

OSSERVATORIO
ELECTRICITY MARKET

Electricity Market

REPORT 2025

Le Comunità Energetiche Rinnovabili:
mito o realtà?

OSSERVATORIO
ELECTRICITY MARKET

Electricity Market

REPORT 2025

**Le Comunità Energetiche Rinnovabili:
mito o realtà?**

Partner



Partner



Recivitas



sopra  steria



Il team di lavoro

TEAM DI RICERCA

Davide Chiaroni

Project Leader

Andrea Fumagalli

Project Manager

Riccardo Di Bartolomeo

Analista

GRAFICA E IMPAGINAZIONE

Arianna Fietta

Graphic Designer

Nicolás Peña

Graphic Designer

BOARD DI E&S

Vittorio Chiesa

Davide Chiaroni

Federico Frattini

Josip Kotlar

Indice

Executive Summary	10
1 Il sistema elettrico nazionale: dati e tendenze	15
2 Le comunità energetiche rinnovabili in Italia	33
3 L'evoluzione dei mercati della flessibilità	65
4 I sistemi di stoccaggio e il ruolo del MACSE	85
Bibliografia	102
Aziende Partner	105

Executive Summary

Il mercato elettrico del futuro anche in Italia è **indubbiamente caratterizzato da tre parole chiave**: **rinnovabile** (con una quota preponderante del mix energetico complessivo che nel frattempo dovrà essere decarbonizzato); **partecipato** (con modelli evoluti e aggregati di prosumer che possano generare e scambiare energia); e **flessibile** (con nuove modalità e tecnologie di stoccaggio dell'energia che compensino la crescente fetta di non programmabilità delle fonti di generazione).

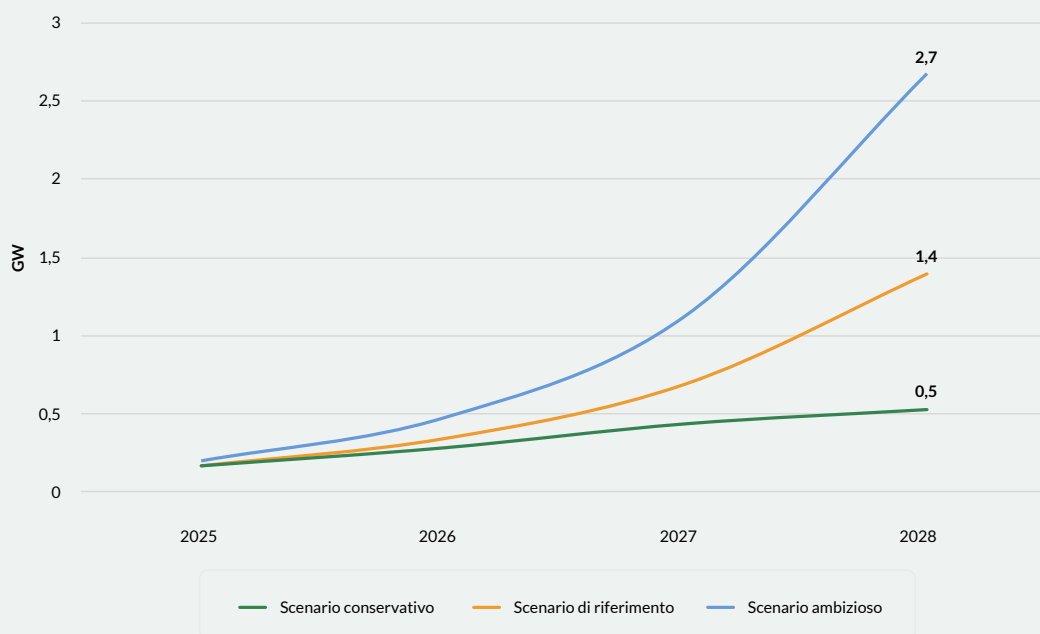
L'Electricity Market Report, come consuetudine, ci consegna la fotografia aggiornata dei progressi fatti in questa direzione. E tutto sommato possiamo cogliere con qualche ottimismo che il mercato si prepara a vivere nel futuro più prossimo una significativa evoluzione.

Se è vero infatti che la quota di rinnovabili sul totale della produzione elettrica, seppure in crescita, è ancora sotto la soglia cui dovremmo tendere, pari al 63% per il 2030 secondo il PNIEC, e questo si riflette in una dinamica dei prezzi ancora troppo ancorata alla "volatilità" (per fortuna ora meno pronunciata) del gas, è altrettanto vero che vi sono segnali di accelerazioni in corso.

Il primo fenomeno da analizzare – e a cui è dedicato ampio spazio nel Rapporto – è quello delle **Comunità Energetiche Rinnovabili** (e più in generale delle configurazioni di autocon-

sumo diffuso). Dopo una lunga – forse troppo a dire il vero – gestazione, le configurazioni che vedono uno scambio virtuoso (e incentivato) di energia fra produttori e consumatori appartenenti alla medesima area (sottesa dalla cabina primaria) hanno finalmente cominciato a segnare numeri importanti. In particolare, sono mappate nel Rapporto 859 Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione dell'Energia Rinnovabile (CACER), di cui 421 sono Comunità Energetiche Rinnovabili (CER). Certo le quantità in gioco, in termini di utenti e potenza da rinnovabili installata sono ancora poche, con le CACER che complessivamente coprono circa 83 MW di potenza e coinvolgono circa 7.000 utenze, ma nello scenario più ottimistico – che vede le attuali configurazioni come una sorta di "seme" gettato in un'area con un potenziale intrinseco di crescita legato ai piani di sviluppo degli operatori che le gestiscono – si potranno raggiungere i 2,7 GW di potenza installata al 2030, con un contributo stimato di 2,8 TWh alla produzione da rinnovabili nazionale. Rimuovere alcune delle barriere e delle difficoltà oggi presenti, come la scarsa compatibilità tra i tempi necessari per costituire una CER e la scadenza per richiedere la tariffa premio incentivante, potrebbe ulteriormente dare slancio a questo modello partecipato del mercato.

Il secondo fenomeno importante è quello relativo alla evoluzione dei meccanismi di **flessibilità globale**, ossia a livello della rete di trasmissione, e **locale**, ovvero a livello delle

Evoluzione della potenza impiegata nelle CACER attive secondo i diversi scenari.

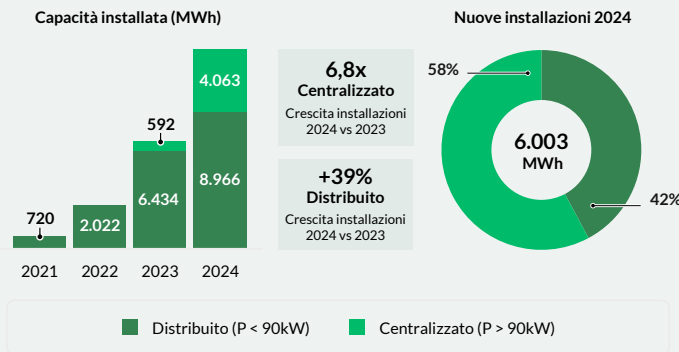
reti di distribuzione. Ebbene anche qui – dopo una invero lunga gestazione – la conclusione della fase pilota legata alla flessibilità globale ci ha consegnato risultati meno promettenti delle attese, con un calo significativo della partecipazione dei Balancing Service Providers e un impatto delle risorse distribuite sul dispacciamento che rimane marginale, facendo presagire la necessità di rivedere ulteriormente il meccanismo. Al contrario, anche se in una fase di sviluppo ancora embrionale, sono incoraggianti i risultati ottenuti nei progetti di flessibilità locale, che hanno registrato un

significativo aumento della partecipazione nel 2025 e presentano un notevole potenziale di crescita, forse più coerenti con il modello di partecipazione diffusa del mercato e quindi più destinati a diventare strumento permanente di gestione delle reti.

Il terzo e particolarmente atteso fenomeno, con la prima asta a dare i propri risultati nei giorni in cui questo Rapporto è mandato in stampa, è infine legato alla diffusione dei **sistemi di storage** attraverso il **MACSE**. Non sono poche le incertezze e le perplessità della vigilia (soprattutto in merito al livello di redditi-

vità degli investimenti incentivati dal MACSE), così come ambizioso l'obiettivo da raggiungere al 2030 (pari a 58 GWh di sistemi di stoccaggio centralizzati), eppure già il 2024 e ancora di più il 2025 ha mostrato una crescita negli investimenti in storage “centralizzato” ed una maggiore coerenza nella copertura geografica del territorio.

Ripartizione del parco installato e delle nuove installazioni nel 2024 per tipologia di sistema elettrochimico.



Forse è ancora troppo presto per dire che il mercato italiano abbia definitivamente fatto proprie nella sua traiettoria di sviluppo le tre parole chiave dalle quali siamo partiti (rinnovabile, partecipato, flessibile), ma l'ultimo tratto di strada percorso ci ha consegnato segnali incoraggianti per il futuro.

1.

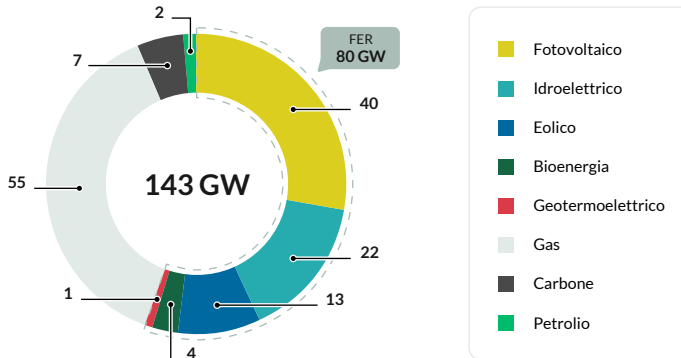
Il sistema elettrico nazionale: dati e tendenze

Come si è evoluta la **generazione da rinnovabili** nel nostro Paese? E quali sono le dinamiche che hanno caratterizzato i mercati elettrici (in particolare il **Mercato del Giorno Prima** ed il **Mercato dei Servizi di Dispacciamento**) nel nostro Paese?

È da questo quadro, presentato in questo capitolo introduttivo, che prende le mosse la nostra analisi, contestualizzando quindi da un lato il tema delle Comunità Energetiche Rinnovabili come contributo attivo alla crescita delle rinnovabili, e dall'altro lato lo sviluppo delle soluzioni di flessibilità e di stoccaggio come abilitatori di nuovi modelli e comportamenti sui mercati elettrici.

Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili

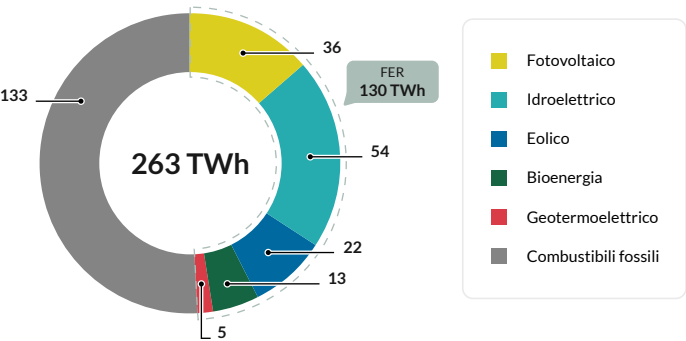
Lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) rappresenta una delle dinamiche più rilevanti che hanno segnato l'evoluzione del sistema elettrico italiano negli ultimi anni. Attualmente, **le FER costituiscono il 56% circa della capacità di generazione elettrica installata nel Paese**. Come illustrato nella *figura 1.1*, **sono installati complessivamente circa 80 GW di FER** in Italia. Le tecnologie con la maggiore incidenza sono il fotovoltaico e l'idroelettrico: il fotovoltaico contribuisce con 40 GW, pari a circa il 50% della capacità rinnovabile totale, mentre l'idroelettrico raggiunge i 22 GW.

Figura 1.1: Capacità elettrica installata per fonte in Italia al 30 giugno 2025 [GW].

Le rinnovabili sono quindi rilevanti nel parco di generazione elettrica italiano. Tuttavia, le rinnovabili non programmabili, come il fotovoltaico e l'eolico, non sono in grado di garantire una produzione costante nell'arco della giornata, a causa della loro dipendenza dalle condizioni meteorologiche. A conferma di questa esigenza di integrazione della produzione da rinnovabili, nel sistema elettrico nazionale sono ancora presenti circa **63 GW di capacità di generazione da fonti fossili**, come evidenziato in *figura 1.1*.

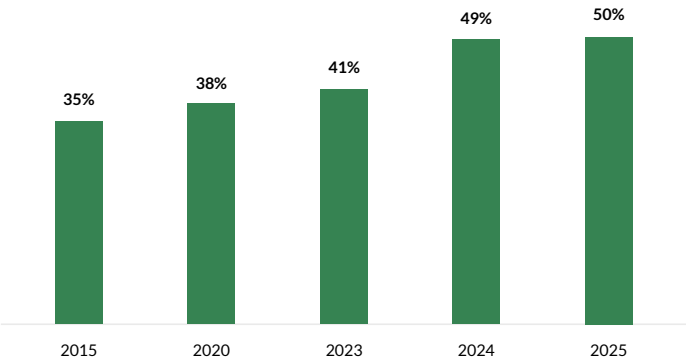
Ma qual è oggi il contributo effettivo delle FER alla produzione elettrica nazionale? **Nel 2024, le rinnovabili hanno prodotto 130 TWh, cioè il 49% dell'elettricità complessivamente prodotta in Italia.** La *figura 1.2* mostra il dettaglio della produzione elettrica per fonte: la principale fonte rinnovabile per volumi prodotti è l'idroelettrico, con 54 TWh, pari al 42% della produzione complessiva da FER. Il fotovoltaico si colloca al secondo posto, con una produzione di 36 TWh. Questo risultato riflette il diverso profilo di producibilità delle tecnologie: sebbene il fotovoltaico conti su una capacità installata superiore rispetto all'idroelettrico, la sua produzione annua è inferiore, a causa delle minori ore di funzionamento effettivo.

Figura 1.2: Produzione elettrica per fonte in Italia nel 2024 [TWh].



Questo contributo delle fonti rinnovabili è andato crescendo negli ultimi anni, a conferma di un percorso di transizione energetica che – seppure tra molte difficoltà – si è fatto sempre più concreto. Come mostrato in figura 1.3, la quota di produzione elettrica coperta annualmente da fonti rinnovabili è aumentata in modo sostanziale: dal 35% nel 2015 si è passati al 49% nel 2024. I risultati dei primi sei mesi del 2025 mostrano una situazione simile al 2024, con le rinnovabili che hanno coperto il 50% della produzione elettrica del Paese.

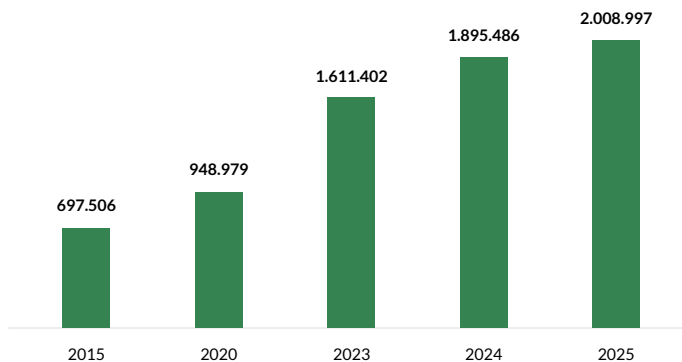
Figura 1.3: Quota della generazione elettrica annua coperta da FER [%].¹



¹ Per il 2025, i dati si riferiscono ai primi sei mesi dell'anno.

Oltre all'aumento della generazione di elettricità da fonti rinnovabili, un'altra tendenza significativa che ha caratterizzato il sistema elettrico italiano nell'ultimo decennio è **la crescente decentralizzazione della generazione**. Un elemento emblematico di questo fenomeno è l'incremento del numero di impianti di produzione, in particolare da fonti rinnovabili. Come evidenziato in figura 1.4, **il numero di impianti rinnovabili installati nel Paese è triplicato negli ultimi dieci anni, raggiungendo circa 2 milioni di unità al 30 giugno 2025**. Questa frammentazione del parco impiantistico riflette la diffusione capillare delle tecnologie rinnovabili, in particolare del fotovoltaico, anche su piccola scala.

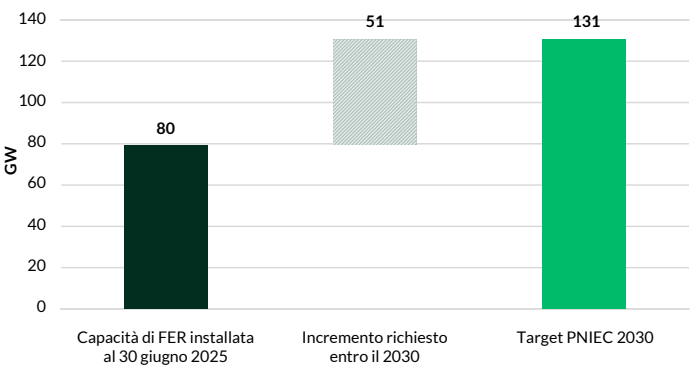
Figura 1.4: Evoluzione temporale del numero impianti di produzione da FER.²



Ma quanto siamo vicini agli obiettivi? **Secondo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, trasmesso alla Commissione Europea nel giugno 2024, **l'Italia dovrà raggiungere entro il 2030 una capacità installata di FER pari a 131 GW**. Come si può notare dalla figura 1.5, a fronte dei circa 80 GW attualmente installati, **il gap da colmare è ancora sostanziale: sarà infatti necessario un incremento di oltre 50 GW nei prossimi anni**.

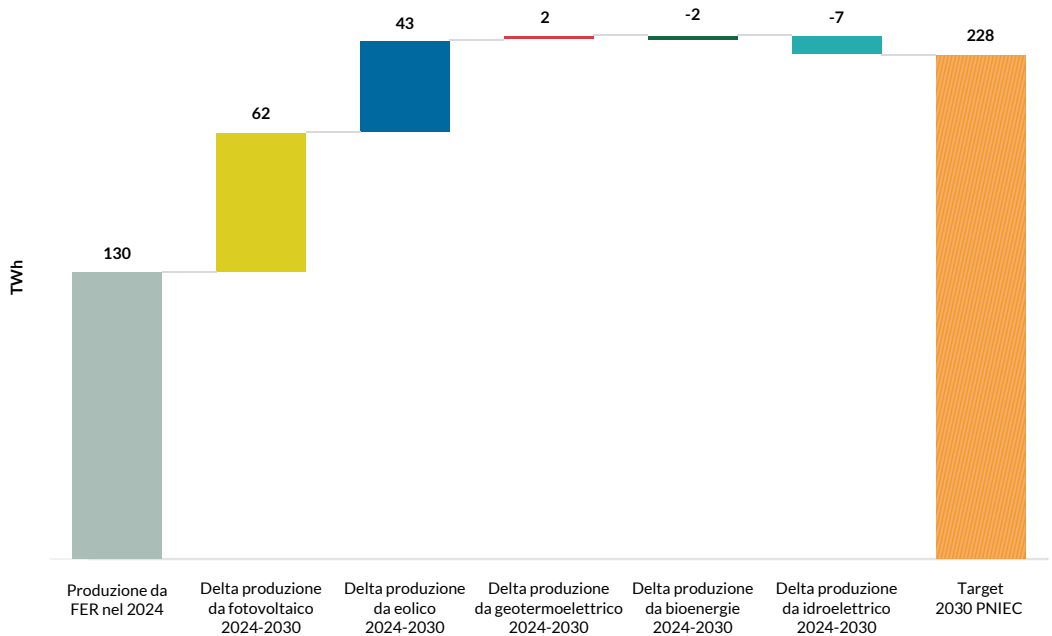
² I dati si riferiscono al 31 dicembre per tutti gli anni, ad eccezione del 2025, per cui il dato è aggiornato al 30 giugno.

Figura 1.5: Capacità installata di FER e distanza dal target del PNIEC al 2030.



Il conseguimento dei target al 2030 richiede non solo un ampliamento della capacità installata di rinnovabili, ma anche un sostanziale aumento della produzione di elettricità da FER. **Secondo il PNIEC, l'obiettivo al 2030 è di raggiungere una produzione annua di 228 TWh da fonti rinnovabili. Questo valore rappresenta un incremento di circa il 75% rispetto ai 130 TWh prodotti nel 2024.** Come illustrato in figura 1.6, la quasi totalità di questo incremento dovrà essere garantita da fotovoltaico ed eolico, le due tecnologie con maggiore potenziale di espansione. In particolare:

- Il fotovoltaico dovrà aumentare la propria produzione di 62 TWh, passando da 36 TWh nel 2024 a 98 TWh nel 2030;
- L'eolico dovrà crescere di 43 TWh, passando da 22 TWh nel 2024 a 65 TWh al 2030.

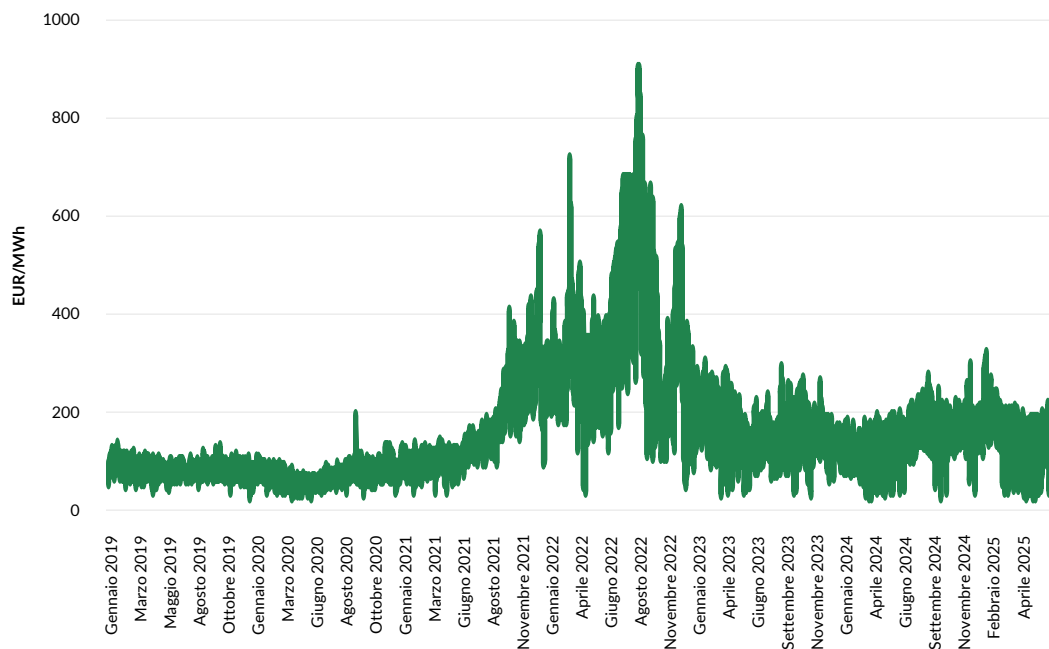
Figura 1.6: Produzione elettrica da FER nel 2024 e distanza rispetto al target del PNIEC al 2030.

La dinamica dei mercati elettrici

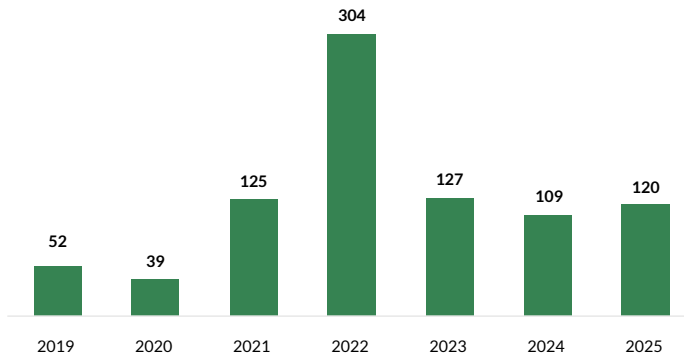
Il primo indicatore considerato per analizzare l'andamento dei mercati elettrici nel nostro Paese è il **Prezzo Unico Nazionale (PUN)**, che ha **storicamente** rappresentato il **prezzo di riferimento dell'energia elettrica all'ingrosso nel mercato italiano**.³ In figura 1.7 si riporta l'andamento del PUN dal 2019 al 2025.⁴

³ Dal gennaio 2025, le offerte di acquisto di energia elettrica sul Mercato del Gior-
no Prima (MGP) sono valorizzate ai prezzi zionali. Il Gestore dei Mercati Energetici
(GME) calcola il prezzo di riferimento dell'energia elettrica scambiata sul MGP, otte-
nuto come media ponderata dei prezzi zionali secondo le quantità acquistate in ciascu-
na zona geografica. Tale prezzo è chiamato PUN Index GME. Nel presente capitolo,
per semplicità, la dicitura PUN viene utilizzata anche per il 2025.

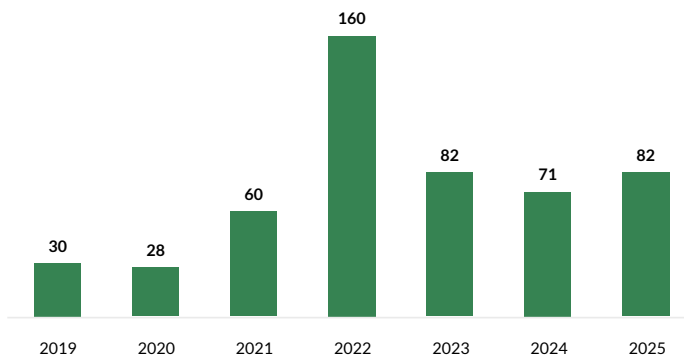
⁴ Per il 2025 sono inclusi i dati fino al 30 giugno.

Figura 1.7: Andamento del PUN.

Come si può notare dalla *figura 1.7*, i **valori del PUN registrati a partire dal 2022 sono stati generalmente superiori rispetto ai valori del 2019 e del 2020**. Per osservare meglio questa tendenza, è utile ridurre la risoluzione temporale considerata. Analizzando la media annua del PUN dal 2019 al 2025, si nota chiaramente che i prezzi registrati a partire dal 2022 sono stati significativamente più alti rispetto ai valori pre-pandemici del 2019. In particolare, come mostrato in *figura 1.8*, **mentre nel 2019 il PUN medio si attestava a 52 EUR/MWh, dal 2022 in poi i valori medi annui non sono mai scesi sotto i 109 EUR/MWh**.

Figura 1.8: Media annua del PUN dal 2019 al 2025 [EUR/MWh].⁵

Inoltre, **a partire dal 2022, il PUN ha mostrato un andamento significativamente più volatile rispetto a quanto osservato nel 2019 e nel 2020.** Un indicatore utile per analizzare questo incremento di volatilità è la differenza infragiornaliera tra il valore massimo e il valore minimo del PUN. Nel 2019, la media annua di tale differenza è stata pari a 30 EUR/MWh, ma negli ultimi anni questo valore è aumentato considerevolmente. Come mostrato in *figura 1.9*, nel 2023, 2024 e 2025, la media annua della differenza infragiornaliera è stata sempre superiore a 71 EUR/MWh, più del doppio rispetto al valore del 2019.

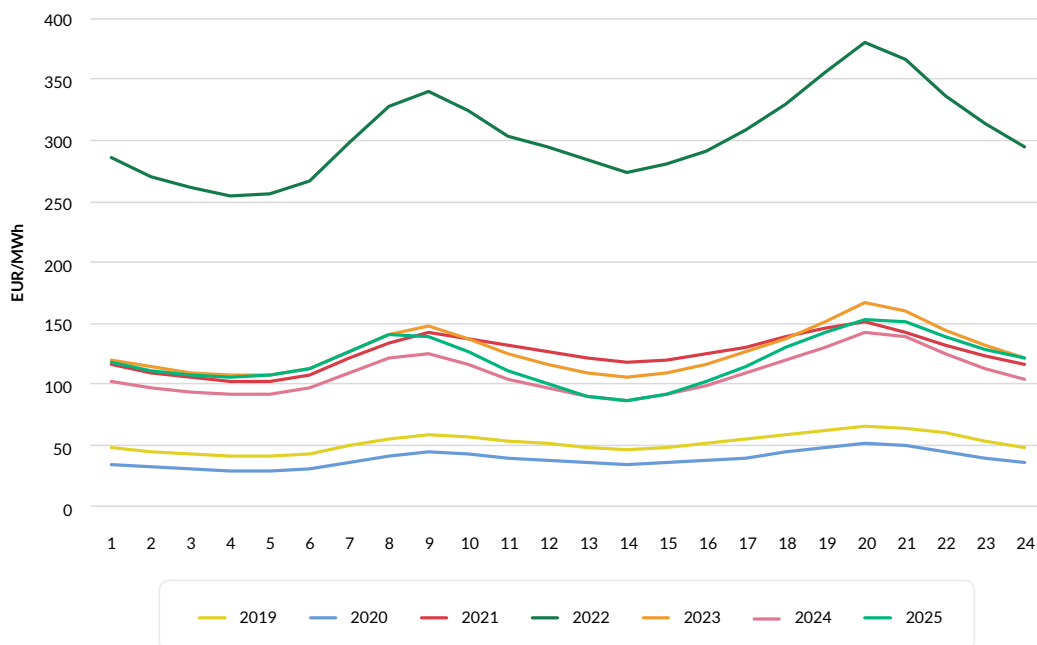
Figura 1.9: Differenza infragiornaliera tra PUN massimo e minimo, media annua [EUR/MWh].⁶

⁵ Per il 2025 sono inclusi i dati fino al 30 giugno.

⁶ Per il 2025 sono inclusi i dati fino al 30 giugno.

Un'ulteriore analisi utile per evidenziare l'incremento della volatilità del PUN negli ultimi anni è l'osservazione del suo andamento nelle 24 ore della giornata. La figura 1.10 illustra come, mentre **nel 2019 e nel 2020 il PUN si mostrava relativamente stabile durante l'intera giornata**, negli anni successivi, invece, si sono evidenziate **differenze più marcate** tra i valori minimi, che si verificano normalmente di notte quando la domanda è al minimo, e i valori massimi, che si riscontrano generalmente tra il tardo pomeriggio e la sera, quando la domanda sale e la produzione da fotovoltaico diminuisce.

Figura 1.10: Media oraria del PUN nelle 24 ore della giornata, per gli anni dal 2019 al 2025.⁷



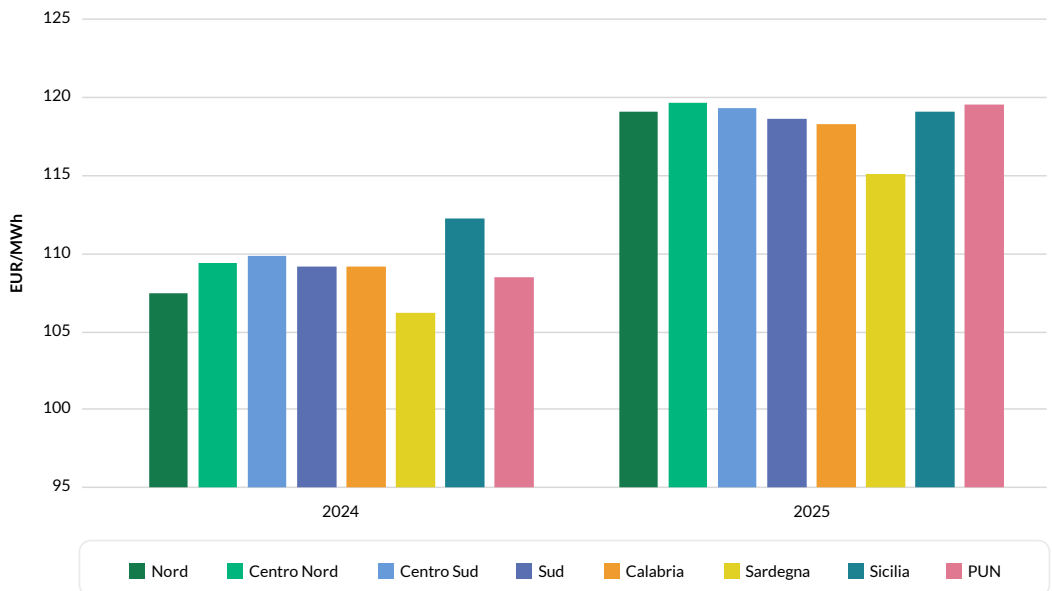
Oltre al PUN, sono stati analizzati i **Prezzi Medi Zonali (PMZ)**, che rappresentano il prezzo medio dell'energia elettrica in ciascuna delle sette zone del mercato elettrico italiano.⁸ **Nel primo semestre del 2025, come già osservato nel 2024, i PMZ si sono discostati in maniera limitata tra le diverse zone.** Numericamente, la

⁷ Per il 2025 sono inclusi i dati fino al 30 giugno.

⁸ Le zone del mercato elettrico italiano sono: Nord, Centro-Nord, Centro-Sud, Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna.

zona che ha registrato il PMZ minore nel primo semestre del 2025 è la Sardegna, con una media di 115 EUR/MWh, mentre la zona con il PMZ mediamente più alto è il Centro-Nord, con 119 EUR/MWh, un valore maggiore di meno del 5% rispetto al PMZ della Sardegna. Come si può notare in *figura 1.11*, **nel 2025 le zone con i PMZ mediamente più bassi sono state la Sardegna, la Calabria e il Sud**. Tali risultati si spiegano, ad esempio, con la maggiore producibilità di energia rinnovabile nelle regioni meridionali, che permette una generazione elettrica a costi più contenuti. Nello stesso periodo, le zone con i **PMZ mediamente più alti** sono state il **Centro-Nord**, il **Centro-Sud**, e la **Sicilia**. Tali risultati sono riconducibili, ad esempio, alla **limitata capacità di interconnessione della Sicilia con il resto del Paese**, che provoca un aumento dei prezzi in situazioni di elevata domanda e ridotta offerta, oltre che alla minore producibilità da rinnovabili nelle regioni del Centro rispetto a quelle meridionali, combinata con una domanda elevata, specie al Centro-Nord.

Figura 1.11: PMZ medi annui nel 2024 e nel 2025.⁹



⁹ Per il 2025 sono inclusi i dati fino al 30 giugno.

In conclusione, l'analisi dei risultati del **Mercato del Giorno Prima (MGP)** ha evidenziato che, nonostante la crescita delle energie rinnovabili, il **mercato** rimane ancora **in larga parte influenzato** dalla **generazione termoelettrica a gas**, che continua a essere la **tecnologia che più spesso determina i prezzi**. Questo emerge, ad esempio, dall'aumento del PUN registrato durante la crisi del gas nel 2022 e dall'incremento della sua volatilità durante le diverse ore della giornata.

In questo contesto, la **modifica della Market Time Unit (MTU)** — il cui **passaggio da 1 ora a 15 minuti** è entrato in vigore il 1° ottobre 2025 — rappresenta un **ulteriore passo verso un mercato più capace di integrare le rinnovabili**. Una maggiore risoluzione temporale del MGP consentirà infatti al mercato di riflettere con maggiore precisione le dinamiche reali di produzione e domanda di elettricità.

Dopo aver esaminato i risultati principali del Mercato del Giorno Prima (MGP), in particolare riguardo al PUN e ai PMZ, sono ora analizzati i risultati del **Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD)**.¹⁰

In primo luogo, sono stati analizzati i **volumi scambiati nel MSD** negli ultimi anni. I dati mostrano che, **dal 2016 al 2020, i volumi scambiati sono aumentati significativamente**, superando i 40 TWh nel 2020. Uno dei principali fattori alla base di questo incremento è stata la crescente diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili, che hanno aumentato l'incertezza e

¹⁰ Il MSD è il mercato gestito dal Transmission System Operator (TSO) con l'obiettivo di garantire l'equilibrio tra domanda e offerta di energia elettrica sulla rete. Il MSD si suddivide in due fasi:

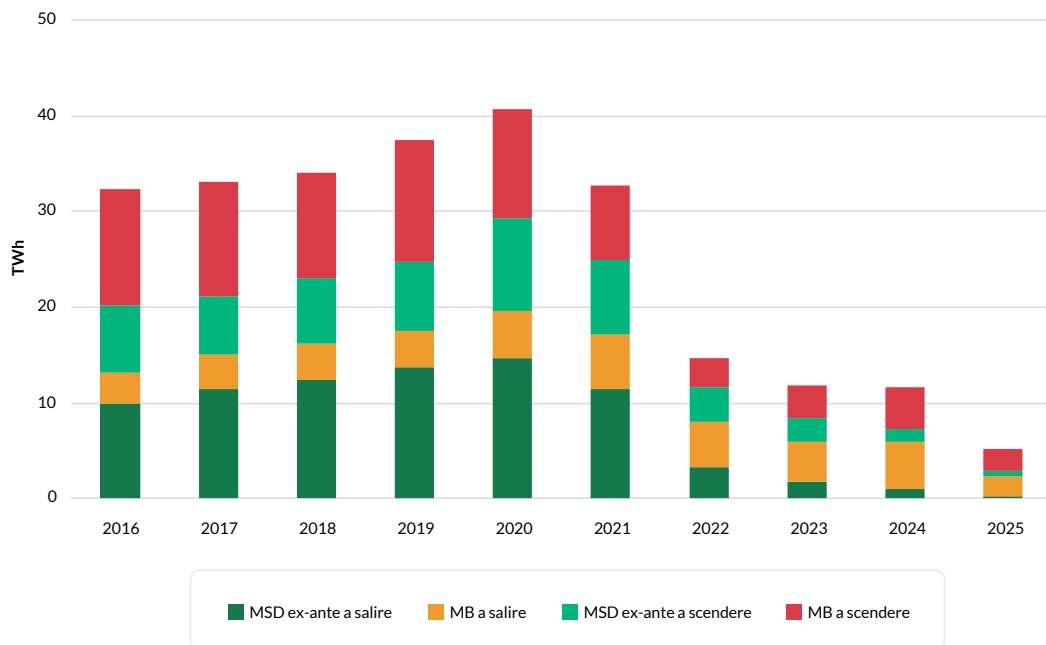
- MSD ex-ante: si svolge prima del tempo reale e ha lo scopo di programmare interventi preventivi;
- Mercato del Bilanciamento (MB): si svolge in prossimità del tempo reale per intervenire tempestivamente in caso di scostamenti imprevisti.

In entrambe le fasi, i volumi scambiati possono riguardare attivazioni "a salire", che comportano un aumento della produzione o una riduzione dei consumi, oppure attivazioni "a scendere", che implicano una riduzione della produzione o un aumento dei consumi.

Si osserva che il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), coerentemente con i regolamenti europei, a partire da gennaio 2025 ha rinominato il MSD in Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR) in modo da ricomprendere al suo interno sia l'Integrated Scheduling Process (coincidente con gli attuali MSD ex-ante e MB) sia le piattaforme di bilanciamento europee per lo scambio di prodotti standard di energia di bilanciamento tra gestori di rete.

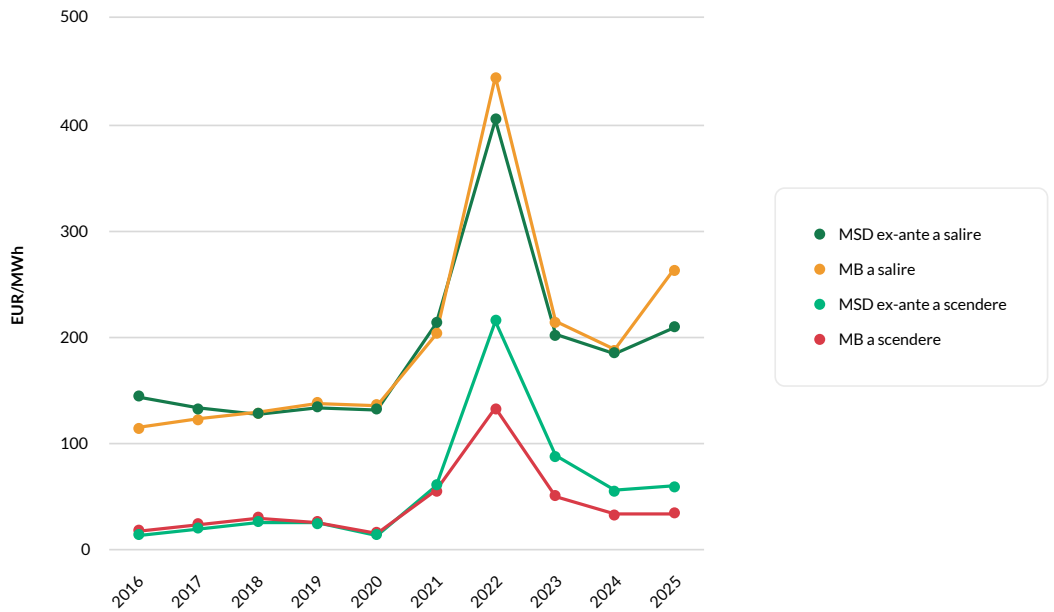
l'imprevedibilità della produzione elettrica. **A partire dal 2021, come mostrato in figura 1.12, i volumi scambiati nel MSD hanno registrato una contrazione, raggiungendo circa 12 TWh nel 2024.** Le cause principali di questa riduzione sono legate a fattori sia normativi che di mercato. Dal punto di vista normativo, con la delibera ARERA 597/2021 è stato introdotto un sistema incentivante per il Transmission System Operator (TSO), con l'obiettivo di aumentare l'efficienza del dispacciamento. **Sul fronte di mercato, la maggiore accuratezza nelle previsioni della produzione da fonti rinnovabili e dei consumi, grazie all'uso di algoritmi più precisi e a una maggiore digitalizzazione e monitoraggio, ha contribuito a ridurre la necessità di interventi sul MSD.** Questi sviluppi suggeriscono una crescente capacità del sistema di integrare una quota sempre maggiore di energia rinnovabile.

Figura 1.12: Volumi scambiati annualmente sul MSD.¹¹



11 Per il 2025, sono inclusi i dati del primo semestre.

Come sono evoluti i **prezzi** a cui sono stati scambiati i volumi di energia **sul MSD**? In *figura 1.13* sono evidenziate due tendenze principali. In primo luogo, **dal 2022 si sono registrati prezzi medi mediamente maggiori rispetto ai valori del periodo pre-pandemia**, dal 2016 al 2019. In effetti, i prezzi sul MSD sono correlati positivamente con il PUN: entrambi sono influenzati dalle stesse condizioni generali del sistema elettrico, come il livello di produzione da impianti a gas e i relativi prezzi del combustibile. In secondo luogo, si osserva che **i prezzi associati ad attivazioni “a salire” sono significativamente maggiori rispetto a quelli associati ad attivazioni “a scendere”**. Numericamente, nel 2024 i prezzi medi associati a volumi “a salire” sono stati almeno tre volte maggiori rispetto a quelli associati ai volumi “a scendere”, sia sul MSD ex-ante che sul MB. Tale differenza è associata principalmente al fatto che attivare impianti per aumentare la produzione di elettricità risulta spesso maggiormente costoso rispetto a ridurre la produzione di elettricità. In generale, sono principalmente utilizzate soluzioni programmabili con costi marginali elevati per fornire servizi alla rete. Il capitolo 3 del Rapporto illustrerà i risultati dei progetti pilota realizzati in Italia per valutare la capacità delle risorse distribuite e storicamente non abilitate di fornire servizi alla rete. Inoltre, gli stoccaggi elettrochimici, analizzati con maggiore dettaglio nel capitolo 4, rappresentano un'ulteriore risorsa in grado di contribuire ai servizi di rete.

Figura 1.13: Prezzi medi sul MSD.¹²

12 Si riportano i prezzi medi ponderati in base ai volumi scambiati. Per il 2025, sono inclusi i dati relativi al primo semestre.

Messaggi Chiave

Capitolo 1

Il sistema elettrico
nazionale: dati e tendenze

Lo **sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER)** è una delle tendenze principali che ha caratterizzato l'evoluzione del sistema elettrico negli ultimi anni. A fine giugno 2025, **le FER contano 80 GW di potenza** in Italia, pari al 56% circa della capacità di produzione elettrica complessiva. **Nel 2024, le rinnovabili hanno prodotto 130 TWh di elettricità**, pari al 49% dell'elettricità complessivamente prodotta nel Paese. **La quota di rinnovabili nel mix elettrico è infatti aumentata nell'ultimo decennio**: nel 2015, era pari al 35%. Tale incremento segnala il processo di decarbonizzazione del sistema elettrico in atto. **Nel frattempo, sono triplicati gli impianti di generazione di elettricità**: il sistema elettrico diventa maggiormente decentralizzato.

Nonostante le evoluzioni in corso, **è ancora ampio il gap da colmare per raggiungere gli obiettivi al 2030 del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**. Per raggiungere il target del PNIEC di 131 GW di capacità di FER installata entro il 2030, è richiesto un incremento di oltre 50 GW rispetto agli 80 GW attuali. Anche per la produzione di elettricità da rinnovabili è richiesto un incremento significativo per raggiungere il target di policy: nel 2030, la produzione di elettricità da FER dovrebbe aumentare di circa il 75% rispetto ai 130 TWh prodotti nel 2024.

In questo contesto, quali sono stati gli esiti dei mercati elettrici nel 2024 e nei primi mesi del 2025? **Se nel 2024 il Prezzo Unico Nazionale (PUN) è stato pari mediamente a 109 EUR/MWh**, in calo del 14% circa rispetto ai 127 EUR/MWh del 2023, **nel primo semestre del 2025 il PUN medio è rimbalzato a 120 EUR/MWh**. I valori del 2024 e del 2025 rimangono decisamente maggiori rispetto ai valori del periodo pre-COVID: basti considerare che nel 2019 il PUN medio era di circa 50 EUR/MWh. Oltre ad essere mediamente più alto, **il PUN ha registrato nel 2024 e nei primi mesi del 2025 un andamento**

più volatile rispetto ai valori pre-pandemici. Infatti, la media annua della differenza infragiornaliera tra il valore massimo e il valore minimo del PUN registrata nel 2024 e nel primo semestre del 2025 è più che raddoppiata rispetto ai valori del 2019. Per quanto riguarda i risultati zonalì, **nel primo semestre del 2025 Sardegna, Sud e Calabria sono state le zone del mercato elettrico con i Prezzi Medi Zonali (PMZ) più bassi**, complice il maggior potenziale di produzione da fonti rinnovabili. L'analisi dei risultati del Mercato del Giorno Prima (MGP) suggerisce che, nonostante la crescita delle rinnovabili, i prezzi restano ancora fortemente **influenzati dalla generazione termoelettrica a gas**, come evidenziato dall'aumento e dalla maggiore volatilità del PUN registrati nel 2022. In questo contesto, il passaggio della Market Time Unit (MTU) da 1 ora a 15 minuti, entrato in vigore il 1° ottobre 2025, rappresenta un passo importante per rendere il mercato più capace di integrare le rinnovabili, riflettendo con maggiore precisione le dinamiche di produzione e domanda. **I volumi scambiati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) nel 2024, pari a circa 12 TWh, e nel primo semestre del 2025 sono in linea rispetto ai valori del 2023.** Si conferma quindi una decisa riduzione dei volumi scambiati sul MSD rispetto ai circa 40 TWh del 2020. Tale calo è dovuto in parte all'introduzione di incentivi per il TSO volti a migliorare l'efficienza del dispacciamento e in parte alla maggiore accuratezza delle previsioni di produzione e dei consumi. Relativamente ai **prezzi medi** con cui sono stati scambiati i volumi **sul MSD, si conferma che nel 2024 e nel primo semestre del 2025 i valori sono stati maggiori rispetto al periodo pre-pandemico.** Ad esempio, se nel 2019 i prezzi medi per le attivazioni sul Mercato del Bilanciamento "a salire" erano pari a 138 EUR/MWh, nel 2024 i prezzi medi sono aumentati a 188 EUR/MWh. In generale, sono ancora principalmente utilizzate soluzioni programmabili con costi marginali elevati per fornire servizi alla rete.

2.

Le comunità energetiche rinnovabili in Italia

Le **comunità energetiche rinnovabili (CER)** hanno vissuto nel 2025 un **“anno sotto i riflettori”**, con un crescente interesse da parte dell’opinione pubblica ed un significativo fermento anche dal punto di vista imprenditoriale. Ma quali sono i risultati concreti di questa attenzione?

In questo capitolo presenteremo una **mappatura aggiornata delle CER e delle altre configurazioni di autoconsumo diffuso** attualmente attive in Italia. A seguire, l’attenzione si concentrerà su alcuni dei temi chiave legati allo sviluppo delle comunità energetiche. Il primo riguarda le **principali criticità** riscontrate dagli operatori **nella costituzione di una CER**. Il secondo è un approfondimento con i risultati di un’**analisi empirica**, condotta con il **coinvolgimento** di circa **un sesto delle configurazioni di CER attive** in Italia, sull’adozione dei **software per la gestione delle comunità**.

Il capitolo si chiude poi con uno **sguardo prospettico** e la presentazione dei risultati delle **simulazioni di Energy & Strategy** sugli scenari futuri di **diffusione delle CER** nel nostro Paese.

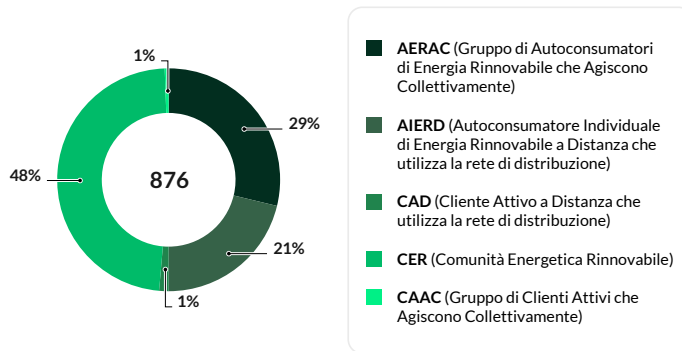
La mappatura delle configurazioni attive

Attualmente in Italia **si contano 876 configurazioni di autoconsumo diffuso attive**.¹ Come riportato in *figura 2.1*, le configurazioni più diffuse sono le **CER** (Comunità energetiche rinnovabili), che **rappresentano il 48% del totale di configurazioni**, gli **AERAC** (Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono

¹ I dati più recenti disponibili sono quelli dell’elenco delle configurazioni attive del GSE (Gestore Servizi Energetici), aggiornato al 31 maggio 2025. Per una descrizione dettagliata delle diverse configurazioni di autoconsumo diffuso esistenti, si rimanda al box di approfondimento alla pagina successiva.

collettivamente), che coprono il **29% del totale**, e gli **AIERD** (Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile a distanza che utilizza la rete di distribuzione), che rappresentano il **21% delle configurazioni** attive.² I **CAD** (Clienti attivi a distanza) e i **CAAC** (Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente) rappresentano invece una **quota marginale**, pari complessivamente al **2%**. Come indicato nel box di approfondimento seguente, **solo le CER, le AERAC e gli AIERD** possono accedere all'**incentivo del GSE sull'energia condivisa**.

Figura 2.1: Configurazioni di autoconsumo diffuso attive in Italia.



² Nella mappatura viene considerato il numero di configurazioni di CER. È importante sottolineare che una stessa CER, intesa come soggetto giuridico, può comprendere al proprio interno più configurazioni, includendo membri collegati anche a cabine primarie diverse. Ai fini dell'incentivo sull'energia condivisa, ciò che rileva è la configurazione, ossia l'insieme dei produttori e dei consumatori connessi alla medesima cabina primaria della rete elettrica. In questo modo, anche se i membri di una CER possono trovarsi geograficamente distanti, l'energia condivisa e i relativi incentivi vengono comunque calcolati separatamente per ciascuna configurazione.

APPROFONDIMENTO: Le tipologie di configurazioni di autoconsumo diffuso

Nel 2022 l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente** (ARERA) ha pubblicato il **Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso** nel quale vengono definite

le 7 tipologie di configurazioni di autoconsumo diffuso autorizzate e descritte in tabella 2.1.

Tabella 2.1: Tipologie di configurazioni di autoconsumo diffuso.

Energia condivisa	Tipologia di configurazione	Descrizione
Condivisione di energia da fonti rinnovabili	Gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente (AERAC)	Clienti finali che autoconsumano l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione. I punti di connessione dei clienti finali devono essere ubicati nel medesimo edificio o condominio. Gli impianti devono trovarsi nell'area afferente alla medesima cabina primaria.
	Comunità energetica rinnovabile (CER)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole e medie imprese, enti della pubblica amministrazione) che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità della configurazione. Tutti i punti di prelievo e immissione degli impianti nel perimetro della singola configurazione devono essere localizzati nell'area afferente alla stessa cabina primaria.
	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione (AIERD)	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto da fonti rinnovabili nella piena disponibilità dell'autoconsumatore. Un autoconsumatore a distanza può inserire nella configurazione i punti di prelievo dei quali è titolare purché siano ubicati nell'area afferente alla medesima cabina primaria.
	Autoconsumatore individuale di energia rinnovabile «a distanza» con linea diretta	Un cliente finale e un produttore che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore a cui è collegato in «linea diretta» a una distanza di non più di 10 km
Condivisione di energia da fonti fossili e/o rinnovabili	Comunità energetica dei cittadini (CEC)	Clienti finali e/o produttori (cittadini, piccole imprese, enti della pubblica amministrazione) che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità della configurazione. I punti di connessione dei soggetti e degli impianti di produzione facenti parte della configurazione devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.
	Cliente attivo «a distanza» che utilizza la rete di distribuzione (CAD)	Un cliente finale e uno o più produttori che condividono l'energia prodotta da un impianto nella piena disponibilità dell'autoconsumatore. I punti di connessione dell'autoconsumatore e degli impianti di produzione da fonti rinnovabili facenti parte della configurazione devono essere sottesi alla medesima cabina primaria.
	Gruppo di clienti attivi che agiscono collettivamente (CAAC)	Clienti finali ubicati nello stesso edificio o condominio che condividono l'energia prodotta da un impianto nella loro piena disponibilità

Di queste 7 tipologie di configurazioni **solo per le prime 3** è prevista la **tariffa premio per l'energia condivisa per una durata di 20 anni**. Tale **tariffa incentivante premio (TIP)** è **variabile** e **compresa tra un valore minimo** e un **valore massimo**: al crescere del prezzo zonale il valore della tariffa si riduce e viceversa. Sono previsti inoltre **tre scaglioni in base alla potenza dell'impianto** e per ognuno di questi variano i valori

minimo e massimo, in particolare:

- Fino a 200 kW: minimo = 80 EUR/MWh e massimo = 120 EUR/MWh;
- Tra 200 kW e 600 kW: minimo = 70 EUR/MWh e massimo = 110 EUR/MWh;
- Oltre 600 kW: minimo = 60 EUR/MWh e massimo = 100 EUR/MWh.

È previsto inoltre un **fattore correttivo** in base all'**area** in cui **sono ubicati gli impianti** di produzione al fine di compensare le differenze di irradiazione solare nelle diverse zone del Paese. Tale fattore correttivo è pari a **10 EUR/MWh** per le regioni del **Nord** e a **4 EUR/MWh** per quelle del **Centro**.

Le **imprese possono accedere all'incentivo** solo se rispettano un **valore soglia**, calcolata come percentuale di energia condivisa sull'energia immessa in rete, oltre il quale l'eventuale importo della TIP eccedentario debba essere destinato ai consumatori diversi dalle imprese o utilizzato per finalità sociali aventi ricadute sul territorio:

- Pari al 55% in caso di accesso alla sola tariffa premio;
- Pari al 45% in caso di cumulo della tariffa premio con il contributo in conto capitale.

Inoltre, le **CER** e gli **AERAC** possono beneficiare di un **contributo in conto capitale** finanziato dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), riservato a **impianti con potenza inferiore a 1 MW situati in comuni con una popolazione inferiore a 50.000 abitanti**. La **scadenza** per la presentazione delle domande di accesso all'incentivo è fissata al **30 novembre 2025**. Tra le spese ammissibili, con **copertura fino al 40%**, rientrano la realizzazione dell'impianto, l'acquisto di sistemi di accumulo e software, le opere edilizie e la connessione alla rete. Ulteriori costi come progettazione e direzione lavori sono finanziabili fino al 10%. Il massimale di spesa

finanziabile varia in base alla potenza dell'impianto (es. 1.500 EUR/kW per impianti fino a 20 kW).

Inoltre, il **contributo in conto capitale è cumulabile con la tariffa incentivante premio**, ma con un **fattore di riduzione** che ne dimezza l'importo in caso di contributo pari al 40% del capitale investito. Tale riduzione non si applica ai punti di prelievo nella titolarità di persone fisiche, enti territoriali e autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e di protezione ambientale. In particolare, nel caso in cui almeno uno dei punti di prelievo appartenga ai soggetti sopraindicati e vi sia almeno un impianto che ha ricevuto un contributo in conto capitale, sarà necessario effettuare una ripartizione aggiuntiva per determinare, in relazione agli impianti che hanno beneficiato del contributo:

- la quota di energia elettrica condivisa incentivabile, alla quale applicare la tariffa premio riconosciuta;
- la quota di energia elettrica condivisa incentivabile, alla quale applicare la tariffa premio ridotta.

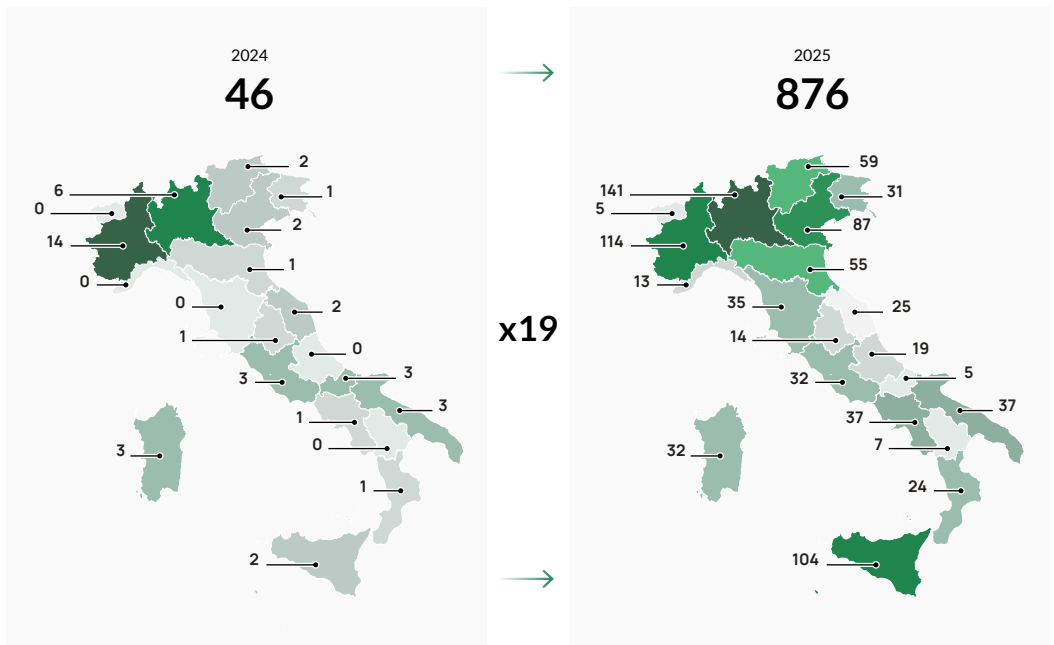
A tal fine, l'energia relativa ai punti di prelievo appartenenti a enti territoriali, autorità locali, enti religiosi, enti del terzo settore e soggetti di protezione ambientale sarà prioritariamente allocata, nell'ambito della ripartizione, agli impianti che hanno ricevuto il contributo in conto capitale.

Infine, **per tutte le configurazioni** è prevista la **restituzione degli oneri di trasmissione**, con piena cumulabilità rispetto alla tariffa incentivante premio e al contributo in conto capitale.

Rispetto alla **mappatura** presentata nell'**Electricity Market Report 2024**, che contava 46 configurazioni di autoconsumo diffuso attive, il **numero di configurazioni è cresciuto di circa 19 volte**, evidenziando un'intensa attività nel mercato. Inoltre, come mostrato nella **figura 2.2**, **nel 2025 si osserva una distribuzione più equilibrata delle configurazioni attive sul territorio nazio-**

nale rispetto al 2024. **Nel 2024**, infatti, circa il **43% delle configurazioni** attive era concentrato tra **Lombardia e Piemonte**, mentre a **maggio 2025** queste due regioni rappresentano solo il **29% delle 876 configurazioni di autoconsumo diffuso complessive**.

Figura 2.2: Evoluzione del numero di configurazioni di autoconsumo diffuso attive dal 2024 al 2025.



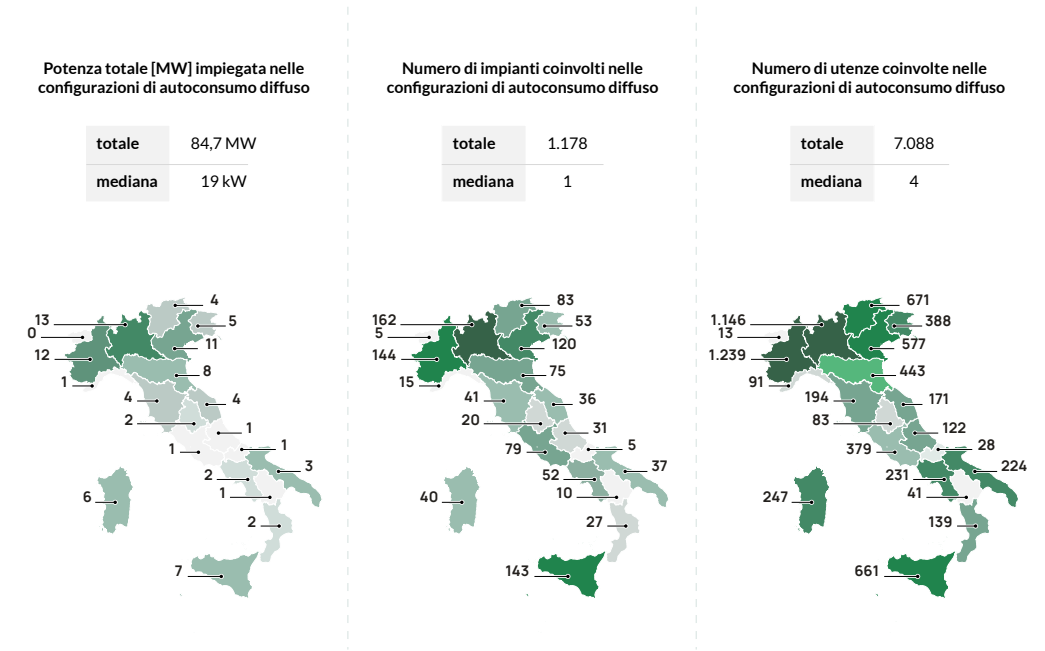
È interessante osservare che le **configurazioni attive** sono **generalmente di piccole dimensioni**. Come mostrato nella *figura 2.3*, la **potenza mediana per configurazione** è pari a **19 kW**, mentre il **numero mediano di utenze** servite si attesta a **4**. L'ampia diffusione di iniziative di queste dimensioni è riconducibile a diversi fattori, quali:

- **Ostacoli culturali e informativi:** bassa consapevolezza sul funzionamento delle configurazioni di autoconsumo diffuso tra i cittadini e scarsa comunicazione da parte delle istituzioni.
- **Limiti normativi e tecnici:** mancanza di chiarimenti

- su aspetti cruciali, come la fiscalità, e processi autorizzativi più lunghi per impianti di dimensioni maggiori.
- **Dinamiche sociali e territoriali:** difficoltà nell'aggregazione di soggetti diversi e vincoli legati alla natura fortemente locale delle iniziative.
 - **Problemi economici e di scala:** le complessità e le incertezze maggiori associate alle iniziative di dimensioni più ampie comportano rischi elevati, che l'attuale sistema di incentivi non riesce a compensare adeguatamente.

Va inoltre considerato che la **dimensione inizialmente ridotta** può dipendere dall'**esigenza di “attivare” la configurazione** presentando la documentazione al GSE, ottenendo così l'**autorizzazione a operare come CACER senza dover sostenere** da subito **investimenti rilevanti**. Una volta costituita, infatti, risulta più agevole favorirne la crescita attraverso l'ingresso di nuovi produttori e consumatori.

Figura 2.3: Potenza, numero impianti, e numero di utenze coinvolti nelle configurazioni di autoconsumo diffuso attive al 31 maggio 2025.

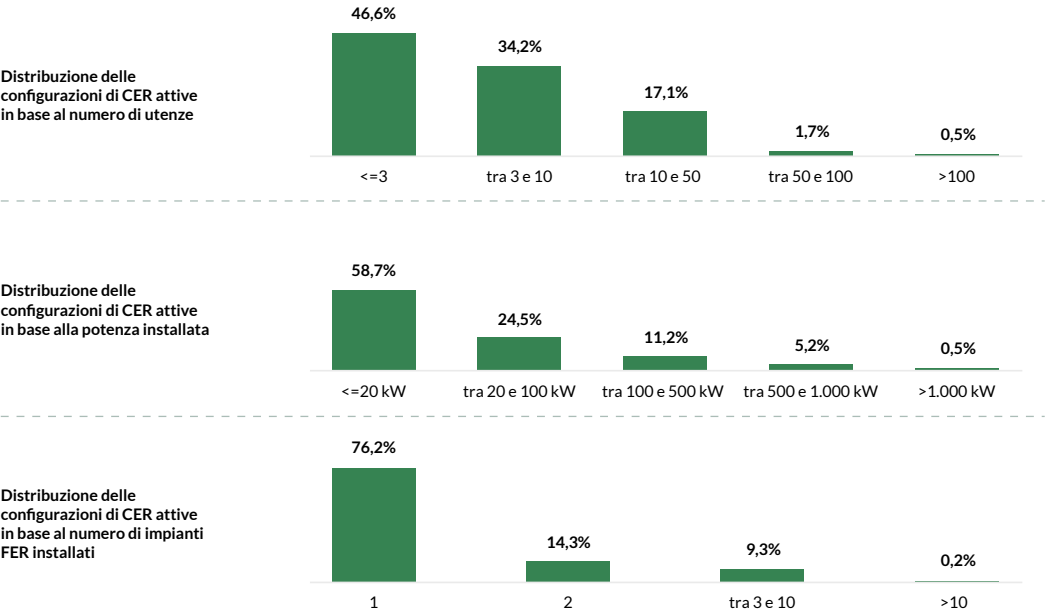


Il numero di configurazioni di autoconsumo diffuso attive è aumentato in modo significativo nell'ultimo anno, ma la **potenza complessivamente coinvolta resta contenuta**, in linea con le dimensioni ridotte delle configurazioni stesse. Secondo i dati del GSE aggiornati al 31 maggio 2025, la **potenza totale coinvolta nelle configurazioni attive** è di circa **85 MW**. A fronte di ciò, il **contingente complessivo** disponibile per beneficiare della tariffa premio incentivante ammonta a **5 GW**, con **scadenza** per la presentazione delle domande fissata al **31 dicembre 2027**.³ La distanza per saturare il contingente è decisamente ampia: per esaurire il contingente di 5 GW sarebbe necessaria una **potenza circa 60 volte maggiore rispetto agli 85 MW attualmente impiegati** nelle configurazioni attive.

Le **comunità energetiche rinnovabili** propriamente dette rappresentano il **50% circa della potenza installata** nelle configurazioni di **autoconsumo diffuso**. In particolare, si calcola che **circa 44 MW di potenza** da fonti rinnovabili siano **attualmente impiegati nelle CER attive**. Analogamente a quanto osservato per le configurazioni di autoconsumo diffuso in generale, **anche le configurazioni di CER sono spesso di piccola scala**: la **configurazione mediana** coinvolge **4 utenze** e impiega impianti per una **potenza di circa 17 kW**. Inoltre, come mostrato nella *figura 2.4*, l'80% circa delle configurazioni di CER in Italia coinvolgono al massimo 10 utenze e presentano una potenza installata inferiore ai 100 kW, mentre i tre quarti di tali configurazioni includono un solo impianto di produzione da fonti rinnovabili.

³ Si considera la potenza complessiva delle configurazioni di autoconsumo diffuso, pur sapendo che la tariffa incentivante e il relativo contingente sono riservati solo a CER, AERAC e AIERD. Si sottolinea che CER, AERAC e AIERD coprono oltre il 98% della potenza complessiva delle configurazioni di autoconsumo diffuso attive.

Figura 2.4: Distribuzioni delle configurazioni di CER attive in base al numero di utenze, alla potenza installata, e al numero di impianti FER.



Il quadro risultante dalla mappatura delle CER mostra chiaramente che le **iniziative** esistenti sono al momento di dimensioni ridotte. Nel **box di approfondimento seguente**, sono riportati gli esempi delle configurazioni di **CER di maggiori dimensioni** rilevate nella mappatura, ossia alla data del 31 maggio 2025.

APPROFONDIMENTO: Le configurazioni di CER più grandi in Italia

Tabella 2.2: La configurazione di CER con più utenze coinvolte

Nome	CER Alta Val Pellice E.T.S.
Comune	Luserna San Giovanni
Provincia	Torino
Utenze coinvolte	164

La configurazione di **CER con il maggior numero di utenze coinvolte**, secondo i dati più aggiornati disponibili del GSE, è la **CER Alta Val Pellice E.T.S.**⁴ Questa configurazione è situata a **Luserna San Giovanni**, un **comune** di circa 7.000 abitanti **in provincia di Torino**. La configurazione **comprende un impianto da 300 kW e coinvolge ben 164 utenze**, risultando ad oggi **l'unica configurazione di comunità energetica rinnovabile in Italia a superare la soglia delle 150 utenze**.

Tabella 2.3: La configurazione di CER con la maggiore potenza installata

Nome	Comunità Energetiche Rinnovabili Quaregna Cerreto
Comune	Quaregna Cerreto
Provincia	Biella
Potenza installata	1.800 kW

La configurazione di **CER con la maggiore potenza installata** in Italia è denominata **Comunità Energetiche Rinnovabili Quaregna Cerreto**, ed è situata a **Quaregna Cerreto**, un **comune in provincia di Biella**. Questa configurazione comprende **2 impianti fotovoltaici** per una **potenza complessiva di 1.800 kW** e coinvolge **25 utenze**. Si tratta dell'**unica configurazione di CER a livello nazionale con una potenza installata superiore a 1,5 MW**.

Tabella 2.4: La configurazione di CER con più impianti di produzione da fonti rinnovabili installati

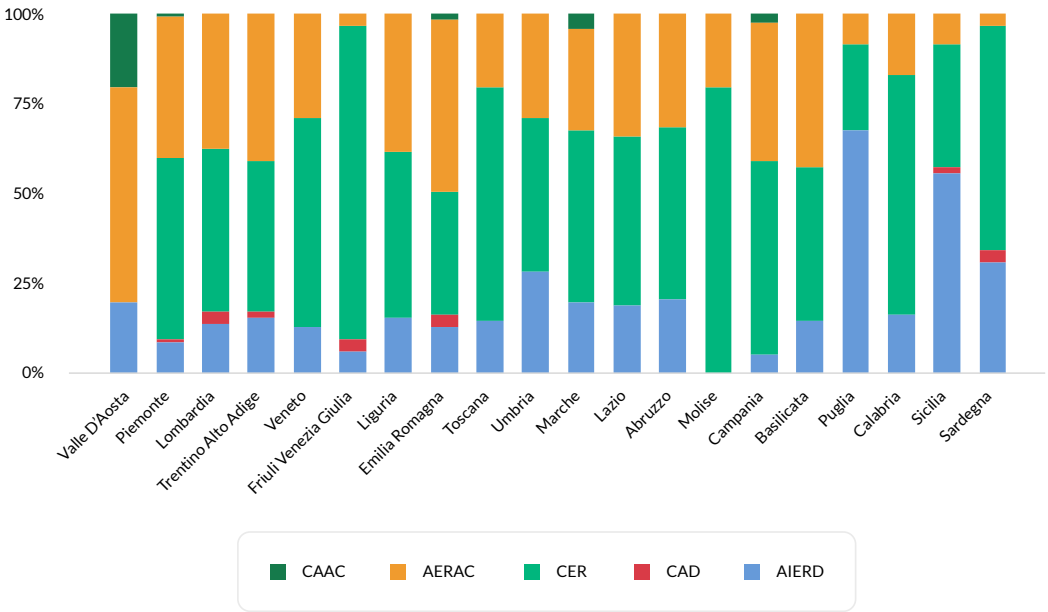
Nome	Civita Castellana Solare
Comune	Civita Castellana
Provincia	Viterbo
Impianti FER installati	36

4 Mappatura del GSE del 31 maggio 2025.

La configurazione di **CER con il maggior numero di impianti di produzione da fonti rinnovabili** è denominata **Civita Castellana Solare**, situata nel **comune di Civita Castellana**, in **provincia di Viterbo**. Questa configurazione rappresenta un vero e proprio outlier rispetto alla distribuzione nazionale: è infatti **l'unica configurazione di CER in Italia a coinvolgere più di 10 impianti FER**.

La **distribuzione delle diverse configurazioni** evidenzia **significative differenze territoriali**. La *figura 2.5* mostra che, mentre nel **Nord** si rileva una **quota maggiore di AERAC**, gli **AIERD** tendono a essere **più rilevanti nel Mezzogiorno**.

Figura 2.5: Ripartizione delle tipologie di configurazioni di autoconsumo diffuso attive per regione.

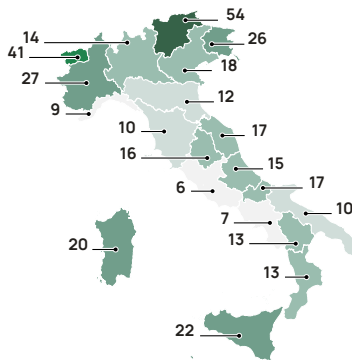


In particolare, gli **AIERD** rappresentano quasi **il 70% delle configurazioni di autoconsumo diffuso attive in Puglia** e oltre **la metà di quelle presenti in Sicilia**. Anche in questo caso, come per le configurazioni di autoconsumo diffuso nel loro complesso, si osservano **dimensioni contenute**: la **potenza mediana installata per AIERD** è pari a **25 kW**.

Le configurazioni di **AERAC** mostrano un quadro chiaro: l'88% comprende un solo impianto, mentre il **97%** comprende **al massimo 3 impianti** di produzione da rinnovabili. Nel **72% dei casi**, la **potenza impiegata** per AERAC è **inferiore ai 20 kW**. Per quanto riguarda il numero di utenze, circa il 31% ne coinvolge fino a 3, il 33% tra 4 e 10, e il restante 36% più di 10. Le dimensioni contenute delle AERAC sono coerenti con la necessità che i punti di connessione dei clienti finali siano ubicati nello stesso edificio o condominio.

A livello nazionale, si rileva una media di circa **15 configurazioni di autoconsumo diffuso attive per milione di abitanti**.⁵ Come mostrato nella *figura 2.6*, l'analisi della **distribuzione regionale** evidenzia **valori particolarmente elevati** nelle regioni meno popolate, come **Trentino-Alto Adige** e **Valle d'Aosta**. Tra le regioni più popolate, si distinguono **Piemonte** e **Sicilia** per l'elevata concentrazione di configurazioni, attribuibile al **numero assoluto particolarmente elevato di configurazioni attive**.

Figura 2.6: Configurazioni di autoconsumo diffuso attive per milione di abitanti.



⁵ Si considera la popolazione residente per Comune al 1° gennaio 2025 secondo i dati ISTAT.

Quadro normativo e regolatorio di riferimento

Negli ultimi anni, l'Italia ha compiuto significativi progressi nell'abilitazione normativa delle comunità energetiche rinnovabili e delle altre iniziative di auto-consumo diffuso. Dopo un lungo iter avviato nel 2020, **il quadro regolatorio si è definitivamente consolidato all'inizio del 2024**, con la pubblicazione del **Decreto CACER** (Configurazioni di autoconsumo per la condivisione dell'energia rinnovabile) da parte del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e delle relative **Regole Operative** da parte del GSE.⁶

Il **sistema di incentivi** si articola su **due fronti** principali. Il primo è rappresentato da una **tariffa incentivante sull'energia condivisa**, riservata alle configurazioni di CER, ai gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, e agli autoconsumatori individuali di energia rinnovabile «a distanza» che utilizzano la rete di distribuzione, che premia la quota di energia autoconsumata all'interno della configurazione. Tale meccanismo è attivo fino al raggiungimento di un **contingente nazionale massimo di 5 GW**, da conseguire **entro il 31 dicembre 2027**. Il secondo riguarda un **contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili**, destinato originariamente a CER e AERAC situate in Comuni con meno di 5.000 abitanti con scadenza per la presentazione della domanda fissata al 30 marzo 2025. Il Decreto Ministeriale (DM) 127 del 16 maggio 2025, che modifica il precedente decreto, ha esteso l'accesso al contributo in conto capitale finanziato dal PNRR alle CER e ai sistemi di autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili situati nei **comuni con meno di 50.000 abitanti**. Il contributo è riservato a **impianti con potenza inferiore a 1 MW**, con scadenza per la presentazione della domanda fissata al 30 no-

⁶ Le tipologie di configurazioni comprese nella definizione di CACER includono le CER, gli AERAC e gli AIERD. Per la definizione dettagliata di ciascuna di queste tre tipologie di configurazioni, si rimanda alla sezione 2.1 del capitolo.

vembre 2025. Inoltre, per ricevere l'incentivo i lavori di realizzazione degli impianti devono essere completati entro il 30 giugno 2026, mentre gli impianti devono entrare in esercizio entro 24 mesi dalla data di completamento lavori, e comunque non oltre il 31 dicembre 2027. Altre importanti modifiche introdotte dal decreto riguardano l'anticipo del contributo, che passa dal 10% al 30%, e l'eliminazione del fattore di riduzione per le persone fisiche.

Analizzando le tipologie di configurazioni ammissibili nei comuni con meno di 5.000 abitanti, si stima che, finora, l'importo erogabile sotto forma di contributi in conto capitale sia stato intorno all'1,5% dei fondi complessivamente stanziati. Tuttavia, le modifiche introdotte dal DM 127 di maggio 2025 potrebbero incentivare in modo significativo l'accesso al contributo nei mesi finali dell'anno.

Una novità del 2025 per le configurazioni di auto-consumo diffuso riguarda il **decreto Conto Termico 3.0**. Il nuovo schema prevede l'**ampliamento della platea dei beneficiari, includendo anche le CER e gli AERAC**. Tra gli interventi incentivabili figurano l'installazione di impianti fotovoltaici, con o senza sistemi di accumulo, l'installazione di colonnine per la ricarica di veicoli elettrici, e la sostituzione di scaldacqua elettrici con pompe di calore. Il **contributo, erogato dal GSE** sotto forma di **incentivo diretto**, potrà coprire una percentuale variabile della spesa sostenuta (dal 30% al 65%), con casi specifici in cui la copertura potrà arrivare al 100%, come per edifici scolastici pubblici, strutture del Sistema Sanitario Nazionale o immobili pubblici situati in piccoli comuni.

Oltre agli incentivi statali, si rileva che sono stati **stanziati oltre 30 milioni di euro** a favore delle comunità energetiche rinnovabili **tramite leggi regionali**, utilizzando risorse provenienti dal PNRR.

Se il **quadro normativo** è ormai **completo, permangono alcune criticità rilevanti**, soprattutto riguardo alle **tempistiche**: la **scadenza del 31 dicembre 2027** è percepita come **troppo ravvicinata** rispetto ai tempi

necessari per la costituzione di una CER. La sezione successiva del capitolo approfondirà il percorso per la costituzione delle CER, mettendo in luce le principali criticità e i tempi necessari.

Il percorso per la costituzione di una CER

Il **percorso di costituzione di una CER** si articola in **sei fasi fondamentali**, come illustrato in *figura 2.7*.

Figura 2.7: Le fasi nel percorso di costituzione di una CER.



- **Ingaggio dei cittadini:** attività fondamentale sia nella fase di avvio della CER, sia successivamente, con l'obiettivo di coinvolgere sempre più cittadini e produttori di energia all'interno della comunità.
- **Stesura di governance e regolamento e scelta del tipo di soggetto giuridico:** in questa fase, sulla base dei soggetti coinvolti e delle esigenze specifiche della CER, si individua il soggetto giuridico più adatto e si definiscono la governance e il regolamento.
- **Atto costitutivo del soggetto giuridico:** una volta definiti governance, regolamento e soggetto giuridico, è necessario un atto notarile che costituisca formalmente il soggetto giuridico individuato.
- **Impianti di produzione FER:** questa fase comprende progettazione, installazione e allacciamento alla rete degli impianti di produzione da fonti energetiche

rinnovabili che alimenteranno la CER.

- **Pratiche GSE:** fase necessaria per accedere agli incentivi, che prevede una richiesta preliminare da inviare al GSE, seguita, in caso di esito positivo, dalla procedura formale di accesso all'incentivo.
- **Gestione operativa della CER:** una volta che la CER è entrata in esercizio, si entra nella fase di gestione operativa.

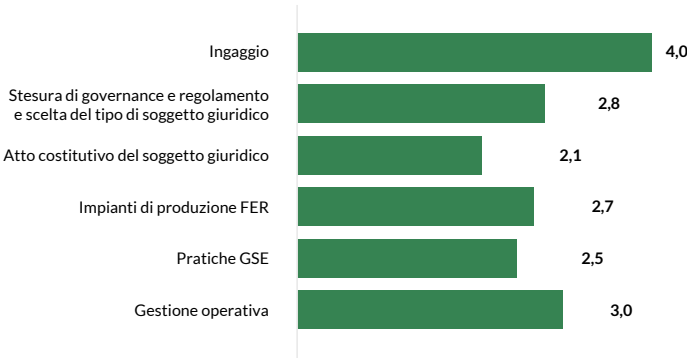
È importante sottolineare che il processo riportato in *figura 2.7* non deve essere interpretato come un percorso rigidamente “unidirezionale”. Una volta costituita una CER, infatti, è possibile **ampliarla** integrando nuovi impianti di produzione da fonti rinnovabili. In questo caso, le uniche fasi da completare riguardano la sezione “**Impianti di produzione FER**” e le relative “**Pratiche GSE**”.

Per individuare le **fasi più critiche** nel processo di costituzione di una CER, è stato condotto un **sondaggio** rivolto verso **imprese** che **supportano** con i loro servizi la **costituzione delle CER**. I **partecipanti al sondaggio hanno supportato**, o stanno supportando, con i loro servizi **circa 250 configurazioni di autoconsumo diffuso**. Per avere un ordine di grandezza, tale valore corrisponde a circa il 29% del numero di configurazioni di autoconsumo diffuso attualmente attive nel Paese.

Come mostrato in *figura 2.8*, la **fase ritenuta maggiormente critica** è quella dell'**ingaggio**, che i rispondenti hanno valutato con una media di 4 punti su 5 in termini di criticità.⁷

⁷ È stato chiesto ai rispondenti di valutare la criticità di ciascuna fase con un voto da 1 (bassa criticità) a 5 (alta criticità).

Figura 2.8: I risultati del sondaggio sulle criticità delle fasi per costituire una CER.



Gli operatori evidenziano due principali fattori che rendono complessa la fase di ingaggio:

- **Complessità comunicativa:** spiegare in modo chiaro e accessibile a tutti gli utenti il funzionamento delle CER rappresenta una sfida significativa.
- **Difficoltà nell'incontro domanda-offerta:** risulta spesso difficile permettere l'incontro tra domanda e offerta di CER, poiché molte iniziative nascono a livello locale e spesso operano in modo frammentato, senza piattaforme o strumenti efficaci per facilitare la connessione tra le diverse parti interessate.

Tra le altre fasi, anche **quella “giuridica”**, che comprende la stesura della governance e del regolamento, è **ritenuta tra le più critiche**, con un voto medio di 2,8 su 5. In questa fase sono infatti necessarie **competenze legali specifiche** per valutare i pro e i contro delle diverse forme giuridiche.

La **fase “tecnologica”**, ovvero quella relativa agli impianti di produzione FER, è stata giudicata altrettanto critica, con una valutazione media di 2,7 su 5. Le difficoltà principali riguardano, ad esempio, le **pratiche autorizzative, spesso lente e complesse**, da superare prima di poter mettere in funzione gli impianti.

Infine, anche la **gestione operativa** della CER **presenta criticità**, come dimostra il voto medio di 3 su 5. In particolare, **nelle CER con un maggior numero di partecipanti**, è spesso **necessaria una piattaforma ge-**

stionale, che comporta costi per la comunità, e risulta spesso complicato ottenere dati aggiornati per monitorare efficacemente la configurazione.

I tempi mediamente necessari per completare le diverse fasi richieste prima che una CER possa diventare operativa sono anch'essi particolarmente critici.

Complessivamente, questo processo richiede in media un **periodo compreso tra 12 e 27 mesi**.⁸ Questi tempi rappresentano un **fattore critico per lo sviluppo delle CER**. Infatti, la **lunga durata** del processo di costituzione **si scontra con la scadenza** per la presentazione della domanda di **accesso alla tariffa incentivante**, fissata al **31 dicembre 2027**. In altre parole, restano solo circa due anni per completare l'iter. Una proroga di tale scadenza permetterebbe di disporre di più tempo per poter potenzialmente avviare un numero maggiore di CER. Se il tempo disponibile risulta limitato rispetto a quanto necessario per la costituzione di CER ex-novo, va evidenziato che, nel caso di **potenziamento di una CER esistente** mediante l'aggiunta di nuovi impianti da fonti rinnovabili, le uniche fasi da completare, secondo il processo descritto all'inizio della sezione, riguardano **“Impianti di produzione FER”** e **“Pratiche GSE”**. In questo scenario, la durata complessiva si riduce mediamente a circa **1 anno**, sensibilmente inferiore rispetto alla creazione di una nuova CER.

8 Il range di valori tra 10 e 27 mesi è stato calcolato partendo dalle tempistiche medie di ciascuna fase del processo. Il valore minimo si ottiene considerando la massima «parallelizzazione» tra le diverse fasi, mentre il tempo massimo si verifica in assenza di «parallelizzazione», ovvero quando le fasi vengono completate in sequenza.

APPROFONDIMENTO: Le piattaforme software a supporto delle CER

I software per le CER possono essere classificati in base alla fase del ciclo di vita della comunità a cui offrono supporto. La *tabella 2.5* propone una **clusteriz-**

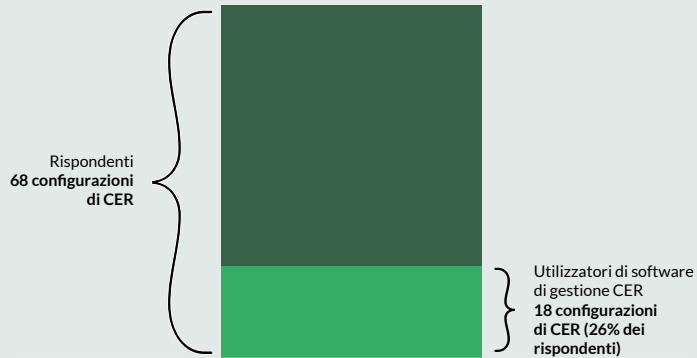
zazione dei software suddividendoli in tre categorie: **progettazione, promozione e gestione**. I **software di progettazione**, pensati per **simulare le performance delle CER** in fase di definizione, hanno già conosciuto una **rilevante crescita**, in linea con il fatto che in Italia si parla di CER da diversi anni. I **software di promozione**, sviluppati per **aumentare la partecipazione** e pubblicizzare la comunità, sono **oggi particolarmente rilevanti** e giocano un ruolo cruciale nel coinvolgimento attivo dei cittadini. In **ottica prospettica**, i **software di gestione** presentano un **notevole potenziale di crescita**, coerentemente con la progressiva diffusione delle CER operative. I software di gestione possono includere una **vasta gamma di funzionalità**, tra cui: la **gestione amministrativa dei membri**, il **monitoraggio dei consumi energetici**, e la **ripartizione dei benefici economici** tra i partecipanti.

Tabella 2.5: I software per le CER.

	Software di progettazione	Software di promozione	Software di gestione
Obiettivo	Simulazione delle performance della CER che si intende realizzare	Promozione della CER e gestione delle candidature dei membri	Sono incluse funzioni come la gestione amministrativa dei membri della CER, il monitoraggio dei consumi energetici e la ripartizione degli incentivi
Utenti principali	Sviluppatori CER Studi di ingegneria	Aggregatori CER Gestori CER Partecipanti CER	Gestori CER Tecnici e manutentori CER Partecipanti CER

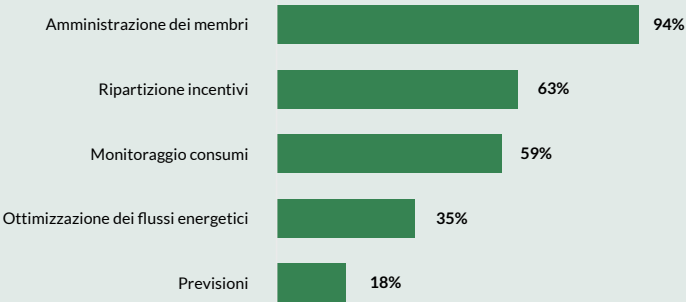
La *figura 2.9* - basata sui risultati di un sondaggio condotto da Energy & Strategy e al quale ha risposto circa il 16% delle 421 configurazioni di CER attive in Italia - mostra, tuttavia, come solo **circa un quarto delle configurazioni di comunità energetiche rinnovabili utilizzi oggi software di gestione**.

Figura 2.9: Distribuzione dei rispondenti per utilizzo di software per la gestione della CER.



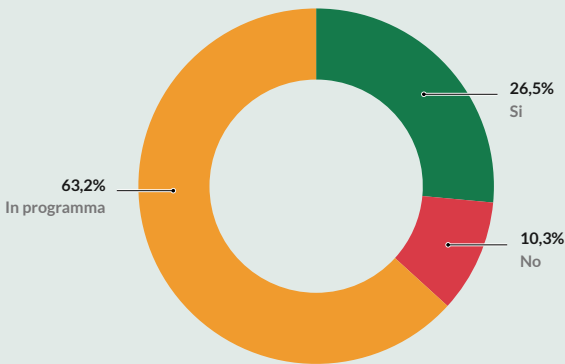
Tra le configurazioni di CER che adottano software di gestione, la **funzionalità più diffusa** è l'**amministrazione dei membri**, presente in **oltre il 90% dei casi**, come mostrato in *figura 2.10*. Le **altre due funzioni più comuni** sono la **ripartizione degli incentivi**, disponibile nel **63% dei casi**, e il **monitoraggio dei consumi**, presente nel **59% delle configurazioni di CER** che utilizzano software. *Figura 2.10* evidenzia inoltre come **alcune funzionalità siano adottate più raramente**. Le funzioni legate all'**ottimizzazione dei flussi energetici** sono presenti solo nel **35% dei casi**, mentre le **funzionalità previsionali** sono impiegate nel **18% delle configurazioni**. **Nessuna delle CER rispondenti** adotta attualmente **funzionalità legate al dispacciamento dell'energia**, ad esempio per consentire la partecipazione della comunità alla flessibilità elettrica. Tra le **principali motivazioni** che limitano l'adozione di questa funzionalità, vengono indicate la **complessità tecnica** e gli **elevati costi** di implementazione.

Figura 2.10: Distribuzione delle funzionalità incluse tra le configurazioni di CER che utilizzano software di gestione.



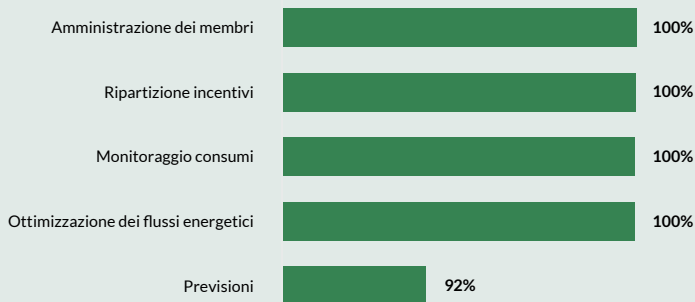
Sebbene la diffusione attuale risulti decisamente limitata, **la mappatura condotta evidenzia un ampio potenziale di mercato per i software di gestione.** Come mostrato in *figura 2.11*, **oltre il 60% delle configurazioni di CER** che hanno risposto al sondaggio **dichiarano di avere in programma l'adozione di tali strumenti in futuro.**

Figura 2.11: Distribuzione delle configurazioni di CER rispondenti al sondaggio per utilizzo dei software di gestione.



Tra le configurazioni di CER che **prevedono di adottare in futuro un software di gestione**, emerge che tutte intendono **includere funzionalità** relative all'**amministrazione dei membri**, alla **ripartizione degli incentivi**, al **monitoraggio dei consumi** e all'**ottimizzazione dei flussi energetici**. Figura 2.12 mostra che le **funzionalità previsionali** si prevedono essere **leggermente meno diffuse**: nel 92% dei casi si prevede di integrarle, anche a causa della complessità e dei costi associati alla loro implementazione. Infine, **solo l'8%** delle configurazioni di CER prevede di **includere funzionalità legate al dispacciamento** dell'energia, considerata una componente particolarmente complessa e onerosa da sviluppare.

Figura 2.12: Distribuzione delle funzionalità incluse tra le configurazioni di CER che hanno in programma di adottare software di gestione.



Potenziale di sviluppo e scenari di mercato

Nell'edizione 2024 del Rapporto era già stata evidenziata l'**assenza di vincoli spaziali** rilevanti rispetto al **raggiungimento del contingente di 5 GW** di potenza incentivabile per le CACER. Sulla base delle stime effettuate, il raggiungimento di tale obiettivo **richiederebbe circa 23 km² di superficie coperta da impianti fotovoltaici** su tetto, un valore che corrisponde a **meno del 5% della superficie** potenzialmente **disponibile**.⁹

Inoltre, è importante sottolineare le **rilevanti ricadute** che la saturazione del contingente di 5 GW comporterebbe per il Paese. Si stima, infatti, che il pieno utilizzo del **contingente di 5 GW** determinerebbe un **incremento della produzione annua di energia solare** di oltre **5,2 TWh**, pari a circa il **15% della produzione fotovoltaica** registrata nel **2024**. Questo contributo risulterebbe significativo nel percorso di decarbonizzazione del settore energetico nazionale. In termini ambientali, l'aumento della produzione solare si tradurrebbe in circa **1,3 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente evitate ogni anno**, corrispondenti a circa l'1,5% delle emissioni annue generate dalla produzione elettrica in Italia.

Oltre ai benefici ambientali, l'analisi ha messo in luce anche **rilevanti ricadute economiche**. Si stima, infatti, che il raggiungimento del contingente di 5 GW di nuove installazioni fotovoltaiche possa generare un **incremento del volume d'affari complessivo della filiera pari a circa 10 miliardi di euro**.¹⁰

Per offrire un riferimento dimensionale, si segnala che nell'edizione 2024 del Renewable Energy Report è stato

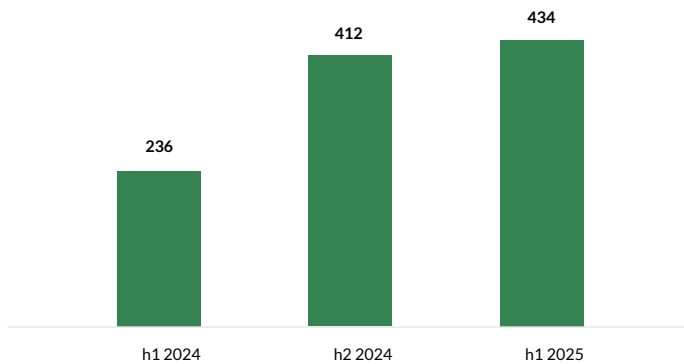
⁹ La stima della superficie disponibile è stata effettuata considerando: (i) la superficie complessiva degli edifici residenziali e non residenziali; (ii) un coefficiente di utilizzabilità dei tetti per l'installazione di impianti fotovoltaici; (iii) la quota di superficie già occupata da impianti esistenti. Per ulteriori dettagli metodologici si rimanda all'Electricity Market Report 2024 (edizione Long, riservata ai partner della ricerca).

¹⁰ L'incremento del volume d'affari associato all'installazione di 5 GW di impianti fotovoltaici è stimato come somma dei CAPEX e degli OPEX su un orizzonte di vita utile pari a 20 anni, corrispondente alla durata della tariffa premio incentivante.

stimato tra 8 e 9 miliardi di euro il volume d'affari generato dal fotovoltaico in Italia nel 2023. A tali effetti economici si aggiungerebbero benefici sul mercato del lavoro: oltre a **45.000 posti di lavoro temporanei**, si stima un impatto pari a circa **2.000 posizioni permanenti**, pari a circa il 6% del totale degli occupati permanenti nel settore della produzione di energia elettrica.¹¹

Ma **quanto è realistico il raggiungimento dei 5 GW di contingente?** Per rispondere a questo interrogativo, si è partiti analizzando l'andamento delle configurazioni di CACER che hanno presentato richiesta di accesso agli incentivi a partire dal 2024. Come mostrato in *figura 2.13*, si è riscontrata una rapida crescita del numero di configurazioni che hanno fatto richiesta di incentivo, aumentato dell'80% circa dal 2024 al 2025.¹²

Figura 2.13: Andamento del numero di configurazioni di CACER che hanno fatto richiesta di incentivo.¹³



11 Il numero di occupati permanenti nel settore della generazione di elettricità si basa sui dati del rapporto "Monitoraggio degli impatti economici e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica", pubblicato dal GSE nel novembre 2022. I circa 2.000 posti di lavoro permanenti stimati sono da intendersi come posizioni previste per l'intera vita utile degli impianti impiegati nelle configurazioni di CACER.

12 Il confronto temporale si basa sui dati relativi al primo semestre del 2024 e al primo semestre del 2025.

13 Le diciture "h1" e "h2" fanno rispettivamente riferimento alla prima e alla seconda metà dell'anno.

Sulla base del numero di configurazioni di CACER attive secondo i dati del GSE, pari a 859¹⁴, dell'andamento delle configurazioni che hanno fatto richiesta di incentivo¹⁵, nonché del tempo mediamente necessario per completare la fase di richiesta di incentivo, e considerando che la scadenza per la presentazione delle domande di accesso all'incentivo è fissata al 31 dicembre 2027, è stato elaborato uno scenario Conservativo. In tale scenario – coerente con l'andamento visto sino ad ora – **si stima che il numero di configurazioni di CACER attive possa raggiungere le 5.400 unità circa nel 2028**. Considerando la taglia media delle configurazioni attive, si stima che la potenza coperta da tali unità nel 2028 sia pari a circa 0,5 GW.

È importante sottolineare tuttavia che, nei prossimi anni, è **probabile** che si verifichino **dinamiche di scale-up nelle iniziative di CER attive**. Infatti, le CER già attive avranno la possibilità di **espandersi** con maggiore rapidità rispetto allo scenario Conservativo, sia attraverso **l'inclusione di nuovi impianti**, sia tramite la **creazione di nuove configurazioni riconducibili alla stessa comunità** già costituita.

Per questi motivi sono stati sviluppati **due scenari alternativi**, lo **scenario di Riferimento** e lo **scenario Ambizioso**, che prevedono una crescita maggiore della potenza complessivamente coinvolta nelle CACER.¹⁶

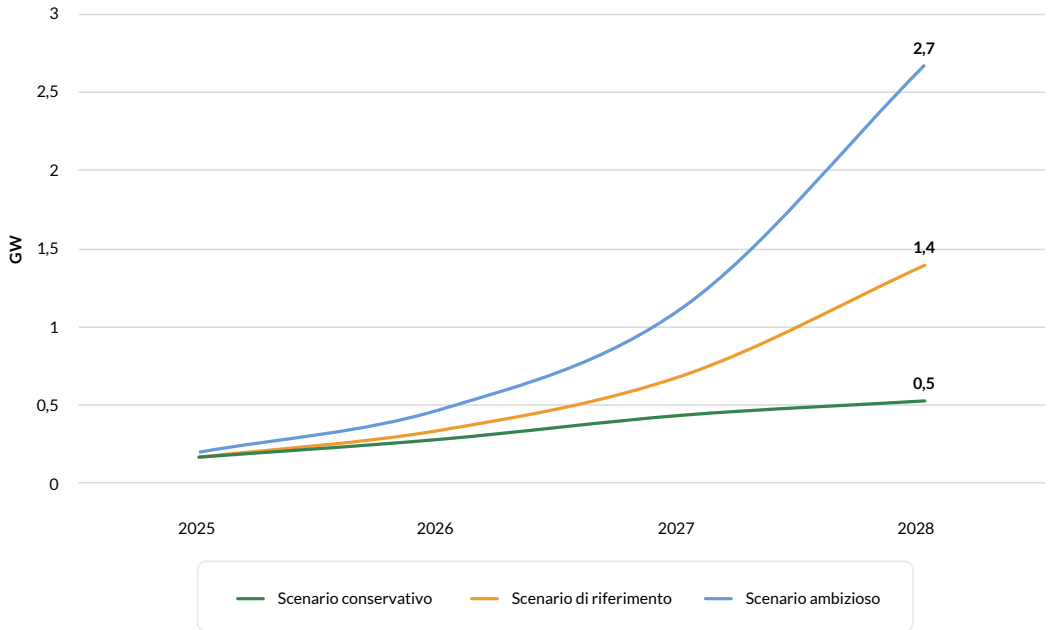
Come mostrato in *figura 2.14*, mentre nello **scenario Conservativo** la **potenza coperta** dalle configurazioni CACER nel 2028 è pari a **circa 0,5 GW**, nello **scenario di Riferimento** e nello **scenario Ambizioso** le potenze raggiungono, rispettivamente, **1,4 GW** e **2,7 GW**.

14 Come indicato nella sezione 2.1 del capitolo, la tariffa incentivante è riservata solo a CER, AIERD e AERAC, e non a tutte le configurazioni di autoconsumo diffuso. Si fa quindi riferimento al totale di 859 configurazioni di CER, AIERD e AERAC attive, e non al totale di 876 configurazioni di autoconsumo diffuso attive.

15 Per le stime temporali è stato utilizzato il tempo medio emerso dal sondaggio somministrato alle imprese, i cui principali risultati sono riportati nella sezione 2.3.

16 Lo scenario di Riferimento prevede una capacità maggiore coperta dalle CACER, coerentemente con un incremento della taglia media per configurazione.

Lo scenario Ambizioso è caratterizzato da una taglia media per configurazione più elevata e da tempi di entrata in esercizio delle nuove configurazioni leggermente più rapidi rispetto agli altri scenari.

Figura 2.14: Evoluzione della potenza impiegata nelle CACER attive secondo i diversi scenari.

In tutti gli scenari considerati, la **distanza rispetto al contingente di 5 GW** risulta comunque **ampia**.

Per avvicinarsi maggiormente all'obiettivo, sarebbero quindi necessarie misure volte a favorire una più ampia diffusione delle CACER. Una **prima criticità**, già evidenziata nella sezione 2.3 del capitolo, riguarda la **scarsa compatibilità** tra i **tempi richiesti** per la **costituzione di una CER** e la **scadenza per la presentazione della domanda di incentivo**, fissata al 31 dicembre 2027. A tal proposito, è possibile intervenire su due fronti:

- prorogare la scadenza per la presentazione della domanda, concedendo più tempo per costituire delle CER;
- introdurre misure che riducano i tempi delle fasi più onerose sotto il profilo temporale.

La **fase più lunga** in termini di durata è quella definita nella sezione 2.3 del capitolo come **“impianti di produzione FER”**, che include progettazione, autorizzazione

e connessione degli impianti alla rete. Il Decreto-Legge (DL) 63 del 15 maggio 2024, noto come Decreto Agricoltura, va in questa direzione, riducendo i vincoli autorizzativi per gli impianti fotovoltaici finalizzati alla costituzione di una CER. Tuttavia, a oltre un anno dall'entrata in vigore del Decreto, emerge la necessità di adottare ulteriori misure per facilitare la diffusione delle CACER.

Inoltre, non si possono non citare le difficoltà della **fase di ingaggio**, che, come emerso dal sondaggio presentato nella sezione 2.3 del capitolo, rappresenta la **fase più critica nella costituzione di una CER**. Risulta infatti particolarmente difficile spiegare in modo chiaro e accessibile a tutti gli utenti il funzionamento delle comunità energetiche rinnovabili. In tale contesto, sarebbe utile **sviluppare strumenti informativi**, rivolti a cittadini, PMI e amministratori pubblici, in grado di **illustrare in modo semplice ed efficace cosa sono le CER**, come funzionano e quali benefici possono offrire.

Un'ulteriore barriera alla diffusione delle CER è rappresentata dalla **soglia del 55% di energia condivisibile**, che tende a rendere **l'investimento poco attrattivo per le imprese**. Infatti, come indicato nella sezione 2.1 del capitolo, oltre tale soglia l'importo della tariffa incentivante premio deve essere destinato a consumatori diversi dalle imprese. L'innalzamento di tale soglia potrebbe "sbloccare" risorse finanziarie e competenze attualmente non pienamente utilizzate.

Messaggi Chiave

Capitolo 2

Le comunità energetiche
rinnovabili in Italia

Si contano attualmente **876 configurazioni di autoconsumo diffuso attive in Italia**. Rispetto alla mappatura del 2024, il numero di configurazioni attive è **aumentato di circa 19 volte**. Le configurazioni sono **spesso di dimensioni limitate**: in base ai **valori mediani**, ogni configurazione impiega **19 kW di potenza** e coinvolge **4 utenze**. La prevalenza di iniziative di dimensioni contenute è dovuta a fattori che rendono più complesso lo sviluppo di configurazioni più ambiziose, quali la **limitata consapevolezza sul funzionamento delle configurazioni** da parte dei cittadini, la **difficoltà nell'aggregazione di soggetti diversi**, e la natura fortemente territoriale delle iniziative. All'interno del totale si contano **421 configurazioni di CER attive**, anch'esse generalmente di piccola dimensione: i valori mediani mostrano circa **17 kW di potenza** ciascuna. Nonostante l'impennata del numero di iniziative, la **potenza complessivamente coperta da configurazioni incentivabili con la tariffa premio sull'energia condivisa**, pari a circa **83 MW**, è ancora **lontanissima dal contingente incentivabile di 5 GW previsto entro il 2027**.

La **fase di ingaggio**, volta a sensibilizzare e attrarre partecipanti, rappresenta la **fase più critica nel percorso di costituzione di una CER**. Tra le cause, si sottolinea la difficoltà nello spiegare ai cittadini il funzionamento delle CER e la complessità nel far incontrare domanda e offerta. Anche le fasi successive non sono esenti da criticità. Ad esempio, la **definizione della governance** richiede **competenze giuridiche specifiche**, mentre le **autorizzazioni per gli impianti FER** rappresentano un **elemento che rallenta il processo**. Anche quando la CER è attiva, la **fase di gestione operativa può risultare complessa**: è spesso difficile ottenere dati aggiornati per monitorare la configurazione, e per le CER di maggiori dimensioni i costi di gestione aumentano. L'intero **iter di costituzione di una CER ex-novo dura mediamente dai 12 ai 27 mesi**. Questi **lunghi tempi entrano in conflitto con la scadenza per**

l'accesso alla tariffa incentivante premio, fissata al **31 dicembre 2027**. Questa asimmetria temporale rischia di rallentare la crescita delle comunità energetiche proprio nel momento in cui la crescita inizia a consolidarsi. È importante sottolineare che, nel caso di **potenziamento di una CER** già esistente con **nuovi impianti FER**, la **durata media del processo** si riduce a circa **1 anno**, risultando quindi più compatibile con le scadenze per richiedere l'incentivo.

Secondo lo scenario Conservativo, che considera **proiezioni** basate sull'andamento attuale, il **numero di configurazioni CACER** attive potrebbe arrivare a circa **5.400 unità nel 2028**. Tuttavia, considerando la potenza media per configurazione, ciò **corrisponderebbe a circa 0,5 GW di capacità installata**, pari al **10% del contingente di 5 GW**. Nello **scenario di Riferimento**, che considera il realistico incremento della capacità media impiegata in ciascuna CER, la capacità coperta dalle CACER arriverebbe a circa **1,4 GW nel 2028**. Nemmeno nello **scenario Ambizioso**, che prevede capacità medie ancora più elevate e tempi di attivazione delle nuove configurazioni più rapidi, si raggiungerebbe il contingente complessivo: in questo caso, la stima si fermerebbe a **2,7 GW nel 2028**. Per **avvicinarsi maggiormente all'obiettivo di 5 GW**, sono auspicabili **interventi mirati**. Da un lato, una **proroga della scadenza del 2027** consentirebbe tempi più lunghi per costituire delle CACER; dall'altro, **azioni volte al processo di costituzione delle configurazioni**, come le **semplificazioni nei procedimenti autorizzativi** per gli impianti FER, e il **potenziamento degli strumenti informativi** per spiegare il funzionamento delle CER a cittadini, PMI e PA, permetterebbero di ridurre le tempistiche. Infine, anche la **revisione delle soglie per l'accesso agli incentivi da parte delle imprese** potrebbe contribuire ad accelerare lo sviluppo delle CACER, consentendo di liberare risorse economiche e capacità di investimento attualmente non pienamente valorizzate.

3. L'evoluzione dei mercati della flessibilità

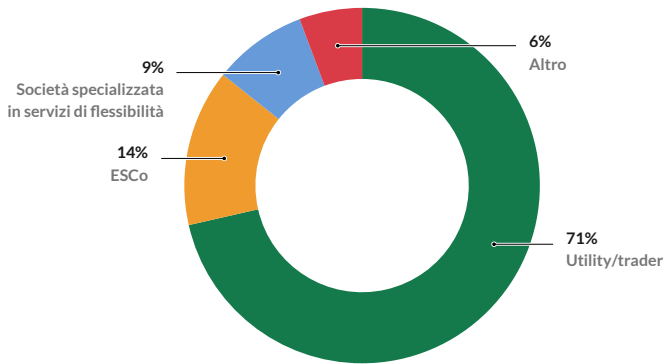
Questo **capitolo** del Rapporto è dedicato all'**analisi** della **partecipazione** delle **risorse distribuite ai mercati della flessibilità**, sia con riferimento alla cosiddetta **flessibilità “globale”**, con particolare attenzione all'**evoluzione del pilota Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)** nel percorso verso la piena attuazione delle disposizioni del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), sia guardando alla cosiddetta **flessibilità “locale”**, mappando i **progetti pilota in corso** e valutandone i primi risultati raggiunti.

Flessibilità globale: dal progetto pilota UVAM al TIDE

Il concetto di **flessibilità elettrica** si riferisce alla **capacità di un sistema elettrico di gestire** in modo efficace ed efficiente la **variabilità nella produzione e nella domanda di elettricità**. In particolare, la **flessibilità** sulla **scala della rete di trasmissione** viene chiamata **globale**. Per valutare la **capacità delle risorse distribuite di fornire servizi ancillari** e contribuire alla flessibilità globale, nel lontano **2017** è stato **deliberato il progetto pilota UVAM**. Sinteticamente, il pilota prevedeva sessioni di selezione della disponibilità delle risorse tramite aste al ribasso, mentre l'attivazione effettiva delle risorse avveniva in risposta agli ordini del TSO, con una remunerazione aggiuntiva in EUR/MWh basata sull'energia effettivamente fornita. **Il pilota si è svolto dal 2019 al 2024.**

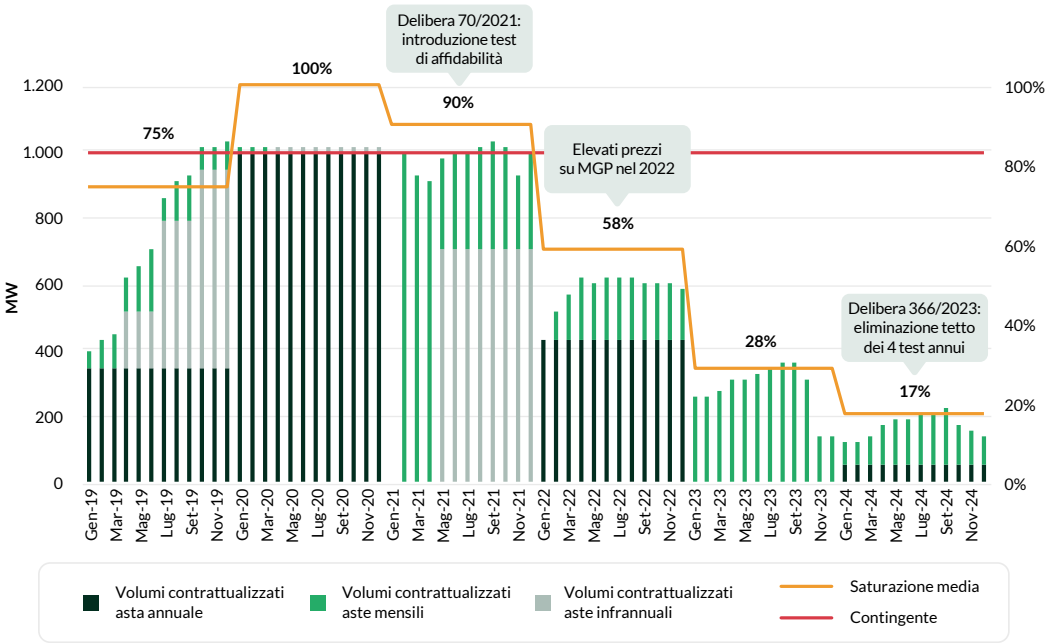
A partecipare al pilota come **Balancing Service Providers (BSP)** sono stati **principalmente utilities o trader di energia**. Come mostrato in *figura 3.1*, oltre il 70% delle 35 imprese vincitrici delle aste UVAM dal 2019 al 2024 appartiene a queste categorie.

Figura 3.1: Distribuzione per attività principale delle imprese vincitrici delle aste UVAM dal 2019 al 2024.

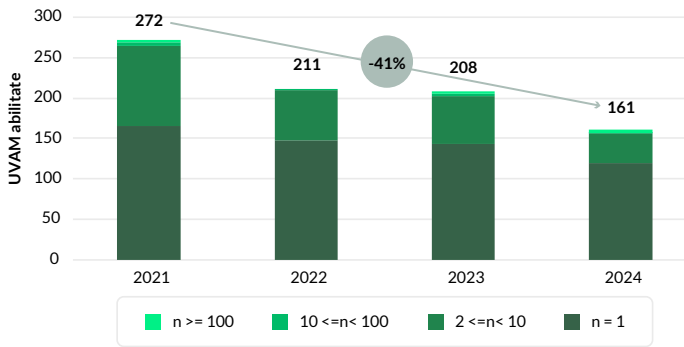


Nel corso del tempo, la **partecipazione al pilota è diminuita**. Come mostrato in *figura 3.2*, la saturazione del contingente di 1 GW è passata dal 100% nel 2020 al 17% nel 2024. **Tra le cause** si annoverano **sia fattori normativi**, come l'introduzione dei test di affidabilità con conseguente perdita dell'abilitazione in caso di mancato superamento, **sia fattori di mercato**, quali gli elevati prezzi registrati sul Mercato del Giorno Prima, che hanno ridotto l'interesse degli operatori a partecipare al pilota.

Figura 3.2: Volumi complessivamente assegnati nelle aste UVAM.

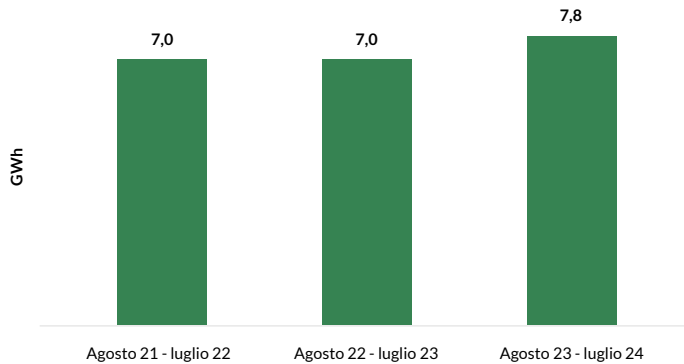


Coerentemente con l'introduzione dei test di affidabilità, il **numero di UVAM abilitate** si è **ridotto nel tempo**. Figura 3.3 mostra che esse si sono ridotte del 41% nell'ultimo triennio, e si contano 161 UVAM abilitate al 31 dicembre 2024. Inoltre, esse **non sono state composte** da **molte risorse distribuite**: gli ultimi dati disponibili indicano che tre quarti circa delle 161 UVAM abilitate comprendevano 1 solo POD.

Figura 3.3: Numero di UVAM abilitate e POD sottesi.¹

Nel corso del tempo, l'**impatto delle UVAM sul disspacciamento è rimasto limitato**. Come evidenziato in figura 3.4, negli **ultimi tre anni i volumi complessivamente spostati dalle UVAM sono rimasti sostanzialmente stabili**, senza mai superare i 7,8 GWh annui. Per fare un confronto, i **7,8 GWh** movimentati **negli ultimi 12 mesi** di dati disponibili corrispondono a circa lo **0,1%** dei volumi complessivamente scambiati sul MSD nello stesso periodo.

Figura 3.4: Quantità accettata negli ordini di disspacciamento inviati alle UVAM.



È importante sottolineare che, **mentre il numero delle UVAM si è ridotto**, si è registrato un **aumento della loro affidabilità**. In termini quantitativi, considerando gli ordini di disspacciamento «a salire» inviati

¹ I dati per il 2024 si riferiscono al 31 dicembre (Relazione ARERA 343/2025), quelli per il 2022 e 2023 al 1° settembre, e quelli per il 2021 al 1° agosto (rilevazione Terna).

da Terna tra agosto 2021 e luglio 2022, solo nell'11% dei casi è stata fornita l'intera quantità richiesta, mentre in un terzo dei casi ne è stata fornita almeno il 90%. Nei 12 mesi successivi, invece, gli ordini sono stati eseguiti integralmente in un caso su cinque, e in circa il 40% dei casi è stata fornita oltre il 90% della quantità richiesta.²

A partire dal 2025, con l'entrata in vigore del TIDE Transitorio, il progetto UVAM è confluito nel progetto pilota UVA (Unità Virtuali Abilitate). Come mostrato nella figura 3.5, il pilota UVA proseguirà per l'intera durata del TIDE Transitorio e non si concluderà prima di febbraio 2026.

Figura 3.5: Evoluzione temporale dal progetto pilota UVAM al pilota UVA.



Dopo 5 anni di sperimentazione, il progetto pilota proseguirà prima di passare nella fase “a regime”. La **principale discontinuità tra il pilota UVAM e il pilota UVA** consiste nell'**eliminazione della remunerazione fissa** per la disponibilità, che non viene più riconosciuta nel TIDE transitorio. Un'altra differenza riguarda la **nomenclatura delle unità**: infatti, le UVAM abilitate al 31 dicembre 2024 sono state automaticamente convertite in UVAZ (Unità Virtuali Abilitate Zonali), ovvero in aggregati aventi perimetro di aggregazione zonale, oppure, su esplicita richiesta del BSP, in UVAT (Unità Virtuali Abilitate Transitorie), che mantengono il perimetro

² Si considerano esclusivamente gli ordini di dispacciamento “a salire”, che costituiscono la quasi totalità degli ordini. Ad esempio, nel periodo da agosto 2023 a luglio 2024, 2.942 ordini su 3.311 inviati hanno riguardato movimentazioni “a salire”.

di aggregazione originale. Inoltre, **è stata aggiornata la terminologia dei servizi ancillari forniti, allineandola al TIDE**. In particolare, le risorse possono fornire servizi di aFRR³, storicamente nota come riserva secondaria di frequenza, di mFRR⁴ e di riserva di sostituzione, che in passato costituivano la riserva terziaria di frequenza.

Già nella **versione 2024 del Rapporto, l'eliminazione della remunerazione fissa** era stata individuata come una **significativa minaccia**, potenzialmente in grado di **ridurre la partecipazione delle imprese alla sperimentazione** e l'impatto delle risorse distribuite sui servizi di flessibilità.

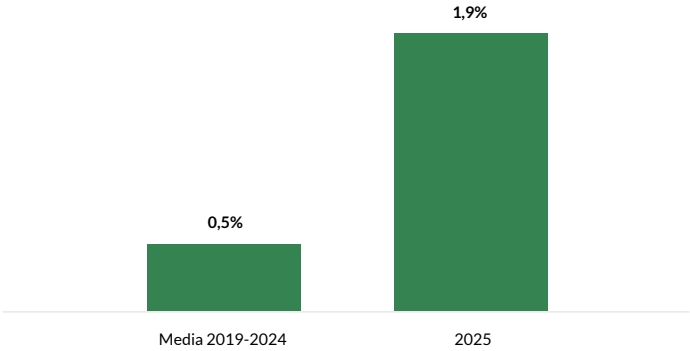
La **rilevazione empirica** condotta da Energy & Strategy nel 2025 ha confermato che la **partecipazione delle imprese al pilota si è ulteriormente ridotta**. Nel dettaglio, si stima che il **60% dei BSP vincitori delle aste per il pilota UVAM nel 2024 non abbiano proseguito la partecipazione al pilota nel 2025**.⁵ Inoltre, la **partecipazione effettiva delle risorse distribuite al dispacciamento** continua a rimanere **marginale**. Sebbene la quota di offerte pubbliche presentate sul MSD da parte di tali risorse sia aumentata, essa resta fortemente limitata rispetto ai volumi complessivi scambiati. Come mostrato in *figura 3.6*, si stima infatti che nei primi sei mesi del 2025 meno del 2% dei volumi associati alle offerte pubbliche accettate sul MSD provenga da risorse distribuite.

3 Automatic Frequency Restoration Reserve.

4 Manual Frequency Restoration Reserve.

5 Dato stimato sulla base del campione che ha partecipato al sondaggio, corrispondente a oltre il 40% dei 12 BSP che hanno vinto le aste UVAM nel 2024.

Figura 3.6: Stima della quota dei volumi delle offerte pubbliche accettate su MSD fornite dalle risorse distribuite.⁶



Nonostante l'estesa fase di sperimentazione, i risultati evidenziano come la **fornitura di flessibilità globale** da parte delle **risorse distribuite non sembri in grado di offrire un contributo significativo al sistema elettrico.**




Flessibilità locale: l'aggiornamento dei risultati dei progetti pilota

La **flessibilità locale** si riferisce alla **capacità** dei gestori delle reti di distribuzione (**DSO**) di gestire la **variabilità** nella **produzione** e nel **consumo** di **energia elettrica** a **livello delle reti di distribuzione**. La flessibilità locale ha assunto un'importanza crescente negli ultimi anni. Infatti, in seguito alla **delibera 352/2021 di ARERA** sono stati istituiti dei **progetti pilota** finalizzati a **testare la capacità** delle **risorse distribuite** e di piccola taglia di **contribuire alla flessibilità locale** del sistema.

⁶ La stima è ottenuta rapportando i volumi di energia delle offerte pubbliche accettate e riferite a potenze inferiori a 10 MW, rispetto al totale dei volumi di energia delle offerte pubbliche accettate. Per ciascun anno, il periodo di riferimento corrisponde al primo lunedì di ogni mese. Per il 2025, sono considerati i dati per i primi sei mesi.

Per l'anno 2025, i **progetti pilota attivi** in Italia sono **gli stessi già segnalati** nella mappatura dell'**edizione 2024 del Rapporto**, ossia **Romeflex, EDGE e MiNDFlex**. Come evidenziato nella *tabella 3.1*, ciascuno di questi progetti è gestito da un differente **DSO**: rispettivamente **Areti, e-distribuzione e Unareti**.

Tabella 3.1: Progetti pilota di flessibilità locale attivi per il 2025.

Nome progetto	RomeFlex	EDGE	MiNDFlex
DSO			
Area di Sperimentazione	Comune di Roma	Province di Arezzo, Bari, Cagliari, Cuneo, Fermo, Macerata, Padova, Reggio Emilia	Comune di Milano e Rozzano

I **pilota** di flessibilità locale **mirano a consentire** la **fornitura di servizi ancillari** da parte delle **risorse distribuite presenti nell'area di sperimentazione**, comprese le **unità di produzione**, le **unità di consumo** e i **sistemi di accumulo**. Tali servizi vengono erogati nel rispetto di specifici criteri, quali la potenza di modulazione e il tempo di attivazione. Il funzionamento dei progetti prevede **due fasi principali**: nelle **sessioni di aste**, il **DSO acquisisce la disponibilità delle risorse**, corrispondendo loro una **remunerazione fissa**; successivamente, nelle **fasi di attivazione**, il **DSO può far ricorso alle risorse** qualora necessario, riconoscendo una **remunerazione aggiuntiva** proporzionale ai volumi di energia effettivamente spostati.

Come sono evoluti i tre pilota, dal 2024 al 2025?

Il progetto pilota **Romeflex** ha registrato un **aumento significativo del fabbisogno di flessibilità**. Nel **2024**, il **fabbisogno** stimato dal DSO era pari a **20 MW**, mentre per il **2025** si stima un valore di **15 MW** nel **primo**

semestre e di **30 MW** nel **secondo**. Come per il 2024, la **platea delle risorse** abilitate a partecipare al pilota rimane **molto ampia**: possono infatti essere coinvolte risorse con una **capacità minima di modulazione di 0,3 kW**, collegate a **punti di connessione con una potenza almeno pari a 3 kW**. A partire da giugno 2024, sono state modificate le condizioni economiche e i criteri di ammissibilità alle aste. La **base d'asta per la disponibilità** è passata **da 30k EUR/MW/anno a 60k EUR/MW/anno**, raddoppiando quindi rispetto ai primi mesi di sperimentazione. Questo incremento della base d'asta è stato introdotto con l'obiettivo di rendere il pilota maggiormente attrattivo per i partecipanti. Infine, sono state ammesse a partecipare anche le risorse che forniscono servizi di flessibilità a TERNA.

Per il pilota **EDGE**, il **perimetro di sperimentazione è stato ampliato dal 2024 al 2025**. Se nel 2024 la sperimentazione riguardava **quattro province italiane**, con un **fabbisogno** complessivo di circa **11 MW**, nel 2025 il **numero di province** coinvolte è **raddoppiato**, arrivando a otto, con un **fabbisogno** totale stimato di **19 MW**. La scelta delle province è stata effettuata in base ai dati di esercizio, alle previsioni di potenziali congestioni e alla presenza di una platea di utenti di rete ritenuti potenzialmente idonei. La platea di **risorse ammesse** al pilota **EDGE** è stata **ampliata rispetto al 2024**. Se allora potevano partecipare solo risorse con capacità minima di modulazione di 20 kW e collegate a punti di connessione da almeno 50 kW, oggi possono prendere parte anche risorse con **potenza minima disponibile di 3 kW**. Queste ultime devono però operare in **aggregato**, poiché la **capacità minima** da candidare è di **100 kW**. Per il 2025 sono stati inoltre **rivisti i prezzi di base d'asta per l'utilizzo** delle risorse: questi sono stati fissati a **400 EUR/MWh** per le **modulazioni a salire** e a **200 EUR/MWh** per quelle a **scendere**, rispetto al prezzo unico di 500 EUR/MWh previsto nel 2024. La Relazione Tecnica Illustrativa di **EDGE** evidenzia che tale aggiornamento tiene conto dell'andamento registrato

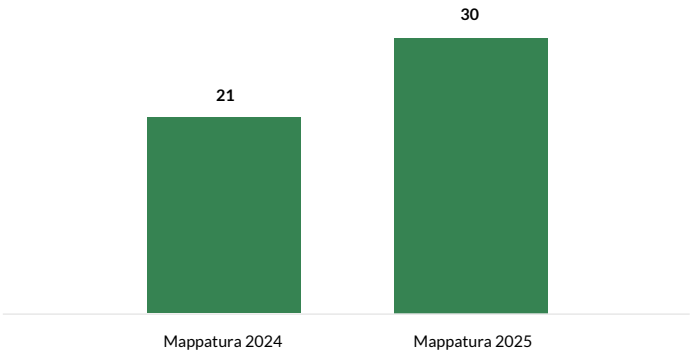
nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento negli ultimi due anni, mantenendo un “sovrapprezzo” finalizzato a incentivare la partecipazione dei BSP al progetto pilota.

Il pilota **MiNDFlex** ha **esteso significativamente l'area oggetto di sperimentazione** dal 2024 al 2025. Mentre nel **2024** la sperimentazione era limitata all'area della **sottostazione di Ponzio**, nel quartiere milanese di Lambrate, nel **2025** l'area è stata estesa a **diverse cabine primarie** situate nei **Comuni di Milano e Rozzano**. Parallelamente, è stato **ampliato** anche il **perimetro delle risorse ammissibili al progetto**. Per il 2025, le risorse devono garantire una **soglia minima di modulazione pari a 0,3 kW** e una **potenza minima di connessione di 3 kW**, valori notevolmente inferiori rispetto a quelli richiesti nel 2024, che erano rispettivamente di 20 kW e 50 kW. Inoltre, è stato significativamente **umentato il valore base d'asta per la disponibilità**, portandolo **da 30k EUR/MW/anno a 500k EUR/MW/anno**. Questo incremento riflette la volontà di incentivare maggiormente la partecipazione dei BSP al pilota.

La **partecipazione ai progetti pilota è cresciuta** rispetto al primo anno di sperimentazione. Come evidenziato nella *figura 3.7*, il **numero di imprese iscritte al Mercato Locale della Flessibilità (MLF)** è **umentato di quasi il 50% rispetto** alla rilevazione del 2024.⁷

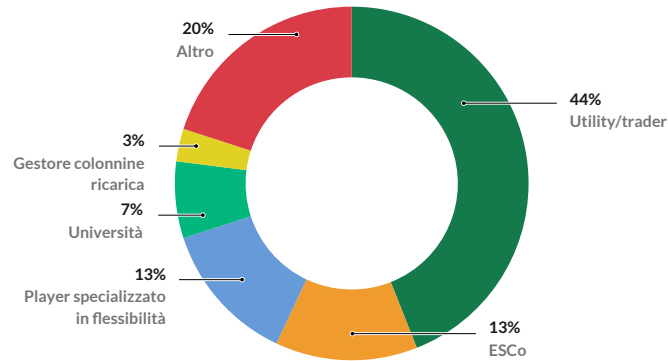
⁷ Il Mercato Locale della Flessibilità (MLF) è la sede di negoziazione organizzata e gestita dal GME (Gestore dei Mercati Energetici) attraverso la quale i gestori delle reti di distribuzione che vi aderiscono, possono approvvigionarsi dei servizi ancillari locali di flessibilità, nell'ambito dei progetti pilota Romeflex e MiNDFlex.

Figura 3.7: Numero di operatori iscritti al Mercato Locale della Flessibilità.⁸



Come illustrato in *figura 3.8*, nel 2025 il **70% degli operatori iscritti al MLF** è rappresentato da **utilities, trader energetici, ESCo e player specializzati nel settore della flessibilità elettrica**.

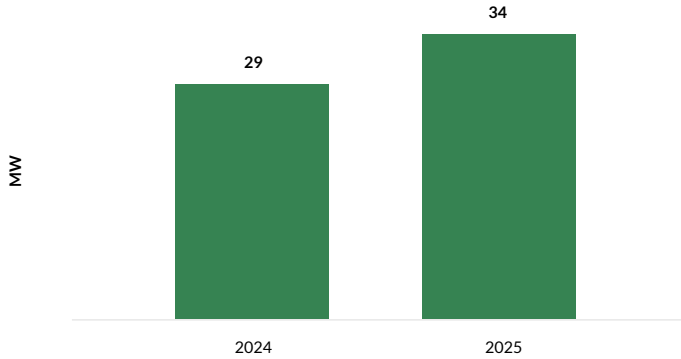
Figura 3.8: Distribuzione per core-business degli operatori iscritti al MLF.



Un ulteriore indicatore dell'aumentata partecipazione ai progetti pilota rispetto all'anno precedente è rappresentato dai **risultati delle aste**. Partendo da **RomeFlex**, si osserva un **aumento dei volumi assegnati**. Come illustrato nella *figura 3.9*, se nel **2024** sono stati assegnati in totale **29 MW**, nelle aste svolte nei primi sei mesi del 2025 la capacità assegnata ha già raggiunto i **34 MW**.

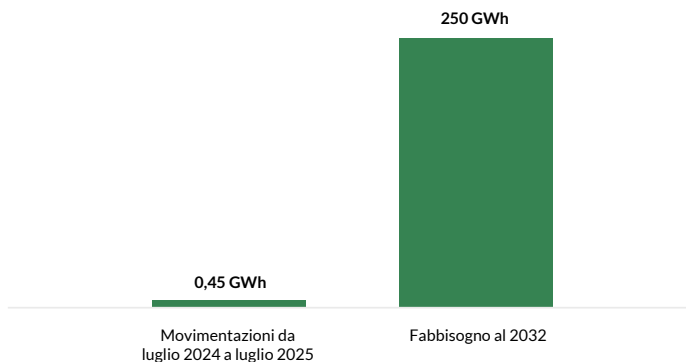
⁸ Per il 2025, si riportano i dati disponibili al 12 giugno 2025. Per il 2024, si riportano i dati della mappatura dell'edizione 2024 del Rapporto.

Figura 3.9: Capacità assegnata nelle aste a termine per il progetto RomeFlex nel 2024 e nel 2025.



La **capacità assegnata nelle aste del 2025** ha registrato **prezzi mediamente pari a circa 55k EUR/MW/anno**, evidenziando quindi una riduzione contenuta rispetto al valore base d'asta fissato a 60k EUR/MW/anno. Questo dato suggerisce un limitato livello di competizione nelle aste a termine. Infatti, il numero di BSP vincitori nelle quattro aste svolte nei primi sei mesi del 2025 è stato compreso tra 2 e 11. Le **risorse di flessibilità attualmente coinvolte nel pilota RomeFlex sono più di 1.300**, di cui **oltre il 90% in bassa tensione**. Sebbene la partecipazione sia indubbiamente aumentata rispetto al 2024, l'**impatto effettivo** delle risorse rimane **ancora modesto e lontano dalle stime dei fabbisogni di flessibilità prospettici** calcolati da Areti. Come mostrato nella *figura 3.10*, si stima che i **servizi di flessibilità effettivamente forniti da luglio 2024 a luglio 2025**, siano pari a circa **0,45 GWh**. Tale valore è di **quasi tre ordini di grandezza inferiore** rispetto al **fabbisogno di flessibilità richiesto dalla rete di distribuzione di Roma al 2032**, pari a **250 GWh**, secondo la presentazione presentata da Areti nel webinar di presentazione del pilota svoltosi il 29 settembre 2023.

Figura 3.10: Movimentazioni effettive nell'ambito di RomeFlex nel periodo da luglio 2024 a luglio 2025 e fabbisogno di servizi di flessibilità al 2032 nella rete di Roma.



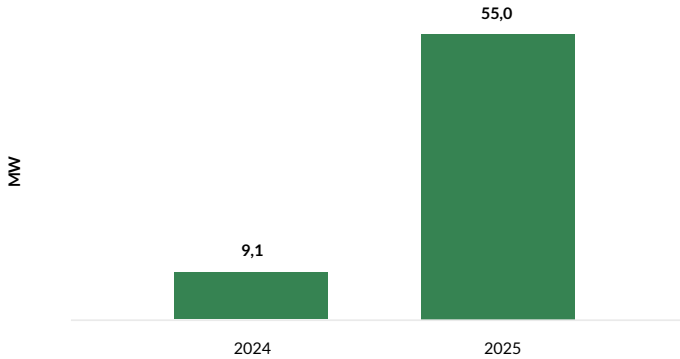
Anche per il pilota **EDGE**, la **partecipazione** delle imprese è **aumentata** nel tempo. La Relazione Semestrale al 30 giugno 2025 inviata da e-distribuzione ad ARERA indica **6 BSP** registrati su Piclo e validati come possibili fornitori, che gestiscono **circa 2700 risorse di flessibilità**.⁹ I **volumi assegnati nelle aste sono cresciuti**, ma rimangono decisamente contenuti in termini assoluti: dai **0,9 MW** assegnati nelle aste del **2024** si è passati ai **2,6 MW** dei primi sei mesi del **2025**. Inoltre, **rimangono margini di miglioramento in termini di effettiva fornitura di servizi di flessibilità** da parte delle risorse coinvolte in EDGE. Infatti, secondo la Relazione Semestrale al 31 dicembre 2024, sono stati effettuati solo **4 ordini di attivazione** nel corso del 2024, corrispondenti a meno del 10% dei 51 ordini di attivazione inizialmente stimati dal DSO. Anche l'**affidabilità delle risorse è piuttosto bassa**, essendo stata mediamente pari al **42% nel 2024**. Nei primi sei mesi del 2025, secondo la Relazione Semestrale al 30 giugno 2025, non si è manifestata la necessità di attivare dei servizi sui contratti vigenti ai fini della risoluzione di criticità sulla rete.

Anche per il pilota **MiNDFlex** si registra **un aumento della partecipazione rispetto al 2024**. Come evidenziato nella **figura 3.11**, la **capacità complessivamente assegnata**

⁹ Piclo è la sede di negoziazione attraverso la quale e-distribuzione si approvvigiona dei servizi ancillari locali di flessibilità, nell'ambito del pilota EDGE.

nelle aste è cresciuta da 9 MW nel 2024 a 55 MW nel 2025.¹⁰

Figura 3.11: Capacità assegnata nelle aste a termine per il progetto MiNDFlex nel 2024 e nel 2025.



Anche il numero di BSP vincitori nelle aste è aumentato, passando da 2 nelle due aste svoltesi nel 2024 a 10 nell'asta del 19 giugno 2025. Questo incremento della competizione ha contribuito a ridurre, seppur lievemente, i prezzi di assegnazione della capacità rispetto all'anno precedente. Infatti, nelle aste del 2024 i prezzi risultavano in linea con la base d'asta, mentre nell'asta di maggio 2025 la capacità è stata assegnata a un prezzo dell'1,4% inferiore rispetto alla base d'asta. Anche per il pilota MiNDFlex, **l'effettivo impatto delle risorse distribuite e la loro affidabilità sono stati limitati**. Negli ultimi dodici mesi, i servizi di flessibilità erogati hanno raggiunto volumi complessivi di circa 1 GWh.¹¹ Nel 2024, le risorse sono state attivate complessivamente per meno del 2% del tempo disponibile, e hanno mostrato un livello di affidabilità attorno al 75%. I primi risultati del 2025 sono incoraggianti: le risorse sono state attivate per il 17% del tempo disponibile, mentre l'affidabilità ha raggiunto l'85%.¹²

¹⁰ Per il 2025, si considerano i dati dei primi sei mesi dell'anno.

¹¹ Si considerano i dati da agosto 2024 a luglio 2025.

¹² Dati relativi al periodo di disponibilità dal 3 giugno 2025 al 3 luglio 2025 per il prodotto dell'asta del 26 maggio 2025.

Rispetto al 2024, la **partecipazione** ai progetti **pilota di flessibilità locale** è **in crescita**, come dimostra l'aumento della capacità assegnata nelle aste a termine, pur con **margini di miglioramento** ancora presenti in termini di **attivazioni** e **affidabilità**. **Nei prossimi anni**, sarà necessario **aumentare i volumi** in gioco nei pilota, per poter testare appieno l'effetto della flessibilità delle risorse distribuite sulle reti di distribuzione, ad esempio in termini di riduzione della necessità di investimenti per fare fronte alle crescenti sollecitazioni di rete. Considerata l'**ampia platea di risorse** che possono partecipare, il **potenziale di crescita** è **significativo**. Tra le **barriere** che rallentano un cambio di passo si segnalano la presenza di **diverse piattaforme di mercato**, in particolare PICLO per EDGE e la piattaforma del GME per RomeFlex e MiNDFlex, nonché di **regole in parte differenti** per ciascun pilota, che aumentano la complessità e i costi di partecipazione da parte dei BSP. In questo contesto, **risulta cruciale un coordinamento tra i DSO**, per sperimentare soluzioni prima che la flessibilità locale delle risorse distribuite possa diventare una soluzione a regime.

Messaggi Chiave

Capitolo 3

L'evoluzione dei mercati
della flessibilità

Nel corso dei cinque anni di sperimentazione, la **partecipazione al pilota Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM)** ha registrato un **significativo calo**. In particolare, la **saturazione del contingente** disponibile di 1 GW è diminuita dal circa **90% del 2021 al 17% nel 2024**, mentre il **numero di UVAM abilitate** si è **contratto del 40% circa** nello stesso periodo, scendendo a **161 unità** in base agli ultimi dati disponibili di **dicembre 2024**. Le cause di questa contrazione sono riconducibili sia a **fattori normativi**, come l'introduzione dei test di affidabilità, sia a **fattori di mercato**, quali gli elevati prezzi dell'energia elettrica registrati nel tempo. Dopo 5 anni di sperimentazione, nel 2025, con l'avvio del periodo del **TIDE Transitorio**, il **pilota UVAM è confluito nel pilota Unità Virtuali Abilitate (UVA)**. Tra le **principali discontinuità** della nuova sperimentazione, che non terminerà prima di febbraio 2026, si sottolinea l'**eliminazione della remunerazione fissa associata alla disponibilità** per i BSP. Coerentemente con l'eliminazione della componente di remunerazione fissa, la **partecipazione delle imprese al pilota è diminuita**: secondo la rilevazione di Energy & Strategy, circa il **60% dei BSP** che hanno **vinto aste per il pilota UVAM nel 2024** ha deciso di **non proseguire nell'attività nel 2025**. Infine, va sottolineato che l'**impatto effettivo** delle risorse distribuite **per il dispacciamento è rimasto limitato**. Ad esempio, nel periodo compreso tra agosto 2023 e luglio 2024, le UVAM hanno movimentato circa 7,8 GWh di energia sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), corrispondente a circa lo 0,1% del totale dei volumi scambiati sul MSD nello stesso periodo.

Nel 2025 **proseguono i tre pilota di flessibilità locale** già mappati nell'edizione 2024 del Rapporto: **RomeFlex, EDGE e MiNDFlex**. In generale, si osserva un **aumento della partecipazione rispetto all'anno precedente**, pur con **margini di miglioramento** ancora presenti in termini di **attivazioni e affidabilità**. In particolare, per **RomeFlex** la partecipazione è

cresciuta: mentre nel 2024 sono stati assegnati complessivamente 29 MW, nelle **aste** svolte nei primi sei mesi del **2025** sono già stati assegnati **34 MW**. Anche per il pilota **EDGE** si è registrato un **incremento della partecipazione** nel tempo, con 6 BSP validati come possibili fornitori che gestiscono complessivamente circa 2700 risorse di flessibilità al 30 giugno 2025. Permangono tuttavia **margini di miglioramento**, sia in termini di **attivazione delle risorse**, nel 2024 pari a meno del 10% degli ordini di dispacciamento inizialmente stimati da e-distribuzione, sia in termini di **affidabilità nell'esecuzione degli ordini**, che nello stesso periodo si è attestata in media al 42%. Infine, anche per **MiNDFlex** la **partecipazione è cresciuta**: la capacità complessivamente assegnata nelle aste è passata **da 9 MW a 55 MW dal 2024 al 2025**. Anche in questo caso, però, l'impatto effettivo delle risorse e il loro **livello di affidabilità sono rimasti contenuti**: nel 2024 le risorse sono state attivate per meno del 2% del tempo disponibile, mostrando un'affidabilità attorno al 75%. I primi risultati per il 2025 mostrano miglioramenti in termini di attivazioni e affidabilità rispetto al 2024, ma si riferiscono a un periodo dalla durata limitata, pari a un solo mese. In generale, nei **prossimi anni** sarà importante **ampliare i volumi in gioco** nei pilota di flessibilità locale per testarne appieno l'effetto sulle reti. Considerata l'**ampia platea di risorse** che possono partecipare, il **potenziale di crescita è significativo**. Per permettere una maggiore diffusione della flessibilità locale, risulta fondamentale un **lavoro di coordinamento tra i DSO**, per cercare di uniformare per quanto possibile i regolamenti e i prerequisiti per partecipare ai diversi pilota.

4.

I sistemi di stoccaggio e il ruolo del MACSE

Sulla base di quanto visto anche nei capitoli precedenti, **quale ruolo possono giocare oggi, e soprattutto in chiave prospettica, i sistemi di accumulo** nel sistema elettrico nazionale?

Quale contributo concreto può arrivare dal **MACSE**, il **meccanismo di incentivazione** finalizzato a **promuovere lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio**?

Offrire una prima risposta a queste domande è l'obiettivo di questo ultimo capitolo del Rapporto.

La diffusione degli stoccaggi elettrochimici in Italia

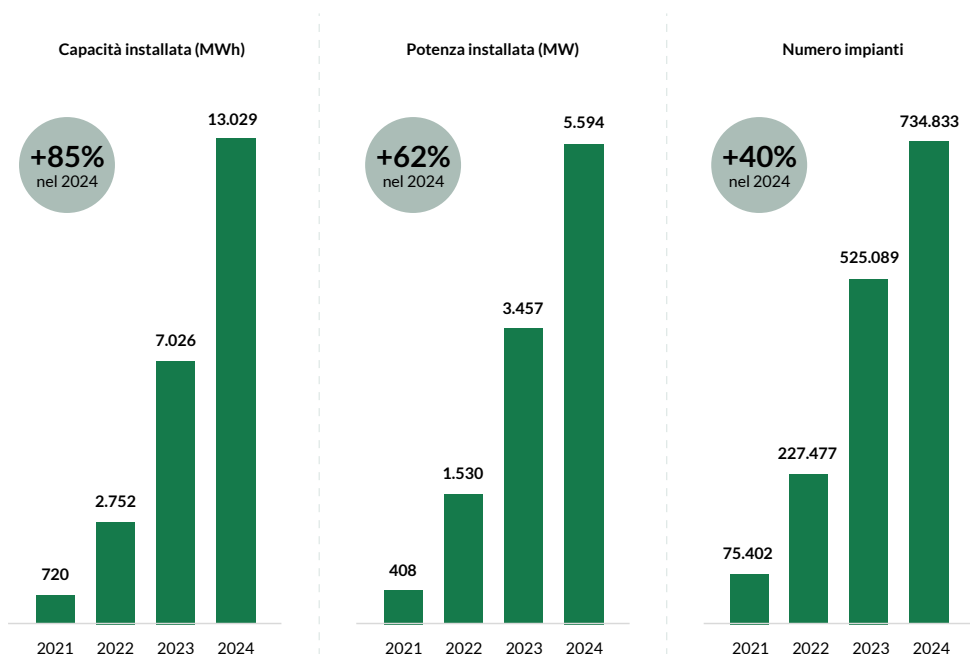
In un contesto energetico come visto sempre più segnato dalla crescente **penetrazione delle fonti rinnovabili**, i **sistemi di accumulo** dell'energia elettrica rappresentano un **asset strategico** per garantire l'**adeguatezza** e la **flessibilità** del **sistema elettrico nazionale**. L'aumento della quota di **generazione non programmabile** nel mix energetico ha infatti accentuato la necessità di strumenti in grado di assicurare il **bilanciamento tra domanda e offerta di energia**. In tale scenario, i sistemi di accumulo assumono un ruolo cruciale, grazie alla loro capacità di trasferire l'energia prodotta dalle ore di elevata disponibilità a quelle caratterizzate da una minore disponibilità.

Attualmente, le tecnologie di stoccaggio più mature dal punto di vista commerciale sono gli **accumuli elettrochimici**, in particolare le batterie agli ioni di litio, e gli impianti di **pompaggio idroelettrico**. Sebbene queste tecnologie differiscano significativamente in termini di caratteristiche tecniche, entrambe costituiscono un supporto fondamentale per un'integrazione efficace delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Se da un lato i **pompaggi idroelettrici** rappresentano una **tecnologia consolidata e ampiamente diffusa**, dall'altro, negli **ultimi anni**, i **sistemi di accumulo elettrochimico**

hanno assunto un **ruolo sempre più rilevante**. Questi ultimi possono essere distinti in due categorie principali: i **sistemi distribuiti**, caratterizzati da potenze e durate di carica-scarica generalmente inferiori a 4 ore e tipicamente destinati all'autoconsumo residenziale; e i **sistemi centralizzati**, con potenze e durate maggiori, idonei all'erogazione di servizi di rete o alla vendita di energia tramite operazioni di arbitraggio.

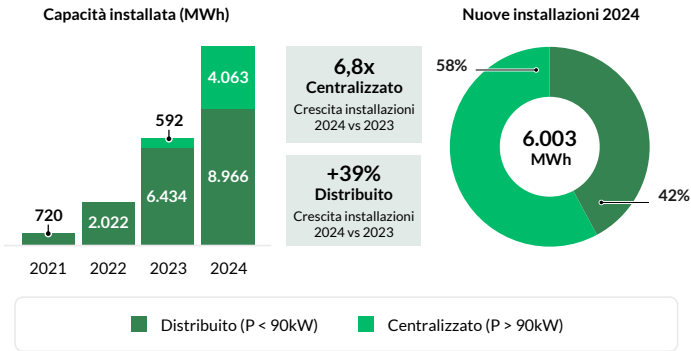
Alla fine del 2024, il parco nazionale di sistemi di storage elettrochimico contava oltre **700.000 impianti** installati, per una potenza complessiva di quasi **6 GW** e una capacità di accumulo superiore a **13 GWh**. Come si può notare dalla *figura 4.1*, nel solo 2024, il numero di nuove installazioni è **aumentato di oltre 200.000 unità**, con una conseguente **crescita della potenza e della capacità connesse** alla rete rispettivamente del 62% e dell'85%.

Figura 4.1: Evoluzione del parco installato di sistemi di stoccaggio elettrochimico in Italia.



La crescita dei sistemi di stoccaggio elettrochimico osservata negli ultimi anni è stata fortemente influenzata dal **Superbonus**, che ha favorito principalmente l'installazione di **sistemi distribuiti**.¹ Tuttavia, nel 2024 si è registrata **una interessante inversione di tendenza**: la *figura 4.2* mostra che i **sistemi centralizzati** hanno rappresentato la **quota predominante** delle nuove installazioni, contribuendo al **58%** della capacità aggiuntiva.

Figura 4.2: Ripartizione del parco installato e delle nuove installazioni nel 2024 per tipologia di sistema elettrochimico.



Nel **primo semestre del 2025** si registra una **nuova capacità** installata pari a circa **3,4 GWh**, coperta per il **70%** circa dai **sistemi centralizzati**. Qualora questo **trend** dovesse **confermarsi** anche nella **seconda metà dell'anno**, si raggiungerebbero **installazioni annue** di circa **6,8 GWh**, con un **incremento percentuale** delle installazioni complessive di circa il **13%** su base annua.

A **livello geografico**, la mappatura delle installazioni nel **2024** evidenzia una **netta predominanza delle regioni settentrionali**, le quali concentrano il **64%** della **nuova capacità** complessivamente installata.²

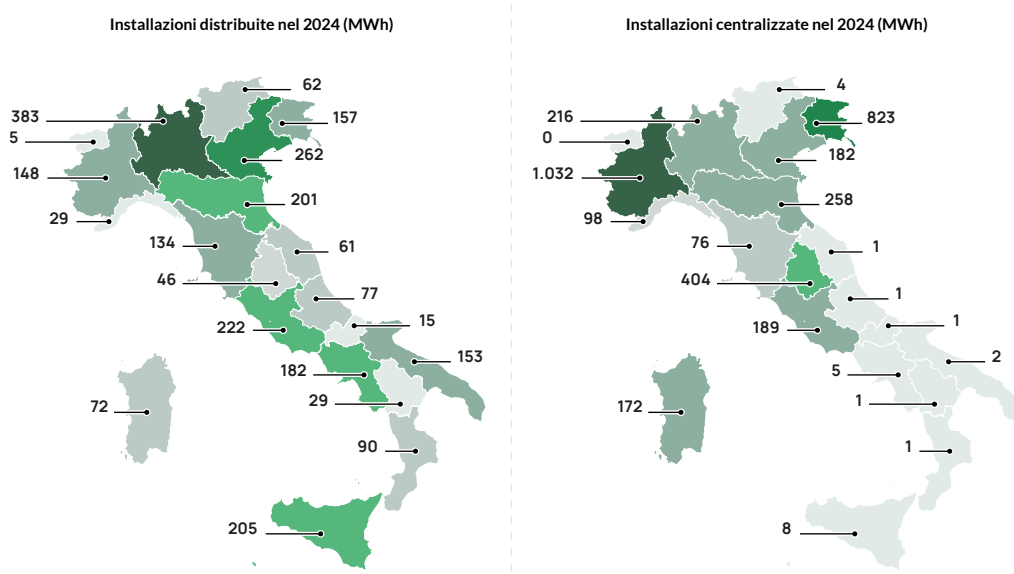
Tuttavia, il confronto tra le due categorie di sistemi elettrochimici evidenzia **differenze rilevanti in termini**

1 Nel presente capitolo sono considerati "distribuiti" i sistemi con potenza installata inferiore a 90 kW. La restante parte del parco viene considerata "centralizzata".

2 Nel presente capitolo le regioni del Nord includono Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Emilia-Romagna. Le regioni del Centro includono la Toscana, il Lazio, l'Umbria, le Marche. Le regioni del Sud includono Calabria, Puglia, Basilicata, Abruzzo, Campania, Sicilia, Sardegna.

di omogeneità territoriale. Per quanto riguarda i **sistemi distribuiti**, la *figura 4.3* evidenzia una **distribuzione geografica** delle **nuove installazioni** nel 2024 **relativamente uniforme**, con una prevalenza delle regioni settentrionali meno marcata rispetto alla media. In termini quantitativi, il **49% della nuova capacità** installata si concentra **nel Nord**. Questa maggiore omogeneità suggerisce che, trattandosi di **soluzioni più consolidate** e destinate all'autoconsumo residenziale, i sistemi distribuiti siano percepiti come **accessibili anche nelle aree meno industrializzate del Paese**. Al contrario, per i **sistemi centralizzati** si osserva un **marcato squilibrio territoriale**: circa il **75% della nuova capacità** installata nel 2024 è concentrata nelle **regioni settentrionali**, mentre solo il **19%** è localizzato nel **Centro** e un esiguo **5%** nel **Sud**. Questo divario è dovuto, da un lato, al **maggiore grado di complessità tecnica** e al più elevato rischio di mercato che caratterizzano queste soluzioni, oggi **applicate principalmente** nei **contesti con infrastrutture più sviluppate**; dall'altro, ai risultati dell'**asta del capacity market** con consegna al **2024**, che ha visto il **Nord** come la **zona con la quota maggiore di capacità assegnata**.

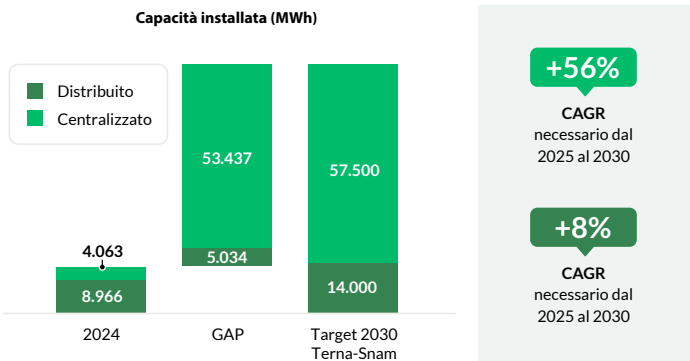
Figura 4.3: Ripartizione geografica delle nuove installazioni di sistemi di stoccaggio elettrochimico nel 2024.



I dati di crescita finora analizzati delineano **un quadro solo in apparenza positivo** per il Paese. Nonostante i recenti progressi, in particolare nel segmento dei sistemi centralizzati, **al 2024 permane un rilevante divario rispetto agli obiettivi di capacità previsti per il 2030 nello scenario congiunto Terna-Snam**. La figura 4.4 mostra che il gap complessivo ammonta a circa **58 GWh**, di cui **53 GWh** attribuibili ai sistemi **centralizzati** e **5 GWh** a quelli **distribuiti**.³ Il **tasso di crescita annuo composto (CAGR)** necessario per **colmare tale distanza** risulta **estremamente ambizioso**.

Entrambe le categorie di sistemi richiederanno un'accelerazione significativa, ma **il segmento centralizzato appare particolarmente sfidante**: sarebbe infatti necessario mantenere un CAGR pari al **56%** fino al 2030 per raggiungere gli obiettivi, un ritmo di crescita molto elevato, nonostante i passi avanti registrati nel 2024.

Figura 4.4: Sistemi di stoccaggio: il confronto con i target al 2030.



Le evidenze emerse confermano la **necessità urgente di meccanismi di incentivazione mirati allo sviluppo della capacità di accumulo centralizzata**, in particolare nel **Mezzogiorno**, al fine di colmare un significativo gap di installazioni in un arco temporale ormai limitato.

L'analisi di una possibile soluzione a questa criticità sarà oggetto della sezione successiva del presente capitolo.

3 Nel target al 2030 di 57,5 GWh di sistemi centralizzati rientrano anche i 7,5 GWh già aggiudicati attraverso le aste del Capacity Market.

Il MACSE: analisi degli aggiornamenti normativi

Il **Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)** è un **incentivo** volto alla realizzazione di **nuovi sistemi di accumulo di grande capacità**. Il meccanismo prevede l'organizzazione di **aste competitive**, in cui i vincitori si impegnano a installare e mettere a disposizione la capacità di accumulo in cambio di un **premio annuale fisso**. Le **principali tecnologie** interessate da questo incentivo sono le **batterie agli ioni di litio** e gli **impianti di pompaggio idroelettrico**.⁴

Con gli ultimi aggiornamenti normativi, sono stati aggiunti dei tasselli al quadro, e il **meccanismo MACSE** è **ormai prossimo al lancio**: la **prima asta** è prevista per **settembre 2025**, con un **ritardo di circa sei mesi** rispetto alla data inizialmente annunciata.

Lo **Studio sulle Tecnologie di Riferimento (SSTDR)** supporta la pianificazione del MACSE attraverso l'**analisi dei parametri tecnici ed economici** relativi allo stato dell'arte dei **sistemi di accumulo**. La **delibera ARERA 247/2023** prevede l'**aggiornamento periodico di questo studio** per monitorare l'evoluzione tecnologica. Nell'edizione 2025 dello Studio, la **vita utile** delle **batterie** è stata **aggiornata al rialzo** rispetto a quanto riportato nell'edizione precedente. Come evidenziato in **tabella 4.1**, il valore ora si colloca nel range di **15-20 anni**.

Tabella 4.1: Valori di vita utile per gli stoccaggi elettrochimici indicati negli Studi sulle Tecnologie di Riferimento.

	Vita utile	
	Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2023	Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025
Valore minimo	12 anni	15 anni
Valore massimo	14 anni	20 anni

4 I pompaggi idroelettrici non possono partecipare alla prima asta.

Dal confronto con gli operatori emerge che il **valore massimo di 20 anni è raggiungibile solo in assenza di overcycling** durante la vita utile delle batterie. Di conseguenza, permane l'**incertezza** circa la possibilità di **utilizzare in modalità merchant** gli impianti di stoccaggio elettrochimico **al termine del periodo incentivante di 15 anni**.

Nello **SSTDR 2025** sono stati **aggiornati anche i valori delle spese in conto capitale (CAPEX)**, ora comprese in un intervallo **tra 189 e 267 kEUR/MWh per batterie** con durata di **8 ore**, come riportato nella *tabella 4.2*. Tali valori sono **inferiori rispetto a** quelli indicati nell'**edizione 2023** dello studio, con una riduzione del 23% per il limite inferiore e del 20% per quello superiore. La nuova edizione introduce inoltre **due modifiche metodologiche** rilevanti **nel calcolo dei CAPEX**: i) i valori sono **ora espressi in kEUR/MWh realizzato**, anziché per MWh utilizzabile; ii) **sono stati inclusi costi** precedentemente esclusi, quali quelli per lo **sviluppo**, l'**acquisizione del terreno** e la **connessione alla rete**. Per garantire la **confrontabilità tra i valori dei CAPEX** riportati nelle due edizioni dello SSTDR, **è stato stimato un valore adjusted** per il 2023, adeguato alla nuova metodologia. Come evidenziato in *tabella 4.2*, **anche rispetto a questo valore adjusted** si osserva una **riduzione**, seppur più contenuta, **dei CAPEX**, compresa tra il 15% e il 16%. Inoltre, **nell'edizione 2025** dello studio, coerentemente con l'assenza di batterie commercialmente diffuse con durata di 8 ore, **sono stati inclusi i CAPEX** per le **batterie** con durata di **4 ore**, precedentemente esclusi. I CAPEX per queste batterie da 4 ore risultano **compresi tra 191 e 282 kEUR/MWh**, leggermente superiori rispetto a quelli delle batterie da 8 ore, a causa di alcune voci di costo più elevate, tra cui l'elettronica di potenza.

Tabella 4.2: Valori di CAPEX per gli stoccaggi elettrochimici indicati negli Studi sulle Tecnologie di Riferimento.

	CAPEX (kEUR/MWh) – Batteria Li-ion					SSTDR 2025 (4 ore)
	SSTDR 2023 (8 ore)	SSTDR 2023 adjusted (8 ore) ⁵	SSTDR 2025 (8 ore)	Delta SSTDR 2025 vs SSTDR 2023 (8 ore)	Delta SSTDR 2025 vs SSTDR 2023 adjusted (8 ore)	
Valore minimo	246	222	189	-23%	-15%	191
Valore massimo	332	319	267	-20%	-16%	282

Il **calo complessivo dei CAPEX tra il 2023 e il 2025** è **coerente con la diminuzione dei costi delle materie prime** utilizzate per la produzione delle celle al litio. Tuttavia, l'**inclusione dei costi di sviluppo, acquisizione del terreno e connessione alla rete** nei nuovi valori determina un **aumento della variabilità complessiva**, essendo queste voci fortemente dipendenti dalle caratteristiche specifiche del sito.

Le spese operative (**OPEX**) riportate nello Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025 mostrano un'**elevata variabilità**: per i sistemi a **batterie con durata di 8 ore**, il range stimato varia **tra 2,1 e 6,3 kEUR/MWh/anno**. Tale variabilità è **principalmente dovuta alle condizioni specifiche dei contratti di Operation & Maintenance** stipulati con i fornitori di servizio. Come evidenziato in *tabella 4.3*, i **valori degli OPEX sono in calo rispetto all'edizione 2023** dello studio: il limite inferiore del range si è ridotto del 16%, mentre il limite superiore ha registrato una diminuzione più marcata, pari al 63%. Infine, gli **OPEX per le batterie da 4 ore** indicati nell'edizione 2025 si collocano **tra 2,3 e 7,0 kEUR/MWh/anno**, risultando quindi leggermente superiori rispetto a quelli delle batterie da 8 ore.

⁵ Valore 2023 convertito da EUR/kWh utilizzabile a EUR/kWh effettivo e includendo i costi di sviluppo, terreno e connessione secondo quanto stimato dallo SSTDR 2025.

Tabella 4.3: Valori di OPEX per gli stoccaggi elettrochimici indicati negli Studi sulle Tecnologie di Riferimento.

	OPEX (kEUR/MWh/anno) – Batteria Li-ion			
	SSTDR 2023 (8 ore)	SSTDR 2025 (8 ore)	Delta SSTDR 2025 vs SSTDR 2023 (8 ore)	SSTDR 2025 (4 ore)
Valore minimo	2,5	2,1	-16%	2,3
Valore massimo	16,6	6,3	-63%	7,0

Gli orientamenti di ARERA sul valore del **premio massimo**, inviati in consultazione tramite il **DCO 168/2025**, prevedono un importo pari a **32 kEUR/MWh** per la prima asta.⁶ Come riportato in *tabella 4.4*, nonostante l'ampia variabilità dei CAPEX evidenziata nello **Studio sulle Tecnologie di Riferimento**, ARERA ha scelto di adottare il **limite inferiore del range** dei CAPEX come base per il calcolo del premio.

Tabella 4.4: Valori del premio per gli stoccaggi elettrochimici e principali ipotesi.

	SSTDR2023	SSTDR2025	SSTDR2025	DCO 168/2025
Durata [ore]	8	8	4	4
CAPEX di riferimento [kEUR/MWh]	246 - 332	189 - 267	191 - 282	191
WACC [%]	6 - 10	9	9	8,1
Premio [kEUR/MWh] ⁷	32 - 65 ⁸	31 - 47	31 - 50	32

La **scelta di utilizzare il limite inferiore del range dei CAPEX** come riferimento per il calcolo del premio risulta **difficilmente condivisibile**. Tale valore, infatti, rappresenta uno **scenario ottimale difficilmente raggiungibile** nella pratica. In aggiunta, diversi operatori

6 L'Autorità si è basata sulle batterie da 4 ore per il calcolo del premio massimo. Come indicato da Terna nello Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025, la chimica delle batterie è ottimizzata per una durata tra 2 e 4 ore, e le batterie da 8 ore non sono diffuse dal punto di vista commerciale.

7 I valori riportati, per quanto riguarda gli SSTDR, si riferiscono al CONE (Cost of New Entry), ossia al ricavo annuo necessario nel periodo di consegna per coprire integralmente i costi di costruzione, di finanziamento e di esercizio, oltre a garantire un'adeguata remunerazione dell'investimento. Per il DCO 168/2025, invece, il valore si riferisce al premio massimo.

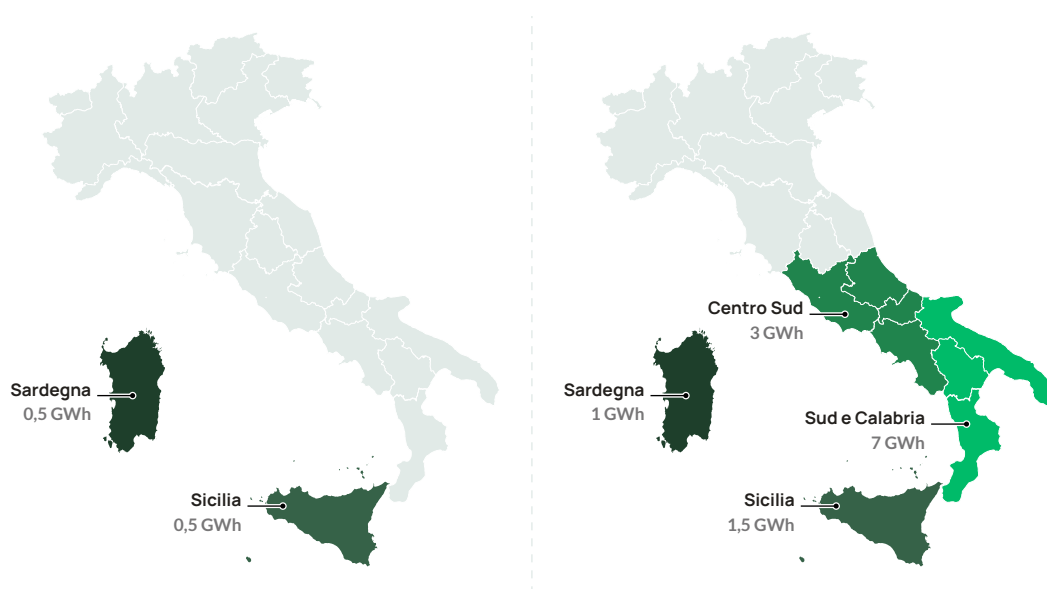
8 Il valore del premio per lo SSTDR2023 considera una vita utile della batteria tra i 12 e i 14 anni.

hanno espresso **perplexità** riguardo al **cambiamento nella metodologia di calcolo del costo medio ponderato del capitale (WACC)**. Mentre nello SSTDR 2023 il valore indicato era riferito al **WACC post-tax**, per l'**edizione 2025** è stato adottato un **WACC pre-tax**, compromettendo la confrontabilità tra le due edizioni.

A seguito della consultazione, l'Autorità ha disposto, con la **delibera 362/2025**, l'**incremento del premio massimo** previsto per la **prima asta**, portandolo a **37 kEUR/MWh**.

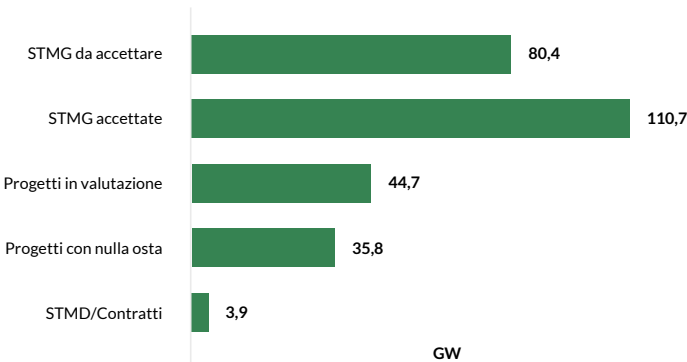
Il **Documento Fabbisogni** indica un **fabbisogno nazionale** pari a **10 GWh** per la **prima asta** del meccanismo MACSE. Per le diverse zone di mercato, il documento definisce inoltre sia un **fabbisogno minimo** che un **fabbisogno massimo**. Come mostrato in *figura 4.5*, solo per Sicilia e Sardegna è stato assegnato un fabbisogno minimo, a indicare una necessità prioritaria di capacità di accumulo in queste aree. Il **fabbisogno massimo complessivo**, pari a **12,5 GWh**, è **coperto per circa tre quarti da quattro aree: Sud, Calabria, Sicilia e Sardegna**.

Figura 4.5: Ripartizione geografica del fabbisogno minimo (a sinistra) e del fabbisogno massimo (a destra) per la prima asta del MACSE.



La **crescente domanda di sistemi di accumulo** rende **plausibile un'elevata partecipazione** alla **prima asta**, che potrebbe anche portare alla saturazione del fabbisogno nazionale di 10 GWh. A titolo esemplificativo, si consideri che, secondo i dati del portale Econnexion di Terna aggiornati al 31 agosto 2025, risultano presenti **richieste di connessione alla rete per accumuli stand-alone** per un totale di **275 GW**. Questa lunga "coda" comprende richieste di connessione a diversi stadi del processo. Anche considerando solo le **richieste nello stadio più avanzato**, indicato nel portale Econnexion con la dicitura "**STMD/Contratti**", la lista di sistemi di accumulo risulta comunque significativa. Infatti, come mostrato nella *figura 4.6*, a **fine agosto 2025** si contano ben **3,9 GW di potenza** di sistemi di accumulo stand-alone in tale stadio del processo di richiesta di connessione, a conferma dell'interesse attuale del mercato.

Figura 4.6: Distribuzione delle richieste di connessione alla rete in Alta Tensione e Altissima Tensione per sistemi di accumulo stand-alone per stato della pratica [GW].⁹



⁹ Si considerano i dati al 31 agosto 2025. Le diverse fasi della richiesta di connessione alla rete sono così definite:

STMG da accettare: comprende sia le iniziative per cui Terna deve ancora elaborare il preventivo di connessione, secondo la cosiddetta Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), riportando i tempi, i costi e gli interventi sulla rete necessari per la connessione; sia le iniziative per cui Terna ha fornito la soluzione di connessione alla rete di trasmissione ed è in attesa di ricevere la relativa accettazione da parte dei proponenti;

STMG accettate: iniziative per le quali i proponenti hanno accettato la STMG elaborata da Terna;

Progetti in valutazione: iniziative per cui è stata trasmessa la documentazione progettuale delle opere di rete necessarie alla connessione e che risultano quindi in valutazione da parte di Terna per la verifica della conformità agli standard tecnici;

Progetti con nulla osta: iniziative che hanno ottenuto parere positivo circa il progetto delle opere di rete e quindi il nulla osta da parte di Terna all'avvio del procedimento autorizzativo;

STMD/Contratti: iniziative per cui il procedimento autorizzativo si è concluso con esito positivo e che si trovano nelle ultime fasi del processo di connessione essendo già stata richiesta a Terna l'elaborazione della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD) per la progettazione esecutiva delle opere RTN (Rete di Trasmissione Nazionale). Per queste iniziative è già stato stipulato, o sarà stipulato a breve, il Contratto di Connessione per la realizzazione delle opere RTN e per l'erogazione del servizio di connessione.

La redditività degli investimenti negli stoccaggi supportati dal MACSE

Quale è la **redditività degli investimenti in sistemi di stoccaggio elettrochimico incentivati tramite MACSE**? Il business case qui considerato riguarda la **realizzazione di una nuova batteria agli ioni di litio**, con una **potenza di 10 MW** e un **rapporto energia/potenza pari a 4 ore**.¹⁰ Poiché il valore del premio in EUR/MWh che risulterà dall'asta non è ancora noto, l'analisi è condotta su **tre casi alternativi: Premio Basso, Premio Centrale e Premio Alto**.¹¹ Inoltre, per tenere conto della variabilità associata ai possibili livelli di CAPEX e OPEX, **ciascun caso è analizzato secondo tre scenari distinti: Costi Bassi, Costi Medi e Costi Alti**.¹²

Si ottengono sulla base di queste ipotesi i risultati riportati in *figura 4.7*.¹³

¹⁰ La valutazione dell'investimento è condotta secondo una metodologia unlevered, con un WACC pari al 6% e un'aliquota fiscale del 30%. L'orizzonte temporale dell'analisi coincide con la durata dell'incentivo previsto dal MACSE, ossia 15 anni.

¹¹ Nel **Caso Premio Centrale** il premio è fissato a 20,4 kEUR/MWh/anno, pari di una riduzione del 45% rispetto al valore massimo di 37 kEUR/MWh/anno previsto dalla delibera ARERA 362/2025.

Nel **Caso Premio Basso** si presuppone un'elevata competizione in asta, che porta il premio a 13,0 kEUR/MWh/anno, pari a una riduzione del 65% rispetto al premio massimo.

Infine, il **Caso Premio Alto** assume una minore competizione nell'asta, con un premio di 25,9 kEUR/MWh/anno, pari a una riduzione del 30% rispetto al valore massimo.

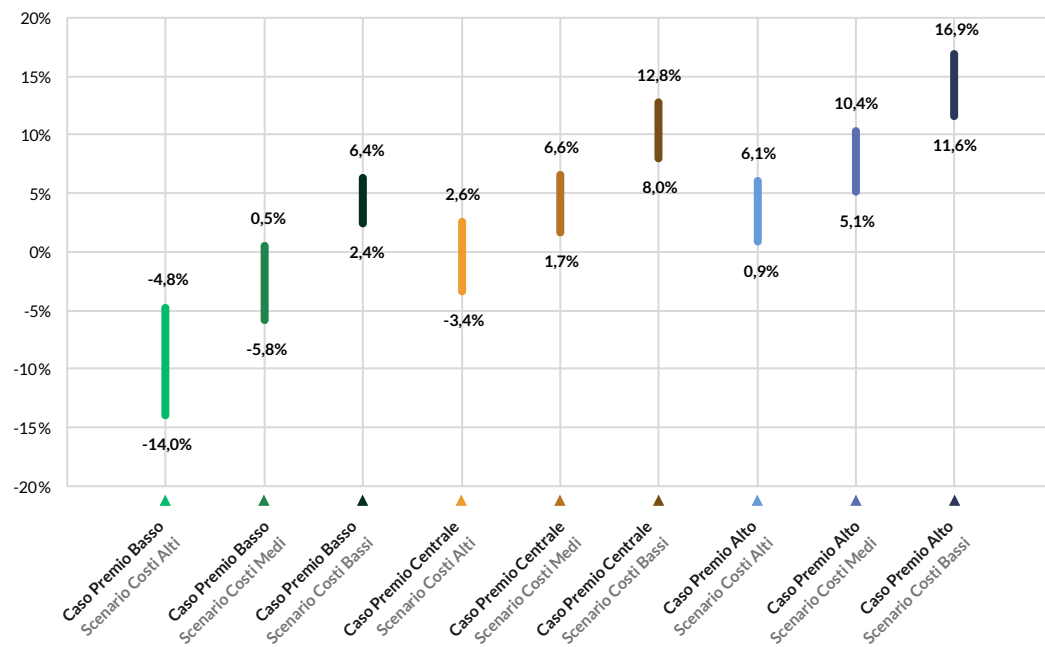
¹² I tre scenari si differenziano in base ai valori assunti per CAPEX e OPEX:

- **Scenario Costi Bassi:** considera OPEX di 2,3 kEUR/MWh/anno, corrispondenti all'estremo inferiore del range riportato nello Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025, e CAPEX di 70 kEUR/MWh;
- **Scenario Costi Alti:** assume OPEX di 7 kEUR/MWh/anno, corrispondenti all'estremo superiore del range riportato nello Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025, e CAPEX pari a 130 kEUR/MWh;
- **Scenario Costi Medi:** adotta OPEX di 5 kEUR/MWh/anno e CAPEX di 100 kEUR/MWh.

¹³ Per ciascun scenario, il range di IRR è ottenuto facendo variare i seguenti parametri:

- Tasso medio annuo di degrado della capacità: compreso tra l'1,1% e l'1,9%;
- State-of-Charge minimo della batteria: compreso tra 0% e 20%.

Figura 4.7: IRR per l'investimento in sistemi di stoccaggio elettrochimico incentivati tramite MACSE.



In tutti e tre i casi analizzati, è teoricamente possibile superare la soglia minima di investibilità.

Infatti, in ciascuno dei tre casi l'Internal Rate of Return (IRR) raggiunge valori superiori del WACC, fissato al 6%. Nel dettaglio, nel caso con Premio Basso gli IRR variano tra il -14,0% e il 6,4%, nel caso con Premio Centrale tra il -3,4% e il 12,8%, e nel caso con premio Alto tra il 0,9% e il 16,9%. Sebbene in tutti i casi siano teoricamente raggiungibili IRR maggiori della soglia minima di investibilità, si evidenzia che, **nel caso con Premio Basso**, ovvero pari a 13 kEUR/MWh/anno, **tale soglia viene superata solo nello Scenario a Costi Bassi**, in cui si considerano CAPEX di 70 kEUR/MWh/anno.

I risultati delle simulazioni di redditività evidenziano che, soprattutto in caso di forte competizione in asta e premi ridotti, la sostenibilità economica degli investimenti dipende dalla capacità degli operatori di combinare in modo ottimale i principali fattori di costo e prestazione, come **CAPEX**, **OPEX** e il **tasso annuo di degrado della capacità**.

Messaggi Chiave

Capitolo 4

I sistemi di stoccaggio e il ruolo del MACSE

Alla fine del 2024 risultano installati in Italia oltre **700.000 sistemi di accumulo elettrochimico**, per una **capacità** complessiva di circa **13 GWh**, in crescita dell'85% rispetto ai circa 7 GWh registrati a fine 2023. La crescita del 2024 segue due velocità diverse in base alla taglia degli impianti: mentre la **capacità** coperta da **impianti distribuiti**, pari a circa 9 GWh, è **cresciuta del 40%** rispetto al 2023, quella coperta dai **sistemi centralizzati**, di circa 4 GWh, è **cresciuta di un fattore 6,8** rispetto al 2023. Nonostante la crescita significativa, **permane un ampio divario rispetto agli obiettivi previsti per il 2030 dello scenario Terna-Snam**: il gap ammonta a circa **58 GWh**. Il **tasso di crescita annuo composto (CAGR)** necessario per **colmare tale distanza è estremamente ambizioso**. Entrambe le categorie di sistemi richiedono un'accelerazione significativa, ma il **segmento centralizzato appare particolarmente sfidante**: per raggiungere gli obiettivi al 2030, sarebbe necessario un CAGR pari al **56%** fino al 2030.

Il **MACSE** si inserisce in questo contesto con l'obiettivo di **incentivare le installazioni di sistemi di accumulo centralizzati** nel Paese. Nell'ultimo anno sono stati compiuti diversi passi avanti nel percorso verso la **prima asta**, attualmente **prevista per settembre 2025**, con un ritardo di circa sei mesi rispetto alla tempistica inizialmente prevista. L'**edizione 2025 dello Studio sulle Tecnologie di Riferimento** di TERNA introduce degli aggiornamenti rispetto all'edizione del 2023. In particolare, **viene per la prima volta incluso il caso delle batterie con durata di 4 ore**, per le quali è definito un range di CAPEX compreso tra 191 e 282 kEUR/MWh, e **sono rivisti al ribasso i CAPEX per le batterie da 8 ore**, ora compresi tra 189 e 267 kEUR/MWh. Gli **orientamenti iniziali di ARERA** in merito al **premio massimo** per la prima asta, pari a **32 kEUR/MWh/anno** per le batterie da 4 ore nel documento per la consulta-

zione, **sono apparsi conservativi**, in quanto stimati assumendo come base il valore minimo del range di CAPEX dello Studio sulle Tecnologie di Riferimento. **In esito alla consultazione, l'Autorità ha aumentato a 37 kEUR/MWh il premio massimo** previsto per la **prima asta**. Sebbene ci si attenda una partecipazione elevata alla prima asta, come suggerito dai circa 3,9 GW di richieste di connessione alla rete per sistemi di accumulo stand-alone nello stadio più avanzato del processo, resta da valutare la redditività effettiva del meccanismo per gli operatori.

In tutti i tre casi simulati, è possibile raggiungere la soglia minima di investibilità. Tuttavia, con un **Premio Basso** (13,0 kEUR/MWh/anno), questo avviene esclusivamente nello **Scenario a Costi Bassi**. In particolare, si considerano nello scenario con costi bassi OPEX di 2,3 kEUR/MWh/anno, corrispondenti all'estremo inferiore del range riportato nello Studio sulle Tecnologie di Riferimento 2025, e CAPEX pari a 70 kEUR/MWh. Le simulazioni mostrano che, soprattutto con forte competizione in asta e premi ridotti, la redditività degli investimenti richiede agli operatori di **trovare la "ricetta" giusta per** combinare in modo ottimale i principali fattori di costo e prestazione, quali **CAPEX, OPEX e tasso annuo di degrado della capacità.**

Bibliografia

ANIE Rinnovabili. Osservatorio sistemi di accumulo – dicembre 2024

ARERA. Testo Integrato per l'Autoconsumo Diffuso (TIAD)

Areti. Presentazione RomeFlex ai Service Providers Prima Asta a Termine - Webinar Areti – GME 29/09/2023

Areti. Relazione tecnica per l'esercizio di RomeFlex nell'Annualetà 2025

Autarq. Energiegemeinschaft Deutschland: Mehr als dem Nachbarn Strom verkaufen. Online: <https://www.autarq.com/de-de/magazin/solarzukunft/energiegemeinschaft-146/>

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 17 dicembre 2024 555/2024/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 2 aprile 2024 117/2024/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 3 agosto 2023 372/2023/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 3 dicembre 2024 516/2024/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 6 giugno 2023 247/2023/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Deliberazione 8 maggio 2025 197/2025/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Documento per la consultazione 168/2025/R/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Documento per la consultazione 168/2025/R/eel. Allegato A

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Documento per la consultazione 168/2025/R/eel. Allegato B

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico – 1° gennaio 2025

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Relazione 343/2025/I/eel

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Delibera-

zione 362/2025/R/eel

E-distribuzione. Il progetto EDGE. Online: <https://www.e-distribuzione.it/progetti-e-innovazioni/il-progetto-edge.html>

E-distribuzione. Progetto EDGE - Relazione di avanzamento semestrale relativa al periodo Luglio - Dicembre 2024

E-distribuzione. Progetto EDGE - Relazione di avanzamento semestrale relativa al periodo Gennaio - Giugno 2025

ENEA, MASE, Politecnico di Milano. Avvio CER: Analisi dell'evoluzione dei modelli di business e implementazione di moduli software per la valutazione economica di comunità energetiche rinnovabili

Enedis. Open Services & Open Data. Online: <https://data.enedis.fr/explore/dataset/autoconsommation-collective-maille-enedis/table/?refine.trimestre=2024&sort=trimestre>

Energy & Strategy – POLIMI School of Management. Electricity Market Report 2024

Energy & Strategy – POLIMI School of Management. Renewable Energy Report 2024

Gestore Mercati Energetici. Accesso ai Mercati. Online: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Accesso-ai-Mercati/Elettricita/MercatoLocaleFlessibilita/ElencoOperatoriMLF/>

Gestore Mercati Energetici. Esiti MGP. Online: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricita/MGP/Esiti/PUN>

Gestore Mercati Energetici. Esiti MLF. Online: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricita/MLF/MLT-Flex/Esiti/PreliminariMLF#IntestazioneGrafico>

Gestore Mercati Energetici. MSD Ex-ante – Download. Online: <https://gme.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricita/MSD/ExAnte/Download/Download?valore=OffertePubbliche>

Gestore Mercati Energetici. MTU 15-min. Online: <https://www.mercatoelettrico.org/Home/TIDEDocPreview>

Gestore Servizi Energetici. Monitoraggio degli impatti economici e occupazionali delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Novembre 2022

Gestore Servizi Energetici. Elenco delle configurazioni di auto-

consumo collettivo. Online: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/elenco-delle-configurazioni>

Interreg Europe. European Congress of Energy Communities – Spain. Online: https://www.interregeurope.eu/news-events/news/european-congress-of-energy-communities-spain?utm_source=chatgpt.com

ISPRA. Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissive. Rapporto 414/2025.

ISTAT. Demografia in cifre. Online: <https://demo.istat.it/ap-p/?i=POS&l=it>

Legambiente. Rapporto 2024 - Comunità Energetiche Rinnovabili – Il punto della situazione in Italia

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Piattaforma PNIEC monitoraggio. Online: <https://www.pniecmonitoraggio.it/Dimensioni/Rinnovabili/FER%20Elettriche/Pagine/Incentivi-e-altre-misure.aspx#CACER>

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Decreto 127 16 maggio 2025

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Piano Nazionale Integrato Energia e Clima – Giugno 2024

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2014

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2015

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2016

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2017

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2018

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2019

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2020

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2021

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2022

Terna. Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2023

Terna. Fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio al 2028 ap-

provato con D.M. del 27 febbraio 2025

Terna. Generazione: accumuli. Online: <https://dati.terna.it/generazione#accumuli>

Terna. Generazione: installato rinnovabili. Online: <https://dati.terna.it/generazione#generazione-netta>

Terna. News, avvisi e bandi di gara. Online: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/pubblicazioni/news-operatori>

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2016

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2017

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2018

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2019

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2020

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2021

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2022

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2023

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - dicembre 2024

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - marzo 2025

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico - giugno 2025

Terna-Snam. Documento di descrizione degli scenari 2024

Aziende Partner



Noi di BayWa r.e. ripensiamo il modo di produrre, immagazzinare e utilizzare l'energia, per accelerare la transizione energetica globale rinnovabile, essenziale per il futuro del nostro pianeta.

Con sedi in 34 paesi, quasi 5,8 miliardi di € di fatturato, BayWa r.e. è leader nello sviluppo di energie rinnovabili, nella distribuzione, nella fornitura di servizi e di soluzioni energetiche.

BayWa r.e. fornisce soluzioni end-to-end per la gestione continua delle operazioni ed è un Produttore di Energia Indipendente con un'attività di trading di energia in espansione. Grazie a innovazione, creatività e competenza, abbiamo portato in rete con successo più di 6 GW di energia rinnovabile, e gestiamo oltre 10,5 GW di impianti.

BayWa r.e. lavora con imprese e organizzazioni di tutto il mondo per fornire soluzioni rinnovabili su misura che riducono l'impatto ambientale e diminuiscono i costi energetici. Attraverso il nostro approccio al Contributo per il Clima, che si allinea alle migliori pratiche di azione sul clima e all'Accordo di Parigi, stiamo compiendo significativi passi avanti nel nostro percorso di sostenibilità.

BayWa r.e. è uno dei principali distributori solari, partner preferito da migliaia di installatori e appaltatori.

Abbracciando l'equità e la diversità, ci impegniamo a creare ambienti di lavoro inclusivi in cui ciascuno possa raggiungere il proprio pieno potenziale. Ogni giorno lavoriamo per trovare nuove soluzioni, ridefinire gli orizzonti tecnologici e gli standard dei servizi e rendere ancora migliore l'energia rinnovabile.

I nostri azionisti congiunti sono BayWa AG, azienda globale con un fatturato di 23,9 miliardi di €, ed Energy Infrastructure Partners, leader negli investimenti per le infrastrutture energetiche che gestisce oltre 7 miliardi di € degli investitori globali.



Edison è la più antica società energetica in Europa, con oltre 140 anni di primati, ed è uno degli operatori leader del settore in Italia. Il Gruppo – che conta oltre 6.000 persone – è in prima linea nella sfida della transizione energetica in coerenza con gli SDGs dell'ONU e le politiche europee di decarbonizzazione. Edison è un operatore integrato con attività che vanno dalla produzione di energia alla gestione e manutenzione dei parchi di generazione, fino alla vendita ai clienti finali. Il suo parco produttivo è composto da più di 200 impianti, tra centrali idroelettriche, campi eolici e fotovoltaici e centrali termoelettriche a ciclo combinato tra le più efficienti in Europa. Il Gruppo è impegnato nell'attuazione di un piano di sviluppo nelle energie rinnovabili che ha l'obiettivo di accrescere la capacità rinnovabile installata portando la generazione green al 40% del proprio mix produttivo al 2030. Per quanto riguarda le attività di gas supply, Edison è impegnato nella diversificazione delle fonti e delle rotte di approvvigionamento al fine di garantire la sicurezza e la competitività del sistema energetico nazionale. Il Gruppo, inoltre, promuove l'utilizzo del gas naturale liquefatto (GNL) e dei green gas (biometano, BioGNL e idrogeno green) per sostituire i combustibili fossili nei processi industriali energivori e per rendere sostenibili i trasporti pesanti. Nell'ambito delle attività che riguardano i clienti e i servizi, Edison Next, accompagna clienti e territori nel loro percorso di decarbonizzazione e transizione ecologica, con una piattaforma di soluzioni innovative ed efficienti per l'ottimizzazione dei consumi e la decarbonizzare di aziende e Pubblica Amministrazione. Attenzione e vicinanza al cliente sono obiettivi primari di Edison Energia, la società del Gruppo dedicata, sin dalla liberalizzazione dei mercati di riferimento, alla vendita di energia elettrica, gas naturale e servizi a valore aggiunto ai clienti finali su tutti i segmenti di mercato



Con più di 300 impianti e una capacità installata di oltre 1 gigawatt, EF Solare Italia è un primario operatore di fotovoltaico in Europa, partecipato al 70% dai fondi di F2i Sgr e al 30% da Crédit Agricole Assurances.

Il Gruppo si posiziona come leader industriale e tecnologico del settore ed è protagonista attivo del percorso di transizione energetica nazionale ed europea attraverso l'eccellenza operativa, l'innovazione, lo sviluppo di nuovi impianti e la valorizzazione dei propri asset.

EF Solare Italia opera attivamente da oltre 10 anni anche nel settore agrivoltaico, grazie ai 32 MW di serre fotovoltaiche ed allo sviluppo di un innovativo modello elevato a consumo di terreno nullo. In quanto pioniere italiano dell'agrivoltaico, EF Solare è partner del progetto di ricerca europeo "Symbiosyst" che, selezionato e finanziato da Horizon Europe, ha l'obiettivo di progettare e sviluppare modelli scalabili per accrescere la competitività del settore in Europa.

Il Gruppo, aderente alle principali associazioni di categoria, è costantemente impegnato anche nelle attività di ricerca e sviluppo per la progettazione di soluzioni tecniche e gestionali volte all'ottimizzazione, all'innovazione e all'industrializzazione del settore sia in Italia che in Spagna, dove EF Solare è presente attraverso la controllata Renovalia.

Partendo dal dialogo costante con enti, imprese, università e comunità locali, EF Solare crea sinergie volte a promuovere uno sviluppo virtuoso del fotovoltaico, sempre più integrato con l'ambiente ed il territorio in cui opera.



Elettricità Futura è la principale associazione italiana del settore elettrico, nata nel 2017 dall'integrazione tra Assoelettrica e assoRinnovabili. Rappresenta oltre il 70% del mercato elettrico nazionale, riunendo più di 500 operatori che impiegano oltre 40.000 addetti e detengono più di 76.000 MW di potenza installata, sia da fonti convenzionali che rinnovabili.

L'associazione ha l'obiettivo di promuovere lo sviluppo del settore elettrico italiano verso la transizione energetica, contribuendo a rilanciare la filiera industriale e generando benefici per l'economia e l'occupazione, aumentando la sicurezza, l'indipendenza, la sostenibilità e la competitività del Paese.

Elettricità Futura rappresenta le imprese del settore elettrico dialogando costantemente con le istituzioni nazionali, regionali ed europee, con le autorità, gli enti e gli organismi tecnici di riferimento. Propone azioni concrete per la crescita delle imprese e lo sviluppo del settore elettrico, portando le esigenze degli associati nei tavoli decisionali. Assiste le imprese fornendo aggiornamenti costanti sulla disciplina del settore e informazioni puntuali. Promuove la diffusione della cultura della transizione energetica, l'innovazione sostenibile e i valori delle imprese elettriche, anche attraverso studi, eventi, formazione e attività di comunicazione. Coinvolge le imprese associate, favorendo occasioni di incontro, confronto e condivisione nei tavoli di lavoro. Negozia e stipula con le organizzazioni sindacali il Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro del settore elettrico e fornisce assistenza alle aziende per la sua applicazione.

Elettricità Futura aderisce a Confindustria e a Confindustria Energia, ed è membro delle principali associazioni europee del settore, tra cui Eurelectric, SolarPower Europe, WindEurope e Bioenergy Europe.



EnergRed è una ESCo (Energy Service Company) italiana che opera nel settore dell'energia rinnovabile, con una forte specializzazione nello sviluppo di soluzioni sostenibili e ad alto valore aggiunto per imprese, enti pubblici e comunità energetiche. L'obiettivo principale dell'azienda è quello di supportare i clienti nel percorso verso l'autonomia energetica, promuovendo modelli innovativi e decentralizzati, in linea con gli obiettivi di transizione ecologica e decarbonizzazione.

La missione di EnergRed è fornire energia pulita in modo efficiente, intelligente e personalizzato, garantendo soluzioni capaci di ridurre i costi, ottimizzare i consumi e massimizzare la sostenibilità. Grazie a una metodologia proprietaria denominata Care&Share®, l'azienda offre un servizio completo e integrato che copre tutte le fasi del processo: dalla consulenza energetica e progettazione tecnica, fino alla realizzazione, gestione e monitoraggio di impianti fotovoltaici e sistemi di accumulo dedicati alle imprese.

Utilizzando tecnologie all'avanguardia e un approccio orientato sia all'innovazione che all'ambiente, EnergRed si propone come partner strategico per tutte quelle aziende che vogliono trasformare l'energia in un vantaggio competitivo concreto. Il motto "Power with Creativity" sintetizza una filosofia che unisce competenze ingegneristiche, visione progettuale e impegno per la sostenibilità ambientale.

EnergRed è oggi un punto di riferimento per tutte le imprese che hanno compreso il valore strategico della sostenibilità e desiderano ridurre le emissioni, contenere i costi energetici e valorizzare l'auto-produzione come leva di crescita e responsabilità ambientale.



Energy Intelligence è il partner per la transizione energetica per le imprese e le comunità, alle quali fornisce servizi nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili. Attraverso la digitalizzazione dei flussi energetici, aiuta le imprese a ottimizzare l'uso dell'energia e ad adottare il modello PROSUMER, integrando produzione e consumo di energia e gestendo le sfide legate all'autoproduzione, all'elettificazione dei consumi, all'accumulo e alla mobilità elettrica.

FOTOVOLTAICO: Gestiamo oltre 500 MWp su 900 impianti, posizionandoci come uno dei maggiori operatori italiani di Global Services fotovoltaico. Oltre alla progettazione e realizzazione di nuovi impianti, forniamo servizi di Asset e Risk Management, manutenzione dinamica (O&M), revamping e repowering degli impianti.

EFFICIENZA ENERGETICA: Offriamo consulenza e servizi per ridurre i consumi energetici in ambienti industriali e building complessi. Attraverso il monitoraggio dei flussi energetici e il controllo delle prestazioni degli impianti, sviluppiamo interventi orientati al risparmio, all'indipendenza energetica e alla sostenibilità. Inoltre, forniamo servizi specializzati per la progettazione e gestione delle Comunità Energetiche Rinnovabili, tramite un'apposita piattaforma digitale proprietaria.

EI PLATFORM: Il nostro asset principale è una soluzione Cloud per l'utilizzo intelligente dell'energia. Basata sull'architettura IoT, gestisce un portafoglio di impianti, fornendo indicatori prestazionali ed economici (KPI) per investimenti e gestione efficiente.

LABORATORIO DI SPERIMENTAZIONE: Disponiamo di un laboratorio sul fotovoltaico, realizzato con il patrocinio delle istituzioni e dell'università, dove è stata sviluppata la tecnologia per il controllo e l'analisi dei flussi energetici. Il laboratorio, uno dei pochi in Italia, è un centro di innovazione costante, in cui vengono testate nuove tecnologie e metodi di diagnostica avanzata.



Eni è una global energy tech company presente in oltre 60 Paesi, con oltre 30.000 dipendenti. Nata come compagnia O&G, si è trasformata in una società integrata dell'energia con un ruolo di primo piano nel garantire la sicurezza energetica e la transizione energetica. Ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050 con la decarbonizzazione dei propri processi e dei prodotti per i propri clienti. Eni investe in ricerca e sviluppo di tecnologie per accelerare la transizione verso un'energia sempre più sostenibile. Fonti rinnovabili, biocarburanti, cattura e stoccaggio della CO₂ sono esempi di attività e ambiti di ricerca di Eni, che si estendono anche a tecnologie game-changer come l'energia da fusione che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata, a zero emissioni. Le attività tradizionali di Eni continuano a portare valore a sostegno della trasformazione, contribuendo anche a garantire l'affidabilità della fornitura di energia. A supporto del percorso di transizione, Eni ha costituito alcune società satellite per contribuire a liberare nuovi investimenti nei settori strategici di attività. Tra queste, nel perimetro della transizione, figurano:

- Plenitude è sul mercato con un modello di business distintivo che integra produzione da rinnovabili, vendita di energia e soluzioni energetiche e una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

- Enilive, società dedicata a bioraffinazione, produzione di biometano, soluzioni di smart mobility (Enjoy), commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa.

Tra le altre società; Versalis, azienda chimica legata alla transizione, è impegnata nella promozione dell'utilizzo di materie prime da fonti rinnovabili, la ricerca di feedstock alternativi e lo sviluppo di soluzioni in ambito di circolarità. Infine, Eni rewind è impegnata nel risanamento ambientale: valorizza suoli, acque e rifiuti industriali e da bonifica, applicando soluzioni all'avanguardia e tecnologie proprietarie.



E.ON è uno dei principali operatori europei dell'energia a capitale privato, con sede a Essen, in Germania. Conta circa 77.000 dipendenti, 47 milioni di clienti e gestisce 1,6 milioni di chilometri di reti e infrastrutture energetiche, posizionandosi tra i maggiori player del settore a livello internazionale. Da leader nel settore delle reti e infrastrutture energetiche, E.ON è impegnata nel guidare la transizione energetica in Europa con una strategia di business fondata su crescita, sostenibilità, innovazione tecnologica e digitalizzazione. Una scelta concreta in questa direzione è stata la cessione nel 2015 degli asset di produzione da fonti fossili, rafforzando il proprio impegno verso un futuro energetico sostenibile. In Italia, dove serve oltre 1 milione di clienti – tra famiglie, imprese e pubbliche amministrazioni – E.ON si posiziona come protagonista del cambiamento verso una nuova energia, più indipendente, decentralizzata e responsabile. Offre una proposta completa di soluzioni e servizi per migliorare l'efficienza energetica di abitazioni, condomini e aziende. Promuove attivamente l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche, con un approccio che integra la digitalizzazione come leva fondamentale per una gestione interconnessa e flessibile dell'energia. Ogni anno in Italia fornisce circa 1,95 TWh di energia verde, contribuendo concretamente alla decarbonizzazione del sistema. E.ON interpreta la trasformazione del settore come una vera e propria tripla transizione: energetica, digitale e sociale. Una visione che si riflette nel purpose aziendale incentrato sulla responsabilità di costruire un modello energetico nuovo, resiliente e sostenibile, capace di generare valore condiviso per le generazioni presenti e future.



Federazione ANIE aderente a Confindustria, con 1.100 aziende associate, raggruppate in 14 Associazioni e circa 420.000 addetti, rappresenta il settore più strategico e avanzato tra i comparti industriali italiani, con un fatturato aggregato di 102,7 miliardi di euro e 28,5 miliardi di export per le tecnologie elettrotecniche ed elettroniche nel 2023.

Creando quotidianamente occasioni di dialogo e confronto, ANIE è un punto di incontro importante per la comunità di imprese che rappresenta, da cui originano nuove sinergie e nuove opportunità di business.

ANIE riunisce player strategici che offrono tecnologie all'avanguardia per i mercati dell'Energia, del Building, dell'Industria e delle Infrastrutture.

L'area building si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e manutenzione di edifici residenziali, commerciali e industriali dove le tecnologie ANIE svolgono un ruolo fondamentale per migliorare l'efficienza energetica, la sicurezza, il comfort e la funzionalità. L'area energia si rivolge al mercato della produzione, trasmissione, distribuzione dell'energia elettrica dove le tecnologie ANIE sono utilizzate al fine di soddisfare l'elettrificazione delle comunità, delle industrie e dei trasporti. L'area industria si rivolge al mercato della trasformazione industriale. Le tecnologie ANIE contribuiscono alla progettazione, produzione e gestione dei componenti utilizzati nei macchinari impiegati dalle aziende manifatturiere per produrre beni di consumo. L'area infrastrutture si rivolge al mercato della progettazione, costruzione e gestione delle strutture essenziali per il funzionamento delle società moderne. Ciò include infrastrutture stradali, ferroviarie, portuali e aeroportuali, reti di distribuzione dell'acqua e del gas, reti di telecomunicazioni, elettriche ed infrastrutture digitali. Le tecnologie ANIE contribuiscono allo sviluppo di infrastrutture sicure ed efficienti.



Galileo è una piattaforma paneuropea di sviluppo e investimento nel settore energetico rinnovabile, creata nel 2020 con l'obiettivo di apportare un contributo significativo e sostanziale alla transizione energetica in Europa.

La visione industriale prevede la combinazione di quattro competenze cardine: sviluppo di progetti competitivi, vendita di energia elettrica ai consumatori finali, efficiente gestione dell'energia, soluzioni di finanziamento innovative.

Ad oggi, la pipeline qualificata di progetti fotovoltaici, eolici (on-shore e offshore) e sistemi di accumulo di Galileo supera i 15 gigawatt complessivi e copre 10 Paesi Europei (Finlandia, Francia, Germania, Irlanda, Italia, Norvegia, Polonia, Regno Unito, Spagna, Svezia) con un modello che contempla sia la collaborazione con riconosciuti partner di sviluppo locali che lo sviluppo in-house.

Dopo aver eseguito con successo operazioni di valorizzazione di alcuni asset sviluppati in Italia, Irlanda e Germania, Galileo è ora proiettata anche verso la realizzazione selettiva di propri progetti in diversi Paesi, destinando volumi sempre maggiori di energia a clienti finali attraverso la stipula di contratti di fornitura di energia elettrica a lungo termine.

Galileo è sostenuta da quattro importanti investitori istituzionali con strategie di lungo termine: Infratil Limited, Commonwealth Superannuation Corporation (CSC), New Zealand Superannuation Fund (NZ Super Fund) e Morrison & Co Growth Infrastructure Fund (MGIF) ed è guidata da Ingmar Wilhelm, imprenditore nel settore della transizione energetica, supportato da un team di manager di rilievo internazionale.



GETEC Italia S.p.A. è la piattaforma italiana del Gruppo GETEC, leader europeo nelle soluzioni energetiche e infrastrutturali affidabili, innovative e decarbonizzate, con un team di oltre 3.000 professionisti altamente qualificati. L'azienda si colloca tra le principali ESCo a livello nazionale, specializzandosi nella progettazione e fornitura di soluzioni energetiche tailor-made, sostenibili e ad alta efficienza. L'impegno di GETEC si traduce in investimenti continui in infrastrutture energetiche avanzate e nell'erogazione di servizi integrati, mirati alla riduzione dei consumi e dei costi energetici degli asset gestiti. In parallelo, l'azienda punta al miglioramento costante delle prestazioni operative, dell'affidabilità e della sostenibilità ambientale, supportando clienti pubblici e privati in un percorso concreto verso la transizione energetica.

Il solido know-how, un forte orientamento all'innovazione e l'adozione di tecnologie e processi digitali di ultima generazione consentono a GETEC di perseguire gli obiettivi di neutralità climatica, rendendosi partner strategico nella decarbonizzazione degli edifici e dei processi produttivi. L'investimento sull'asset energetico si completa con la sua progettazione, realizzazione e gestione, declinate per le quattro linee di business: Industria, Pubblica Amministrazione, Sanità Privata e Private Real Estate. La sostenibilità è un processo evolutivo a cui l'azienda prende parte e di cui vuole essere protagonista.



Il Gruppo Intesa Sanpaolo è uno dei principali gruppi bancari in Europa, con un forte impegno ESG, incluso sul clima, e un posizionamento ai vertici mondiali per l'impatto sociale.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il maggiore gruppo bancario in Italia, con 13,9 milioni di clienti e circa 3.000 filiali.

Il Gruppo Intesa Sanpaolo è il leader italiano nelle attività finanziarie per famiglie ed imprese.

Inoltre, il Gruppo ha una presenza internazionale strategica, con oltre 900 sportelli e 7,5 milioni di clienti. Si colloca tra i principali gruppi bancari in diversi Paesi del Centro-Est Europa e nel Medio Oriente e Nord Africa grazie alle proprie controllate locali: è al primo posto in Serbia, al secondo in Croazia e Slovacchia, al terzo in Slovenia, al quarto in Albania, al sesto in Bosnia-Erzegovina ed Egitto e al settimo in Moldavia e Ungheria.

Al 31 dicembre 2024, il Gruppo Intesa Sanpaolo presenta un totale attivo di 933.285 milioni di euro, crediti verso clientela per 421.512 milioni di euro, raccolta diretta bancaria di 584.508 milioni di euro e una raccolta diretta assicurativa di 177.430 milioni di euro.

L'attività del Gruppo si articola in sei divisioni:

- Divisione Banca dei Territori
- Divisione IMI Corporate & Investment Banking
- Divisione International Banks
- Divisione Private Banking
- Divisione Asset Management
- Divisione Insurance



Maps, azienda nata nel 2002, è oggi a capo di un Gruppo, Maps Group, con sede principale a Parma e oltre 300 dipendenti che opera in tutta Italia sui mercati Healthcare, Energy e ESG per progettare e distribuire soluzioni proprietarie tecnologie basate sui dati per aiutare le persone e le imprese ad utilizzare l'energia in modo responsabile.

Mettiamo a disposizione dei nostri clienti esperienza e professionalità per creare prodotti e trovare soluzioni che possano generare valore attraverso modelli di business sostenibili, fornire strumenti strategici a supporto del processo decisionale e accompagnare le aziende nella trasformazione digitale.

Maps Energy è la Business Unit di Maps Group dedicata al mercato dell'energia digitale. Offriamo un ecosistema di soluzioni che ottimizzano la produzione, lo stoccaggio e il consumo dell'energia, interpretando dati complessi e integrando modelli predittivi e di analisi che si basano su machine learning e intelligenza artificiale.

Siamo il partner digitale per la sostenibilità e l'efficienza delle aziende, supportandole nel proprio percorso di transizione digitale ed energetica con soluzioni software per il monitoraggio, il controllo e l'ottimizzazione intelligente dell'energia.

Le nostre soluzioni digitali trovano applicazione in 4 principali ambiti di mercato:

- Sostenibilità edifici: monitoraggio dei consumi e rilevamento di anomalie integrato con i principali sistemi di certificazione e rendicontazione ESG
- Efficienza energetica: monitoraggio, controllo e ottimizzazione intelligente dell'energia per perseguire efficienza e sostenibilità e accedere al Piano Transizione 5.0
- Comunità energetiche: simulazione, promozione e gestione amministrativa, energetica ed economica delle comunità energetiche
- Manutenzione predittiva: gestione avanzata degli impianti di produzione di energia rinnovabile e delle reti di distribuzione



MCE-Mostra Convegno Expocomfort è la più importante fiera internazionale biennale dedicata ai settori dell'impiantistica civile, industriale e della climatizzazione (riscaldamento, condizionamento dell'aria, refrigerazione, tecnica sanitaria, trattamento acqua, ambiente bagno, componentistica, energie rinnovabili), che fanno dell'efficienza e della riduzione di consumi energetici il loro driver principale.

La prossima edizione si terrà a Fiera Milano Rho dal 24 al 27 marzo 2026. Il tema-guida diventa "Energy Is Evolving", con un'impostazione organizzativa che ruota attorno a tre direttrici centrali: Industry, Digitalization e Water.

MCE è una manifestazione fieristica di proprietà di RX, azienda che si occupa di generare business per persone, comunità e organizzazioni. Eleviamo la potenza degli eventi face-to-face combinando dati e prodotti digitali per supportare i clienti nella conoscenza dei mercati, dei singoli prodotti e nella conclusione di trattative d'affari in circa 400 eventi in 22 paesi, al servizio di 42 settori industriali. RX si impegna ad avere un impatto positivo sulla società e si dedica pienamente alla creazione di un ambiente di lavoro inclusivo per tutti.

RX fa parte di RELX, leader mondiale nella fornitura di soluzioni, servizi e strumenti decisionali per clienti professionali.



MOST - Centro Nazionale per la Mobilità Sostenibile, attraverso la collaborazione con 24 università, il CNR e 24 grandi imprese, ha la missione di implementare soluzioni moderne, sostenibili e inclusive per l'intero territorio nazionale.

Le aree e gli ambiti tecnologici di maggiore interesse del progetto sono: mobilità aerea, veicoli stradali sostenibili, trasporto per vie d'acqua, trasporto ferroviario, veicoli leggeri e mobilità attiva.

Il Centro Nazionale si occuperà di rendere il sistema della mobilità più "green" nel suo complesso e più "digitale" nella sua gestione.

Lo farà attraverso soluzioni leggere e sistemi di propulsione elettrica e a idrogeno; sistemi digitali per la riduzione degli incidenti; soluzioni più efficaci per il trasporto pubblico e la logistica; un nuovo modello di mobilità, come servizio, accessibile e inclusiva.

Recivitas

Recivitas: Envisioning a Smarter Future

Recivitas, immaginando e concependo un futuro più smart, è convinta di dare un contributo creando infrastrutture e servizi ad alto contenuto tecnologico ed estremamente flessibili, così da adattarsi a molteplici contesti di business, in particolare ove siano prevalenti i requisiti ESG (Environmental, Social, and Governance), quindi in contesti dove i principi di investimento diano priorità ad aspetti ambientali, sociali, e di corporate governance.

Recivitas è la base su cui costruire un futuro digitale sostenibile. Un'infrastruttura software e IoT flessibile, progettata per accompagnare imprese e organizzazioni nella Transizione Energetica, nella Manutenzione Predittiva e nell'Efficientamento dei Processi.

Tra le sue applicazioni c'è Join4green, il portale end-to-end dedicato alle Comunità Energetiche Rinnovabili, che supporta completamente le CER dal social networking per aggregare consumatori e produttori di energia rinnovabile, fino alla più flessibile gestione della ripartizione degli incentivi, calcolati sia come integrazione dei sistemi dell'azienda italiana di Gestione dei Servizi Energetici, che attraverso i propri device di rilevamento IoT.



Sonnedix è un produttore internazionale di energia rinnovabile con oltre 15 anni di crescita sostenibile. Creiamo, sviluppiamo e gestiamo progetti di generazione di energia da fonti rinnovabili sul lungo termine per fornire ai nostri clienti elettricità pulita a prezzi sostenibili. Il tutto operando nel rispetto dei diritti e delle responsabilità sociali che sostengono il nostro lavoro a livello globale.

Il Gruppo Sonnedix è di proprietà di investitori istituzionali.

Per un futuro più luminoso

L'energia pulita ha il potenziale di trasformare la nostra quotidianità, ed è questo che ci motiva a costruire impianti da fonti rinnovabili che durino nel tempo. Per farlo, utilizziamo le più recenti tecnologie e collaboriamo con partner che condividono il nostro stesso impegno a produrre una fornitura continua, affidabile ed efficiente di energia sostenibile e a basso costo per i nostri clienti.

Attore chiave nella transizione energetica

Valutiamo costantemente molteplici regimi normativi, con diversi livelli di integrazione nel mercato delle rinnovabili, per individuare nuove opportunità che ci consentano di fornire energia pulita, efficiente e affidabile e offrire soluzioni sostenibili per il mondo in cui vogliamo vivere.

Un luogo di lavoro diversificato ed inclusivo.

Tutte le persone che lavorano per Sonnedix sono legate da un senso di appartenenza. Valorizziamo l'ascolto reciproco, ci formiamo a vicenda e attuiamo i cambiamenti necessari per diventare un'azienda che punta davvero sulla convivenza delle differenze.



Chi è Sopra Steria

Sopra Steria - fra i maggiori player tecnologici in Europa, con 51.000 dipendenti in circa 30 paesi - è riconosciuta per i suoi servizi di consulenza, per i suoi servizi digitali e per le sue soluzioni IT.

Sopra Steria supporta i propri clienti nel loro percorso di trasformazione digitale, garantendo loro benefici concreti e sostenibili.

Il Gruppo fornisce soluzioni end-to-end per rendere grandi aziende e organizzazioni più competitive, combinando una conoscenza approfondita di un'ampia gamma di settori con tecnologie innovative e un approccio collaborativo.

Sopra Steria pone le persone al centro di tutto ciò che fa ed è impegnata a mettere il digitale al servizio dei propri clienti per costruire un futuro positivo per tutti.

Nel 2024, il Gruppo ha registrato un fatturato di 5,8 miliardi di euro.

Con circa 1.200 persone e un fatturato 2024 di €104,8 milioni, Sopra Steria opera sul mercato italiano attraverso le sue sedi di As-sago (Milano), Roma, Collecchio (Parma), Padova, Ariano Irpino (Avel-lino) e Pozzuoli (Napoli).

Sopra Steria - The world is how we shape it

Sopra Steria (SOP) è quotata su Euronext Paris (Comparto A) - ISIN: FR0000050809.

Scopri di più su www.soprasteria.com



Nata nel 1999, Sorgenia è la prima azienda privata non incumbent nel mercato libero dell'energia e uno dei principali operatori del settore grazie a un parco di generazione tra i più moderni ed efficienti in Italia, costituito da quattro impianti termoelettrici a gas naturale (CCGT), sette impianti eolici, tre impianti di produzione da biomasse vegetali, un impianto di produzione di biometano cui si aggiungono altri CCGT e idroelettrici detenuti al 50%, per una potenza installata complessiva di circa 4,8 GW.

La società basa la propria strategia su un modello flessibile di produzione e gestione dell'energia, per contribuire alla transizione energetica del nostro Paese; nell'ultimo anno ha gestito un portafoglio di 11 TWh di energia elettrica e circa 1 miliardo di metri cubi di gas naturale.

Innovazione, condivisione e sostenibilità sono le parole chiave che guidano il suo operato per realizzare sfidanti piani di sviluppo sia nella produzione di energia da fonte rinnovabile, sia nell'offerta di nuove soluzioni green per famiglie e imprese.

Sorgenia è oggi la prima Greentech Energy Company italiana che, facendo leva sulle migliori tecnologie disponibili per tutte le proprie attività, propone ai clienti domestici e alle imprese soluzioni completamente digitali così da rendere l'esperienza con l'energia più personale e condivisa, abilitando l'adozione e l'integrazione di nuovi servizi con caratteristiche di sostenibilità ambientale.

Oltre 900 mila clienti l'hanno scelta per chiarezza e convenienza del prodotto offerto, semplicità e qualità della customer experience, valore ambientale e innovatività dei servizi. E il loro numero è in continua crescita.

Dal 2020 Sorgenia è entrata nel mercato della connessione internet ultraveloce FTTH (Fiber To The Home) con un'offerta innovativa e conveniente. Lo scorso anno la greentech energy company è diventata e-mobility service provider con la piattaforma digitale MyNextMove.



La prima conseguenza della transizione energetica in atto, ovvero la dismissione dell'utilizzo dei combustibili fossili a favore della produzione da fonti rinnovabili e a minor impatto ambientale, comporta inevitabilmente anche un cambiamento radicale nel modo in cui l'energia viene gestita e distribuita. Questo cambiamento impone il continuo sviluppo di soluzioni atte a garantire la stabilità della rete elettrica, in un contesto di generazione distribuita e in un vasto panorama normativo in continua evoluzione.

Dal 1986 Tecnowatt si è dedicata alla progettazione e sviluppo di sistemi di supervisione, controllo e regolazione di impianti industriali e delle reti di distribuzione energetica.

L'approccio progettuale e la tecnologia di base adottata per lo sviluppo delle applicazioni, consente a Tecnowatt di sviluppare sistemi con elevato grado di affidabilità, integrabili con strutture operative esistenti.

Tecnowatt si occupa dello sviluppo di sistemi per la gestione delle UVAM. Il servizio include la vendita di apparecchiature periferiche di monitoraggio, la gestione delle stesse attraverso la piattaforma TW Multi-UVAM, la gestione della comunicazione tra periferiche e piattaforma centrale e delle linee di comunicazione con Terna. L'azienda si pone quindi come partner tecnico per importanti realtà italiane come BSP, Trader di energia e grossi gruppi industriali. Il nostro obiettivo non è quello di entrare nel merito delle remunerazioni erogate da Terna verso i propri Clienti, ma bensì fornire tutta quella infrastruttura necessaria alla corretta gestione dei servizi e dei progetti pilota di Terna, garantendo ai propri Clienti un eccellente livello di affidabilità sia dei propri sistemi, che dei servizi ad essi correlati.

Dopo un'analisi preliminare e all'individuazione dei processi industriali più adatti a una modulazione di potenza, i BSP si occupano di aggregare la domanda degli impianti da loro gestiti. Per l'erogazione di questi servizi i BSP si avvalgono di piattaforme informatiche avanzate, che sfruttano algoritmi in grado di selezionare gli impianti ottimali per l'attuazione delle modulazioni, permettendo di aumentare i ricavi per il cliente garantendo la massima stabilità della rete. Tra gli altri servizi Tecnowatt è tra i maggiori fornitori ai BSP della piattaforma informatica in grado di gestire le UVAM.



Fondata nel novembre 2013, Veos offre soluzioni integrate per l'elettrificazione dei consumi termici e l'ambiente, promuovendo autonomia energetica e sostenibilità. Il gruppo si avvale di tecnologie proprietarie, come le pompe di calore WaterBlazeTech® (TEON), ed ha comprovata esperienza nella realizzazione di impianti complessi, in particolare geotermici. Veos si occupa anche di rinnovabili diffuse (fotovoltaico, accumuli), di economia circolare (produzione di biometano da FORSU) e digitale (IoT, AI) attraverso due aree:

Power to Heat & Renewable che offre servizi di energy management, contratti EPC, contratti Servizio Energia Plus, anche tramite le tecnologie proprietarie Water BlazeTech® e Digiwatt® (IoT e AI)

Ambiente che include lo sviluppo di due impianti di produzione per biometano da FORSU e compost e una partecipazione del 22,5% in Tecnoparco Valbasento per la depurazione acque.

In utile dal primo anno, Veos prevede di superare i 94 milioni di euro di valore della produzione nel 2024. Le sue soluzioni supportano la trasformazione smart di edifici e dei processi industriali, favorendo decarbonizzazione, penetrazione di fonti rinnovabili e digitalizzazione. La tecnologia WaterBlazeTech® permette l'installazione di pompe di calore ad alta temperatura anche in edifici esistenti con radiatori e nell'industria per elettrificare i consumi di processo fino a 100 gradi. L'offerta integrata di fotovoltaico e accumuli garantisce energia rinnovabile per famiglie e per comunità energetiche. Grazie alle attività di energy management, AI e IoT, Veos assicura una gestione energetica efficiente e l'interazione con il sistema elettrico nazionale, attraverso servizi di Demand Response. Le soluzioni di Veos riducono le emissioni (CO₂, polveri sottili), aumentano l'autonomia e la sicurezza energetica, e generano risparmi del 40-70% sulla bolletta per famiglie e imprese, aumentando anche il valore immobiliare.

