintonia con il modello di gestione comunitaria promosso dalle CER. La versatilità del fotovoltaico si riflette nelle sue molteplici applicazioni: dai tetti di abitazioni private ed edifici pubblici, come scuole e ospedali, agli spazi industriali, fino ai parchi solari comunitari su terreni inutilizzati, particolarmente adatti alle aree rurali. Questa flessibilità permette di adattare la tecnologia alle caratteristiche specifiche del territorio e alle esigenze della comunità, garantendo un accesso equo e diffuso ai benefici dell'energia rinnovabile.

Negli ultimi anni, i progressi tecnologici hanno migliorato l'efficienza dei moduli fotovoltaici, rendendoli sempre più competitivi e accessibili. L'introduzione di materiali innovativi, come il silicio monocristallino ad alta efficienza e le celle tandem, ha consentito di massimizzare la produzione di energia anche in condizioni di bassa irradiazione. Parallelamente, le soluzioni fotovoltaiche integrate negli edifici (Building Integrated Photovoltaics, BIPV) hanno trasformato pannelli e moduli in elementi architettonici attivi, integrandoli in facciate, finestre e coperture. Questo approccio non solo ottimizza l'uso dello spazio disponibile, ma migliora l'estetica degli impianti, superando le barriere di accettazione sociale legate al loro aspetto.

[22]

Tuttavia, il fotovoltaico presenta alcune sfide operative, principalmente legate alla sua dipendenza dalle condizioni meteorologiche. La produzione di energia varia in funzione dell'intensità della radiazione solare, con differenze significative tra il giorno e la notte, così come tra le stagioni. Per affrontare questa variabilità, le CER integrano spesso i sistemi fotovoltaici con batterie al litio, che consentono di accumulare l'energia prodotta in eccesso durante il giorno per utilizzarla nelle ore di maggiore domanda.

L'utilizzo del fotovoltaico all'interno delle CER apporta benefici significativi sia dal punto di vista ambientale che economico. L'energia solare, essendo una fonte inesauribile e priva di emissioni di gas serra, contribuisce alla riduzione dell'impronta di carbonio della comunità, rafforzando la sostenibilità ambientale. Economicamente, la decentralizzazione della produzione energetica riduce le perdite associate alla rete nazionale, abbattendo i costi di trasporto e distribuzione. Inoltre, gli incentivi legati alla produzione fotovoltaica, uniti al calo dei costi di installazione, rendono questa tecnologia un investimento vantaggioso per le

comunità. I ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia condivisa possono essere reinvestiti in progetti sociali o infrastrutture locali, creando un ciclo virtuoso che favorisce lo sviluppo economico e sociale del territorio. [21]

Grazie alla sua versatilità, sostenibilità e capacità di adattarsi a diverse realtà territoriali, il fotovoltaico si configura come una tecnologia strategica per le CER. Integrandosi con altre fonti rinnovabili e contribuendo alla transizione energetica, rappresenta uno strumento essenziale per promuovere un modello di produzione e consumo energetico più equo, resiliente e rispettoso dell'ambiente.



Figura 9 - Esempio di un Impianto Fotovoltaico presso il CAAB di Bologna. Adattata da [13]

2.4.2 Sistemi di Accumulo nelle CER

Nelle CER, l'integrazione di sistemi di accumulo dell'energia, in particolare le batterie, riveste un ruolo fondamentale per ottimizzare l'autoconsumo e garantire la stabilità della rete elettrica locale. Questi sistemi consentono di immagazzinare l'energia prodotta in eccesso dalle fonti rinnovabili, come il fotovoltaico, rendendola disponibile nei momenti di maggiore domanda o quando la produzione è insufficiente.

L'adozione di sistemi di accumulo nelle CER offre numerosi vantaggi. Le batterie permettono di utilizzare l'energia prodotta localmente anche quando la produzione non coincide temporalmente con la domanda, aumentando l'autosufficienza energetica della comunità. Inoltre, l'accumulo contribuisce a bilanciare le fluttuazioni nella produzione e nel consumo di energia, riducendo la necessità di ricorrere a fonti energetiche esterne e migliorando la qualità del servizio elettrico. Le CER dotate di sistemi di accumulo possono partecipare a programmi di demand response, modulando i consumi in base alle esigenze della rete e contribuendo alla sua flessibilità e resilienza. [21]

Nonostante i numerosi benefici, l'implementazione dei sistemi di accumulo nelle CER presenta alcune sfide. L'investimento iniziale per l'installazione delle batterie può essere significativo, richiedendo valutazioni economiche accurate e, possibilmente, l'accesso a incentivi o finanziamenti dedicati. Inoltre, i sistemi di accumulo necessitano di una gestione attenta e di una manutenzione periodica per garantire prestazioni ottimali e una lunga durata operativa.

Per superare queste sfide, è fondamentale promuovere la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie di accumulo, nonché implementare politiche di incentivazione che favoriscano l'adozione diffusa di queste soluzioni nelle CER.

Una possibilità per le CER è quella di ottimizzare i sistemi di accumulo per aumentare l'efficienza e la redditività dell'energia condivisa. L'integrazione di strategie avanzate di gestione energetica consente di massimizzare l'autoconsumo, ridurre le perdite e migliorare la stabilità della rete locale. L'uso di algoritmi predittivi e sistemi di controllo intelligente permette di adattare in tempo reale l'uso delle batterie, basandosi su previsioni di produzione fotovoltaica, domanda energetica e segnali di prezzo dell'energia. Questo approccio consente di ridurre la dipendenza dalla rete nazionale, evitando costi aggiuntivi legati all'importazione di energia nei momenti di scarsa produzione solare. [23]

L'implementazione di sistemi di gestione dell'energia avanzati (che fanno uso di EMS - Energy Management Systems) consente di coordinare l'uso dell'accumulo in funzione delle esigenze della comunità, evitando sovraccarichi e bilanciando la domanda. L'integrazione con modelli di ottimizzazione distribuita permette una gestione decentralizzata delle risorse, garantendo maggiore efficienza e privacy ai prosumer. L'inclusione di strategie di demand-side management consente inoltre di spostare alcuni carichi non prioritari nelle ore di massima produzione solare, aumentando l'efficienza complessiva del sistema. Un ulteriore passo verso l'ottimizzazione è rappresentato dall'uso delle batterie per la partecipazione ai mercati dell'energia, sfruttando la capacità di modulare i flussi energetici per fornire servizi ancillari alla rete, come la regolazione della frequenza o la riduzione dei picchi di consumo. [22]

L'ottimizzazione passa anche dalla scelta delle tecnologie di accumulo più adatte alle specifiche esigenze delle CER. L'utilizzo di batterie con un'elevata efficienza di conversione e una lunga durata operativa permette di ridurre i costi di sostituzione e di migliorare la sostenibilità economica dell'investimento.

La crescente digitalizzazione e la diffusione di piattaforme di gestione basate su intelligenza artificiale e machine learning aprono nuove possibilità per ottimizzare la gestione dell'accumulo nelle CER. Queste tecnologie consentono di prevedere con maggiore precisione i flussi di energia, adattando dinamicamente le strategie di ricarica e scarica delle batterie in base alle condizioni di mercato e climatiche. In questo scenario, l'ottimizzazione non si limita alla gestione locale, ma si estende a una visione più ampia di rete intelligente, dove le CER possono interagire tra loro per migliorare la resilienza del sistema energetico complessivo.

DIMENSIONAMENTO OTTIMALE DI UNA CER IDEALE

Le CER rappresentano una soluzione innovativa per promuovere l'autoproduzione, l'autoconsumo e la condivisione di energia da fonti rinnovabili a livello locale. Per garantire un funzionamento efficace e sostenibile, è fondamentale sviluppare modelli matematici che supportino il dimensionamento, la gestione e l'ottimizzazione delle risorse energetiche all'interno di una CER.

Un modello matematico ben strutturato consente di analizzare i flussi energetici, massimizzare i benefici derivanti dall'autoconsumo e dalla condivisione dell'energia, e minimizzare i costi associati alla dipendenza dalla rete elettrica esterna. In questo contesto, è essenziale considerare diversi aspetti, quali il comportamento energetico delle diverse categorie di consumatori, la variabilità della generazione di energia da fonti rinnovabili locali, i vincoli tecnici e normativi e l'impatto economico derivante dagli incentivi e dai costi di gestione.

Le CER sono una delle strategie più promettenti per accelerare la transizione verso un modello energetico sostenibile, decentralizzato e partecipativo. Attraverso la condivisione dell'energia rinnovabile prodotta localmente, è possibile ridurre le emissioni di CO₂ e migliorare l'efficienza del sistema energetico. Tuttavia, affinché queste realtà possano operare in modo economicamente sostenibile, è necessario individuare condizioni operative specifiche che garantiscano almeno la copertura dei costi di gestione per la comunità stessa.

Questo capitolo si propone di analizzare, attraverso diversi scenari, i parametri critici che influenzano la sostenibilità economica di una comunità energetica. Considerando che la gestione annuale della CER potrebbe incidere per una somma consistente¹, e che tali spese trovano copertura esclusivamente dall'incentivo, è necessario valutare attentamente la quantità di energia da produrre ed i soggetti (numero e tipologia) che possono dividerla. Questi costi, generalmente fissi, includono le spese amministrative per la gestione della comunità (notaio e commercialista), i costi di manutenzione ordinaria e straordinaria degli

¹ Indicativamente un ordine di grandezza possibile potrebbe essere di 20.000 €/anno.

impianti ed eventuali spese legate all'implementazione di infrastrutture tecnologiche per il monitoraggio e la gestione dell'energia.

Il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico rappresenta un altro fattore cruciale per la sostenibilità economica di una comunità energetica. Un impianto adeguatamente dimensionato deve garantire una produzione sufficiente a coprire i consumi complessivi delle utenze e, se possibile, generare un surplus energetico che possa essere impiegato nella condivisione di energia, utile per coprire almeno i costi di gestione.

3.1 Consumi dei partecipanti e produzione fotovoltaica (PV)

Le CER comprendono una diversa varietà di utenti, tra cui residenze, scuole e uffici, ciascuno con profili di consumo di energia elettrica distinti. Ad esempio, i consumi residenziali tendono a essere più elevati nelle ore serali, mentre scuole e uffici concentrano la domanda energetica durante le ore diurne. Questo disallineamento, considerando il giusto mix di utilizzatori, può essere sfruttato per ottimizzare l'autoconsumo e la condivisione dell'energia prodotta localmente. Il periodo di simulazione considerato è quello di un anno su base oraria (8760 ore/anno).

I tre grafici sottostanti rappresentano l'andamento del consumo di energia elettrica (in kWh) per tre diverse tipologie di utilizzo durante l'anno: scuole medie, residenziale e uffici. Il grafico delle scuole medie evidenzia picchi di consumo significativi all'inizio e alla fine dell'anno, con una riduzione centrale, legata ai periodi di chiusura scolastica o ridotta attività. Il residenziale mostra un andamento più stabile, ma con consumi più elevati nei mesi freddi, verosimilmente legati al riscaldamento, ed una riduzione in alcuni periodi, come le vacanze estive. Gli uffici, infine, presentano un andamento più variabile, caratterizzato da numerosi picchi legati alle ore di maggiore attività lavorativa e stagionalità. Questi dati suggeriscono dinamiche di consumo diverse a seconda delle esigenze specifiche di ciascun contesto, offrendo spunti utili per ottimizzare la gestione energetica.

I profili dei consumi utilizzati sono quelli pubblicati dal GSE, noti in letteratura o misurati, ai quali sono state apportate alcune modifiche mirate. Per quanto riguarda le scuole medie è stato considerato un consumo annuo standard pari a 80 MWh/anno , mentre per le scuole elementari il consumo annuo standard è pari a 15 MWh/anno , per ogni scuola derivante dal processo di ottimizzazione. Per il consumo della tipologia uffici il consumo annuo standard è

pari a 12 *MWh/anno* mentre per il residenziale un consumo annuo standard è pari a 2.7 *MWh/anno*.

In seguito, sono stati effettuati dei focus su alcuni giorni specifici dell'anno per evidenziare le differenze sostanziali dei profili di consumo tra i vari partecipanti. Nelle seguenti analisi sono state omesse le scuole elementari, in quanto è stato considerato un profilo analogo a quello delle scuole medie, con un diverso fattore di scala.

- **Profili di consumo del 1° Gennaio 2023**

Le tre immagini mostrano andamenti significativamente diversi tra uffici, scuole medie e residenziale. Il residenziale cresce gradualmente dal pomeriggio, raggiungendo il picco massimo intorno alle 20 per poi calare rapidamente di notte. Le scuole medie hanno un andamento più irregolare, con un picco significativo nel tardo pomeriggio e consumi bassi in altri momenti. Gli uffici mostrano un consumo stabile con un picco mattutino un calo nel pomeriggio. Essendo un giorno festivo, il profilo degli uffici e delle scuole è principalmente legato ai servizi di base come illuminazione o riscaldamento in standby o all'uso delle scuole per attività non didattiche o riscaldamento residuo.

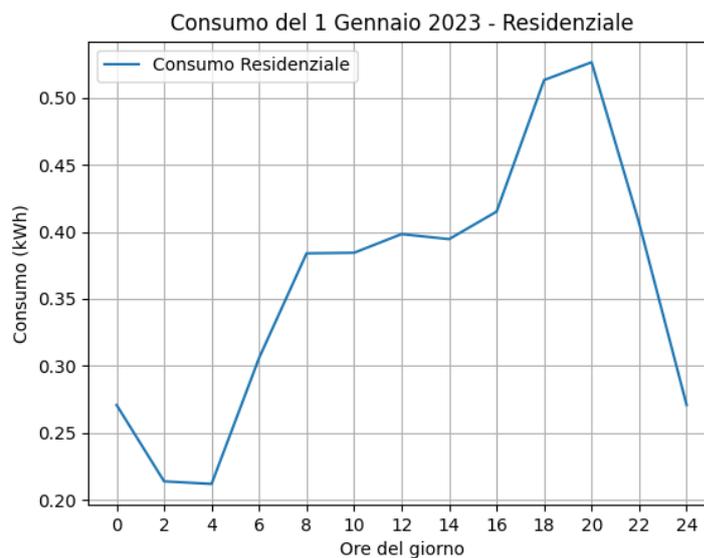


Figura 10 - Consumo Residenziale 1 Gennaio 2023

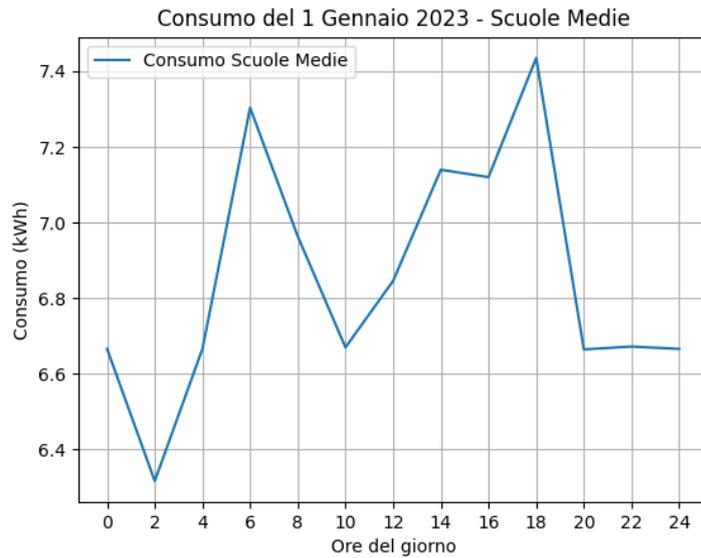


Figura 11 - Consumo Scuole Medie 1 Gennaio 2023

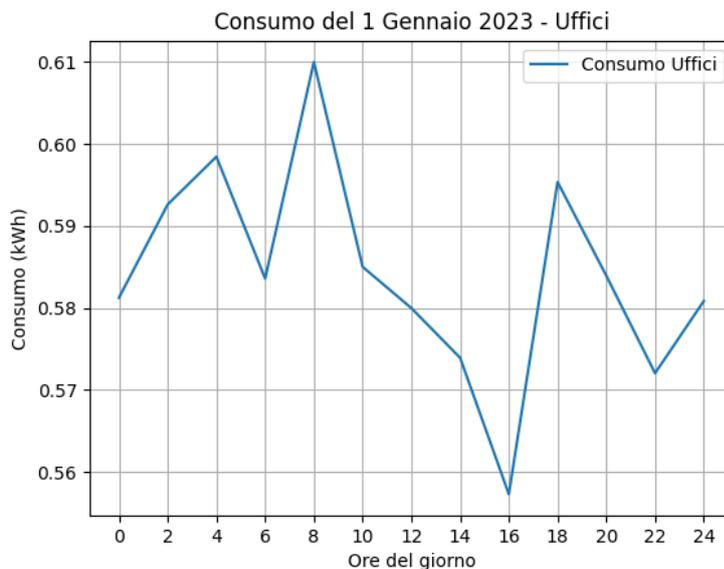


Figura 12 - Consumo Uffici 1 Gennaio 2023

- **Profili di consumo dell' 8 Marzo 2023**

Il consumo energetico dell'8 marzo 2023 presenta differenze significative rispetto al 1° gennaio, evidenziando l'impatto di un giorno feriale rispetto a uno festivo. Nel residenziale, l'andamento rimane simile, con un picco serale intorno alle 20 leggermente inferiore rispetto al 1° gennaio. Per le scuole medie, si evince un netto incremento del consumo durante le ore

di attività didattica, con un picco significativo le 10 e le 13. Negli uffici, si evidenzia piena operatività, con un consumo crescente dalla mattina e un picco massimo tra le 11 e le 14, in netto contrasto con il consumo del 1° gennaio, quando era limitato ai soli servizi di base. Questi dati mostrano chiaramente l’impatto delle attività quotidiane e dei ritmi lavorativi e scolastici sul consumo energetico nei giorni feriali rispetto a quelli festivi.

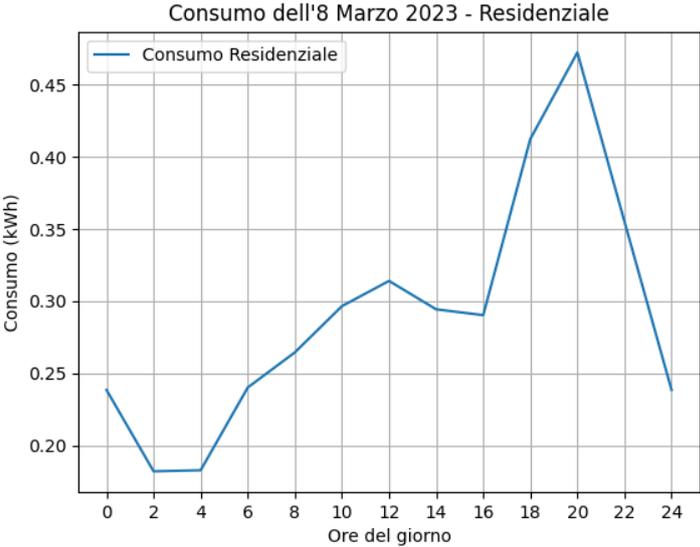


Figura 13 - Consumo Residenziale 8 Marzo 2023

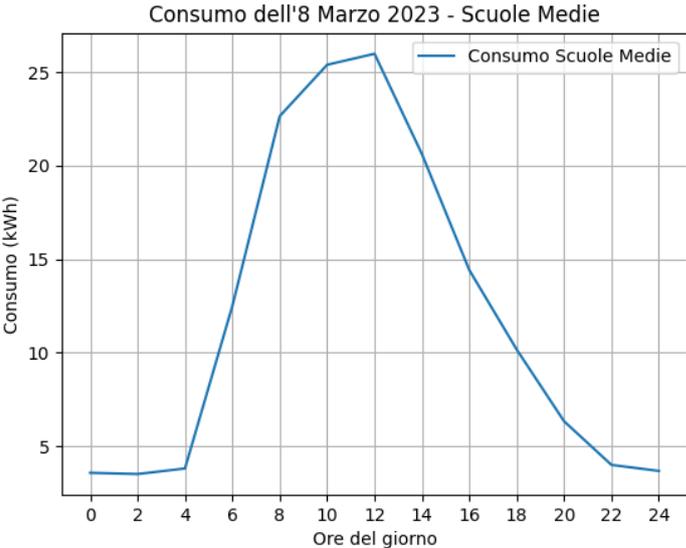


Figura 14 - Consumo Scuola Media 8 Marzo 2023

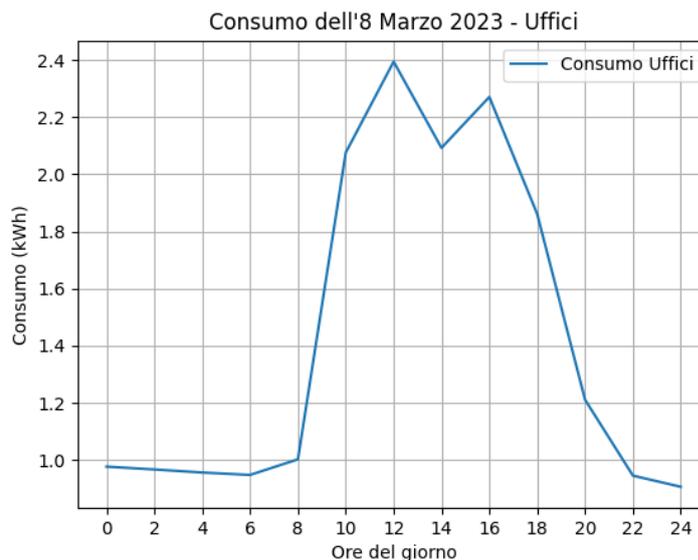


Figura 15 - Consumo Uffici 8 Marzo 2023

- **Profili di consumo del 12 Luglio 2023**

Il consumo energetico di un giorno feriale d'estate evidenzia peculiarità rispetto all'8 marzo e al 1° gennaio, tenendo conto che le scuole medie sono chiuse in questo periodo. Nel residenziale, il consumo mostra un andamento stabile con un minimo notturno e un picco serale sempre intorno alle 20, simile all'8 marzo, ma inferiore rispetto al 1° gennaio, per l'assenza di riscaldamento e un maggiore utilizzo di ventilazione o condizionatori. Nelle scuole medie, il consumo, pur essendo significativamente più basso rispetto a marzo, mostra un pattern residuo dovuto a servizi di manutenzione o climatizzazione minima per preservare le strutture. Questo lo rende comunque superiore rispetto al 1° gennaio, dove il consumo era quasi esclusivamente legato ai servizi di base. Negli uffici, il consumo raggiunge un picco tra le 11 e le 12, per poi calare nel pomeriggio e in serata. Rispetto a marzo, si osservano valori leggermente inferiori, probabilmente per ferie estive parziali, ma decisamente più alti rispetto al 1° gennaio, quando erano attivi solo i servizi essenziali. Questo confronto mette in evidenza come il periodo estivo influenzi i consumi, con scuole chiuse e riduzione nelle attività lavorative, mentre il residenziale rimane il settore più stabile con variazioni minime tra le diverse stagioni.

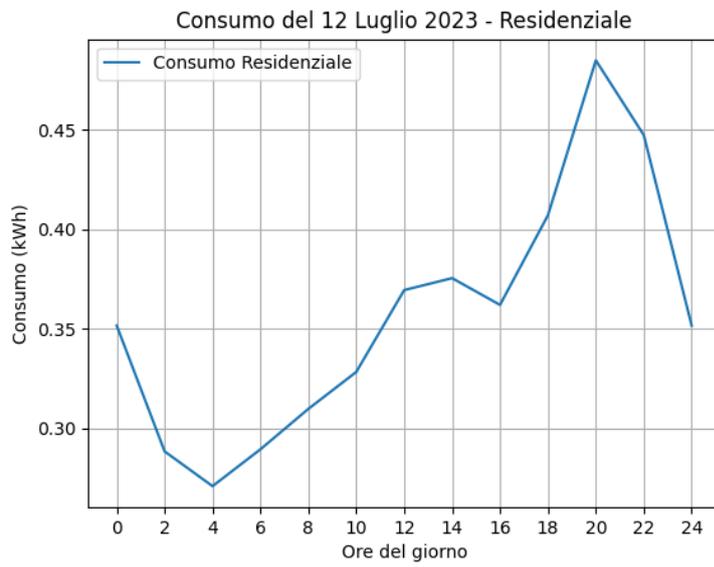


Figura 16 - Consumo Residenziale 12 Luglio 2023

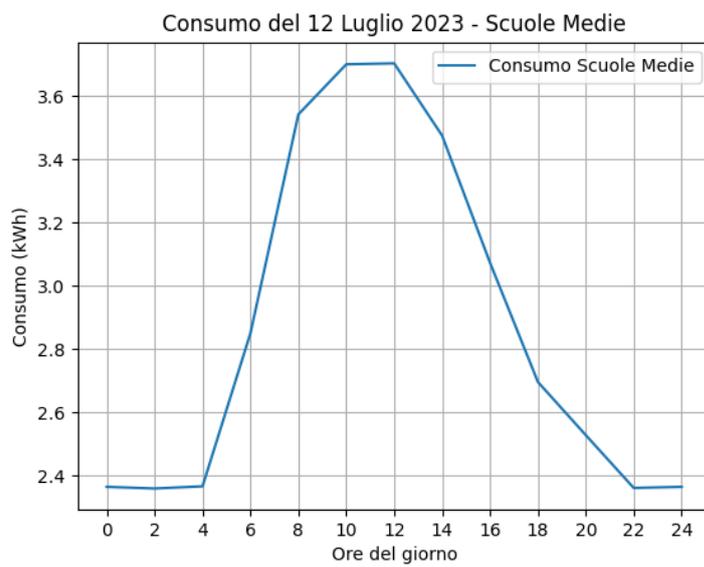


Figura 17 - Consumo Scuola Media 12 Luglio 2023

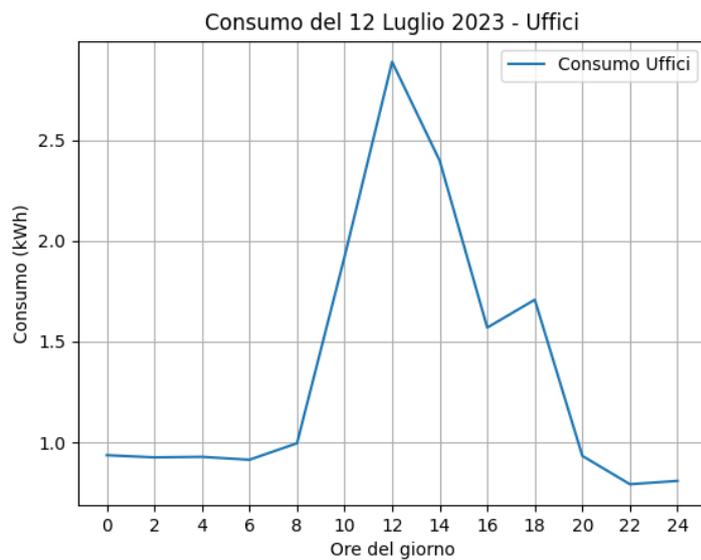


Figura 18 - Consumo Uffici 12 Luglio 2023

Per quanto riguarda la produzione di energia da impianti fotovoltaici, essa dipende da variabili climatiche, come l'irraggiamento solare, che varia nel corso della giornata e delle stagioni. Per modellare accuratamente questa componente, è fondamentale utilizzare dati reali di produzione fotovoltaica oraria, ottenibili da strumenti di simulazione come PVGIS. Questi dati sono essenziali per calcolare l'energia disponibile per l'autoconsumo e la condivisione all'interno della CER. All'interno del modello sono stati utilizzati dati provenienti dal software PVGIS relativi all'anno 2023, considerando un sistema fotovoltaico avente taglia pari a 1 MWp.

I dati di simulazione si riferiscono alla Facoltà di Ingegneria con sede a Bologna (latitudine: 44.488041, longitudine: 11.328815), con un impianto installato su tetto, un azimut (angolo di orientazione del pannello rispetto al nord geografico) di 90° (orientato a est), un tilt (angolo di inclinazione dei pannelli rispetto al piano orizzontale) di 5° ed un fattore di perdite complessive del 14%.

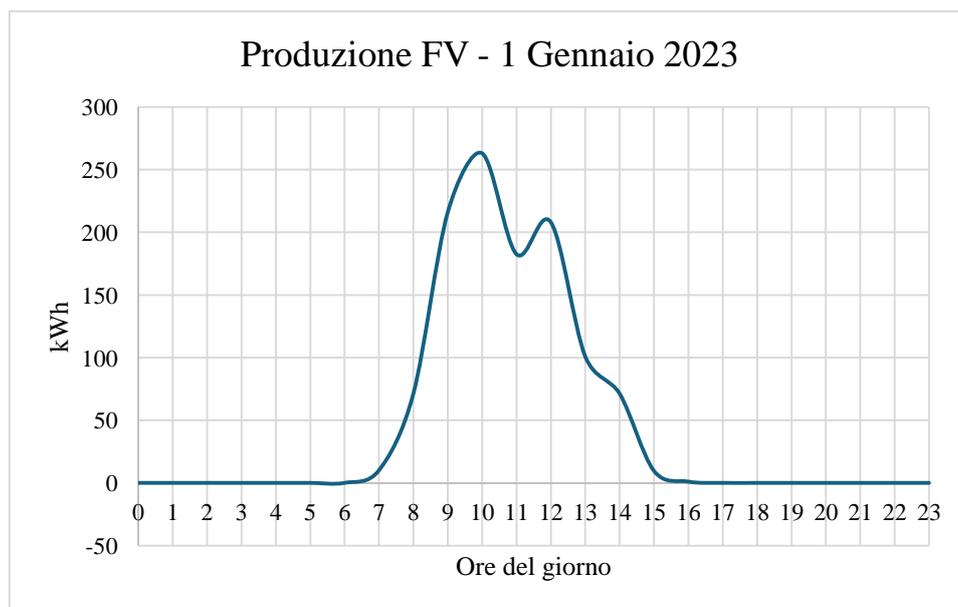


Figura 19 - Produzione FV al 1 Gennaio 2023

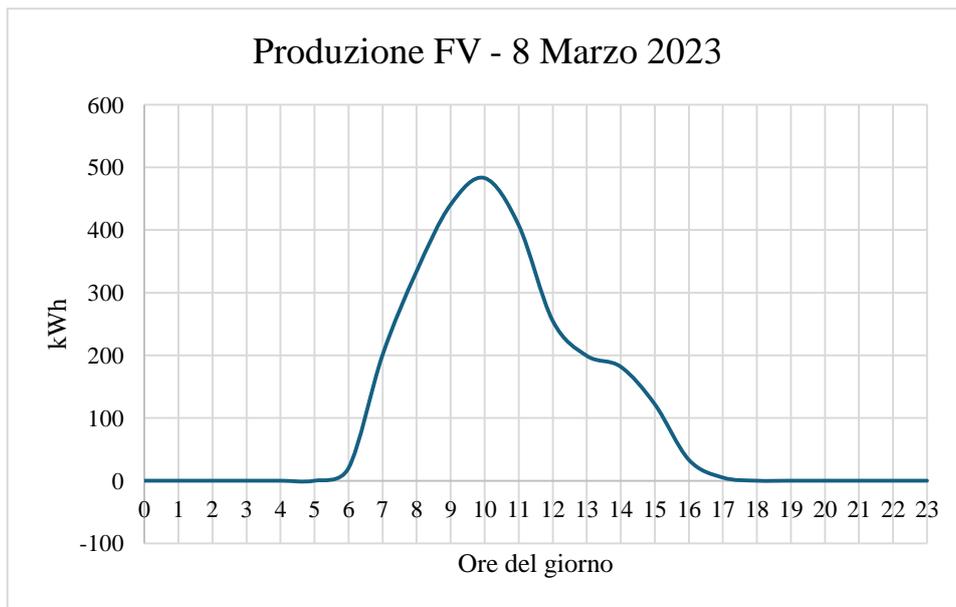


Figura 20 - Produzione FV all'8 Marzo 2023

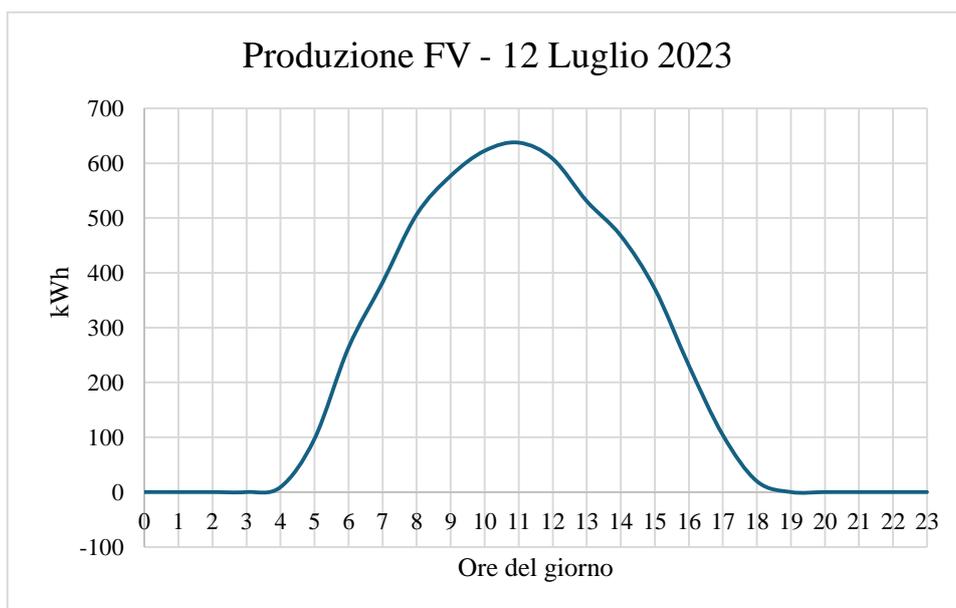


Figura 21 - Produzione PV al 12 Luglio 2023

Le tre curve mostrano l'andamento della produzione fotovoltaica nei tre diversi giorni considerati, evidenziando variazioni stagionali significative. Al 1° gennaio la produzione è più contenuta, con un picco attorno ai 250 kWh durante le ore 10:00 della mattinata, segno di minore irraggiamento solare e giornate più corte. L'8 marzo si osserva un aumento della produzione con un picco vicino ai 500 kWh, segnale di un'irradiazione solare più intensa e una maggiore durata della luce diurna. Il 12 luglio, in piena estate, si registra la produzione più elevata, superando i 600 kWh, con un profilo più ampio e stabile, tipico delle giornate con

molte ore di sole e un angolo di incidenza più favorevole. Queste differenze evidenziano l'impatto della stagionalità sulla generazione fotovoltaica, con una produzione nettamente maggiore nei mesi estivi rispetto a quelli invernali.

3.2 Ottimizzazione del numero di partecipanti alla CER.

Definizioni delle variabili e dei vincoli del modello

Tra le variabili principali ci sono il *numero di unità* per ciascuna categoria di consumatori, come uffici, scuole medie, abitazioni residenziali e scuole elementari. Determinare la quantità ottimale di ciascun tipo di utenza permette di modellare la CER in modo che la domanda di energia elettrica complessiva sia bilanciata con l'offerta di energia rinnovabile prodotta localmente. Una composizione ben calibrata delle utenze consente di sfruttare al meglio i profili di consumo complementari, migliorando sia l'efficienza energetica che la sostenibilità economica della CER. Per esempio, la combinazione di consumi diurni, tipici di scuole e uffici, con consumi serali delle utenze residenziali può ottimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici. Nel modello seguente è stato fissato il numero di scuole medie, il numero di scuole elementari e il numero di uffici, basato sulla presenza di tali edifici nel perimetro sotteso dalla cabina primaria. Il programma esegue un algoritmo che determina il numero di residenti ottimali affinché, tramite il loro inserimento, la nuova energia condivisa porti ad un incentivo che consenta di coprire i costi di gestione.

$$\text{Numero_scuole_medie} = 1 \quad (1)$$

$$\text{Numero_scuole_elementari} = 1 \quad (2)$$

$$\text{Numero_uffici} = 5 \quad (3)$$

L'autoconsumo dei singoli *prosumer* rappresenta un altro elemento fondamentale del modello. Questa variabile, che descrive l'energia prodotta da un utente e consumata direttamente nel proprio edificio o attività, è calcolata come il minimo su base oraria tra i consumi dell'utente e la sua produzione fotovoltaica ; riveste un ruolo cruciale nella riduzione della dipendenza dalla rete elettrica esterna. Ottimizzare l'autoconsumo significa massimizzare l'utilizzo dell'energia rinnovabile prodotta, riducendo al minimo sia i costi legati all'acquisto di energia esterna sia le perdite di trasmissione.

$$\text{Autoconsumo} = \min(\text{Consumi}, \text{Produzione_FV}) \quad (4)$$

La condivisione dell'energia rappresenta un aspetto cruciale all'interno delle CER. Questo meccanismo, noto come *condivisione di energia*, è definito come il valore minimo, calcolato su base oraria, tra l'energia immessa in rete dagli impianti rinnovabili della comunità e dei singoli aderenti e quella prelevata dai membri nello stesso periodo. Questo sistema consente

di redistribuire il surplus energetico tra i membri della comunità, favorendo una gestione più equa ed efficiente delle risorse disponibili. Tale condivisione, sostenuta da incentivi economici, incarna uno dei principi fondamentali delle CER, massimizzando i benefici collettivi e riducendo al contempo l'energia immessa e prelevata dalla rete esterna. In questo modo, si ottimizzano i vantaggi sia per i membri della comunità che per l'ambiente, promuovendo un modello di sviluppo energetico sostenibile.

$$Energia_condivisa = \min(Energia_immessa, Energia_prelevata) \quad (5)$$

L'*energia immessa* nella rete esterna, infatti, è una variabile che riflette il surplus energetico prodotto ma non autoconsumato dai singoli. Sebbene questa energia genera comunque ricavi tramite la vendita alla rete (ritiro dedicato), rappresenta anche una misura dell'energia rinnovabile non sfruttata. Un'elevata quantità di energia immessa in rete, quindi, può indicare inefficienze nel sistema.

$$Energia_immessa = Produzione_FV - Autoconsumo \quad (6)$$

Infine, l'*energia prelevata* dalla rete elettrica esterna rappresenta la quota di energia necessaria per soddisfare la domanda dei membri della CER che non può essere coperta dall'autoconsumo. Minimizzare questa variabile è un obiettivo primario per incrementare l'autosufficienza energetica della comunità e ridurre i costi operativi. L'ottimizzazione dei flussi energetici, attraverso una gestione efficace delle variabili sopra descritte, permette di migliorare significativamente le performance della CER sia in termini di sostenibilità economica che di impatto ambientale.

$$Energia_prelevata = Consumi - Autoconsumo \quad (7)$$

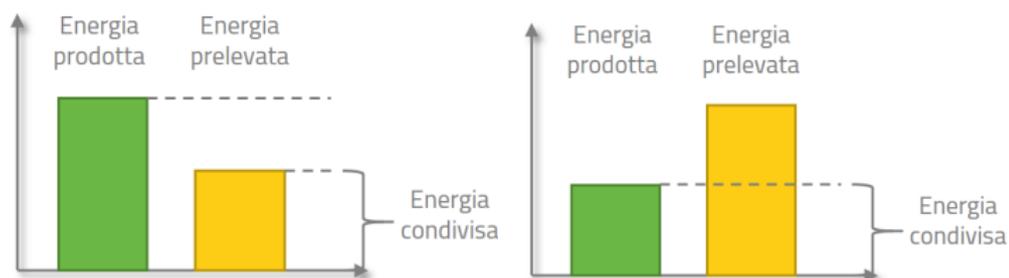


Figura 22 - Definizione grafica dell'Energia Condivisa. Adattata da [14]

Sono stati inoltre implementati diversi indici per la valutazione dell'efficienza e dell'efficacia nella gestione e nell'utilizzo dell'energia prodotta localmente in una CER, cruciale per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità, autosufficienza e collaborazione tra i membri. Gli indici sono il Tasso di Condivisione, il Tasso di Utilizzo PV e il Tasso di Autoconsumo, e rappresentano parametri fondamentali per analizzare e ottimizzare il bilancio energetico della comunità, fornendo una misura chiara e quantificabile delle performance energetiche. Ogni indice si basa su un bilancio energetico che lega variabili come la produzione da fonti rinnovabili, il consumo diretto, l'energia immessa in rete e quella condivisa. La comprensione e l'ottimizzazione di questi parametri permettono di garantire una gestione sostenibile delle risorse, ridurre gli sprechi energetici e massimizzare i benefici economici ed ambientali della comunità.

Il *Tasso di Condivisione* misura quanto dell'energia immessa nella rete costituita dagli aderenti alla CER viene effettivamente condivisa con gli altri membri della comunità. Esprime, dunque, l'efficienza della condivisione energetica interna rispetto alla produzione totale immessa. E' strettamente legato all'incentivo riconosciuto alla CER, in quanto un valore alto di condivisione si traduce in un ritorno economico maggiore.

$$Tasso_Condivisione = \frac{\sum_{t=1}^T Energia_condivisa}{\sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^n Energia_immessa_rete} \quad (8)$$

con $T = 8760$ ore e $n =$ numero di partecipanti alla CER.

Il *Tasso di utilizzo del PV* analizza l'efficienza nell'impiego dell'energia generata dai sistemi fotovoltaici per la condivisione tra i membri della CER. Misura la frazione dell'energia fotovoltaica prodotta che è effettivamente condivisa nella comunità.

$$Tasso_utilizzo_PV = \frac{\sum_{t=1}^T Energia_condivisa}{\sum_{t=1}^T Produzione_PV} \quad (9)$$

Infine, il *Tasso di Autoconsumo*, valuta la quota della produzione fotovoltaica totale che viene consumata direttamente dai membri della comunità, senza passare attraverso la rete. Questo indice è essenziale per comprendere il livello di autosufficienza energetica dei singoli

prosumer, poiché un alto tasso di autoconsumo implica un minor ricorso alla rete esterna e, di conseguenza, una maggiore sostenibilità economica e ambientale.

$$Tasso_Autoconsumo = \frac{\sum_{t=1}^T Autoconsumo}{\sum_{t=1}^T Produzione_PV} \quad (10)$$

L'algoritmo sviluppato ha l'obiettivo di individuare il numero minimo di utenze residenziali standard necessario affinché la CER sia economicamente sostenibile, in modo che gli incentivi derivanti dalla condivisione dell'energia coprano i costi di gestione. La metodologia adottata prevede la simulazione della partecipazione di un numero variabile di utenti residenziali, compreso tra 1 e 1000, i cui consumi vengono calcolati sulla base del consumo medio per famiglia. Questi consumi vengono aggregati a quelli degli utenti di diversa natura (uffici, scuole, ecc.) presenti nella comunità. Il codice calcola l'autoconsumo, l'energia immessa e prelevata dalla rete e l'energia condivisa tra i membri della comunità.

Per la produzione si ipotizzata un impianto fotovoltaico centralizzato a carico della CER avente le seguenti taglie: 200kWp, 500kWp o 1000 kWp. Questa assunzione impone un limite alla quantità di energia disponibile per la condivisione e influisce direttamente sulla soglia minima di utenti necessari affinché la comunità possa risultare economicamente vantaggiosa. Inoltre, avendo considerato un impianto la cui produzione è totalmente trasferita alla CER, non si ha alcun tipo di autoconsumo. Oltre a ciò, l'energia immessa in rete sarà pari alla sola produzione fotovoltaica, pertanto il relativo tasso di utilizzo del fotovoltaico sarà sempre pari al tasso di condivisione, in quanto la loro formulazione risulta uguale. L'algoritmo prosegue iterando sul numero di residenti fino a trovare il primo valore per cui gli incentivi economici derivanti dalla condivisione dell'energia risultano sufficienti a coprire i costi di gestione della CER. Questo valore viene identificato come il numero minimo di residenti necessari per la sostenibilità economica della comunità. L'analisi fornisce un'informazione fondamentale per la progettazione delle CER, consentendo di valutare la scalabilità del sistema e di ottimizzare il rapporto tra consumatori e produzione rinnovabile. [24] Oltre ad individuare il numero ottimale di residenti, tale variabile è stata trattata come un parametro modificabile dall'utente, al fine di eseguire simulazioni più mirate, adattando il modello a diversi scenari e valutando l'impatto di una variazione del numero di residenti sulle prestazioni della comunità energetica. L'analisi non tiene conto di eventuali costi amministrativi associati agli utenti aderenti alla CER.

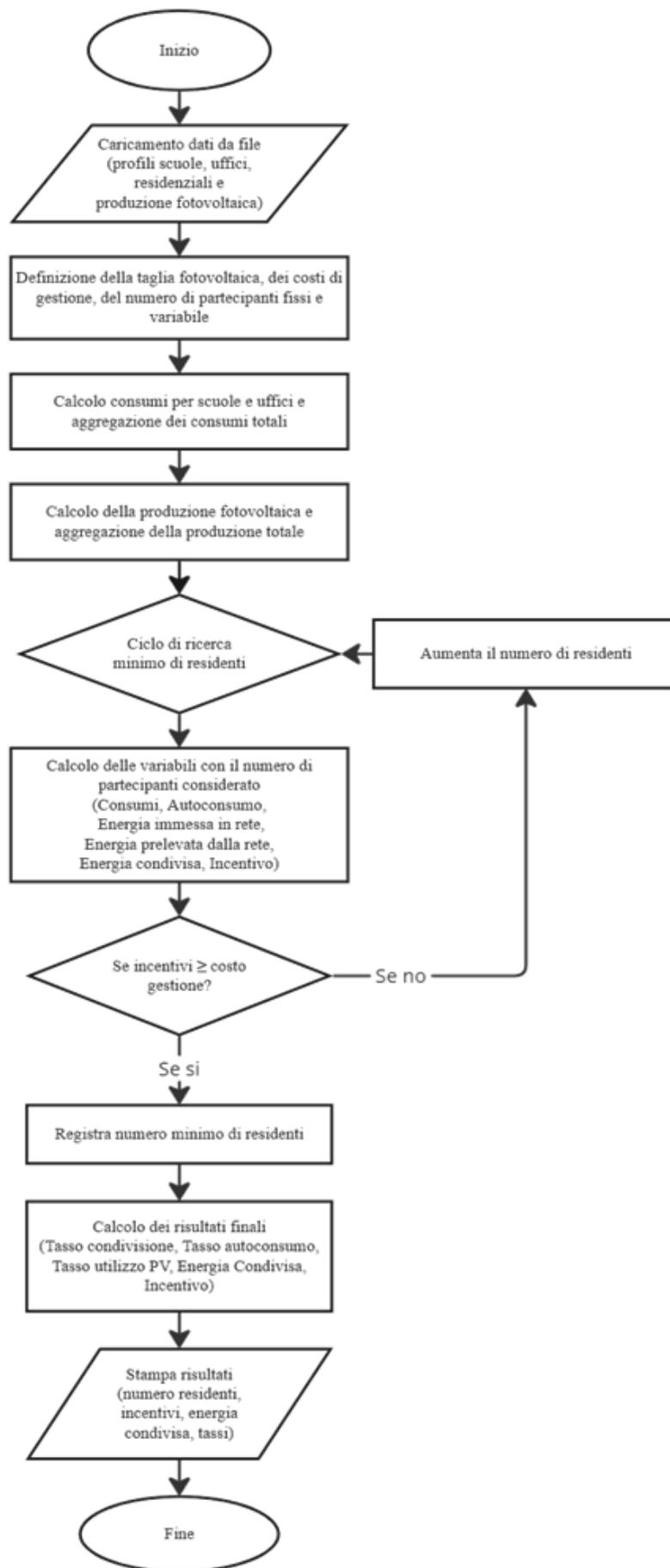


Figura 23 - Diagramma a blocchi dimensionamento ottimale

3.3 Risultati della simulazione e analisi della configurazione ottimale

L'analisi si concentra sulla definizione delle condizioni necessarie per garantire la sostenibilità economica di una CER situata in un piccolo comune. L'obiettivo è individuare i parametri chiave e i requisiti minimi che permettano alla CER di coprire i costi di gestione annuali, massimizzando l'energia condivisa tra i membri.

Il dimensionamento prevede l'identificazione di alcuni consumatori certi, che rappresentano utenze fondamentali e stabili nel sistema energetico della comunità, tra le quali sono state considerate le scuole medie ed elementari con i rispettivi profili. Accanto a questi, viene aggregato un numero variabile di consumatori aggiuntivi, indicati con il simbolo #, appartenenti a due categorie: uffici e abitazioni residenziali. Gli uffici hanno profili di carico tipicamente diurni, con consumi concentrati nei giorni lavorativi, mentre i consumatori residenziali presentano profili più variabili, con picchi di domanda nelle ore serali e nei fine settimana. Grazie alla loro partecipazione, è possibile bilanciare in modo più efficace i consumi con l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, riducendo gli sprechi e aumentando la quantità di energia che può essere condivisa tra i membri. L'impianto di produzione PV è realizzato dalla CER e funge da unica fonte di produzione energetica, tutta l'energia generata viene completamente immessa nella rete locale, senza alcun autoconsumo diretto da parte del produttore. Questo approccio consente di rendere l'energia disponibile in modo uniforme per tutti i partecipanti della CER, supportando la redistribuzione tra consumatori con profili di carico diversificati.

Per le seguenti simulazioni è stato considerato un valore d'incentivo per l'energia condivisa definito dal Decreto CER, come riportato dal GSE e da ARERA secondo la Tabella 1 del capitolo 2.2.

Partecipanti	Taglia FV	Variabile #	Tasso Condivisione	Energia Condivisa annuale [kWh]	Incentivo annuale [€]
1 Elementare, 1 Media, 5 Uffici, # Res	200 kWp	10	37,39%	85.398	11.785
		50	50,86%	116.168	16.031
		95	63,64%	145.355	20.059
		100	64,93%	148.303	20.466
		150	76,37%	174.429	24.071
	500 kWp	10	17,54%	100.155	12.820
		50	24,65%	140.722	18.012
		67	27,50%	157.025	20.099
		100	32,76%	187.079	23.946
		150	40,16%	229.282	29.348
	1000 kWp	10	9,30%	106.256	12.538
		50	13,24%	151.167	17.838
		67	14,87%	169.760	20.031
		100	17,95%	205.016	24.192
		200	26,73%	305.160	36.009
		300	34,64%	395.608	46.682

Tabella 2 Dimensionamento della CER in funzione degli utenti Residenziali (indicati con #)

La taglia più piccola (200 kWp) consente di ottenere tassi di condivisione più elevati con un numero basso di partecipanti. Tuttavia, per massimizzare l'utilizzo dell'energia prodotta, è preferibile coinvolgere un numero maggiore di membri. Nel caso di una taglia da 500 kWp, il tasso di condivisione risulta significativamente inferiore rispetto alla configurazione da 200 kWp, anche con un numero simile di partecipanti. Questa dimensione è più indicata per CER con prospettive di crescita, in cui il numero di membri può aumentare progressivamente nel tempo. Infine, la taglia più grande (1000 kWp) presenta il tasso di condivisione più basso tra le tre opzioni considerate. È consigliata per comunità con un alto potenziale di espansione, dove è previsto un incremento significativo dei partecipanti nel medio-lungo termine.

Nota: il valore in grassetto rappresenta il risultato ottimale ottenuto.

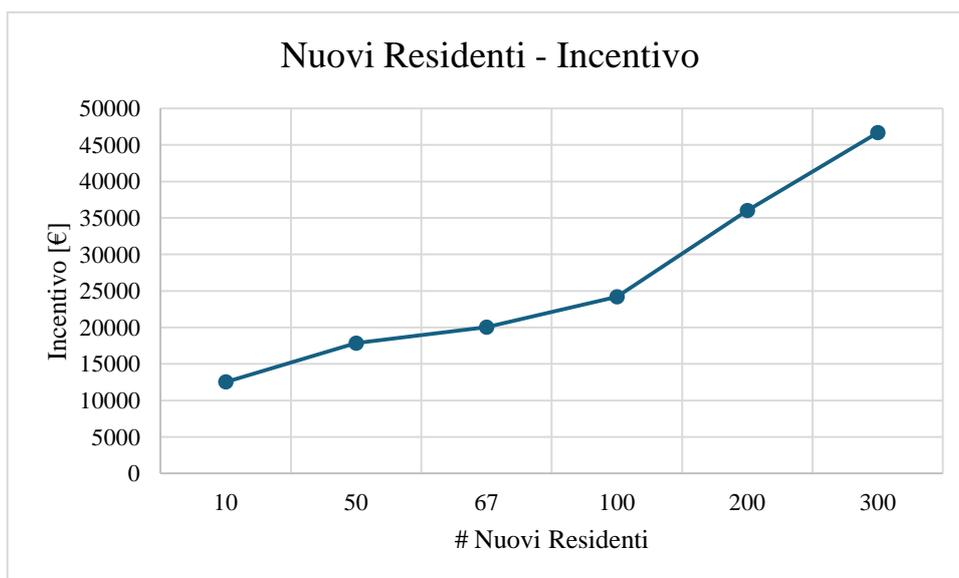


Figura 24 – Relazione tra # Residenti e Incentivo per la taglia di 1000kWp

Un numero maggiore di partecipanti tende ad aumentare il tasso di condivisione (e quindi il valore dell'incentivo), in quanto più utenti possono consumare l'energia prodotta, aumentando la condivisione. Per taglie più piccole, è necessario un numero maggiore di partecipanti per raggiungere la sostenibilità economica, mentre per taglie più grandi, si può raggiungere la sostenibilità economica con meno partecipanti, ma il tasso di condivisione sarà inferiore.

In conclusione, scegliere un alto tasso di condivisione è vantaggioso per l'efficienza e per massimizzare i benefici all'interno della CER, ma il numero di partecipanti e la taglia dell'impianto devono essere bilanciati in base alle caratteristiche e agli obiettivi della comunità.

Sono state inoltre condotte ulteriori simulazioni con diverse combinazioni di partecipanti, analizzando come varia la configurazione ottimale del parametro # al variare della composizione della comunità.

Partecipanti	Taglia FV	Variabile #	Tasso Condivisione	Energia Condivisa annuale [kWh]	Incentivo annuale [€]
4 Elementari, 1 Media, # Uffici	200 kWp	47	79,65%	181.909	20.010
	500 kWp	23	32,33%	184.611	20.307
	1000 kWp	19	15,95%	182.161	20.038

Tabella 3 - Dimensionamento della CER in funzione degli Uffici (indicati con #)

In questo caso, l'analisi è stata condotta escludendo i residenti e considerando esclusivamente gli uffici, caratterizzati da consumi più elevati, con una differente composizione della comunità. La tabella mostra i valori ottimali per ciascuna taglia di impianto fotovoltaico, evidenziando la combinazione di partecipanti e consumatori aggiuntivi (# Uffici) che massimizza l'incentivo annuale ricevuto dalla CER.

Per l'impianto più piccolo, si ottiene il tasso di condivisione più elevato con un numero relativamente alto di partecipanti. Questa configurazione garantisce un utilizzo efficiente dell'energia prodotta, riducendo al minimo gli sprechi e massimizzando il beneficio economico.

Per la taglia intermedia, il numero di partecipanti necessari per ottenere il massimo incentivo è inferiore, ma il tasso di condivisione si riduce significativamente. Questo suggerisce che la capacità aggiuntiva dell'impianto non viene sfruttata in modo altrettanto efficace, sebbene l'incentivo annuale sia leggermente più alto.

Nel caso dell'impianto da più grande, il numero di partecipanti ottimale è ancora più basso ed il tasso di condivisione scende ancor di più. Nonostante ciò, l'energia condivisa annualmente è simile alle altre due configurazioni, e l'incentivo ottenuto è comparabile, confermando che per impianti di grande taglia è possibile raggiungere la sostenibilità economica con un minor numero di partecipanti, ma con un'efficienza di condivisione inferiore.

In sintesi, l'analisi conferma che l'impianto da 200 kWp è quello con la maggiore efficienza di condivisione, mentre impianti più grandi richiedono meno partecipanti per garantire la sostenibilità economica, sebbene a discapito della percentuale di energia condivisa. La scelta della configurazione ottimale dipende quindi dagli obiettivi della CER: massimizzare l'autoconsumo collettivo o favorire la scalabilità della comunità nel tempo.

Infine, è stata condotta una simulazione considerando esclusivamente i consumatori residenziali, con l'obiettivo di valutare in che modo il profilo di consumo più distribuito nell'arco della giornata e della settimana incida sul tasso di condivisione e sull'incentivo ottenibile.

Partecipanti	Taglia FV	Variabile #	Tasso Condivisione	Energia Condivisa annuale [kWh]	Incentivo annuale [€]
# Res	200 kWp	236	79,72%	182.073	20.028
	500 kWp	171	31,88%	182.011	20.021
	1000 kWp	157	15,98%	182.539	20.079

Tabella 4 - Dimensionamento della CER in funzione dei soli utenti Residenziali (indicati con #)

La tabella evidenzia come, all'aumentare della taglia dell'impianto fotovoltaico, il numero ottimale di consumatori residenziali (# Res) diminuisca, mentre l'incentivo annuale rimanga sostanzialmente invariato. Questo comportamento può essere causato dalla produzione superiore al fabbisogno istantaneo.

Con un impianto più piccolo, è necessario un numero elevato di residenti per assorbire l'energia prodotta, garantendo un alto tasso di condivisione. L'alto numero di partecipanti consente di sfruttare al massimo la produzione dell'impianto e di massimizzare l'energia condivisa.

Quando la potenza dell'impianto aumenta, il numero di residenti necessari per raggiungere la soglia ottimale diminuisce. Questo perché, pur riducendosi il tasso di condivisione, l'energia condivisa totale rimane pressoché costante. La maggiore produzione dell'impianto non viene interamente sfruttata, poiché il fabbisogno istantaneo dei residenti non cresce in proporzione. Questo fa sì che il sistema trovi un equilibrio in cui un numero inferiore di consumatori è sufficiente per garantire il massimo incentivo ottenibile, evitando di coinvolgere ulteriori partecipanti senza un reale beneficio economico.

Di conseguenza, l'impianto da 1000 kWp richiede il minor numero di residenti per ottenere un incentivo paragonabile agli altri scenari, nonostante un tasso di condivisione più basso. Questo dimostra che, per taglie più grandi, l'energia condivisa tende a stabilizzarsi su un valore limite, oltre il quale l'aumento della produzione non porta a ulteriori vantaggi in termini di incentivo, riducendo la necessità di aggiungere nuovi partecipanti alla CER.

In conclusione, la scelta della configurazione ottimale dipende quindi dall'obiettivo della CER: massimizzare la condivisione dell'energia o garantire la sostenibilità con il minor numero possibile di partecipanti. Impianti più piccoli risultano più efficienti nella gestione dell'energia condivisa, mentre impianti più grandi offrono maggiore scalabilità, ma con un'inevitabile riduzione del tasso di condivisione. [24]

MERCATI DELLA FLESSIBILITÀ LOCALE

La crescente complessità dei sistemi energetici moderni, caratterizzati dall'integrazione diffusa di fonti rinnovabili intermittenti e dalla decentralizzazione della generazione, ha evidenziato l'importanza della flessibilità locale come strumento chiave per garantire la stabilità e l'efficienza delle reti di distribuzione. I mercati della flessibilità locale sono piattaforme dedicate all'approvvigionamento di servizi ancillari che utilizzano risorse energetiche distribuite (DER, Distributed Energy Resources), come sistemi di accumulo, impianti fotovoltaici e risposte alla domanda. [25]

4.1.1 Definizione di flessibilità locale

La flessibilità locale si riferisce alla capacità di modificare il consumo o la produzione di energia a livello distribuito in risposta a segnali di mercato o a richieste operative della rete. Questi aggiustamenti, effettuati in tempo reale o su base programmata, permettono di affrontare criticità locali come congestioni di rete, variazioni improvvise della domanda e instabilità della tensione. [26]

4.1.2 Caratteristiche e vantaggi principali dei mercati della flessibilità locale

I mercati della flessibilità locale operano all'interno di confini geografici ben definiti, corrispondenti a segmenti specifici della rete di distribuzione. Questa *localizzazione geografica* consente ai DSO di individuare le risorse in grado di fornire servizi ancillari e di risolvere problematiche locali come congestioni o instabilità di tensione, senza ricorrere a costosi interventi infrastrutturali. Il concetto di perimetro di aggregazione della flessibilità, come le "Load Area" (LA), permette di raggruppare le risorse distribuite in base al loro impatto sulla rete, migliorando l'efficienza della gestione e favorendo l'utilizzo di fonti rinnovabili decentralizzate. Questo approccio localizzato contribuisce anche a ridurre le perdite energetiche legate al trasporto su lunghe distanze, rafforzando la sostenibilità e l'efficienza delle reti di distribuzione.

Dal punto di vista operativo, questi mercati offrono strutture di mercato ibride, che combinano strumenti a termine e a pronti. Questo approccio consente ai DSO di pianificare in anticipo l'acquisizione dei servizi necessari, riducendo i rischi operativi, e al tempo stesso di

rispondere rapidamente a variazioni impreviste della domanda o della generazione.. Il Mercato Locale della Flessibilità a Termine (MLT-Flex) permette di pianificare l'acquisizione di servizi su orizzonti temporali lunghi, garantendo stabilità e prevedibilità. In parallelo, il Mercato Locale della Flessibilità a Pronti (MLP-Flex) consente risposte rapide a variazioni improvvise di domanda o produzione, assicurando un alto grado di flessibilità operativa. Questa combinazione ottimizza la gestione del sistema elettrico, bilanciando pianificazione e reattività.

Un elemento distintivo di questi mercati è la neutralità tecnologica, che favorisce la partecipazione di diverse risorse distribuite, come impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo e risposte alla domanda. Standard minimi di potenza e tempi di attivazione uniformi garantiscono una competizione equa tra tecnologie, incentivando innovazione e soluzioni avanzate per la gestione della flessibilità.

Dal punto di vista della gestione delle risorse, gli aggregatori svolgono un ruolo cruciale, combinando risorse di piccola scala per renderle competitive e accessibili ai mercati. Questa aggregazione permette di valorizzare contributi decentralizzati e di integrare più efficacemente le risorse locali nei mercati nazionali. [26] Per agevolare l'attività degli aggregatori, si propongono meccanismi che consentano ai singoli utenti di segnalare la propria disponibilità a fornire flessibilità. È inoltre previsto un piano per l'installazione di sistemi di monitoraggio in tempo reale su tutte le risorse coinvolte, garantendo maggiore osservabilità e controllo. Parallelamente, si ipotizza l'introduzione di strumenti di coordinamento con i Gestori della rete di trasmissione (TSO) per ottimizzare la gestione del bilanciamento nel caso di risorse condivise tra i due mercati.

Per incentivare la partecipazione ai servizi di flessibilità, si suggerisce un'interazione preventiva con i potenziali fornitori, facilitando la formulazione di offerte attraverso contratti più flessibili e divisibili, con requisiti minimi di potenza accessibili anche a operatori di piccola scala. Si sottolinea, inoltre, l'importanza di mantenere una remunerazione per la capacità garantita e di introdurre un meccanismo di comunicazione preventiva per segnalare eventuali indisponibilità, migliorando l'affidabilità complessiva del sistema. [25]

Dal punto di vista economico, i mercati della flessibilità locale contribuiscono alla riduzione dei costi infrastrutturali. Tradizionalmente, la gestione delle criticità di rete si basava sull'approccio "fit and forget", che richiedeva investimenti capital-intensive per il

potenziamento delle infrastrutture. Con il modello "fit and manage", invece, si ottimizza l'uso delle risorse esistenti, riducendo la necessità di nuovi interventi strutturali e migliorando la sostenibilità economica del sistema elettrico. [25]

I mercati della flessibilità locale, inoltre, si basano su piattaforme digitali avanzate, che assicurano un elevato grado di osservabilità e controllo delle risorse distribuite. Tecnologie come i Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS), consentono un monitoraggio e un'attivazione delle risorse in tempo reale, riducendo le perdite di energia legate al trasporto e migliorando l'utilizzo delle infrastrutture esistenti.

La sostenibilità è un pilastro fondamentale dei mercati della flessibilità locale: grazie ai mercati locali, le fonti rinnovabili decentralizzate, come solare ed eolico, possono essere integrate in modo più efficace. Sistemi di accumulo e risposte alla domanda permettono di gestire la produzione intermittente, immagazzinando energia nei momenti di surplus e utilizzandola quando necessario. Questo contribuisce a ridurre la dipendenza da fonti fossili e a supportare gli obiettivi di decarbonizzazione.

Oltre agli aspetti tecnici ed economici, questi mercati favoriscono il coinvolgimento di nuovi attori, come prosumers, cooperative energetiche e comunità locali, rendendo la gestione dell'energia più partecipativa e decentralizzata. Questa inclusività non solo migliora l'efficienza complessiva del sistema, ma crea anche opportunità economiche per gli attori locali, rendendo la transizione energetica più sostenibile e democratica.

Un aspetto cruciale di tali mercati è la neutralità del DSO è un principio fondamentale per il corretto funzionamento dei mercati della flessibilità. Secondo le normative europee e italiane, il DSO deve operare come un arbitro imparziale, garantendo che l'accesso al mercato sia equo e trasparente per tutti i partecipanti, evitando conflitti di interesse. Questo implica che il DSO non possa favorire determinate risorse o operatori, né utilizzare la propria posizione di gestore della rete per trarre vantaggi competitivi. La neutralità è assicurata attraverso regolamenti specifici, che includono l'obbligo di rendere pubbliche le regole di mercato e di utilizzare piattaforme digitali indipendenti per la gestione delle transazioni. Questo approccio rafforza la fiducia degli operatori e promuove la partecipazione attiva di una vasta gamma di attori, inclusi piccoli produttori e aggregatori. [26] Dunque, i mercati della flessibilità locale rappresentano un elemento strategico per il futuro del sistema elettrico, ottimizzando risorse, riducendo costi e favorendo la sostenibilità ambientale ed economica.

4.2 Opportunità per le CER

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rivestono un ruolo strategico nei mercati della flessibilità locale, offrendo un contributo significativo alla sostenibilità del sistema energetico e al miglioramento della gestione delle reti di distribuzione. Grazie alla loro struttura decentralizzata e alla capacità di integrare risorse energetiche distribuite, le CER possono beneficiare di nuove opportunità economiche e operative partecipando attivamente a questi mercati.

Una delle principali opportunità per le CER consiste nella possibilità di monetizzare la flessibilità fornita dalle loro risorse. Attraverso i mercati della flessibilità, le CER possono vendere le loro capacità di modulazione, generando entrate addizionali per i loro membri. Questi proventi possono essere reinvestiti nella comunità, finanziando nuovi progetti energetici, infrastrutture locali o iniziative sociali, creando un circolo virtuoso che rafforza la sostenibilità economica della CER. Il compenso per questi servizi si articola in due componenti: una quota fissa, calcolata in base alla capacità di modulazione della potenza disponibile (espressa in MW per ogni ora di disponibilità), e una quota variabile, determinata dall'effettivo utilizzo dell'energia modulata (misurata in MWh). Inoltre, sono previste penalità nel caso in cui l'Aggregato contrattualizzato non rispetti i tempi di risposta previsti o non garantisca la quantità di modulazione richiesta. [25]

La partecipazione ai mercati della flessibilità permette alle CER di massimizzare il valore delle risorse distribuite già presenti sul territorio. La combinazione di produzione rinnovabile, sistemi di accumulo e gestione attiva della domanda consente alle comunità di adattare l'uso dell'energia alle esigenze della rete. Le batterie svolgono un ruolo chiave nell'ottimizzazione dell'autoconsumo e nella partecipazione delle CER ai mercati della flessibilità. Questi sistemi consentono di immagazzinare l'energia in eccesso generata da impianti fotovoltaici o eolici e di rilasciarla nei momenti di maggiore domanda, riducendo la dipendenza dalla rete e migliorando la stabilità del sistema elettrico. L'integrazione delle batterie con tecnologie avanzate di gestione dell'energia consente alle CER di modulare dinamicamente l'uso dell'energia, sfruttando algoritmi predittivi per massimizzare l'efficienza operativa e i benefici economici. Inoltre, la partecipazione ai mercati dell'energia con servizi ancillari, come la regolazione della frequenza e la risposta alla domanda, consente di valorizzare ulteriormente la capacità di accumulo delle CER, trasformandole in attori attivi del sistema energetico. Oltre a migliorare l'autoconsumo e la stabilità della rete, le batterie offrono una

flessibilità operativa essenziale per la gestione avanzata della domanda. Grazie alla capacità di risposta rapida, possono essere attivate per fornire energia nei momenti di picco o per compensare variazioni improvvise della produzione rinnovabile. Questo le rende strumenti strategici per l'erogazione di servizi ancillari, come la regolazione della frequenza e la stabilizzazione della tensione, aumentando l'affidabilità e la sicurezza del sistema elettrico. [27]

Un aspetto cruciale per le CER è la possibilità di operare come Aggregati Qualificati, combinando le risorse di più membri per offrire servizi di flessibilità su larga scala. Questo modello consente alle CER di superare le limitazioni legate alla dimensione dei singoli impianti, aumentando il loro potenziale di partecipazione ai mercati. L'aggregazione non solo migliora la competitività economica delle CER, ma promuove anche la collaborazione tra i membri, rafforzando il senso di comunità e aumentando l'impatto sociale delle iniziative. Questa strategia è particolarmente vantaggiosa per le piccole comunità e gli impianti di modesta dimensione, che altrimenti avrebbero difficoltà ad accedere autonomamente ai mercati della flessibilità. Attraverso l'aggregazione, le CER possono ottenere contratti più favorevoli e garantire un utilizzo ottimale delle risorse disponibili, aumentando i ritorni economici per i membri e migliorando la resilienza del sistema. [25]

I mercati della flessibilità dunque offrono alle CER un'opportunità unica per migliorare la loro sostenibilità economica, ottimizzare l'uso delle risorse e contribuire attivamente alla transizione energetica, creando un modello virtuoso che unisce benefici economici, ambientali e sociali.

4.3 Il progetto pilota EDGE

Il Progetto EDGE acronimo di "Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di E-distribuzione, rappresenta un'iniziativa pilota di fondamentale importanza nel panorama italiano per lo sviluppo di reti di distribuzione intelligenti e flessibili. Promosso da e-distribuzione e regolamentato da ARERA attraverso la Delibera 352/2021, il progetto mira a sperimentare soluzioni innovative per l'approvvigionamento e l'erogazione di servizi ancillari locali. Attraverso il coinvolgimento di risorse energetiche distribuite, come impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo e dispositivi di gestione della domanda, EDGE esplora nuove modalità di gestione della rete elettrica che favoriscano la sostenibilità e l'integrazione delle fonti rinnovabili. Questa iniziativa si inserisce nel contesto della transizione energetica, offrendo un modello replicabile per ottimizzare la flessibilità e migliorare l'efficienza operativa delle reti di distribuzione. [25]

4.3.1 Contesto e obiettivi

La crescente diffusione delle risorse energetiche distribuite, come impianti fotovoltaici, sistemi di accumulo e programmi di demand-side response, ha modificato radicalmente la dinamica delle reti di distribuzione. EDGE nasce per rispondere a queste nuove sfide, introducendo meccanismi che consentano ai DSO di acquistare servizi ancillari locali per risolvere problematiche come congestioni, squilibri di tensione e inversioni di flusso. Attraverso l'impiego delle risorse già presenti sul territorio, EDGE punta a ridurre la necessità di interventi infrastrutturali costosi, rendendo la rete più efficiente e sostenibile.

Gli obiettivi principali del progetto includono:

- Valorizzare l'utilizzo delle risorse distribuite per la flessibilità locale,
- Promuovere un modello di mercato competitivo per i servizi ancillari locali,
- Ridurre la necessità di investimenti infrastrutturali tradizionali,
- Facilitare l'integrazione delle fonti rinnovabili e contribuire agli obiettivi di sostenibilità,
- Valutare l'impatto economico confrontando le soluzioni tradizionali,
- Sviluppare un modello replicabile capace di integrare i risultati su scala nazionale.

4.3.2 Struttura e funzionamento del progetto

Il progetto si basa sull'identificazione di aree pilota, selezionate in base a criteri specifici come la presenza di criticità storiche sulla rete, il rapido sviluppo delle connessioni di carico e generazione, e la possibilità di sfruttare efficacemente i servizi di flessibilità. Le aree individuate includono le province di Cuneo, Benevento, Foggia e Venezia, che rappresentano contesti diversificati, dalle aree urbane a quelle agricole e industriali. Queste aree coprono il 42% delle cabine primarie e il 59% dei feeder di media tensione nelle zone coinvolte, servendo oltre 550.000 utenze MT e BT, garantendo così una rappresentatività significativa per il sistema di distribuzione italiano. [25]

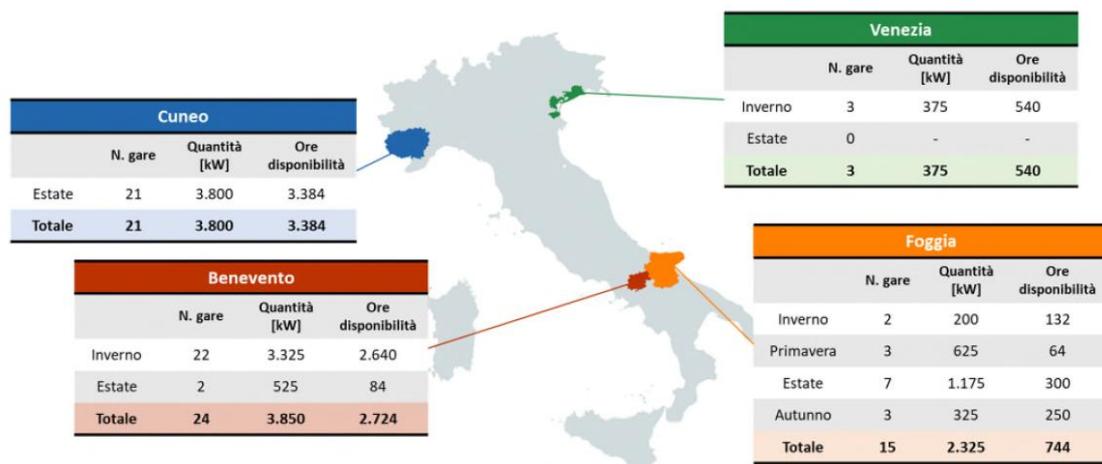


Figura 25 - Distribuzione delle Gare di Flessibilità nelle Aree Pilota del Progetto EDGE. Adattata da [25]

La struttura del progetto EDGE si basa su un modello di gestione avanzata delle risorse energetiche distribuite, sfruttando la piattaforma digitale Picloflex per la registrazione, qualificazione e gestione degli asset energetici. L'obiettivo principale è ottimizzare la partecipazione delle risorse distribuite ai mercati della flessibilità, migliorando la gestione della rete elettrica attraverso un utilizzo più efficiente della produzione locale e dell'accumulo.

Picloflex è una piattaforma digitale indipendente che facilita l'interazione tra gli operatori di rete (DSO) ed i fornitori di servizi di flessibilità (FSP), semplificando il processo di approvvigionamento della flessibilità elettrica.

La piattaforma offre una serie di funzionalità chiave:

- Visualizzazione delle Opportunità di Mercato: la piattaforma pubblica le gare disponibili, fornendo dettagli sulla tipologia di servizio richiesto, quantità di energia, durata della finestra di flessibilità e i criteri di remunerazione.
- Processo di Qualificazione: per partecipare, i fornitori di servizi di flessibilità (BSP - Balancing Service Providers) devono prima registrarsi e ottenere un account su Piclo. Una volta registrati, possono: inserire i dettagli tecnici delle loro risorse energetiche (impianti FV, batterie, V2G), richiedere la qualifica delle risorse per gare specifiche e per ultimo partecipare a sessioni competitive per la fornitura di flessibilità. [25]
- Processo di offerta: i FSP possono presentare offerte durante le finestre di gara definite, partecipando sia a mercati a lungo che a breve termine. I DSO valutano e accettano le offerte in base a parametri come prezzo, capacità e localizzazione nella rete.
- Interfaccia Grafica Avanzata: un aspetto distintivo di Piclo è la possibilità di visualizzare in modalità geografica i perimetri di flessibilità, consentendo agli operatori di identificare rapidamente le opportunità di mercato.
- Settlement: dopo l'erogazione del servizio, Picloflex verifica le performance delle risorse in base agli obblighi contrattuali, ai dati dei contatori e ai profili di baseline, automatizzando il calcolo delle fatture in base alle prestazioni fornite. [28]

Attraverso Picloflex, le risorse energetiche vengono aggregate in gruppi strutturati detti “Aggregati Qualificati”. L’aggregazione consente di superare le limitazioni imposte dalla dimensione ridotta delle singole unità, permettendo anche agli impianti di piccola e media scala di partecipare ai mercati della flessibilità e fornire servizi di supporto alla rete.

Le risorse che intendono partecipare alla sperimentazione nell’ambito del progetto EDGE devono soddisfare specifici requisiti tecnici per garantire un contributo significativo alla rete elettrica. Tra questi, è prevista una potenza minima di 25 kW, necessaria per assicurare un impatto rilevante sulle dinamiche di flessibilità. Inoltre, devono essere in grado di attivarsi entro un tempo massimo di 60 minuti, così da garantire un supporto prevedibile e affidabile all’interno dei mercati della flessibilità. Un ulteriore elemento fondamentale è la capacità delle risorse di rispondere ai segnali di mercato e ai comandi trasmessi attraverso la piattaforma digitale, requisito essenziale per assicurare l’efficacia del servizio offerto e la corretta integrazione delle risorse nel sistema elettrico.

Dal punto di vista economico, il progetto EDGE adotta un meccanismo di remunerazione basato sul modello "pay as bid", che prevede il pagamento delle risorse in base alle offerte economiche presentate e alla quantità di energia effettivamente fornita. Questo approccio incentiva una competizione efficiente tra gli operatori, premiando le soluzioni più vantaggiose per il sistema elettrico e favorendo l'ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse disponibili. [25]

Dal punto di vista operativo, il progetto si articola in diverse fasi. Innanzitutto, vengono analizzate le esigenze di flessibilità delle aree pilota, considerando scenari di crescita della domanda e della generazione distribuita. Successivamente, le risorse energetiche interessate devono qualificarsi attraverso un processo tecnico gestito da E-Distribuzione, che ne valuta la capacità di rispondere alle richieste della rete. Le aste rappresentano il meccanismo principale per l'assegnazione dei servizi, con le offerte valutate in base a criteri di prezzo e disponibilità temporale. Infine, le performance delle risorse sono monitorate per verificare il rispetto degli accordi contrattuali e calcolare i corrispettivi economici dovuti.

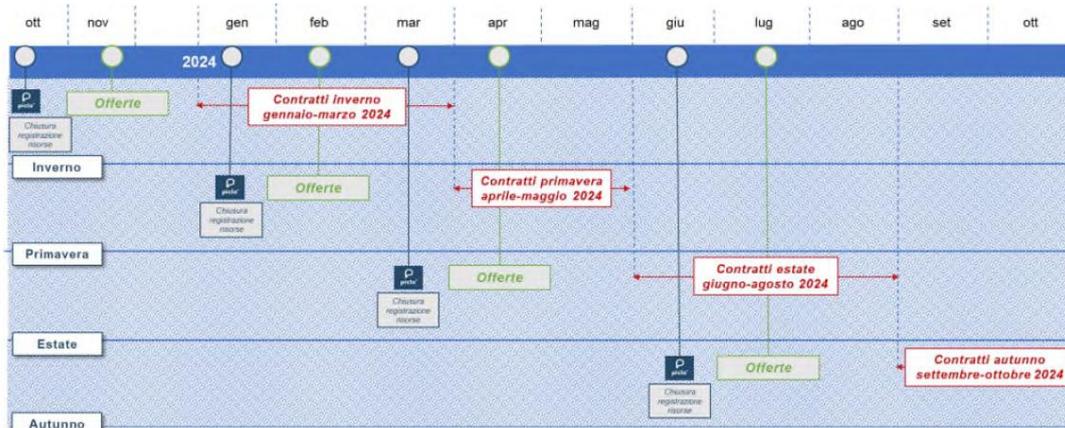


Figura 26 - Pianificazione delle fasi di approvvigionamento per i diversi periodi stagionali. Adattata da [25]

Il progetto EDGE dunque rappresenta un modello innovativo per l'integrazione della flessibilità energetica nella gestione delle reti di distribuzione. Attraverso l'identificazione di aree pilota strategiche e l'impiego di una piattaforma digitale avanzata, il progetto dimostra come le risorse energetiche distribuite possano essere valorizzate per garantire maggiore stabilità e ottimizzazione della rete. Il sistema di aggregazione delle risorse e il meccanismo di remunerazione basato su logiche competitive favoriscono una partecipazione ampia ed efficiente ai mercati della flessibilità, creando un ecosistema dinamico e sostenibile. Con un approccio strutturato che combina analisi tecnica, qualifica delle risorse e monitoraggio continuo delle prestazioni, EDGE offre un riferimento concreto per la transizione verso un

sistema elettrico più resiliente, decentralizzato e orientato alla partecipazione attiva degli operatori di mercato.

4.3.3 Risultati del progetto

Il progetto EDGE ha fornito risultati significativi durante il 2024, dimostrando il potenziale della flessibilità locale nella gestione della rete di distribuzione. Complessivamente, sono state condotte 63 gare di flessibilità, suddivise nei diversi periodi stagionali di fornitura (inverno, primavera, estate e autunno), coinvolgendo risorse distribuite come impianti di accumulo, generazione rinnovabile e sistemi di gestione della domanda. [29]

Dei 10,35 MW di potenza richiesta nei perimetri di flessibilità, ne sono stati contrattualizzati 1,16 MW, riflettendo una partecipazione ancora contenuta ma con un potenziale di crescita. Il tasso di successo nelle qualifiche tecniche ha mostrato che il 50% delle risorse candidate (sono state qualificate 495 risorse nelle aree di sperimentazione) ha superato le prove tecniche iniziali e ha ottenuto l'abilitazione a partecipare alle aste. Questo risultato dimostra l'affidabilità delle risorse distribuite e la loro capacità di rispettare i requisiti tecnici necessari per la partecipazione ai mercati della flessibilità. Gli impianti qualificati hanno fornito risposte rapide ed efficienti alle richieste di attivazione, contribuendo in modo tangibile alla riduzione delle congestioni e al bilanciamento della tensione nelle reti coinvolte. [29]

Dal punto di vista della prestazione del servizio, il progetto ha evidenziato:

- Un livello medio di disponibilità della flessibilità pari al 95%.
- Una capacità di risposta alle richieste di attivazione superiore al 90%, con una reattività adeguata agli standard richiesti per la gestione delle congestioni e del bilanciamento della tensione.
- Un incremento della liquidità di mercato, misurata in termini di potenza disponibile per ciascun prodotto di flessibilità, che ha mostrato un miglioramento nel corso del 2024, segnalando una maggiore competitività tra i partecipanti. [29]

Un ulteriore risultato positivo del progetto è stato il coinvolgimento degli stakeholder. Attraverso webinar e incontri con operatori di mercato, EDGE ha promosso una maggiore consapevolezza sui meccanismi di flessibilità, coinvolgendo oltre 250 partecipanti nel primo anno di sperimentazione.

Questo ha favorito una maggiore comprensione delle regole del mercato e ha creato le basi per un ampliamento della partecipazione nel corso degli anni successivi.

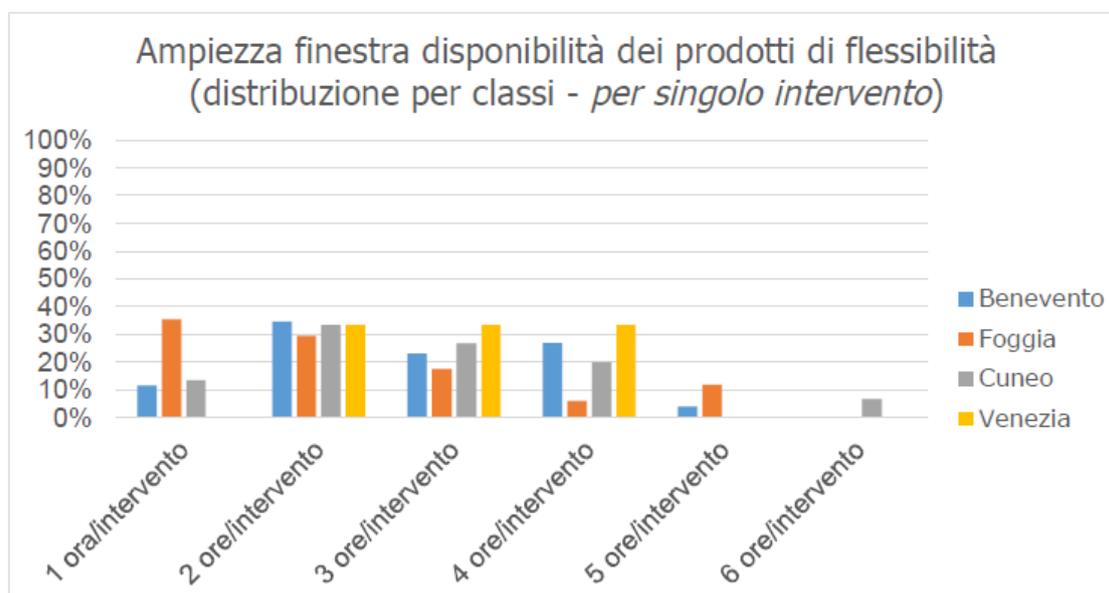


Figura 27 - Distribuzione della disponibilità dei prodotti di flessibilità per singolo intervento nelle aree pilota EDGE. Adattata da [29]

Il grafico mostra la distribuzione della finestra di disponibilità dei prodotti di flessibilità per singolo intervento nelle diverse aree pilota del progetto EDGE. Si osserva una variabilità significativa tra le aree, riflettendo le diverse strategie adottate dai fornitori di servizi di flessibilità. In particolare, emerge che la maggior parte delle offerte si concentra su finestre di intervento comprese tra 2 e 4 ore, con una predominanza di offerte a 2 ore in Foggia e Benevento, mentre Cuneo e Venezia presentano una distribuzione più bilanciata tra le durate superiori. La disponibilità per finestre di 5 o più ore risulta invece più limitata.

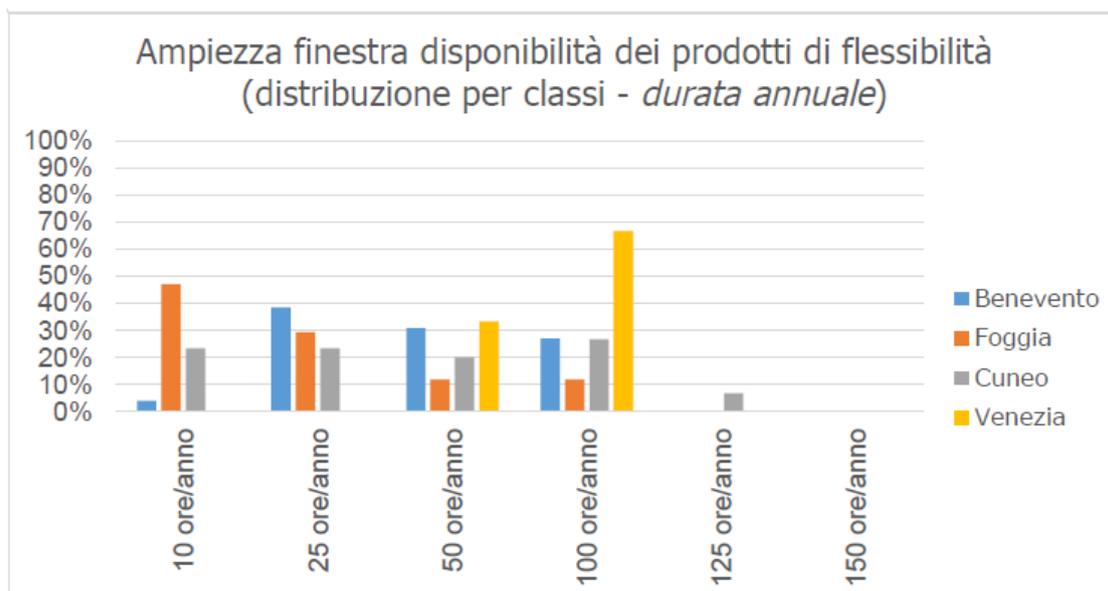


Figura 28 - Distribuzione della disponibilità dei prodotti di flessibilità su base annuale nelle aree pilota EDGE. Adattata da [29]

Il grafico illustra la distribuzione della finestra di disponibilità dei prodotti di flessibilità su base annuale, evidenziando il numero di ore annue offerte dai fornitori di servizi di flessibilità nelle diverse aree pilota del progetto EDGE. Si nota una maggiore concentrazione delle offerte nelle fasce 10-100 ore/anno, con una predominanza nella classe delle 100 ore/anno, soprattutto a Venezia, che mostra il livello di disponibilità più elevato. Benevento e Foggia presentano invece una distribuzione più frammentata, con una quota significativa di offerte anche nelle fasce 10, 25 e 50 ore/anno, mentre Cuneo mostra una distribuzione più uniforme sulle varie classi. La disponibilità per finestre superiori alle 100 ore/anno è praticamente assente, suggerendo che le risorse qualificate tendano a limitare il loro impegno temporale per ottimizzare la gestione delle loro capacità operative.

Questa tendenza evidenzia come la partecipazione al mercato della flessibilità sia ancora vincolata da fattori economici e tecnici che impediscono alle risorse di offrire servizi per durate più prolungate. Un'ottimizzazione della regolamentazione delle aste e l'introduzione di meccanismi di incentivo per impegni di lunga durata potrebbero favorire un aumento della disponibilità di risorse flessibili e una maggiore stabilità della rete.

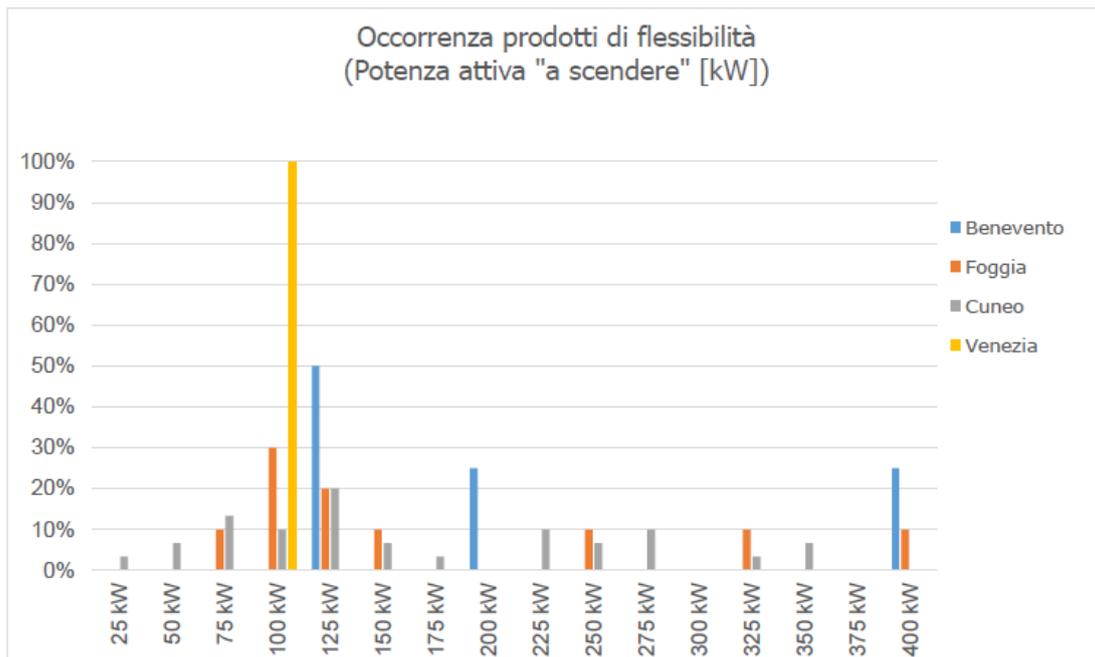


Figura 29 - *Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità - Distribuzione per servizi "a scendere".*
Adattata da [29]

Il grafico mostra la distribuzione della potenza attiva "a scendere" nei prodotti di flessibilità suddivisi per area pilota. Si osserva che la classe di potenza più rappresentata è quella tra i 100 kW ed i 125 kW, con una predominanza marcata nella città di Venezia, dove raggiunge quasi il 100% delle occorrenze. Anche a Benevento questa classe di potenza risulta significativa, mentre nelle altre città la distribuzione appare più frammentata.

Si nota inoltre che le classi di potenza superiori ai 200 kW registrano una presenza più sporadica, con valori percentuali più bassi. Tuttavia, alcune aree, come Benevento e Foggia, mostrano una maggiore diversificazione nella distribuzione delle potenze, con alcune occorrenze significative fino a 400 kW.

Questa distribuzione riflette la diversa configurazione delle risorse di flessibilità disponibili nei vari territori e la capacità delle risorse partecipanti di offrire servizi con livelli di potenza differenti.

In sintesi, in ciascuna area, il servizio necessario a superare le criticità di rete richiederà una variazione di potenza (*Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità*) che, secondo le prime stime, potrà essere anche pari a circa 400 kW ed in media pari a circa 150 kW. [29]

Nel complesso, i risultati del progetto EDGE dimostrano il potenziale delle risorse distribuite per l'erogazione di servizi ancillari locali. Tuttavia, la scarsa liquidità di mercato e le barriere all'ingresso per le risorse qualificate evidenziano la necessità di ulteriori miglioramenti nel design delle aste e nella regolamentazione dei servizi di flessibilità. Il progetto ha comunque rappresentato un passo fondamentale verso un modello di rete più resiliente e partecipativo, aprendo la strada a future evoluzioni e a un'eventuale estensione a livello nazionale.

4.3.4 Criticità, prospettive future e replicabilità

Il Progetto EDGE ha evidenziato alcune criticità durante la sua implementazione. Una delle principali problematiche riscontrate è stata la scarsa liquidità del mercato, con una partecipazione limitata dei BSP. Questo aspetto ha influenzato negativamente il livello di competizione tra i partecipanti, aumentando il costo dei servizi di flessibilità e limitando le possibilità di aggregazione delle risorse. Inoltre, la localizzazione puntuale delle esigenze di flessibilità ha creato vincoli operativi per i fornitori, che hanno dovuto adattarsi a perimetri di gara spesso troppo specifici per massimizzare l'uso delle risorse disponibili.

Dal punto di vista delle prospettive future, il progetto si pone l'obiettivo di ampliare il coinvolgimento degli operatori, sia attraverso iniziative di sensibilizzazione e formazione, sia promuovendo investimenti in strumenti tecnologici che facilitino la qualificazione delle risorse. In questo senso, un incremento del numero di partecipanti potrebbe portare benefici significativi, tra cui una maggiore competizione nei mercati locali, una riduzione dei costi dei servizi di flessibilità e una più ampia disponibilità di risorse distribuite.

Per quanto riguarda la replicabilità, EDGE rappresenta un modello innovativo che può essere esteso su scala nazionale ed eventualmente adattato ad altri contesti europei. Grazie all'uso della piattaforma Picloflex, il progetto ha dimostrato che l'approccio basato su aste competitive e sulla qualificazione delle risorse è efficace per gestire servizi ancillari locali. Tuttavia, la replicabilità richiede una revisione delle regole di gara e di attivazione per allargare i perimetri di flessibilità, migliorare la gestione degli aggregati e ottimizzare l'integrazione delle risorse distribuite nei mercati energetici.

Infine, il progetto sottolinea l'importanza di una Cost-Benefit Analysis (CBA) per valutare l'efficacia delle soluzioni di flessibilità rispetto ai tradizionali investimenti infrastrutturali. In futuro, questa analisi potrebbe supportare una pianificazione di lungo termine che tenga conto non solo dei costi e dei benefici economici, ma anche degli impatti ambientali e sociali, contribuendo alla transizione energetica e alla sostenibilità del sistema elettrico. [25]

In conclusione, la transizione energetica richiede soluzioni innovative per gestire fonti rinnovabili e risorse distribuite. I mercati della flessibilità locale e le CER offrono strumenti efficaci per migliorare l'efficienza e la sostenibilità delle reti. Il progetto EDGE dimostra come integrare queste risorse nei mercati energetici, riducendo i costi e aumentando la

resilienza del sistema. Nonostante alcune criticità, questi modelli rappresentano un passo essenziale verso un sistema energetico più equo, sostenibile e inclusivo.

CASO STUDIO: OTTIMIZZAZIONE DELLA CER DI SAN LAZZARO

5.1 Caratteristiche e configurazione della CER di San Lazzaro

La Comunità Energetica Rinnovabile "Associazione Comunità Energetica San Lazzaro di Savena" nasce con l'obiettivo di promuovere un modello energetico innovativo, basato sulla produzione e condivisione di energia rinnovabile tra i membri della comunità. L'iniziativa si colloca all'interno del Bando PR FESR della Regione Emilia-Romagna, che sostiene la creazione di configurazioni di autoconsumo collettivo per favorire la transizione ecologica e la riduzione delle emissioni di CO₂.

La CER è stata formalmente istituita come Associazione Riconosciuta, conferendole una struttura organizzativa adeguata. Questa scelta giuridica permette di garantire una gestione condivisa tra i soci, che includono enti pubblici e privati con un ruolo chiave nella promozione della sostenibilità energetica. Il Comune di San Lazzaro di Savena, insieme a centri sociali e cooperative locali, ha assunto il ruolo di promotore dell'iniziativa, favorendo il coinvolgimento del territorio e creando un sistema energetico decentralizzato.

La CER si distingue per un'elevata diversificazione dei ruoli all'interno della comunità. Alcuni membri, come edifici pubblici e strutture scolastiche, operano come produttori e prosumer, generando energia da fonti rinnovabili e consumandola in parte per il proprio fabbisogno. Altri membri, come istituzioni educative, centri sociali e cooperative, partecipano come consumatori, beneficiando dell'energia condivisa.

La CER opera su due cabine primarie distinte, questa configurazione consente di massimizzare l'autoconsumo all'interno delle aree servite, riducendo la dipendenza dalla rete nazionale e migliorando l'efficienza energetica complessiva. [30]

La prima cabina primaria di riferimento per questa CER è identificata col codice AC001E00679. La parte della CER che insiste su questa cabina primaria comprende 4 aderenti di cui 3 prosumer ed un consumatore per una potenza PV installata complessiva pari a 125 kWp. Dalla simulazione base della CER deriva che l'autoconsumo dei partecipanti è pari al 45.01% con un tasso di condivisione del 15.02%, che porterebbe ad un incentivo relativamente basso.

Consumi totali	175.665 kWh
Energia Condivisa	13.911 kWh
Energia Immessa	92.602 kWh
Incentivo	1.920 €

Tabella 5 - Valori Base (CP 0679)

Tasso Condivisione	15,02%
Tasso Autoconsumo	45,01%
Tasso Utilizzo PV	8,79%

Tabella 6 - Tassi Base (CP 0679)

La seconda cabina primaria, AC001E00680 su cui insiste la CER, serve una zona più ampia, comprendente impianti sportivi, centri sociali e alcune strutture scolastiche di grandi dimensioni. Essa comprende 26 siti per una potenza installata totale pari a 900 kWp.

Consumi totali	2.453.353 kWh
Energia Condivisa	366,103 kWh
Energia Immessa	577,370 kWh
Incentivo	50.522 €

Tabella 7 - Valori Base (CP 0680)

Tasso Condivisione	63,41%
Tasso Autoconsumo	45,47%
Tasso Utilizzo PV	34,58%

Tabella 8 - Tassi Base (CP 0680)

In questa seconda zona della CER la condivisione è molto maggiore avendo più partecipanti consumatori che portano ad un incentivo di gran lunga più alto.

È rilevante sottolineare che la CER, al momento della sua costituzione, non è dotata di impianti di produzione energetica propri, ma gli impianti sono di proprietà dei soci membri della CER (o di soggetti terzi).

Un altro aspetto fondamentale della CER riguarda la gestione delle risorse economiche generate dalla produzione energetica. Grazie alla tariffa incentivante MASE, i fondi raccolti vengono destinati a tre principali aree di intervento, come stabilito da apposito regolamento interno: il 50% viene impiegato per la realizzazione, manutenzione e ammodernamento degli impianti; il 10% copre i costi operativi e gestionali della CER; il restante 40% è riservato a progetti di impatto sociale e ambientale, tra cui il miglioramento dell'efficienza energetica, la promozione della mobilità sostenibile, il contrasto alla povertà energetica e l'adattamento ai cambiamenti climatici.



Figura 30 - Mappatura degli utenti e dei prosumer utilizzati per la formazione della CER

5.2 Proposta di ampliamento della CER: un possibile modello di ottimizzazione

In questo paragrafo viene analizzato il potenziale ampliamento della CER valutando la sola integrazione di nuovi membri, in modo da ottenere, per entrambe le cabine, una condivisione di energia prossima al 100%. L'ampliamento della CER rappresenta un passo fondamentale per migliorare la sostenibilità e l'efficienza del sistema energetico locale, l'integrazione di nuovi membri e la conseguente ottimizzazione della condivisione dell'energia permettono di ridurre il prelievo dalla rete nazionale e massimizzare l'energia condivisa tra gli utenti. In termini economici, l'ampliamento della CER permette di incrementare il volume di energia che darà luogo agli incentivi per la condivisione, con un impatto positivo sul bilancio complessivo della comunità. Incentivo calcolato come segue:

$$Incentivo = \sum_{t=0}^T Energia_condivisa_new * Incentivo_energia_condivisa \quad (11)$$

Dove l'incentivo dell'energia condivisa è stato descritto nella Tabella 1.

L'analisi dell'ampliamento della CER si basa su un approccio matematico che tiene conto delle capacità di produzione e consumo tra diverse categorie di utenti, come residenziale, commerciale, uffici ed enti pubblici. Il modello matematico sviluppato considera le variazioni di consumo e produzione su base oraria, permettendo di ottimizzare la distribuzione dei nuovi membri in funzione delle loro caratteristiche specifiche. Attraverso l'analisi di scenari differenti, è possibile individuare il mix ideale di utenti per ciascuna cabina, in modo da massimizzare l'efficienza della condivisione dell'energia.

5.2.1 Struttura del modello matematico

Nella seguente sezione viene descritto il modello matematico utilizzato per l'ampliamento della CER, nei due perimetri sopra descritti. Il modello considera diverse variabili di decisionali per definire la configurazione della CER, tra cui il numero dei nuovi membri da integrare, suddivisi nelle quattro diverse categorie (descritte nel capitolo 3.1, il consumo delle scuole medie è stato considerato pari a 80 MWh/anno, quello delle scuole elementari pari a 15 MWh/anno, quello degli uffici pari a 12 MWh/anno mentre quello del residenziale parti a 2.7 MWh/anno), nonché la quantità di energia condivisa tra i membri della comunità.

Il modello inoltre include una serie di vincoli per garantire che la soluzione proposta rispetti i limiti sul numero massimo di partecipanti per ciascuna categoria di utenti. Questo vincolo assicura che l'ampliamento della CER sia compatibile con le effettive possibilità di adesione alla comunità e con le capacità infrastrutturali disponibili, evitando un'espansione non sostenibile o non realizzabile. A seguito di un'analisi del territorio di San Lazzaro, sono stati individuati i seguenti vincoli per garantire che la soluzione proposta rispetti le effettive possibilità di ampliamento della CER:

$$\text{Numero_scuole_medie} \leq 2 \quad (12)$$

$$\text{Numero_scuole_elementari} \leq 5 \quad (13)$$

$$\text{Numero_uffici} \leq 20 \quad (14)$$

$$\text{Numero_residenziali} \leq 1000 \quad (15)$$

Una volta determinato il nuovo numero di partecipanti, si aggiorna la variabile dell'energia prelevata, ricalcolando il consumo totale della CER e determinando l'energia condivisa aggiuntiva risultante dall'ampliamento.

$$\text{Energia_condivisa_new} = \min \left(\sum_{t=0}^T \sum_{k=1}^n \text{Energia_immessa}[u,t], \sum_{t=0}^T \sum_{k=1}^n \text{Energia_prelevata_new}[u,t] \right) \quad (16)$$

Successivamente il modello sviluppato in codice Python esegue l'ottimizzazione del programma facendo uso del *solver* commerciale Gurobi. La funzione obiettivo (FO) da massimizzare è la seguente:

$$FO = Energia_condivisa_new * incentivo - costo_gse * \left(\begin{array}{l} N_residenziale + \\ +N_scuole_medie + \\ +N_scuole_elementari + \\ +N_uffici \end{array} \right) \quad (17)$$

L'ottimizzazione, di tipo economico, massimizza la differenza tra l'incremento dell'incentivo CER, derivante dalla nuova energia condivisa. Inoltre, è stato considerato un costo, derivante dal GSE, di ingresso per ogni partecipante pari a 4€ per utente. Questo per evitare che l'ottimizzazione prenda un numero di nuovi partecipanti troppo elevato al solo fine di aumentare l'energia condivisa. [31]

Il costo GSE di ingresso per ogni partecipante introduce una penalizzazione per impedire che l'ottimizzazione includa indiscriminatamente un numero eccessivo di nuovi membri, mirando unicamente all'aumento dell'energia condivisa senza considerare la sostenibilità economica della scelta. In pratica, questo costo agisce come un filtro, evitando che il modello suggerisca soluzioni che potrebbero essere teoricamente vantaggiose in termini di condivisione dell'energia, ma poco realistiche dal punto di vista economico.

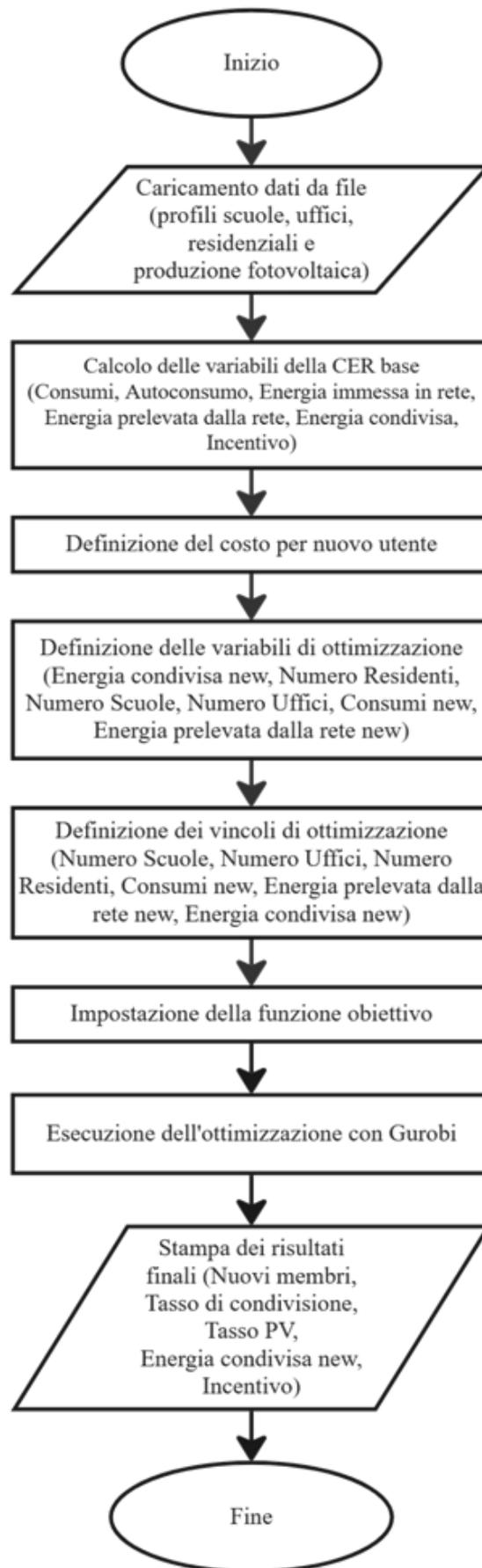


Figura 31 - Diagramma a blocchi ampliamento ottimale CER

5.2.2 Risultati e analisi dell'ampliamento

Dai risultati delle simulazioni si evince che il programma esegue correttamente l'ottimizzazione fornendo i seguenti risultati.

Per quanto riguarda il primo perimetro (la cabina primaria 0679), il risultato dell'ampliamento dei nuovi partecipanti è il seguente:

Scuole Medie	2
Scuole Elementari	5
Uffici	20
Residenziali	96

Tabella 9 - Ottimizzazione ampliamento nuovi partecipanti (CP 0679)

L'ampliamento porta ad una nuova energia condivisa ed un conseguente incentivo decisamente maggiori, con un tasso di condivisione incrementato del 84,39% rispetto al caso di partenza.

Energia Condivisa	92.052 kWh
Incentivo	12.703 €
Tasso Condivisione	99,41%

Tabella 10 - Risultato dell'ottimizzazione di nuovi partecipanti (CP 0679)

Ovviamente, questi risultati presentano uno scenario ideale, l'ottimizzazione sceglie per primi i partecipanti che consumano maggiormente durante le ore di produzione (scuole medie), in quanto li ritiene migliori nella condivisione dell'energia. Esaurito il numero massimo di quest'ultimi passa al maggior consumatore successivo e così via fino ad arrivare ad un tasso di condivisione tendente al 100%.

E' possibile modificare i vincoli sul nuovo numero di partecipanti in modo da renderli adatti al caso in considerazione ma l'ottimizzazione sceglierà sempre per primi i partecipanti con consumi maggiori.

Il grafico successivo mostra come varia la percentuale del nuovo tasso di condivisione man mano che vengono aggiunti nuovi partecipanti. Viene costruito partendo dai nuovi

partecipanti con il consumo maggiore (scuole medie) fino ai partecipanti con il consumo minore (residenziali)

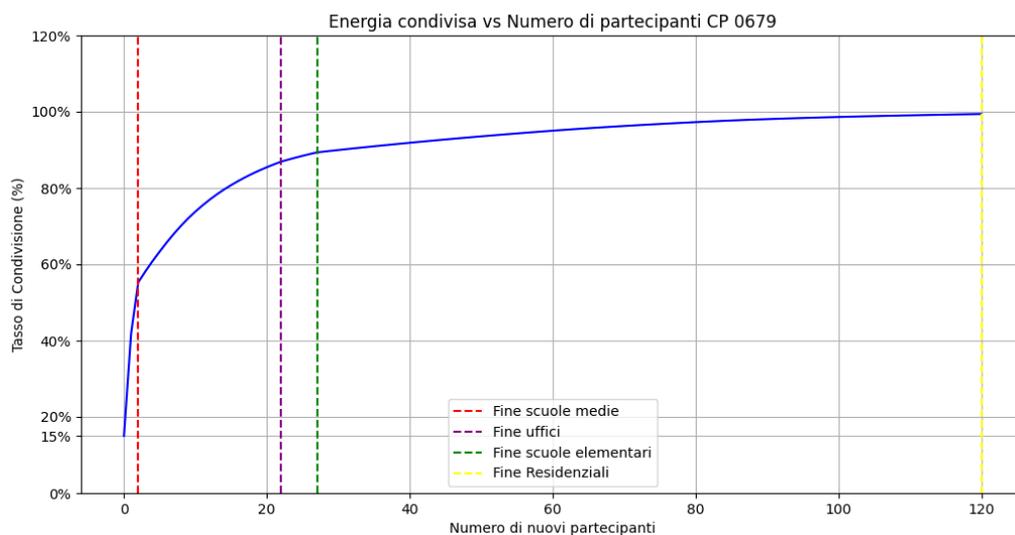


Figura 32 - Tasso di condivisione in funzione del Numero di nuovi partecipanti (CP 0679)

Si parte da un valore di energia condivisa pari al valore nel caso base della CER e lo si incrementa ad ogni nuovo partecipante. Si evince che per ogni aggiunta di scuola media il tasso di condivisione aumenta notevolmente, coerentemente con quanto spiegato, mentre per ogni nuovo residente aggiunto aumenta di poco, portando meno valore aggiunto alla condivisione di energia.

Il discorso è analogo per il secondo perimetro (cabina primaria 0680), nella quale si ottiene un nuovo numero di partecipanti pari a:

Scuole Medie	2
Scuole Elementari	5
Uffici	20
Residenziale	716

Tabella 11 – Ottimizzazione ampliamento nuovi partecipanti (CP 0680)

In questo caso il numero dei nuovi residenziali è molto maggiore, questo accade perché tale cabina parte da una condivisione del 63,41%, rendendola molto più satura rispetto all'altra.

Questo si traduce in una crescita della condivisione minore, al pari di nuovi residenziali. Dunque, per ottenere una condivisione prossima al 100% sono necessari molti più residenti.

Energia Condivisa	574.415 kWh
Incentivo	79.269 €
Tasso Condivisione	99,49%

Tabella 12 - Risultato dell'ottimizzazione di nuovi partecipanti (CP 0680)

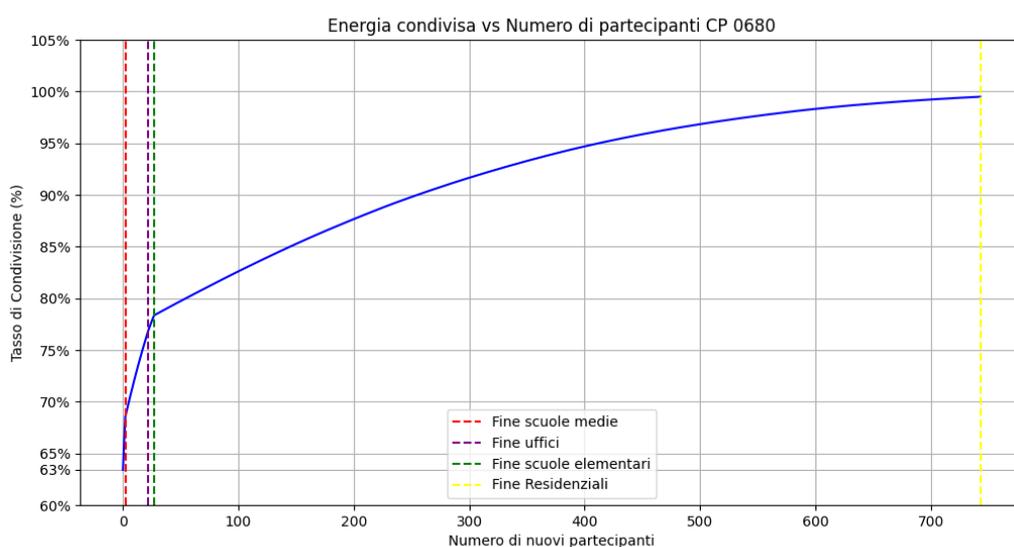


Figura 33 – Tasso di condivisione in funzione del Numero di nuovi partecipanti (CP 0680)

Rispetto al primo perimetro si evince che all'aumentare di nuovi partecipanti il tasso di condivisione cresce di poco, a causa del tasso di condivisione elevato di partenza di quest'ultimo. Ne risulta che sono necessari moltissimi residenti nuovi al fine di aumentarne la condivisione.

In conclusione, considerando il numero dei nuovi partecipanti sopradescritto e i valori di incentivo della CER del caso base (senza ampliamento), è possibile determinare il nuovo valore dell'incentivo totale derivante dalla simulazione per entrambi i perimetri:

Incentivo nuovo CP0679	10.783 €
Incentivo nuovo CP0680	38.998 €

Tabella 13 - Incentivi netti post ampliamento ottimizzato

5.3 Ottimizzazione della CER dotata di sistema di accumulo elettrico centralizzato

L'integrazione di sistemi di accumulo nelle CER rappresenta una strategia chiave per massimizzare l'autoconsumo e ottimizzare la gestione dell'energia prodotta localmente. In particolare, l'acquisto di una batteria di comunità consente di immagazzinare l'energia in eccesso, ridurre la dipendenza dalla rete e incrementare la quota di energia condivisa tra i membri della CER. Un ulteriore vantaggio deriva dalla possibilità di effettuare arbitraggio energetico, ovvero acquistare energia dalla rete quando i prezzi sono più bassi e rivenderla o utilizzarla nei momenti di maggiore domanda. Tuttavia, affinché tale investimento risulti economicamente sostenibile, è fondamentale valutare il tempo di ritorno dell'investimento (ROI) e il potenziale risparmio ottenibile nel lungo periodo. Un elemento chiave in questa valutazione è il contesto di mercato dell'energia elettrica, in quanto il prezzo dell'energia segue una dinamica simile a quella delle utenze domestiche, senza eccezioni o condizioni di favore. In particolare, il costo dell'energia acquistata dalla rete risulta essere circa il doppio rispetto al ricavo ottenuto immettendo energia in rete. Questo significa che, a differenza di altri settori come quello idroelettrico, dove esistono contratti di acquisto con prezzo più vantaggioso, le CER non possono beneficiare di tariffe agevolate per l'energia prelevata. Questa struttura tariffaria incide direttamente sulla redditività di una batteria di comunità, poiché il vantaggio economico dell'arbitraggio energetico risulta limitato: l'energia accumulata può ridurre il prelievo dalla rete e abbassare i costi complessivi, ma la vendita dell'energia in eccesso potrebbe non generare un ricavo sufficiente a bilanciare completamente il costo di acquisto. Questo paragrafo analizza se nell'arco di dieci anni i benefici economici derivanti dall'utilizzo di una batteria di comunità siano sufficienti a coprire i costi iniziali e operativi, offrendo così un modello di sostenibilità economica per le CER.

5.3.1 Modello della CER con l'integrazione della batteria di comunità

Per valutare la redditività dell'integrazione di una batteria di comunità all'interno di una CER, si procederà con lo *scheduling* annuale della potenza scambiata dal sistema di accumulo, a cui seguiranno le valutazioni di tipo economico. Il modello è stato sviluppato in codice Python, capace di simulare il comportamento del sistema di accumulo nel tempo. Il modello tiene conto della capacità dell'accumulo, dei flussi energetici in entrata e in uscita, della massima potenza supportata dalla batteria, del rendimento del convertitore, dell'autoconsumo e della produzione PV della comunità e del meccanismo di arbitraggio, seguendo una FO che richiede la massimizzazione dei ricavi. Attraverso questa simulazione, è possibile analizzare l'impatto dell'accumulo sull'energia condivisa e stimare il tempo di ritorno dell'investimento dovuto ai costi di acquisto del sistema di accumulo e dei ricavi generati.

Come detto precedentemente, al fine di effettuare il meccanismo di arbitraggio, è stato considerato il valore del prezzo unico nazionale (PUN) orario per l'anno 2023, definendo il costo dell'energia elettrica in prelievo pari al doppio della remunerazione di quella in immissione (che si ritiene valorizzata secondo il PUN), secondo le attuali leggi del mercato elettrico italiano. Infatti, la bolletta elettrica italiana è composta da diverse voci che contribuiscono al costo totale, tra cui: i costi di trasporto e distribuzione, i quali comprendono la trasmissione dell'energia elettrica, la distribuzione e la misura; gli oneri di sistema; le accise e l'IVA (variabile tra il 10% per il residenziale ed il 22% per le scuole o aziende). [32]

Tutti questi costi fanno sì che il prezzo dell'energia in bolletta sia circa il doppio del PUN, che rappresenta solo il costo puro dell'energia all'ingrosso senza oneri aggiuntivi.

$$Grid_cost_in = PUN * 2 \quad (18)$$

$$Grid_cost_ex = PUN \quad (19)$$

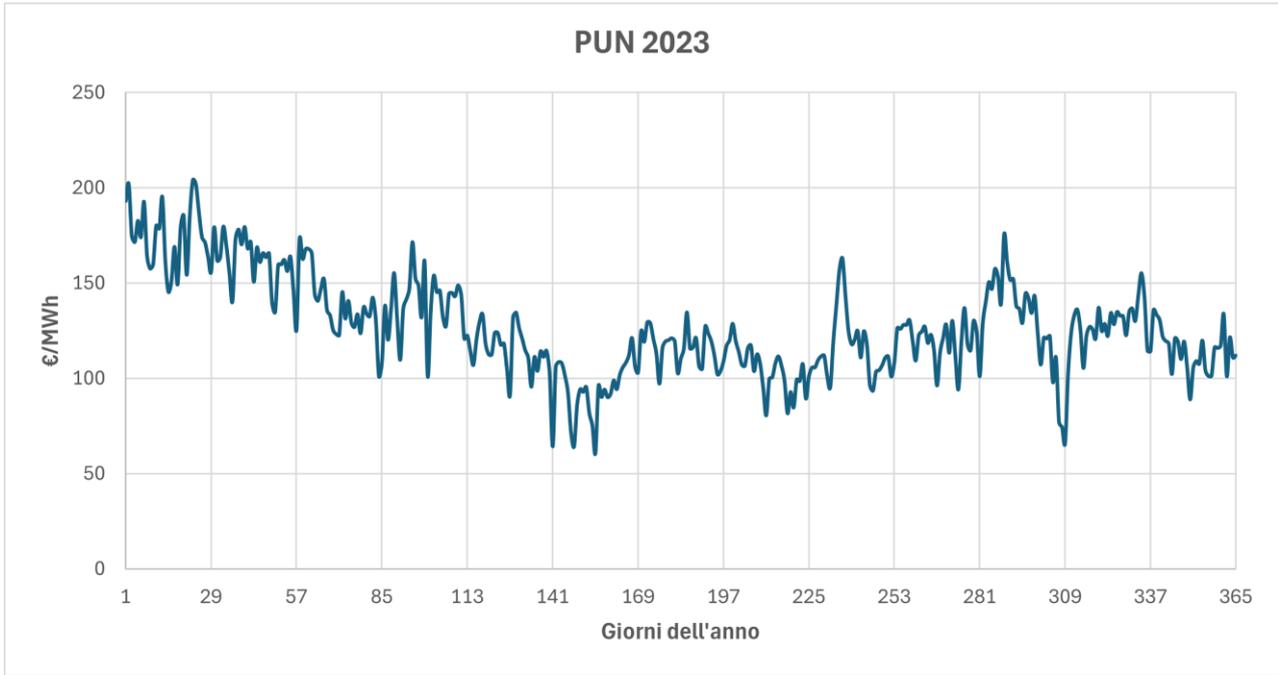


Figura 34 - Andamento del PUN nell'anno 2023

Nel modello del sistema di accumulo sono stati considerate le variabili e tutti i vincoli che ne regolano il funzionamento, come di seguito riportato.

Potenza della batteria di comunità

La potenza della batteria (P_{batt}) rappresenta la quantità di energia scambiata dal sistema di accumulo per unità di tempo. Può assumere valori sia positivi (quando la batteria è in carica) sia negativi (quando la batteria è in scarica), fornendo così una visione unificata della gestione energetica. E' limitata dalla potenza massima erogabile ($kWBES$) e dalla capacità massima del sistema di accumulo ($kWhBES$) sia durante i periodi di carica che durante i periodi di scarica secondo la seguente relazione:

$$-kWBES \leq P_{batt} \leq kWBES \quad (20)$$

Il legame tra la potenza e il rendimento del sistema d'accumulo viene definito come:

$$P_{batt} = \frac{P_{charge}}{\eta} - P_{discharge} * \eta \quad (21)$$

Con η rendimento della batteria, nella simulazione considerato pari al 90% e per ogni istante di tempo t .

Potenza di carica e di scarica della batteria di comunità

Le variabili potenza di carica (P_{charge}) e di scarica ($P_{discharge}$) della batteria definiscono il flusso di energia in ingresso e in uscita nel sistema di accumulo in un determinato momento. La potenza di carica di una batteria rappresenta la quantità di energia elettrica che viene immagazzinata per unità di tempo durante il processo di ricarica. Analogamente, la potenza di scarica indica la quantità di energia erogata per unità di tempo durante l'utilizzo della batteria.

Entrambe le variabili non possono assumere valori negativi e sono limitate dalla capacità massima di carica o scarica della batteria:

$$P_{charge} \geq 0, P_{charge} \leq (1 - u) * kWhBES \quad (22)$$

$$P_{discharge} \geq 0, P_{discharge} \leq u * kWhBES \quad (23)$$

Con u variabile binaria di valori 0 o 1, che determina se la batteria è in fase di carica o di scarica in ogni istante di simulazione, in modo da evitare che la batteria sia simultaneamente in carica e in scarica nello stesso periodo, condizione non possibile nella pratica.

Inoltre, al fine di limitare il numero totale di cicli di carica e scarica della batteria nell'arco dell'anno, e garantire che il suo utilizzo rimanga entro un intervallo operativo realistico e sostenibile, sono stati considerati i seguenti vincoli:

$$\sum_{t=0}^T P_{charge} \leq 0.9 * kWhBES * 365 \quad (24)$$

$$\sum_{t=0}^T P_{discharge} \leq 0.9 * kWhBES * 365 \quad (25)$$

Limitare il numero totale di cicli è fondamentale per preservare la durata di vita della batteria, evitando un utilizzo eccessivo che ne comprometterebbe l'efficienza e la longevità. I vincoli indicano che la batteria può caricare e scaricare fino al 90% della sua capacità totale ogni giorno dell'anno. Questo impedisce che la batteria venga usata in modo eccessivo, simulando una gestione più realistica, consentendo di evitare scenari in cui la batteria venga caricata e scaricata molte più volte rispetto alla sua capacità di resistere all'usura nel lungo termine.

Energia condivisa della batteria di comunità

L'energia condivisa della batteria rappresenta la quantità di energia che una batteria contribuisce a condividere con la CER. Questo parametro è essenziale per massimizzare l'efficienza e la sostenibilità della comunità, assicurando che l'energia accumulata venga utilizzata non solo a beneficio del singolo utente ma anche degli altri membri e viene determinata come il minimo tra l'energia immessa e quella prelevata:

$$Energia_condivisa_batteria \leq Energia_immessa \quad (26)$$

$$Energia_condivisa_batteria \leq Energia_prelevata + P_{charge} / \eta \quad (27)$$

Il vincolo è applicato a ogni periodo di tempo t .

Il termine aggiuntivo nella seconda disequazione (P_{charge} / η) rappresenta l'incremento di energia condivisa grazie all'adozione della batteria. Questi vincoli assicurano che l'energia condivisa considerata per l'incentivo non venga conteggiata sia quando la batteria si carica sia quando si scarica. In altre parole, l'incentivo viene assegnato solo nel momento in cui la batteria immagazzina energia, evitando che lo stesso kWh venga incentivato nuovamente quando viene rilasciato successivamente.

Lo State of Charge (SoC)

Il SoC indica la quantità di energia presente in un determinato istante in una batteria rispetto alla sua capacità totale, espressa in percentuale. Un SoC del 100% significa che la batteria è completamente carica, mentre uno del 0% indica che è completamente scarica. Questo parametro è fondamentale per comprendere quanta energia è ancora disponibile per l'uso.

Monitorare accuratamente il SoC è essenziale per ottimizzare le prestazioni della batteria, prolungarne la durata e garantire la sicurezza operativa. Un SoC ben gestito evita situazioni di sovraccarico o scarica completa, che potrebbero danneggiare la batteria e ridurne l'efficienza, per questo motivo deve essere mantenuto all'interno di un intervallo operativo definito per garantire la sicurezza e la longevità della batteria. Il limite inferiore impedisce che la batteria si scarichi eccessivamente, fenomeno che potrebbe danneggiarla irreversibilmente o ridurne la capacità, mentre quello superiore impedisce il sovraccarico della batteria, che potrebbe causare surriscaldamento, inefficienze o danni permanenti.

Nella simulazione, il SoC iniziale (nell'istante di tempo zero) è stato considerato pari a 0,5 (50% della capacità totale), ipotesi che riflette una condizione di utilizzo intermedio:

$$0.1 \leq SoC \leq 1 \quad (28)$$

$$SoC(t=0) = 0.5 \quad (29)$$

Per poter individuare la variazione del SoC nel tempo, calcolato in base alla potenza in carica e in scarica, e stabilirne la sua evoluzione nel tempo, aggiornandolo ora per ora lungo il periodo di simulazione, è stato scritto il seguente vincolo:

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \frac{P_{batt}(t)}{kWhBES} \quad (30)$$

in cui t è il set dei periodi che comprende tutte le ore dell'anno di simulazione considerato (8760 ore del 2023).

Infine, affinché il modello persegua una strategia economicamente ottimale, è stata definita una funzione obiettivo che massimizza il beneficio economico derivante dall'uso della batteria. L'incentivo derivante dall'energia condivisa della sola batteria viene calcolato come la differenza tra l'energia condivisa base (senza sistema d'accumulo) e l'energia condivisa totale con l'utilizzo del sistema di accumulo:

$$Energia_condivisa_netta = \left(\sum_{t=0}^T Energia_condivisa_batteria[t] - \sum_{t=0}^T Energia_condivisa[t] \right) \quad (31)$$

$$FO = \sum_{t=0}^T (Energia_condivisa_netta * Incentivo) - \left(\sum_{t=0}^T (P_{charge} / \eta * Grid_cost_in) + \sum_{t=0}^T (P_{discharge} / \eta * Grid_cost_ex) \right) \quad (32)$$

Tale FO è composta da tre termini:

- Il primo termine rappresenta il ricavo legato all'energia condivisa dalla batteria rispetto all'energia totale condivisa dalla comunità, in cui il termine Incentivo è il valore 0,138 €/kWh che rappresenta il coefficiente di incentivo per l'energia condivisa.

- Il secondo ed il terzo termine rappresentano rispettivamente il costo dell'energia prelevata dalla rete per caricare la batteria ed il ricavo derivante dall'energia scaricata dalla batteria e immessa in rete.

In conclusione, la FO prevede di massimizzare i ricavi derivanti dall'incentivo sull'energia condivisa e dalla vendita di energia alla rete, minimizzando al tempo stesso i costi legati all'acquisto di energia dalla rete per caricare la batteria. Dunque, la funzione obiettivo rappresenta il bilancio economico dell'operatività della batteria nella CER, cercando di ottimizzare il suo utilizzo per massimizzare i profitti e minimizzare le perdite. Oltre ad indicare i risultati annuali complessivi, l'ottimizzazione produce anche lo scheduling della carica e scarica del sistema di accumulo con scansione oraria di un'ora.

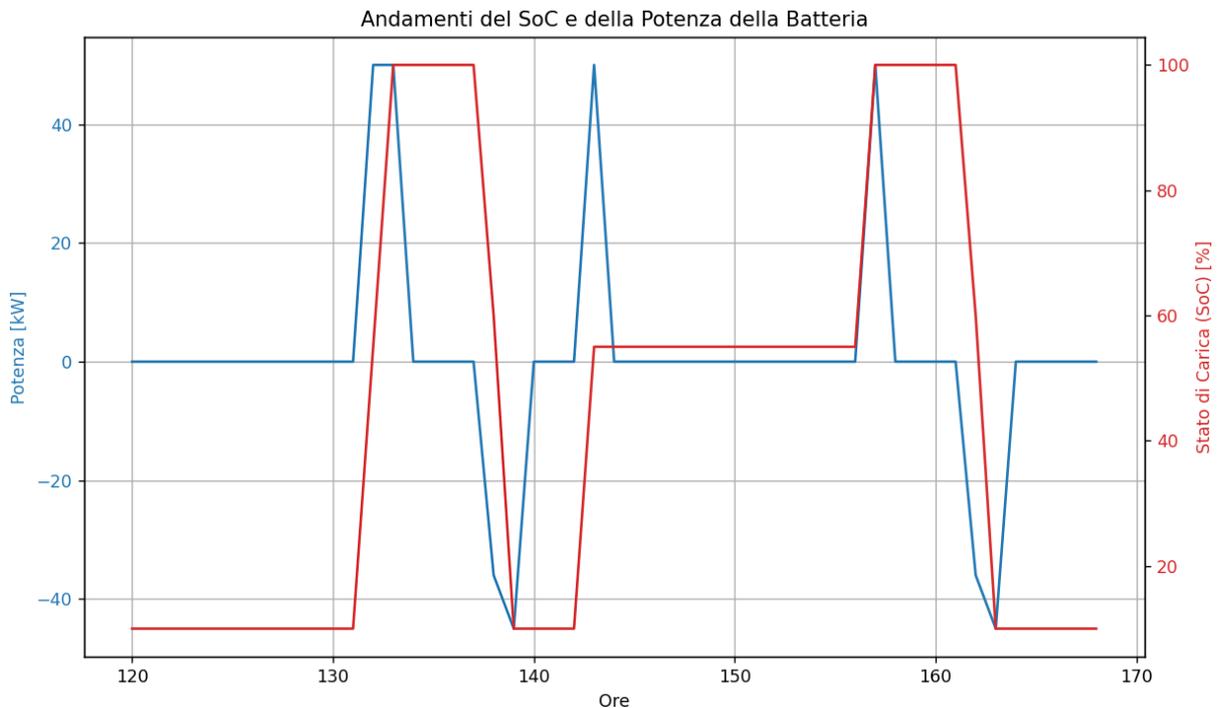


Figura 35 - Andamenti del SoC e della Potenza della Batteria da 100 kWh in un giorno

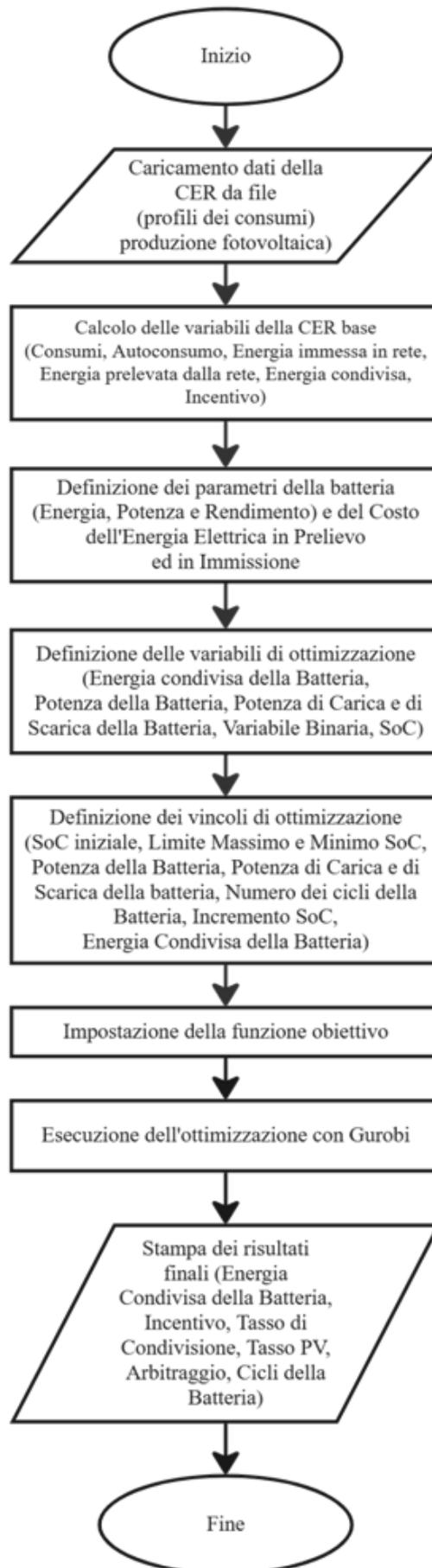


Figura 36 – Diagramma a blocchi del modello di ottimizzazione della CER con batteria di comunità

5.3.2 Analisi dei risultati del modello di ottimizzazione e impatto sulla CER

In questo capitolo vengono analizzati i risultati ottenuti dalle diverse simulazioni, valutando il ruolo dell'accumulo nel migliorare l'autoconsumo e l'efficienza della CER. L'analisi si concentra sull'impatto della batteria di comunità in termini di energia condivisa, riduzione del prelievo dalla rete e ottimizzazione economica, confrontando scenari con accumulo di diverse taglie. Inoltre, vengono esaminati gli effetti dell'arbitraggio e il contributo della batteria nel massimizzare il beneficio economico della CER, considerando i vincoli operativi ed i rendimenti. Per ultimo, è stato sviluppato un Piano Economico Finanziario (PEF) per valutare il ritorno dell'investimento su un orizzonte temporale di 10 anni, considerato vita utile del sistema di accumulo.

Come nelle simulazioni precedenti, sono state analizzate separatamente le due cabine per valutare quale sia più adatta a questa nuova configurazione. L'energia condivisa netta rappresenta l'incremento di energia condivisa attribuibile esclusivamente alla presenza della batteria di comunità. Si ottiene calcolando la differenza tra l'energia condivisa totale della CER con la batteria e quella senza la batteria. In altre parole, questa quantità indica il contributo effettivo del sistema di accumulo alla condivisione dell'energia all'interno della comunità. Allo stesso modo, l'incentivo netto corrisponde alla variazione dell'incentivo economico derivante dall'adozione della batteria, calcolato come la differenza tra l'incentivo totale con batteria e quello senza batteria. Di seguito vengono riportati i risultati relativi alla cabina CP 0679:

Taglia Batteria [kWh]	Energia condivisa totale annua [kWh]	Incentivo totale annuo [€]	Energia condivisa netta annua [kWh]	Incentivo netto annuo [€]	Arbitraggio netto annuo [€]	Ricavi totali annui [€]
-	13,911	1,920 €	-	-	-	-
50	30,979	4,275 €	17,068	2,355 €	-1,044 €	1,311 €
100	46,657	6,439 €	32,746	4,519 €	-2,080 €	2,439 €
150	56,028	7,732 €	42,117	5,812 €	-2,554 €	3,258 €
200	63,001	8,694 €	49,090	6,774 €	-2,874 €	3,900 €
300	71,853	9,916 €	57,942	7,996 €	-3,138 €	4,858 €
400	79,559	10,979 €	65,648	9,059 €	-3,465 €	5,594 €
500	82,758	11,421 €	68,847	9,501 €	-3,378 €	6,123 €

Tabella 14 - Risultati ottimizzazione con differenti taglie di batteria (CP 0679)

I risultati evidenziano che considerando un sistema di accumulo centralizzato direttamente interfacciato alla rete elettrica (in assenza di un PV in affiancamento), si raggiunge l'obiettivo di massimizzare l'energia condivisa e il relativo incentivo ma, nelle condizioni attuali di mercato dell'energia elettrica e con gli attuali schemi di incentivazione, l'investimento in accumulo non risulta ancora economicamente conveniente. Il costo elevato della batteria, unito alla differenza tra il prezzo dell'energia acquistata e il valore dell'incentivo sull'energia condivisa, non permette di recuperare l'investimento entro il periodo considerato, rendendo necessarie ulteriori valutazioni su possibili ottimizzazioni economiche o future evoluzioni del quadro normativo.

L'integrazione della batteria consente un significativo aumento dell'energia condivisa all'interno della comunità. Senza accumulo, l'energia condivisa totale è di circa 13.911 kWh, mentre con una batteria da 50 kWh il valore cresce fino a 30.979 kWh, più del doppio. Il trend continua con taglie maggiori, fino a raggiungere 82.758 kWh per una batteria da 500 kWh.

Tale incremento comporta un aumento dell'incentivo totale annuo ricevuto dalla CER, che passa da 1.920 € senza batteria a 11.421 € con una batteria da 500 kWh. Tuttavia, l'energia condivisa netta, ovvero la quota di energia effettivamente incentivata grazie alla batteria, cresce in misura minore rispetto all'energia condivisa totale. Questa osservazione implica che, anche senza accumulo, una certa quantità di energia viene comunque condivisa all'interno della comunità energetica. L'introduzione di una batteria permette di aumentare questa quota di energia condivisa, ma con un effetto marginale decrescente: all'aumentare della capacità della batteria, l'incremento dell'energia condivisa diventa progressivamente meno significativo. Di conseguenza, anche l'incremento dell'incentivo derivante dalla maggiore condivisione si riduce. Questo accade perché, una volta che la batteria ha già coperto le principali opportunità di accumulo e rilascio dell'energia condivisibile, ulteriori aumenti di capacità trovano sempre meno energia in eccesso da immagazzinare e condividere in momenti successivi. Questo si ripercuote sia sul tasso di utilizzo del fotovoltaico che sul tasso di condivisione.

Il dato più evidente in tabella è il valore negativo risultante dalla quota di ottimizzazione relativa all'arbitraggio. Quest'ultima, apparentemente, dovrebbe portare un valore positivo di ricavi, poiché per definizione si basa sull'acquisto e la vendita di energia a prezzi vantaggiosi. Tuttavia, la funzione obiettivo adottata prevede la massimizzazione dei ricavi totali, senza

vincolare l'arbitraggio ad un valore necessariamente positivo. Di conseguenza, il codice di ottimizzazione tende a privilegiare il ritorno economico derivante dall'aumento di energia condivisa netta piuttosto che massimizzare il guadagno da arbitraggio. La tabella mostra infatti che l'arbitraggio netto annuo è negativo per tutte le taglie di batteria considerate, suggerendo che il sistema ritiene più economicamente vantaggioso accumulare e rilasciare energia in modo da massimizzare la condivisione anziché sfruttare le fluttuazioni di prezzo della rete.

Taglia Batteria [kWh]	Tasso PV	Tasso Condivisione	Cicli annuali
-	8,79%	15,02%	-
50	19,57%	33,45%	357
100	29,47%	50,38%	345
150	35,39%	60,51%	299
200	39,79%	68,03%	256
300	45,39%	77,59%	219
400	50,25%	85,92%	194
500	52,27%	89,37%	171

Tabella 15 – Tasso PV, Tasso di Condivisione e Cicli della batteria annuali risultanti dall'ottimizzazione con batteria (CP 0679)

Dall'analisi dei dati emerge che, all'aumentare della capacità della batteria, il numero di cicli annuali diminuisce progressivamente. Questo fenomeno è dovuto al fatto che una batteria più grande richiede più tempo per completare un ciclo di carica e scarica, in quanto può accumulare e rilasciare una quantità maggiore di energia. Di conseguenza, il numero di cicli annuali si riduce, poiché il sistema necessita di più tempo per eseguire ciascun ciclo completo. Questo effetto evidenzia come, con batterie di dimensioni maggiori, l'utilizzo del sistema di accumulo diventa meno dinamico, con una frequenza di ricarica e scarica più bassa rispetto a batterie di taglia inferiore.

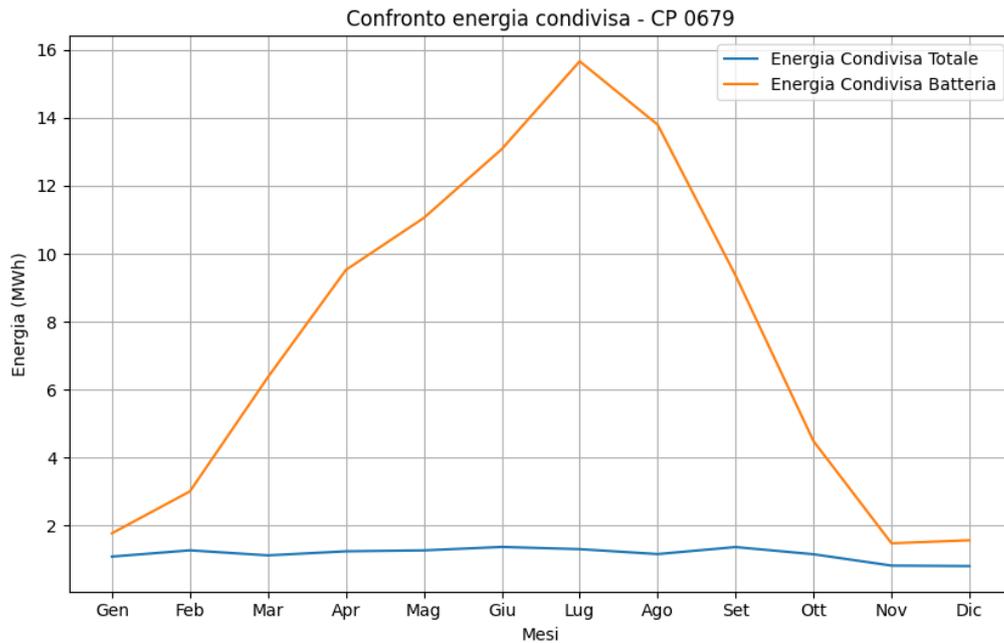


Figura 37 - Confronto Energia Condivisa con Batteria da 500 kWh (CP 0679)

Nel grafico superiore è rappresentata la differenza tra l'energia condivisa totale della CER senza batteria e quella condivisa con l'integrazione di una batteria di comunità da 500 kWh.

Analogamente all'analisi condotta per la prima cabina CP 0679, anche per la seconda cabina CP080 è stato valutato l'impatto dell'integrazione della batteria sulla condivisione dell'energia. L'energia condivisa totale aumenta con la capacità della batteria, passando da 366.103 kWh senza accumulo a 475.153 kWh con una batteria da 500 kWh. Tuttavia, l'incremento marginale dell'energia condivisa netta aumenta progressivamente, al contrario della cabina precedente. Dalla tabella si evince dunque che con taglie piccole di batteria, l'incentivo netto annuo è maggiore per la CP 0679, mentre all'aumentare della taglia si trova maggior vantaggio nella CP 0680. La differenza di tale andamento degli incentivi tra le due cabine è dovuta principalmente alla diversa dimensione della comunità e al tasso di condivisione iniziale. Nella prima cabina, con pochi partecipanti e una condivisione bassa, l'introduzione della batteria ha un impatto immediato, aumentando rapidamente l'energia condivisa e, di conseguenza, l'incentivo. Tuttavia, con l'aumento della capacità di accumulo, il beneficio marginale si riduce perché la domanda limitata non permette di sfruttare appieno l'energia accumulata. Nella seconda cabina, invece, il consumo elevato e la condivisione già alta senza batteria rendono l'effetto dell'accumulo meno drastico nelle prime taglie, ma più progressivo sulle capacità maggiori.

Taglia Batteria [kWh]	Energia condivisa totale annua [kWh]	Incentivo totale annuo [€]	Energia condivisa netta annua [kWh]	Incentivo netto annuo [€]	Arbitraggio netto annuo [€]	Ricavi totali annui [€]
-	366.103	50.522 €	-	-	-	-
50	378.354	52.213 €	12.251	1.691 €	-614 €	1.077 €
100	390.109	53.835 €	24.005	3.313 €	-1.198 €	2.115 €
150	401.103	55.342 €	34.994	4.820 €	-1.726 €	3.094 €
200	412.017	56.858 €	45.913	6.336 €	-2.303 €	4.033 €
300	430.369	59.391 €	64.266	8.869 €	-3.131 €	5.738 €
400	447.918	61.813 €	81.814	11.290 €	-3.968 €	7.322 €
500	475.153	65.571 €	109.050	15.049 €	-5.909 €	9.140 €

Tabella 16 - Risultati ottimizzazione con batteria (CP 0680)

Quanto detto trova conferma sia nel tasso di utilizzo del PV che nel tasso di condivisione, trovando le stesse considerazioni di decrescita per i cicli della batteria. Tuttavia, in questo caso, il numero di cicli annuali per taglie minori è più basso rispetto alla CP 0679, a fronte di un numero di cicli più alto per le taglie maggiori; nonostante rimangano entro un certo range molto minore rispetto alla precedente.

Taglia Batteria [kWh]	Tasso PV	Tasso Condivisione	Cicli annuali
-	34,58%	63,41%	-
50	35,74%	65,53%	264
100	36,85%	67,57%	260
150	37,88%	69,46%	255
200	38,92%	71,36%	252
300	40,65%	74,54%	245
400	42,31%	77,58%	238
500	44,88%	82,30%	230

Tabella 17 - Tasso PV, Tasso di Condivisione e Cicli della batteria annuali risultanti dall'ottimizzazione con batteria (CP 0680)

L'andamento dei cicli annuali nelle due cabine evidenzia una dinamica differente nell'uso della batteria. Nella prima cabina, il numero di cicli iniziali è molto più alto rispetto alla seconda perché, con pochi partecipanti e un basso tasso di condivisione iniziale (15,02%), l'accumulo diventa subito essenziale per massimizzare l'energia condivisa. Qui la batteria entra in funzione frequentemente per gestire l'energia disponibile, portando a un alto numero di cicli per le prime taglie. Tuttavia, con l'aumento della capacità, il sistema trova progressivamente meno opportunità per scaricare l'energia accumulata, riducendo il numero di cicli. Al contrario, nella seconda cabina, dove la condivisione è già elevata senza batteria (65,53%) e i consumi sono più alti, la batteria viene usata in modo più equilibrato, con un numero di cicli inizialmente inferiore ma più stabile nel tempo. Qui l'energia accumulata viene rilasciata in modo più costante, evitando cicli eccessivamente frequenti nelle prime taglie e mantenendo un livello elevato di utilizzo anche per batterie più grandi.

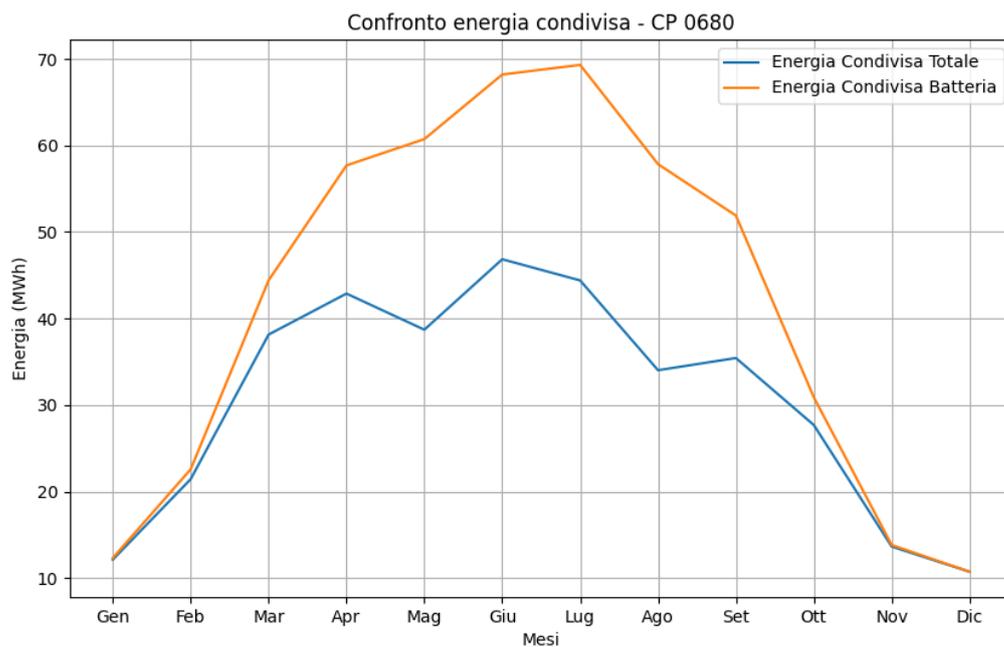


Figura 38 - Confronto Energia Condivisa con Batteria da 500 kWh (CP0680)

5.3.3 Analisi dei Piani Economici-Finanziari (PEF)

L' integrazione di sistemi di accumulo centralizzati di comunità all'interno della CER rappresenta un investimento significativo per la stessa CER, il cui impatto economico deve essere attentamente valutato attraverso un'analisi del PEF. L'obiettivo di questa sezione è esaminare la sostenibilità economica dell'inserimento delle batterie, valutando i costi di investimento e gestione a fronte dei benefici generati in termini di incentivi, risparmi energetici e strategie di arbitraggio.

Attraverso il PEF, vengono analizzati parametri chiave come il tempo di ritorno dell'investimento, il flusso di cassa attualizzato e la redditività complessiva dell'accumulo all'interno della CER, considerando le diverse tipologie di incentivi disponibili a cui la CER può accedere. Un focus particolare è dedicato alla relazione tra capacità della batteria e vantaggio economico, per determinare se esiste una taglia ottimale che massimizzi il rapporto tra costi e benefici.

I risultati evidenziano che, nelle condizioni attuali di mercato e con gli attuali schemi di incentivazione, l'investimento in accumulo centralizzato potrebbe non risultare economicamente conveniente. Il costo elevato della batteria, unito alla differenza tra il prezzo dell'energia acquistata e al valore dell'incentivo sull'energia condivisa, non permette di recuperare l'investimento entro il periodo considerato, rendendo necessarie ulteriori valutazioni su possibili ottimizzazioni economiche o future evoluzioni del quadro normativo.

L'analisi economica dell'integrazione dell'accumulo centralizzato in entrambe le cabine si basa su una serie di assunzioni relative ai costi di investimento, alla gestione operativa e alle condizioni finanziarie dell'intervento. Il costo della batteria è fissato per ogni taglia, con una vita minima utile di 10 anni seguita ad una manutenzione costante annua. Il prezzo dell'energia elettrica è considerato costante nel tempo, ipotizzando una variazione nulla nei 10 anni di analisi. Dal punto di vista finanziario, l'investimento è interamente coperto da un finanziamento bancario, senza alcuna quota di autofinanziamento, producendo interessi anno per anno calcolati utilizzando un costo del denaro pari al 2%. Queste ipotesi, sebbene conservative, rappresentano un quadro realistico delle condizioni attuali di mercato e influenzano direttamente i risultati dell'analisi economica, in particolare la redditività dell'investimento e il tempo di ritorno. Eventuali variazioni nei parametri considerati, come una riduzione del costo iniziale delle batterie, un incremento del prezzo dell'energia o la disponibilità di incentivi, potrebbero modificare significativamente gli esiti dell'analisi.

Costo della batteria	600 €/kWh
Costo di manutenzione	0.5% del valore dell'investimento
Variazione del prezzo dell'energia	Costante
Capitale finanziato	100%
Tasso di ritorno	2%
Tasso di interesse	5%

Tabella 18 - Ipotesi per il PEF con accumulo

Gli interessi sono calcolati secondo il piano di ammortamento alla francese, composta da una quota interessi decrescente e una quota capitale crescente. Questo sistema permette di garantire una maggiore stabilità nei pagamenti, riducendo progressivamente il peso degli interessi sul debito residuo. Inizialmente, la quota interessi è elevata poiché viene calcolata sull'intero capitale finanziato. Con il passare del tempo, man mano che il capitale viene rimborsato, la quota interessi si riduce progressivamente. La formula generale per il calcolo degli interessi in ogni periodo tiene conto sia del capitale residuo sia della somma degli interessi già pagati, calcolati come segue.

$$R = I_0 + \frac{r(I+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (33)$$

Dove:

- R è il valore residuo
- I_0 è l'investimento iniziale
- n è la durata dell'analisi (10anni)
- r è il costo del denaro (5%)

Al primo anno, l'interesse è considerato pari a:

$$I_1 = rI_0 \quad (34)$$

Mentre negli anni successivi sono calcolati come:

$$I_n = r \left(I_0 - nR + \sum_{j=1}^{n-1} I_j \right) \quad (35)$$

Dove:

- I_n è l'interesse da pagare nell'anno n
- $I_0 - nR$ è la riduzione progressiva del debito
- $\sum_{j=1}^{n-1} I_j$ è la somma degli interessi già pagati nel periodo precedente

Sono stati inoltre utilizzati due indici per valutare la sostenibilità economica dell'investimento: il Valore Attuale Netto (VAN) ed il Tasso Interno di Rendimento (TIR).

Il VAN rappresenta la somma dei flussi di cassa attualizzati generati dall'investimento, sottraendo il costo iniziale dell'accumulo. Un VAN positivo indica che l'investimento è redditizio, mentre un valore negativo segnala che i benefici economici futuri non coprono il costo sostenuto.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+tr)^t} - I_0 \quad (36)$$

Dove:

- I_0 è l'investimento iniziale
- t è l'anno considerato
- n è la durata dell'analisi (10 anni)
- tr è il tasso di ritorno (2%)
- F_t è il flusso di cassa netto all'anno t

Il TIR invece misura la redditività dell'investimento, indicando il tasso di sconto che rende il VAN pari a zero. Se il TIR è superiore al costo del denaro, l'investimento è considerato vantaggioso; se è inferiore, l'investimento non è conveniente.

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (37)$$

Dalle simulazioni effettuate, si ottiene un'analisi economica dell'integrazione dell'accumulo nelle cabine CP 0679 e CP 0680, valutando diverse taglie di batteria.

Taglia Batteria [kWh]	Investimento [€]	Tempo di ritorno semplice [anni]	VAN [€]	TIR [%]	Prezzo Ottimale [€]
50	30.000 €	>10	-26.001 €	-18,67%	168 €
100	60.000 €	>10	-54.424 €	-19,81%	156 €
150	90.000 €	>10	-83.226 €	-21,61%	139 €
200	120.000 €	>10	-114.385 €	-23,26%	125 €
300	180.000 €	>10	-179.249 €	-26,11%	104 €
400	240.000 €	>10	-245.811 €	-28,36%	90 €
500	300.000 €	>10	-313.986 €	-30,43%	79 €

Tabella 19 - Risultati PEF con batteria (CP 0679)

Taglia Batteria [kWh]	Investimento [€]	Tempo di ritorno semplice [anni]	VAN [€]	TIR [%]	Prezzo Ottimale [€]
50	30.000 €	>10	-27.814 €	-21,74%	138 €
100	60.000 €	>10	-55.925 €	-22,02%	136 €
150	90.000 €	>10	-84.409 €	-22,35%	133 €
200	120.000 €	>10	-113.362 €	-22,75%	129 €
300	180.000 €	>10	-172.454 €	-23,56%	123 €
400	240.000 €	>10	-232.475 €	-24,23%	117 €
500	300.000 €	>10	-290.686 €	-24,25%	117 €

Tabella 20 - Risultati PEF con batteria (CP 0680)

Dai risultati emerge che, per tutte le taglie di batteria analizzate, il tempo di ritorno semplice è superiore ai 10 anni, il che significa che l'investimento non si ripaga nel periodo considerato. Il VAN è negativo per ogni capacità di accumulo, con valori che peggiorano progressivamente all'aumentare della taglia. Questo indica che, senza ulteriori incentivi o riduzioni dei costi di acquisto dell'energia elettrica, l'investimento in accumulo non è economicamente sostenibile.

Il TIR è negativo per tutte le taglie di batteria, segnalando che il rendimento dell'investimento è inferiore al costo del capitale. L'utilizzo della batteria e impatto sulla condivisione.

Il prezzo ottimale riportato nelle tabelle precedenti (costo specifico del sistema d'accumulo in €/kWh) è il valore massimo del costo dell'investimento per rendere lo stesso sostenibile (quindi di portare il VAN a zero dopo 10 anni); esso diminuisce con l'aumento della capacità della batteria. Questo indica che, affinché l'investimento sia economicamente vantaggioso, sarebbe necessario ottenere incentivi superiori o ridurre il costo iniziale dell'accumulo. L'analisi mostra che, nelle condizioni attuali, l'integrazione dell'accumulo in entrambe le cabine non è economicamente sostenibile senza incentivi aggiuntivi o un abbassamento dei costi. Sebbene l'accumulo migliori la condivisione dell'energia, il tempo di ritorno superiore ai 10 anni e i valori negativi di VAN e TIR evidenziano che il costo dell'investimento supera i benefici economici ottenuti. Per rendere vantaggiosa l'adozione delle batterie, sarebbe necessario ridurre i costi di investimento, accedere a incentivi più elevati o ottimizzare ulteriormente la strategia di utilizzo dell'accumulo.

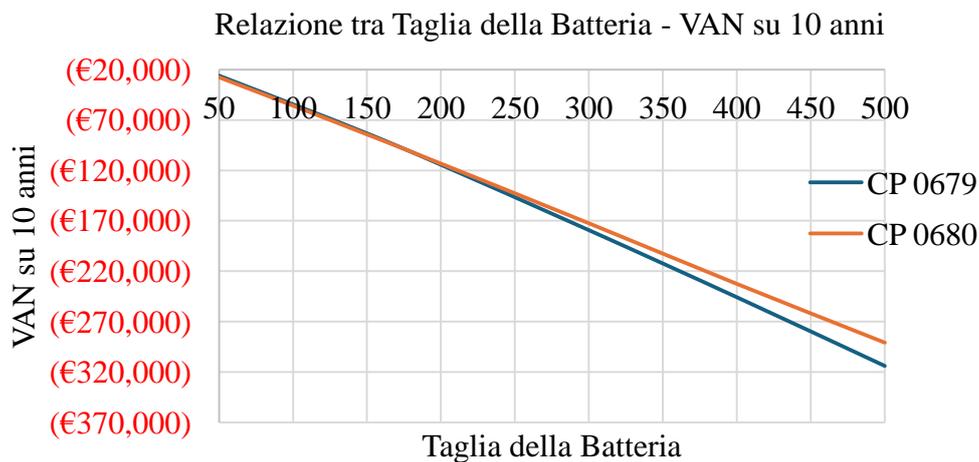


Figura 39 - Relazione Taglia della Batteria - VAN per entrambe le Cabine Primarie

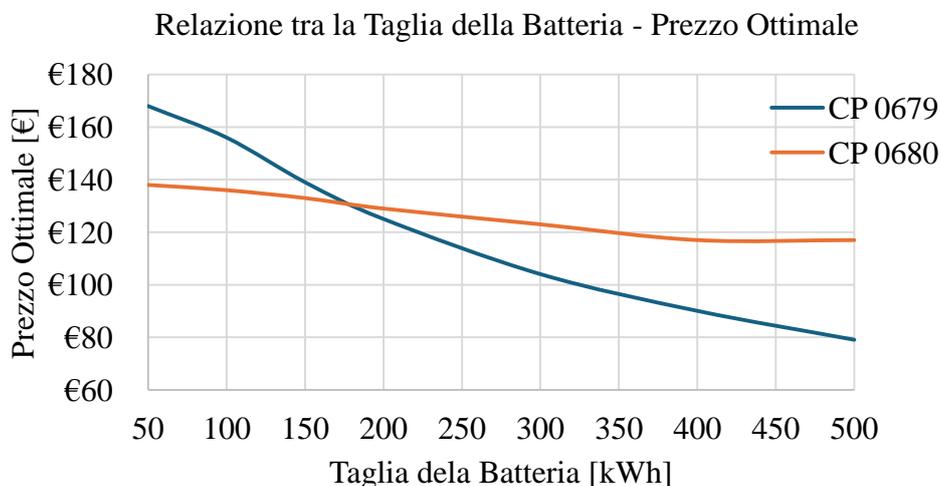


Figura 40 - Relazione Taglia della Batteria - Prezzo Ottimale per entrambe le Cabine Primarie

5.3.4 Accumulo centralizzato a Costo marginale nullo

Poiché le analisi precedenti hanno evidenziato che, nelle condizioni attuali, l'investimento in accumulo non risulta economicamente sostenibile, diventa fondamentale valutare l'alternativa in cui la batteria venga caricata con l'energia prodotta dalla comunità, eliminando i costi di acquisto dell'energia elettrica dalla rete e migliorando la redditività complessiva del sistema, possedendo un potenziale vantaggio economico derivante dall'integrazione diretta della batteria con gli impianti di produzione della CER. In sostanza, in questo paragrafo viene illustrato il caso in cui il sistema di accumulo sia affiancato da un sistema di produzione (ed esempio fotovoltaico) localizzato nello stesso sito in modo da consentire lo scambio fisico di energia elettrica.

Se la batteria venisse caricata esclusivamente con l'energia prodotta da uno o più impianti di produzione della comunità, lo scambio fisico di energia eviterebbe il prelievo dalla rete, così il costo dell'energia prelevata sarebbe nullo. Questo scenario cambia radicalmente la valutazione economica dell'accumulo: l'energia accumulata non comporta costi di acquisto e può essere rilasciata in momenti strategici per massimizzare la condivisione e l'incentivo, limitando i meccanismi di arbitraggio che porterebbero a un valore economico netto negativo.

Sebbene l'integrazione diretta della batteria con gli impianti di produzione della CER rappresenti un'opzione vantaggiosa per eliminare i costi di acquisto dell'energia e massimizzare l'autoconsumo, nella configurazione specifica della comunità energetica analizzata di San Lazzaro, questa soluzione potrebbe essere di difficile implementazione. La distanza significativa tra gli impianti di produzione rende tecnicamente complessa ed economicamente non sostenibile l'implementazione di un sistema di accumulo unico della comunità direttamente collegato alle fonti di generazione. Tuttavia, questo scenario è stato considerato per evidenziare i potenziali benefici economici ed operativi che un'integrazione diretta dell'accumulo potrebbe offrire in contesti più favorevoli.

Sono dunque state svolte le stesse simulazioni effettuate nei paragrafi precedenti, considerando il un costo di acquisto dell'energia elettrica nullo.

Taglia Batteria [kWh]	Energia condivisa totale annua [kWh]	Incentivo totale annuo [€]	Energia condivisa netta annua [kWh]	Incentivo netto annuo [€]	Arbitraggio netto annuo [€]	Ricavi totali annui [€]
-	13.911	1.920 €	-	-	-	-
50	31.248	4.312 €	17.337	2.392 €	2.516 €	4.908 €
100	48.487	6.691 €	34.576	4.771 €	4.862 €	5.633 €
150	65.920	9.097 €	52.009	7.177 €	7.026 €	14.203 €
200	78.442	10.825 €	64.531	8.905 €	9.485 €	18.390 €
300	85.584	11.811 €	71.673	9.891 €	15.609 €	25.500 €
400	87.441	12.067 €	73.530	10.147 €	21.751 €	31.898 €
500	91.124	12.575 €	77.213	10.655 €	27.480 €	38.135 €

Tabella 21 - Risultati ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0679)

Taglia Batteria [kWh]	Tasso PV	Tasso Condivisione	Cicli annuali
-	-	-	-
50	19,74%	33,74%	365
100	30,63%	52,36%	365
150	41,64%	71,19%	365
200	49,55%	84,71%	365
300	54,06%	92,42%	365
400	55,23%	94,43%	365
500	57,56%	98,40%	365

Tabella 22 - Tassi e Cicli risultanti dall'ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0679)

Confrontando questi nuovi valori ottenuti con i precedenti (in cui era presente il costo di acquisto dell'energia dalla rete), si nota un incremento significativo dell'energia condivisa totale annua. Questa crescita è dovuta al fatto che l'energia accumulata, non avendo un costo di prelievo dalla rete, può essere sfruttata più liberamente per la condivisione, senza le limitazioni economiche legate all'arbitraggio. Un aspetto chiave dell'analisi è la variazione

annua dell'arbitraggio netto, inteso in questo caso come il ricavo derivante dalla sola immissione in rete dell'energia (con RID), dato che non è presente l'acquisto di energia.

Nella precedente simulazione, con il costo della ricarica, l'arbitraggio risultava sempre negativo, segnalando che il sistema ottimizzava la gestione dell'energia massimizzando la condivisione piuttosto che sfruttare le variazioni di prezzo della rete. Con la ricarica gratuita, l'arbitraggio cambia drasticamente, diventando positivo per tutte le taglie di batteria.

Un altro aspetto interessante è il comportamento dei cicli annuali; nella precedente simulazione, il numero di cicli diminuiva all'aumentare della capacità della batteria, poiché le batterie più grandi impiegavano più tempo per completare un ciclo di carica scarica. In questo nuovo scenario, i cicli annuali rimangono costanti e prossimi ai 365 per tutte le taglie, suggerendo che la batteria viene utilizzata in modo più efficiente e continuo nel tempo.

Taglia Batteria [kWh]	Energia condivisa totale annua [kWh]	Incentivo totale annuo [€]	Energia condivisa netta annua [kWh]	Incentivo netto annuo [€]	Arbitraggio netto annuo [€]	Ricavi totali annui [€]
-	366.103	50.522 €	-	-	-	-
50	378.142	52.184 €	12.039	1.662 €	2.649 €	4.311 €
100	398.423	54.982 €	32.320	4.460 €	4.691 €	9.151 €
150	413.084	57.006 €	46.981	6.484 €	7.086 €	13.570 €
200	427.473	58.991 €	61.370	8.469 €	9.454 €	17.923 €
300	455.845	62.907 €	89.742	12.385 €	14.120 €	26.505 €
400	484.553	66.868 €	118.450	16.346 €	18.552 €	34.898 €
500	500.442	69.061 €	134.339	18.539 €	24.139 €	42.678 €

Tabella 23 - Risultati ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0680)

Taglia Batteria [kWh]	Tasso PV	Tasso Condivisione	Cicli annuali
-	34,58%	63,41%	-
50	35,72%	65,49%	364
100	37,63%	69,00%	364
150	39,02%	71,55%	364
200	40,38%	74,04%	364
300	43,05%	78,95%	364
400	45,77%	83,92%	364
500	47,27%	86,68%	364

Tabella 24 - Tassi e Cicli risultanti dall'ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0680)

Anche in questo caso, allo stesso modo, si evince un aumento dell'energia condivisa annua rispetto al caso senza ricarica gratuita, con conseguente aumento sia del tasso di condivisione sia del tasso di utilizzo del fotovoltaico. Il medesimo ragionamento vale per i valori di arbitraggio, i quali sono tutti positivi e ciò significa che, non dovendo acquistare energia per caricare la batteria, il sistema riesce a ottimizzare l'utilizzo dell'energia disponibile, ottenendo un guadagno diretto dall'arbitraggio invece di una perdita. Discorso analogo per i cicli della batteria, i quali rimangono stabili e vicini al massimo utilizzo possibile (365 cicli), dimostrando che la batteria viene utilizzata in modo più efficiente.

I risultati dei paragrafi precedenti hanno evidenziato come, nelle condizioni attuali di mercato elettrico, l'investimento in accumulo centralizzato da parte della CER, connesso direttamente alla rete di distribuzione, non risultasse economicamente sostenibile, con tempi di ritorno superiori ai dieci anni e valori negativi sia del VAN che del TIR. Tuttavia, l'ipotesi di una ricarica gratuita della batteria direttamente dagli impianti della CER in affiancamento al sistema d'accumulo introduce una variabile chiave che potrebbe migliorare significativamente la redditività dell'investimento. Eliminando i costi di acquisto dell'energia elettrica, si potrebbero ottenere maggiori benefici economici derivanti dagli incentivi e dall'arbitraggio.

In questa sezione, viene condotta un'analisi aggiornata dei PEF per valutare se, con questa nuova configurazione, l'integrazione della batteria possa diventare economicamente sostenibile e quale sia l'impatto sulle principali metriche di redditività dell'investimento.

Taglia Batteria [kWh]	Investimento [€]	Tempo di ritorno semplice [anni]	VAN [€]	TIR [%]	Prezzo Ottimale [€]
50	30.000 €	8 anni	7.269 €	6,13%	-
100	60.000 €	8 anni	12.900 €	5,69%	-
150	90.000 €	8 anni	17.129 €	5,28%	-
200	120.000 €	9 anni	17.920 €	4,59%	-
300	180.000 €	9 anni	8.155 €	2,80%	-
400	240.000 €	10 anni	-8.013 €	1,40%	584 €
500	300.000 €	10 anni	-25.622 €	0,44%	558 €

Tabella 25 - Risultati PEF con batteria a costo zero (CP 0679)

L'aggiornamento dell'analisi economica dell'accumulo, considerando la ricarica gratuita della batteria dagli impianti della CER, mostra un netto miglioramento della sostenibilità dell'investimento rispetto alla configurazione precedente. I nuovi risultati evidenziano un significativo miglioramento in tutte le metriche finanziarie, con tempi di ritorno accettabili rendendo l'investimento molto più sostenibile rispetto a prima, un incremento del VAN e un passaggio del TIR in territorio positivo.

Per taglie minori, l'investimento si ripaga in 8-9 anni, mantenendosi comunque sotto la soglia critica dei 10 anni. Solo per le taglie più grandi, il tempo di ritorno raggiunge i 10 anni, ma non li supera, segnalando un deciso miglioramento rispetto alla configurazione precedente. Il VAN, che nella precedente simulazione era negativo per tutte le taglie di batteria, assume ora valori positivi fino a 300 kWh, indicando che l'investimento diventa redditizio almeno per le capacità più contenute, mentre per taglie superiori la redditività inizia a ridursi. Ponendo l'attenzione al TIR, questo conferma che, mentre per capacità ridotte l'investimento è sostenibile, per batterie di grande taglia i rendimenti si riducono progressivamente, rendendo meno vantaggiosa l'integrazione di sistemi di accumulo troppo capienti. La colonna del prezzo ottimale, che nella precedente simulazione mostrava valori molto elevati per rendere l'investimento economicamente sostenibile, ora non è più necessaria fino a 300 kWh, poiché il sistema diventa sostenibile senza ulteriori riduzioni di costo.

In sintesi, il nuovo scenario dimostra che l'integrazione dell'accumulo con la produzione è economicamente sostenibile fino a un certo limite di capacità, oltre il quale i benefici marginali si riducono. Questa analisi suggerisce che, per massimizzare il ritorno economico, la CER considerate in questo lavoro dovrebbero puntare su batterie di taglia compresa tra 150 e 300 kWh, evitando sovradimensionamenti che potrebbero ridurre la redditività complessiva dell'investimento.

Taglia Batteria [kWh]	Investimento [€]	Tempo di ritorno semplice [anni]	VAN [€]	TIR [%]	Prezzo Ottimale [€]
50	30.000 €	9 anni	1.905 €	3,12%	-
100	60.000 €	9 anni	8.571 €	4,48%	-
150	90.000 €	9 anni	11.444 €	4,22%	-
200	120.000 €	9 anni	13.728 €	4,00%	-
300	180.000 €	9 anni	17.174 €	3,67%	-
400	240.000 €	9 anni	18.943 €	3,39%	-
500	300.000 €	9 anni	15.190 €	2,90%	-

Tabella 26 - Risultati PEF con batteria a costo zero (CP 0680)

In ugual maniera, il confronto tra i due scenari evidenzia come la ricarica gratuita della batteria dagli impianti della CER migliori radicalmente la sostenibilità dell'investimento. Il tempo di ritorno si è ridotto a 9 anni per tutte le taglie di batteria (prima era sempre >10 anni), il VAN positivo per ogni capacità, segnalando che l'investimento è redditizio nel periodo analizzato, il TIR in territorio positivo per tutte le taglie, indicando che il rendimento dell'investimento è superiore ai valori negativi della simulazione precedente ed è inoltre presente l'eliminazione della necessità di abbassare il prezzo della batteria per rendere l'investimento conveniente. Tuttavia, il TIR rimane relativamente basso, suggerendo che, pur essendo ora redditizio, l'investimento non offre un ritorno elevato.

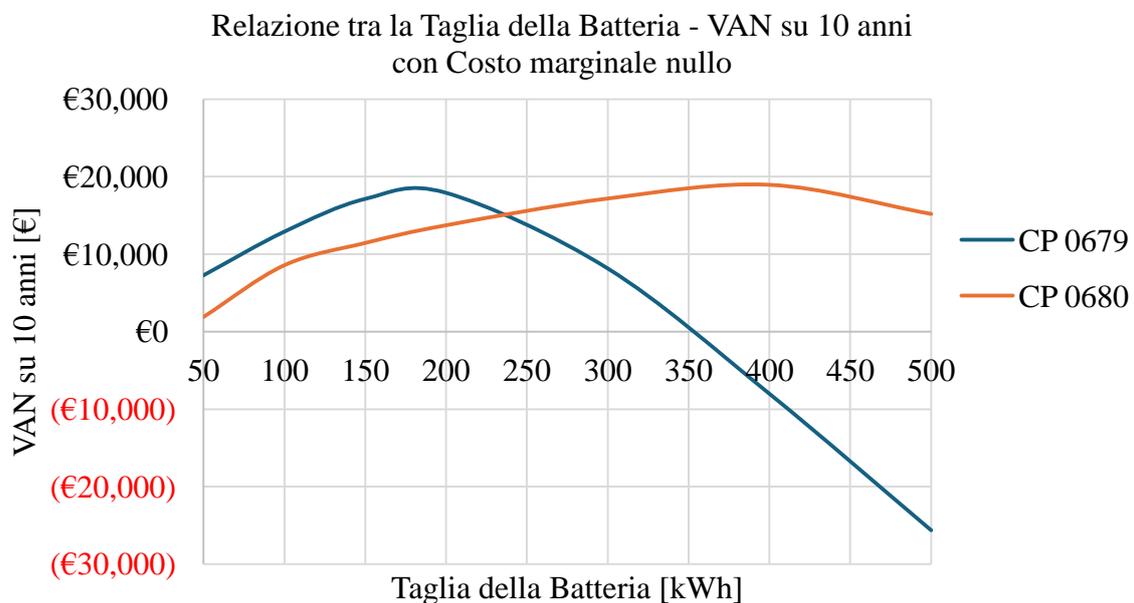


Figura 41 - Relazione tra la Taglia della Batteria ed il VAN su 10 anni con Costo marginale nullo per entrambe le Cabine Primarie

5.4 Partecipazione della CER al mercato della flessibilità con l'utilizzo di batteria

L'analisi condotta nei capitoli precedenti ha mostrato come l'acquisto della batteria interfacciata alla rete elettrica e utilizzata esclusivamente per l'aumento dell'energia condivisa nella CER, nelle attuali condizioni normative e di mercato, non sia economicamente sostenibile. Sebbene l'accumulo consenta di incrementare la quota di energia condivisa e migliorare l'autoconsumo collettivo, i benefici economici risultano limitati, specialmente considerando l'attuale valore degli incentivi ed il prezzo ancora elevato del sistema d'accumulo. Ciò evidenzia la necessità di esplorare soluzioni integrative che permettano di valorizzare ulteriormente l'installazione della batteria, rendendo l'investimento più conveniente.

Uno degli scenari più promettenti è l'impiego dei sistemi di accumulo per la partecipazione ai servizi di flessibilità a servizio della rete locale di distribuzione. In un sistema elettrico sempre più caratterizzato da fonti rinnovabili non programmabili e da una gestione decentralizzata dell'energia, la capacità di modulare i flussi energetici in risposta alle esigenze della rete può rappresentare un'importante opportunità per le comunità energetiche. L'accumulo potrebbe quindi svolgere un ruolo attivo nel supportare il bilanciamento del sistema, mitigare congestioni locali e fornire servizi ancillari, generando nuove fonti di reddito per la CER.

Questa analisi si inserisce in un contesto più ampio di evoluzione del settore energetico, dove le comunità energetiche non si limitano alla produzione e condivisione di energia, ma possono assumere un ruolo attivo nella gestione della rete. La crescente diffusione di sistemi di gestione intelligente dell'energia e la possibilità di accedere a nuovi mercati della flessibilità potrebbero rappresentare fattori chiave per abilitare un modello più sostenibile ed economicamente vantaggioso per l'uso delle batterie all'interno delle CER.

In questa simulazione è stata considerata la flessibilità della produzione a scendere, in particolare la possibilità di caricare la batteria dalla rete nei momenti in cui si verificano condizioni di sovrapproduzione o congestione, contribuendo così alla stabilizzazione del sistema elettrico locale. Sono state analizzate diverse taglie di batteria per valutare il loro impatto su questo tipo di servizio, confrontando il comportamento dell'accumulo in due distinti periodi dell'anno: estate e primavera-estate-autunno, caratterizzati da differenti profili di produzione e consumo. L'analisi si basa sui dati disponibili del progetto EDGE [25], che fornisce informazioni sul progetto pilota in atto, cercando di valutare il potenziale beneficio economico derivante dall'impiego della batteria in questo scenario e per le CER considerate.

In particolare, si è ipotizzato che la CER offra disponibilità per il servizio di flessibilità 5 ore al giorno, dalle 13 alle 17, periodo in cui la rete potrebbe presentare surplus energetico non facilmente gestibile dalla rete. Si assume inoltre che il servizio di flessibilità a scendere venga fornito tutti i giorni, garantendo una continuità operativa nell'utilizzo della batteria per supportare la rete locale. Inoltre, la rete viene considerata come un singolo nodo, senza effettuare un'analisi dettagliata delle sue condizioni o sulle eventuali congestioni nei singoli rami di distribuzione. L'attenzione è quindi focalizzata esclusivamente sulla CER e sul suo contributo alla stabilizzazione del sistema, ipotizzando che ogni giorno vi sia una richiesta costante di flessibilità a scendere. Questo approccio semplifica lo studio e consente di valutare in modo diretto il potenziale economico della batteria in questo contesto, senza entrare nel dettaglio delle specifiche condizioni di rete.

Un'ulteriore assunzione adottata in questa simulazione è che la CER si aggiudichi ogni asta di flessibilità, garantendo così un utilizzo costante della batteria per il servizio a scendere nei periodi previsti. Questa ipotesi semplificativa permette di valutare il potenziale massimo di redditività dell'accumulo senza considerare le incertezze legate alla competizione nel mercato della flessibilità. L'obiettivo principale della simulazione è determinare il prezzo minimo da offrire alle aste per la flessibilità che consenta di ottenere un VAN pari a zero dopo 10 anni. Questo valore rappresenta il prezzo soglia al di sotto del quale l'investimento nella batteria non risulterebbe economicamente sostenibile nel periodo di analisi. La definizione di questo parametro è cruciale per comprendere se, nelle attuali condizioni di mercato, la partecipazione della batteria alla flessibilità possa effettivamente rendere l'accumulo un'opzione vantaggiosa per la CER.

5.4.1 Uso della batteria per i servizi di flessibilità alla rete: modello proposto

L'ottimizzazione dell'utilizzo della batteria per i servizi di flessibilità richiede la definizione di un modello matematico che tenga conto sia delle caratteristiche tecniche dell'accumulo che degli aspetti economici legati alla partecipazione ai mercati della flessibilità. In questa sezione viene presentato il modello implementato in codice Python, con solver commerciale Gurobi, che consente di massimizzare la redditività dell'accumulo attraverso la partecipazione ai servizi di rete, ottimizzando la gestione della carica e della scarica della batteria in risposta ai segnali di flessibilità.

Il modello si basa su un'ottimizzazione vincolata che minimizza il costo di partecipazione alle aste di flessibilità. Per farlo, vengono definite variabili che rappresentano i flussi energetici della batteria, i costi e i ricavi legati alla sua operatività, e gli indicatori economici chiave per valutare la sostenibilità dell'investimento. Parte delle equazioni adottate in questa simulazione sono state introdotte nel modello precedente, con l'unica differenza che qui vengono applicate su un orizzonte temporale di 10 anni anziché su un singolo anno. Le formulazioni relative al bilancio energetico della batteria, ai vincoli operativi e alla gestione della potenza di carica e scarica restano invariate, ma vengono estese nel tempo per valutare la sostenibilità economica dell'investimento nel lungo periodo.

Per agevolare la lettura, si riportano di seguito le equazioni principali utilizzate nell'ottimizzazione. Tuttavia, poiché la loro struttura iniziale non subisce modifiche sostanziali rispetto a quanto già presentato nel Capitolo 5.3.1, il lettore è invitato a consultare quella sezione per una spiegazione più approfondita.

Definizione dei parametri di costo dell'energia elettrica in immissione ed in prelievo sulla base del PUN:

$$Grid_cost_in = PUN * 2 \quad (38)$$

$$Grid_cost_ex = PUN \quad (39)$$

Definizione della variabile decisionale potenza della batteria e limitazione in base alla sua potenza massima:

$$-kWBES \leq P_{batt} \leq kWBES \quad (40)$$

$$P_{batt} = \frac{P_{charge}}{\eta} - \eta P_{discharge} \quad (41)$$

Vincoli relativi alla potenza di carica e di scarica non attivabili contemporaneamente nello stesso periodo:

$$P_{charge} \geq 0, P_{charge} \leq (1-u) * kWhBES \quad (42)$$

$$P_{discharge} \geq 0, P_{discharge} \leq u * kWhBES \quad (43)$$

Limitazione del numero totale di cicli di carica e scarica annuali:

$$\sum_{t=0}^T P_{charge} \leq 0.9 * kWhBES * 365 \quad (44)$$

$$\sum_{t=0}^T P_{discharge} \leq 0.9 * kWhBES * 365 \quad (45)$$

Limitazione dello stato di carica e definizione dello stato di carica iniziale:

$$0.1 \leq SoC \leq 1 \quad (46)$$

$$SoC(t=0) = 0.5 \quad (47)$$

Affinché lo stato di carica all'ultima ora del primo anno coincida con il SoC della prima ora del secondo anno di simulazione, è stato introdotto un vincolo aggiuntivo che impone un SoC finale pari al 50% della capacità nominale della batteria. Questo vincolo garantisce la continuità del bilancio energetico tra le diverse annualità, assicurando che la batteria riparta ogni anno da uno stato di carica coerente con le condizioni iniziali del modello.

$$SoC(t=8760) = 0.5 \quad (48)$$

Vincolo relativo al calcolo e aggiornamento del SoC nelle ore dell'anno:

$$SoC(t) = SoC(t-1) + \frac{P_{batt}(t)}{kWHBES} \quad (49)$$

È stato inoltre specificato un vincolo relativo al meccanismo di arbitraggio, che nel modello precedente era inserito all'interno della FO.

$$Arbitraggio = \frac{P_{discharge}}{\eta} Grid_cost_ex - \frac{P_{charge}}{\eta} Grid_cost_in \quad (50)$$

Oltre a questi sono stati introdotti altri vincoli tecnici per garantire il corretto funzionamento del programma. In particolare, si introduce anche un vincolo che limita la scarica della batteria nelle ore in cui è stata offerta la disponibilità per partecipare alla flessibilità a scendere.

$$P_{discharge} \leq (1 - var_bin) kWBES \quad (51)$$

Dove il file “*var_bin*” contiene 8.760 valori (0 o 1), ciascuno corrispondente a un'ora dell'anno. Nelle simulazioni effettuate sono stati considerati due file, uno per la sola stagione estiva mentre l'altro per il periodo dalla primavera all'autunno. In esso, un valore 0 indica l'assenza di vincoli di disponibilità alla flessibilità, mentre un valore 1 segnala le ore in cui la CER ha offerto il servizio di flessibilità, ovvero dalle 13:00 alle 17:00 di ogni giorno e, durante queste ore, la batteria può solamente caricare. Questo vincolo rappresenta il concetto centrale della simulazione, ossia quella di determinare il prezzo di utilizzo derivante dalla flessibilità, tenendo a massimizzarlo in accordo con i vincoli descritti.

$$Prezzo_utilizzo = \frac{P_{charge}}{\eta} * var_bin * costo_d'asta \quad (52)$$

In cui il costo d'asta è la variabile da minimizzare tramite l'ottimizzazione, ed è calcolata in €/kWh. Nelle altre ore della giornata, diverse dal periodo temporale di flessibilità, la batteria è ottimizzata per compiere il meccanismo di arbitraggio, con le stesse modalità del modello precedente.

Esaurita l'analisi dei vincoli tecnici che regolano il funzionamento della batteria, si passa ora alla definizione dei vincoli economici, fondamentali per valutare la sostenibilità dell'investimento. Il valore degli interessi per ciascun anno è determinato seguendo la stessa

metodologia adottata nel modello precedente, applicando il calcolo sugli interessi annuali maturati in base al capitale residuo e al tasso di interesse considerato.

$$R = I_0 + \frac{r(I+r)^n}{(I+r)^n - 1} \quad (53)$$

Dove:

- R è il valore residuo
- I_0 è l'investimento iniziale
- n è la durata dell'analisi (10 anni)
- r è il tasso di interesse (5%)

Al primo anno, l'interesse è considerato pari a:

$$I_1 = rI_0 \quad (54)$$

Mentre negli anni successivi sono calcolati come:

$$I_n = r \left(I_0 - nR + \sum_{j=1}^{n-1} I_j \right) \quad (55)$$

Dove:

- I_n è l'interesse da pagare nell'anno n
- $I_0 - nR$ è la riduzione progressiva del debito
- $\sum_{j=1}^{n-1} I_j$ è la somma degli interessi già pagati nel periodo precedente

L'ulteriore componente di ricavo associata alla partecipazione alla flessibilità è rappresentata dal prezzo di disponibilità, una remunerazione annuale calcolata in funzione della potenza messa a disposizione e assegnata ai soggetti che garantiscono la loro partecipazione al meccanismo di flessibilità. Nel modello sviluppato è stato considerato pari a 60 €/kWh/anno per tutti gli anni di simulazione. Non viene considerato un suo decremento dovuto all'aumento della concorrenza poiché la flessibilità viene fatta per linea di MT ed in queste linee viene richiesta disponibilità solo in POD ben specifici per cui la concorrenza è limitata.

Infine, è stato introdotto il vincolo relativo al flusso attualizzato nei 10 anni di analisi, limitandolo al valore 0 ed impostata la funzione obiettivo da seguire.

$$VAN = -I_0 + \left(\sum_{t=1}^n \frac{\left(-Manutenzione - I_n[n] + Arbitraggio[n] + \frac{Prezzo_disponibilità[n] * kW BES + Prezzo_utilizzo[n]}{(1 + tasso_ritorno)^t} \right)}{(1 + tasso_ritorno)^t} \right) \quad (56)$$

$$FO = minimize(costo_d'asta) = minimize \left(Prezzo_utilizzo - \frac{P_{charge}}{\eta} * var_bin \right) \quad (57)$$

La FO è definita come la minimizzazione del costo d'asta, il quale è un termine direttamente coinvolto nella formulazione del prezzo di utilizzo, espresso nella formula (52).

Di seguito viene riportata una tabella riepilogativa contenente tutte le ipotesi adottate per la simulazione.

Obiettivo	Determinare il costo d'asta minimo affinché il VAN sia pari a 0 dopo 10 anni
Tipo di Flessibilità	A scendere
Ore di Disponibilità	Tutti i giorni dalle 13 alle 17
Tipologia Aste	Sempre vincitrice
Prezzo Disponibilità	Fissato a 60 €/kWh/anno per tutti gli anni di simulazione
Orizzonte Temporale	10 anni di simulazione
Variatione del prezzo di energia elettrica	Costante negli anni utilizzando il PUN orario del 2023
Mercato elettrico	Costo dell'energia in prelievo pari al doppio rispetto al costo dell'energia in immissione
Periodi di Simulazione	Solo Estate, Primavera-Estate-Autunno
Accumulo	Una Batteria di Comunità di capacità variabile

Tabella 27 - Assunzioni per la flessibilità

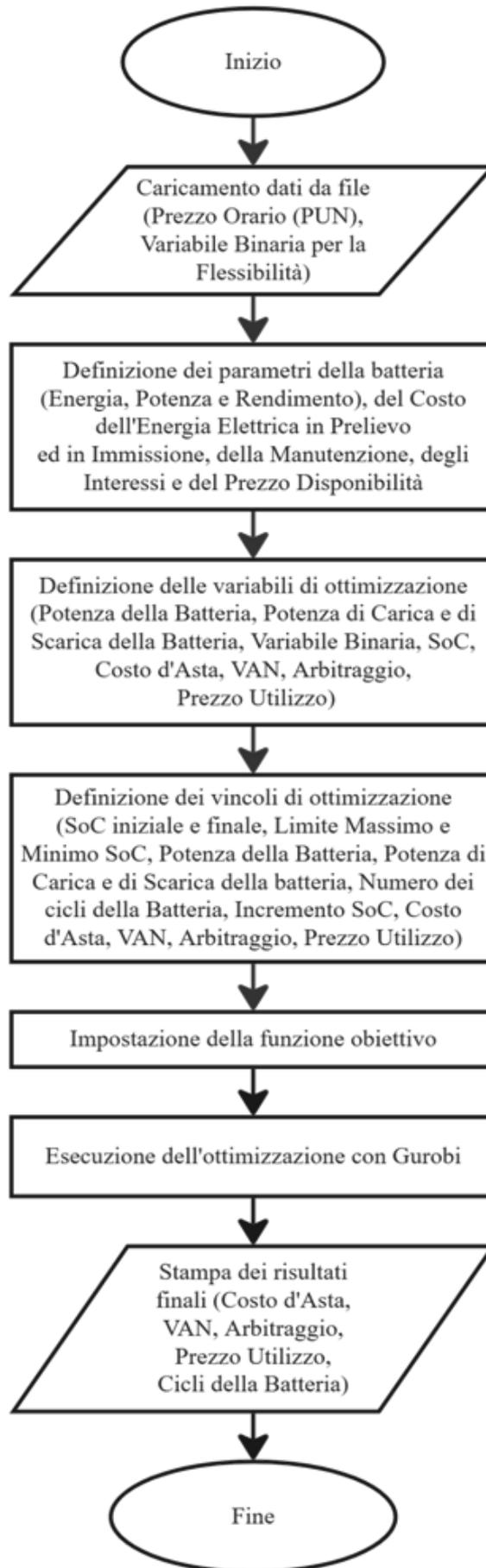


Figura 42 - Diagramma a Blocchi del modello di ottimizzazione della batteria per i servizi di flessibilità alla rete

5.4.2 Analisi delle strategie di flessibilità ed impatti economici

In questa sezione vengono analizzati i risultati ottenuti dalla simulazione, valutando le strategie di flessibilità adottate e il loro impatto economico. Uno degli aspetti chiave riguarda la differenza tra i due periodi stagionali considerati: estate e primavera-estate-autunno. Mentre lo scenario estivo risulta realistico, in quanto caratterizzato da un'elevata produzione fotovoltaica che può generare surplus energetici e quindi una maggiore necessità di prelievo per la flessibilità a scendere, il periodo primaverile-estivo-autunnale presenta alcune criticità. In queste stagioni (esclusa quella estiva), infatti, la produzione da fonti rinnovabili non è abbondante come in estate, riducendo la probabilità che vi sia un effettivo bisogno di assorbire energia dalla rete. Questo rende meno realistico l'impiego costante della batteria per la flessibilità in tali mesi.

Sono state analizzate diverse taglie di sistemi di accumulo, con un'attenzione particolare alla potenza di 150 kW, identificata come la più adatta sulla base dei valori di riferimento del progetto EDGE.

Un altro elemento fondamentale riguarda il prezzo di riferimento della flessibilità, individuato nel progetto EDGE pari a **0,2 €/kWh** oppure **0,3 €/kWh**, derivante dal GME. [33]

Questi valori rappresentano un punto di confronto essenziale per valutare la sostenibilità economica del servizio e confrontarlo con il costo d'asta ottimale individuato dalla simulazione.

Infine, è importante sottolineare che la simulazione eseguita rappresenta lo scenario più ottimale possibile, in quanto il modello dispone già di tutti i prezzi dell'energia elettrica orari. Questo significa che il sistema ha una conoscenza del mercato e può sfruttare al massimo le opportunità di arbitraggio, ottimizzando il prelievo nei momenti di prezzo più basso e la scarica nei momenti di prezzo elevato. Nella realtà, però, questa condizione non è garantita, poiché le decisioni di arbitraggio vengono prese con informazioni limitate e in presenza di incertezze di mercato. I risultati ottenuti, dunque, rappresentano un limite superiore della redditività potenziale della batteria nel servizio di flessibilità.

Nelle seguenti simulazioni, in maniera simile al modello precedente, l'arbitraggio ha sempre valore negativo. Questo perché la disparità tra il costo dell'energia prelevata e il prezzo di vendita e le restrizioni operative derivanti dalla partecipazione al servizio di flessibilità condizionano il sistema, limitando la possibilità di generare profitti da arbitraggio. In particolare, la batteria è vincolata a caricarsi esclusivamente nelle ore di flessibilità a

scendere, senza la possibilità di scegliere autonomamente i momenti ottimali di prelievo. Di conseguenza, il sistema non può sfruttare le fluttuazioni di prezzo dell'energia per acquistare a costi minimi e rivendere a prezzi più elevati, compromettendo il potenziale di arbitraggio. Tutti i valori delle ultime 3 tabelle sono relativi all'intero periodo di simulazione (10 anni).

Di seguito sono presentati i risultati delle prime simulazioni effettuate con una taglia della batteria pari a 300 kWh.

Batteria [kWh]	Costo Batteria [€/kWh]	Investimento [€]	Costo d'Asta t.c. VAN = 0 [€]	Prezzo Utilizzo totale [€]	Prezzo Disponibilità totale [€]	Arbitraggio totale [€]
300	600	180.000 €	0,54 €	151.081 €	90.000 €	-10.733 €

Tabella 28 - Risultati del periodo ESTIVO con Batteria da 300 kWh

Il costo d'asta è un fattore determinante per la competitività della batteria nel mercato della flessibilità. L'analisi dei risultati del solo periodo estivo mostra che il costo minimo d'asta per ottenere un VAN nullo in 10 anni è pari a 0,54 €/kWh, affinché l'investimento nella batteria sia economicamente sostenibile, la CER dovrebbe riuscire a vendere il servizio di flessibilità ad un prezzo non inferiore. Tuttavia, confrontando questo valore con i riferimenti, appare evidente che il mercato attuale potrebbe non garantire una remunerazione sufficiente a coprire i costi della batteria, a meno che non vengano introdotti incentivi o condizioni più favorevoli. Il valore dell'arbitraggio negativo indica che la batteria non riesce a generare profitto dalla differenza di prezzo tra prelievo e immissione di energia. Questo è dovuto al vincolo imposto dalla partecipazione alla flessibilità a scendere, che obbliga la batteria a caricarsi solo nelle ore prestabilite, senza la possibilità di ottimizzare il prelievo nei momenti di prezzo più basso e la scarica nei momenti di prezzo più alto.

Batteria [kWh]	Costo Batteria [€/kWh]	Investimento [€]	Costo d'asta t.c. VAN = 0 [€]	Prezzo Utilizzo totale [€]	Prezzo Disponibilità totale [€]	Arbitraggio totale [€]
300	600	180.000 €	0,33 €	148.917 €	90.000 €	-8.561 €

Tabella 29 - Risultati del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO con Batteria da 300 kWh

L'analisi dei risultati su un orizzonte temporale più ampio (primavera-estate-autunno) mette in evidenza alcune differenze chiave rispetto alla simulazione limitata al solo periodo estivo, principalmente a causa della diversa disponibilità di flessibilità.

In questo scenario, il costo minimo d'asta per ottenere un VAN nullo in 10 anni è 0,33 €/kWh, rispetto ai 0,54 €/kWh del solo periodo estivo. Questo significa che l'investimento nella batteria diventa più sostenibile con un prezzo d'asta più basso, migliorando la fattibilità economica dell'accumulo per la CER. La riduzione del costo d'asta minimo può essere attribuita a una maggiore distribuzione del servizio di flessibilità nel tempo, consentendo un recupero più graduale dell'investimento.

La lieve differenza nel prezzo totale di utilizzo tra i due periodi è dovuta alla variazione del costo d'asta necessario per ottenere un VAN nullo. Poiché la batteria partecipa alla flessibilità sempre con la stessa potenza di carica e per lo stesso numero di ore giornaliere, il valore complessivo dell'utilizzo dipende direttamente dal prezzo d'asta stabilito. Nel caso del solo periodo estivo, il costo d'asta richiesto è più alto, determinando un valore totale di utilizzo maggiore. Quando invece l'orizzonte temporale si estende anche alla primavera e all'autunno, il prezzo d'asta necessario per la sostenibilità economica si riduce, abbassando il valore complessivo dell'utilizzo, anche se il servizio viene fornito su un periodo più lungo. Di conseguenza, la riduzione del prezzo unitario d'asta compensa l'aumento della durata della simulazione, portando a un valore complessivo inferiore rispetto a quello del solo periodo estivo.

Il valore dell'arbitraggio è ancora negativo, ma meno penalizzante rispetto allo scenario precedente, indicando che, pur rimanendo in perdita, la batteria ha avuto maggiori opportunità di arbitraggio rispetto al solo periodo estivo. Questo miglioramento è dovuto ad un maggior numero di giorni disponibili per il servizio di flessibilità, consentendo di sfruttare più opportunità di ottimizzazione dei flussi di energia e soprattutto alle fluttuazioni di prezzo dell'energia più favorevoli in alcuni mesi, permettendo di limitare le perdite legate alla differenza tra costo di prelievo e prezzo di vendita.

Poiché in queste condizioni il costo d'asta necessario per rendere l'investimento sostenibile risulta superiore ai valori di riferimento del mercato, la seguente simulazione esplora un'ipotesi alternativa in cui la batteria, oltre a partecipare al mercato della flessibilità, può beneficiare anche dell'incentivo sulla condivisione energetica della CER. Attualmente, non esiste una normativa specifica che permetta o vieti esplicitamente questa doppia incentivazione. Tuttavia, ipotizzando che la batteria possa ottenere entrambi i compensi, si osserva un miglioramento significativo della sostenibilità economica dell'investimento.

Nel modello, il profilo di utilizzo della batteria durante il periodo di flessibilità è stato scaricato dalla simulazione, e la quota di energia condivisa è stata ricalcolata tenendo conto sia dell'energia accumulata per la flessibilità sia di quella ceduta alla rete nell'ambito della CER.

Le simulazioni sono state eseguite per entrambe le cabine, ma si riportano i valori della sola CP0680, la quale garantisce i maggiori incentivi netti. Nel caso della CER a livello base, questa cabina presentava un tasso di condivisione del 63,41%.

Batteria [kWh]	Costo d'asta [€]	Incentivo netto annuo [€]	Tasso Condivisione	Ricavo totale in 10 anni [€]
300	0,54 €	4.056 €	68,50%	36.428 €

Tabella 30 - Risultati del periodo ESTATE con Batteria da 300 kWh con l'incentivo CER (CP0680)

Batteria [kWh]	Costo d'asta [€]	Incentivo netto annuo [€]	Tasso Condivisione	Ricavo totale in 10 anni [€]
300	0,33 €	4.118 €	68,58%	36.990 €

Tabella 31 - Risultati del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO con Batteria da 300 kWh con l'incentivo CER (CP 0680)

In sintesi, questa analisi evidenzia che, qualora fosse consentita la doppia incentivazione tra flessibilità e CER, il sistema di accumulo potrebbe diventare un investimento economicamente sostenibile, garantendo un ritorno positivo anche in scenari di mercato meno favorevoli.

Si sviluppano ora le simulazioni assumendo un costo d'asta vincolato a 0,3 €/kWh, per le quali il VAN risulta inevitabilmente negativo. L'analisi si propone di valutare se l'incentivo sulla condivisione energetica della CER sia sufficiente a compensare il deficit economico, permettendo di raggiungere un equilibrio finanziario dell'investimento.

Taglia Batteria [kWh]	Costo d'Asta Fissato [€]	Tempo di ritorno semplice [anni]	VAN [€]	TIR [%]
300	0,30 €	> 10 anni	-22.281 €	-0,38%
300	0,30 €	9 anni	24.280 €	4,43%

Tabella 32 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con costo d'asta fissato con Batteria da 300 kWh

I risultati evidenziano che, anche considerando la combinazione dell'incentivo sulla condivisione dell'energia derivante dalla batteria della CER con la remunerazione derivante dalla partecipazione al mercato della flessibilità a un prezzo d'asta fissato a 0,30 €/kWh, l'investimento nel sistema di accumulo risulta non sostenibile nel solo periodo estivo. In questa configurazione, il flusso di cassa attualizzato non consente di raggiungere un VAN nullo entro l'orizzonte temporale di analisi, indicando che i ricavi generati non sono sufficienti a coprire l'investimento iniziale e i costi operativi associati. Tuttavia, considerando il periodo di simulazione temporale più ampio, che include anche i mesi primaverili e autunnali, l'incremento della disponibilità del servizio di flessibilità e della quota incentivata di energia condivisa permette di raggiungere la sostenibilità economica, garantendo un ritorno positivo sull'investimento. Questo risultato dimostra che l'inclusione dell'incentivo CER può effettivamente rendere l'accumulo economicamente sostenibile.

Va tenuto presente che, nel presente studio, non è stata considerata alcuna forma di degradazione della batteria nel corso degli anni, assumendo che il suo funzionamento resti invariato nel tempo. Tuttavia, inevitabilmente, con il passare degli anni, la batteria perderà progressivamente prestazioni, riducendo la sua capacità ed efficienza. Di conseguenza, non potrà garantire lo stesso costo d'asta nel lungo periodo, poiché la sua minore efficacia influenzerà la capacità di fornire energia secondo le condizioni inizialmente previste.

Le seguenti analisi si concentrano sull'impiego di diverse taglie di batteria, sia nel periodo estivo che in quello primaverile-estivo-autunnale, per valutare se un aumento o una diminuzione della capacità di accumulo possa influenzare positivamente il costo d'asta. L'obiettivo è comprendere se batterie di maggiore o minor dimensione possano offrire un vantaggio competitivo nella partecipazione alla flessibilità, riducendo il costo minimo necessario per rendere l'investimento economicamente sostenibile, verificando se i benefici derivanti dall'incremento della capacità siano proporzionali ai maggiori costi di investimento richiesti.

Batteria [kWh]	Costo Batteria [€/kWh]	Investimento [€]	Costo d'asta t.c. VAN = 0 [€]	Prezzo Utilizzo totale [€]	Prezzo Disponibilità totale [€]	Arbitraggio totale [€]
150	600	90.000 €	0,55 €	75.506 €	45.000 €	-5.333 €
150	600	90.000 €	0,33 €	74.458 €	45.000 €	-4.280 €

Tabella 33 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 150 kWh

La riduzione della capacità della batteria da 300 kWh a 150 kWh comporta una diminuzione dell'investimento iniziale, riducendo di conseguenza l'impegno finanziario necessario per l'acquisto dell'accumulo. Tuttavia, questa variazione non incide sul costo d'asta per ottenere un VAN nullo, che rimane invariato in entrambi i casi. Questo perché il prezzo di disponibilità della batteria si adatta proporzionalmente alla sua capacità, mantenendo invariato il rapporto tra la remunerazione per la disponibilità e la taglia dell'accumulo. Anche il prezzo totale di utilizzo si riduce proporzionalmente con la capacità della batteria, poiché una batteria più piccola fornisce un servizio di flessibilità inferiore in termini assoluti. Lo stesso vale per l'arbitraggio, che peggiora all'aumentare della taglia dell'accumulo, riflettendo il minor volume di energia movimentata e quindi una minore esposizione alle perdite.

In sintesi, mentre l'investimento, il prezzo di utilizzo e l'arbitraggio variano in funzione della capacità della batteria, il costo d'asta rimane invariato, dato che il sistema di incentivazione della disponibilità si ridimensiona proporzionalmente alla taglia dell'accumulo.

Batteria [kWh]	Costo d'asta [€]	Incentivo netto annuo [€]	Tasso Condivisione	Ricavo totale [€]
150	0,55 €	2.196 €	66,16%	19.721 €
150	0,33 €	2.334 €	66,34%	20.965 €

Tabella 34 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 150 kWh con l'incentivo CER (CP0680)

La riduzione della capacità dell'accumulo da 300 kWh a 150 kWh determina una diminuzione dell'incentivo netto annuo, del tasso di condivisione e del ricavo totale, evidenziando un impatto diretto sulla capacità della CER di ottimizzare la gestione energetica. La diminuzione dell'incentivo è attribuibile alla minore quantità di energia condivisa, che riduce il contributo dell'accumulo nell'incrementare l'autoconsumo collettivo e nel massimizzare i benefici economici legati alla condivisione. Dal punto di vista economico, il ricavo totale su un orizzonte decennale risulta inferiore, sebbene la riduzione non sia perfettamente proporzionale alla capacità dell'accumulo. Questo suggerisce che un'unità di accumulo di maggiore taglia permette un utilizzo più efficiente delle sinergie tra flessibilità e condivisione energetica, massimizzando la valorizzazione dell'energia condivisa e mitigando le perdite economiche associate alle limitazioni operative della flessibilità a scendere.

Queste stesse considerazioni fatte per la batteria da 150 kWh si applicano, in senso opposto, a un accumulo di capacità superiore pari a 500 kWh, evidenziando come l'aumento della taglia migliori il tasso di condivisione e il ricavo totale, ma amplifichi le perdite da arbitraggio e l'esposizione alle condizioni di mercato sfavorevoli.

Batteria [kWh]	Costo Batteria [€/kWh]	Investimento [€]	Costo d'asta t.c. VAN = 0 [€]	Prezzo Utilizzo totale [€]	Prezzo Disponibilità totale [€]	Arbitraggio totale [€]
500	600	300.000 €	0,55 €	251.644 €	150.000 €	-17.732 €
500	600	300.000 €	0,34 €	255.179 €	150.000 €	-21.279 €

Tabella 35 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 500 kWh

Batteria [kWh]	Costo d'asta [€]	Incentivo netto annuo [€]	Tasso Condivisione	Ricavo totale [€]
500	0,55 €	5.681 €	70,54%	51.016 €
500	0,34 €	5.935 €	70,86%	53.287 €

Tabella 36 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 500 kWh con l'incentivo CER (CP0680)

L'aumento della capacità della batteria determina un incremento dell'incentivo netto annuo, del tasso di condivisione e del ricavo totale, confermando il ruolo dell'accumulo nel migliorare la gestione energetica della CER. L'incremento dell'incentivo è legato alla maggiore quantità di energia condivisa, che consente di amplificare i benefici economici derivanti dalla partecipazione alla CER. Parallelamente, il tasso di condivisione aumenta, indicando una maggiore capacità della batteria di ottimizzare l'autoconsumo collettivo e di gestire con più efficacia i surplus di energia rinnovabile. Dal punto di vista economico, il ricavo totale su un orizzonte decennale risulta superiore, evidenziando un miglior sfruttamento delle opportunità di flessibilità e condivisione. Tuttavia, l'aumento della taglia dell'accumulo comporta un peggioramento dell'arbitraggio totale, con una perdita più marcata, dovuta alla maggiore quantità di energia movimentata in condizioni di mercato sfavorevoli e alla rigidità imposta dal vincolo della flessibilità a scendere.

L'analisi condotta sulle tre diverse taglie di batteria evidenzia come ciascuna configurazione presenti vantaggi e criticità specifiche in termini di gestione energetica ed economicità dell'investimento. Un accumulo di capacità ridotta minimizza le perdite da arbitraggio e richiede un investimento iniziale inferiore, ma limita i benefici derivanti dall'incentivo sulla condivisione e dalla partecipazione al mercato della flessibilità. Al contrario, una batteria di maggiore capacità migliora il tasso di condivisione e i ricavi totali, consentendo una più efficace valorizzazione dell'energia rinnovabile condivisa, ma amplifica le perdite da arbitraggio a causa della maggiore quantità di energia movimentata in condizioni di mercato vincolate. Tuttavia, indipendentemente dalla taglia dell'accumulo, il costo d'asta necessario per garantire la sostenibilità economica dell'investimento rimane invariato, poiché la remunerazione della disponibilità si ridimensiona proporzionalmente, senza incidere sul prezzo minimo richiesto per ottenere un VAN nullo.

5.5 Confronto tra gli scenari

L'integrazione di un sistema di accumulo in una CER può rispondere a esigenze diverse, che variano a seconda degli obiettivi della comunità e delle strategie adottate per massimizzare i benefici economici ed energetici. Le due configurazioni analizzate considerano l'impiego della batteria per aumentare la quota di energia condivisa ed il suo utilizzo nel mercato della flessibilità.

L'uso della batteria per la condivisione energetica ha lo scopo di incrementare l'autoconsumo della CER, riducendo la dipendenza dalla rete e massimizzando il vantaggio economico derivante dagli incentivi sulla condivisione dell'energia. All'interno di questa configurazione, è possibile distinguere due approcci operativi differenti. Nel primo caso, la batteria viene ricaricata prelevando energia direttamente dalla rete, subendo quindi i costi di acquisto dell'energia. Questa condizione impatta negativamente sulla sostenibilità economica dell'investimento, poiché l'arbitraggio risultante tende ad avere un valore negativo, erodendo i ricavi generati dagli incentivi. Un'alternativa più vantaggiosa è rappresentata dall'impiego dell'accumulo con un costo marginale nullo, ovvero ricaricando la batteria esclusivamente con l'energia prodotta dagli impianti rinnovabili della CER. In questa configurazione, non essendoci costi di prelievo, l'energia immagazzinata può essere sfruttata con maggiore libertà per massimizzare l'autoconsumo e la quota di energia condivisa, senza le limitazioni economiche imposte dall'arbitraggio.

Diversa è invece la logica che regola l'impiego della batteria nel mercato della flessibilità. In questo caso, l'accumulo è vincolato alla fornitura di servizi per la rete e opera in un contesto caratterizzato da regole di partecipazione definite dai meccanismi di mercato. La batteria viene utilizzata per la flessibilità a scendere, ovvero per assorbire energia nei momenti in cui la rete necessita di una riduzione dell'immissione di energia rinnovabile. Tuttavia, questa modalità di impiego impone restrizioni stringenti, poiché il sistema di accumulo può prelevare energia solo in determinate fasce orarie e in base alle condizioni di mercato stabilite dalle aste. Di conseguenza, l'accumulatore non ha la libertà di ottimizzare autonomamente il proprio profilo di carico e scarico, riducendo la possibilità di generare profitti attraverso l'arbitraggio energetico. Nel caso in cui, invece, la batteria fosse caricata utilizzando energia prodotta internamente dalla CER, senza costi di prelievo dalla rete, si avrebbe un miglioramento significativo della sostenibilità economica, poiché il costo marginale di ricarica sarebbe nullo.

L'obiettivo di questa analisi è confrontare in modo approfondito le due configurazioni, valutando quale risulti più vantaggiosa in termini di redditività e impatto sulla CER.

	Batteria per la Condivisione di Energia	Batteria per il Mercato Elettrico della Flessibilità
Finalità principale	Massimizzare l'energia condivisa e l'autoconsumo	Offrire servizi di flessibilità alla rete elettrica locale
Vincoli operativi	Nessun vincolo, può caricare o scaricare liberamente	Vincolo sulla carica e scarica nelle ore di flessibilità a scendere
Arbitraggio	Subordinato alla massimizzazione della condivisione	Limitato dalle ore di disponibilità
Impatto sulla CER	Aumento dell'energia condivisa e riduzione dei prelievi dalla rete	Nessun effetto diretto sulla quota di energia condivisa, senza considerare il doppio incentivo
Ricavi Economici	Incentivo CER e arbitraggio	Prezzo di utilizzo, prezzo di disponibilità e arbitraggio (eventuale incentivo CER)

Tabella 37 - Confronto operativo tra l'uso della Batteria per la Condivisione di Energia e per il MLF

Dal confronto emerge che la batteria utilizzata per la condivisione energetica e quella destinata al mercato della flessibilità rispondono a esigenze profondamente diverse, influenzando in maniera distinta sia la gestione operativa che la sostenibilità economica dell'investimento.

Parametri relativi ad una Batteria da 300 kWh	Batteria per la Condivisione di Energia (Costo marginale nullo)	Batteria per la Condivisione di Energia	Batteria per il Mercato Elettrico della Flessibilità
Tasso di Condivisione	78,95%	74,54%	68,44%
Incentivo annuo CER	12.385 €	8.869 €	4.100 €
Tempo di ritorno semplice	8-9 anni	>10 anni	9 anni (P-E-A), > 10 anni (Estate)*
VAN	Sempre positivo	Sempre negativo	Positivo (P-E-A), Negativo (Estate)*
TIR	Sempre positivo	Sempre negativo	Positivo (P-E-A), Negativo (Estate)*

Tabella 38 - Confronto dei parametri economici e di performance per una batteria da 300 kWh nei diversi scenari di utilizzo

***Con Costo d'Asta fisso a 0.3€/kWh e Incentivo CER**

L'analisi della tabella evidenzia chiaramente come l'opzione di batteria per la condivisione di energia con costo marginale nullo rappresenti la scelta più vantaggiosa, garantendo il miglior tasso di condivisione, un incentivo annuo elevato e un tempo di ritorno sostenibile. Tuttavia, questa configurazione richiede la presenza di un impianto di produzione dedicato esclusivamente alla ricarica della batteria, il che potrebbe limitare la sua applicabilità in alcuni contesti.

D'altra parte, il confronto tra la batteria per la condivisione di energia con costo di prelievo e la batteria adoperata per il mercato della flessibilità offre spunti interessanti, soprattutto dal punto di vista economico e dell'impatto sulla comunità energetica.

Dal punto di vista finanziario, la batteria destinata alla flessibilità mostra una performance variabile a seconda del periodo di simulazione. Considerando l'intero arco primaverile-estivo-autunnale (P-E-A), il tempo di ritorno si riduce a 9 anni, con un VAN positivo, rendendo l'investimento potenzialmente sostenibile. Tuttavia, se si considera il solo periodo estivo, la situazione cambia radicalmente: il tempo di ritorno supera i 10 anni, mentre il VAN diventa negativo. Questo dimostra che la redditività della batteria per la flessibilità è altamente dipendente dalla durata del servizio e dalle condizioni di mercato, risultando sostenibile solo in scenari in cui la partecipazione al servizio è garantita per un periodo prolungato.*

Al contrario, la batteria utilizzata per la sola condivisione con costo di prelievo risulta meno competitiva in ogni configurazione: il VAN è sempre negativo, il tempo di ritorno è superiore ai 10 anni e l'investimento non riesce a ripagarsi nel periodo analizzato. L'arbitraggio negativo dovuto ai costi di prelievo dalla rete riduce significativamente la sostenibilità economica, impedendo di ottenere un ritorno adeguato anche in presenza di incentivi CER.

Spostando invece l'attenzione sugli effetti che ciascuna configurazione ha sulla CER, si possono osservare implicazioni diverse. Si osserva che la batteria destinata alla sola condivisione dell'energia presenta un vantaggio chiaro rispetto a quella per la flessibilità, anche quando è soggetta al costo di prelievo. Il tasso di condivisione per questa configurazione è 74,54%, superiore al 68,44% ottenuto dalla batteria per la flessibilità (la quale non ottimizza direttamente l'autoconsumo della CER). Questo significa che, nonostante le difficoltà economiche, la batteria utilizzata per la condivisione migliora comunque in modo significativo l'autoconsumo della CER e riduce i prelievi dalla rete. La batteria per la flessibilità, invece, pur avendo la possibilità di ottenere entrate aggiuntive dal mercato della flessibilità, contribuisce meno all'aumento della condivisione della CER, essendo limitata per la partecipazione al mercato della flessibilità.

In sintesi, sebbene la batteria per la flessibilità possa offrire un'opportunità economica in determinati scenari, la sua redditività è incerta e fortemente dipendente dalla durata dell'orizzonte temporale della simulazione. La batteria per la condivisione con costo di prelievo, invece, garantisce un impatto positivo sulla CER ma senza una reale sostenibilità economica, a causa dell'incidenza del costo dell'energia prelevata dalla rete.

5.5.1 Sviluppi futuri

L'analisi condotta ha permesso di valutare il ruolo della batteria nella gestione energetica della CER, evidenziando come la sua integrazione possa migliorare l'autoconsumo e possa consentire alla comunità di partecipare ai mercati elettrici della flessibilità locale. Questo studio pone le basi per ulteriori ottimizzazioni e sviluppi, offrendo una prima analisi sulla sostenibilità economica e operativa delle diverse configurazioni di accumulo all'interno della CER. In particolare, quattro aree di sviluppo risultano particolarmente rilevanti: l'ottimizzazione simultanea tra la batteria e l'ampliamento della CER, la gestione decentralizzata dell'accumulo, l'introduzione della flessibilità a salire e l'estensione della flessibilità a salire con costo marginale nullo.

Ottimizzazione congiunta della batteria e della composizione della CER

Un primo sviluppo riguarda la possibilità di ottimizzare congiuntamente il dimensionamento della batteria e il numero di partecipanti alla CER, al fine di individuare la configurazione ottimale che massimizzi i benefici economici ed energetici. In questo studio, le analisi con la batteria per l'aumento della condivisione sono state condotte considerando una CER con un assetto fisso, ma l'inclusione di nuovi membri potrebbe modificare significativamente la domanda e l'offerta di energia, influenzando il ruolo dell'accumulo. Un modello di ottimizzazione che consideri simultaneamente questi due fattori consentirebbe di individuare il punto di ottimo tra la capacità della batteria, il numero di utenti e la gestione della condivisione energetica, con l'obiettivo di massimizzare il risparmio economico ed il ritorno dell'investimento.

Decentralizzazione dell'accumulo e gestione tramite contratti interni

Un secondo possibile sviluppo riguarda la suddivisione dell'accumulo in più batterie distribuite, installate in prossimità dei singoli partecipanti dotati di impianto fotovoltaico, anziché un unico accumulo centralizzato.

In particolare, il modello di gestione ottimizzata degli accumuli distribuiti può essere articolato in due livelli: un primo livello in cui tutti gli accumuli sono gestiti come un unico sistema virtuale (Virtual Storage System - VSS) attraverso un aggregatore, e un secondo

livello in cui il sistema ottimizza il profilo di carica e scarica di ogni singolo accumulo in funzione dei carichi locali e della produzione fotovoltaica.

L'adozione di sistemi di accumulo distribuiti consente di ottenere un duplice beneficio. Da un lato, aumenta l'autoconsumo locale, garantendo un maggior utilizzo dell'energia rinnovabile generata all'interno della comunità. Dall'altro, offre nuove opportunità di partecipazione al mercato dei servizi ancillari, grazie alla possibilità di aggregare e modulare la flessibilità della comunità energetica. Il modello proposto nello studio dimostra che un'ottimizzazione congiunta della gestione degli accumuli può portare a una riduzione significativa dei costi energetici e un miglioramento dell'affidabilità della rete locale.

Inoltre, l'uso combinato di sistemi di accumulo a breve termine (StESS), tipicamente basati su batterie al litio per risposte rapide, e accumuli a lungo termine (LtESS), come quelli a idrogeno, permette di gestire sia le fluttuazioni giornaliere che quelle stagionali della produzione rinnovabile. Questo approccio consente di minimizzare l'acquisto di energia dalla rete, ottimizzando la gestione della domanda e riducendo le congestioni di rete. [34]

Tuttavia, tale approccio richiede la definizione di contratti interni per la gestione delle batterie, regolando le modalità di condivisione dell'energia accumulata tra i membri della CER e stabilendo con chiarezza la proprietà dell'accumulo. In particolare, se la batteria appartiene alla CER, è necessario un accordo che disciplini il suo utilizzo quando viene caricata da un impianto privato, specificando che l'energia prelevata dall'accumulo potrebbe ridurre la quota di autoconsumo del proprietario dell'impianto. L'implementazione di tali contratti potrebbe avvenire attraverso meccanismi di tariffazione dinamica interna o con modelli di compensazione basati sull'energia effettivamente prelevata e restituita al sistema. Inoltre, strumenti come blockchain o smart contracts potrebbero essere adottati per garantire trasparenza ed equità nella gestione delle risorse accumulate. [35]

Introduzione della flessibilità a salire

Un altro sviluppo futuro interessante riguarda l'estensione della partecipazione della batteria ai mercati della flessibilità, includendo non solo la flessibilità a scendere, ma anche quella *a salire*. Nel precedente studio, la batteria è stata analizzata esclusivamente come strumento per assorbire energia dalla rete nei momenti di eccesso di generazione rinnovabile, ma potrebbe anche essere utilizzata in direzione opposta per fornire potenza alla rete nei momenti di elevata domanda, contribuendo così alla stabilità del sistema elettrico.

Questa possibilità permetterebbe di ampliare le opportunità di remunerazione dell'accumulo, consentendo la partecipazione a un numero maggiore di aste di flessibilità e migliorando il bilancio economico complessivo della batteria. Inoltre, il coinvolgimento nella flessibilità a salire potrebbe risultare particolarmente vantaggioso in contesti in cui la domanda di rete varia significativamente e in cui le risorse rinnovabili intermittenti generano situazioni di stress sulla rete elettrica.

Tuttavia, l'abilitazione della flessibilità a salire richiederebbe un'analisi più dettagliata delle strategie di carica e scarica della batteria, affinché l'energia accumulata sia effettivamente disponibile nei momenti in cui si fornisce la disponibilità, evitando situazioni in cui la batteria risulti scarica o non operativa nel momento della richiesta. Questo implica la necessità di prevedere con maggiore precisione i flussi energetici all'interno della CER, ottimizzando la gestione dell'accumulo in base ai segnali di mercato e alle esigenze della rete.

Flessibilità a salire con costo marginale nullo

Un'estensione del possibile sviluppo precedente è rappresentata da un'ottimizzazione del servizio di flessibilità a salire ottenuta sfruttando il costo marginale nullo, ovvero garantendo che la batteria venga caricata esclusivamente con energia prodotta internamente dalla CER, senza prelievi dalla rete. Questo approccio ridurrebbe ulteriormente i costi operativi dell'accumulo, consentendo di offrire flessibilità alla rete in modo più competitivo. Questa soluzione migliorerebbe la sostenibilità economica della batteria, trasformando verosimilmente l'arbitraggio da una voce di perdita ad una possibile fonte di profitto. La sfida principale in questo scenario, come per il precedente, è garantire una gestione efficiente della carica, evitando che la batteria si trovi scarica nei momenti in cui sarebbe più vantaggioso offrire il servizio di flessibilità, minimizzando il rischio di incorrere in penali.

Ottimizzazione della fornitura di flessibilità attraverso l'analisi dinamica della rete

Un ulteriore perfezionamento del modello potrebbe riguardare un'analisi più dettagliata della dinamica della rete elettrica, al fine di ottimizzare la partecipazione della batteria ai mercati della flessibilità quando realmente necessario e di sfruttarla maggiormente per la condivisione dell'energia o per arbitraggio. In questo studio, la rete è stata considerata come un nodo unico con una domanda costante di servizi di flessibilità su base giornaliera. Tuttavia, nella realtà, la necessità di flessibilità non è uniforme, ma dipende da molteplici fattori, tra cui le fluttuazioni della domanda e dell'offerta, le condizioni meteorologiche, il livello di congestione della rete e l'interazione con altre risorse energetiche distribuite.

Un possibile sviluppo potrebbe quindi consistere nella realizzazione di un modello avanzato in grado di analizzare i movimenti della rete e prevedere in modo più accurato quando e in quale misura sia necessario un servizio di flessibilità, distinguendo tra flessibilità a salire e a scendere. Questo richiederebbe l'integrazione di dati storici e di dati in tempo reale sulla rete, al fine di identificare pattern ricorrenti e correlazioni tra variabili come il prezzo dell'energia, il livello di carico e la disponibilità di generazione rinnovabile.

Dunque, un modello più dettagliato della rete potrebbe aprire nuove prospettive per la gestione della flessibilità su scala aggregata, migliorando l'integrazione delle risorse distribuite e massimizzando i benefici per la comunità energetica.

Questi sviluppi rappresentano possibili miglioramenti per rendere più efficiente e sostenibile l'integrazione delle batterie nelle CER. L'ottimizzazione simultanea tra accumulo e partecipanti permetterebbe di individuare la configurazione ideale della comunità, mentre l'approccio decentralizzato potrebbe portare a una gestione più equa ed efficiente dell'energia condivisa. L'introduzione della flessibilità a salire, in particolare se combinata con un costo marginale nullo, offrirebbe nuove opportunità di valorizzazione economica per la batteria, migliorandone la redditività senza gravare sui costi operativi. L'analisi dinamica della rete, permetterebbe di prevedere con maggiore accuratezza la domanda di flessibilità e consentirebbe un utilizzo più mirato della batteria, ottimizzando la partecipazione ai mercati della flessibilità e riducendo il rischio di inefficienze operative. Queste prospettive, se adeguatamente implementate, potrebbero favorire una maggiore integrazione delle batterie all'interno delle comunità energetiche, aumentando la loro competitività nei mercati energetici e migliorando il contributo complessivo delle CER alla transizione energetica.

Conclusione

Le Comunità Energetiche Rinnovabili rappresentano una soluzione concreta, anche se parziale, per accelerare la transizione energetica, promuovendo un modello più sostenibile, decentralizzato e partecipativo. Offrono un'alternativa innovativa ai modelli energetici tradizionali, basata sulla generazione distribuita e sulla condivisione dell'energia tra utenti locali e, inoltre, favoriscono l'inclusione sociale e la partecipazione attiva dei cittadini alla gestione dell'energia, permettendo loro di diventare prosumer, ovvero produttori e consumatori al tempo stesso. [36]

I risultati ottenuti nel corso di questa tesi evidenziano come un corretto dimensionamento della CER sia fondamentale per garantire la sostenibilità economica e tecnica della comunità. L'ottimizzazione della configurazione ha permesso di individuare un mix equilibrato di utenti, in grado di sfruttare al meglio la complementarità dei profili di consumo, riducendo il prelievo di energia dalla rete e migliorando l'efficienza complessiva del sistema. L'analisi ha inoltre evidenziato come la scelta strategica della potenza installata, in relazione alla domanda energetica locale, sia un fattore determinante per massimizzare la quota di energia condivisa ed ottimizzare il ritorno economico degli investimenti.

La proposta di ampliamento della CER di San Lazzaro trattata in questo elaborato, ha mostrato che aumentare il numero di partecipanti può contribuire significativamente alla massimizzazione dell'autoconsumo collettivo, fornendo anche la quantificazione di tale massimizzazione. Tuttavia, per garantire la sostenibilità economica della comunità, è necessario che i nuovi membri abbiano profili di consumo complementari a quelli già esistenti, evitando squilibri tra produzione e domanda di energia. La valutazione degli scenari relativi alle due cabine primarie della comunità, ha confermato che l'ingresso di nuovi utenti può migliorare la gestione della produzione rinnovabile ed aumentare la quota di energia condivisa, ma deve essere attentamente pianificato per evitare il rischio di sovradimensionamento o inefficienza nella distribuzione dell'energia all'interno della comunità. Il modello messo a punto in tal senso si è rivelato un utile strumento.

La batteria consente, come è noto, di immagazzinare l'energia in eccesso nelle ore di maggiore produzione fotovoltaica e di utilizzarla quando la domanda supera la generazione locale, riducendo così il prelievo dalla rete e migliorando la gestione dell'energia. L'introduzione di un sistema di accumulo centralizzato ha mostrato vantaggi rilevanti, sia in termini di stabilizzazione della rete locale, sia in ottica di una maggiore indipendenza

energetica della CER. L'analisi dei risultati ha dimostrato che l'uso strategico dell'accumulo non solo incrementa l'autoconsumo, ma permette anche alla CER di adattarsi meglio alle fluttuazioni della produzione rinnovabile.

L'analisi ha poi evidenziato che, sebbene l'integrazione di una batteria centralizzata direttamente connessa alla rete comporti costi iniziali elevati, la sua implementazione può migliorare significativamente la gestione dell'energia, incrementando l'autoconsumo e riducendo il prelievo dalla rete. Ciononostante, la redditività dell'investimento dipende da diversi fattori, tra cui la dimensione e costo di acquisto della batteria, il costo dell'energia acquistata e venduta. Lo studio degli scenari ha mostrato che, in assenza di adeguate tariffe di valorizzazione dell'energia immagazzinata e rivenduta, i tempi di ritorno dell'investimento potrebbero risultare lunghi, influenzando la sostenibilità finanziaria del progetto. La possibilità di controllare la ricarica della batteria a vantaggio dal proprio impianto fotovoltaico, evitando l'acquisto di energia dalla rete, o di accedere a tariffe energetiche dedicate potrebbe ridurre significativamente l'impatto economico iniziale, rende l'adozione delle batterie più vantaggiosa per le CER e favorendone la diffusione su larga scala. Lo strumento messo a punto nel corso di questa tesi ha consentito di quantificare i vantaggi in tal senso.

Alla luce di questi risultati, le prospettive future suggeriscono diverse direzioni di sviluppo per migliorare l'efficacia e la competitività delle CER. Da un lato, l'evoluzione normativa e regolatoria ci si augura possa favorire condizioni più stabili e trasparenti per l'accesso agli incentivi e ai mercati energetici, riducendo le barriere amministrative e favorendo l'integrazione delle CER nelle strategie di gestione della rete. Dall'altro, l'innovazione tecnologica potrà giocare un ruolo chiave, attraverso l'adozione di strumenti tecnologici avanzati per la gestione dell'energia, l'implementazione di sistemi di monitoraggio in tempo reale e l'uso di piattaforme digitali per ottimizzare la produzione, il consumo e la partecipazione ai mercati della flessibilità.

Infine, la diffusione su larga scala delle CER potrebbe beneficiare di modelli più inclusivi e collaborativi, che coinvolgano attivamente cittadini, imprese e amministrazioni locali in un processo decisionale condiviso. In questa prospettiva, il rafforzamento della consapevolezza sui benefici economici, ambientali e sociali delle comunità energetiche sarà essenziale per incentivare nuove adesioni e rendere questo modello un pilastro della transizione energetica nazionale. La sfida per il futuro sarà dunque quella di consolidare il ruolo delle CER non solo

come strumenti di sostenibilità, ma anche come leve di innovazione e sviluppo locale, capaci di contribuire ad un sistema energetico più equo, resiliente e decentralizzato.

Bibliografia

- [1] The Intergovernmental Panel on Climate Change, «<https://www.ipcc.ch/>».
- [2] UNRIC, Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile «<https://unric.org/it/agenda-2030/>».
- [3] E. Commission, «Directive (EU) 2018/2021 on the promotion of the use of energy from renewable sources (RED II)».
- [4] Z. Tong, «The role of smart communities integrated with renewable energy sources, smart homes and electric vehicles in providing ancillary services: A tri-stage optimization mechanism».
- [5] ARERA, «Linee guida tecniche per le Comunità Energetiche Rinnovabili».
- [6] GSE, «Le Comunità Energetiche Rinnovabili "In Pillole"».
- [7] European Commission, «Incentivi per le CER in aree svantaggiate».
- [8] European Commission, «Green Deal europeo e legge sul clima».
- [9] GSE, «Autoconsumo Diffuso e Comunità Energetiche Rinnovabili in Italia,» 2024.
- [10] Politecnico di Milano e Energy & Strategy, «Electricity Market Report,» in 2024.
- [11] P. Italia, «Evoluzioni normative delle CER: una prospettiva 2025».
- [12] ARERA, «Delibera 318/2020/R/eel: Regole per le CER».
- [13] GSE, «Comunità energetiche rinnovabili: il MASE approva le regole operative,» 2024.
- [14] Stefano Paolo Corgnati, Oriana Corino, Francesca Dealessi, Sara Ferrero, Sabatino Galluccio, Andrea Lanciani, Andrea Lanzini, Sara Leporati, Alessandro Sciullo e Claudia Traina, «Guida alle comunità energetiche rinnovabili: Impatto sociale,» 2024.
- [15] European Commission, «Electricity Market Design».
- [16] TIDE, «Market integration and regulatory framework for Renewable Energy Communities,» 2025.
- [17] GSE, «DECRETO CACER e TIAD – Regole operative per l'accesso al servizio per l'autoconsumo diffuso e al contributo PNRR».
- [18] ENEA, «Le Comunità Energetiche in Italia».

- [19] A. Borghetti , G. Graditi T. Harighi, S. Lilla, F. Napolitano, C.A. Nucci, A. Prevedi, F. Tossani, “How can energy communities be part of the urban energy transition?”, in corso di pubblicazione su IEEE P&M Magazine, 2025."
- [20] GSE, «Comunità Energetiche Rinnovabili: il ruolo del GSE».
- [21] RSE, «Comunità energetiche rinnovabili: il ruolo del fotovoltaico e dei sistemi di accumulo».
- [22] ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, «Le comunità energetiche rinnovabili e l'integrazione dei sistemi di accumulo».
- [23] A. Harighi, «Provision of reactive power services by energy communities in MV distribution networks," Sustainable Energy, Grids and Networks.,» 2023.
- [24] Marialaura Di Somma, Mohammad Dolatabadi, Alessandro Burgio, Pierluigi Siano, Domenico Cimmino, Nicola Bianco, «Optimizing virtual energy sharing in renewable energy communities of residential users for incentives maximization».
- [25] E-Distribuzione, «Progetto EDGE - Impiego dei servizi ancillari forniti da risorse di energia distribuite per l'esercizio della rete di distribuzione».
- [26] Giovanni Mercurio Casolino, Luca Del Greco, Arturo Losi, «Flexibility Procurement for Local Ancillary Services and Provider Aggregation Perimeter in Radial Distribution Systems».
- [27] Tommaso Ferrucci, Davide Fioriti, Davide Poli, Stefano Barberis, Francesco Roncallo, Valeria Gambino, «Battery energy storage systems for ancillary services in renewable energy communities,» 2024.
- [28] P. Energy, «Picloflex: Digital flexibility marketplace,» 2024.
- [29] E-Distribuzione, «Progetto EDGE - Impiego dei servizi ancillari forniti da risorse di energia distribuite per l'esercizio della rete di E-Distribuzione - Relazione di avanzamento semestrale».
- [30] AESS, «Relazione Generale Bando CER San Lazzaro di Savena».
- [31] GSE, «Supporto e incentivi per le CER in Italia».
- [32] ARERA, «Struttura della bolletta elettrica,» 2024.
- [33] GME, «Mercato Locale di Flessibilità».
- [34] Giovanni Brusco, Daniele Menniti, Anna Pinnarelli, Nicola Sorrentino, «Renewable Energy Community with distributed storage optimization».

- [35] Q. Yang, «Blockchain-Based Decentralized Energy Management Platform for Residential Distributed Energy Resources in A Virtual Power Plant».
- [36] Alberto Borghetti, Tohid Harighi, Stefano Lilla, Fabio Napolitano, Carlo Alberto Nucci, Andrea Prevedi, Fabio Tossani, Giorgio Graditi, «Comunità energetica e nuova gestione della distribuzione dell'energia elettrica,» 2024.

Indice delle figure

- Figura 1 - La mappa delle comunità energetiche in Italia. Adattata da [18]
- Figura 2 – Iter del Quadro Normativo e Regolatorio in Italia. Adattata da [10]
- Figura 3 - Esempio di CER. Adattata da [18]
- Figura 4 - Confronto tra Consumer e Prosumer
- Figura 5 - Processo di Pianificazione e Gestione di una CER. Adattata da [14]
- Figura 6 - Flussi Energetici di una CER. Adattata da [14]
- Figura 7 - Esempio di un Impianto Fotovoltaico presso il CAAB di Bologna. Adattata da [14]
- Figura 8 - Consumo Residenziale 1 Gennaio 2023
- Figura 9 - Consumo Scuole Medie 1 Gennaio 2023
- Figura 10 - Consumo Uffici 1 Gennaio 2023
- Figura 11 - Consumo Residenziale 8 Marzo 2023
- Figura 12 - Consumo Scuola Media 8 Marzo 2023
- Figura 13 - Consumo Uffici 8 Marzo 2023
- Figura 14 - Consumo Residenziale 12 Luglio 2023
- Figura 15 - Consumo Scuola Media 12 Luglio 2023
- Figura 16 – Consumo Uffici 12 Luglio 2023
- Figura 17 - Produzione FV al 1 Gennaio 2023
- Figura 18 - Produzione FV all'8 Marzo 2023
- Figura 19 - Produzione PV al 12 Luglio 2023
- Figura 20 - Definizione grafica dell'Energia Condivisa. Adattata da [14]
- Figura 21 - Diagramma a blocchi dimensionamento ottimale
- Figura 22 – Relazione tra # Residenti e Incentivo per la taglia di 1000kWp
- Figura 23 - Distribuzione delle Gare di Flessibilità nelle Aree Pilota del Progetto EDGE.
Adattata da [25]
- Figura 24 - Pianificazione delle fasi di approvvigionamento per i diversi periodi stagionali.
Adattata da [25]
- Figura 25 - Distribuzione della disponibilità dei prodotti di flessibilità per singolo intervento nelle aree pilota EDGE. Adattata da [29]
- Figura 26 - Distribuzione della disponibilità dei prodotti di flessibilità su base annuale nelle aree pilota EDGE. Adattata da [29]
- Figura 27 - Quantità richiesta nel perimetro di flessibilità - Distribuzione per servizi "a scendere". Adattata da [29]

Figura 28 - Mappatura degli utenti e dei prosumer utilizzati per la formazione della CER

Figura 29 - Diagramma a blocchi ampliamento ottimale CER

Figura 30 - Tasso di condivisione in funzione del Numero di nuovi partecipanti (CP 0679)

Figura 31 – Tasso di condivisione in funzione del Numero di nuovi partecipanti (CP 0680)

Figura 32 - Andamento del PUN nell'anno 2023

Figura 33 - Andamenti del SoC e della Potenza della Batteria da 100 kWh in un giorno

Figura 34 – Diagramma a blocchi del modello di ottimizzazione della CER con batteria di comunità

Figura 35 - Confronto Energia Condivisa con Batteria da 500 kWh (CP 0679)

Figura 36 - Confronto Energia Condivisa con Batteria da 500 kWh (CP0680)

Figura 37 - Relazione Taglia della Batteria - VAN per entrambe le Cabine Primarie

Figura 38 - Relazione Taglia della Batteria - Prezzo Ottimale per entrambe le Cabine Primarie

Figura 39 - Relazione tra la Taglia della Batteria ed il VAN su 10 anni con Costo marginale nullo per entrambe le Cabine Primarie

Figura 40 - Diagramma a Blocchi del modello di ottimizzazione della batteria per i servizi di flessibilità alla rete

Indice delle tabelle

- Tabella 1 - Categorie Incentivi MASE e ARERA
- Tabella 2 Dimensionamento della CER in funzione degli utenti Residenziali (indicati con #)
- Tabella 3 - Dimensionamento della CER in funzione degli Uffici (indicati con #)
- Tabella 4 - Dimensionamento della CER in funzione dei soli utenti Residenziali (indicati con #)
- Tabella 5 - Valori Base (CP 0679)
- Tabella 6 - Tassi Base (CP 0679)
- Tabella 7 - Valori Base (CP 0680)
- Tabella 8 - Tassi Base (CP 0680)
- Tabella 9 - Ottimizzazione ampliamento nuovi partecipanti (CP 0679)
- Tabella 10 - Risultato dell'ottimizzazione di nuovi partecipanti (CP 0679)
- Tabella 11 - Ottimizzazione ampliamento nuovi partecipanti (CP 0680)
- Tabella 12 - Risultato dell'ottimizzazione di nuovi partecipanti (CP 0680)
- Tabella 13 - Incentivi netti post ampliamento ottimizzato
- Tabella 14 - Risultati ottimizzazione con differenti taglie di batteria (CP 0679)
- Tabella 15 - Tasso PV, Tasso di Condivisione e Cicli della batteria annuali risultanti dall'ottimizzazione con batteria (CP 0679)
- Tabella 16 - Risultati ottimizzazione con batteria (CP 0680)
- Tabella 17 - Tasso PV, Tasso di Condivisione e Cicli della batteria annuali risultanti dall'ottimizzazione con batteria (CP 0680)
- Tabella 18 - Ipotesi per il PEF con accumulo
- Tabella 19 - Risultati PEF con batteria (CP 0679)
- Tabella 20 - Risultati PEF con batteria (CP 0680)
- Tabella 21 - Risultati ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0679)
- Tabella 22 - Tassi e Cicli risultanti dall'ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0679)
- Tabella 23 - Risultati ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0680)
- Tabella 24 - Tassi e Cicli risultanti dall'ottimizzazione con batteria a costo zero (CP 0680)
- Tabella 25 - Risultati PEF con batteria a costo zero (CP 0679)
- Tabella 26 - Risultati PEF con batteria a costo zero (CP 0680)
- Tabella 27 - Assunzioni per la flessibilità
- Tabella 28 - Risultati del periodo ESTIVO con Batteria da 300 kWh
- Tabella 29 - Risultati del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO con Batteria da 300 kWh

Tabella 30 - Risultati del periodo ESTATE con Batteria da 300 kWh con l'incentivo CER (CP0680)

Tabella 31 - Risultati del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO con Batteria da 300 kWh con l'incentivo CER (CP 0680)

Tabella 32 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con costo d'asta fissato con Batteria da 300 kWh

Tabella 33 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 150 kWh

Tabella 34 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 150 kWh con l'incentivo CER (CP0680)

Tabella 35 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 500 kWh

Tabella 36 - Risultati del periodo ESTIVO (azzurro) e del periodo PRIMAVERA-ESTATE-AUTUNNO (arancione) con Batteria da 500 kWh con l'incentivo CER (CP0680)