



OSSERVATORIO

# Renewable Energy

REPORT 2026

**POLIMI** SCHOOL OF  
**MANAGEMENT**

**energy**  
&strategy ↗

La corsa verso il  
traguardo: gli obiettivi  
realistici al 2030 e  
le nuove opportunità  
di sviluppo



# Renewable Energy

---

REPORT 2026

La corsa verso il traguardo: gli obiettivi realistici al  
2030 e le nuove opportunità di sviluppo

## Partner



Partner

Helexia

INTESA  SANPAOLO

mce   
mostra convegno  
expocomfort

 NUNZIANTE  
MAGRONE

 NVA  
Renewables

CONSORZIO  
PV CYCLE 

RWE

sinergo

  
sonnedix

 sorgenia  
YOUR NEXT ENERGY

 Statkraft

 Terna  
Driving Energy

 VEOLIA

YOKOGAWA   
Co-innovating tomorrow™



# Il team di lavoro

## TEAM DI RICERCA

**Davide Chiaroni**  
Project Leader

**Andrea Fumagalli**  
Project Manager

**Luca Pedicone**  
Analista

## GRAFICA E IMPAGINAZIONE

**Daniela Arrossito**  
Graphic Designer

**Nicolás Peña**  
Graphic Designer

## BOARD DI E&S

**Vittorio Chiesa**  
**Davide Chiaroni**  
**Federico Frattini**  
**Josip Kotlar**



# Indice

Executive Summary	<b>10</b>
<b>1 I numeri delle rinnovabili</b>	<b>23</b>
<b>2 L'evoluzione del quadro normativo-incentivante</b>	<b>41</b>
<b>3 Trend tecnologici e infrastrutturali</b>	<b>83</b>
<b>4 Scenari futuri</b>	<b>117</b>
Aziende Partner	<b>133</b>

# Executive Summary

## La fine degli alibi

L'anno 2026 è iniziato – purtroppo – con una nuova crisi energetica, frutto dell'ennesimo conflitto che si è esacerbato in questi tempi difficili. Lo scenario appare per certi versi simile a quello del 2022, con la tensione sul prezzo del gas, il conseguente impatto sul prezzo dell'energia elettrica (che in Italia inesorabilmente ancora dipende dal gas) e la ricerca di soluzioni emergenziali che possano fare fronte al periodo di crisi.

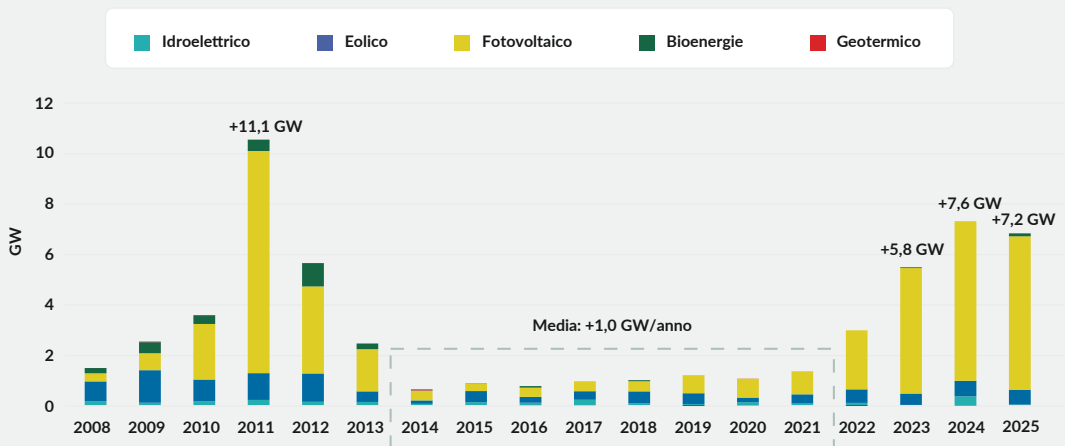
Nel 2022, però, la necessità di sostituire – nell'immediato – le forniture di gas russo ha portato sì, da un lato, al rafforzamento dei contratti di acquisto di GNL proveniente dagli USA e dal Qatar, ma dall'altro lato, aveva dato concretamente – in Italia, ma anche in tutta Europa – nuova spinta al processo di indipendenza energetica dalle fonti fossili, da realizzarsi in prima battuta facendo crescere

le installazioni da rinnovabili. Dopo anni di stagnazione del mercato, anche l'Italia aveva ripreso a installare rinnovabili per oltre 3 GW all'anno e sembrava avere ripreso una crescita sostenuta nella realizzazione di nuovi impianti.

Lo scenario che abbiamo di fronte ora è differente. Le premesse sono le medesime, con la necessità – nell'immediato – di trovare una alternativa alla fornitura di GNL dal Qatar, che si è rivelata una soluzione più fragile del previsto.

Ma le rinnovabili? Il 2025 ha fatto segnare, come avevamo anticipato lo scorso anno nel nostro Rapporto (e forse sarebbe stato meglio se ci fossimo sbagliati), un calo delle installazioni. 7,2 GW di nuova potenza (soprattutto fotovoltaica), ma appunto in calo rispetto ai 7,6 GW del 2024, e a determinare uno stop nel processo di crescita che aveva interessato il triennio precedente.

## Evoluzione annua della capacità di generazione da rinnovabili in Italia.



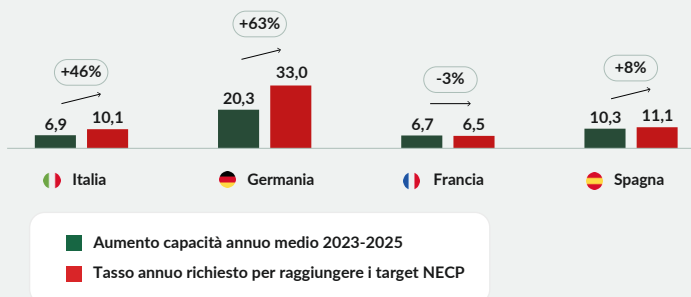
È cambiato inoltre l'atteggiamento del Paese (e a dire il vero anche dell'Europa) rispetto alle rinnovabili, sempre più messe in contrapposizione – e non, come correttamente dovrebbe essere, in una visione di *mix* integrato di produzione – con il nucleare, del quale peraltro si continua ad ignorare nel dibattito la necessità di tempi lunghi per l'entrata in esercizio, e con la competitività delle imprese in Italia ed in Europa ... salvo poi accorgersi di quanto le fluttuazioni del prezzo del gas sulle bollette energetiche siano molto più dannose per i conti economici delle imprese di quanto lo sia la componente Asos (relativa agli incentivi per le rinnovabili).

Non è quindi un caso che sebbene il fotovoltaico abbia “tenuto” maggiormente, soprattutto nella componente dei grandi impianti, siano ancora poche – nell'ordine

dei 600 MW – le installazioni da eolico, con un paradosso curioso che lo sbilanciamento nelle fonti acuisce l'impatto della non programmabilità delle rinnovabili. L'eolico, infatti, con una produzione più distribuita anche nelle ore notturne e nei mesi invernali, rappresenta un naturale “complemento” del fotovoltaico (diurno ed estivo), che pure noi continuiamo ad ignorare.

Non è solo l'Italia ad avere cambiato il passo sulle rinnovabili, perché il post Green Deal ha fatto contrarre le installazioni anche in Germania, con un ritardo rispetto ai piani di decarbonizzazione che è comune (anche se con entità e scale diverse) in Germania e in Spagna.

#### Incremento della capacità fotovoltaica ed eolica nell'ultimo triennio e tasso necessario per centrare i target NECP [GW].



La crisi con cui abbiamo iniziato il 2026 è qui a ricordarci che se non siamo in grado di rilanciare effettivamente le installazioni da

rinnovabili e a farle divenire entro breve – con un processo di introduzione del nucleare che traguardi invece il medio-lungo periodo –

il fattore produttivo che determina il prezzo del mercato, non saremo mai in grado di costruire un sistema energetico effettivamente resiliente, oltre che ovviamente sostenibile ambientalmente ed economicamente.

### Le ricette “omeopatiche”

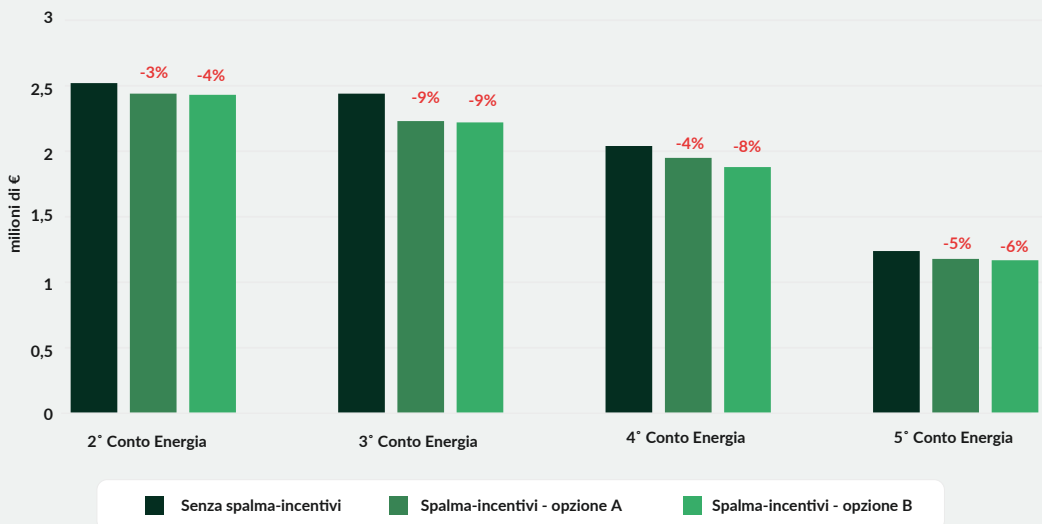
Abbiamo deciso di chiamare in questo modo in questo sommario quegli interventi che, sebbene indicati come di potenziale impatto, hanno invece avuto (o presumibilmente avranno) una efficacia alquanto modesta.

Uno tra questi è il DL Bollette, in parte già purtroppo “assorbito” dall’effetto della crisi

energetica di questi primi mesi del 2026. Le nostre simulazioni relativamente all’effetto del cosiddetto nuovo “spalma incentivi” e della possibilità di uscire anticipatamente dai Conti Energia per sfruttare i nuovi sistemi di supporto alle rinnovabili non sembrano dare risultati incoraggianti.

Un impianto da 1 MW che volesse aderire allo “spalma incentivi” registrerebbe una perdita del Net Present Value relativamente compresa tra un -3% (potenzialmente accettabile, anche se certo un investitore preferirebbe comunque evitarla) ed un -9%.

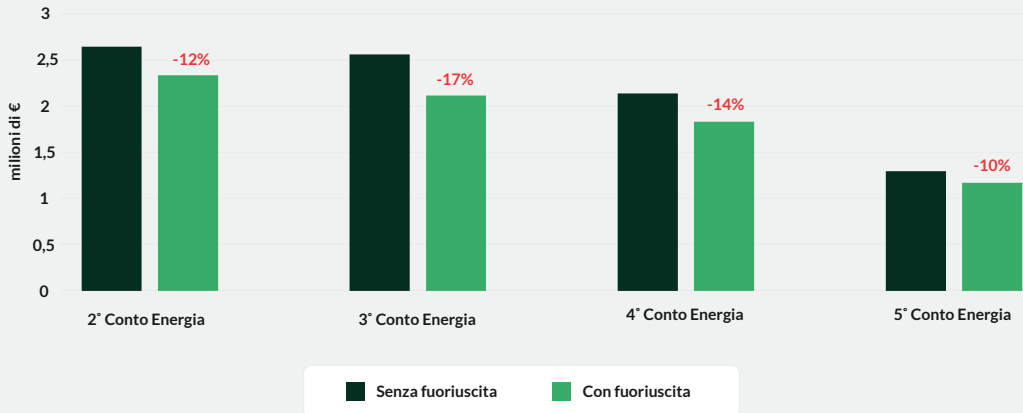
**Net Present Value – Confronto con e senza spalma-incentivi, sia per l’opzione A che per l’opzione B [mln EUR].**



Analogamente, optando per una fuoriuscita anticipata volontaria dal Conto Energia a fronte di un intervento di rifacimento integrale dell'impianto, il risultato economico al 2040 sarebbe peggiore rispetto all'adesione allo spalma incentivi: il valore di NPV al 2040 si ridurrebbe tra il 10% e il 17%.

Un altro intervento che ha mostrato i propri limiti è quello relativo al "supporto alle filiere industriali europee". Nella procedura competitiva del FER X Transitorio dedicata agli impianti fotovoltaici con componenti non di origine cinese (bando NZIA) sono stati ammessi agli incentivi 1,11 GW, corrispondenti a 88 impianti, su un contingente complessivo di 1,6 GW a disposizione. Il prezzo medio offerto è stato superiore di circa 10

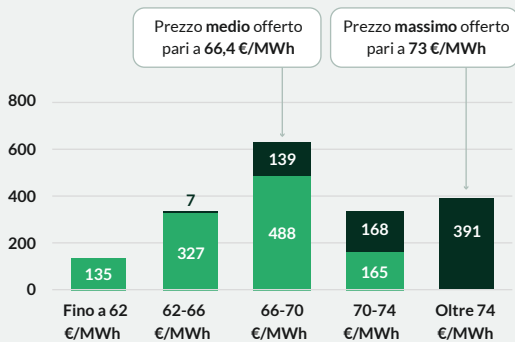
**Net Present Value – Confronto con e senza fuoriuscita anticipata dal Conto Energia [mln EUR].**



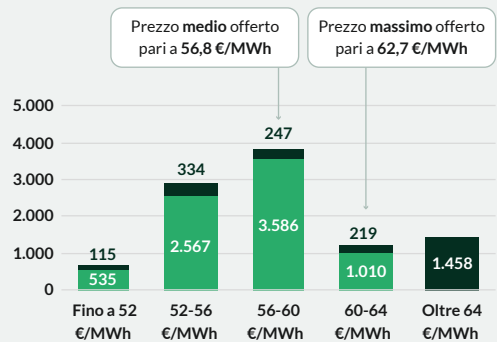
€/MWh rispetto al bando per gli impianti FV standard, una differenza che, secondo gli operatori, riflette bene il maggior costo delle componenti e la maggior difficoltà di approvvigionamento di questi ultimi da fornitori non abituali. Inoltre, l'assenza del requisito di approvvigionamento da Paesi europei

limita l'impatto della misura nel rafforzare la filiera europea.

Potenza per fascia di prezzo offerto (FER X Transitorio - bando NZIA) [MW].



Potenza per fascia di prezzo offerto (FER X Transitorio - FV standard) [MW].



■ Non ammessi ■ Ammessi

Come già più volte commentato nei nostri Rapporti, c'è sicuramente bisogno di una politica industriale, a livello nazionale ed europeo, che supporti le filiere delle rinnovabili e che ci consenta di massimizzare l'effetto di ricaduta economica delle nuove installazioni. Usare invece il "prezzo dell'energia" come strumento di supporto industriale, in una fase come quella che stiamo attraversando, appare particolarmente rischioso.

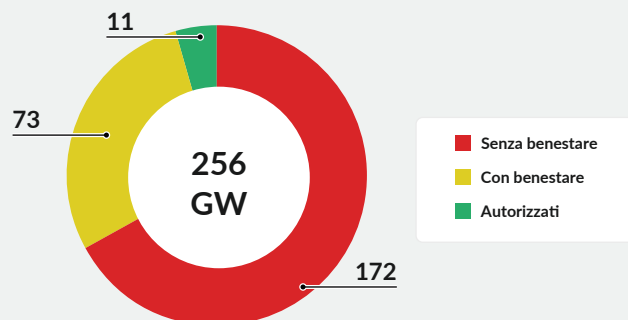
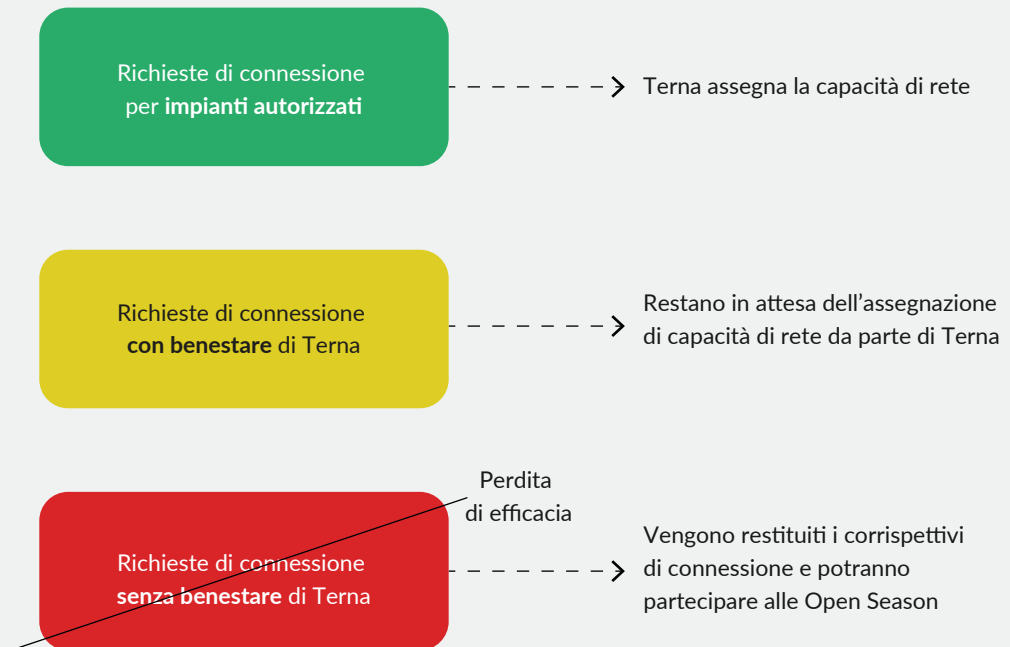
### Le ricette "da interpretare"

Non ci si può nascondere che in uno scenario già di rallentamento delle installazioni l'introduzione di ulteriori elementi di incertezza non sia di particolare giovamento.

Tra i tanti che purtroppo stanno caratterizzando questa fase di evoluzione del mercato, e che sono discussi poi con detta-

glio nel Rapporto, se ne possono identificare qui quattro:

- i. il percorso "accidentato" (per usare un eufemismo) delle cosiddette "aree idonee", ormai oggetto di conflitto tra Stato e Regioni e dove è venuto meno lo spirito iniziale della norma che aveva l'obiettivo espansivo di determinare aree di crescita per le rinnovabili;
- ii. la riforma delle connessioni, che pur avendo un rationale tecnico ineccepibile (anche in considerazione della citata incertezza sulle aree idonee) introduce, almeno nel breve periodo, un drastico rimescolamento delle carte nel processo di autorizzazione;

**Regime transitorio della riforma delle connessioni - lo schema di funzionamento e i dati sulle richieste di connessioni [GW].**

iii. l'evoluzione del FER X (di cui si badi bene si attende ancora il meccanismo "a regime") verso il FER Z che, così come introdotto dallo schema di decreto posto in consultazione, contiene alcuni punti aperti e alcuni elementi critici che causano perplessità negli operatori, soprattutto per quelli di piccole e medie dimensioni. Il profilo di tipo *baseload* costringe gli operatori a costruire portafogli ibridi, riducendo l'onere della gestione dell'energia immessa per TSO e DSO, però assegna una maggior responsabilità e maggiori rischi agli operatori;

iv. la complessità – registrata da tutti gli operatori – degli strumenti di supporto pensati per la diffusione delle rinnovabili nelle imprese (Energy Release 2.0 e Transizione 5.0). La definizione delle regole definitive per l'Energy Release, pubblicate solo a novembre 2025, è avvenuta con un certo ritardo, riducendo il tempo disponibile per la stipula del contratto di anticipazione, con scadenza al 31 gennaio 2026. L'interlocuzione con la Commissione Europea ha portato all'introduzione di una clausola di «claw-back», che prevede la restituzione del «vantaggio residuo» al termine dei 20 anni previsti per il

contratto di restituzione, un elemento di incertezza per i soggetti che assumono l'obbligo di restituire l'energia anticipata che comporterà un costo aggiuntivo nel contratto stipulato tra energivori e soggetti terzi sviluppatori. Per Transizione 5.0 (in attesa della forma definitiva dell'iperammortamento), il meccanismo è stato interrotto anticipatamente il 6 novembre 2025, quando sono stati dichiarati esauriti i fondi per la riduzione del contingente da 6,237 miliardi a 2,5 miliardi di euro dopo la rimodulazione delle risorse del PNRR.

### I segnali da cogliere

La nostra indagine sullo stato delle rinnovabili in Italia ha messo però in luce anche dei segnali positivi – e non a caso tutti legati alle dinamiche "di mercato" – che rendono evidente come, nonostante tutto, la vitalità e l'energia di questo comparto si mantengano elevati.

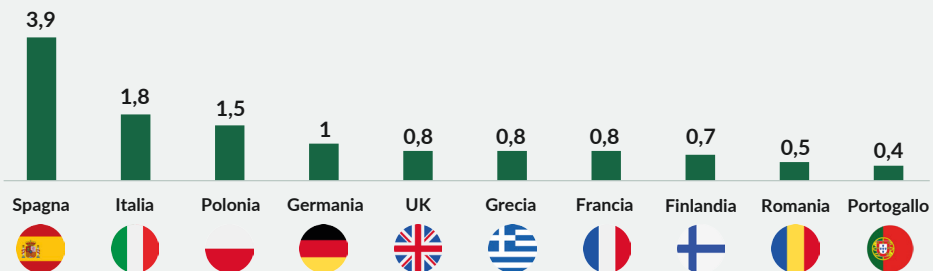
Ne riportiamo qui per brevità, lasciando alla lettura del Rapporto gli approfondimenti, soltanto quattro:

- i. gli 1,8 GW di PPA firmati nel 2025, con un aumento superiore al 60% rispetto al 2024, e che posizionano l'Italia come il secondo mercato più

grande d'Europa, subito dopo la Spagna. Segnale che si è progressivamente ridotta la distanza tra domanda e offerta per questo tipo di contratti e che lo sviluppo di acquirenti maturi e

consapevoli di energia da rinnovabili stia finalmente cominciando a dare i suoi frutti.

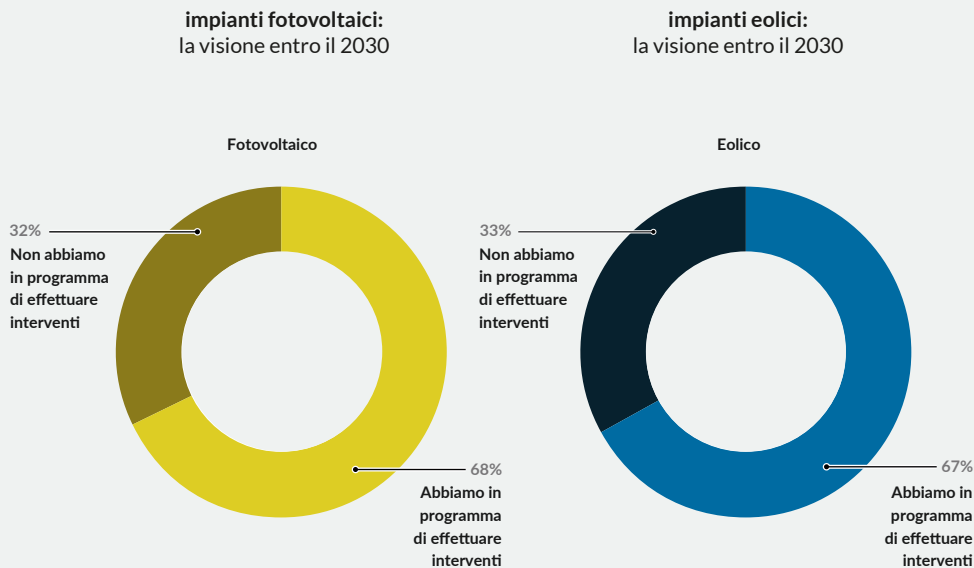
I 10 paesi europei con la maggiore capacità di PPA firmati nel 2025 [GW].



- ii. gli interventi attesi sulla gestione dell'installato. Oltre due terzi degli operatori che abbiamo intervistato ha già messo in piano interventi di ammodernamento del proprio impianto da qui al 2030, con incrementi attesi della produzione che superano nella maggior parte dei casi il 10%. Segno

che la professionalità degli operatori presenti in Italia come "produttori di energia" sia cresciuta nel tempo, sostituendo quasi integralmente l'atteggiamento più speculativo che aveva caratterizzato la prima fase di sviluppo delle rinnovabili nel Paese.

**Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per programma di effettuare interventi sull'installato entro il 2030 per il fotovoltaico e per l'eolico.**



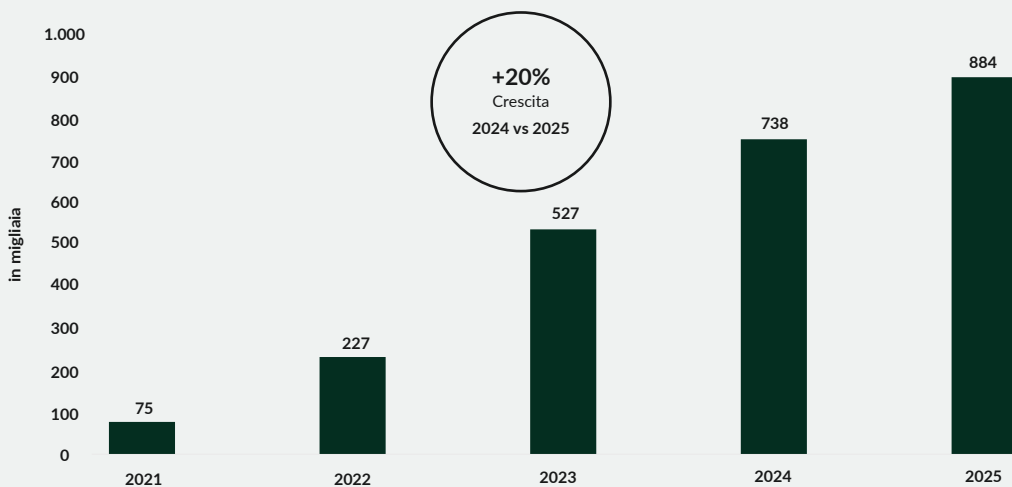
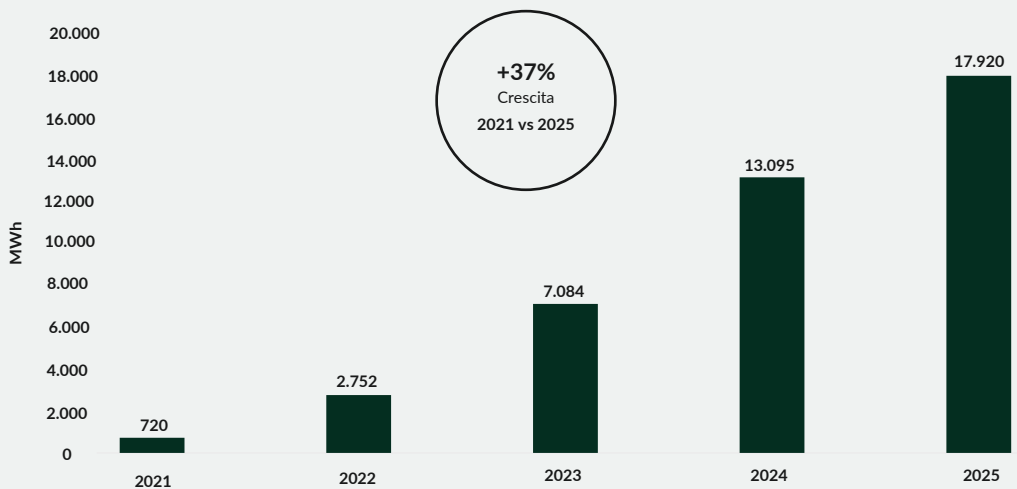
- iii. nelle aste del DM Agrivoltaico sono stati ammessi 1,76 GW di impianti agrivoltaici su un contingente previsto di 740 MW. La presenza del contributo in conto capitale è stata indubbiamente una delle principali ragioni che ha determinato l'elevata partecipazione al meccanismo, che ha consentito la partecipazione del mondo agricolo alla diffusione della generazione distribuita nel nostro Paese.
- iv. il forte sviluppo degli accumuli negli ultimi anni ha portato a un incre-

mento di capacità installata di circa 25 volte in 5 anni, passando da 720 MWh nel 2021 a quasi 18 GWh nel 2025, mentre il numero di impianti è cresciuto di circa 10 volte, passando da 75 mila impianti nel 2021 a circa 884 mila impianti nel 2025. Una crescita così significativa non può che essere associata al fatto – confermato dalle nostre simulazioni – che la redditività economica degli impianti con sistemi di accumulo sia oggi almeno altrettanto remunerativa di quelli senza accumulo. Non è da trascurare il fatto, quindi, che un sistema di nuovi

impianti che siano “nativamente” accoppiati ad accumuli rappresenti la migliore garanzia di una maggiore

capacità di integrazione di questi impianti nelle infrastrutture di rete.

Andamento della capacità installata e del numero di accumuli elettrochimici installati in Italia tra il 2021 e il 2025.

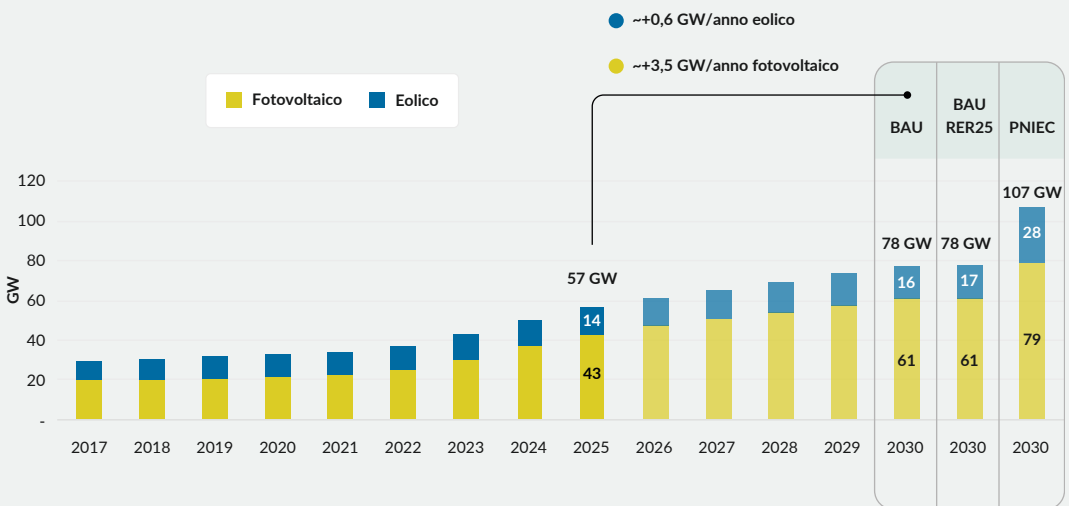


### L'esito atteso?

Nello scenario BAU (Business As Usual) si arriverebbe al 2030 a un parco di 78 GW

di fotovoltaico ed eolico, inferiori ai 107 GW del target PNIEC, sostanzialmente come effetto della perdita di abbrivio che abbiamo registrato nel 2025.

Scenario BAU - Andamento della capacità installata di fotovoltaico e di eolico.



La crisi energetica di questo inizio di 2026 ci offre però una occasione di ravvedimento, perché ci ha dato ancora chiara evidenza della posta in gioco.

Gli ingredienti per la cura sono ormai gli stessi da tempo, ma occorre essere a questo punto davvero tempestivi nell'intervento:

- i. creare un sistema di regole stabile, intervenendo nella messa a punto del FER X "a regime" (correggendo ove necessario i problemi che la versione "transitorio" ha evidenziato) e dando certezza almeno sino al 2035 (che è

l'orizzonte di investimento che oggi (gli operatori traggono) di contingenti e meccanismi di determinazione del prezzo di asta;

- ii. velocizzare i procedimenti autorizzativi, immettendo le necessarie risorse per far funzionare le commissioni di valutazione e, per quanto riguarda le connessioni, avviare nella maniera più rapida ed efficace i passaggi previsti dal nuovo regolamento, in modo da "sfolire" le domande in essere e garantire agli operatori più solidi e pronti ad investire un sistema coerente con le tempistiche di investimento;
- iii. uscire dall'equivoco in cui è caduto il dibattito sulle aree idonee e ritornare ad una interpretazione genuinamente espansiva, e dove il contributo dei singoli territori dipenda dalle effettive potenzialità e caratteristiche delle "fonti di energia" disponibili in ottica di *burden sharing* per il comune obiettivo di costruire un sistema energetico resiliente e sostenibile.

Chissà che il 2027 ci veda da questo punto di vista raccontare una nuova svolta, speriamo definitiva, per questo mercato.



# **1.** **I numeri delle rinnovabili**

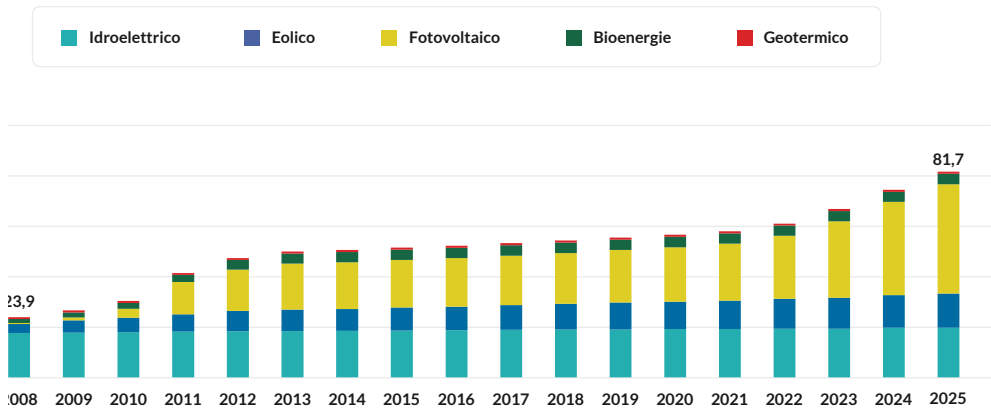
Qual è stato l'**andamento delle energie rinnovabili in Italia nel 2025** e quanto siamo lontani dal raggiungimento degli **obiettivi fissati per il 2030**?

A partire da queste tematiche, trattate in questo capitolo introduttivo, si sviluppa l'edizione 2026 del Rapporto. I capitoli successivi esploreranno approfonditamente aspetti rilevanti delle energie rinnovabili, partendo dall'**evoluzione del quadro normativo e regolatorio**. Si analizzeranno anche i principali **trend tecnologici**, sia per le soluzioni più consolidate, sia per quelle emergenti, come l'agrivoltaico e l'eolico offshore. Il Rapporto si concluderà con una panoramica sugli **scenari futuri di sviluppo delle rinnovabili in Italia**.

## Lo sviluppo delle rinnovabili

A **fine 2025**, la **capacità installata da fonti rinnovabili in Italia** ha raggiunto gli **81,7 GW**. Tra le diverse fonti, il **fotovoltaico** è stato il **principale motore della crescita** delle rinnovabili negli ultimi anni. Come evidenziato nella *figura 1.1*, il fotovoltaico, che nel 2008 era praticamente assente, quando la capacità installata totale di fonti energetiche rinnovabili (FER) era di circa 24 GW, è diventato la fonte con la più alta quota nell'installato complessivo.

Figura 1.1: Capacità di generazione da rinnovabili in Italia.

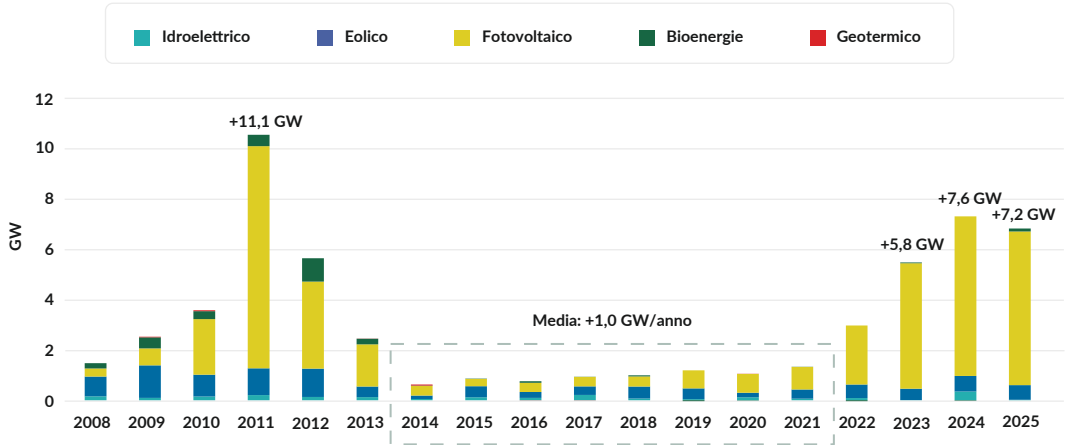


Per comprendere meglio l'evoluzione dello sviluppo delle FER in Italia, è utile analizzare la crescita annuale della capacità installata. La *figura 1.2* evidenzia che, **intorno al 2011**, le **rinnovabili hanno registrato una rapida espansione**, con un picco nel 2011, anno in cui la capacità è aumentata di oltre 11 GW. **Successivamente**, complice la fine dei Conti Energia, **la crescita** delle rinnovabili **ha subito un rallentamento**: tra il 2014 e il 2021, la capacità è aumentata mediamente di 1 GW all'anno. Solo **a partire dal 2022** si è osservato un **nuovo slancio**. Nel **2025**, la **capacità delle FER è cresciuta di 7,2 GW**, confermando i tassi di crescita superiori ai 5 GW annuali già registrati nel 2023 e nel 2024. Tuttavia, **rispetto al 2024**, la **crescita è diminuita del 6%**. Le principali cause, che saranno maggiormente approfondite nel capitolo successivo, includono: i) per la piccola taglia, la riduzione delle detrazioni fiscali e la fine del meccanismo di Scambio sul Posto, che hanno contribuito a limitare le nuove installazioni; ii) per la grande taglia, la riduzione della nuova capacità da installazioni fotovoltaiche supportate dal FER 1 e l'attesa per l'asta del FER X Transitorio, i cui risultati sono stati pubblicati a dicembre 2025.

Figura 1.2: Evoluzione annua della capacità di generazione da rinnovabili in Italia.

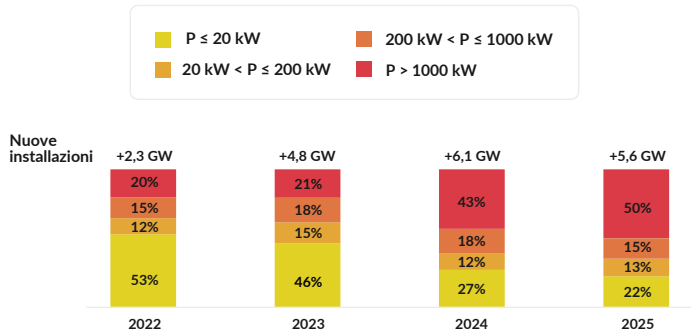
Il **fotovoltaico** è stato il **principale motore dell'incremento**

della capacità registrato nel 2025. La figura 1.3 evidenzia che, per le nuove installazioni fotovoltaiche, nel 2025 si è consolidata una tendenza già visibile nel 2024. In



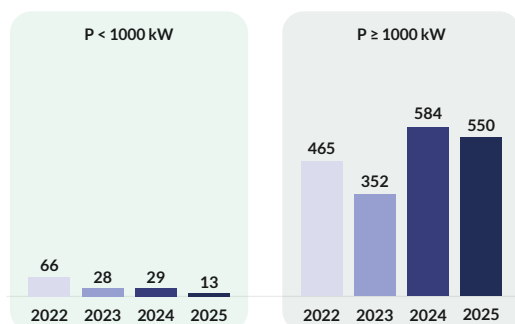
particolare, nel biennio 2022-2023, le installazioni di piccola taglia (<20 kW) hanno rappresentato circa la metà della capacità derivante dalle nuove installazioni, mentre gli impianti di grande taglia (>1 MW) ne coprivano circa un quinto. **Nel 2024 e, in misura ancora maggiore, nel 2025** si è verificata un'inversione di tendenza: le **piccole installazioni** sono scese a **coprire fino al 22% della capacità da nuove installazioni**, complice la riduzione delle detrazioni fiscali e la fine del meccanismo di Scambio sul Posto mentre quelle di **grande taglia** hanno raggiunto il **50%**.

**Figura 1.3: Distribuzione delle capacità da nuove installazioni di fotovoltaico per taglia.**

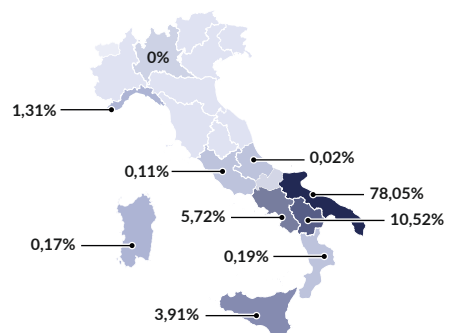


Nel 2025, le **nuove installazioni fotovoltaiche** hanno coperto **5,6 GW**, mentre quelle **eoliche** sono state inferiori di un ordine di grandezza e pari a **562 MW**, confermando il contributo relativamente ridotto dell'eolico alla crescita delle rinnovabili in Italia. Come evidenziato nella figura 1.4, l'**eolico è dominato dagli impianti di grande taglia** (>1 MW), che rappresentano oltre il 95% della capacità delle nuove installazioni nel 2025, grazie alle maggiori economie di scala che questi consentono. La figura 1.5 mostra invece che, dal punto di vista geografico, nel 2025 le **nuove installazioni eoliche** sono **concentrate per il 94% della capacità in Puglia, Basilicata e Campania**.

**Figura 1.4: Capacità da nuove installazioni di eolico per taglia [MW].**

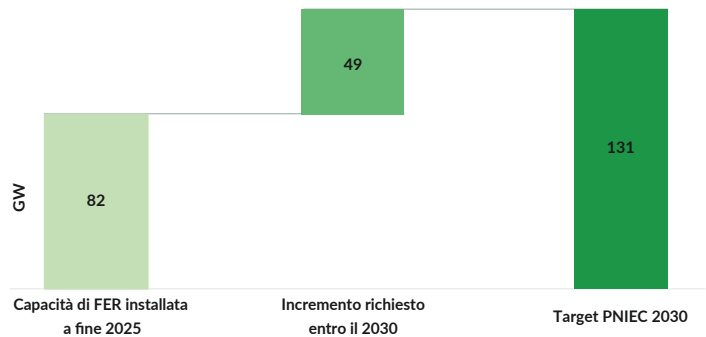


**Figura 1.5: Distribuzione della capacità da nuove installazioni eoliche nel 2025 [%].**



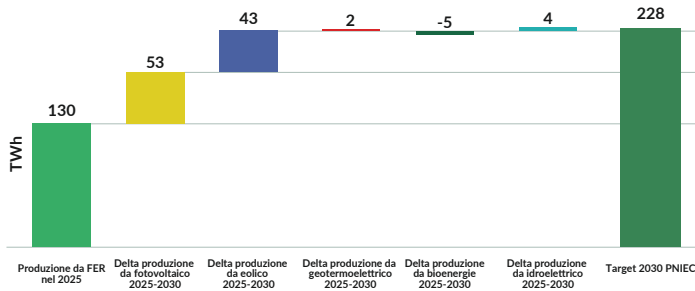
Ma quanto siamo vicini al raggiungimento degli obiettivi al 2030? **Secondo il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)**, presentato alla Commissione Europea nel giugno 2024, **l'Italia dovrà raggiungere una capacità installata di FER pari a 131 GW entro il 2030**. Come evidenziato nella *figura 1.6*, con gli attuali 82 GW installati, il **divario da colmare** è ancora considerevole: sarà infatti necessario un aumento di **49 GW nei prossimi 5 anni**.

**Figura 1.6: Capacità installata da FER e distanza dal target del PNIEC al 2030.**



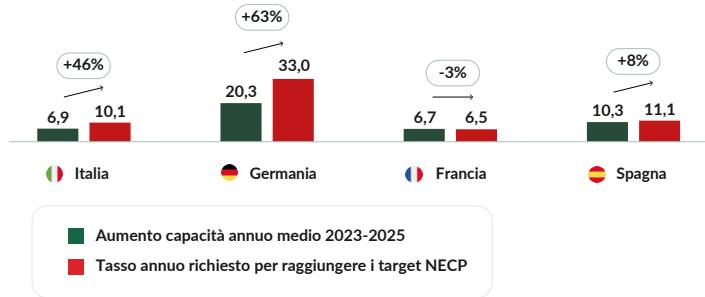
Il **raggiungimento** degli **obiettivi al 2030** richiede non solo un ampliamento della capacità installata di rinnovabili, ma anche un **significativo aumento della produzione di elettricità da FER**. Secondo il PNIEC, l'obiettivo per il 2030 è di produrre annualmente 228 TWh da fonti rinnovabili, con un **incremento di circa il 75% rispetto ai 130 TWh generati nel 2025**. Come mostrato nella *figura 1.7*, quasi tutta questa crescita dovrà derivare dal fotovoltaico e dall'eolico, le due tecnologie con il maggiore potenziale di espansione.

**Figura 1.7: Produzione elettrica da FER nel 2025 e distanza rispetto al target del PNIEC al 2030.**



Guardando oltre i confini nazionali, qual è la situazione dei nostri vicini rispetto al raggiungimento dei target al 2030? **Per tre dei quattro principali paesi europei, sarà necessaria un'intensificazione degli sforzi per rispettare gli obiettivi di capacità di rinnovabili installata nel 2030** fissati nei **rispettivi National Energy and Climate Plan (NECP)**. Infatti, come illustrato in *figura 1.8*, Germania, Italia e Spagna dovranno aumentare, con maggiore o minore intensità, il tasso di crescita delle rinnovabili registrato negli ultimi tre anni per centrare i target al 2030. Per l'Italia, l'accelerazione richiesta è del 46%, mentre per la Germania, la cifra sale al 63%, complici gli obiettivi del NECP tedesco, che sono più elevati rispetto a quelli dell'Italia in termini assoluti.

**Figura 1.8: Incremento della capacità fotovoltaica ed eolica nell'ultimo triennio e tasso necessario per centrare i target NECP [GW].<sup>1</sup>**



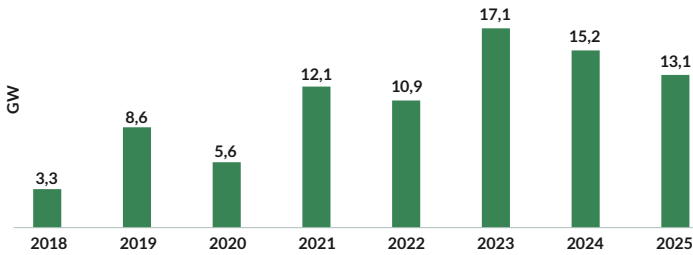
## La diffusione dei PPA

I **Power Purchase Agreements (PPA)** hanno rappresentato negli ultimi anni, e potranno esserlo anche nel futuro, uno **strumento importante per contribuire alla crescita delle rinnovabili**. Essendo contratti a lungo termine tra produttore e acquirente di energia, i PPA offrono al venditore una **maggiore stabilità nei ricavi** rispetto alla vendita merchant, mentre il compratore può beneficiare di **costi energetici più prevedibili e stabili**, rispetto all'acquisto dell'energia sui mercati elettrici.

I **volumi di PPA sottoscritti in Europa sono aumentati di quattro volte dal 2018 al 2025**. Come mostrato nella figura 1.9, se nel 2018 erano stati firmati 3,3 GW di PPA, questo valore è pari a 13,1 GW nel 2025.

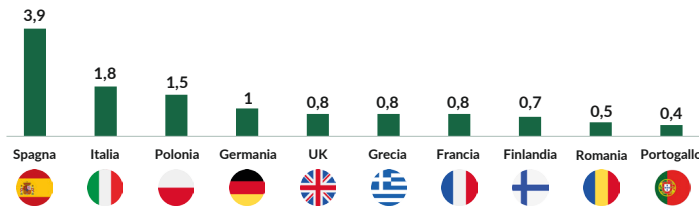
<sup>1</sup> L'analisi prende in considerazione esclusivamente le tecnologie eolica e fotovoltaica.

**Figura 1.9: Volumi di PPA firmati in Europa.**

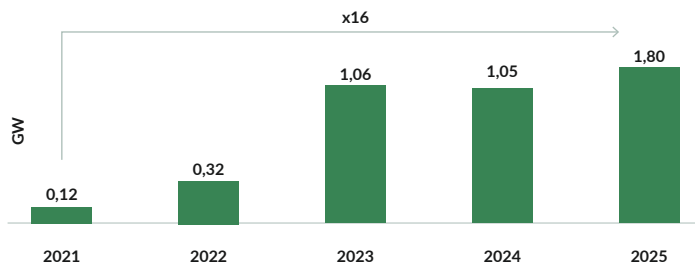


Anche nel 2025, come nel 2023 e nel 2024, la Spagna si conferma il Paese europeo con la maggiore capacità di PPA firmati, raggiungendo i 3,9 GW. Come evidenziato nella *figura 1.10*, **l'Italia**, con **1,8 GW di PPA** sottoscritti, si colloca al **secondo posto in questa classifica**.

**Figura 1.10: I 10 paesi europei con la maggiore capacità di PPA firmati nel 2025 [GW].**



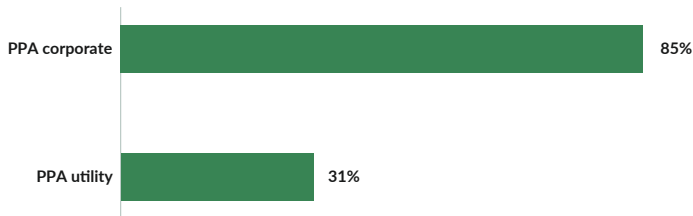
Negli ultimi anni, il mercato dei PPA in Italia ha conosciuto una crescita notevole. Come evidenziato dalla *figura 1.11*, i volumi di PPA firmati sono aumentati di sedici volte dal 2021 al 2025.

**Figura 1.11: Volumi di PPA firmati in Italia.**

Per mappare le caratteristiche dei PPA firmati in Italia, è stato condotto un **sondaggio rivolto alle imprese** che, in qualità di **venditori**, hanno **sottoscritto PPA nel 2025**. I partecipanti al sondaggio hanno contribuito a un volume complessivo di PPA firmati in Italia nel 2025 pari a oltre 0,3 GW.<sup>2</sup> Per fare un confronto, questo valore rappresenta il 18% del volume totale di PPA sottoscritti in Italia nel 2025.

I **PPA di tipo corporate**, in cui il compratore è un'entità che consuma energia, **sono la tipologia più comune**, mentre i PPA di tipo utility, dove il compratore è un'entità che rivende elettricità ad altri consumatori, sono meno diffusi. Infatti, come mostrato in *figura 1.12*, l'85% dei rispondenti ha firmato PPA di tipo corporate nel 2025, mentre circa un terzo di essi ha sottoscritto PPA utility.

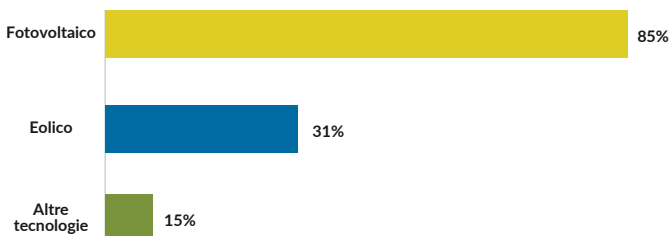
**Figura 1.12: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per tipologia di PPA firmati: corporate e utility.**



Nel 2025, la **tecnologia predominante nei PPA firmati in Italia è il fotovoltaico**: *figura 1.13* mostra che essa è stata scelta dall'85% dei rispondenti, mentre un terzo dei rispondenti hanno adottato la tecnologia eolica, e il 15% ha implementato altre tecnologie. Questo dato è coerente con la maggiore diffusione del fotovoltaico rispetto alle altre tecnologie rinnovabili in Italia, sia in termini di nuove installazioni che di capacità cumulata.

I **PPA** possono avere **un impatto** sia nel **supportare le nuove installazioni di FER**, sia nel **fornire un'alternativa per gli impianti già esistenti** che stanno per terminare il periodo di incentivazione. Come evidenziato nella *figura 1.14*, il 77% dei rispondenti ha firmato nel 2025 in Italia PPA di tipo greenfield, ossia che contribuiscono alla creazione di nuovi impianti rinnovabili, mentre il 62% ha firmato PPA di tipo brownfield, che coinvolgono impianti già esistenti.

**Figura 1.13: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per tecnologie adottate nei PPA firmati.**



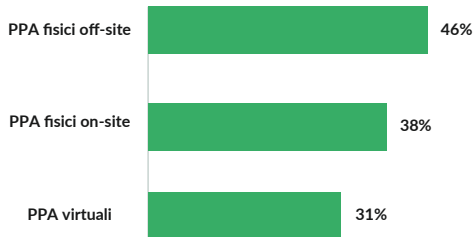
**Figura 1.14: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per tipologia di PPA firmati: greenfield e brownfield.**



**Tra i PPA firmati dai rispondenti, si riscontrano sia soluzioni mono-impianto che multi-impianto**, queste ultime che impiegano più di un impianto FER per produrre l'elettricità necessaria a soddisfare il PPA. Le soluzioni mono-impianto continuano a essere le più comuni, essendo selezionate dal 69% dei rispondenti, mentre il 62% dei rispondenti ha sottoscritto nel 2025 PPA di tipo multi-impianto.

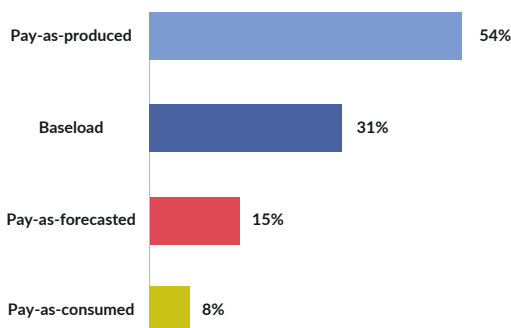
Inoltre, **i PPA fisici sono più diffusi rispetto ai PPA virtuali**. Come mostrato nella *figura 1.15*, quasi metà dei rispondenti ha firmato PPA fisici off-site, mentre circa un terzo ha optato per PPA virtuali.

**Figura 1.15: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per tipologia di PPA firmati: fisici off-site, fisici on-site, virtuali.**



I profili di produzione dei PPA firmati nel 2025 variano. Come mostrato nella *figura 1.16*, **il profilo pay-as-produced**, in cui il compratore si impegna a pagare tutta l'elettricità prodotta dagli impianti FER indicati nel PPA, **risulta essere il più diffuso**, essendo stato offerto da oltre la metà dei rispondenti. Tra le altre tipologie di profili, il baseload è il più scelto (31% dei rispondenti), mentre il pay-as-forecasted e il pay-as-consumed sono meno diffusi.<sup>3</sup>

**Figura 1.16: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per profili dei PPA sottoscritti.**



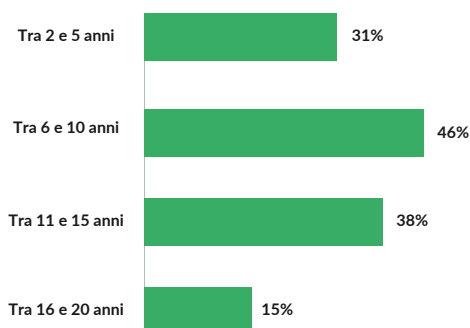
<sup>3</sup> Nel profilo pay-as-consumed, il consumatore acquista tramite PPA l'energia consumata.

Nel profilo baseload, il consumatore accetta di acquistare una quantità fissa di energia definita su base oraria, mensile, trimestrale o annuale.

Nel profilo pay-as-forecasted, il consumatore si impegna ad acquistare l'elettricità prodotta dall'impianto in base alle previsioni di produzione fornite dal produttore.

**L'85% dei rispondenti ha firmato nel 2025 PPA con una struttura di prezzo fisso**, evidenziando il **ruolo dei PPA come strumenti di stabilizzazione dei ricavi per i produttori**. I PPA con una struttura a prezzo variabile, invece, sono meno diffusi, essendo stati offerti dal 15% dei rispondenti. In relazione alle **durate**, la *figura 1.17* evidenzia che, sebbene la **durata più comunemente scelta** dai rispondenti sia compresa **tra i 6 e i 10 anni, si registrano anche durate superiori**. Infatti, il 38% dei rispondenti ha stipulato PPA con una durata tra gli 11 e i 15 anni, mentre il 15% ha optato per contratti ancora più lunghi, con una durata compresa tra i 16 e i 20 anni.

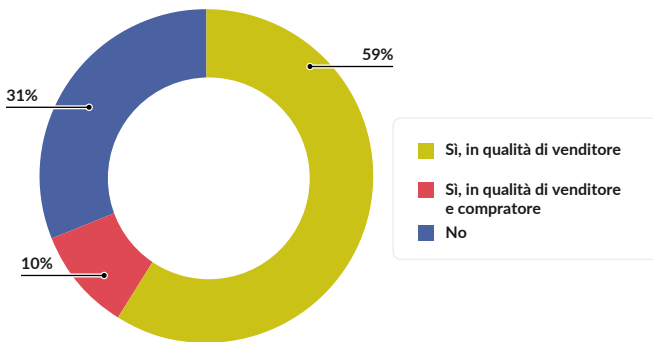
**Figura 1.17: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per durata dei PPA sottoscritti**



Per quanto riguarda i **prezzi dei PPA**, è importante evidenziare che essi **sono fortemente influenzati dalle caratteristiche specifiche del contratto**, come la **durata**, il **profilo di produzione** e la **tipologia di PPA (fisico o virtuale)**. In particolare, i PPA a lunga durata tendono a presentare prezzi più elevati rispetto a quelli a breve termine, e i PPA con profilo baseload comportano generalmente prezzi maggiori rispetto ai PPA con profilo pay-as-produced, poiché quest'ultimi richiedono al fornitore minore complessità, non essendo necessario mantenere un profilo di produzione costante. Inoltre, i PPA fisici hanno generalmente prezzi più alti dei PPA virtuali, in linea con il fatto che i secondi non prevedono la consegna fisica dell'energia e offrono quindi maggiore flessibilità sia al venditore sia al compratore.

Infine, i risultati del sondaggio evidenziano un chiaro **interesse da parte delle imprese** verso la **stipula di contratti PPA nei prossimi tre anni**. In particolare, come illustrato nella *figura 1.18*, il 59% delle aziende intervistate prevede di sottoscrivere un PPA in qualità di venditore nei prossimi 3 anni, mentre il 10% dichiara l'intenzione di stipulare un PPA sia come venditore sia come acquirente. Queste percentuali indicano una marcata crescita rispetto alla situazione attuale, in cui soltanto il 29% delle imprese rispondenti ha già sottoscritto un PPA.

**Figura 1.18: Distribuzione delle imprese rispondenti per intenzione di firmare un PPA nei prossimi 3 anni.**



In conclusione, i **PPA** rappresentano uno **strumento rilevante** per **promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili** nel contesto del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC: essi possono offrire ai produttori una maggiore stabilità dei ricavi, in alternativa ai meccanismi statali basati sulle aste. Infatti, dal sondaggio è emerso che i PPA sono prevalentemente strutturati con prezzi fissi, permettendo un disaccoppiamento tra il prezzo dell'energia e quello del gas. Si segnala inoltre che il recente Decreto Legge (DL) Bollette ha introdotto misure per incentivare la sottoscrizione dei PPA da parte delle Piccole e Medie imprese (PMI), tra cui la possibilità di stipulare contratti in forma aggregata e l'accesso alla garanzia di ultima istanza fornita dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

# Messaggi Chiave

## Capitolo 1

I numeri delle rinnovabili

Nel **2025** la **capacità di fonti energetiche rinnovabili (FER) installata** in Italia è **cresciuta di 7,2 GW**. Tale valore rappresenta un **calo del 6% rispetto** a quanto registrato nel **2024**. Le cause includono: i) per la piccola taglia, la riduzione delle detrazioni fiscali e la fine del meccanismo di Scambio sul Posto, che hanno contribuito a limitare le nuove installazioni; ii) per la grande taglia, la riduzione della capacità delle nuove installazioni supportate dal FER 1 e l'attesa per l'asta del FER X Transitorio, i cui risultati sono stati pubblicati a dicembre 2025. Il **fotovoltaico conferma il ruolo trainante della crescita delle FER in Italia**, con **5,6 GW di nuove installazioni nel 2025**. Di questi 5,6 GW, la metà è dovuta a impianti di taglia maggiore di 1 MW, confermando una tendenza di maggiore peso degli impianti utility scale sulle nuove installazioni già osservata nel 2024. Le **nuove installazioni per 562 MW dell'eolico** confermano l'attuale ruolo di minore rilievo di tale tecnologia per la crescita delle rinnovabili in Italia. Rimane **significativo il divario** rispetto agli **obiettivi del PNIEC**: per raggiungere il **target di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030**, sarebbe infatti necessario **incrementare la capacità installata di 49 GW nei prossimi cinque anni**.

In tale contesto, i **PPA** rappresentano uno **strumento di interesse per sostenere lo sviluppo delle rinnovabili**. L'Italia, con **1,8 GW di PPA firmati nel 2025**, è il **secondo mercato in Europa**. Il sondaggio effettuato da Energy & Strategy ha mostrato il potenziale dei PPA sia per sostenere i nuovi impianti, attraverso i cosiddetti PPA greenfield, sia per sostenere gli impianti già esistenti, con i PPA brownfield. Inoltre, **emerge la flessibilità dei PPA di adattarsi alle specificità dell'accordo tra compratore e venditore**: in **termini tecnologici**, con soluzioni mono o multi-impianto, in **termini di profilo di produzione**, e in **termini di prezzo**, con l'esistenza di contratti sia a prezzo fisso che a prezzo variabile. Infine, **il sondaggio**

**ha confermato l'interesse prospettico delle imprese verso tali strumenti:** il 70% dei rispondenti afferma di avere intenzione di firmare un PPA nei prossimi 3 anni per vendere energia. In conclusione, i PPA rappresentano uno strumento utile per promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili, offrendo ai produttori la possibilità di stabilizzare i ricavi e ai compratori l'opportunità di disaccoppiare il prezzo dell'elettricità da quello del gas.



# 2. L'evoluzione del quadro normativo- incentivante

In questi anni, il **quadro normativo-incentivante** sta vivendo una **fase di transizione**:

- Nel **2025** sono state pubblicate le **graduatorie dell'ultimo bando del FER 1**, la cui asta si era svolta tra novembre e dicembre 2024, e sono stati pubblicati i bandi e le **graduatorie dell'asta del FER X Transitorio**. Questo meccanismo rappresenta, infatti, un intermezzo tra il FER 1 e i nuovi meccanismi FER X e FER Z i cui bandi sono attesi nel corso del 2026.
- Inoltre, è **terminata la possibilità di accedere** agli schemi incentivanti legati ai fondi del **Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)** come il **Decreto Ministeriale (DM) Agrivoltaico** e la misura **Parco Agrisolare**.
- Il 2025 ha visto anche il **termine della possibilità di accedere** al meccanismo dello **Scambio sul Posto** e al **SuperEcobonus**.
- Infine, la **pubblicazione del Testo Unico** a fine 2024 per le FER e gli **aggiornamenti legati al tema delle Aree Idonee** presentati tra 2025 e inizio 2026 rappresentano degli **aspetti determinanti per lo sviluppo delle FER**.

La *figura 2.1* fornisce un **quadro degli schemi incentivanti per le FER, suddivisi per taglia di impianto**: piccola taglia (fino a 20 kW), media taglia (tra 20 kW e 1 MW) e utility scale (oltre 1 MW).



Nel corso del presente capitolo vedremo, trattando separatamente le diverse taglie di impianto, quali sono stati i **principali risultati raggiunti dai diversi meccanismi incentivanti** e quali sono stati i punti più critici da cui trarre **spunti per il legislatore per migliorare i futuri meccanismi incentivanti**. Infine, tratteremo le **principali normative che regolano lo sviluppo delle FER** evidenziando le opportunità e le criticità ad esse legate.

## Il quadro degli incentivi per gli impianti utility scale

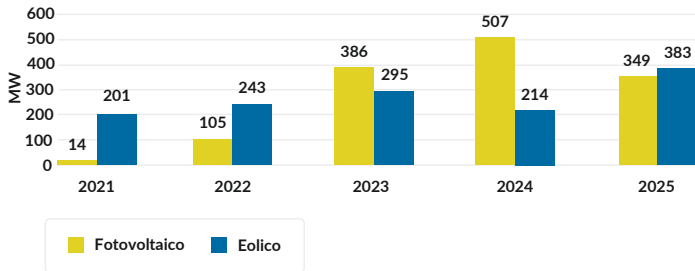
### FER 1 - aste

Nel primo capitolo è stato citato, per la grande taglia, un calo della capacità delle nuove installazioni fotovoltaiche supportate dal FER 1 nel 2025 rispetto al 2024. *figura 2.2* mostra, infatti, che **nel 2025** si è osservato un **calo nelle installazioni di impianti fotovoltaici incentivati tramite aste del FER 1** rispetto al 2023 (-9%) e soprattutto rispetto al 2024 (-31%). Al contrario, si è osservato un **forte incremento di installazioni di impianti eolici rispetto al 2024** (+79%), con 383 MW entrati in esercizio.

**Al 31 dicembre 2025, le aste del FER 1** hanno supportato l'**installazione di 1,36 GW di impianti fotovoltaici e di 1,34 GW di impianti eolici**, per un totale di 2,7 GW. Questo dato risulta **inferiore ai circa 6,1 GW di contingente** che era stato predisposto dal policymaker, il che rende il **FER 1** uno strumento **non sfruttato a pieno per lo sviluppo degli impianti di grande taglia**.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Tale valore tiene conto dei 5,5 GW per le nuove costruzioni di impianti fotovoltaici ed eolici onshore, ma anche dei 620 MW per i rifacimenti di impianti eolici onshore, idroelettrici e gas residuati dei processi di depurazione.

**Figura 2.2: Andamento delle installazioni degli impianti fotovoltaici ed eolici incentivati tramite le aste del FER 1.**



## FER X Transitorio – aste

Come detto in precedenza, nel 2025 si sono svolte le procedure competitive relative al FER X Transitorio, che rappresenta un “ponte” tra il FER 1 e il futuro meccanismo del FER X, che è oggetto di interlocuzioni con la Commissione Europea. Le **procedure competitive ad asta del FER X Transitorio** sono state **tre, suddivise in base alla tecnologia** oggetto di incentivazione, e con contingenti massimi differenti: **8 GW per gli impianti fotovoltaici, 2,5 GW per gli impianti eolici, e 1,6 GW per gli impianti fotovoltaici Net Zero Industry Act (NZIA).**<sup>2</sup>

Come mostrato in *figura 2.3*, la procedura competitiva per gli **impianti fotovoltaici** è stata **piuttosto partecipata, con 10,1 GW di richieste** presentate, di cui **solo 7,7 GW** (corrispondenti a 474 impianti) sono risultati **ammessi agli incentivi**. A sostegno della decisa competitività dell'asta, si osserva che il 32% della capacità ammessa ha offerto meno di 55 €/MWh, mentre il 55% ha offerto tra 55 e 60 €/MWh e solo il 13% tra 60 e 65

<sup>2</sup> Gli impianti fotovoltaici NZIA sono gli impianti fotovoltaici nei quali i moduli non sono assemblati in Cina, e le celle fotovoltaiche, gli inverter e almeno un altro dei componenti contenuti nell'Allegato al Regolamento di esecuzione (UE) 2025/1178 (tra cui il silicio, i tracker e il loro supporto) non sono originari della Cina.

€/MWh, con un'offerta media ponderata sulla taglia di **56,8 €/MWh**. Confrontando tali tariffe con i range di **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** stimati per gli impianti fotovoltaici, compresi **tra 55 e 75 €/MWh** per gli impianti da 30 MW come sarà presentato nel capitolo 3, emerge l'esistenza di **spazio per la profittabilità, seppur ristretto**. Un altro fattore a supporto dell'alta competitività nell'asta potrebbe essere la **volontà degli operatori** di aggiudicarsi gli incentivi per **mettere a terra progetti già pronti** per la realizzazione, data l'**incertezza di quando si svolgeranno** le future aste del **FER X**. A tal riguardo, occorre tener presente anche come il **prezzo finale ottenuto** dal produttore includa **due elementi correttivi**: i) l'**indicizzazione all'inflazione** calcolata tra la data di assegnazione dell'incentivo e la data di entrata in esercizio dell'impianto e una parziale indicizzazione all'inflazione calcolata su una quota dei costi operativi dell'impianto, e ii) il **fattore correttivo sull'irraggiamento**, dipendente dalla regione in cui si trova l'impianto e da sommare alla tariffa ottenuta.<sup>3</sup> Inoltre, dal confronto con alcuni operatori emerge l'**aspettativa di poter integrare i ricavi derivanti dalla tariffa fissa** con altri ricavi legati alla **fornitura di servizi alla rete** sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sfruttando anche la quota minima del 5% di energia prodotta dall'impianto che rimane nella disponibilità del produttore e quindi valorizzabile a mercato.

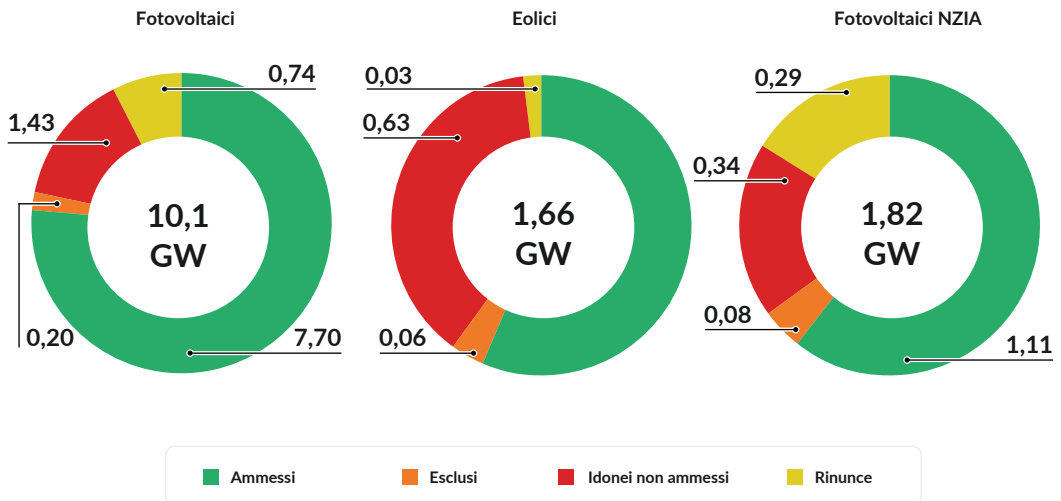
Per quanto riguarda la procedura competitiva per gli **impianti eolici**, invece, si è osservata una **partecipazione ben inferiore, con 1,66 GW di richieste** presentate di cui **solo 940 MW ammessi** all'incentivo. A sostegno della minor competitività dell'asta per gli impianti eolici, si osserva che solo il 18% ha offerto meno di 70 €/MWh, mentre il 71% ha offerto tra 70 e 75 €/MWh e l'11% tra 75 e 80 €/MWh, con un'offerta media ponderata sulla taglia di **72,9 €/MWh**. Tali risultati sono **coerenti con gli**

<sup>3</sup> Per gli impianti fotovoltaici la quota su cui si calcola l'indicizzazione all'inflazione per la quota dei costi operativi dell'impianto è del 20%, e i fattori correttivi sono di 4 €/MWh per le regioni del Centro (Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Abruzzo) e di 10 €/MWh per le regioni del Nord (Valle d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Veneto, Trentino-Alto Adige, Friuli-Venezia Giulia, Liguria, Emilia-Romagna).

**LCOE degli impianti eolici**, più elevati rispetto a quelli degli impianti fotovoltaici, come verrà mostrato nel capitolo 3. La mancata saturazione del contingente si collega ai valori di LCOE degli impianti eolici; infatti, la **curva di offerta** disegnata nel bando della procedura competitiva rendeva la potenziale tariffa ottenuta spesso non compatibile con i costi di generazione degli impianti, e ha fatto sì che diversi progetti non risultassero assegnatari.

Per quanto riguarda la procedura competitiva per gli **impianti fotovoltaici NZIA**, la situazione è stata intermedia tra quanto osservato per i fotovoltaici standard e per l'eolico: sono state presentate **richieste per 1,82 GW**, di cui **1,11 GW ammessi** all'incentivo. Questo è confermato da quanto mostrato in *figura 2.3*, dove è presentato il confronto tra capacità ammessa e contingente per ciascuna procedura competitiva: per il **fotovoltaico** è stato **assegnato il 96% del contingente**, per l'**eolico solo il 38%** e per il **fotovoltaico NZIA il 70%**.

Figura 2.3: Risultati delle procedure competitive del FER X Transitorio per gli impianti fotovoltaici, eolici e fotovoltaici NZIA [GW].



Nel corso del 2026, inoltre, **ci si attende la pubblicazione del primo bando** relativo alle procedure competitive del **FER X “a regime”**, ossia il meccanismo che dovrebbe sostenere una parte significativa della capacità di FER necessaria per raggiungere gli obiettivi del PNIEC. Infatti, tale meccanismo è **atteso avere un contingente complessivo attorno ai 40 GW**. Rispetto a quanto osservato per il FER X Transitorio, **gli operatori auspicano una programmazione più strutturata delle procedure competitive**, sia in termini di numero che di contingente, in grado di offrire maggiore certezza e una visione a più lungo termine.

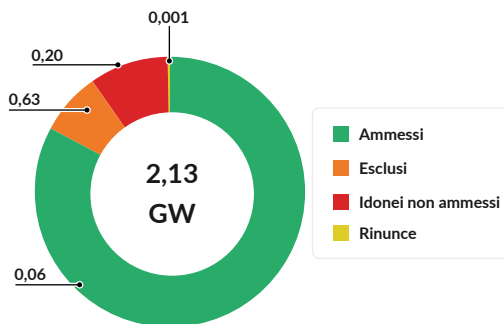
Inoltre, gli operatori si attendono **alcune novità rispetto al FER X Transitorio**, come l'introduzione di **coefficienti locazionali** da applicare alle offerte presentate in modo da **favorire determinate zone** di mercato **coordinando meglio** lo sviluppo delle FER **con lo sviluppo della capacità di rete**. Un tema importante sarà anche il ruolo dei **requisiti di provenienza di moduli e componenti**, atteso essere più rilevante nelle prossime aste. Infatti, il vincolo dovrà essere applicato ad almeno il 30% del contingente complessivo. In ottica di **“sicurezza energetica”**, diventa quindi ancor più **importante sviluppare una filiera produttiva europea** così da ridurre la dipendenza dalle forniture extraeuropee, in particolare dalla Cina, in conformità con gli obiettivi del Net Zero Industry Act. Tuttavia, a tal proposito potrebbero emergere **due criticità principali**. La **prima** è rappresentata da una **difficoltà nel garantire le forniture necessarie** a soddisfare i volumi di installazione previsti. Infatti, se il vincolo fosse applicato in maniera non graduale, la ridotta capacità produttiva europea attuale produrrebbe **incrementi nei costi e nei tempi di realizzazione degli impianti**. La **seconda** criticità è rappresentata da una **scarsa efficacia nello sviluppo della filiera europea**, in funzione dei requisiti richiesti dai bandi. Ad esempio, i **requisiti del bando NZIA non impongono** l'approvvigionamento da **fornitori europei**, ma soltanto da fornitori non cinesi, il che potrebbe risultare insufficiente a stimolare lo sviluppo della capacità produttiva europea.

## DM Agrivoltaico - aste

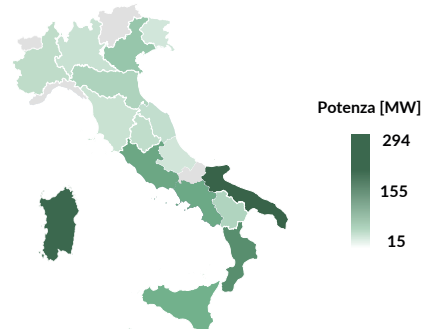
Il **DM Agrivoltaico** ha introdotto uno schema incentivante per la realizzazione di **almeno 1,04 GW di impianti agrivoltaici** sostenuti tramite 1,1 miliardi di euro di **risorse del PNRR**.<sup>4</sup> Il **contingente** di capacità era **da allocare per 740 MW tramite aste** e per la restante parte tramite registri. La **scadenza** per l'entrata in esercizio degli impianti era **inizialmente fissata al 30 giugno 2026**, come per gli altri investimenti legati al PNRR. Tuttavia, con la pubblicazione del Decreto Legge n. 19 del 19 febbraio 2026 è stata **prorogata** la scadenza del 30 giugno 2026. In particolare, i contratti che gli assegnatari firmeranno, entro il 30 giugno 2026, con il GSE permetteranno agli operatori di far entrare in esercizio gli impianti entro 24 mesi dalla firma del contratto.

Come mostrato in *figura 2.4*, i **risultati delle aste sono stati particolarmente positivi**, infatti, sono stati assegnati **1,76 GW** su 2,13 GW di progetti partecipanti, più del doppio rispetto al contingente previsto di 740 MW. *figura 2.5* mostra che i progetti **vincitori** dell'incentivo sono **prevalentemente progetti localizzati al Sud** (il **69% circa**), contro il 15% del Nord e il 16% del Centro.

**Figura 2.4: Risultati delle procedure competitive per il DM Agrivoltaico [GW].**



**Figura 2.5: Mappa della capacità assegnata per regione in esito alle procedure competitive del DM agrivoltaico [MW].**



L'**elevata partecipazione** degli operatori alla procedura è stata **dovuta** principalmente alla modalità di incentivazione, la quale prevede un **contributo in conto capitale a fondo perduto** che copre fino al 40% delle spese ammissibili per l'impianto in aggiunta a una tariffa incentivante riconosciuta per 20 anni sull'energia prodotta e immessa in rete.

Nonostante gli aspetti positivi, gli operatori hanno evidenziato anche **alcune criticità legate alla coesistenza tra progetto agricolo e produzione fotovoltaica**, come le incertezze dovute alle conseguenze di una possibile cessazione dell'attività agricola durante il periodo di erogazione dell'incentivo.<sup>5</sup> Inoltre, la riapertura dei termini per partecipare alle procedure competitive e ai registri è avvenuta solo al 1° aprile 2025, e le graduatorie definitive sono state pubblicate solo il 12 novembre 2025, con una conseguente incertezza legata alla scadenza iniziale del 30 giugno 2026 per l'entrata in esercizio degli impianti, che ha scoraggiato alcuni operatori a partecipare alla procedura competitiva.

---

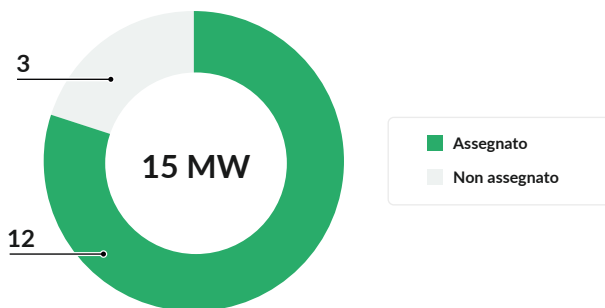
5 Si intende la possibilità che l'azienda agricola fallisca, oppure che l'attività agricola venga interrotta per cause di forza maggiore durante il periodo di operatività dell'impianto e di erogazione degli incentivi. Tale incertezza è stata parzialmente risolta dall'art. 11, comma 8, del Testo Unico FER aggiornato, il quale impone il ripristino dello stato dei luoghi nel caso di "impianti agrivoltaici che non consentano la preservazione della continuità delle attività colturali e pastorali nel sito d'installazione".

## FER 2

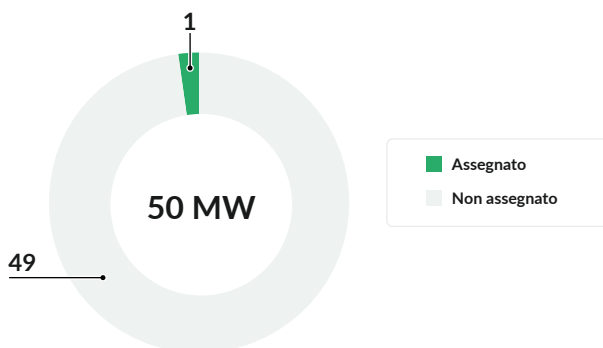
Il **FER 2** rappresenta il **meccanismo di incentivazione** di riferimento per gli **impianti da FER** che si basano su **tecnologie innovative** (solare termodinamico, fotovoltaico galleggiante ed eolico offshore) **oppure con elevati costi di generazione** (biogas, biomasse e geotermoelettrico). In particolare, il decreto prevede un **contingente complessivo di 4,59 GW** da incentivare **tra il 2024 e il 2028** con procedure competitive ad hoc per le diverse tecnologie. **Ad oggi** sono state effettuate **solo due procedure competitive** per gli impianti a **biogas e biomasse**, e **una sola** per gli **impianti fotovoltaici galleggianti**. Come mostrato in *figura 2.6*, le procedure competitive per **biogas e biomasse** hanno visto una **buona partecipazione**, con circa **12 MW assegnati su 15 MW** di contingente messo ad asta, in particolare, 10,8 MW di impianti a biogas e 1,2 MW di impianti a biomasse. Tuttavia, il **contingente messo ad asta fino ad oggi** rappresenta **solo il 10% del contingente complessivo** previsto per il periodo 2024 – 2028. Per fornire un giudizio più fondato sui risultati del FER 2, sarà quindi necessario attendere gli sviluppi delle prossime procedure competitive.

Per quanto riguarda il **fotovoltaico galleggiante**, *figura 2.7* mostra che le **procedure** sono risultate pressoché **deserte**, con **un solo impianto da 992 kW risultato assegnatario** dell'incentivo su un contingente di 50 MW messo ad asta. La **scarsa partecipazione** potrebbe essere dovuta alle **difficoltà autorizzative** per tale tipologia innovativa di impianti.

**Figura 2.6: Risultati delle due procedure competitive per gli impianti a biogas e biomasse del FER 2.**



**Figura 2.7: Risultati della procedura competitiva per gli impianti fotovoltaici galleggianti del FER 2.**



## FER Z

Il 3 novembre 2025 è stato **pubblicato lo schema del decreto FER Z** per la fase di consultazione con gli operatori. Il FER Z rappresenta un **meccanismo di incentivazione basato su un approccio “decentralizzato”**. In particolare, **il sistema**, rappresentato dal Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e dal GSE, **decide in primis il quantitativo di impianti FER da realizzare differenziato a seconda della località**. Il sistema **stipula quindi dei contratti con gli operatori**,

che si assumono il dovere di **assolvere agli obblighi in termini di energia da consegnare, scegliendo il mix di tecnologie** da utilizzare che ritengono più appropriato. Si segnala che per assolvere gli obblighi è permesso lo scambio di certificati tra gli operatori, con un certificato che corrisponde a 1 MWh di energia prodotta e immessa in rete dagli impianti iscritti all'Albo.<sup>6</sup>

Il **contingente di potenza complessivo** per le procedure competitive è previsto essere di **5 GW**. Tuttavia, la **capacità FER da sviluppare per soddisfare gli obblighi** contrattuali dovrebbe essere **superiore**. Infatti, poiché il profilo di consegna dell'energia è di tipo baseload, al fine di ridurre il rischio di volume legato alla variabilità della generazione elettrica da fotovoltaico ed eolico, e considerando che la generazione da fotovoltaico è concentrata nelle ore centrali della giornata, sarà necessario realizzare impianti per una capacità superiore ai 5 GW di capacità massima contrattualizzabile per la consegna di energia.

Il **contratto stipulato dagli operatori** è chiamato "contratto standard per la decarbonizzazione" ed è **caratterizzato dai parametri indicati in tabella 2.1**, i quali hanno le seguenti definizioni:

- L'**orizzonte di pianificazione** è il **periodo temporale** che intercorre **tra la stipula del contratto e l'inizio del periodo di consegna** dell'energia, ossia il tempo che serve agli operatori per realizzare oppure approvvigionarsi della capacità FER necessaria per assolvere agli obblighi del contratto;
- Il **periodo di consegna** è il periodo temporale di durata del contratto, ossia il tempo di **durata dell'incentivo**;
- La **quota percentuale minima di immissione** è la **quota di energia** elettrica immessa in rete e **prodotta da impianti FER iscritti all'Albo** necessaria **per assolvere gli obblighi del contratto**, ovvero la quota percentuale di energia consegnata prodotta da impianti

<sup>6</sup> L'Albo è istituito presso il GSE per raccogliere gli impianti FER di nuova costruzione o i potenziamenti di impianto che appartengono alle tipologie indicate nell'allegato 2 dello schema di decreto.

- di nuova realizzazione o potenziamenti;
- Il **prezzo di esercizio** è l'**offerta accettata nelle procedure competitive** a partire dal prezzo base d'asta superiore;
- Il **prezzo di riferimento** è il **prezzo del Mercato del Giorno Prima (MGP)** per ciascun periodo rilevante (ciascun quarto d'ora) e per la zona di riferimento per il soggetto;
- Il **profilo contrattuale standard** è di **tipo baseload**, ossia caratterizzato da una quantità di energia consegnata costante nel tempo.

**Tabella 2.1: Parametri caratteristici del contratto standard per la decarbonizzazione proposto nello schema del decreto FER Z.**

Orizzonte di pianificazione	36 mesi
Periodo di consegna	15 anni
Quota percentuale minima di immissione	70%
Prezzo di esercizio	Definiti con apposito decreto e aggiornati nel bando per la procedura competitiva
Prezzo di riferimento	
Tipo di profilo contrattuale standard	Baseload

Il **funzionamento** dello schema incentivante, pertanto, è **simile** al funzionamento di un **PPA di tipo baseload**. Tuttavia, **esistono delle differenze** che possono far preferire un meccanismo rispetto all'altro, in particolare:

- Il **FER Z** presenta un **rischio di controparte molto basso**, dato che la controparte sarebbe il GSE;
- La **durata del contratto del FER Z** sarebbe di **15 anni**, mentre molti PPA hanno una durata inferiore, di 5 o 10 anni;
- I **PPA** offrono una **maggior personalizzazione dei contratti**, ad esempio una gamma più ampia di profili di consegna dell'energia prodotta dagli impianti in portafoglio.

Agli occhi degli operatori i **vantaggi connessi al FER Z** risultano decisamente **vincenti** sulla flessibilità data da un PPA. Però, la **complessità del meccanismo** e la **ne-**

**cessità di costruire un portafoglio di impianti adatto** ad assolvere agli obblighi rende **difficile la partecipazione per operatori di piccole e medie dimensioni**, e rende il meccanismo più adatto ai trader di energia o ai grandi gruppi integrati, i quali hanno una maggior familiarità con la costruzione di portafogli diversificati e con la compravendita di certificati. Inoltre, la **costruzione di un profilo di consegna di tipo baseload** comporta uno **spostamento dell'onere di gestione dell'energia** immessa dai Transmission System Operator (TSO) e dai Distribution System Operator (DSO) **ai produttori di energia**, il che comporta **maggiori rischi** per gli operatori.

Nello schema proposto ci sono degli **elementi di incertezza**. Resta infatti da chiarire se e **in che modo** si possa **assolvere agli obblighi** di consegna dell'energia **utilizzando certificati acquisiti a posteriori**, nonché le modalità di **determinazione dei prezzi di esercizio**, data l'eterogeneità del mix tecnologico ammissibile. Inoltre, resta da stabilire se i sistemi di accumulo potranno accedere all'incentivo, poiché non sono stati inclusi nella lista di impianti nell'allegato dello schema del decreto. Rispetto al tema degli **accumuli**, inoltre, risulterà fondamentale comprendere il **modo in cui il FER Z si integrerà con i contratti di time-shifting** relativi ai sistemi di accumulo impiegati nel **Meccanismo di Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)**. Un **ulteriore punto critico** è il fatto che **non sia possibile accedere** al meccanismo **tramite le integrali ricostruzioni di impianti eolici esistenti**, un tema particolarmente **rilevante per favorire l'inserimento di impianti eolici nei portafogli**, poiché le **nuove costruzioni** di impianti eolici restano, in termini di capacità, molto **inferiori** rispetto a quelle di **impianti fotovoltaici**, anche **a causa delle maggiori difficoltà autorizzative** e dei costi più elevati.

# Il quadro degli incentivi per gli impianti di taglia C&I

## Parco Agrisolare

La misura **Parco Agrisolare** ha incentivato, con l'erogazione di un **contributo in conto capitale a fondo perduto** tramite risorse del PNRR, la realizzazione di **impianti fotovoltaici a tetto nel settore agricolo e agroindustriale** con l'obiettivo di evitare il consumo di suolo. Tra il 2022 e il 2024 si sono svolti tre bandi per l'aggiudicazione degli incentivi, con un **budget di risorse** previste di **2,35 miliardi di euro** (figura 2.8), **saturato dagli interventi ammessi** all'incentivo. Come mostrato in figura 2.9, i progetti ammessi all'incentivo sono corrispondenti a **1.767 MW**, localizzati **soprattutto al Nord (1.046 MW) e al Sud (527 MW)**.

Figura 2.8: Suddivisione del contributo ammesso per gli incentivi tra i tre bandi della misura Parco Agrisolare.

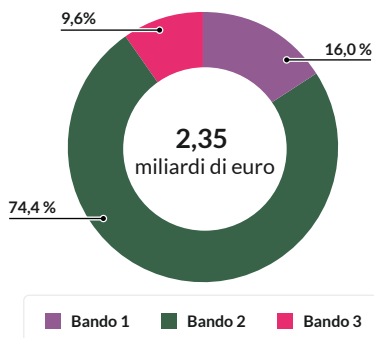
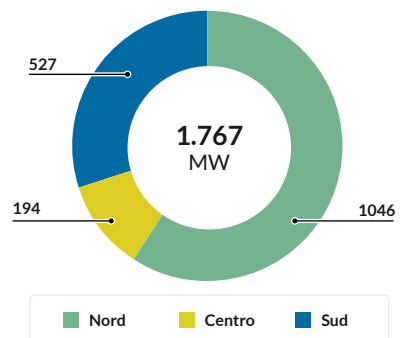


Figura 2.9: Suddivisione della potenza ammessa agli incentivi nei tre bandi della misura Parco Agrisolare tra regioni del Nord, Centro e Sud.



Nonostante le risorse siano state completamente assegnate, ci sono state anche **numerose rinunce da parte dei soggetti assegnatari** dell'incentivo. Infatti, la misura prevedeva **l'anticipazione di tutte le spese da parte dell'impresa**, la quale avrebbe poi ricevuto il contributo assegnato a copertura delle spese, il che **non** sarebbe stato **attuabile da tutti i soggetti**. Questo ha comportato il rischio di non utilizzare una quota di risorse del PNRR. Poiché le riassegnazioni delle risorse hanno portato alcuni progetti a vedersi assegnati gli incentivi solo verso la fine del 2025, **per prolungare i tempi** per l'entrata in esercizio degli impianti incentivati **e ridurre il rischio di un mancato utilizzo delle risorse** il MASAF<sup>7</sup> ha istituito la "**Facility Parco Agrisolare**" tramite il DM n° 681806 del 17 dicembre 2025, **finanziata con 789 milioni di euro** di risorse del PNRR e destinata a sostenere imprese attive nella produzione agricola primaria e nella trasformazione dei prodotti agricoli.<sup>8</sup> **Gli impianti incentivati tramite la facility dovranno entrare in esercizio entro 18 mesi dall'assegnazione delle risorse.**

---

7 Ministero dell'Agricoltura, della Sovranità Alimentare e delle Foreste

8 Il Decreto Ministeriale è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale solo il 5 febbraio 2026.

## Energy Release 2.0

L'**Energy Release 2.0** è un meccanismo per **favorire la realizzazione di nuova capacità FER** da parte di **clienti finali energivori** che possono realizzarla **direttamente** o affidandosi a **soggetti terzi**. La misura prevede un **periodo di 36 mesi di cessione ai clienti finali energivori di energia** prodotta da impianti FER nella disponibilità del GSE, comprese le Garanzie d'Origine (GO), a un **prezzo calmierato di 65 €/MWh**. A questo, segue un **periodo di 20 anni per la restituzione di almeno il doppio dell'energia anticipata** tramite la **realizzazione di impianti FER** e del valore economico delle GO corrispondenti.

L'**energia resa disponibile** dal GSE ammonta a **24 TWh/anno**. Nel 2025 si è svolta la fase di manifestazioni d'interesse a cui hanno partecipato 3.400 soggetti energivori, che hanno presentato 559 istanze per oltre 70 TWh/anno di energia.<sup>9</sup> A partire dalle manifestazioni d'interesse sono stati **476 i contratti stipulati** da energivori e aggregatori **con il GSE**, corrispondenti a un **volume di energia anticipata di 22,5 TWh/anno**. Il **numero inferiore di contratti stipulati rispetto alle manifestazioni d'interesse** presentate può essere **dovuto alla finestra temporale ridotta a disposizione** degli operatori per la stipula del contratto: infatti, la versione definitiva del contratto e delle regole operative è stata pubblicata solo a novembre del 2025, con la scadenza per la stipula fissata per il 31 gennaio 2026.

È prevista **entro marzo 2026** la pubblicazione del **bando per la procedura competitiva** per la **selezione dei soggetti** che assumeranno l'**obbligo di realizzare** la nuova capacità di **impianti FER** e di sottoscrivere il contratto di aggiudicazione, i quali **possono essere: clienti finali energivori o aggregatori** per la quota parte di energia non coperta da contratti bilaterali per la restituzione dell'energia, **soggetti terzi delegati** per i volumi di energia oggetto dei contratti bilaterali con gli energivori,

<sup>9</sup> Il numero di istanze è inferiore al numero di soggetti dato che la partecipazione era ammessa anche in forma aggregata tra soggetti diversi.

oppure **altri produttori terzi**.

**Gli impianti dovranno entrare in esercizio entro 40 mesi dalla sottoscrizione del contratto** di aggiudicazione. Gli impianti **ammessi** alla misura sono **impianti fotovoltaici, eolici e idroelettrici da almeno 200 kW di nuova costruzione oppure** oggetto di **potenziamento o rifacimento** da cui derivi un **incremento di potenza di almeno 200 kW**.

Nella **definizione delle regole definitive** si è assistito a un certo **ritardo**, dovuto principalmente all'interlocuzione con la Commissione Europea, a causa del rischio di infrangere le regole europee in materia di aiuti di Stato. Infatti, **nella versione originale non era prevista una forma di compensazione** nel caso in cui il soggetto incentivato **non avesse ripagato integralmente**, attraverso la restituzione dell'energia prodotta dall'impianto, **il vantaggio ricevuto**. Questa forma di restituzione è stata **introdotta nella sua versione definitiva** tramite una clausola, detta di "claw back", che prevede la **restituzione del "vantaggio residuo" al termine dei 20 anni** previsti per il contratto di restituzione, ovvero il **prolungamento della fase di restituzione** per un periodo massimo di ulteriori 20 anni.<sup>10</sup> Questa **clausola** ha introdotto un **elemento di incertezza** per i soggetti che assumono l'obbligo di restituire l'energia anticipata e che verrebbe **prezzata nella stipula dei contratti** tra gli energivori o gli aggregatori e i soggetti terzi sviluppatori.

L'effettivo interesse da parte dei soggetti sviluppatori a partecipare alla procedura competitiva potrebbe risentire della competizione con un meccanismo incentivante più semplice come il FER X.

## Transizione 5.0 e iperammortamento

Il **Piano Transizione 5.0** ha previsto la concessione

<sup>10</sup> Il vantaggio residuo è definito come la differenza, se positiva, tra il valore attualizzato dei flussi di cassa durante il periodo di anticipazione e il valore attualizzato dei flussi di cassa durante il periodo di restituzione.

di **crediti d'imposta** (tra il 5% e il 45% del valore degli investimenti) **per incentivare nuovi investimenti tra il 1° gennaio 2024 e il 31 dicembre 2025** in beni materiali e immateriali **che consentano la riduzione dei consumi energetici delle imprese**, tra i quali impianti FER per l'autoconsumo con annessi eventuali sistemi di stoccaggio dell'energia. Tuttavia, **a fine 2025** è risultato essere **utilizzato** per i progetti completati o **prenotato** per i progetti non ancora completati **circa il 55% delle risorse totali**, che ammontano a **6,237 miliardi di euro**.

Infatti, **nella prima fase la misura** è risultata **poco apprezzata** dalle imprese a causa di **complessità** legate al **calcolo della riduzione dei consumi**, all'**impossibilità di cumulare gli incentivi** e alla novità del meccanismo rispetto a quelli precedenti, basati su una maggiorazione dell'ammortamento della spesa per investimenti. **Nella seconda fase**, partita ad aprile del 2025 a seguito dell'**aggiornamento delle modalità operative**, le **richieste di accesso** alla misura sono **cresciute fortemente**, in particolare tra settembre e novembre. **Tuttavia**, a seguito della **rimodulazione del fondo** deciso dal governo, le **risorse** complessive si sono **ridotte a 2,5 miliardi** di euro e per questo il 6 novembre 2025 sono stati dichiarati esauriti i fondi disponibili. La **decisione** è stata oggetto di **numerose critiche da parte delle imprese** che, pur scettiche in una prima fase, hanno apprezzato la modalità di incentivazione tramite crediti di imposta, il che è confermato dal fatto che le prenotazioni hanno superato i 3 miliardi di euro.<sup>11</sup>

**Dal 2026** il meccanismo Transizione 5.0 non sarà più accessibile, in particolare **per il triennio 2026 - 2028** è stato inserito nella Legge di Bilancio per il 2026 il cosiddetto "Nuovo Piano Transizione 5.0" basato sull'**iperammortamento**, e **non più sui crediti d'imposta, degli investimenti in beni strumentali** effettuati tra il 1° gennaio 2026 e il 30 settembre 2028. Nella Legge di Bilancio era previsto il solo utilizzo di moduli fotovoltaici di provenienza **da Stati dell'Unione Europea** con

<sup>11</sup> Nonostante l'esaurimento dei fondi, il Ministero delle Imprese e del Made In Italy (MIMIT) ha permesso di presentare le richieste di accesso fino al 27 novembre 2025.

**determinati requisiti di efficienza o di composizione della cella**, tuttavia, con il comunicato stampa n. 31 del 12 marzo 2026 è stata **annunciata la modifica del requisito di provenienza** in un provvedimento “di prossima emanazione”, mentre non è stato specificato se la modifica avrebbe riguardato anche il vincolo sull'efficienza e la composizione.<sup>12</sup>

## Il quadro degli incentivi per gli impianti di piccola taglia

Per quanto riguarda la **piccola taglia**, gli strumenti cardine che hanno finora incentivato l'installazione degli impianti sono stati le detrazioni fiscali e lo Scambio sul Posto (SSP). Tuttavia, **con la fine del SuperEcobonus e dello Scambio sul Posto il panorama** degli strumenti a supporto degli impianti di piccola taglia **sta cambiando**: l'aliquota delle detrazioni fiscali si sta progressivamente riducendo mentre le configurazioni per l'autoconsumo, in particolare le **Comunità Energetiche Rinnovabili (CER)**, potrebbero rappresentare il **futuro delle incentivazioni** sulla piccola taglia.

### SuperEcobonus e Bonus Casa

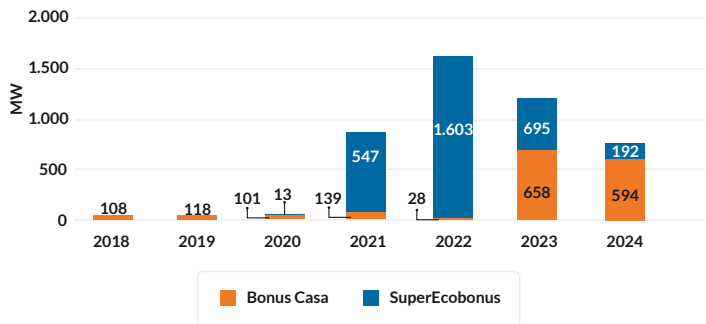
**Fino al 2020 le detrazioni fiscali** introdotte dal Bonus Casa hanno fornito un **supporto secondario** all'installazione di nuovi impianti fotovoltaici **nel settore residenziale**, con una media di 109 MW/anno tra il 2018 e il 2020.<sup>13</sup> **Con** l'introduzione del **SuperEcobonus**, invece, si è assistito a un'**impennata delle installazioni tra il 2021 e il 2024** con **circa 4,5 GW** installati, **di cui quasi 3,1 GW** incentivati **tramite SuperEcobonus**. Come mostrato in **figura 2.10**, **dopo** il picco di 1,6 GW di installazioni rag-

<sup>12</sup> In particolare, sarebbero stati inclusi i soli moduli fotovoltaici delle categorie B e C iscritti al registro dell'ENEA.

<sup>13</sup> Rielaborazione Energy & Strategy su dati ENEA.

giunto nel 2022, la **progressiva riduzione dell'aliquota del SuperEcobonus e della platea dei beneficiari** ha portato ad avere 786 MW di nuove installazioni nel 2024, di cui solo 192 MW incentivati tramite SuperEcobonus. Nel frattempo, **nel 2023 e nel 2024 si è osservato un ruolo rilevante del Bonus Casa**, anni in cui ha **incentivato** rispettivamente la realizzazione di **658 MW e 594 MW**.

**Figura 2.10: Andamento della potenza installata tra il 2018 e il 2024 nel settore residenziale, divisa tra quella sostenuta con Bonus Casa e con SuperEcobonus.**



Nonostante i risultati del Bonus Casa tra 2023 e 2024, è **possibile che l'andamento decrescente** delle installazioni **nel settore residenziale** sostenute da detrazioni fiscali **prosegua per tre motivi**:

- **L'aliquota del Bonus Casa** dovrebbe **decrescere** dal 2027 **dal 50% al 36% sulla prima casa e dal 36% al 30% sulla seconda casa**, riducendo il beneficio economico per l'utente finale;
- Il **picco delle installazioni** degli ultimi anni ha **ridotto** ulteriormente **la platea degli edifici** residenziali su cui installare impianti fotovoltaici;
- Sugli **edifici di nuova costruzione** vige l'**obbligo** di coprire una quota dei consumi tramite FER, il che si traduce nell'**installazione di impianti da FER** durante la costruzione dell'edificio, e quindi **al di fuori** del perimetro **delle detrazioni fiscali**.

## Scambio sul Posto e Ritiro Dedicato

Il meccanismo dello **Scambio sul Posto** è stato un servizio che ha permesso a **circa 1,2 milioni di impianti sotto i 500 kW** di extra-valorizzare l'energia prodotta e immessa in rete.

**Nel 2025** questo meccanismo è stato **portato a conclusione** con la possibilità di accedervi solo per gli impianti entrati in esercizio entro il 29 maggio 2025. **Al termine del 2025** risultavano avere accesso allo SSP **circa 12 GW di impianti FER, di cui 11,96 GW di impianti fotovoltaici** e di cui circa 7,5 GW con taglia inferiore a 20 kW. Inoltre, a partire **dal 31 dicembre 2024**, gli **impianti** che avevano **sottoscritto il contratto di SSP da più di 15 anni non hanno più potuto rinnovarlo**, per cui ci si attende **nei prossimi anni** una **progressiva fuoriuscita** di impianti dallo SSP: **entro il 2030** dovrebbero uscire **4,2 GW** di impianti ed **entro il 2040** dovrebbero uscire **tutti i 12 GW**.

Gli impianti che non hanno più accesso allo SSP sono stati **dirottati sul meccanismo del Ritiro Dedicato (RID)** da parte del GSE. Il Ritiro Dedicato consiste in una **modalità semplificata di commercializzazione dell'elettricità prodotta** e immessa in rete da impianti di taglia fino a 10 MW, in cui il GSE acquista l'energia prodotta dagli impianti per rivenderla sul mercato all'ingrosso dell'energia. **Per gli impianti di taglia fino a 1 MW** è possibile accedere al **Prezzo Minimo Garantito (PMG)**, attualmente fissato a **47,5 €/MWh**.<sup>14</sup>

L'**eliminazione** del meccanismo **dello Scambio sul Posto** comporterà per gli impianti di piccola e di media taglia una **forte riduzione del beneficio economico**: secondo i calcoli effettuati **nell'edizione 2024 del Renewable Energy Report**, nel confronto con e **senza** accesso al meccanismo dello **SSP** si avrebbe una **riduzione media dell'Internal Rate of Return (IRR)** per gli **impianti nuovi di circa il 17%**.

14

Per gli impianti fotovoltaici incentivati la soglia è di 100 kW.

## CACER

Con la pubblicazione del **decreto CACER** (Configurazioni di Autoconsumo per la Condivisione di Energia Rinnovabile) nel 2024, il MASE ha introdotto un **meccanismo incentivante per nuove costruzioni o potenziamenti di impianti** di piccola e media taglia **fino a 1 MW** che entrino a far **parte di una configurazione di autoconsumo**.<sup>15</sup> Il decreto prevede il riconoscimento **per 20 anni** di una **tariffa incentivante sull'energia condivisa** all'interno della configurazione di autoconsumo.

Nonostante il **decreto CACER** punti a **incentivare** nuovi impianti per un totale di **5 GW entro il 2028**, ad **oggi** le CACER hanno un **ruolo ancora marginale**: dalla mappatura effettuata dal GSE **al 31 dicembre 2025** risultavano attive **1.561 configurazioni con 149 MW di impianti** totali.

Uno **strumento** previsto dal decreto **che avrebbe potuto trainare le nuove realizzazioni** è la concessione di un **contributo in conto capitale a fondo perduto**, finanziato **tramite 2,2 miliardi di euro** di risorse **del PNRR**, per impianti che entrino a far parte di una CER o di una AERAC (Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che Agiscono Collettivamente). **Tuttavia**, questo ha avuto un **percorso travagliato**. Infatti, **inizialmente era possibile richiedere il contributo fino al 31 marzo 2025 solo** per impianti realizzati **in comuni con meno di 5.000 abitanti**. Solo a marzo del 2025 è stato **prorogato il termine** per la richiesta **al 30 novembre 2025**, mentre a luglio del 2025 è stata ampliata la platea dei possibili beneficiari perché è stata **aumentata la soglia massima di abitanti fino a 50.000**. Infine, con la **rimodulazione del PNRR il contingente** è stato **ridotto a 795,5 milioni di euro**.

Il taglio alle risorse disponibili si scontra con le **richieste effettivamente presentate al 30 novembre 2025**, pari a **circa 1,46 miliardi di euro per una potenza totale**

<sup>15</sup> Sono ammesse all'incentivo tre tipologie di configurazioni: Comunità Energetica Rinnovabile (CER), gruppo di Autoconsumatori di Energia Rinnovabile che Agiscono Collettivamente (AERAC), Autoconsumatore Individuale di Energia Rinnovabile a Distanza che utilizza la rete di distribuzione.

pari a circa **3,34 GW**. Dall'altro lato, la rimodulazione del PNRR ha comportato la **creazione delle facility grazie a cui il termine** per l'entrata in esercizio degli impianti (inizialmente fissato al 30 giugno 2026) è stato **postposto a 24 mesi dalla sottoscrizione dei contratti tra i beneficiari e il GSE**, i quali dovranno essere sottoscritti entro il 30 giugno 2026.

A **inizio 2026**, il Decreto Legislativo (D. Lgs.) 3/2026 ha introdotto una **novità** riguardante la condivisione dell'energia nelle configurazioni di autoconsumo: il decreto prevede il **diritto per i consumatori che partecipano a tali configurazioni** di accedere allo **“scorporo in bolletta” della quota di energia condivisa**. In pratica, il consumatore può vedersi ridotto il volume di energia da pagare in bolletta per una quota pari all'energia condivisa **a condizione che sull'energia condivisa stipuli un accordo di fornitura con un altro soggetto**, ad esempio la stessa CER a cui partecipa. Nel caso di un prezzo di fornitura inferiore sulla quota di energia condivisa, il **consumatore potrebbe beneficiare di una riduzione del costo della bolletta** elettrica.

## Provvedimenti trasversali e quadro autorizzativo

Dal 2024, con la pubblicazione del decreto ministeriale sulle Aree Idonee e del Testo Unico per le FER (TU FER) si è assistito a un **cambiamento importante del quadro regolatorio** che riguarda la concessione di nuove autorizzazioni per la realizzazione di impianti FER con risultati alterni:

- Il **DM Aree Idonee**, ora **non più in vigore**, aveva introdotto **restrizioni sulle aree in cui è possibile realizzare impianti FER**, lasciando una certa libertà alle Regioni di restringere ulteriormente il perimetro;
- Il **TU FER** avrebbe dovuto introdurre **semplificazioni nei regimi amministrativi per il rilascio delle au-**

**torizzazioni** ma a sua volta **conteneva**, nella prima versione, alcuni **aspetti criticati dagli operatori** e dalle associazioni di categoria, come la mancanza di un regime transitorio a garanzia dei progetti che avessero già avviato l'iter autorizzativo e la mancanza o la poca chiarezza di alcune definizioni, come quella di “impianto ibrido” o di “interventi edilizi”.

La presente sezione riprende gli ultimi aggiornamenti in materia di provvedimenti trasversali e di quadro autorizzativo, toccando il Testo Unico FER, il DL Bollette, e la possibile riforma delle connessioni.

## **Testo Unico FER**

Il **Testo Unico** per le FER è il risultato di una delle riforme previste nel PNRR e ha l'**obiettivo di razionalizzare, riordinare e semplificare le procedure autorizzative** per gli impianti FER attraverso:

- La **riduzione del numero di regimi amministrativi a tre** (Attività Libera, Procedura Abilitativa Semplificata o PAS, Autorizzazione Unica o AU) con complessità di progetto e di requisiti crescenti;
- Una **revisione delle soglie previste per le Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA)**, incrementata per gli impianti fotovoltaici a terra in aree idonee a 25 MW per le VIA statali e a 12 MW per le VIA regionali, e per gli impianti fotovoltaici a terra in zone industriali, discariche chiuse, cave inutilizzate o zone di accelerazione a 30 MW per le VIA statali e a 15 MW per le VIA regionali;
- L'**integrazione dei procedimenti normativo-regolatori**, ad esempio in tema di aree idonee e zone di accelerazione, in conformità con quanto previsto dalla Renewable Energy Directive.

**L'aggiornamento del TU FER** apportato con il D. Lgs.

178/2025 e la Legge 4/2026 hanno introdotto delle **novità importanti in tema di aree idonee, agrivoltaico e legame col territorio**.<sup>16</sup>

Gli **articoli 11-bis e 11-ter definiscono** rispettivamente le **“Aree idonee su terraferma”** e le **“Aree idonee a mare”** che **superano la definizione** introdotta dal **D. Lgs. 199/2021 e dal DM Aree Idonee**. In particolare, viene **eliminato** il concetto di **“aree non idonee”** ma viene **ridotto il perimetro delle aree idonee**: ad esempio, le aree adiacenti a stabilimenti e impianti industriali sono considerate idonee fino a una distanza di 350 metri rispetto ai precedenti 500 metri. Secondo gli operatori, questa riduzione comporterà una forte restrizione per gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra, compresi quelli adibiti all'autoconsumo industriale.

Nella versione aggiornata del TU FER rimane una **questione irrisolta**, ossia **se anche le opere di connessione alla rete** debbano trovarsi **all'interno di aree idonee** affinché il progetto possa **beneficiare di un iter autorizzativo più rapido**. La questione è **particolarmente rilevante** per le **opere di connessione interrato**, che, nel precedente regime normativo e indipendentemente dalla loro ubicazione, beneficiavano di una disciplina favorevole se accessorie a un impianto da realizzare in aree idonee, **e per i progetti** da autorizzare con **Autorizzazione Unica**, per i quali il beneficio del più breve termine della procedura autorizzativa sarebbe di fatto annullato dalla necessità di svolgere un procedimento ordinario per le opere di connessione. Con la conversione in legge del DL Bollette sono state introdotte delle **modificazioni al TU FER** che dovrebbero **risolvere questo problema**: in particolare, all'art.7 viene introdotta una definizione di “intervento” che comprende la costruzione e l'esercizio delle opere connesse e le infrastrutture indispensabili agli impianti, e viene specificato che il **regime semplificato in area idonea** si applica **“indipendentemente dall'ubicazione delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili”**.

<sup>16</sup> La legge 4/2026 ha convertito, con modificazioni, il DL 175/2025, anche noto come “Decreto Transizione 5.0”.

Un **aspetto importante** relativo alle aree idonee è quello di una più **chiara ripartizione delle competenze e dei limiti nell'individuazione** effettiva delle stesse **da parte delle Regioni**, le quali dovevano provvedere all'individuazione delle stesse entro il 21 marzo 2026 con apposite leggi regionali.<sup>17</sup> Sul punto si osserva che, **mentre il DM Aree Idonee** prevedeva la **possibilità per le Regioni di inserire restrizioni** alle aree idonee individuate a livello statale dal D. Lgs. 199/2021 (come si è osservato in Sardegna), il **Testo Unico aggiornato** prevede, invece, che le **aree idonee individuate a livello nazionale** dall'art. 11-bis siano un **limite minimo inderogabile** rispetto al quale le **Regioni possono solo aggiungere eventuali altre aree** considerabili come idonee, pur nel rispetto di principi e criteri predeterminati.<sup>18</sup>

Per quanto riguarda l'**agrivoltaico** ci sono **due sviluppi importanti**:

- Viene **introdotta una definizione di agrivoltaico con minori vincoli rispetto a** quelli precedentemente indicati nel **DM Agrivoltaico**. In particolare, gli impianti agrivoltaici devono rispettare **criteri di “posizione adeguatamente elevata da terra” dei moduli** e deve essere **certificata la conservazione di almeno l'80% della produzione agricola lorda vendibile** mediante dichiarazione asseverata di un professionista. Se da una parte la nuova definizione potrebbe **allargare il perimetro degli impianti considerabili come agrivoltaici**, dall'altra **introduce**, secondo gli operatori, degli **elementi di incertezza** su cui ci si potrebbe scontrare lungo l'iter autorizzativo dei progetti.
- Gli **impianti agrivoltaici**, insieme agli impianti finalizzati alla costituzione di CER e ad altri legati a investimenti del PNRR e del Piano Nazionale Comple-

<sup>17</sup> Il termine corrisponde a 120 giorni dal 22 novembre 2025, giorno di entrata in vigore del DL 175/2025. Per le Province autonome il termine è prorogato a 180 giorni.

<sup>18</sup> I principi e criteri sono individuati all'art. 11-bis, comma 4, del Testo Unico (TU) FER. Ad esempio, non possono essere considerate idonee aree sottoposte a vincoli di tutela dei beni culturali e del paesaggio. Inoltre, le aree agricole considerate idonee devono essere comprese tra lo 0,8% e il 3% delle SAU (Superfici Agricole Utilizzate).

mentare (PNC), sono gli **unici a cui sia consentita la realizzazione in aree agricole non considerate come idonee**. Questo rappresenta un **incentivo implicito** introdotto dal legislatore **a favore** della realizzazione **di impianti agrivoltaici** a discapito degli impianti fotovoltaici tradizionali.

In generale, nell'ottica degli operatori, se da una parte i progetti agrivoltaici possono essere preferiti dalle amministrazioni territoriali e quindi meno ostacolati, dall'altra parte la definizione meno chiara di agrivoltaico e i costi e le complessità maggiori legati al progetto potrebbero minare l'effettiva realizzazione degli impianti.

Inoltre, il **TU FER** ha delle **ricadute rilevanti sul ruolo delle amministrazioni territoriali** nei procedimenti autorizzatori. **Con** la riduzione delle aree idonee e con le prospettive di un **ricorso più limitato alla PAS**, a fronte di un maggior ricorso all'AU, ci **si attende** che le **Regioni** dovranno **gestire un numero più elevato di procedimenti**. Diversamente, i **Comuni**, se da un lato potrebbero veder diminuire il numero di istanze di PAS, saranno interessati verosimilmente da un **maggior numero di iniziative di Attività Libera, che non richiedono** un procedimento autorizzativo strutturato ma **controlli sulla legittimità delle iniziative**, il che potrebbe rappresentare un **elemento di criticità** per le **possibili minori competenze degli enti pubblici locali** sul tema e per le possibili **disparità tra territori differenti**.

Il **TU FER** modifica altresì la **disciplina delle compensazioni territoriali o ambientali** che i Comuni possono richiedere agli operatori: queste sono **calcolate come una quota parte del valore economico** della produzione di energia elettrica attesa **durante la vita utile dell'impianto**, escluso l'autoconsumo. In tal modo viene **chiarito il perimetro** dei proventi **su cui calcolare le compensazioni** dovute, riducendo l'incertezza per gli operatori ma **incrementando potenzialmente i costi** per gli stessi. In particolare, tali **compensazioni** sono comprese **tra l'1% e il 3% per interventi** sopra 1 MW che richiedono la **PAS**

**e tra l'1% e il 4% per interventi** che richiedono l'AU, mostrando quindi un aumento rispetto alle precedenti richieste, comprese tra lo 0,5% e il 3% per la PAS, e tra l'1% e il 3% per l'AU.

Infine, occorre segnalare che il **TU FER**, nella conversione con la Legge 4/2026, ha introdotto un **regime transitorio** grazie al quale i **procedimenti autorizzativi** per i quali sia **già stata svolta la verifica di completezza della documentazione** a corredo del progetto **ricadono nel regime** definito dal **D. Lgs. 199/2021**.

## **Le novità contenute nel DL Bollette**

Il **DL 21/2026**, anche noto come **DL Bollette** contiene, tra le altre, **misure** atte a **ridurre il costo della bolletta energetica per persone e imprese**.<sup>19</sup> In particolare, il decreto prevede un bonus una tantum sulla materia prima energia per clienti domestici con un basso livello di ISEE.

Il Decreto prevede, poi, misure volte a **ridurre la quota degli oneri generali di sistema ( $A_{SOS}$ )** e a **rimodulare l'incentivazione degli impianti FER**.

In primis, **per gli impianti** che beneficiano di un **Conto Energia** in scadenza dopo il 1° gennaio 2029, il decreto introduce **due opzioni**: una forma di **“spalma-incentivi” volontario e la possibilità, anch'essa volontaria, di uscire anticipatamente dal Conto Energia** per effettuare **interventi di rifacimento integrale**. La **prima opzione** prevede la possibilità di vedersi **ridotta la tariffa premio per il 2° semestre del 2026 e per il 2027 del 15% (opzione A) o del 30% (opzione B)** in cambio di un'**estensione** rispettivamente **di 3 (opzione A) o 6 (opzione B) mesi del periodo di incentivazione**. La **seconda opzione** prevede, per un contingente massimo di 10 GW, la possibilità per gli impianti di **uscire anticipatamente dal Conto Energia** a partire **dal 1° gennaio 2028** vedendosi

---

<sup>19</sup> Il DL Bollette, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2026, è anche noto come “DL Energia”, come è stato chiamato in fase di circolazione delle bozze. L'8 aprile 2026 è stata approvata la sua conversione in legge, con modificazioni.

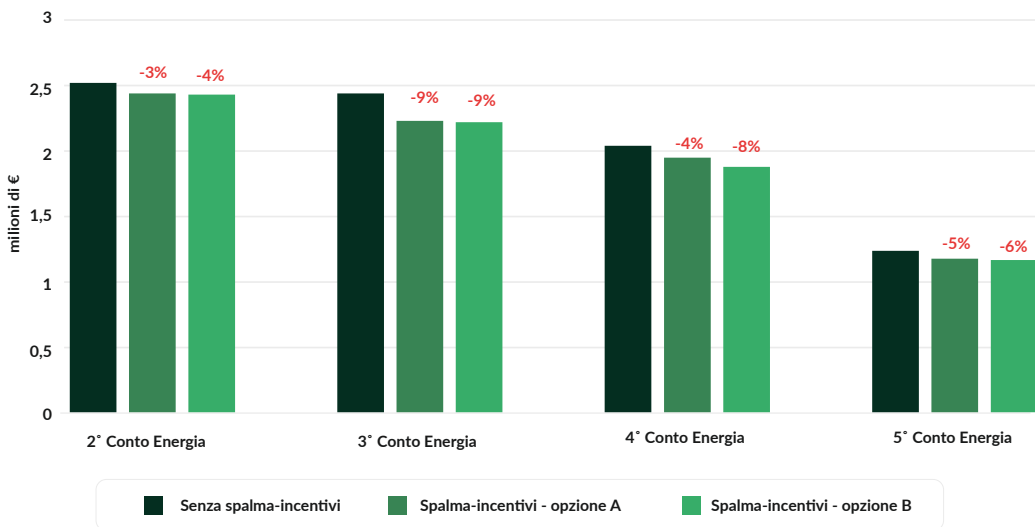
**riconosciuta nei successivi 10 anni fino al 90% della quota restante di incentivazione, a condizione** che gli impianti vengano **sottoposti a interventi di rifacimento integrale con un incremento di producibilità** pari almeno al 100%, o al 30% per impianti in area agricola o a tetto, di quella attesa per gli anni di incentivazione residua.<sup>20</sup> **Con la nuova potenza** risultante dagli interventi è **possibile partecipare a meccanismi incentivanti**. Per gli interventi di rifacimento integrale è previsto il **vincolo di utilizzo di moduli fotovoltaici** indicati **alle lettere B e C del registro dell'Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile (ENEA)**, il che comporta un **numero molto ridotto di possibili fornitori** di componentistica a cui rivolgersi e un costo probabilmente più elevato rispetto ai moduli di origine cinese.

È stato **simulato il risultato economico tra il 2026 e il 2040** in caso di adesione alle due opzioni di spalma-incentivi volontario **per un impianto da 1 MW**, confrontato con il caso senza spalma-incentivi.<sup>21</sup> In *figura 2.11* si osserva che **l'adesione allo spalma-incentivi** comporterebbe un **calo del Net Present Value (NPV) tra il 3% per un impianto nel 2° Conto Energia e il 9% per un impianto nel 3° Conto Energia**; inoltre, **l'opzione B risulta sempre più svantaggiosa rispetto all'opzione A**.

20 L'accesso alla fuoriuscita volontaria dal Conto Energia è subordinata alla partecipazione a una procedura competitiva al ribasso sulla quota del valore di incentivazione restante che gli aggiudicatari ricevono nei successivi dieci anni, dove il 90% del valore è definito come il valore in base d'asta. Le rate verranno rivalutate con un tasso d'interesse fino al 6%, per riflettere il costo medio del capitale per gli investimenti negli impianti oggetto della procedura.

21 Per le tariffe dei Conti Energia sono stati considerati i seguenti valori: 370 €/MWh per il 2° Conto Energia, 315 €/MWh per il 3° Conto Energia, 255 €/MWh per il 4° Conto Energia e 125 €/MWh per il 5° Conto Energia. Per le scadenze originali dei Conti Energia sono stati considerati i seguenti termini: fine del 2030 per il 2° Conto Energia, 1° quadrimestre del 2031 per il 3° Conto Energia, 2° quadrimestre del 2031 per il 4° Conto Energia, fine 2032 per il 5° Conto Energia.

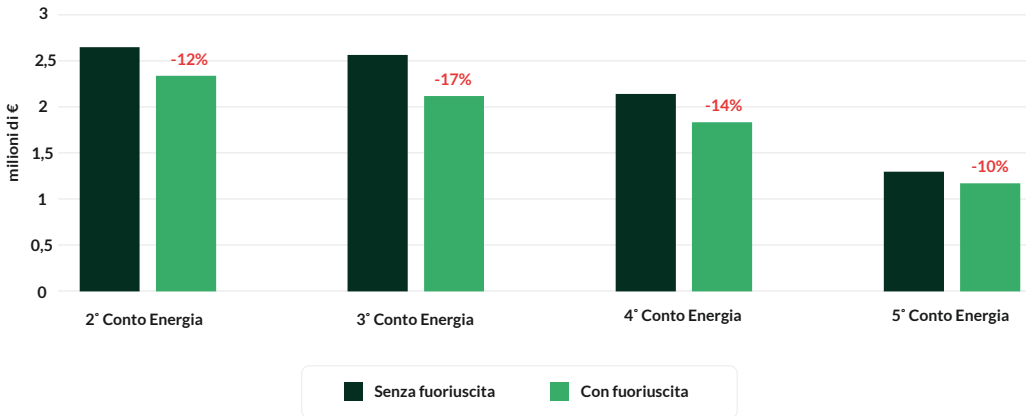
**Figura 2.11: Confronto tra i valori di Net Present Value al 2040 per impianti dal 2° al 5° Conto Energia con e senza spalma-incentivi, sia per l'opzione A che per l'opzione B.**



È stato poi simulato il risultato economico in caso di fuoriuscita anticipata dal Conto Energia per un impianto da 1 MW a fronte di un intervento di rifacimento integrale, confrontato con il caso senza fuoriuscita anticipata, i cui risultati sono mostrati in *figura 2.12*.<sup>22</sup> Rispetto al NPV al 2040 per il caso base, la **fuoriuscita anticipata** comporterebbe una **perdita tra il -10% e il -17%**.

<sup>22</sup> Le ipotesi relative a tariffe e scadenze dei Conti Energia sono le stesse definite nella nota precedente. Inoltre, si sono considerati una taglia post-intervento di 1,38 MW con un CAPEX per l'intervento di 610 €/kW e un incremento di produttività post-intervento da 1300 h/anno a 1850 h/anno, un 3% di riduzione offerta sulla quota di incentivi rimanenti che verrebbero corrisposti nei 10 anni e uno strike price di 60 €/MWh per l'accesso al FER X.

**Figura 2.12: Confronto tra i valori di Net Present Value per impianti dal 2° al 5° Conto Energia con o senza fuoriuscita anticipata dal Conto Energia.**



Il Decreto prevede anche l'aumento temporaneo del 2% dell'aliquota IRAP<sup>23</sup> per le imprese del comparto energetico per il biennio 2026-2027, con un gettito stimato per circa 1 miliardo di euro.

I benefici economici delle misure sopracitate, in termini di risparmio di spesa pubblica o maggior gettito, sono destinati a ridurre la componente  $A_{\text{SOS}}$  applicata all'energia prelevata dalle utenze non domestiche.

Inoltre, il DL Bollette introduce un tetto decrescente negli anni alla spesa per i prezzi minimi garantiti dedicati agli impianti alimentati a bioenergie, fino all'azzeramento a partire dal 2030, o dal 2037 per impianti a biomasse e per impianti a biogas di taglia fino a 300 kW o, senza limiti di taglia, che abbiano effettuato investimenti incentivati dal DM Pratiche Agricole, evidenziando l'obiettivo di riconvertire gli impianti a biogas di taglia superiore a 300 kW, per quanto possibile, a impianti di produzione di biometano. Il risparmio generato da tale misura è destinato alla riduzione degli oneri generali di sistema per utenze domestiche e non.

Il **Decreto** interviene, poi, **in materia di regolazione dei PPA**. In particolare, rispetto alla Bacheca PPA gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), il decreto introduce alcune **modifiche volte a promuovere e facilitare la stipula di PPA**, di durata non inferiore a tre anni, anche **da parte delle PMI**. È introdotta la **possibilità di svolgere contrattazioni anche in forma aggregata** e l'**Acquirente Unico** viene abilitato a svolgere il **ruolo di aggregatore della domanda** per promuovere la stipula di contratti standard di acquisto. In aggiunta, si prevede la possibilità che il **GSE** possa **fornire una garanzia di ultima istanza per il rischio controparte**, con un importo **massimo di impegni** stabilito pari a **45 milioni di euro fino al 2027, a cui si aggiunge la garanzia fornita dai Servizi Assicurativi del Commercio Estero (SACE)** in caso di esaurimento delle risorse disponibili del GSE.<sup>24</sup>

Il Decreto istituisce, poi, un **meccanismo premiale** che remunera quegli **impianti che, una volta terminato il beneficio** di una delle **forme di incentivazione** a cui hanno avuto accesso, **vendano l'energia prodotta sulla Bacheca PPA in favore di soggetti aggregati**. Tali impianti ricevono un premio, erogato sotto forma di minori oneri generali di sistema, pari al 15% della differenza, se positiva, tra la media annua ponderata dei prezzi zionali del mercato spot e il prezzo ottenuto nel PPA.

Il Decreto prevede un'**agevolazione per gli impianti di generazione termoelettrica alimentati a gas naturale** attraverso **due tipi di rimborso**:

- per quanto riguarda il **costo del trasporto del gas naturale** sono **rimborsati i corrispettivi unitari variabili** che non sono dedicati alla copertura di costi variabili, quindi quelli che coprono costi fissi, e le **componenti tariffarie addizionali a copertura degli**

<sup>24</sup> SACE è il gruppo assicurativo-finanziario partecipato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Per il 2026 e il 2027 l'importo massimo degli impegni assumibili da SACE è di 250 milioni di euro. Gli impegni per la garanzia di ultima istanza la quale può coprire fino al 70% della parte eccedente le risorse a disposizione del GSE, sono assunti al 20% da SACE e all'80% dallo Stato. I soggetti che possono beneficiare della garanzia di ultima istanza devono soddisfare determinati requisiti che saranno definiti dal MASE su proposta del GSE.

**oneri generali del sistema gas**, ulteriori rispetto alla componente  $RE_T$  che viene già rimborsata;<sup>25</sup>

- per quanto riguarda il **costo delle emissioni**, l'**Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)** dovrà **stabilire un importo a copertura di tali oneri per le emissioni in ambito Emission Trading System (ETS)**, tramite una misura che dovrà essere oggetto di interlocuzione con la Commissione Europea perché potrebbe violare le norme in materia di aiuti di Stato.

Il Decreto prevede esplicitamente che l'**ARERA adegui la disciplina del Capacity Market** in modo che le **offerte degli impianti termoelettrici** vengano **adattate al minor costo** dovuto ai rimborsi.

Alla luce di queste misure, **si stima che le offerte di vendita degli impianti termoelettrici** sul mercato a pronti dell'energia saranno probabilmente **ridotte per riflettere la riduzione del costo di generazione elettrica**, con un conseguente decremento del prezzo marginale, con **potenziali conseguenze negative per gli impianti FER** in configurazione di vendita **merchant**.

## Riforma della disciplina delle connessioni

Con l'**art. 7 del DL Bollette** è stata **avviata** anche la **riforma della disciplina delle connessioni** che ha l'**obiettivo di risolvere il problema della “saturazione virtuale” della rete**, ossia il **fenomeno generato dalla numerosità di richieste di connessione in un determinato punto della rete** di trasmissione nazionale (RTN), che spesso causa ritardi all'effettiva realizzazione dei progetti. Infatti, attualmente le richieste di connessione vengono analizzate con un criterio sequenziale senza che i progetti siano stati preliminarmente autorizzati. In particolare, **uno dei problemi è la presenza di progetti** che abbiano fatto richiesta di connessione ma **con poche possibilità di essere autorizzati**

25

La componente  $RE_T$  copre gli oneri per le misure e gli interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

e realizzati. Questo **crea una situazione di congestione**, poiché impedisce che a nuovi impianti FER, tra cui quelli con maggiori possibilità di realizzazione, sia concessa la facoltà di connettersi alla rete. Questo fenomeno complica lo sviluppo delle FER e il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione.

In primis, in base all'art. 7 comma 1 del DL Bollette, si prevede che **Terna fornisca periodicamente dati sulla capacità di rete** sulla base dei titoli abilitativi rilasciati per la costruzione e l'esercizio di impianti e opere di rete, oltre che sulla base delle richieste di connessione e dell'entrata in esercizio dei relativi impianti.

La **riforma delle connessioni vera e propria** dovrà essere **definita dall'ARERA**, che dovrà emanare, **sulla base dei criteri fissati dal DL Bollette**, le condizioni tecniche ed economiche e le modalità procedurali per le connessioni alla rete di impianti FER e sistemi di accumulo, ad eccezione degli impianti offshore.<sup>26</sup>

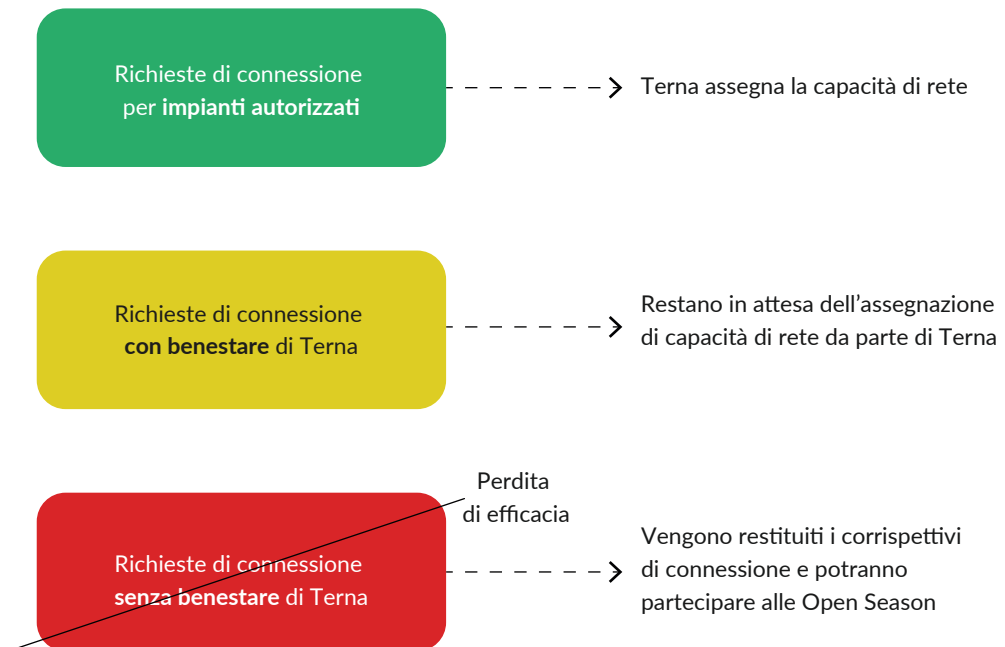
In relazione ai **criteri** indicati nel Decreto, si prevede che **Terna** possa **rilasciare soluzioni di connessione** su un punto di connessione **anche in eccesso rispetto alla relativa capacità massima** accoglibile. La **capacità di rete** sarà **allocata**, nelle 76 micro-zone individuate, secondo soluzioni di connessione emesse **in esito di procedure trasparenti e non discriminatorie**, le cosiddette **Open Season**, a condizione che gli **impianti** siano **in possesso del necessario titolo abilitativo o autorizzatorio**.<sup>27</sup> Allo stesso modo, i DSO dovranno adottare procedure trasparenti e non discriminatorie per rilasciare soluzioni di connessione, anche in eccesso alla capacità massima accoglibile. Sulle reti di bassa tensione le soluzioni di connessione potranno essere rilasciate anche prima del completamento degli adeguamenti sulle reti di alta e altissima tensione eventualmente necessari. **In caso di decadenza del titolo abilitativo o autorizzativo**, secondo i termini previsti dagli art. 8 e 9 del TU FER, **le soluzioni di connessione perderanno efficacia**.

<sup>26</sup> L'ARERA dovrà definire la riforma entro 180 giorni dall'entrata in vigore del DL Bollette sulla base dei criteri fissati dal Decreto e inseriti all'art. 10-bis del Testo Unico FER.

<sup>27</sup> Le micro-zone corrispondono a porzioni sub-regionali della rete di trasmissione regionale.

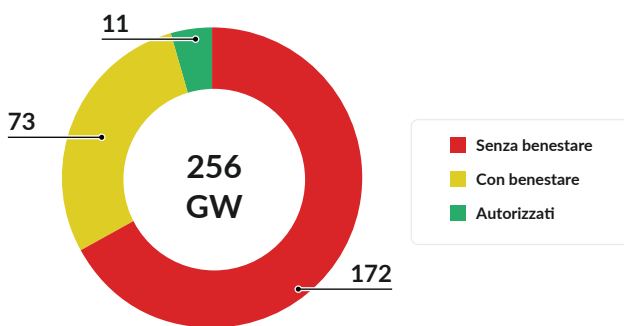
Il DL Bollette introduce, poi, un **regime transitorio** particolarmente **dirompente**, il cui meccanismo di funzionamento è mostrato in figura 2.13. Infatti, **al momento della pubblicazione delle norme tecniche da parte dell'ARERA**, le **soluzioni di connessione rilasciate** e non validate da Terna, quindi **che non abbiano ricevuto** il cosiddetto “**benessere**”, e che siano relative a impianti non abilitati o non autorizzati **perderanno efficacia**. Questo **non comporta il rigetto dell'istanza** di abilitazione o autorizzazione, né delle istanze VIA, **ma causa l'interruzione del procedimento** e della decorrenza dei termini, permettendo comunque al proponente di presentare una nuova soluzione di connessione. Da questa interruzione sono escluse le attività istruttorie non riguardanti la soluzione di connessione. I **progetti non ancora autorizzati** ma che abbiano **ricevuto il benessere** resteranno **in attesa di ricevere** l'assegnazione della **capacità di rete**. **Solo i progetti** che abbiano **ottenuto l'abilitazione o l'autorizzazione vedranno** effettivamente **assegnata la capacità di rete** richiesta.

Figura 2.13: Schema di funzionamento del meccanismo del regime transitorio, che prevede uno sgombero della capacità di rete prenotata dalle richieste di connessione alla rete in Alta Tensione (AT) e in Altissima Tensione (AAT).



Per avere un'idea dei numeri in gioco, si consideri che **al 31 dicembre 2025**, come mostrato in *figura 2.14*, risultavano **senza benessere richieste di connessione per 172 GW**, mentre 73 GW avevano ottenuto il benessere da parte di Terna, e **solo 11 GW di progetti autorizzati**.

**Figura 2.14: Distribuzione delle richieste di connessione relative alla rete AT/AAT (dati in GW, esclusi gli impianti off-shore).**



**Dal confronto con gli operatori** emergono **visioni contrastanti**. Infatti, **tra gli attuali problemi** nell'ottenere le soluzioni di connessione vengono individuati la **lentezza nel processo autorizzativo delle richieste di connessione** a causa delle risorse insufficienti per i volumi di richieste di connessione, **e l'inerzia di alcuni soggetti "capofila"** nella stesura dei progetti in capo ai Tavoli Tecnici **con conseguenti ritardi nell'ottenimento del benessere** degli stessi e necessario per le soluzioni di connessione anche per gli altri soggetti che intendono realizzare impianti nella medesima area.<sup>28</sup> **Questi problemi non** verrebbero **risolti con il nuovo meccanismo di assegnazione della capacità di rete**. Dall'altro lato **ci sono operatori** che vedono **in maniera positiva il meccanismo**, **nonostante** questo preveda la **perdita di efficacia per un elevato numero di richieste** di connessione.

<sup>28</sup> Con il termine "capofila" si intende il soggetto che si occupa di coordinare e progettare la realizzazione delle opere di connessione e che si interfaccia con Terna, nei contesti in cui più progetti di impianti prevedano opere di connessione comuni tra loro, ad esempio una sottostazione elettrica.

Gli **ultimi anni** hanno rappresentato una **fase di transizione per il quadro normativo-regolatorio** per gli impianti da fonti rinnovabili, e sono stati **segnati da un progressivo spostamento degli sforzi di incentivazione** dagli impianti di piccola e media taglia **verso gli impianti utility scale**. Il **corpus delle misure di agevolazione** sta anche **spingendo** maggiormente gli operatori **verso un mercato regolato per le FER** con meccanismi di incentivazione e per la stabilizzazione del prezzo come FER X, FER Z, Energy Release 2.0, nonché attraverso una facilitazione della stipula di PPA.

Quanto agli incentivi, il **principale schema incentivante** per contingente messo a disposizione è il FER X, che, nelle procedure competitive svolte **nella sua fase transitoria**, ha visto **l'assegnazione della tariffa fissa a 7,7 GW di impianti fotovoltaici e 940 MW di impianti eolici**. La **partecipazione e la competitività** sono state **particolarmente elevate** per i progetti di impianti **fotovoltaici**, dove il contingente di 8 GW è stato quasi saturato e la tariffa media offerta è stata pari a 56,8 €/MWh, **coerentemente con la grande attesa del meccanismo** da parte degli operatori per poter mettere a terra i progetti già pronti. Non è stato lo stesso per le aste dedicate agli impianti eolici, a causa di maggiori difficoltà autorizzative e di prezzi di riferimento nelle aste non sufficientemente appetibili per il mercato.

La **pubblicazione dello schema di decreto FER Z**, il meccanismo che sposta la decisione rispetto alle tecnologie degli impianti FER da realizzare dal Ministero agli operatori, ha lasciato intravedere **le basi del futuro quadro incentivante** per gli impianti di grande taglia, che sarà trainato principalmente da FER X e FER Z. Tuttavia, **alcuni elementi** dello schema proposto in consultazione potrebbero essere **migliorati**, come ad esempio la **limitazione al solo profilo baseload** per la consegna dell'energia, la **manca di accesso** agli incentivi per la **ricostru-**

# Messaggi Chiave

## Capitolo 2

L'evoluzione del quadro  
normativo-incentivante

**zione integrale** degli impianti FER, e l'**assenza di chiarezza** riguardo le modalità di **utilizzo degli accumuli**.

Il 2025 ha anche visto l'**assegnazione di incentivi** per la realizzazione di **oltre 2 GW di impianti agrivoltaici** tramite il DM Agrivoltaico, superando di gran lunga il contingente minimo di 1,04 GW previsto inizialmente. Il forte interesse mostrato dagli operatori è stato dovuto principalmente alla presenza di un contributo in conto capitale fino al 40% dei costi, in aggiunta alla tariffa fissa. Questo può aver dato una **spinta iniziale alla diffusione degli impianti agrivoltaici**, i quali vengono **agevolati in fase autorizzativa anche dal Testo Unico FER** aggiornato. Infatti, quest'ultimo, come visto, introduce una **prima vera definizione normativa di impianto agrivoltaico** e **permette la realizzazione in aree agricole non considerate** come **idonee** solo a tale tipologia di impianti, a quelli dedicati a CER e ad altri legati a investimenti del PNRR e del PNC.

Per quanto riguarda gli **impianti FER di taglia media**, il **quadro incentivante è variegato** dal punto di vista della tipologia di impianti e delle modalità di incentivazione: ci sono **misure dedicate a impianti nel settore agricolo e agroalimentare** come **Parco Agri-solare** e i registri per il **DM Agrivoltaico**, ma anche **misure più generiche come il FER X**, che permette agli impianti **fino a 1 MW di accedere direttamente**, ed **Energy Release 2.0**, accessibile a **impianti sopra i 200 kW**; a queste si aggiungono l'**iperammortamento** che per il triennio 2026-2028 incentiverà la realizzazione di **impianti per l'autoconsumo industriale**, così come il **Decreto CACER** che punta a spingere la realizzazione di **impianti per l'autoconsumo a distanza**. Rispetto a questo quadro, gli **operatori auspicano una maggiore spinta per gli impianti a tetto non dedicati all'autoconsumo fisico**, che presenta dei benefici economici interessanti anche in assenza di incentivi, con l'obiettivo di **sfruttare meglio le superfici coperte** in Italia, nonché un rafforzamento del ruolo delle CACER.

Sul piano più propriamente **regolatorio**, a seguito delle numerose modificazioni intervenute, il **Testo Unico FER** contiene ora sia la **disciplina dei regimi amministrativi**, sia le norme relative all'**individuazione delle aree idonee**. Riguardo a queste ultime, il TU FER ha **eliminato il concetto di aree non idonee**, ma al contempo ha determinato una **riduzione della superficie complessiva di aree idonee**, riportando la quasi totalità del territorio italiano in area ordinaria, rispetto alla quale non sono presenti agevolazioni nell'ottenimento dei titoli autorizzativi per i nuovi progetti di impianti FER.

Con il **DL Bollette** si **auspica** che possa essere efficacemente **superato il problema della saturazione virtuale della rete** attraverso la **riforma della disciplina delle connessioni**, benché la riforma debba ancora essere definita dall'ARERA e il regime transitorio, che prevede la perdita di efficacia per quasi i tre quarti delle richieste di connessione, possa comportare notevoli disagi per numerosi operatori.

In linea generale, il **quadro normativo-regolatorio** è stato **caratterizzato**, anche per il 2025, da **incertezze e numerose modifiche**, che lasciano **intravedere una mancanza di visione strategica di lungo periodo**; circostanza che ha contribuito alla contrazione delle nuove installazioni registrata nel 2025.

**In assenza di regole chiare** e in caso di **criticità legate alle misure** come la riduzione delle aree idonee, ritardi nel rilascio delle autorizzazioni e delle soluzioni di connessione, il **raggiungimento degli obiettivi di sviluppo delle FER risulterà difficile**.



# **3.** **Trend tecnologici e infrastrutturali**

Questo capitolo inizia con un'analisi aggiornata dei **costi di generazione** delle principali **tecnologie rinnovabili** ormai **mature**, concentrandosi sul **fotovoltaico** e sull'**eolico onshore** di grande taglia. L'analisi si concentra poi sugli **interventi sugli impianti esistenti**, come i **potenziamenti** e le **integrali ricostruzioni**, un tema di crescente importanza man mano che il parco installato si avvicina alla fine della propria vita utile. Successivamente vengono prese in esame due **soluzioni tecnologiche** ancora **poco diffuse** in Italia, l'**agrivoltaico** e l'**eolico offshore**, evidenziandone le potenzialità e le criticità. Un'ulteriore sezione è dedicata ai **sistemi di accumulo energetico**, attraverso l'analisi di casi specifici di integrazione tra fonti rinnovabili e stoccaggi. Il capitolo si conclude con un **approfondimento sulle infrastrutture di rete**, oggetto di investimenti rilevanti per consentire l'integrazione di una quota sempre crescente di energia da fonti rinnovabili.

## Gli LCOE delle tecnologie mature

In linea con le precedenti edizioni del Rapporto, viene presentata un'analisi aggiornata dei **costi di generazione** delle **tecnologie rinnovabili mature**. In particolare, sono stati stimati i valori dei **Levelized Cost of Electricity (LCOE)** per gli **impianti fotovoltaici ed eolici**, distinguendo i risultati in funzione sia della potenza installata sia dell'area geografica di riferimento.<sup>7</sup>

---

7

Gli LCOE calcolati sono basati su una prospettiva unlevered, con un tasso di attualizzazione del 6% e una vita utile considerata pari a 25 anni.

## Gli LCOE degli impianti fotovoltaici

Per il **fotovoltaico** sono analizzate **tre diverse taglie di impianto: 30 MW, 10 MW e 1 MW**. L'impianto da 30 MW è stato scelto per le taglie grandi che necessitano di connessione in AT e AAT. L'impianto da 10 MW invece, è stato scelto come riferimento per impianti utility scale che non necessitano di connessione in AT e AAT prevista per gli impianti da 30 MW. La taglia da 1 MW è invece analizzata per stimare i costi di generazione associati a impianti di dimensioni più contenute. Inoltre, **gli impianti da 30 MW e da 10 MW considerati sono dotati di tracker**.

L'analisi degli impianti fotovoltaici da 30 MW evidenzia come i costi di generazione possano variare in modo significativo a seconda della producibilità del sito. A fronte di circa **2.000 ore equivalenti di funzionamento**, l'**LCOE** assume valori nell'ordine di **55-65 €/MWh**, mentre una riduzione della **producibilità a 1.500 ore equivalenti** comporta un incremento significativo dell'**LCOE**, che si attesta su un intervallo più elevato, **tra 65 e 75 €/MWh**.<sup>8</sup> I **valori di LCOE** stimati sono **stabili rispetto a** quanto calcolato nella **precedente edizione dell'Osservatorio**. Scomponendo l'**LCOE** nelle sue componenti, risulta evidente il **ruolo centrale dei costi di investimento iniziali**.<sup>9</sup>

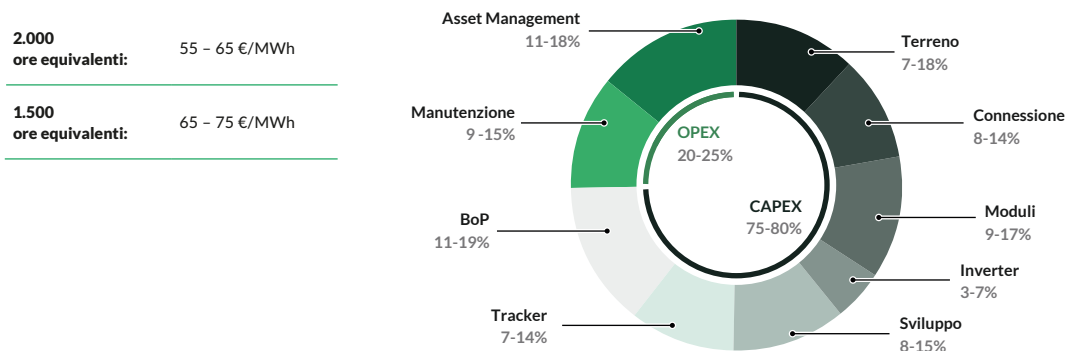
8 La forchetta degli LCOE è stata calcolata variando i CAPEX (Capital Expenditures) tra i 900 e 1.000 €/kW.

9 Si forniscono di seguito maggiori dettagli in merito alle voci in cui sono stati suddivisi i CAPEX e gli OPEX (Operating Expenditures):

- La voce *terreno* indica i costi di acquisizione delle superfici;
- La voce *connessione* rappresenta gli oneri necessari al collegamento alla rete elettrica;
- La voce *moduli* si riferisce ai costi per l'acquisto dei moduli fotovoltaici;
- La voce *inverter* indica i costi degli inverter;
- La voce *sviluppo* comprende i costi sostenuti fino all'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie all'avvio della costruzione. I valori indicati sono rappresentativi di uno sviluppo esterno, in cui viene acquistato un impianto ready-to-built da un'impresa esterna;
- La voce *tracker* si riferisce ai costi per l'acquisto dei tracker;
- La voce *BoP (Balance of plant)* si riferisce ai costi di acquisto delle componenti hardware diverse da moduli, inverter e tracker, ai costi delle opere civili e alla costruzione;
- La voce *manutenzione* comprende le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto;
- La voce *asset management* comprende i costi relativi alla gestione tecnico-amministrativa, al monitoraggio delle performance, al reporting e alla gestione contrattuale dell'impianto.

figura 3.1 mostra che i **CAPEX** rappresentano infatti la quota dominante dell'LCOE, arrivando ad incidere per circa **tre quarti del totale**. All'interno di questa categoria, il **costo di acquisizione del terreno** presenta una **forte variabilità** con un **peso** che può oscillare **tra il 7% e il 18%**. I **costi di connessione** alla rete incidono sull'LCOE per una quota compresa **tra l'8% e il 14%**, risultando quindi **in linea con** quanto rilevato nella precedente edizione del Rapporto. Analoga coerenza rispetto alla simulazione della precedente edizione del Rapporto si osserva per i **moduli fotovoltaici**, che contribuiscono a una quota **tra il 9% e il 17% dell'LCOE**. In ottica prospettica, dal confronto con gli operatori emerge come altamente plausibile un aumento dei costi dei moduli nel corso del 2026, in conseguenza dell'incremento delle imposte sui moduli esportati recentemente introdotto dal governo cinese. Proseguendo con l'analisi delle principali componenti dell'LCOE, emerge che i **costi di sviluppo** mostrano un'elevata variabilità, contribuendo per una quota compresa **tra l'8% e il 15% dell'LCOE complessivo**. Tale incidenza riflette la complessità del processo autorizzativo degli impianti in Italia, che si distingue per le numerose fasi e per la lunga durata.

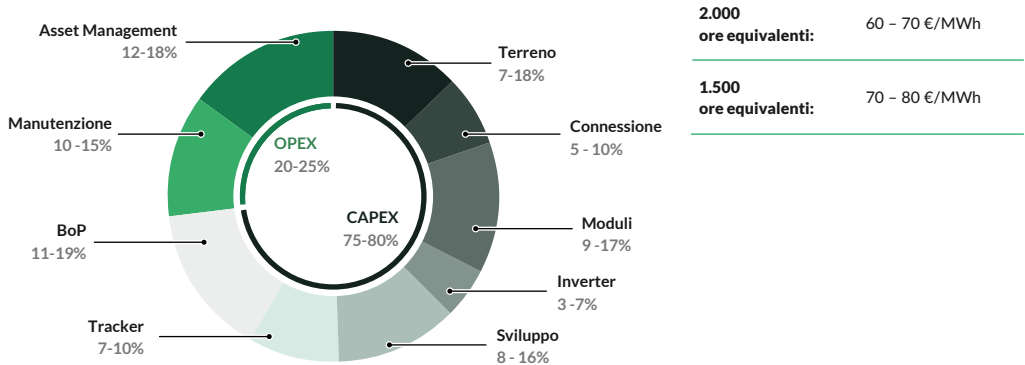
**Figura 3.1: LCOE per un impianto fotovoltaico da 30 MW e suddivisione nelle voci di costo.**



L'analisi effettuata per gli **impianti fotovoltaici da 10 MW**, mostrata in figura 3.2, evidenzia **LCOE** mediamente più elevati rispetto a quelli calcolati per la

taglia da 30 MW, e **stabili** rispetto a quanto calcolato nella **precedente edizione del Rapporto**. In particolare, per impianti con una producibilità annua di **2.000 ore equivalenti**, gli LCOE si collocano in un intervallo compreso **tra 60 e 70 €/MWh**, mentre per impianti con una producibilità di **1.500 ore equivalenti** i valori risultano più alti, attestandosi **tra i 70 e gli 80 €/MWh**.<sup>10</sup> Tale differenza è riconducibile principalmente a **livelli di CAPEX**, in €/kW, **leggermente più elevati** per gli **impianti da 10 MW rispetto a quelli da 30 MW**, **coerentemente con le maggiori economie di scala ottenibili all'aumentare della taglia dell'impianto**. La suddivisione degli LCOE tra le diverse componenti è in linea con quanto presentato per gli impianti da 30 MW, al netto di un minor peso dei costi di connessione.

**Figura 3.2: LCOE per un impianto fotovoltaico da 10 MW e suddivisione nelle voci di costo.**

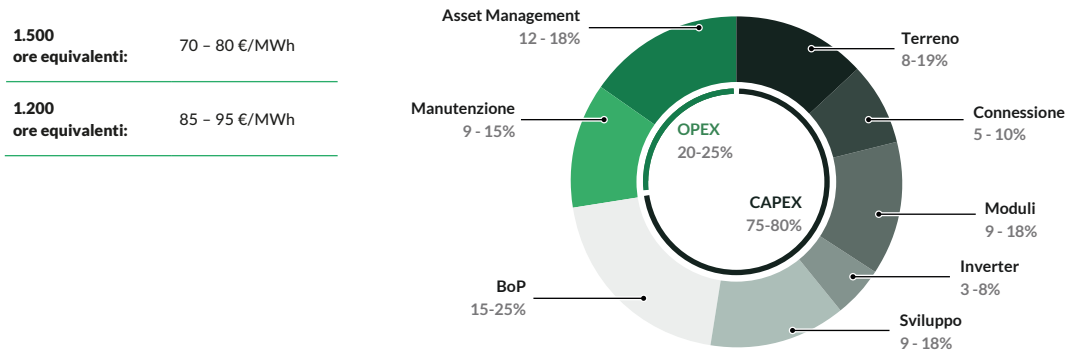


**Confrontando** gli **LCOE** ottenuti per gli impianti fotovoltaici **con le tariffe** incentivanti risultati dall'asta del **FER X Transitorio**, emerge un **complessivo allineamento**. Ad esempio, il prezzo medio offerto dagli impianti ammessi all'incentivo è stato di 56,8 €/MWh, mentre gli LCOE stimati, considerando gli impianti da 30 MW con 2.000 ore annue equivalenti di producibilità, sono compresi tra 55 e 65 €/MWh.

<sup>10</sup> La forchetta degli LCOE è stata calcolata variando i CAPEX tra 1.000 e 1.100 €/kW.

Infine, per gli **impianti da 1 MW non dotati di tracker**, in linea con quanto rilevato nella precedente edizione del Rapporto, si ottengono **LCOE tra i 70 e i 95 €/MWh** a seconda della producibilità annua, compresa tra le 1.200 e le 1.500 ore equivalenti.<sup>11</sup> Come mostrato nella *figura 3.3*, la suddivisione dell'LCOE tra le voci di costi è simile a quanto presentato per gli impianti di 10 MW.

**Figura 3.3: LCOE per un impianto fotovoltaico da 1 MW e suddivisione nelle voci di costo.**



Inoltre, per la taglia da 1 MW, è stato esaminato **l'impatto** derivante dall'**utilizzo di moduli prodotti in Europa**. Per accedere a determinati strumenti incentivanti, come l'iperammortamento, è infatti necessario utilizzare moduli di provenienza europea. Le simulazioni effettuate utilizzando **moduli di provenienza europea** evidenziano un **incremento degli LCOE tra il 6% e l'8%**, rispetto al caso con moduli di origine cinese. Inoltre, **un tema che sta assumendo un'importanza crescente** è la **gestione del fine vita** degli impianti fotovoltaici. Nella simulazione degli LCOE questo aspetto non è stato considerato, principalmente a causa della limitata disponibilità di dati affidabili e consolidati relativi ai costi effettivi da sostenere per il completamento del fine vita dei moduli e delle altre componenti dell'impianto. Tuttavia, il fine vita rappresenta una variabile sempre più

<sup>11</sup> La forchetta degli LCOE è stata calcolata variando i CAPEX tra 1.000 e 1.100 €/kW.

importante, ad esempio dal punto di vista ambientale.

## Gli LCOE degli impianti eolici onshore

Per quanto riguarda la **tecnologia eolica**, nei calcoli dell'**LCOE** è stata considerata una **taglia di 30 MW**. La maggior parte degli impianti eolici installati in Italia presenta infatti capacità elevate: circa il **90% della capacità eolica nazionale** è costituita da impianti di dimensioni superiori a 10 MW. L'analisi dell'**LCOE** evidenzia una significativa variabilità in funzione delle **ore equivalenti annue di produzione**. Per impianti con **2.500 ore equivalenti annue di producibilità**, l'**LCOE** è compreso **tra 70 e 80 €/MWh**, mentre per gli impianti con **2.000 ore equivalenti annue** di producibilità si stimano LCOE in un intervallo **tra 85 e 95 €/MWh**.<sup>12</sup> I valori di LCOE calcolati sono **stabili** rispetto a quelli indicati nella **precedente edizione del Rapporto**. Come mostrato in *figura 3.4*, i **CAPEX** rappresentano circa i **tre quarti dell'LCOE**, evidenziando il ruolo predominante degli investimenti in conto capitale nella determinazione del costo di generazione dell'elettricità dal vento.<sup>13</sup>

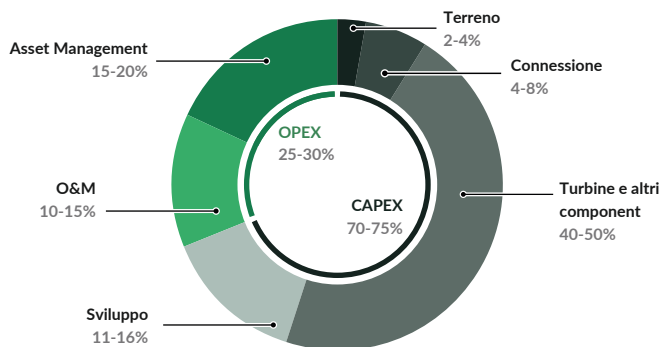
12 La forchetta degli LCOE è stata calcolata variando i CAPEX tra i 1.500 e 1.700 €/kW.

13 Si forniscono di seguito maggiori dettagli in merito alle voci in cui sono stati suddivisi i CAPEX e gli OPEX:

- La voce *terreno* indica il costo di acquisizione delle superfici;
- La voce *connessione* rappresenta gli oneri necessari al collegamento alla rete elettrica;
- La voce *turbine e altre componenti* si riferisce ai costi per l'acquisto delle turbine e degli altri componenti hardware;
- La voce *sviluppo* comprende i costi sostenuti fino all'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie all'avvio della costruzione. I valori indicati sono rappresentativi di uno sviluppo esterno, in cui viene acquistato un impianto ready-to-built da un'impresa esterna;
- La voce *manutenzione* comprende le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto;
- La voce *asset management* comprende i costi relativi alla gestione tecnico-amministrativa, al monitoraggio delle performance, al reporting e alla gestione contrattuale dell'impianto.

**Figura 3.4: LCOE per un impianto eolico onshore da 30 MW e suddivisione nelle voci di costo.**

<b>2.500 ore equivalenti:</b>	70 - 80 €/MWh
<b>2.000 ore equivalenti:</b>	85 - 95 €/MWh



Per l'eolico onshore le **turbine e i componenti** rimanenti sono **responsabili per circa la metà dell'LCOE**. I **costi di connessione**, in **leggero aumento rispetto alla precedente edizione del Rapporto**, sono responsabili per una quota **dal 4% all'8% dell'LCOE**. I **costi di sviluppo** coprono una quota compresa **tra l'11% e il 16% degli LCOE**. Questo si può spiegare con la complessità e la lunghezza del processo autorizzativo da affrontare per autorizzare un impianto eolico.

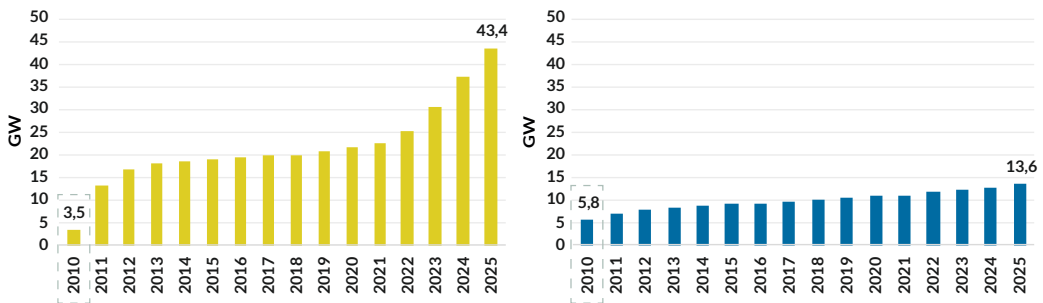
**Confrontando** gli LCOE ottenuti per gli impianti eolici con le **tariffe incentivanti** risultati dall'asta **del FER X Transitorio**, emerge un **complessivo allineamento**. Ad esempio, l'82% della capacità ammessa all'incentivo ha offerto prezzi compresi tra 70 e 80 €/MWh, in linea con gli LCOE stimati per impianti con 2.500 ore equivalenti di producibilità, che rientrano nella stessa fascia di prezzo.

## Gli interventi di gestione dell'installato

Da qui al 2030, oltre **9 GW di impianti eolici e fotovoltaici raggiungeranno i 20 anni di vita utile**. In particolare, come mostrato in *figura 3.5*, a traguardare i 20 anni di vita utile nel 2030 saranno 3,5 GW di impianti fotovoltaici, che corrispondono all'8% della ca-

pacità fotovoltaica installata nel Paese a fine 2025, e 5,8 GW di impianti eolici, pari al 43% della capacità installata a fine 2025.

**Figura 3.5: Evoluzione della potenza installata e potenza che raggiungerà i 20 anni di vita utile nel 2030 per il fotovoltaico (a sinistra) e per l'eolico (a destra).**



Senza interventi mirati, la fine della vita utile di una quota del parco installato comporterebbe una significativa perdita di capacità di generazione. In questo contesto, gli **interventi di gestione dell'installato** possono quindi giocare un **ruolo significativo** per **contrastare** la **perdita di capacità** legata alla vetustà degli impianti.

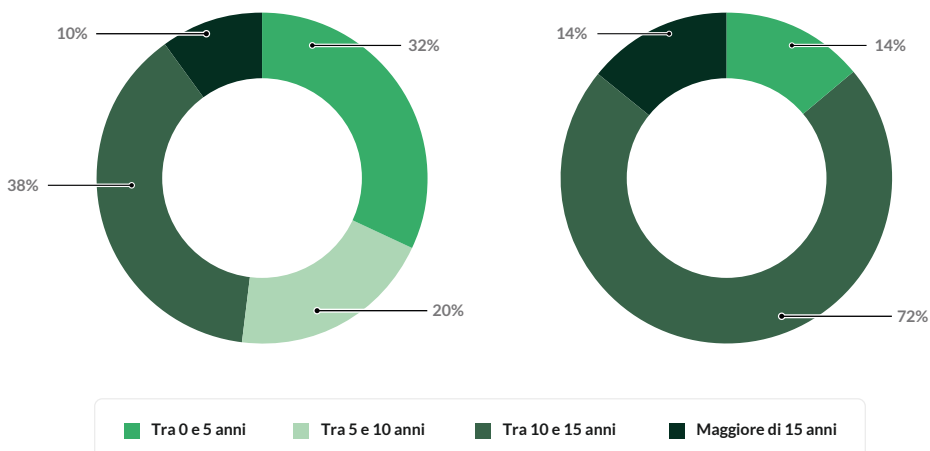
Gli **interventi di gestione dell'installato** comprendono **tre principali categorie**, riconosciute anche a livello normativo dal DM del 23 giugno 2016: i **rifacimenti**, i **potenziamenti** e le **ricostruzioni integrali**. I **rifacimenti** sono interventi finalizzati al **mantenimento in piena efficienza produttiva dell'impianto** e possono includere sostituzioni, ricostruzioni e lavori di miglioramento di varia entità e natura. I **potenziamenti** sono **interventi volti ad aumentare la potenza dell'impianto**. Ad esempio, questi interventi consistono nell'impiego di moduli fotovoltaici più efficienti o di turbine eoliche con maggiore potenza, permettendo così un aumento della

capacità installata senza ulteriore consumo di suolo. Le **integrali ricostruzioni** sono interventi che prevedono la **realizzazione di un impianto** alimentato da **fonti rinnovabili in un sito sul quale**, prima dell'avvio dei lavori, **preesisteva un altro impianto** di produzione di energia elettrica, del quale può essere **riutilizzato un numero limitato di infrastrutture e opere preesistenti**.

### La diffusione degli interventi di gestione dell'installato in Italia

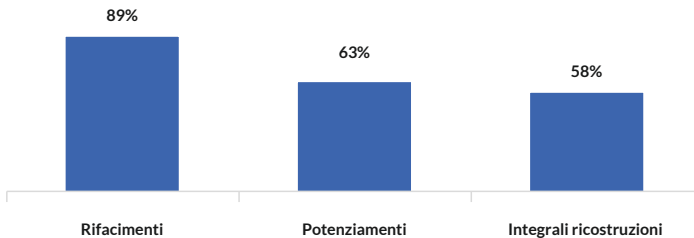
Per meglio **comprendere** la **diffusione** degli **interventi di gestione dell'installato**, è stato effettuato un **apposito sondaggio**. I rispondenti possiedono o gestiscono una capacità di generazione pari a 3,4 GW per il fotovoltaico e a 2,5 GW per l'eolico. Il sondaggio ha mostrato che **l'età media degli impianti è piuttosto avanzata**. *figura 3.6* mostra che, per il fotovoltaico, l'età media del parco di metà dei rispondenti supera i 10 anni di età, mentre per l'eolico a superare i 10 anni di età media è il parco di oltre l'85% dei rispondenti.

**Figura 3.6: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per età media del parco posseduto o gestito per il fotovoltaico (a sinistra) e per l'eolico (a destra).**



Ma quanto sono diffusi gli interventi di gestione dell'installato? Per il **fotovoltaico**, **metà delle aziende** che **possiedono** o **gestiscono impianti** hanno **effettuato interventi sull'installato**. Tra coloro che hanno effettuato **interventi**, i **più comuni sono i rifacimenti**: *figura 3.7* mostra che questi interventi sono stati effettuati dall'89% di coloro che hanno effettuato interventi sull'installato, mentre potenziamenti e integrali ricostruzioni sono meno diffusi. La maggiore diffusione dei rifacimenti rispetto alle altre due tipologie di interventi si può spiegare sia con la minore complessità nello svolgere tale tipo di interventi, rispetto ai potenziamenti e alle integrali ricostruzioni, sia con il fatto di poter continuare a beneficiare di incentivi come il Conto Energia dopo aver effettuato tali interventi.

**Figura 3.7: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per tipologia di interventi effettuati, tra coloro che possiedono o gestiscono impianti fotovoltaici e che hanno effettuato interventi di gestione dell'installato.**



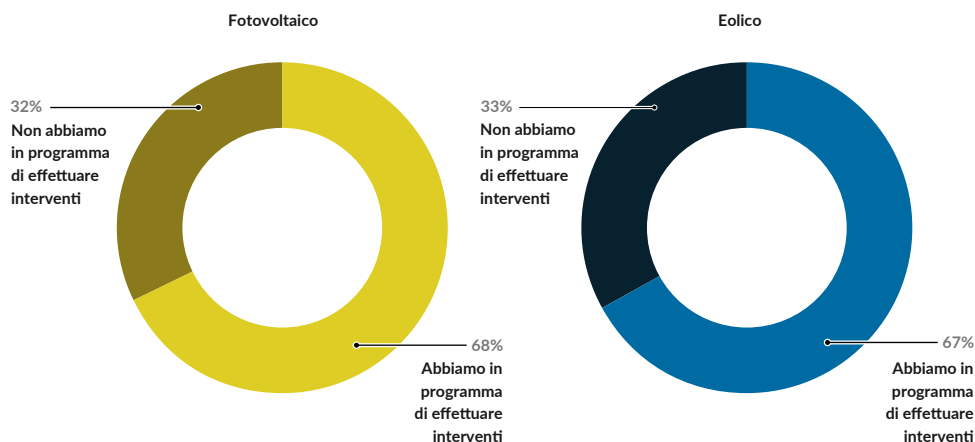
A valle degli interventi effettuati, per i **rifacimenti** si segnalano  **aumenti del Performance Ratio fino al 20%**, mentre con i **potenziamenti** e le **integrali ricostruzioni** l'**incremento della potenza** può aumentare **fino al 70%**.

Passando all'**eolico**, circa **un terzo delle imprese** che **possiedono** o **gestiscono impianti** ha **effettuato interventi sull'installato**. Per quanto riguarda l'impatto degli interventi effettuati, i **rifacimenti** hanno permesso

di **aumentare la produzione energetica** fino al **10%**, mentre con i **potenziamenti** e le **integrali ricostruzioni** si è raggiunto un **aumento della potenza** fino al **140%**.

Dal punto di vista prospettico, sia per il fotovoltaico che per l'eolico, **due terzi dei rispondenti hanno in programma di effettuare interventi sull'installato entro il 2030**, come mostrato in *figura 3.8*, tale risultato suggerisce il significativo potenziale di mercato legato agli interventi sugli impianti esistenti per i prossimi anni.

**Figura 3.8: Distribuzione dei rispondenti al sondaggio per programma di effettuare interventi sull'installato entro il 2030 per il fotovoltaico (a sinistra) e per l'eolico (a destra).**



Pur essendo **alto l'interesse** per gli **interventi di gestione dell'installato**, alcune **iniziative** potrebbero **incrementarne la diffusione concreta**. Una prima leva consiste nella **definizione di obiettivi specifici a livello nazionale** riguardo alla capacità degli impianti esistenti da sottoporre a potenziamenti, permettendo così di delineare una visione generale. Un'altra possibile leva è **l'istituzione di aste dedicate agli interventi di potenziamento e/o di ricostruzione integrale**, in grado di sti-

molare potenzialmente un maggiore interesse da parte degli operatori. Infine, la **semplificazione del processo di connessione alla rete per i potenziamenti**, ad esempio riducendo i costi di connessione, garantendo priorità di accesso e velocizzando le procedure, potrebbe rappresentare un ulteriore strumento per promuovere la diffusione di tali interventi.

## L'agrivoltaico

L'**agrivoltaico** è una tecnologia che consente la **coesistenza** tra **produzione agricola** e **produzione di energia elettrica** da fonte fotovoltaica. Infatti, a differenza degli impianti fotovoltaici tradizionali, **con l'agrivoltaico** è possibile mantenere **la funziona agricola del suolo**, permettendo la coltivazione o il pascolo sotto e intorno ai pannelli solari, evitando quindi il consumo di suolo agricolo e riducendo il conflitto tra uso energetico e uso agricolo del territorio. È comunque necessario specificare come l'installazione di impianti fotovoltaici a terra comporti un ridotto consumo reversibile di suolo agricolo: secondo i dati dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), nel periodo 2023-2024 l'installazione di impianti fotovoltaici a terra ha comportato un consumo reversibile di circa lo 0,01% della Superficie Agricola Utilizzata (SAU), quando nel 2024 sono stati installati circa 2,6 GW di impianti utility scale. La SAU rappresenta circa il 77% della Superficie Agricola Totale, nella quale sono ad esempio incluse anche le aree agricole abbandonate.

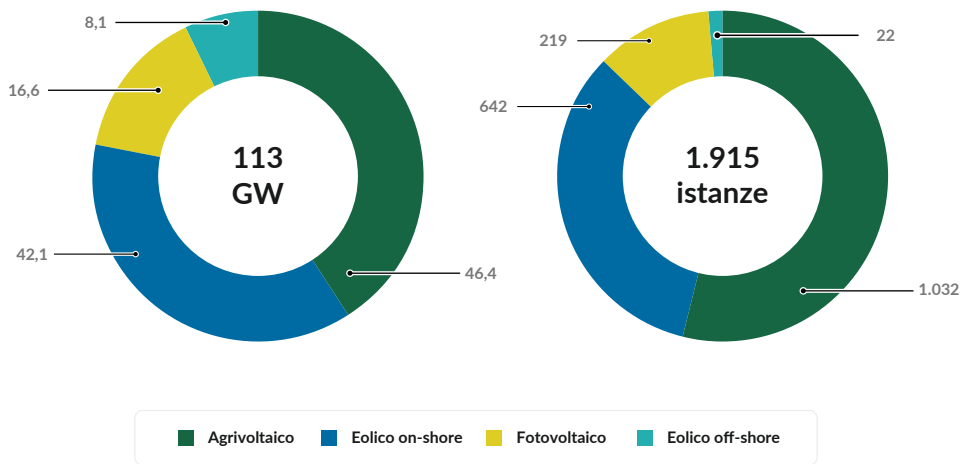
L'agrivoltaico può offrire dei **benefici** sia dal **punto di vista agricolo** che **energetico**. Dal **punto di vista agricolo**, uno dei benefici più rilevanti è il **miglioramento del microclima**. I pannelli fotovoltaici creano un'ombreggiatura parziale che può risultare vantaggiosa per molte colture, soprattutto in contesti caratterizzati da temperature elevate e periodi

di siccità, sempre più frequenti per via del cambiamento climatico. Inoltre, i moduli fotovoltaici possono fornire una **protezione dai raggi solari più intensi** e limitare lo stress termico delle piante, oltre che ridurre i danni causati da eventi estremi come le grandinate. Dal **punto di vista energetico**, come già citato, l'agrivoltaico permette di **generare energia** elettrica rinnovabile **senza sottrarre superfici all'agricoltura**. Inoltre, la vegetazione sotto i moduli può contribuire a **ridurre la temperatura del suolo**, migliorando le prestazioni energetiche dei pannelli.

Una **prima definizione** di agrivoltaico introduceva due principali configurazioni tecnologiche per l'agrivoltaico: **tradizionale e avanzato**. L'agrivoltaico tradizionale prevedeva l'installazione di impianti fotovoltaici con strutture fisse e moduli verticali o con tracker su terreni agricoli. L'agrivoltaico avanzato integra soluzioni tecnologiche più evolute, con un maggiore livello di innovazione e monitoraggio, e prevede inoltre l'installazione di impianti elevati che permettono l'attività agricola e l'uso di macchinari sotto i moduli. Con gli **aggiornamenti introdotti dalla Legge 4/2026**, invece, il Testo Unico FER incorpora una **prima definizione normativa di impianto agrivoltaico**, che si basa sul rispetto di due requisiti: gli impianti agrivoltaici devono **preservare la continuità delle attività colturali e pastorali** sul sito di installazione, e inoltre l'impianto **può prevedere la rotazione dei moduli** collocati **in posizione elevata da terra** e l'applicazione di **strumenti di agricoltura digitale e di precisione**. Questa nuova definizione comprende una maggior varietà di impianti rispetto alla precedente definizione di agrivoltaico avanzato grazie a criteri meno restrittivi e a una formulazione più generica. D'altro canto, la nuova definizione di agrivoltaico potrebbe produrre un certo grado di incertezza durante la fase autorizzativa per una maggior difficoltà a identificare se un impianto rispetti effettivamente i vincoli per l'agrivoltaico.

In Italia l'agrivoltaico sta registrando una **forte crescita di interesse**. Ad esempio, oltre il 50% delle istanze attualmente in Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) riguardano progetti agrivoltaici, e l'agrivoltaico è la **tecnologia con la maggiore potenza in fase di VIA**, come mostrato in *figura 3.9*.

**Figura 3.9: Distribuzione delle autorizzazioni VIA in potenza (a sinistra) e in numero (a destra) per tecnologia.<sup>14</sup>**



L'**interesse** verso gli impianti agrivoltaici è stato **alimentato anche dall'incentivo** introdotto con il **DM Agrivoltaico**, che ha previsto la concessione di un contributo in conto capitale fino al 40% delle spese ammissibili per la realizzazione di impianti agrivoltaici e di una tariffa incentivante, nella forma di un contratto per differenze riconosciuto per 20 anni sull'energia immessa in rete dall'impianto. Poiché i termini per partecipare al meccanismo sono scaduti, attualmente i nuovi impianti agrivoltaici possono beneficiare solo dei meccanismi incentivanti comuni agli altri impianti fotovoltaici, come il FER X. Tuttavia, alcuni operatori auspicano l'introduzione di incentivi dedicati all'agrivoltaico, che potrebbero essere implementati in diverse forme, quali ad esempio: schemi

incentivanti ad-hoc sulla falsariga del DM Agrivoltaico, procedure competitive separate per fotovoltaico e agrivoltaico all'interno del FER X, oppure maggiorazioni sulla tariffa ottenuta all'interno di procedure competitive comuni per fotovoltaico e agrivoltaico del FER X.

#### APPROFONDIMENTO

In **Germania** sono attualmente **attivi 78 progetti agrivoltaici**, per una **potenza** attorno ai **300 MW**, in base ai dati del Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Dal punto di vista **tecnologico**, sono diffuse sia **soluzioni con strutture fisse**, che soluzioni che impiegano dei **tracker**. Le **attività agricole** associate agli impianti sono varie e includono **coltivazioni da semina**, così come l'**orticoltura** e la **viticoltura**. Delle **misure** hanno **contribuito a favorire lo sviluppo dell'agrivoltaico** in Germania. Un esempio è il Solarpaket I, che ha sostenuto le tecnologie innovative, tra cui il fotovoltaico, tramite aste dedicate, con tariffe fino a 95 €/MWh, nonché gli incentivi regionali sotto forma di contributi in conto capitale a coprire fino al 25% dei CAPEX.

La **Francia** presenta **161 progetti agrivoltaici attivi**, per una **potenza** attorno a **0,7 GW**, secondo i dati dell'ADEME<sup>15</sup>. Oltre a questi, sono mappati circa **200 MW** di progetti **in costruzione** e **1,6 GW** di progetti **autorizzati**. I progetti agrivoltaici riguardano coltivazioni da semina, orticoltura e allevamento. In Francia, i meccanismi di supporto prevedono Contract for Difference (CfD) assegnati ai progetti che risultano vincitori delle gare pubbliche.

---

15

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

## I costi di generazione dell'agrivoltaico

È stato analizzato il **costo di generazione** di un **impianto agrivoltaico avanzato di 30 MW** dotato di tracker. Gli **LCOE** risultanti sono caratterizzati da un'**elevata variabilità**, collocandosi in un intervallo **tra 60 e 90 €/MWh**, come illustrato in *figura 3.10*.<sup>16</sup>

**Figura 3.10: LCOE per l'agrivoltaico.**



Il **confronto con** i risultati ottenuti per un **impianto fotovoltaico tradizionale** da 30 MW, per il quale gli LCOE sono compresi tra 55 e 75 €/MWh, evidenzia come la **soluzione agrivoltaica** presenti, a parità di producibilità, un **costo superiore di circa 5-15 €/MWh**. Tale differenziale è riconducibile principalmente ai **maggiori CAPEX** associati alle specifiche soluzioni strutturali e impiantistiche richieste dall'agrivoltaico. In particolare, nell'analisi effettuata sono usate le definizioni del DM agrivoltaico. Sarà interessante esaminare come le nuove disposizioni della Legge 4/2026, che consentono l'installazione di moduli "a una quota sufficientemente elevata da terra", possano influire sull'evoluzione degli LCOE.

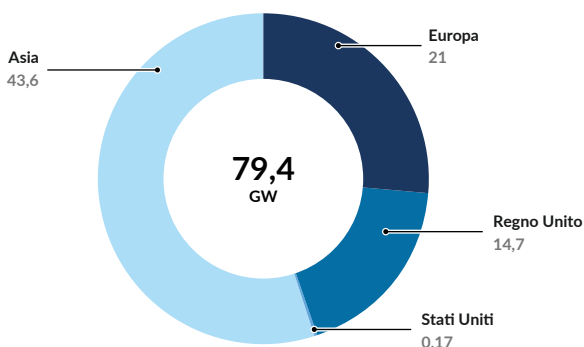
In conclusione, gli **impianti agrivoltaici** presentano diversi **elementi positivi**, non solo di **carattere agricolo ed energetico**, ma anche **agevolazioni** introdotte dall'**assetto normativo-regolatorio**: ad esempio, sono gli unici impianti di cui è consentita la realizzazione in aree agri-

cole non considerate come idonee. Tuttavia, occorre sottolineare anche gli **aspetti critici** legati all'agrivoltaico. **Svolgere l'attività agricola**, intorno all'impianto di generazione dell'energia **comporta un certo grado di rischio** di danneggiamento delle strutture, che viene prezzato anche in fase di stipula delle assicurazioni. Inoltre, per le iniziative agrivoltaiche vi è il **rischio** che la **produzione** derivante dall'**attività agricola**, fortemente soggetta a fattori esogeni come il clima e i fenomeni atmosferici, **cessi o venga fortemente ridotta**, il che potrebbe far decadere il diritto di accesso ad alcuni incentivi.

## L'eolico offshore

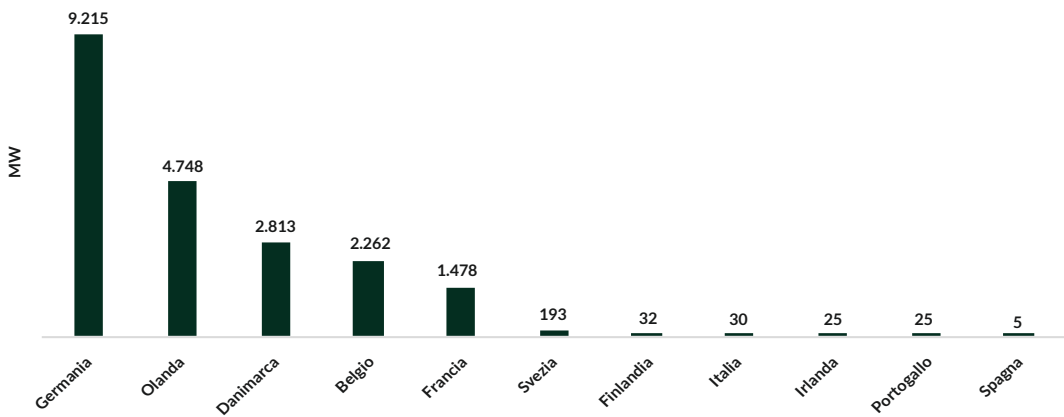
Nel 2024 l'**eolico offshore** ha raggiunto a **livello globale** una **capacità** installata di **79,4 GW**, registrando un incremento di 5,2 GW rispetto all'anno precedente. **L'Europa** si colloca come **secondo polo mondiale dopo l'Asia**: come mostrato in *figura 3.11*, 43,6 GW dei 79,4 GW totali sono installati in Asia, mentre 35,7 sono installati in Europa.

**Figura 3.11: Potenza globale installata di eolico offshore a fine 2024.**



L'Italia è ancora in ritardo rispetto ai principali Paesi europei in termini di diffusione dell'eolico offshore. Come mostrato in *figura 3.12*, l'Italia è uno dei paesi europei con la minore capacità installata. Infatti, è pari a solamente a 30 MW la capacità installata di eolico offshore nel Paese.

**Figura 3.12: Paesi europei per capacità installata di eolico offshore al 31 dicembre 2024.**

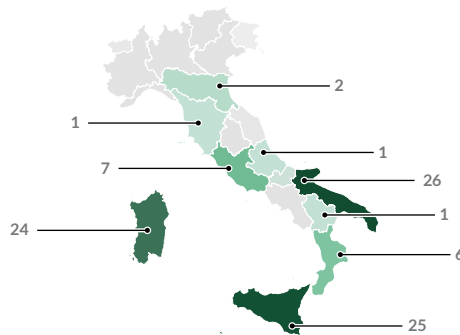


Nonostante il **notevole potenziale marino e industriale**, con una stima del Politecnico di Torino che indica un potenziale massimo teorico di oltre 200 GW per l'eolico offshore in Italia, nel nostro paese questa tecnologia è poco diffusa. Alla **fine del 2024, il Paese dispone di un solo impianto operativo**, localizzato al largo di Taranto. Tale impianto, entrato in funzione nel 2022 dopo un iter durato circa 14 anni, è composto da 10 aerogeneratori da 3 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 30 MW.

## I progetti di eolico offshore presentati in Italia

Nel **2024** in Italia sono stati **presentati 93 progetti di eolico offshore** nell'ambito delle procedure autorizzative, per una **capacità complessiva di 74 GW**. Come mostrato in *figura 3.13*, l'80% dei progetti si concentra in Puglia, Sicilia e Sardegna.

**Figura 3.13: Numero di progetti eolici offshore presentati nell'ambito delle procedure autorizzative nel 2024.**



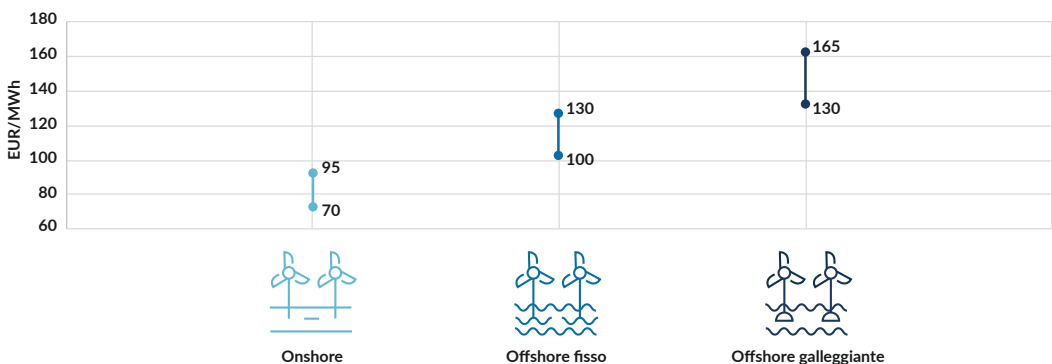
Dal punto di vista tecnologico, **88 dei 93 progetti sono impianti galleggianti**, localizzati a una distanza media di 32,7 km dalla costa, mentre **5 progetti sono impianti fissi**, più prossimi alla costa, con una distanza media di 9,9 km. Si segnala inoltre che, nel 2024, **quattro progetti** situati al largo di Barletta, Rimini, Ravenna e Trapani **hanno superato con esito positivo la VIA**. Se effettivamente realizzati, questi quattro progetti **porterebbero all'installazione di circa 2,5 GW di capacità**, superando il target del PNIEC per il 2030, fissato a 2,1 GW.

## Le principali barriere per lo sviluppo dell'eolico offshore

Lo **sviluppo dell'eolico offshore in Italia** è attualmente **limitato da tre principali categorie di barriere**.

In primis, le **barriere economiche**, legate agli **elevati costi di investimento iniziale**, attualmente stimati fino a 5 milioni di euro per MW installato. Tali costi si riflettono in **costi di generazione decisamente più elevati rispetto ad altre tecnologie rinnovabili più consolidate**. Infatti, gli LCOE stimati per l'eolico offshore sono compresi all'incirca **tra i 100 e i 130 €/MWh** in caso di un **impianto con configurazione fissa** e **tra i 130 e i 165 €/MWh** in caso di un **impianto con configurazione galleggiante**.<sup>17</sup> Come mostrato in *figura 3.14*, gli LCOE stimati per l'eolico offshore sono sensibilmente maggiori rispetto a quanto calcolato per l'eolico onshore a conferma del basso grado di maturità tecnologica dell'eolico offshore in Italia.

**Figura 3.14:** LCOE per l'eolico onshore, per l'eolico offshore in configurazione fissa, e per l'eolico offshore in configurazione galleggiante.



<sup>17</sup> I valori sono ottenuti facendo variare i CAPEX tra i 3.300 e i 3.500 €/kW e la producibilità tra 2.800 e i 3.300 ore equivalenti annue per la configurazione fissa e facendo variare i CAPEX tra i 4.500 e i 5.000 €/kW e la producibilità tra 3.000 e 3.500 ore equivalenti per la configurazione galleggiante. Gli impianti considerati hanno una taglia di 100 MW.

Sono rilevanti anche le **barriere infrastrutturali**, con particolare riferimento ai porti. Le **infrastrutture portuali** rivestono infatti un **ruolo strategico**, in particolare per l'eolico offshore galleggiante, che richiede spazi adeguati alla produzione delle piattaforme, allo stoccaggio dei componenti e alle attività di Operations & Maintenance (O&M). Per favorire una maggiore diffusione dell'eolico offshore, è quindi fondamentale adottare azioni volte a rendere disponibili un numero sufficiente di porti in grado di funzionare come hub infrastrutturali.

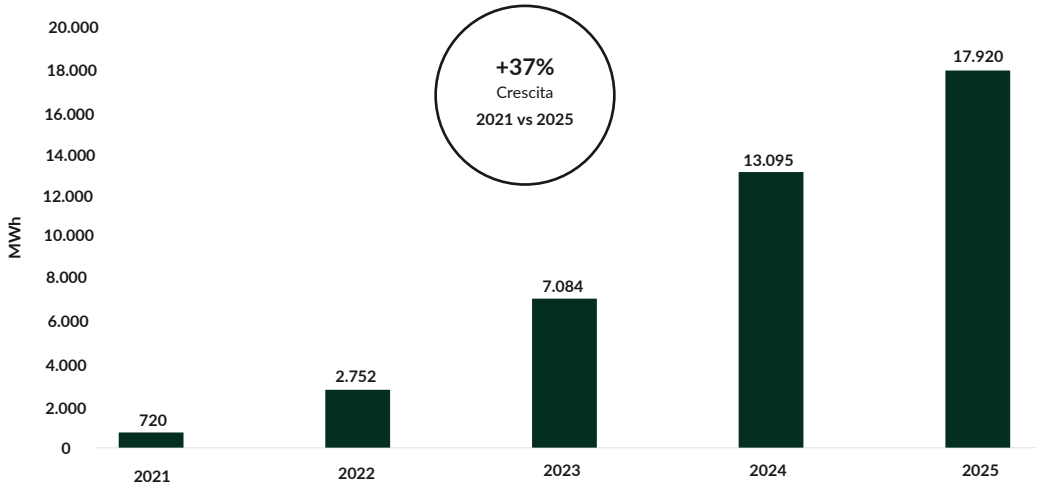
Un ulteriore ostacolo allo sviluppo dell'eolico offshore in Italia è rappresentato dal **processo autorizzativo**, caratterizzato da tempi lunghi e incerti. In particolare, l'analisi della VIA di 24 progetti eolici offshore evidenzia che la **durata media del processo autorizzativo è più che doppia rispetto a quanto previsto**.

## Gli stoccaggi elettrochimici e la loro associazione con le FER

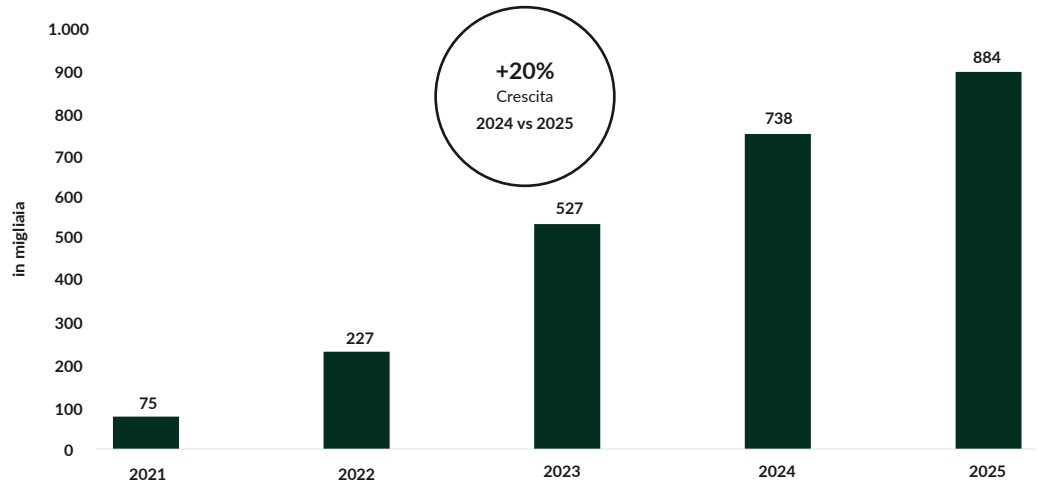
Lo **sviluppo degli accumuli**, in particolare degli accumuli elettrochimici, è un **elemento chiave per l'integrazione delle rinnovabili** non programmabili nel sistema elettrico.

**Negli ultimi anni** si è osservata una **crescita repentina degli accumuli installati in Italia**; come mostrato nelle *figure 3.15 e 3.16*, negli ultimi 5 anni la **capacità installata in Italia** di accumuli elettrochimici è cresciuta di 25 volte, passando **da 720 MWh nel 2021 a quasi 18 GWh nel 2025**, mentre il numero di impianti è cresciuto di 10 volte, passando da circa 75 mila impianti nel 2021 a circa 884 mila impianti nel 2025.

**Figura 3.15: Andamento della capacità di accumuli elettrochimici installati in Italia tra il 2021 e il 2025.**



**Figura 3.16: Andamento del numero di accumuli elettrochimici installati in Italia tra il 2021 e il 2025.**



Per comprendere quanto possa essere interessante l'investimento negli accumuli per un produttore di energia, sono state **simulate le performance economiche dell'accoppiamento di un impianto FER con un sistema di accumulo (SdA)** considerando **due configurazioni**:

- impianto **fotovoltaico di taglia Commercial & Industrial (C&I) in autoconsumo** accoppiato a un **sistema di accumulo per l'incremento dell'autoconsumo**;
- impianto **fotovoltaico utility scale** accoppiato a un **sistema di accumulo per attività di arbitraggio e fornitura di servizi** sul MSD.<sup>18</sup>

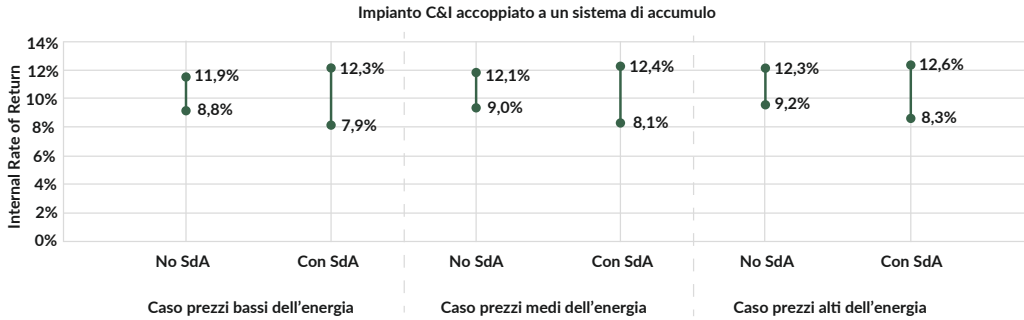
Analizzando i **risultati per l'accoppiamento di un impianto fotovoltaico (FV) di taglia C&I** con un sistema di accumulo, come mostrato in *figura 3.17*, per la configurazione ipotizzata si osserva una **sostanziale sovrapposizione degli intervalli di IRR** per le due configurazioni di impianto **in tutti gli scenari di prezzo**. Rispetto al solo fotovoltaico, si osserva con un **lieve miglioramento dell'IRR** in caso di **CAPEX per il SdA pari a 270 €/kWh**, e un peggioramento nel caso di **CAPEX pari a 410 €/kWh**.

<sup>18</sup> Per la configurazione con un impianto di taglia C&I in autoconsumo è stato considerato un impianto fotovoltaico da 500 kW (con 1.300 h/anno di producibilità) accoppiato a un sistema di accumulo da 400 kWh connesso a un utente industriale con un consumo di 700 MWh/anno che consente un autoconsumo del 70%. Per l'impianto fotovoltaico sono stati considerati CAPEX tra 1.000 e 1.200 €/kW, mentre per il sistema di accumulo sono stati considerati CAPEX tra 270 e 410 €/kWh.

Per la configurazione con un impianto utility scale è stato considerato un impianto fotovoltaico da 30 MW (con 1.900 h/anno di producibilità) accoppiato a un sistema di accumulo da 40 MWh. Per l'impianto fotovoltaico sono stati considerati CAPEX tra 900 e 1.000 €/kW, mentre per il sistema di accumulo sono stati considerati CAPEX tra 100 e 220 €/kWh.

Sono stati considerati tre scenari di prezzo medio dell'energia lungo i 20 anni di vita utile per la simulazione economica: 53 €/MWh nel caso di prezzi bassi, 58 €/MWh nel caso di prezzi medi, e 63 €/MWh nel caso di prezzi alti.

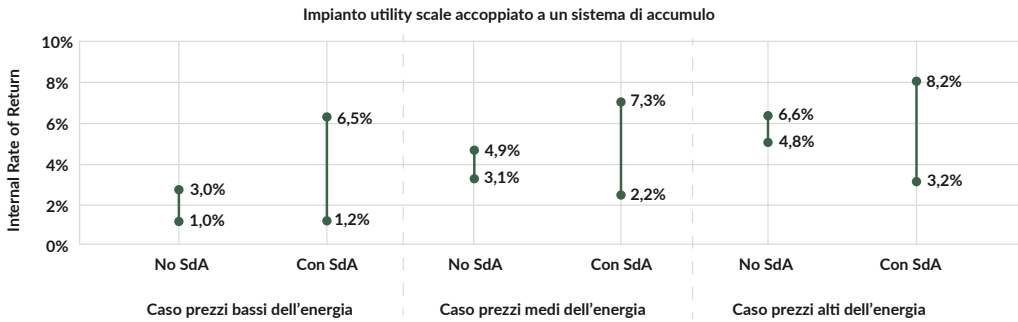
**Figura 3.17: Confronto dei valori di IRR per un impianto C&I con e senza accoppiamento a un sistema di accumulo in diversi scenari di prezzo dell'energia (prezzi bassi, medi, alti), costo della batteria e costo dell'impianto FV.<sup>19</sup>**



Passando all'accoppiamento di un **impianto fotovoltaico da 30 MW**, che vende l'elettricità **in modalità merchant**, con un sistema di accumulo, *figura 3.18* mostra una **variabilità importante negli IRR** risultanti per l'impianto accoppiato col sistema di accumulo al variare dei CAPEX per il SdA. Inoltre, **nei tre scenari di prezzo dell'energia** si ha un **miglioramento nella profittabilità, rispetto al caso senza sistema di accumulo**, in caso di **CAPEX per il SdA compresi tra 100 e 160 €/kWh**. Ancora di più rispetto a quanto osservato per l'impianto C&I, in questa configurazione il **risultato è fortemente dipendente dagli scenari di prezzo dell'energia**. Nello **scenario con prezzi bassi**, l'applicazione del **sistema di accumulo** permette di **incrementare il valore di IRR** rispetto alla configurazione senza sistema di accumulo in un numero maggiore di scenari rispetto ai casi di prezzi dell'energia medi e alti. Infatti, il SdA permette di **valorizzare meglio l'energia prodotta**, dato che la differenza relativa tra il prezzo su MSD e quello su MGP è maggiore rispetto allo scenario di prezzi alti.

<sup>19</sup> La forchetta degli IRR è ottenuta facendo variare i CAPEX per il fotovoltaico tra 1.000 e 1.200 €/kW e i CAPEX per l'accumulo tra 270 e 410 €/kWh.

**Figura 3.18: Confronto dei valori di IRR per un impianto utility scale con e senza accoppiamento a un sistema di accumulo in diversi scenari di prezzo dell'energia (prezzi bassi, medi, alti), costo della batteria e costo dell'impianto FV.<sup>20</sup>**



Mentre i sistemi di accumulo elettrochimici si stanno diffondendo sempre di più in Italia, **l'accoppiamento dei sistemi di accumulo agli impianti FER utility scale** di nuova realizzazione è **ancora poco diffuso**, come mostrano anche i risultati dell'asta del FER X Transitorio, dove solo circa 61 MW di impianti ammessi all'incentivo hanno dichiarato di accoppiare un sistema di accumulo nel progetto. Questo può essere dovuto alle **maggiori complessità** legate all'accoppiamento di un SdA sia **in termini autorizzativi** sia **in termini di gestione e manutenzione dell'impianto**, nonché all'**incertezza sull'andamento dei prezzi futuri dell'energia**, che hanno un ruolo importante nel determinare la profittabilità del progetto.

## L'infrastruttura di rete

Lo sviluppo della rete elettrica rappresenta uno degli elementi centrali per permettere la transizione energetica e la sicurezza del sistema nel medio-lungo periodo. Si stanno infatti modificando sia

<sup>20</sup>

La forchetta degli IRR è ottenuta facendo variare i CAPEX per il fotovoltaico tra 900 e 1.000 €/kW e i CAPEX per l'accumulo tra 100 e 220 €/kWh.

le modalità di produzione, sia i profili di consumo dell'energia elettrica, creando nuove sfide per la rete.

Un primo **fattore di pressione** sulla **rete** è legato alla **crescita** significativa **della capacità di generazione da fonti energetiche rinnovabili**. Per raggiungere gli obiettivi del PNIEC, entro il 2030 è richiesto un incremento di circa 52 GW di capacità installata da fonti rinnovabili. Tale incremento comporta un aumento della variabilità e dell'imprevedibilità della generazione elettrica, in particolare per le fonti non programmabili come il fotovoltaico e l'eolico. Inoltre, la localizzazione geografica degli impianti rinnovabili spesso non coincide con quella dei principali centri di consumo, rendendo necessario un potenziamento della capacità di trasmissione. Parallelamente, il sistema elettrico deve far fronte a una **crescita della domanda** e **all'emergere di nuovi fabbisogni energetici**. Il processo di elettrificazione dei consumi, che interessa settori quali i trasporti, il riscaldamento e l'industria, si affianca alla rapida diffusione di infrastrutture ad alta intensità energetica, come i data center. Questi nuovi carichi presentano caratteristiche particolarmente sfidanti per la rete, in termini di potenza richiesta, continuità del servizio e concentrazione territoriale. Ne deriva una **trasformazione dei profili di carico giornalieri** e stagionali, che impone un adeguamento delle infrastrutture di rete per assicurare la copertura della domanda. Un ulteriore elemento di criticità è rappresentato **dall'aumento della frequenza e dell'intensità degli eventi climatici estremi**. Fenomeni quali le ondate di calore, le precipitazioni intense e le tempeste costituiscono un rischio crescente per la rete, sia in termini di danneggiamento delle infrastrutture sia di interruzioni del servizio. In questo contesto, sono importanti azioni volte a ridurre la probabilità e la durata dei disservizi anche in condizioni climatiche avverse.

## Le azioni per adeguare la rete

In questo contesto, il **TSO** e i principali **DSO** hanno **pianificato e avviato interventi** volti ad **adeguare le infrastrutture** di rete alle nuove esigenze del sistema elettrico.

Per quanto riguarda la **rete di trasmissione**, il più recente **Piano di Sviluppo di Terna** individua come obiettivo un consistente **incremento** della **capacità di trasporto tra** le diverse **zone** di mercato. In particolare, è previsto un **aumento** complessivo **fino a circa 39 GW** della **capacità di interconnessione tra zone**, corrispondente a una crescita di circa il 40% rispetto alla situazione attuale, da realizzarsi entro il 2034, attraverso investimenti complessivi dell'ordine di 23 miliardi di euro. Tale espansione risponde a molteplici esigenze. Da un lato, l'aumento della capacità di trasporto è essenziale per ridurre le congestioni di rete e consentire una più efficiente integrazione della generazione rinnovabile, spesso localizzata in aree periferiche. Dall'altro lato, il rafforzamento delle connessioni tra le diverse zone di mercato contribuisce a migliorare l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico nazionale, permettendo una più efficace redistribuzione della potenza in presenza di variazioni improvvise della domanda o dell'offerta, nonché una maggiore resilienza del sistema in caso di eventi climatici estremi o indisponibilità di singoli asset. In questo contesto si collocano i principali interventi infrastrutturali previsti dal Piano. Un ruolo centrale è svolto dalla realizzazione di **nuovi collegamenti ad alta capacità in corrente continua**, tra cui il **Tyrrhenian Link**, un elettrodotto sottomarino che collegherà Sicilia, Sardegna e Campania, finalizzato a meglio connettere la Penisola e le isole maggiori, favorendo l'integrazione dell'elevata produzione rinnovabile del Mezzogiorno nel resto del sistema nazionale. Il Piano prevede ulteriori **rafforzamenti dei collegamenti tra Sicilia e continente** attraverso il **progetto Bolano-Annunziata**, un nuovo elettrodotto sottomarino a 380 kV che favorirà l'integrazione della

nuova generazione FER prevista in Sicilia. A tali progetti si affianca l'**Adriatic Link**, un **collegamento** sottomarino in corrente continua **tra Abruzzo e Marche** che consentirà di **potenziare gli scambi lungo l'asse Nord-Sud**. Accanto alle opere nazionali, il Piano di Sviluppo include anche il **potenziamento delle interconnessioni internazionali**, con particolare riferimento ai collegamenti con i Paesi dell'area mediterranea e dell'Europa sud-orientale, al fine di favorire l'integrazione dei mercati elettrici e rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti. Tra i principali progetti rientra la realizzazione di un nuovo cavo sottomarino tra Italia e Grecia, con una capacità fino a 1 GW e una lunghezza complessiva di circa 300 km, di cui circa 240 km in tratto marino. È inoltre prevista l'interconnessione elettrica Italia-Tunisia, con un collegamento sottomarino di circa 200 km e capacità pari a 600 MW, oltre ad interventi di potenziamento su interconnessioni internazionali già esistenti.

Parallelamente agli interventi sulla rete di trasmissione, anche i **principali distributori** sono **chiamati a intervenire sulle infrastrutture**. Nei rispettivi piani di sviluppo, i principali DSO, come e-distribuzione, Areti e Unareti, sottolineano la necessità di adeguare la rete per far fronte all'aumento della generazione distribuita, alla diffusione di nuovi carichi elettrici e alla crescente complessità dei flussi di potenza. Le azioni previste dai distributori si articolano lungo due direttrici principali. La **prima direttrice** riguarda gli **investimenti diretti al potenziamento fisico della rete**, attraverso il rifacimento e il rafforzamento delle infrastrutture esistenti, l'aumento della capacità delle linee e l'introduzione di tecnologie di monitoraggio e automazione. In questo ambito, i principali DSO hanno pianificato interventi significativi. Ad esempio, Areti prevede il **potenziamento delle cabine primarie** e secondarie e **l'estensione della rete** in media tensione in cavo interrato. In termini numerici, Areti prevede di investire complessivamente oltre 1 miliardo di euro negli interventi di potenzia-

mento della rete descritti nel Piano di Sviluppo 2025. La **seconda direttrice**, complementare alla prima, riguarda lo **sviluppo e l'integrazione delle risorse di flessibilità a livello locale**, riducendo la necessità di interventi puramente infrastrutturali. In questo contesto si inseriscono i **progetti pilota di flessibilità** locale avviati da **Areti, e-distribuzione** e **Unareti**, finalizzati a sperimentare nuovi meccanismi per valorizzare la flessibilità delle risorse distribuite. Questi progetti, già mappati nelle edizioni 2024 e 2025 dell'Electricity Market Report, hanno registrato un incremento della partecipazione da parte delle imprese dal 2024 al 2025, ma presentano margini di miglioramento in termini di contributo effettivo delle risorse alla flessibilità del sistema.



# Messaggi Chiave

## Capitolo 3

Trend tecnologici e  
infrastrutturali

Il primo tema affrontato nel capitolo riguarda l'analisi dei **costi di generazione** delle **tecnologie rinnovabili mature**. Per gli **impianti fotovoltaici non si registrano variazioni significative** nei valori di LCOE rispetto alle simulazioni presentate nella **precedente edizione del Rapporto**: per un **impianto da 30 MW**, gli **LCOE stimati si collocano tra 55 e 75 €/MWh**. Per quanto riguarda l'**eolico onshore**, l'**LCOE è compreso tra 70 e 95 €/MWh** per un impianto di **30 MW**, un intervallo sostanzialmente **in linea** con le **stime** riportate nell'**edizione dello scorso anno**.

Esiste un **grande potenziale** di sviluppo per gli **interventi di gestione degli impianti esistenti**, con circa **9 GW di impianti fotovoltaici ed eolici** che raggiungeranno i **20 anni di vita utile** entro il **2030**. Il **sondaggio** condotto da Energy & Strategy **mostra che tali interventi** sull'installato possono portare a **incrementi di potenza fino al 140%** nel caso dell'**eolico** e **fino al 70%** per il **fotovoltaico**. Inoltre, l'indagine evidenzia un **forte interesse prospettico da parte delle imprese**, con circa due terzi dei rispondenti che prevedono di realizzare questi interventi entro il 2030.

L'**agrivoltaico** è una tecnologia che sta ricevendo **crescente attenzione** da parte del mercato: gli impianti agrivoltaici risultano infatti primi per capacità tra i progetti in attesa di VIA, con circa 46 GW. Questo interesse è dovuto anche ad alcuni **elementi favorevoli** che li caratterizzano, tra cui **agevolazioni sul piano autorizzativo**, rafforzate dal Testo Unico, e **potenziali benefici sia energetici sia agricoli**. Occorre tuttavia evidenziare anche **alcune criticità**, tra cui i rischi legati allo **svolgimento dell'attività agricola in prossimità dell'impianto** di generazione e la **dipendenza** dei progetti da **fattori esogeni**, come le condizioni climatiche e i fenomeni atmosferici.

Un'ulteriore tecnologia per la quale si registra un crescente interesse da parte del mercato è l'**eolico offshore**: in Italia risultano infatti già presentati nell'iter autorizzativo progetti per oltre 70 GW di capacità. Tuttavia, nonostante il **significativo potenziale**, nel Paese sono attualmente **installati solo 30 MW di eolico offshore**, che collocano l'Italia all'ottavo posto in Europa per capacità installata. **Permangono** infatti rilevanti **barriere di natura economica, infrastrutturale e autorizzativa** che continuano a ostacolare lo sviluppo di questa tecnologia.

Gli accumuli rappresentano una tecnologia chiave per abilitare una maggiore diffusione delle fonti rinnovabili. In Italia lo **sviluppo** dei sistemi di **accumulo elettrochimico procede a ritmi sostenuti**: negli ultimi cinque anni la capacità installata è infatti aumentata di circa 25 volte. **Non** risultano invece **altrettanto diffusi** gli **impianti FER utility scale accoppiati a sistemi di accumulo**, anche a causa delle **complessità autorizzative e gestionali** che tali configurazioni comportano, nonché dell'**incertezza sull'andamento dei prezzi dell'energia**, fattore che incide in modo significativo sulla profittabilità dei progetti.

La **crescita delle FER**, così come lo **sviluppo di nuovi consumi**, rappresentano **sfide per la rete elettrica**. In questo contesto, gli interventi per adeguarsi al contesto in evoluzione sono fondamentali. Nel **Piano di Sviluppo del TSO** sono previsti **interventi per aumentare la capacità di trasporto tra le zone di 39 GW**, mentre i **Piani dei principali DSO** prevedono di affrontare il contesto in evoluzione con **interventi sia infrastrutturali che non infrastrutturali**, come lo sviluppo della flessibilità delle risorse distribuite.



**4.**

# **Scenari futuri**

Questo capitolo illustra le più recenti analisi di Energy & Strategy sugli scenari di crescita delle fonti rinnovabili in Italia. In continuità con le precedenti edizioni dell'Osservatorio, **sono stati ipotizzati due differenti percorsi di sviluppo al 2030: lo scenario BAU (Business As Usual) e lo scenario REN, caratterizzato da una forte spinta delle rinnovabili. Successivamente vengono approfondite le valutazioni sugli effetti potenziali delle rinnovabili sulla componente energia del prezzo dell'elettricità.**

## Gli scenari di sviluppo delle rinnovabili

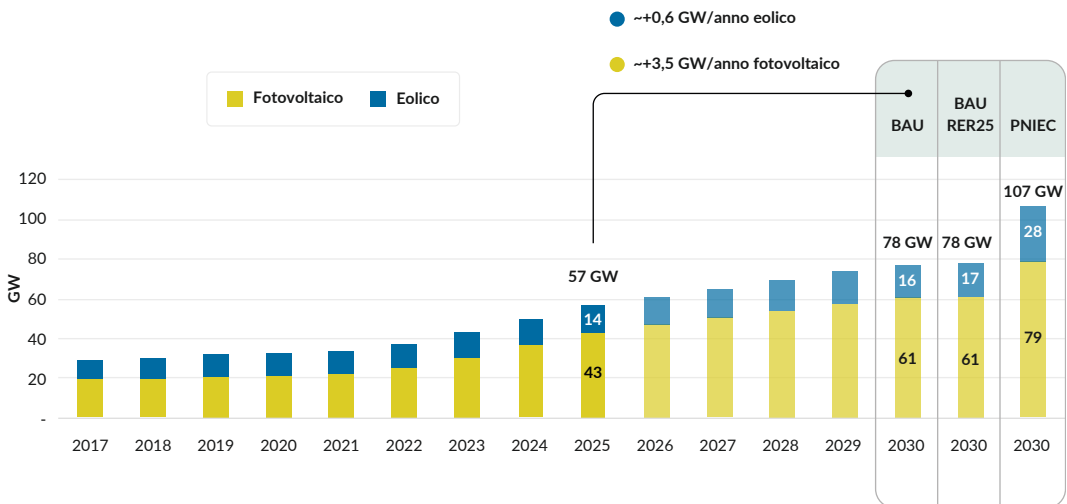
### Lo scenario BAU

Nello scenario BAU si considera una **crescita delle FER coerente con il tasso di crescita** osservato negli **ultimi anni** e con le **policies implementate** (come, ad esempio, la fine dello Scambio sul Posto) e **in fase di sviluppo**.

**Rispetto** allo scenario BAU dell'**edizione precedente del rapporto**, emergono sia fattori positivi, che suggeriscono una revisione al rialzo delle stime, sia fattori negativi, che indicano una possibile contrazione delle stime. Tra i **fattori positivi** si evidenziano gli **8,6 GW di fotovoltaico e eolico ammessi all'incentivo** in seguito all'asta del **FER X Transitorio**, nonché la **piena partecipazione alla prima asta del MACSE**, che, favorendo la diffusione degli accumuli di grande taglia, potrebbe contribuire a un'ulteriore crescita delle rinnovabili nei prossimi anni. Tra i **fattori negativi**, prima di tutto emerge che la **crescita della capacità FER nel 2025**, pari a 7,2 GW, è in calo rispetto ai 7,6 GW del 2024. Inoltre, per la piccola taglia, **rallenta la spinta** legata alle **detrazioni fiscali** ed è **finito lo Scambio sul Posto**. Infine, si segnala che per la grande taglia **si è ancora in attesa del FER X a regime**.

Nello **scenario BAU** si arriverebbe al **2030** a un parco di **78 GW di fotovoltaico ed eolico, inferiori ai 107 GW del target PNIEC**, come mostrato in *figura 4.1*. Le stime dello scenario BAU sono complessivamente **coerenti** con quanto calcolato nell'**edizione precedente del Rapporto**. Nelle stime aggiornate si osserva una **leggera riduzione** della **capacità eolica** prevista **al 2030**, in linea sia con la crescita più contenuta registrata nel 2025 rispetto al 2024, sia con la limitata capacità aggiudicata nell'asta del FER X Transitorio. Le stime indicano quindi che non è previsto un utilizzo significativo dell'eolico; tuttavia, il suo profilo di produzione, più stabile nel tempo rispetto al fotovoltaico, potrebbe rappresentare un contributo utile all'interno del mix di generazione.

**Figura 4.1: Scenario BAU - Andamento della capacità installata di fotovoltaico e di eolico.**

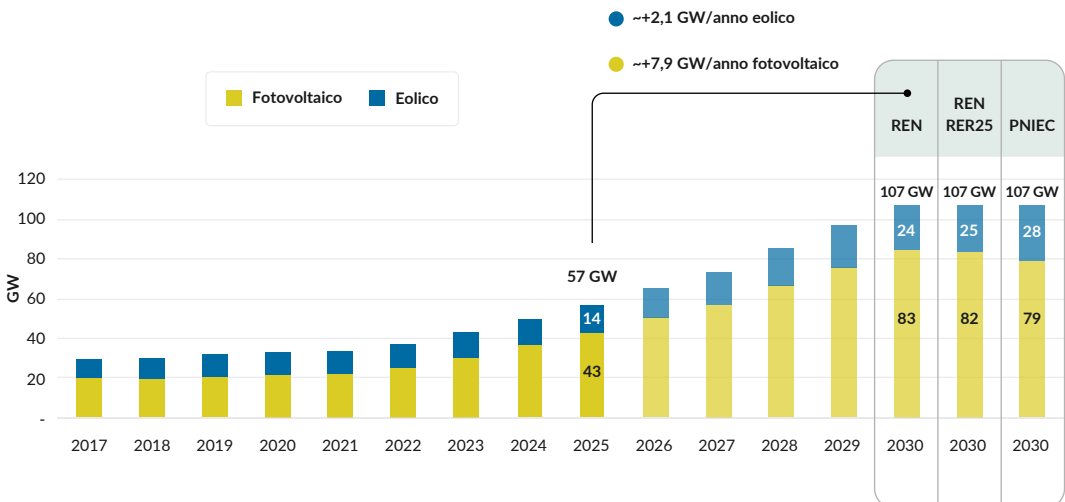


## Lo scenario REN

Nello **scenario REN** (a trazione rinnovabili) si presenta il possibile sviluppo delle FER al verificarsi di **diverse ipotesi ottimistiche** come un **sufficiente successo dei diversi strumenti incentivanti**, la **capacità della filiera di sostenere sufficientemente gli alti volumi di installazioni**, e una **maggiore diffusione degli interventi di potenziamento degli impianti esistenti**.

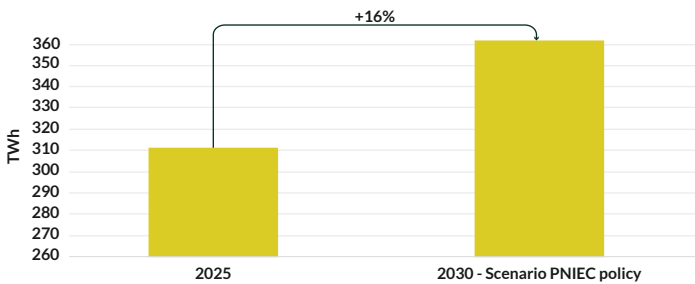
Nello **scenario REN al 2030**, si stima di arrivare a **107 GW di installazioni di fotovoltaico e di eolico**, raggiungendo quindi i target del PNIEC, come mostrato in *figura 4.2*. Le **stime dello scenario REN sono complessivamente in linea rispetto a quanto calcolato nel Renewable Energy Report 2025**, al netto di una capacità prevista di eolico al 2030 in leggero calo (da 25 a 24 GW), coerentemente sia con la minore crescita della capacità registrata nel 2025 rispetto al 2024, sia con la limitata capacità vincitrice dell'asta del FER X Transitorio.

Figura 4.2: Scenario REN - Andamento della capacità installata di fotovoltaico e di eolico.



Mentre gli scenari sviluppati si focalizzano sull'evoluzione della capacità installata di rinnovabili, è decisamente rilevanti considerare anche **l'evoluzione prospettica del fabbisogno di elettricità**. Infatti, come mostrato in *figura 4.3*, secondo lo **scenario PNIEC Policy** indicato nel Documento di Descrizione degli scenari 2024 di Terna-Snam, il **fabbisogno elettrico del Paese** raggiungerà i **362 TWh nel 2030**. Tale valore indica un aumento del 16% rispetto al fabbisogno del 2025, pari a 311 TWh.<sup>1</sup>

**Figura 4.3: Fabbisogno elettrico in Italia nel 2025 e nel 2030, secondo lo scenario PNIEC Policy.**



In tale contesto di crescente fabbisogno elettrico, **diventa sempre più sfidante soddisfare una quota crescente del fabbisogno elettrico** tramite **elettricità rinnovabile**. Allo stesso tempo, gli ultimi anni hanno messo in evidenza quanto sia difficile garantire una fornitura affidabile per la quota di elettricità non coperta da rinnovabili mantenendo al contempo prezzi stabili per i consumatori. È quindi di particolare interesse esaminare come le rinnovabili possano influenzare i prezzi dell'elettricità, tema al centro della sezione seguente del Rapporto.

<sup>1</sup> Lo scenario PNIEC policy è lo scenario descritto nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 di Terna-Snam. Tale scenario si basa per la quasi totalità sul testo definitivo del PNIEC.

# I potenziali effetti delle rinnovabili sui prezzi dell'elettricità

Oltre a generare **benefici strategici per il Paese**, come la riduzione della dipendenza dalle forniture estere di combustibili fossili, un aspetto particolarmente rilevante nel contesto geopolitico attuale, la **crescente quota di rinnovabili può impattare i prezzi dell'elettricità**. Nella presente sezione viene approfondito il possibile effetto delle rinnovabili sulla componente energia dei prezzi dell'elettricità.<sup>2</sup>

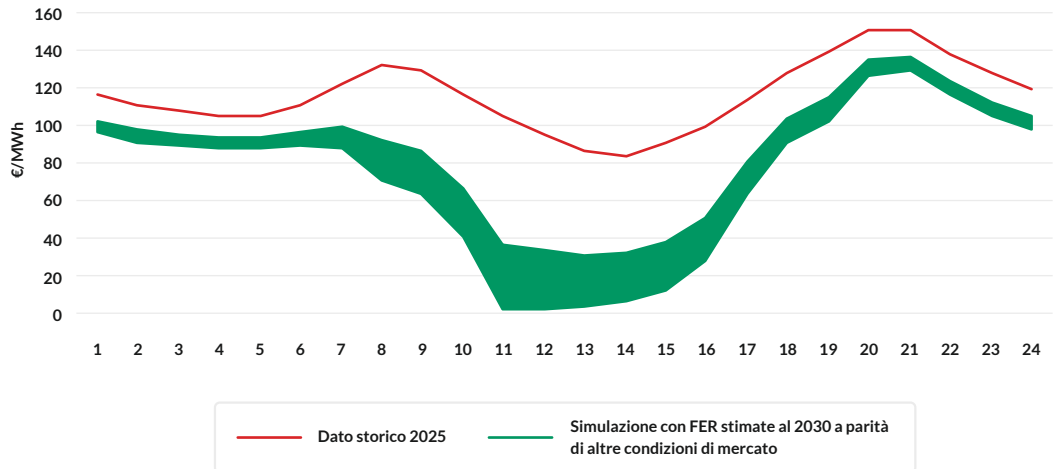
Il primo esempio di **zona del mercato elettrico** considerata è la **Sicilia**, in cui si attende **un'alta penetrazione delle rinnovabili**, in particolare di taglia **utility scale**, come indicano i risultati dell'asta del FER X Transitorio. In Sicilia è infatti localizzato circa il 45% dei 7,7 GW di fotovoltaico vincitori della procedura competitiva.

Rispetto all'andamento del Prezzo Medio Zonale (PMZ) registrato mediamente nelle 24 ore della giornata del 2025, *figura 4.4* mostra che, **con le rinnovabili previste nel 2030** secondo gli scenari Terna-Snam i **PMZ si ridurranno decisamente nell'arco della giornata**.<sup>3</sup> La riduzione sarà decisamente più marcata nelle ore centrali della giornata, quando la produzione fotovoltaica raggiunge i valori massimi. Questo suggerisce che il **modello di business merchant** diventerà **sempre meno appetibile per gli operatori**, e saranno sempre più importanti forme di stabilizzazione dei ricavi, come i PPA e i CfD sostenuti dallo Stato.

<sup>2</sup> Sono simulati i risultati sul MGP che potrebbero verificarsi nel 2030, considerando la capacità di rinnovabili installate nel 2030 secondo quanto indicato nello scenario PNIEC Policy del Documento di Descrizione degli Scenari Terna-Snam, a parità di altre condizioni di mercato, come ad esempio la domanda di elettricità, la capacità di trasporto tra zone e la diffusione degli accumuli.

<sup>3</sup> Secondo quanto indicato nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024, in Sicilia nel 2030 si considera una capacità installata di 8,6 GW per il fotovoltaico e di 5,3 GW per l'eolico.

**Figura 4.4: PMZ medio nelle 24 ore della giornata nella zona Sicilia nel 2025 e nella simulazione effettuata con FER stimate al 2030 a parità di altre condizioni di mercato.**



Complessivamente, se nel **2025** il **PMZ in Sicilia** è stato mediamente pari a **116 €/MWh**, le **simulazioni effettuate** per il **2030** mostrano **PMZ medi** compresi **tra 70 e 85 €/MWh**, corrispondenti a una riduzione tra il 25% e il 40%.

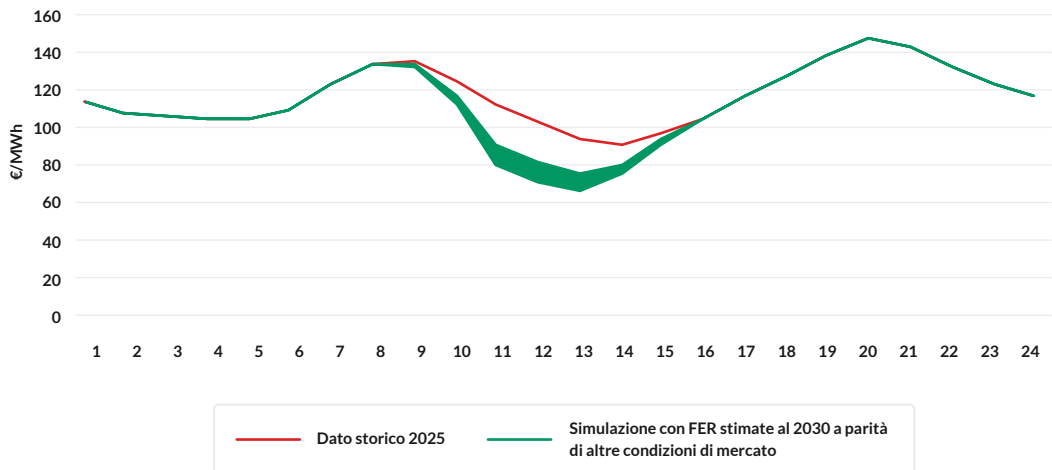
Un aspetto non considerato nelle simulazioni è rappresentato dagli stoccaggi. In particolare, gli 0,5 GWh di stoccaggi elettrochimici di grande taglia, vincitori della prima asta del MACSE e situati in Sicilia, potrebbero potenzialmente influenzare i PMZ, contribuendo a “appiattare” maggiormente la curva dei prezzi nel corso della giornata.

L'analisi di **un'altra zona del mercato elettrico** è utile per evidenziare come le **variazioni dei prezzi** legate alla maggiore diffusione delle rinnovabili **possano differire tra le diverse aree**. Mentre la prima zona esaminata, la Sicilia, si distingue per l'attesa diffusione significativa di impianti di grande taglia e per un'elevata producibilità fotovoltaica, è interessante considerare una zona con caratteristiche differenti, come il **Nord**. In questa zona, gli

**impianti rinnovabili** di taglia **utility scale**, in particolare quelli eolici, sono **meno diffusi**, mentre risulta **più elevata** la quota di **energia autoconsumata**. Inoltre, si tratta di un'area caratterizzata da una **domanda di elettricità significativa**, legata, ad esempio, all'elevata densità di popolazione e alla concentrazione di attività industriali.

In questa zona, si prevede un **calo del PMZ** complessivamente **più contenuto nell'arco della giornata**. Rispetto all'andamento medio del PMZ registrato nelle 24 ore della giornata del 2025, la *figura 4.5* mostra che, con la quantità di rinnovabili prevista nel 2030 secondo lo scenario PNIEC Policy indicato da Terna-Snam, i **PMZ diminuiranno principalmente nelle ore centrali della giornata**, quando la produzione fotovoltaica è più elevata. Quando la produzione fotovoltaica è assente e la produzione eolica è troppo bassa per influenzare il prezzo sul MGP, i prezzi rimarranno sostanzialmente invariati rispetto alla situazione del 2025.

**Figura 4.5: PMZ medio nelle 24 ore della giornata nella zona Nord nel 2025 e nella simulazione effettuata con FER stimate al 2030 a parità di altre condizioni di mercato.**



Complessivamente, se nel **2025** il **PMZ** in **zona Nord** è stato mediamente pari a **116 €/MWh**, la simulazione effettuata per il **2030** mostra un **calo tra il 5% e il 10%**.

# Messaggi Chiave

## Capitolo 4

### Scenari futuri

Nello **scenario BAU** si considera una **crescita delle FER coerente** con il **tasso di crescita** osservato negli **ultimi anni** e con le **policies implementate** e in **fase di sviluppo**. In tale scenario si arriverebbe al **2030** a un **parco di 78 GW** di **fotovoltaico ed eolico**, **inferiori ai 107 GW del target PNIEC**.

Nello **scenario REN** (a trazione rinnovabili) si presenta il possibile sviluppo delle FER al **verificarsi** di diverse **ipotesi ottimistiche** come un **sufficiente successo** dei diversi **strumenti incentivanti**, la **capacità della filiera** di sostenere sufficientemente gli alti volumi di installazioni, e una **maggiore diffusione degli interventi di potenziamento** degli impianti esistenti. Nello **scenario REN al 2030**, si stima di arrivare a **107 GW** di installazioni di **fotovoltaico e di eolico**, raggiungendo quindi i target del PNIEC. Inoltre, si segnala che, mentre il **fabbisogno elettrico** del Paese è **previsto in crescita** nei prossimi anni, diventa **sempre più sfidante soddisfare una quota crescente del fabbisogno elettrico** tramite **elettricità rinnovabile**.

Oltre che a benefici in termini di minore dipendenza dalle forniture estere di combustibili fossili, la **crescente quota di rinnovabili può impattare i prezzi dell'elettricità**.

Per la **zona Sicilia**, in cui si attende un'alta penetrazione delle rinnovabili, in particolare di taglia utility scale, le **simulazioni effettuate** con la **quantità di FER previste al 2030**, a parità di altre condizioni di mercato, indicano che il **PMZ mediamente registrato nelle 24 ore della giornata vedrà una riduzione**, in particolare nelle ore centrali della giornata, quando è maggiore la produzione fotovoltaica. Complessivamente, se nel **2025 il PMZ in Sicilia** è stato mediamente pari a **116 €/MWh**, le **simulazioni effettuate** per il 2030 mostrano una **riduzione del PMZ** medio annuo compresa **tra il 25% e il 40%**. Questo suggerisce che il **modello di business merchant** diventerà **sempre meno appetibile per gli operatori**, e saranno

sempre più importanti forme di stabilizzazione dei ricavi, come i PPA e i CfD sostenuti dallo Stato. Le **variazioni dei prezzi** legate alla **maggior diffusione delle rinnovabili possono differire tra le diverse zone**. Nella **zona Nord**, dove gli impianti rinnovabili di taglia utility scale, in particolare quelli eolici, sono meno diffusi, mentre risulta più elevata la quota di energia autoconsumata, gli effetti saranno diversi rispetto a quanto descritto per la Sicilia. In questa zona, si prevede un **calo del PMZ** generalmente **più contenuto nell'arco della giornata, e concentrato nelle ore centrali** della giornata, quando la produzione fotovoltaica è maggiore. Complessivamente, **rispetto al PMZ** mediamente registrato in zona Nord nel **2025**, le **simulazioni effettuate per il 2030** mostrano un **calo tra il 5% e il 10%**.

# Bibliografia

Si riportano di seguito le fonti utilizzate nella scrittura del Rapporto.

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). Carte installations photovoltaïques sur terrain agricole et agrivoltaïques. Online: <https://data.ademe.fr/applications/observatoire-agrivoltaisme-carto-stats-2>

Anie Rinnovabili. Osservatorio FER – Dicembre 2022

Anie Rinnovabili. Osservatorio FER – Dicembre 2023

Areti. Piano di sviluppo – 2025

Associazione Nazionale Energia del Vento. Brochure – 2025

Bundesnetzagentur. Statistik zur Stromerzeugungsleistung ausgewählter erneuerbarer Energieträger - Januar 2026

Confagricoltura. Primo Rapporto dell'Osservatorio sulle Agro-energie - 2025

E-distribuzione. Piano di sviluppo 2025

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2019

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2020

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2021

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2022

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2023

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2024

ENEA. Rapporto detrazioni fiscali 2025

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

Energy & Strategy – POLIMI School of Management. Renewable Energy Report 2025

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Agrivoltaics facilities map. Online: <https://agrivoltaicsmap.ise.fraunhofer.de/>

Gestore dei Mercati Energetici. MGP - Statistiche - Dati Storici.

Online: <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Esiti/Elettricit/MGP/Statistiche/DatiStorici#IntestazioneGrafico>

Gestore dei Servizi Energetici. Elenco progetti ammessi Parco Agrisolare

Gestore dei Servizi Energetici. Regole operative Energy Release 2.0 - 16 dicembre 2025

Gestore dei Servizi Energetici. Elenco delle configurazioni CACER. Online: <https://www.gse.it/servizi-per-te/autoconsumo/elenco-delle-configurazioni>

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie DM Agrivoltaico – aste

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie FER 2 – procedura gruppo D

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie FER 2 – procedure gruppo A

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie FER X Transitorio – procedura eolico

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie FER X Transitorio – procedura fotovoltaico

Gestore dei Servizi Energetici. Graduatorie FER X Transitorio – procedura fotovoltaico NZIA

Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2025

ISPRA. Consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici – 2025

ISTAT. L'agricoltura nelle regioni italiane. 7° Censimento Generale Agricoltura. Dashboard\_Agricoltura\_2024. Online: [https://public.tableau.com/app/profile/istat.istituto.nazionale.di.statistica/viz/Dashboard\\_Agricoltura\\_2024/CensimentoAgricoltura](https://public.tableau.com/app/profile/istat.istituto.nazionale.di.statistica/viz/Dashboard_Agricoltura_2024/CensimentoAgricoltura)

Legambiente. Finalmente Offshore – 2025

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Documento di consultazione per DM FER Z - 3 novembre 2025

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Linee guida in materia di impianti agrivoltaici – 2022

Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Piano Nazionale Integrato Energia e Clima – Giugno 2024	République Française. Tableau de bord: solaire photovoltaïque - Quatrième trimestre 2025
Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Piattaforma di monitoraggio del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Online: <a href="https://www.pniecmonitoraggio.it/Pagine/piattaforma%20pniec.aspx">https://www.pniecmonitoraggio.it/Pagine/piattaforma%20pniec.aspx</a>	Terna. Consumi – 2024
Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Schema del DM FER Z - 3 novembre 2025	Terna. Download Center. Online: <a href="https://dati.terna.it/download-center">https://dati.terna.it/download-center</a>
Ministero delle Imprese e del Made In Italy. Decreto direttoriale 6 novembre 2025 - Transizione 5.0. Esaurimento risorse	Terna. Impianti di generazione – 2007
Ministero dello Sviluppo Economico. D.M. 23 Giugno 2016	Terna. Impianti di generazione – 2008
Pexapark. 2021 European PPA Market Outlook	Terna. Impianti di generazione – 2009
Pexapark. European PPA Market Outlook – 2022	Terna. Impianti di generazione – 2010
Pexapark. European PPA Market Outlook – 2023	Terna. Impianti di generazione – 2011
Pexapark. European PPA Market Outlook – 2024	Terna. Impianti di generazione – 2012
Pexapark. Renewables Market Outlook – 2025	Terna. Impianti di generazione – 2013
Pexapark. Renewables Market Outlook – 2026	Terna. Impianti di generazione – 2014
Red Eléctrica. Generation power renewable structure. Online: <a href="https://www.ree.es/en/datos/generation/power-renewable-structure">https://www.ree.es/en/datos/generation/power-renewable-structure</a>	Terna. Impianti di generazione – 2015
Repubblica Italiana. Decreto Legge 20 febbraio 2026, n. 21	Terna. Impianti di generazione – 2016
Repubblica Italiana. Decreto Legge 21 novembre 2025, n. 175	Terna. Impianti di generazione – 2017
Repubblica Italiana. Decreto Legislativo 25 novembre 2024, n. 190	Terna. Impianti di generazione – 2018
Repubblica Italiana. Decreto Legislativo 26 novembre 2025, n. 178	Terna. Impianti di generazione – 2019
Repubblica Italiana. Legge 15 gennaio 2026, n. 4	Terna. Impianti di generazione – 2020
Repubblica Italiana. Legge 30 dicembre 2025, n. 199 (Legge di bilancio 2026)	Terna. Impianti di generazione – 2021
République Française. Tableau de bord: éolien - Quatrième trimestre 2025	Terna. Impianti di generazione – 2022
	Terna. Impianti di generazione – 2023
	Terna. Impianti di generazione – 2024
	Terna. Piano di sviluppo – Overview – 2025
	Terna. Portale Econnexion. Online: <a href="https://dati.terna.it/econ-">https://dati.terna.it/econ-</a>

nextion#fonti-rinnovabili

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2007

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2008

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2009

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2010

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2011

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2012

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2013

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2014

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – dicembre 2015

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 – dicembre 2025

Terna. Rapporto Mensile sul sistema elettrico – novembre 2025

Terna-Snam. Documento di Descrizione degli Scenari 2024

The European House Ambrosetti. Eolico Offshore Galleggiante: opportunità nel percorso di decarbonizzazione e ricadute indu-

striali per l'Italia - 2024

Unareti. Piano di sviluppo 2025





# Aziende Partner



Federazione ANIE rappresenta, nel Sistema Confindustria, oltre 1.100 imprese ad alta e medio-alta tecnologia attive nelle filiere dell'Elettrotecnica e dell'Elettronica e i General Contractor industriali.

Il settore occupa 480.000 addetti con un fatturato aggregato (a fine 2024) di 112 miliardi di Euro e un'incidenza della spesa in Ricerca e Sviluppo pari al 4%.

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

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.

Federazione ANIE è parte di un'articolata rete di organizzazioni nazionali e internazionali.

Aderisce ad ORGALIM e alle principali Associazioni europee rappresentative dei comparti industriali dell'Elettrotecnica e dell'Elettronica.

È presente nei principali organismi di normazione nazionali (CEI, UNI), europei (CENELEC, CEN) e internazionali (IEC, ISO).

È socio fondatore di IMQ, Prosiel ed è socio di METEL.

Federazione ANIE presidia le relazioni con gli stakeholder istituzionali, a livello nazionale ed europeo, attraverso un'attività strutturata di Public Affairs.

L'obiettivo è tutelare e valorizzare gli interessi delle imprese associate, contribuendo alla definizione di politiche industriali orientate all'innovazione, alla sostenibilità e alla competitività di lungo periodo dell'industria elettrotecnica ed elettronica.



---

Edison è società leader dell'energia, con oltre 140 anni di storia e primati che ne fanno il più antico operatore del settore in Europa. Oggi Edison impiega oltre 6.000 persone, operando in Italia ed Europa nella produzione rinnovabile e low carbon, nell'approvvigionamento e vendita di gas naturale, nella mobilità sostenibile, e nei servizi energetici, ambientali e a valore aggiunto per clienti, aziende, territori e Pubblica Amministrazione. Edison ha un parco di produzione di energia elettrica altamente flessibile ed efficiente, composto da 250 centrali tra impianti idroelettrici, eolici, solari e termoelettrici a ciclo combinato a gas ad alta efficienza, per una potenza complessiva di circa 8 GW; ed è un attore chiave della sicurezza energetica anche nell'approvvigionamento di GNL e gas naturale, grazie a un portafoglio ampio e altamente diversificato pari a oltre 14 miliardi di metri cubi all'anno, in grado di soddisfare il 23% della domanda nazionale.

Attraverso Edison Next, il Gruppo è, inoltre, un operatore chiave nel mercato dei servizi energetici e ambientali, con soluzioni per decarbonizzare e ottimizzare i consumi energetici di industrie, aziende, strutture sanitarie e Pubblica Amministrazione.



---

EDPR, società del gruppo EDP, è un'azienda leader globale nel settore dell'energia rinnovabile, specializzata nello sviluppo di progetti eolici e fotovoltaici dei quali cura l'ingegneria, la costruzione per poi gestirne e sfruttarne la produzione di energia.

Costituita nel 2007, EDPR è diventata rapidamente una multinazionale di riferimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, presente in 28 paesi. Con una potenza installata di 16,6 GW (2022), 34,6 TWh generati nel 2023 e oltre 3000 dipendenti di 51 differenti nazionalità, si afferma come uno dei maggiori produttori di energia da fonte eolica nel mondo. EDPR è attivamente impegnata nella decarbonizzazione dell'economia accelerando il suo sviluppo di rinnovabili e diversificazione del mix tecnologico, avendo 4,4 GW di capacità in costruzione, di cui il 60% costituito da solare e 0,2 GW di accumuli co-locati con altri impianti rinnovabili.

Le attività di EDPR sono organizzate su tre piattaforme: On-Shore Europa & Brasile, On-Shore Nord America e Off-Shore. Tali piattaforme sono supportate da una rete di business units regionali (in Italia EDP Renewables Italia Holding srl) che forniscono le competenze sul territorio e sono a stretto contatto con le amministrazioni e le autorità locali. Questo connubio crea un equilibrio perfetto tra la visione globale, necessaria al continuo sviluppo di EDPR, e l'approccio locale, fondamentale per la corretta gestione dei nostri impianti. Le relazioni con i proprietari terrieri, con le autorità e con gli enti regolatori sono un elemento essenziale per il successo di EDPR.



---

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'autoproduzione 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 62 Paesi, con oltre 32.000 dipendenti, integrata lungo l'intera catena del valore. Eni ha l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050, attraverso la progressiva decarbonizzazione dei propri processi e i prodotti. Per raggiungerlo, da oltre 10 anni investe in ricerca, sviluppo e applicazione di tecnologie game-changer, che possano accelerare la transizione verso soluzioni progressivamente più sostenibili, come la cattura e lo stoccaggio del carbonio e l'energia da fusione, che in futuro potrebbe permettere di generare energia sicura, virtualmente illimitata e a zero emissioni.

Eni è leader nel supercalcolo, una leva fondamentale per la competitività: il supercomputer Eni è tra i sistemi più potenti al mondo e l'azienda è già impegnata nella nuova frontiera tecnologica del calcolo quantistico.

Le attività tradizionali di esplorazione e produzione di idrocarburi di Eni continuano a generare valore, supportando la transizione e garantendo, al contempo, l'approvvigionamento energetico anche attraverso la diversificazione delle fonti.

Per accelerare il percorso della transizione e per attrarre investimenti strategici, Eni ha sviluppato un modello di società satelliti.

- Plenitude integra la produzione da rinnovabili, la vendita di energia e di soluzioni energetiche con un'ampia rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.
- Enilive è dedicata alla bioraffinazione, alla produzione di biometano, alla commercializzazione e distribuzione di vettori energetici per una mobilità più sostenibile, tra cui il biocarburante HVO diesel, anche attraverso una rete di circa 5.300 Enilive Station in Europa.
- Vår Energy e Azule Energy (una joint venture con BP) operano rispettivamente nell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia e Angola. Tra le altre società di Eni, Versalis è impegnata nel percorso di trasformazione in un'azienda chimica sempre più sostenibile e specializzata, con un forte impegno per la circolarità, sviluppando processi complementari di riciclo, acquisendo una maggiore presenza nei mercati finali e una posizione di leadership nella chimica da rinnovabili.
- Eni Rewind è focalizzata sulle bonifiche, il risanamento di siti industriali e la gestione dei rifiuti, e offre soluzioni e tecnologie efficaci in Italia e all'estero.
- Eni Industrial Evolution ha l'obiettivo di assicurare la gestione degli asset tradizionali e di consolidare il percorso di trasformazione industriale, anche in ottica di economia circolare, attraverso lo sviluppo di nuove filiere industriali.



---

EOS Investment Management Group (EOS IM) è una società di gestione di investimenti alternativi multi-strategy, fondata a Londra nel 2014 da Ciro e Natalino Mongillo, specializzata nell'identificazione e sviluppo di opportunità nei principali megatrend industriali di lungo periodo.

Il Gruppo si distingue per un forte posizionamento nella transizione e sicurezza energetica, ambiti oggi centrali per la competitività e l'indipendenza strategica dei sistemi economici. In questo contesto, EOS IM investe lungo l'intera catena del valore energetico: dalla generazione rinnovabile all'elettrificazione dei consumi, dalle infrastrutture di rete allo sviluppo di soluzioni di accumulo e flessibilità del sistema.

Accanto all'energia, EOS IM opera nel più ampio ambito della sostenibilità, con un focus su economia circolare, decarbonizzazione e agricoltura sostenibile.

Il Gruppo si rivolge prevalentemente a investitori istituzionali e ha costruito nel tempo un modello distintivo, capace di coniugare approccio tematico e disciplina industriale. EOS IM non si limita infatti alla selezione degli investimenti, ma sviluppa e gestisce attivamente piattaforme scalabili, coprendo l'intero ciclo del valore e contribuendo alla crescita industriale degli asset.

Elemento centrale dell'approccio è l'integrazione di competenze verticali e il coinvolgimento sistematico di esperti di settore nei processi di investimento, con l'obiettivo di intercettare trend strutturali e trasformarli in opportunità a elevato potenziale di rendimento e impatto.

Oggi il Gruppo è focalizzato su due strategie principali: private equity, attraverso fondi tematici dedicati alla transizione energetica, e infrastrutture energetiche, ambito in cui EOS IM è riconosciuto come uno degli operatori di riferimento nel contesto della sicurezza energetica nazionale.



---

Il Gruppo ERG è un primario operatore indipendente di energia pulita da fonti rinnovabili, presente in nove paesi a livello europeo e negli Stati Uniti. Primo operatore eolico onshore in Italia, tra i primi dieci in Europa, il Gruppo è inoltre attivo nella produzione di energia da fonte solare, dove figura tra i primi dieci operatori in Italia, e nel settore del battery storage. In poco più di un decennio, ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine portando a compimento una trasformazione aziendale di successo da operatore oil verso un modello di business puro “Wind&Solar”.

Ad oggi, ERG conta su una capacità installata complessiva di circa 4GW ed una pipeline di progetti per oltre 5 GW, fra eolico, solare e sistemi di accumulo. Attraverso un approccio “Value over Volume”, vogliamo continuare ad evolverci e creare valore sostenibile per tutte le parti: governi, istituzioni, comunità locali, prestando la massima attenzione alle tematiche di sostenibilità. Sin dal 2021, infatti, abbiamo integrato il nostro piano ESG all'interno del piano industriale. Grazie alla nostra storia, e alle nostre attività, vogliamo ispirare il cambiamento per dare una nuova energia al futuro.



---

ESPE S.p.A. è un'azienda italiana con oltre cinquant'anni di esperienza nel settore dell'energia e delle fonti rinnovabili e alla guida di un insieme di società attive lungo l'intera filiera energetica. Fondata nel 1974 e con sede in provincia di Padova, è stata tra le realtà pioniere nello sviluppo delle rinnovabili in Italia. Installatrice di impianti fotovoltaici dal 2003, quando il mercato era ancora agli esordi, ESPE ha contribuito alla diffusione del fotovoltaico nel Paese, consolidando negli anni un solido know-how tecnologico e progettuale. Oggi è uno dei principali player nazionali nei segmenti Utility Scale, C&I, Agrivoltaico ed Energy Community. Questo posizionamento è stato raggiunto grazie alla capacità del Gruppo di operare come partner unico lungo tutte le fasi di sviluppo dei progetti energetici, dallo scouting e permitting alla progettazione, realizzazione e gestione degli impianti, anche nei sistemi più complessi. ESPE opera come EPC contractor per impianti fotovoltaici e come system integrator per soluzioni energetiche avanzate, sviluppando inoltre competenze nei sistemi di accumulo energetico (BESS). Accanto al fotovoltaico, l'azienda sviluppa tecnologie proprietarie nei settori del minieolico e della cogenerazione a biomassa, contribuendo con soluzioni integrate alla transizione energetica e alla decarbonizzazione del sistema produttivo.



FERA Srl (Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative) è un'azienda italiana fondata nel 2001 e attiva da oltre vent'anni nel settore delle energie rinnovabili. Il Gruppo FERA opera lungo l'intera catena del valore dell'energia, occupandosi in modo integrato della produzione, gestione e vendita di energia elettrica proveniente esclusivamente da fonti rinnovabili, quali eolico, biogas e mini-idroelettrico.

L'approccio industriale del Gruppo si fonda su principi di sostenibilità ambientale, efficienza operativa e integrazione responsabile con il territorio, con particolare attenzione agli impatti sociali e al coinvolgimento delle comunità locali.

Accanto all'attività di generazione, FERA ha sviluppato competenze complementari attraverso le proprie società controllate: Click to Green, attiva nella vendita di energia elettrica rinnovabile; Ricarica, dedicata allo sviluppo e alla gestione di servizi di ricarica per la mobilità elettrica; Energy Awareness – EA, che offre servizi di efficientamento energetico e supporto alla riduzione dei consumi.

Con sede principale a Milano e una presenza operativa su scala nazionale, il Gruppo contribuisce concretamente alla transizione energetica e al percorso di decarbonizzazione del sistema energetico italiano.



---

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 (onshore 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.



---

GR Value è un produttore indipendente di energia da fonti rinnovabili che opera sul territorio italiano grazie a valutazioni responsabili, investimenti efficienti e impegno attivo.

Le principali linee di business sono rappresentate dallo sviluppo di iniziative eoliche, foto/agrivoltaiche e di sistemi di accumulo (BESS) di taglia industriale.

GR Value estrae il massimo valore dagli assets di produzione attraverso il controllo dell'intera catena del valore: dall'originazione dell'iniziativa (greenfield/in operation), alla costruzione degli impianti, alla vendita dell'energia nel mercato elettrico.

Attraverso un'efficiente manutenzione predittiva, il più alto livello di produzione e la minimizzazione degli imprevisti, GR Value punta al miglioramento continuo della disponibilità degli impianti e quindi alla generazione della massima redditività.

Operativa dal 2019, con un management team che vanta una solida esperienza nel settore delle rinnovabili, GR Value ha raggiunto dei risultati importanti in termini di investimenti energetici e di energia prodotta, realizzando una pipeline composta da circa 2.000 MW di progetti eolici onshore e 400 MW di progetti agro e fotovoltaici e ottenendo finanziamenti per oltre 400M€ nella forma di Project Financing e Capex Line con garanzia SACE.

GR Value contribuisce tangibilmente alla transizione energetica ed alla riduzione delle emissioni inquinanti in atmosfera. I suoi impianti producono circa 352 GWh, corrispondenti a 243 mila tonnellate annue di inquinanti evitate.

Le società del gruppo GR Value hanno adottato il modello 231 – che garantisce il più alto livello di trasparenza – ed il gruppo è certificato tramite un “eligibility assessment” emesso da DNV\_GL il 19/11/2020 in termini di compliance con i Green Loan Principles.

Obiettivo dell'azienda è costruire realtà industriali che generano profitti per gli investitori e garantiscono livelli massimi di sicurezza, di sostenibilità e di sviluppo per il contesto sociale in cui sono inserite.



Oltre 25 anni di esperienza nella Green Economy, 25 società attive nel settore ambientale, più di 550 dipendenti, 1 milione di tonnellate di rifiuti gestiti e 130 MWh di energia rinnovabile prodotta nel 2023, con 3 milioni di metri quadri bonificati.

GreenthesiS è tra i principali operatori italiani nei servizi ambientali, coprendo tutta la filiera del trattamento rifiuti e della bonifica ambientale. Specializzato nella bonifica di siti contaminati, messa in sicurezza di discariche e risanamento delle falde, gestisce ogni fase dal decommissioning alla valorizzazione delle aree dismesse.

Il Gruppo dispone di 20 strutture all'avanguardia per il trattamento dei rifiuti, con emissioni tra le più basse in Europa. Tra le attività svolte: depurazione di acque civili e industriali, gestione di rifiuti speciali liquidi e solidi, Soil Washing e trattamenti di amianto e fibrocemento. Inoltre, tratta rifiuti agroalimentari, agro-zootecnici e fanghi biologici per l'agricoltura.

Ogni attività contribuisce all'Economia Circolare con discariche efficienti, produzione di energia fotovoltaica, recupero di biogas e biometano e trattamento avanzato del percolato.

GreenthesiS investe costantemente nell'innovazione tramite il proprio dipartimento di Ricerca e Sviluppo, realizzando partnership con aziende, università e centri di ricerca. Ha implementato sistemi di cogenerazione, upgrading di biogas in biometano e nuove tecnologie di conversione idro-termica.

Il know-how di GreenthesiS ha favorito lo sviluppo internazionale, con importanti collaborazioni negli Emirati Arabi e in Arabia Saudita, contribuendo alla diffusione della cultura ambientale.

GreenthesiS promuove una visione sostenibile e azioni concrete per una crescita responsabile.

## gruppoenercom

---

Il Gruppo Enercom è una delle maggiori realtà italiane private tra le Utilities dell'energia, con una tradizione di oltre 70 anni alle spalle

Operiamo principalmente in Lombardia, Veneto e Piemonte in quattro aree d'attività:

- produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico e solare)
- vendita di energia elettrica, gas e soluzioni di efficienza energetica
- distribuzione di gas naturale
- realizzazione di infrastrutture elettriche.

Essere un Gruppo focalizzato sull'energia, composto da società indipendenti ma sinergiche, ci offre alcuni grandi plus: lunga esperienza ma energie fresche, solidità finanziaria coniugata a un'organizzazione snella ed efficiente, competenza strutturata e agilità nell'azione.

Con il Piano Strategico 2025-2030 vogliamo sostenere una transizione energetica inclusiva e sicura. Nelle fonti rinnovabili puntiamo a raggiungere entro il 2030 una potenza installata di 100 MW, in grado di produrre 120 GWh di energia annua.

Anche nella distribuzione di gas naturale, investendo in innovazione, digitalizzazione e integrazione strutturale lavoriamo per predisporre le reti all'utilizzo di green gas (biometano, idrogeno) e ridurre le emissioni fugitive.

Numeri e impatti che rendicontiamo nel nostro Bilancio di Sostenibilità, non solo per offrire un resoconto dettagliato delle nostre attività, ma anche e prima di tutto per condividere impegni e sfide con le 480 persone che oggi fanno parte del Gruppo.

Una crescita responsabile deve essere diffusa. In quest'ottica, nel 2024 abbiamo costituito la prima comunità energetica del territorio cremasco, EnerCER, nata dall'iniziativa di alcuni dipendenti del Gruppo, e con il progetto NexTown offriamo servizi smart ai Comuni, per rendere i territori sempre più a misura di cittadino.

Inoltre Enercom, la società di vendita del Gruppo, è certificata come Energy Service Company (ESCO).

# Helexia

---

Helexia è una Energy Service Company (ESCO) internazionale, fondata nel 2010 e specializzata nello sviluppo di soluzioni integrate per la transizione energetica delle imprese. L'azienda supporta clienti del settore commerciale e industriale nel ridurre i consumi energetici e le emissioni di CO<sub>2</sub>, combinando competenze ingegneristiche, capacità di analisi e realizzazione di progetti di produzione da fonti rinnovabili ed efficientamento energetico.

Con circa 500 collaboratori attivi in 9 Paesi e oltre 1.800 impianti fotovoltaici realizzati a livello internazionale, Helexia rappresenta un partner solido e strutturato per accompagnare le aziende nei loro percorsi di decarbonizzazione.

Il modello di Helexia si basa su un approccio completo che copre l'intero ciclo di vita dei progetti: dall'analisi dei consumi e dall'individuazione degli interventi più idonei, fino alla progettazione, realizzazione e gestione degli impianti. Questo approccio consente alle aziende di affidarsi a un unico interlocutore, semplificando la complessità della transizione energetica.

Elemento distintivo è la capacità di investire direttamente nei progetti, sostenendone i costi e accompagnando i clienti con soluzioni concrete e sostenibili anche dal punto di vista economico. Helexia si propone così come partner strategico per trasformare la sostenibilità in un driver di competitività e creazione di valore nel lungo periodo.



---

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



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.



Nunziante Magrone è una realtà consolidata nel panorama della consulenza legale, con una forte vocazione internazionale e una profonda conoscenza dei settori industriali, finanziari e del tessuto economico italiano. Offriamo un'assistenza completa a una clientela diversificata composta da società italiane e multinazionali attive in molteplici mercati. Con sedi a Roma e Milano e rapporti maturati nel tempo con primari studi legali internazionali, supportiamo i clienti sia nelle attività quotidiane sia nelle operazioni straordinarie più complesse, in Italia e all'estero.

I nostri team operano in modo integrato, unendo competenze specialistiche nelle diverse aree del diritto a una visione trasversale dei settori di mercato, lavorando in sinergia per raggiungere gli obiettivi di business dei clienti. Da sempre attivi a livello internazionale, affianchiamo le aziende italiane nei loro progetti di espansione globale e le multinazionali nell'ingresso, nello sviluppo e nella gestione delle attività in Italia, anche grazie alla collaborazione con law firm straniere di primo livello.

Lo Studio offre servizi legali trasversali e integrati, con un'attenzione costante all'innovazione che guida l'evoluzione dei mercati. Operiamo in tutte le principali aree del diritto, dalle discipline più tradizionali a quelle nate con il progresso tecnologico e digitale, grazie a un team altamente qualificato capace di garantire un supporto specialistico in ogni ambito. La lunga esperienza maturata nei diversi settori economici ci permette di fornire un'assistenza realmente interdisciplinare, basata su competenze approfondite e costantemente aggiornate. I nostri professionisti seguono con attenzione l'evoluzione dei mercati per offrire un servizio di eccellenza e soluzioni chiare anche su questioni particolarmente complesse.



NVA è un'azienda italiana innovativa che si distingue per il suo impegno nella produzione di energia rinnovabile, focalizzandosi principalmente su eolico e solare. Con l'obiettivo di diventare un punto di riferimento nel mercato italiano come Independent Power Producer (IPP),

L'obiettivo a breve termine è quello di raggiungere 1,5 GW di impianti da fonti di energia rinnovabile in esercizio entro il 2032, considerati tra le soluzioni più efficienti e sostenibili per la generazione di energia.

La scelta di concentrarsi su grandi impianti utility scale consente a NVA di massimizzare l'efficienza produttiva e avere un impatto positivo sul territorio. Investendo in progetti su larga scala, NVA non solo soddisfa la crescente domanda di energia rinnovabile, ma stimola anche l'occupazione locale e contribuisce allo sviluppo economico delle comunità in cui opera, diventando un catalizzatore per un cambiamento positivo a beneficio di persone e ambiente.

Un ulteriore valore è rappresentato dalla partnership con il fondo inglese iCON Infrastructure, socio di maggioranza di NVA. Questa alleanza strategica consente di mobilitare grandi capacità tecniche e finanziarie, garantendo le risorse necessarie per realizzare progetti ambiziosi nel settore delle energie rinnovabili. Le attività di NVA sono guidate da un forte senso etico e dalla volontà di generare valore per la collettività.

Ogni progetto è concepito in modo sostenibile, integrando la riduzione dell'impatto ambientale con pratiche economiche e sociali responsabili.

L'azienda abbraccia i principi dell'Economia Circolare, implementando meccanismi per ridurre al minimo gli sprechi e promuovere un utilizzo efficiente delle risorse. Con una visione chiara e un forte impegno verso l'innovazione e la responsabilità sociale, NVA si afferma come leader nel panorama delle energie rinnovabili in Italia, pronta a contribuire attivamente alla transizione energetica del paese.



---

PV CYCLE ITALIA CONSORZIO, costituito nel 2012, nasce per rispondere alle esigenze di conformità normativa e gestione dei rifiuti da parte dei Produttori di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (AEE), Pile e Accumulatori operanti in Italia.

- Sistema Collettivo ai sensi della normativa nazionale RAEE (D. Lgs. 49/2014 e s.m.i.) e della normativa nazionale Pile e Accumulatori (D. Lgs. 188/2008 e s.m.i.);
- Membro del Centro di Coordinamento RAEE e del Centro di Coordinamento Nazionale Pile e Accumulatori, che giocano un ruolo fondamentale nell'organizzazione e ottimizzazione delle attività di raccolta, ritiro e trattamento dei RAEE domestici e dei rifiuti di Pile e Accumulatori a livello nazionale;
- Iscritto al Registro AEE (n. IT14011000033) e al Registro Pile e Accumulatori (n. IT16041P00035) come sistema collettivo di finanziamento;
- Dotato di uno Statuto conforme ai requisiti stabiliti dallo Statuto tipo pubblicato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Sistema Collettivo approvato dal GSE per la gestione a fine vita dei pannelli fotovoltaici incentivati attraverso il IV e V Conto Energia.

Nel 2016 viene fondata PV CYCLE ITALIA SERVICE S.R.L., società di servizi affiliata a PV CYCLE ITALIA CONSORZIO, con l'obiettivo di offrire soluzioni integrate e sostenibili per la gestione ambientale dei rifiuti e per supportare le aziende nella transizione verso un'economia circolare.

Operando su tutto il territorio italiano, sia direttamente che attraverso partnership strategiche, PV CYCLE ITALIA SERVICE S.R.L. offre una vasta gamma di servizi che includono la gestione ecocompatibile di rifiuti industriali e aziendali, consulenza ambientale mirata e supporto nella redazione di report di sostenibilità. L'approccio della società è orientato alla riduzione dei rifiuti, al riciclo e al riutilizzo, per favorire una gestione più responsabile delle risorse e ridurre l'impatto ambientale delle attività produttive.

# RWE

---

RWE Renewables Italia è tra i principali attori nel mercato delle energie da fonte rinnovabile in Italia. Opera sul territorio nazionale con 17 parchi eolici onshore e un parco fotovoltaico in esercizio con una capacità installata di 589 MW, in grado di assicurare la fornitura di energia verde a più di 500.000 famiglie italiane. Nel corso della prima parte del 2026, inoltre, è impegnata nella costruzione di ulteriori impianti per una capacità complessiva di 235 MW. L'Azienda è attiva in tutte le fasi della catena del valore: dalla ricognizione di potenziali siti per lo sviluppo, alla costruzione, alla manutenzione fino a dismissione e repowering di impianti su tutto il territorio nazionale. Possiamo contare sull'esperienza di personale altamente qualificato impiegato: oltre 200 dipendenti che operano a livello nazionale e internazionale: project managers, project engineers, tecnici e operatori. Grazie alla loro competenza e professionalità creiamo importanti opportunità economiche a livello locale, valorizzando il territorio e collaborando attivamente con le comunità locali e gli stakeholder coinvolti in ogni fase dei nostri progetti. Questo approccio assicura una piena integrazione dei nostri interventi, rispettando gli equilibri ambientali, economici e sociali.

# sinergo

---

Sinergo è una società multidisciplinare di ingegneria e architettura con oltre 30 anni di esperienza nel campo della progettazione integrata, infrastrutture e mobilità e transizione energetica. Situata nel nord-est italiano, la società è composta da un team di specialisti altamente qualificati nei vari settori civili, impiantistici e dell'architettura.

La mission è quella di fornire soluzioni innovative alle sfide di crescita nell'ambito della società civile e dell'industria con un'attenzione alla pianificazione tecnica ed economica, alla progettazione, alla direzione lavori e coordinamento della sicurezza in fase di realizzazione. Realizziamo il cambiamento nei territori in cui operiamo, progettando e costruendo opere sostenibili capaci di rispondere ai bisogni delle persone di oggi e di domani.

Progettazione integrata – sviluppiamo e coordiniamo ideazione, progettazione e realizzazione di interventi complessi nelle principali città italiane.

Infrastrutture e mobilità – siamo attivi nei principali aeroporti italiani – Venezia, Verona, Milano, Palermo, Roma Fiumicino e Bologna – e vantiamo una vasta esperienza nella progettazione di impianti specialistici, sistemi BHS, impianti per le infrastrutture di volo AVL etc. Nelle aree aeroportuali stiamo sviluppando i primi progetti di solar farm lungo le piste per la decarbonizzazione e il risparmio energetico.

Transizione energetica – contiamo su un team specializzato nello sviluppo di interventi per la transizione ecologica ed energetica, nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili di medie e grandi dimensioni – fotovoltaico, eolico, idroelettrico, biogas, biomasse, biometano, solare termodinamico – del teleriscaldamento, dell'efficiamento energetico per costruzioni civili e industriali.



sonnedix

---

Sonnedit 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.



---

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 6 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 venduto +5 TWh di energia elettrica ai clienti finali e circa 250 mln 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. Circa 1 milione di 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. Da oltre due anni è entrata nel mercato della mobilità elettrica in qualità di e-mobility service provider con la piattaforma digitale MyNextMove.



---

Statkraft - il più grande produttore di energia rinnovabile d'Europa - è un'azienda con oltre 7.000 dipendenti in più di 20 Paesi, che sviluppa e gestisce asset di energia idroelettrica, eolica, solare e sistemi di accumulo, offrendo anche soluzioni PPA (Power Purchase Agreement) sia upstream che downstream. Con una storia ed un'esperienza di 130 anni, Statkraft è presente in Italia dal 2020 dove opera ispirandosi ai valori cardine del gruppo: Agiamo con Responsabilità, Cresciamo insieme, Facciamo la differenza. Principi che ci guidano da sempre verso un agire sostenibile e socialmente responsabile. La gestione delle relazioni con gli stakeholder è infatti rispettosa dei più alti standard di compliance aziendale, assicurando così un approccio etico al business e ottimi riscontri da parte delle comunità che accolgono i nostri investimenti green. Con la vision Rinnoviamo l'energia che alimenta il mondo Statkraft guarda al 2030 con l'obiettivo globale di diventare un'azienda leader nell'ambito delle energie rinnovabili e di fornire il suo contributo alla transizione energetica italiana e al raggiungimento dei target di decarbonizzazione del nostro Paese.

La priorità di Statkraft è quella di creare valore nei territori in cui opera attraverso progetti di alta qualità e con una forte attenzione alla sostenibilità, al fine di massimizzare le ricadute positive sul territorio. In Italia l'azienda è presente con oltre 120 progetti in sviluppo per un totale di oltre 5,6 GW, un portafoglio basato su una strategia di approccio integrato per bilanciare il sistema elettrico, che combini sia investimenti in tecnologie di generazione, come agrivoltaico ed eolico onshore, sia in sistemi di accumulo, fra cui stoccaggio tramite batterie e anche pompaggi idroelettrici.



---

Terna è la società che gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale italiana (RTN) dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica (TSO) in Europa. Ha un ruolo istituzionale, di servizio pubblico, indispensabile per assicurare l'energia elettrica al Paese e permettere il funzionamento dell'intero sistema elettrico nazionale: porta avanti le attività di pianificazione, sviluppo e manutenzione della rete, oltre a garantire 24 ore su 24, 365 giorni all'anno, l'equilibrio tra domanda e offerta dell'elettricità attraverso l'esercizio del sistema elettrico.

Con oltre 75.000 km di linee in alta e altissima tensione, 910 stazioni su tutto il territorio nazionale e 30 interconnessioni con l'estero può contare su un patrimonio di oltre 6.400 professionisti. Il compito di Terna è assicurare l'energia al Paese e la parità di accesso a tutti gli utenti, garantendo la sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo del servizio di trasmissione e perseguendo lo sviluppo e l'integrazione con la rete elettrica europea. Per l'azienda, che dialoga costantemente con le comunità locali, la sostenibilità è un aspetto determinante nella creazione di valore per gli stakeholders.



---

Veolia, leader mondiale nei servizi ambientali, si impegna a garantire la sicurezza ecologica a beneficio della salute pubblica e della competitività di industrie e territori. Con 215.000 dipendenti presenti nei cinque continenti il gruppo riduce l'inquinamento e le emissioni di carbonio e rigenera le risorse attraverso soluzioni concrete e complementari nel settore idrico, nella gestione dei rifiuti - inclusi quelli pericolosi - e nell'energia locale. Veolia, in Italia da oltre 100 anni, affianca clienti pubblici e privati nel percorso di decarbonizzazione, attraverso interventi integrati di efficientamento energetico e produzione locale di energie rinnovabili. Grazie ad un team di 3.300 risorse e con un fatturato di 978 milioni di euro (dati 2025) gestisce più di 13.000 edifici - tra scuole, ospedali e immobili pubblici e privati - e 150 siti industriali, contribuendo a rendere più sicuri, efficienti e sostenibili i luoghi in cui le persone vivono, studiano e si curano. Nell'ultimo anno sono oltre 131.000 le tonnellate di CO2 risparmiate, 250 gli impianti di depurazione acque gestiti e 33.000 tonnellate di rifiuti liquidi e solidi speciali intermediati [www.veolia.it](http://www.veolia.it)



---

Yokogawa è un'azienda leader globale nell'automazione industriale e nelle soluzioni di misura, con oltre 109 anni di esperienza e innovazione. Fondata in Giappone, Yokogawa si distingue per la sua capacità di offrire tecnologie avanzate e servizi integrati per settori come l'energia, la chimica, il petrolchimico, l'industria farmaceutica e l'alimentare.

Con il suo simbolo ispirato al sole, Yokogawa rappresenta energia, equilibrio e valore reale per l'umanità. L'azienda è impegnata a guidare la trasformazione digitale dei processi industriali grazie alla piattaforma OpreX, che integra soluzioni IoT, AI e analisi dati per migliorare l'efficienza, la sicurezza e la sostenibilità delle operazioni.

Yokogawa si basa su principi fondamentali quali rispetto, integrità, collaborazione e creazione di valore condiviso con clienti e partner. Il suo piano strategico GS2028 punta a consolidare la leadership nel settore, promuovendo innovazioni tecnologiche volte a supportare la transizione energetica e la decarbonizzazione, con particolare attenzione a soluzioni per la cattura e lo stoccaggio del carbonio.

Attraverso un approccio di "co-innovazione", Yokogawa lavora a stretto contatto con i clienti per sviluppare soluzioni su misura che rispondano alle sfide specifiche di ciascun mercato, contribuendo a costruire un futuro più sostenibile e resiliente.







