

SICUREZZA E INDIPENDENZA ENERGETICA: LA RETE DI TRASMISSIONE COME LEVA PER LA COMPETITIVITÀ DELL'ITALIA

Rapporto Strategico

Marzo 2026

Rapporto Strategico realizzato da TEHA Group in collaborazione con Terna S.p.A.

© 2026 Terna S.p.A. e TEHA Group S.p.A. Tutti i diritti riservati. Nessuna parte del Rapporto Strategico può essere in alcun modo riprodotta senza l'autorizzazione scritta di Terna S.p.A. e TEHA Group S.p.A.

I contenuti del presente Rapporto Strategico sono riferibili esclusivamente al lavoro di analisi e di ricerca, rappresentano l'opinione di TEHA Group.

Si ringraziano per i contributi e i suggerimenti offerti per la realizzazione dello Studio:

- **Stefano Besseghini** (Ricercatore; già Presidente ARERA; già Presidente e Amministratore Delegato di RSE)
- **Valerio De Molli** (*Managing Partner & CEO*, The European House – Ambrosetti e TEHA Group);
- **Maurizio Delfanti** (Professore ordinario, Dipartimento Energia, Politecnico di Milano)
- **Francesco Del Pizzo** (Direttore Strategie di Sviluppo Rete e Dispacciamento, Terna)
- **Giuseppina Di Foggia** (Amministratore Delegato e Direttore Generale, Terna)
- **Maria Rosaria Guarniere** (Direttore Ingegneria e Realizzazione di Progetto, Terna)
- **David Massey** (Direttore Relazioni Esterne e Affari Istituzionali, Terna)
- **Pietro Maria Putti** (Amministratore Delegato, Gestore dei Mercati Energetici (GME))
- **Francesco Salerni** (Direttore Strategia, Digitale e Sostenibilità, Terna)

Il Gruppo di Lavoro Terna e TEHA Group, formato da:

- **Luca Marchisio** (Responsabile Strategia, Terna)
- **Stefano Matani** (Responsabile Affari Regolatori – Regolazione Mercati a Termine e Monitoraggio, Terna)
- **Paolo Pretto** (Responsabile Affari Regolatori – Regolazione infrastrutture, Terna)
- **Verdiana Ambrosi** (Responsabile Affari Regolatori – Regolazione Mercati spot e coordinamento codice di rete, Terna)
- **Fabio Genoese** (Responsabile Strategia del Sistema Elettrico, Terna)
- **Gaetano Pecoraro** (Responsabile Dispacciamento e Conduzione – *Operation* di Medio e Lungo Termine, Terna)
- **Adriano Cinque** (Responsabile Dispacciamento e Conduzione – Piani Operativi Incentivi *Output Based*, area OML, Terna)
- **Salvatore De Carlo** (Responsabile Strategia – Posizionamento, Terna)
- **Vittorio Michelini** (*Senior Analyst* Area Mercati a Termine, Terna)
- **Matteo Sollevanti** (*Senior Analyst* Area Monitoraggio, Terna)
- **Federico Retrosi** (*Senior Analyst* Area Regolazione Infrastrutture, Terna)
- **Tommaso Marossi** (*Senior Analyst* Area Regolazione Infrastrutture, Terna)
- **Andrea Ludovici** (*Senior Analyst* Area Strategia e Posizionamento del Sistema Elettrico, Terna)
- **Simona De Giorgi** (*Senior Manager* Posizionamento, Terna)
- **Michele Gaudenzi** (*Senior Manager* Posizionamento, Terna)

- **Margherita Pelagatti** (*Analyst* Posizionamento, Terna)
- **Lorenzo Tavazzi** (*Senior Partner* e Responsabile Area Scenari e *Intelligence*, TEHA Group)
- **Nicolò Serpella** (Responsabile Scenario *Energy&Utility*, TEHA Group; *Project Leader*)
- **Marco Schiavottiello** (*Consultant* Area Scenari e *Intelligence*, TEHA Group)
- **Marta Delfino** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*, TEHA Group)
- **Chiara Scalamandrè** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*, TEHA Group)
- **Mattia Selva** (*Analyst* Area Scenari e *Intelligence*, TEHA Group)
- **Silvia Lovati** (*Associate Partner* e Responsabile TEHA Club e Relazioni con i media, TEHA Group)
- **Fabiola Gnocchi** (Responsabile comunicazione, TEHA Group)
- **Erika Panuccio** (*Digital Content & Communications Specialist*, TEHA Group)
- **Ines Lundra** (*Assistant*, TEHA Group)

INDICE

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO	1
CAPITOLO 1	
DAL GAS ALLE RINNOVABILI: COME CAMBIA IL SISTEMA ELETTRICO E IL PREZZO DELL'ENERGIA	16
1.1 Dalla generazione convenzionale al sistema decarbonizzato	16
1.2 Evoluzione dei costi e competitività economica delle tecnologie rinnovabili	18
1.3 Il ruolo futuro della generazione programmabile	35
1.4 Analisi della domanda del gas e il ruolo del GNL	37
CAPITOLO 2	
PROSPETTIVE EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO	41
2.1 Dalle aste alla sicurezza del sistema: FER, accumuli e capacità programmabile	41
2.2 I mercati a termine come guida per l'evoluzione degli <i>asset</i> di generazione del sistema elettrico	42
2.3 L'evoluzione attesa del sistema elettrico	47
CAPITOLO 3	
ANALISI D'IMPATTO DEGLI EFFETTI DELLO SVILUPPO DELLE FER SUI PREZZI	53
3.1 Considerazioni sulla maggiore efficienza del parco produttivo	53
3.2 Considerazioni generali sui potenziali impatti sui prezzi del mercato elettrico	53
CAPITOLO 4	
IL COSTO DELLA TRASMISSIONE ELETTRICA IN ITALIA NEL CONFRONTO EUROPEO	56
4.1 Il costo della trasmissione in Italia e nei principali paesi Europei	57
4.2 Considerazioni sull'efficienza degli investimenti di Terna nel contesto Europeo	59
CAPITOLO 5	
GESTIONE E SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO IN SCENARI AD ALTA PENETRAZIONE FER: REGOLAZIONE, ACCUMULI, REQUISITI TECNICI E SVILUPPO DELLA RETE	63
5.1 Sfide di sistema in scenari ad alta penetrazione FER	63
5.2 Come garantire la regolazione della tensione con più rinnovabili	63
5.3 I sistemi di accumulo in un sistema elettrico decarbonizzato	66
5.4 Requisiti tecnici di connessione per la sicurezza del sistema	67
5.5 Potenziamento della rete di trasmissione e nuove modalità di connessione per l'integrazione delle FER	72
CAPITOLO 6	
IL RUOLO DELL'INTELLIGENZA ARTIFICIALE NEL SISTEMA ELETTRICO	76
6.1 La complessità crescente dei sistemi elettrici e necessità di strumenti intelligenti	76
6.2 Le applicazioni operative dell'Intelligenza Artificiale nel sistema elettrico	77
6.3 I limiti dell'intelligenza artificiale	81
6.4 Conclusioni e sviluppi futuri: l'AI come abilitatore di sicurezza, efficienza e resilienza	

del sistema elettrico	81
CAPITOLO 7	
IL CONTRIBUTO DEGLI INVESTIMENTI DI TERNA ALLO SVILUPPO ECONOMICO DEL SISTEMA-PAESE	83
7.1 Analisi degli impatti economici, occupazionali e fiscali e stima dei moltiplicatori	83
BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO	85

I MESSAGGI CHIAVE DELLO STUDIO

- 1. Nel mondo il costo medio di produzione dell'energia¹ da solare ed eolico è in costante riduzione (-90% solare e -70% per eolico tra il 2010 e il 2024). Questo *trend* riguarda anche l'Europa che, nel 2025, ha raggiunto un traguardo importante: per la prima volta, la quota di generazione elettrica da solare ed eolico ha superato quella da fonti fossili (30% vs. 29%). Nello stesso anno, inoltre, il solare ha registrato una crescita *record* (+61 TWh, +20% vs. 2024), portando le FER a soddisfare quasi la metà (48%) del fabbisogno elettrico europeo.**

Tra il 2010 e il 2024, il **costo livellato dell'energia (LCOE)** per le tecnologie solare ed eolica ha visto una **significativa riduzione**, rispettivamente del **90%** e del **70%** circa. Questo *trend* è indicativo di un **miglioramento nella competitività delle fonti energetiche rinnovabili (FER)**. La diminuzione dell'LCOE è principalmente attribuita alla **riduzione dei costi** della tecnologia e a un **parallelo aumento della produttività**.

Più nel dettaglio, per il **solare utility scale**, il calo dei costi della tecnologia è stato favorito dalla diminuzione dei prezzi dei moduli e dalla riduzione dei costi di *Engineering, Procurement, and Construction* (EPC), installazione e sviluppo. Analogamente, l'**eolico onshore** ha beneficiato di una diminuzione dei costi delle turbine. Nel complesso, queste evoluzioni hanno progressivamente ridotto il differenziale di costo rispetto alle tecnologie alimentate dai combustibili fossili, contribuendo alla transizione energetica globale.

¹ Si fa qui riferimento alla metrica *Levelized Cost of Electricity* (LCOE), che misura il costo medio attuale della costruzione e gestione di un impianto energetico per unità di energia durante il suo intero ciclo di vita.

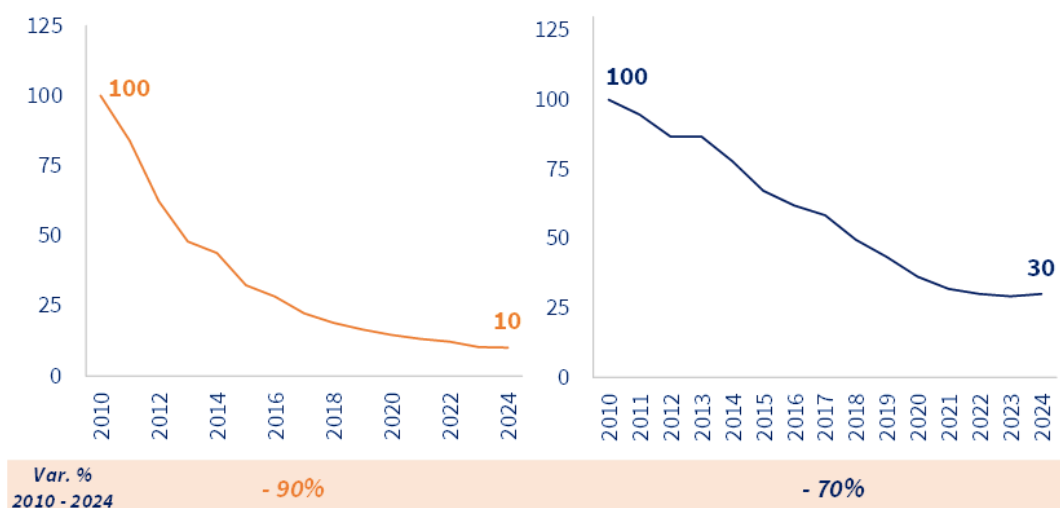


Figura I. LCOE* medio globale per tecnologia (indice 2010 = 100), 2010 - 2024. (*) È una metrica che misura il costo medio attuale della costruzione e gestione di un impianto energetico per unità di energia durante il suo intero ciclo di vita. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2026.*

Nel 2025, l'**Unione Europea** raggiunge un **traguardo storico**: la **produzione di elettricità da solare ed eolico ha superato quella dei combustibili fossili**, con una quota di generazione elettrica rispettivamente pari al **30%** e al **29%**. Questo risultato riflette un **trend decennale di crescente adozione delle FER**, a partire dal 6% nel 2010. Parallelamente, l'uso del nucleare e dell'idroelettrico mantiene una quota relativamente stabile, mentre la diminuzione costante dei combustibili fossili evidenzia una significativa transizione verso una produzione energetica più sostenibile.

Un importante passo avanti verso la sostenibilità energetica è stato compiuto grazie all'incremento rilevante della **produzione di energia solare**, che nel 2025 ha raggiunto i **368 TWh**. Tale contributo ha permesso alle FER di coprire quasi la metà della produzione elettrica totale. L'incremento **record** di **+61 TWh** registrato nel 2025 rispetto all'anno precedente è comparabile alla produzione di energia di tre centrali nucleari francesi, sottolineando la crescente rilevanza dell'energia solare nella transizione ecologica. Dal 2010 si evidenzia un incremento sostenuto della generazione solare, con un tasso di crescita annuale del **18%**, il più elevato tra tutte le fonti energetiche, riflettendo investimenti strategici e progressi tecnologici che migliorano l'efficienza e riducono i costi.

2. Anche in Italia, il costo medio di produzione dell'energia da fonti eoliche e solari si è ridotto progressivamente nel tempo. Ad oggi, il costo medio di produzione del solare e dell'eolico integrato è inferiore rispettivamente del 42% e 28% rispetto al prezzo medio elettrico nazionale nel 2025 (115 €/MWh). Negli ultimi 20 anni, a fronte di un livello complessivo di generazione elettrica sostanzialmente stabile, la quota di produzione FER è circa triplicata, mentre la generazione termoelettrica si è quasi dimezzata (-40%).

Tra il 2010 e il 2024, in Italia il costo medio di produzione (LCOE) del **fotovoltaico utility-scale** si è ridotto di circa l'**86%**, mentre quello dell'**eolico onshore** è diminuito del **63%**. La contrazione dei costi è riconducibile a progressi tecnologici, economie di scala, maggiore efficienza degli impianti e maturazione delle filiere industriali, in linea con il *trend* internazionale.

Il **costo medio di produzione delle FER integrato** – ovvero comprensivo dell'extra-costi degli investimenti in sviluppi di rete e dei sistemi di stoccaggio necessari per una loro integrazione nel sistema elettrico – è stimabile in circa **67 €/MWh** per il **fotovoltaico** e **83 €/MWh** per l'**eolico**². Tali valori risultano **inferiori rispettivamente del 42% e del 28% rispetto al prezzo medio nazionale (PUN)** registrato nel 2025 (115 €/MWh), evidenziando una competitività ormai strutturale rispetto alle fonti fossili.

Il progressivo aumento della competitività delle FER rispetto alle tecnologie di produzione termoelettrica convenzionale ha determinato un **cambiamento strutturale** del mix di generazione di energia elettrica negli ultimi venti anni: la produzione termoelettrica è infatti diminuita del **40%**, passando da **235 TWh** nel 2005 a **140 TWh** nel 2025, mentre la quota di generazione da FER sul totale della produzione nazionale è triplicata, passando dal 17% al 48%.

² Tali stime tengono conto degli esiti delle prime aste del FER X (rispettivamente 57 e 73 €/MWh per il fotovoltaico e l'eolico), a cui si aggiungono gli investimenti in reti e accumuli previsti dal PNIEC, annualizzati in funzione della loro vita utile e ripartiti sull'intero fabbisogno elettrico nazionale.

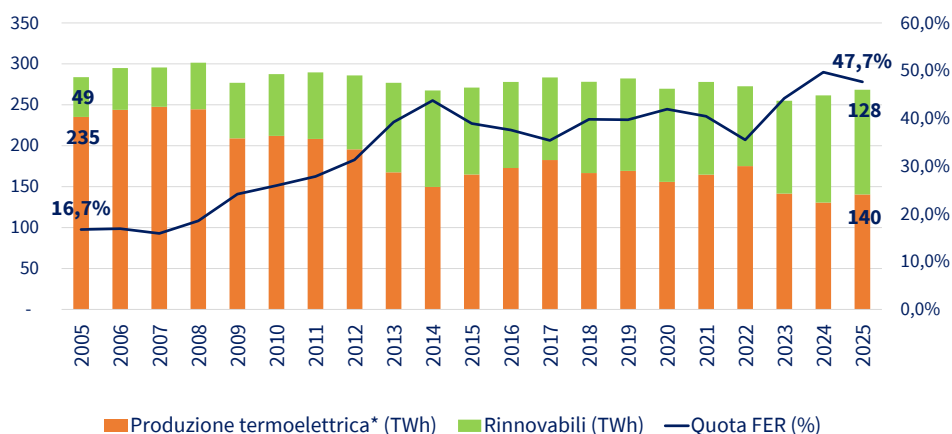


Figura II. Produzione termoelettrica e quota FER (GWh, %), 2005 – 2025. (*) Sono esclusi geotermoelettrico e biomasse. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna ed Ember, 2026.

Anche la capacità installata riflette questa evoluzione. Tra il 2020 e il 2025, la **potenza efficiente lorda delle FER è aumentata del 44%**, raggiungendo **82 GW**. Al 31 dicembre 2025, la capacità installata da fonte solare ed eolica ammonta a 57 GW (di cui quasi 80% solare). A questi si aggiungono ulteriori **22 GW di nuova capacità già contrattualizzata** tramite meccanismi quali FER1, Agrivoltaico, FERX ed Energy Release, e che entreranno progressivamente in esercizio tra il 2026 e il 2030.

3. Integrare efficacemente le FER nel sistema elettrico genera benefici in termini di riduzione dei costi di generazione e del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, comprimendo i prezzi nelle ore centrali della giornata, riducendo i picchi di prezzo nelle ore di punta e diminuendo le ore di marginalità di altre tecnologie non rinnovabili. Inoltre, l'integrazione di FER e accumuli contribuisce a ridurre la CO₂ e la dipendenza dal gas importato, aumentando al contempo il peso di investimenti in asset “CAPEX-intensive” – con costi più stabili e prevedibili nel tempo.

La crescente penetrazione degli impianti a fonti rinnovabili nel mix di generazione nazionale contribuirà a incrementare l'efficienza del mercato dell'energia in termini di riduzione del costo di generazione. Infatti, considerando gli esiti delle ultime aste FERX, oggi **produrre energia con un impianto fotovoltaico costa, in media, circa 67 €/MWh** – incluso l'investimento in rete e accumuli – mentre con un **impianto eolico circa 83 €/MWh³**.

I **costi di generazione da fonte eolica e fotovoltaica** si posizionano quindi ben **al di sotto dei prezzi registrati sul mercato all'ingrosso** negli ultimi anni che, per circa ⅔

³ Tali stime tengono conto degli esiti delle prime aste del FER X (rispettivamente 57 e 73 €/MWh per il fotovoltaico e l'eolico).

delle ore dell'anno, risultano ancora legati ai costi di generazione delle centrali a gas. In realtà, alcuni **primi segnali** sui benefici in termini di riduzione dei prezzi si possono cominciare già ad apprezzare: il prezzo del Mercato del Giorno Prima (MGP) nelle ore centrali della giornata nei mesi primaverili – nelle giornate di basso carico – risulta significativamente **inferiore ai costi variabili** degli impianti a gas a ciclo combinato più efficienti. Dal 2023, le ore in cui **il prezzo del MGP è stato inferiore a 30 €/MWh** sono progressivamente aumentate, passando da 57 nel 2023 a 88 nel 2024, fino a 195 nel 2025. Inoltre, nel 2026, per la prima volta, si sono registrate alcune ore con prezzo MGP inferiore a 30 €/MWh già nel mese di febbraio e, limitatamente alle zone di mercato Sud, Calabria e Sicilia, anche **alcune ore con prezzo zonale pari a 0 €/MWh**. Quanto riportato sopra evidenzia il **disaccoppiamento progressivo** del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo del gas, dovuto all'aumento della capacità installata FER.

Come mostrato nella Figura sottostante, **l'incremento della capacità fotovoltaica contribuirà** in modo significativo **a ridurre il prezzo nelle ore centrali della giornata**. In questo contesto, la presenza delle batterie, da una parte, smorza parzialmente la riduzione di prezzo nelle ore centrali (ore di assorbimento), dall'altra, contribuisce a livellare i picchi delle ore di rampa (ore di immissione), riducendo lo *spread* e appiattendendo la curva giornaliera. Il contributo di *time-shifting* degli accumuli risulta particolarmente utile nelle ore in cui la produzione da fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) eccede il fabbisogno, poiché permette di ridistribuire tale eccesso nelle ore di bassa produzione rinnovabile (tipicamente nelle ore di rampa del fabbisogno serale e mattutina), riducendo la necessità di ricorrere agli impianti termoelettrici e, quindi, riducendo il consumo di gas naturale da parte di quegli stessi impianti.

Seppur a oggi le ore di *overgeneration* siano ancora relativamente poche, nei prossimi anni aumenteranno esponenzialmente: **la gestione efficiente dell'overgeneration e la massimizzazione dei benefici per il sistema richiederà lo sviluppo coordinato di FER e accumuli**. A tal fine, il fabbisogno dei **sistemi di accumulo** è individuato da Terna con l'obiettivo di massimizzare i benefici netti legati al risparmio di gas evitato, tenendo conto del costo atteso degli accumuli stessi.

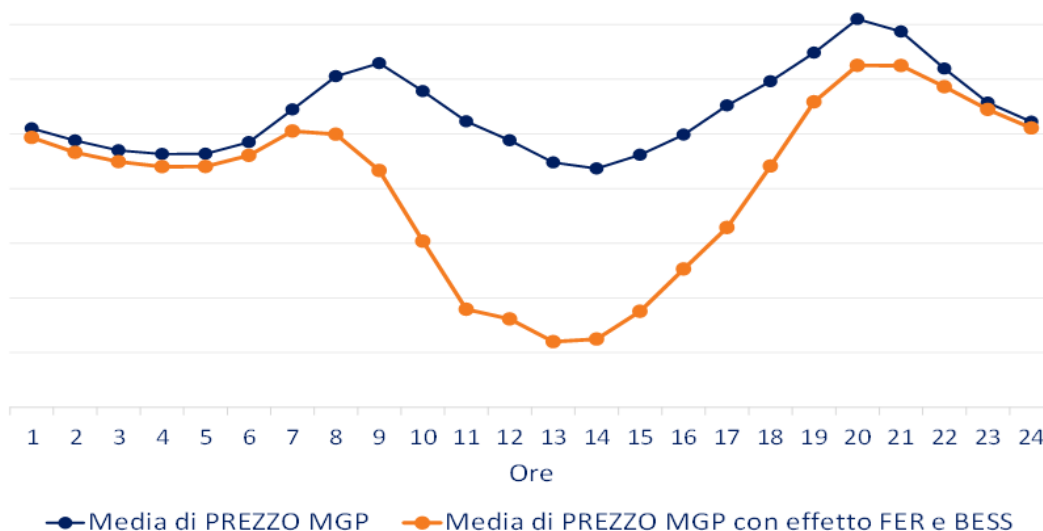


Figura III. Profilo orario del prezzo medio in MGP* (schema illustrativo). (*) Mercato del Giorno Prima (MGP) è la principale sede di scambio all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia, dove produttori e grossisti negoziano blocchi orari per il giorno successivo. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

Infine, l'espansione delle FER porta, inoltre, a una progressiva trasformazione della struttura dei costi del sistema elettrico. **Si passa da un modello fortemente basato su costi variabili (OPEX)**, legati a combustibili come il gas naturale e quindi esposti a volatilità, a un modello con maggiore incidenza di **costi fissi (CAPEX)**, connessi a investimenti in impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e infrastrutture di rete. L'aumento di investimenti CAPEX-intensive avrà effetti positivi in termini di maggiore stabilità del costo dell'energia. Questa evoluzione non solo riduce l'esposizione alle fluttuazioni delle materie prime energetiche, ma rafforza anche l'autonomia energetica nazionale, con potenziali **benefici strutturali per la stabilità dei costi e per l'economia nel suo complesso**.

4. In Italia, la crescita delle FER sta contribuendo a una maggiore sicurezza energetica, avendo ridotto la dipendenza energetica di circa 9 p.p. tra il 2010 e il 2024. Tuttavia, il mercato elettrico resta esposto ai prezzi del gas: nel 2024 la generazione termoelettrica a gas ha determinato il prezzo elettrico (PUN) per oltre il 60% delle ore e la correlazione tra PUN e prezzo del gas (PSV)⁴ è stata del 97%. Accelerare sulle FER, insieme a rete e accumuli, è quindi una leva chiave di sicurezza energetica e competitività economica.

Nel 2024, l'Italia continua a mostrare una considerevole **dipendenza energetica**, importando quasi il **74%** del suo fabbisogno. I dati evidenziano una variazione significativa tra i paesi, con Malta, Cipro e Lussemburgo al vertice della dipendenza, mentre Estonia e Danimarca vantano una maggiore autosufficienza. Questa situazione

⁴ PUN=Prezzo Unico Nazionale e PSV=Punto di Scambio Virtuale.

evidenzia l'urgenza di mettere in atto strategie nazionali ed europee per ridurre tale dipendenza.

Come già illustrato in precedenza, in **Italia**, la **potenza efficiente lorda** da FER è aumentata significativamente negli ultimi anni, **contribuendo a ridurre la dipendenza energetica**, con una diminuzione di **9 punti percentuali** tra il 2010 e il 2024. L'invasione russa dell'Ucraina nel 2022 ha evidenziato la vulnerabilità del mercato del gas alle dinamiche geopolitiche a livello globale, rafforzando il ruolo strategico delle FER come leva di sicurezza e autonomia energetica.

Nonostante questi progressi, **il sistema elettrico italiano resta fortemente esposto alle dinamiche del mercato del gas**. Il **Prezzo Unico Nazionale (PUN)** e il **prezzo del gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV)** mostrano una **correlazione del 97%**, a conferma della stretta interdipendenza tra mercato elettrico e mercato del gas. La crisi geopolitica del 2022 ha accentuato la volatilità dei prezzi, aumentando le pressioni sul sistema.

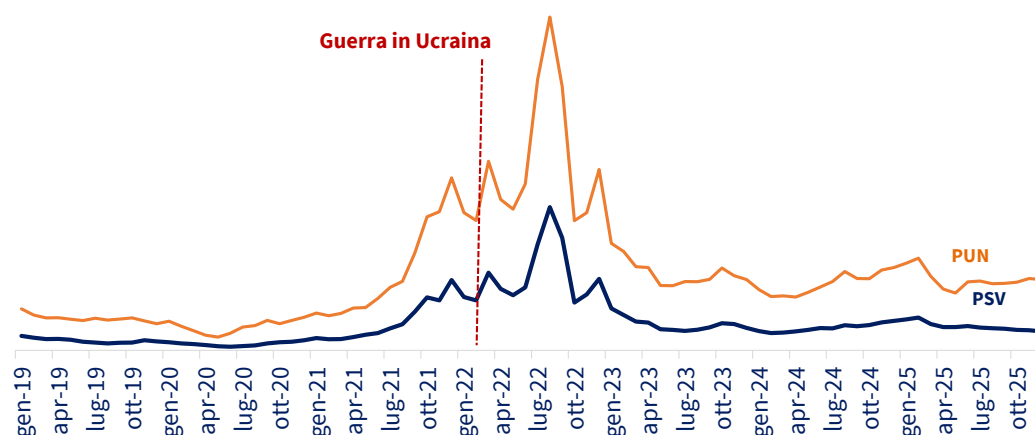


Figura IV. Prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (Prezzo Unico Nazione - PUN) e prezzi del gas (Punto di Scambio Virtuale - PSV) (€/MWh), gennaio 2019 – dicembre 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e altre fonti, 2026.

Nel 2024, in Italia, il **gas naturale** ha avuto un **ruolo dominante nel determinare il prezzo dell'energia elettrica** nel mercato all'ingrosso. In particolare, gli impianti a ciclo combinato alimentati a gas (CCGT) **hanno fissato il prezzo per oltre il 60% delle ore**. È necessario continuare a investire nelle FER per ridurre la marginalità degli impianti a gas favorendo il processo di *decoupling* tra il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas naturale con evidenti benefici in termini di efficienza e sicurezza energetica, con minore volatilità dei prezzi ed esposizione a variabili esogene non prevedibili.

5. Con il costante aumento di fotovoltaico ed eolico, la rete elettrica è chiamata a gestire una produzione più distribuita e intermittente. Inoltre, la maggiore elettrificazione del sistema e l'avvento dei *data center* avranno un impatto sul profilo della domanda di elettricità. In questo contesto, il ruolo del Transmission System Operator (TSO) è centrale: abilita l'integrazione della nuova capacità FER tramite l'espansione e l'ammodernamento della rete. In Italia, la trasmissione pesa per circa il 4% sulla bolletta annua (poco più di 30 euro l'anno per i clienti domestici tipo⁵) ed è tra le più efficienti d'Europa, con un elevato livello di qualità del servizio: nel 2024 il costo di 11,2 €/MWh è stato inferiore a Francia (-7%) e Spagna (-25%), a fronte di incidenti/100 km inferiori del 75% rispetto alla Spagna e dell'85% rispetto alla Francia.

Negli ultimi 15 anni, l'Italia ha assistito a un **significativo aumento del numero di impianti solari ed eolici**, che sono cresciuti rispettivamente di **13,5** e **12,7** volte. Questo sviluppo ha portato a un **incremento della capacità di generazione delle energie rinnovabili**, solare ed eolica, che ha raggiunto nel 2025 **43,5 GW** e **13,6 GW** rispettivamente. Questa espansione ha inevitabilmente aumentato la complessità nella gestione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia, richiedendo adeguamenti infrastrutturali e gestionali.

In questo contesto, il **ruolo del TSO** è centrale. **Terna**, in qualità di TSO, supervisiona e gestisce la rete ad alta e altissima tensione in Italia, **operando 24 ore su 24, 365 giorni l'anno**, assicurando pianificazione, manutenzione e dispacciamento, ossia l'equilibrio continuo tra produzione e consumo. L'infrastruttura comprende oltre **75.000 km di linee**, più di **900 stazioni elettriche**, **4 centri di controllo** e **30 interconnessioni** con l'estero, garantendo integrazione europea e sicurezza del sistema.



Figura V. Rete di trasmissione di Terna (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

⁵ Clienti con consumi pari a 2.700 KWh e potenza di 3 kW.

La rete di trasmissione italiana si distingue per **efficienza economica** e qualità del servizio. Sulla base dei dati Eurostat, nel 2024 il **costo di trasmissione per i consumatori domestici** in **Italia** è stato pari a **11,2 €/MWh**, inferiore del 7% rispetto alla Francia, del 25% rispetto alla Spagna e del **32%** rispetto alla **media europea**. Nell'anno 2025 si evidenzia peraltro che, in Italia, per una famiglia tipo in maggior tutela (con consumi di 2.700 KWh/anno e potenza di 3 kW) il **costo di trasmissione medio** (circa **30 euro**) ha inciso solo per il **4%** sul costo complessivo della **bolletta elettrica** (quasi 800 euro).

L'efficienza di costo si accompagna a **standard elevati di sicurezza operativa**. Secondo la classificazione SOGL⁶ adottata a livello europeo, che distingue gli eventi per livelli crescenti di gravità, nel 2024 l'Italia ha registrato circa 0,1 eventi ogni 100 km di linea di trasmissione, il valore più basso tra i principali Paesi *benchmark*. Il tasso di incidenti è risultato inferiore di circa il 75% rispetto a Spagna e Germania e di oltre l'85% rispetto alla Francia.

Il posizionamento italiano evidenzia quindi un elemento distintivo: una rete che, pur operando in un contesto caratterizzato da forte incremento delle rinnovabili e crescente complessità gestionale, **combina contenimento dei costi, ridotto impatto in bolletta ed elevata affidabilità del servizio**.

6. Il Piano di Sviluppo 2025 di Terna prevede oltre 23 miliardi di euro di investimenti entro il 2034, aumentando di circa 15 GW la capacità di trasmissione interzonale in Italia e potenziando le interconnessioni verso l'estero, oltre a garantire l'integrazione efficiente delle nuove FER. Su questo aspetto, Terna si distingue nel confronto europeo, presentando un'efficienza economica degli investimenti molto elevata: il costo di integrazione per 1 GW di rinnovabili è pari a 0,38 miliardi di euro in Italia, contro una media di 0,85 miliardi di euro in Germania, Francia e Regno Unito.

Il **Piano di Sviluppo 2025-2034** di **Terna** prevede investimenti significativi per migliorare la rete di trasmissione elettrica italiana, con particolare attenzione agli **interventi interzonal**i e **alle interconnessioni**. L'obiettivo è **aumentare la capacità di scambio di energia** di circa **15 GW al 2034, raddoppiando circa i valori attuali**. Ciò rafforzerà la stabilità del sistema, la sicurezza energetica, e garantirà un'adeguata distribuzione dell'energia. Particolare attenzione è rivolta alle infrastrutture ad alta tensione (HVDC), cruciali nel bilanciamento tra la produzione rinnovabile nel Sud e i consumi nel Nord Italia. Questo approccio strategico promuove la transizione energetica, migliorando l'efficienza e sostenendo l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete nazionale.

⁶ SOGL: *System Operation Guideline*.

Grazie al progressivo potenziamento delle **interconnessioni**, l'Italia si consolida come **hub elettrico del Mediterraneo**. Gli interventi pianificati contribuiscono a **migliorare il bilanciamento dei mercati e la resilienza del sistema**, riducendo i rischi associati a una limitata capacità di scambio transfrontaliero.

L'importanza delle interconnessioni è emersa anche in occasione di eventi critici. Il guasto alla sottostazione in Croazia nel gennaio 2021 e il fermo dell'impianto nucleare di Krško hanno messo sotto pressione la rete regionale. Analogamente, nel *blackout* dei Balcani occidentali del giugno 2024, il coordinamento del TSO italiano con gli altri TSO ha contribuito ad evitare propagazioni più estese e a garantire una rapida ripresa del servizio. Questi episodi dimostrano il **valore di un'infrastruttura integrata** e di una **gestione coordinata** a livello europeo per preservare la stabilità del sistema.

Sul **piano dell'efficienza degli investimenti**, Terna si distingue nel confronto europeo. Tra il 2025 e il 2034 è previsto un **CAPEX di 23 miliardi di euro**, con un costo unitario pari a **0,38 miliardi di euro per GW** di capacità rinnovabile integrata, circa due volte inferiore ai valori di **Germania, Regno Unito e Francia** (compresi tra 0,75 e 0,92 miliardi di euro per GW). Questo differenziale evidenzia l'**efficienza del modello italiano nell'integrare nuova capacità rinnovabile**, contribuendo in modo competitivo agli obiettivi di decarbonizzazione nel contesto della transizione energetica.

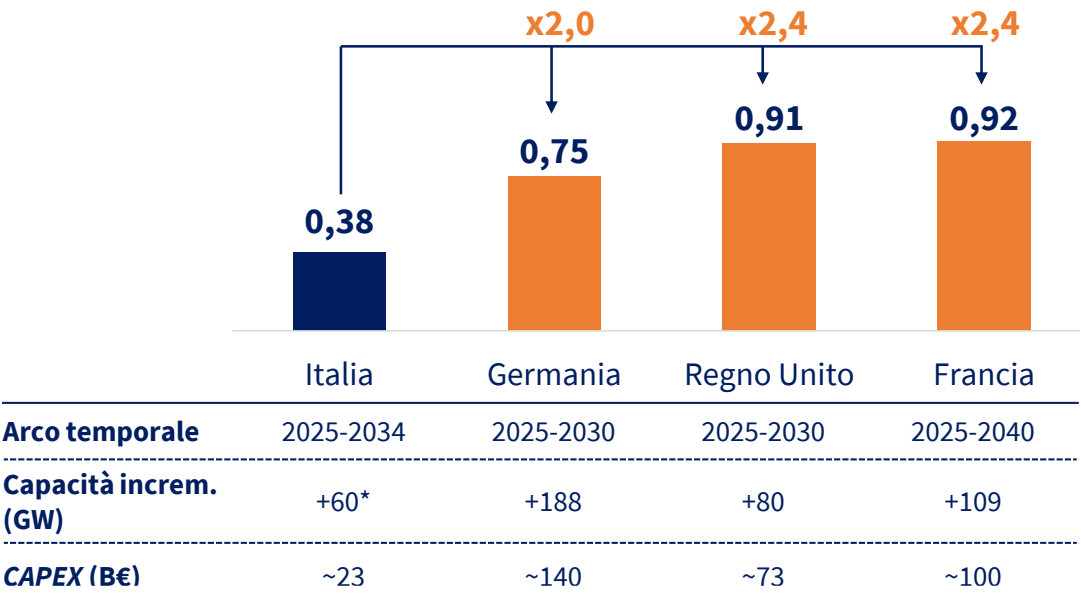


Figura VI. Investimenti TSO rispetto a capacità incrementale FER nel sistema elettrico nazionale (miliardi di euro/GW), 2026. (*) È stato considerato lo scenario conservativo *Slow Policy* del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024 Terna che prevede un incremento di 60 GW al 2034. NB: Sono considerati TSO di Germania, Regno Unito e Francia in quanto paesi comparabili in termini di dimensioni del sistema elettrico. L'indicatore non tiene conto di tutte le differenze strutturali tra i Paesi considerati (diversità geografica, le differenti combinazioni di fonti di generazione e tecnologie impiegate). Si evidenzia che il valore complessivo degli investimenti non è attribuibile esclusivamente ai GW aggiuntivi di capacità installata, ma include anche interventi sulla rete che risultano indipendenti dalla nuova potenza realizzata. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati di bilancio Terna e Bain & Company, 2026.*

7. Un sistema elettrico ad alta penetrazione di rinnovabili presenta nuove sfide e complessità di esercizio in termini di regolazione di frequenza e tensione, cui occorre far fronte con investimenti adeguati in risorse umane, competenze, asset, tecnologia e nuovi strumenti. Le attività di Terna degli ultimi anni sono state tutte finalizzate a permettere una maggiore integrazione delle rinnovabili in condizioni di sicurezza di esercizio e di adeguatezza del sistema elettrico. Tra queste, Terna – su mandato delle Istituzioni – ha implementato e gestito i meccanismi di *Capacity Market* e *MACSE*.

La crescita FER sta modificando in profondità l'architettura del sistema elettrico. Con l'aumento della generazione non programmabile, diminuiscono l'inerzia e la stabilità della rete, storicamente assicurata dagli impianti termoelettrici dotati di macchine rotanti. Parallelamente, **si riducono le ore di funzionamento degli impianti convenzionali**, con un **calo** della loro **capacità di fornire regolazione di frequenza, regolazione di tensione** (potenza reattiva) ed altri servizi ancillari essenziali. Questo contesto è dunque caratterizzato da nuove complessità operative nel mantenere gli *standard* di qualità dei parametri elettrici.

La transizione energetica, pertanto, non può consistere esclusivamente nell'installazione di nuova capacità rinnovabile, ma richiede linee di intervento trasversali. La sicurezza del sistema diventa un **requisito progettuale**: gli impianti devono essere connessi secondo *standard* tecnici evoluti e il TSO assume un ruolo sempre più attivo nel tradurre le nuove complessità nel *design* di requisiti regolatori e tecnici. In qualità di gestore della rete, Terna definisce i requisiti affinché le FER diventino parte integrante della soluzione, contribuendo attivamente ai servizi ancillari, fornendo la modulazione di potenza reattiva, restando connesse durante i disturbi (*fault ride through*) e, ove applicabile, partecipando al ripristino del sistema (*black start*).

In questo scenario si inseriscono **due pilastri fondamentali per garantire adeguatezza e sicurezza del sistema**: il *Capacity Market* e il *MACSE*. Il *Capacity Market* è volto ad **assicurare la disponibilità di capacità programmabile** in un sistema caratterizzato da minori ore di funzionamento e da un contesto in cui i prezzi che si formano nei mercati *spot* non coprono pienamente i costi fissi degli impianti (c.d. "*missing money problem*"). Attraverso la remunerazione della disponibilità di capacità, il meccanismo garantisce margini di riserva nelle ore e nelle stagioni a bassa produzione rinnovabile e consente una dismissione ordinata e sicura del parco termoelettrico più vetusto.

Il *MACSE*, complementare al *Capacity Market*, **è finalizzato a rendere integrabili grandi volumi di rinnovabili attraverso lo sviluppo di capacità di accumulo**. Con l'aumento delle FER crescono fenomeni di *overgeneration*, congestioni e volatilità *intraday*; al contempo, gli accumuli, pur essendo essenziali, risultano difficilmente finanziabili su base esclusivamente *merchant*. Il meccanismo consente di contrattualizzare capacità di

stoccaggio nelle zone in cui il sistema ne ha maggiore necessità, riducendo il *curtailment* e i differenziali di prezzo tra ore centrali e ore di punta, con un beneficio complessivo sui costi di integrazione delle FER. Con la prima asta MACSE dello scorso settembre 2025 sono stati contrattualizzati circa **10 GWh** di **accumuli**, un valore pari al 100% del fabbisogno richiesto.

In sintesi, in un sistema ad alta penetrazione di FER, la gestione in sicurezza non è più una implicita conseguenza delle caratteristiche della generazione termoelettrica, ma diventa un elemento strutturale della progettazione del sistema elettrico stesso. Attraverso l'evoluzione dei requisiti tecnici, l'introduzione di nuovi asset regolanti e l'attivazione di meccanismi di mercato dedicati ad adeguatezza e accumulo, Terna guida la trasformazione verso un sistema decarbonizzato che coniughi sicurezza, flessibilità ed efficienza economica.

PER GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ENERGETICO Terna affianca ai mercati spot i seguenti meccanismi

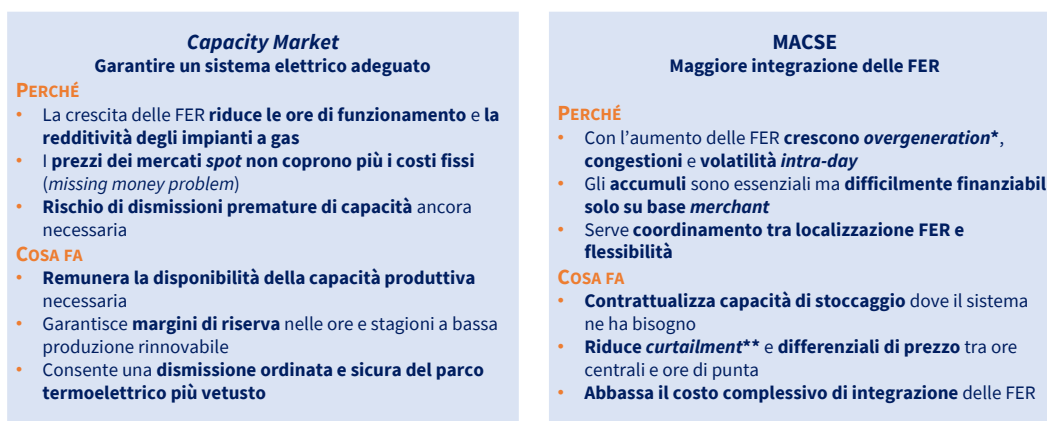


Figura VII. Capacity Market e MACSE: i due pilastri per adeguatezza e flessibilità in un sistema ad alta penetrazione FER. (*) Produzione elettrica superiore alla domanda o alla capacità di assorbimento del sistema. (**) Energia (tipicamente rinnovabile) non immessa in rete per vincoli di sicurezza o congestione. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

8. Un beneficio rilevante per il sistema-Paese deriva dai moltiplicatori degli investimenti del TSO: ogni euro investito genera un impatto pari a 2,98 euro sul valore della produzione e 1,31 euro sul PIL. Gli investimenti previsti dal Piano Industriale⁷ di Terna si traducono in 35 miliardi di euro di valore della produzione e 16,2 miliardi di euro di PIL considerando impatti diretti, indiretti e indotti, sostenendo inoltre la creazione di circa 40.000 occupati medi annui (FTE).

Gli investimenti di Terna previsti dal Piano Industriale 2024–2028, aggiornato a marzo 2025, **non devono essere letti esclusivamente in chiave energetica e infrastrutturale**, ma anche come una **leva di sviluppo economico** per l'intero sistema-Paese. **Accanto ai**

⁷ Si fa riferimento al Piano Industriale 2024–2028 *update*.

benefici in termini di sicurezza, resilienza e integrazione delle FER, tali investimenti generano infatti **effetti diffusi sull'economia nazionale**. Per questa ragione è stata condotta un'analisi volta a stimare gli impatti economici, occupazionali e fiscali attivati lungo le filiere produttive italiane, attraverso il calcolo dei moltiplicatori della spesa.

Dal punto di vista metodologico, gli investimenti sono considerati come uno *shock* di domanda che si trasmette alle catene di fornitura nazionali. L'incremento iniziale di spesa nei settori direttamente coinvolti (ad esempio costruzioni e impiantistica) si propaga ai comparti collegati attraverso **relazioni di fornitura dirette e indirette**, generando ulteriori effetti tramite i redditi distribuiti a lavoratori e imprese (effetti indotti). L'analisi tiene conto esclusivamente della spesa effettuata sul territorio nazionale, al netto della componente estera e delle importazioni, così da isolare l'impatto sull'economia domestica.

Le principali dimensioni considerate sono: la **produzione attivata** (valore della produzione generata lungo la filiera), il **Valore Aggiunto** (contributo al PIL al netto dei consumi intermedi), l'**occupazione** (posti di lavoro espressi in unità equivalenti a tempo pieno – FTE), il **gettito fiscale** (entrate da imposte dirette e indirette) e i redditi distribuiti a famiglie e imprese.

Complessivamente, a fronte degli investimenti di Terna previsti in Italia, **si stima l'attivazione di circa 12,3 miliardi di euro di domanda nazionale di beni e servizi**. Tale impulso genera un impatto complessivo sul valore della produzione pari a circa **35,4 miliardi di euro**. Il moltiplicatore sul valore della produzione risulta pari a **2,98**: ogni euro investito attiva quasi tre euro di produzione lungo le catene del valore nazionali.

In termini di **contributo al PIL**, l'impatto stimato è pari a **16,2 miliardi di euro di valore aggiunto**. Il **moltiplicatore sul PIL** è pari a **1,31**: ogni euro investito genera 1,31 euro di PIL.

Gli effetti si estendono anche al **mercato del lavoro**. Gli investimenti del Piano Industriale sono associati alla creazione di circa **39.500 occupati medi annui** (FTE), considerando occupazione diretta, indiretta e indotta, necessari a sostenere l'incremento di produzione lungo le filiere.

Infine, l'espansione dell'attività economica determina un impatto positivo sul gettito fiscale, stimato in circa 4,6 miliardi di euro complessivi, derivanti da imposte dirette e indirette generate dagli effetti diretti, indiretti e indotti.

Nel complesso, l'analisi evidenzia come gli investimenti di Terna rappresentino non solo un'infrastruttura abilitante per la transizione energetica, ma anche un significativo motore di sviluppo economico per il Paese.



Investimenti di Terna in Italia

Circa **~€12,3 miliardi** associati alla **domanda nazionale** di beni e servizi relativi agli investimenti del Piano Industriale, al netto della spesa estera



Impatto sul valore della produzione

€35,4 miliardi associati all'**incremento di domanda** che stimola il fatturato delle imprese nazionali lungo le catene del valore



Moltiplicatore sul valore della produzione pari a **2,98** associato agli investimenti di Terna



Impatto sul PIL del sistema-Paese

€16,2 miliardi considerando solo gli investimenti e la spesa sul territorio nazionale che si propaga attraverso le filiere nazionali



Moltiplicatore sul PIL nazionale pari a **1,31** associato agli investimenti di Terna

Figura VIII. Investimenti di Terna in Italia e impatto sul valore della produzione e sul PIL (illustrativo). *Fonte: rielaborazione TEHA Group su dati OpenEconomics e Terna, 2026.*

- 9. Nel medio-lungo termine, la transizione del sistema elettrico richiede un mix rinnovabile “efficiente”: forte crescita di solare ed eolico, bilanciata tra le due tecnologie per ridurre la variabilità e sfruttare le complementarità stagionali. Spingersi verso un sistema quasi totalmente rinnovabile è tecnicamente possibile, ma diventa progressivamente meno efficiente: i costi marginali di integrazione crescono rapidamente per l’aumento di accumuli, reti e *overgeneration*⁸. Oltre una certa soglia, il MWh rinnovabile aggiuntivo perde competitività: diventa quindi conveniente integrare le FER con flessibilità e una componente di generazione programmabile a basse emissioni, per garantire sicurezza e sostenibilità economica.**

Nel medio-lungo termine, la transizione del sistema elettrico richiede non solo più capacità rinnovabile, ma un **mix “efficiente”** e ben integrato. In Italia, **fotovoltaico ed eolico mostrano profili in larga parte complementari**: il solare produce soprattutto nelle ore centrali della giornata e nei mesi primaverili/estivi, mentre l’eolico tende a risultare relativamente più disponibile in autunno/inverno e presenta una ciclicità giornaliera meno marcata. Un mix più bilanciato tra le due tecnologie rende la produzione complessiva **più distribuita nel tempo**, riducendo la variabilità e migliorando la copertura anche nelle ore serali/notturne e nella stagione invernale. Ne derivano benefici sistemici: minore ricorso a importazioni e generazione di supporto, e riduzione del **curtailment**.

All’aumentare della quota di FER non programmabili, tuttavia, un sistema quasi interamente rinnovabile resta tecnicamente possibile ma diventa **progressivamente meno efficiente sul piano economico**. Oltre una certa soglia, crescono rapidamente i

⁸ Produzione elettrica superiore alla domanda o alla capacità di assorbimento del sistema.

costi marginali di integrazione, trainati dal maggiore fabbisogno di **accumuli**, dagli **investimenti di rete** e dall'aumento dell'**overgeneration**, che può tradursi in ulteriore *curtailment* o in un minore utilizzo degli impianti. Di conseguenza, il **MWh rinnovabile aggiuntivo tende a perdere competitività** se non accompagnato da misure abilitanti. Diventa quindi conveniente affiancare alle FER **flessibilità** (accumuli, domanda flessibile, interconnessioni, servizi di rete) e una **componente di generazione programmabile a basse** emissioni in grado di coprire almeno il 10-15% del fabbisogno (variabile anche in funzione della quota coperta da import e della quota di domanda flessibile), per garantire sicurezza del sistema e sostenibilità economica della transizione.

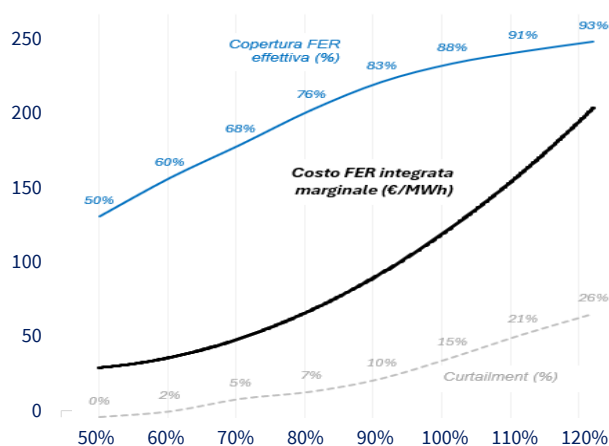


Figura IX. Evoluzione del costo di integrazione della produzione rinnovabile in uno scenario 2050 (MWh e %), 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

CAPITOLO 1

DAL GAS ALLE RINNOVABILI: COME CAMBIA IL SISTEMA ELETTRICO E IL PREZZO DELL'ENERGIA

1.1 DALLA GENERAZIONE CONVENZIONALE AL SISTEMA DECARBONIZZATO

1. Negli ultimi 3-4 anni il **sistema elettrico** ha subito una **profonda trasformazione**, trainata da un **significativo aumento della generazione da FER** (principalmente eolico e solare), che ha **sostituito un volume equivalente di generazione termoelettrica**. Il fenomeno si inserisce in una dinamica strutturale più ampia osservata a **livello Europeo: nel 2025, per la prima volta nella storia, la produzione combinata di solare ed eolico ha raggiunto il 30% della generazione elettrica superando quella da fonti fossili (29%)**, a fronte di un calo continuo di queste ultime rispetto al 49% registrato nel 2010.

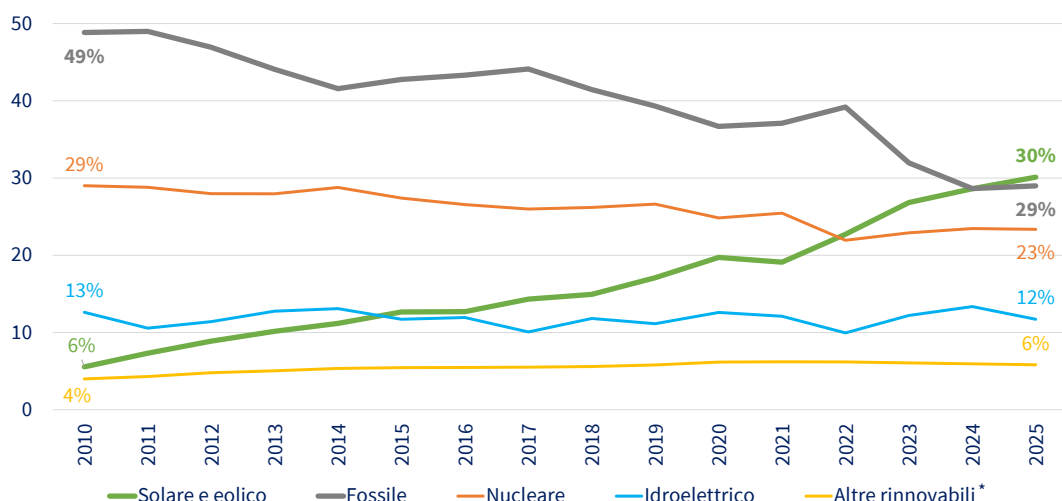


Figura 1. Quota di produzione di energia elettrica in UE per fonte (%), 2010 - 2025. (*) Altre rinnovabili: biomasse e geotermico. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Ember, 2026.

2. Anche in **Italia la trasformazione del mix è evidente**. Negli ultimi vent'anni la **produzione termoelettrica netta si è quasi dimezzata**, passando da circa **235 TWh** nel 2005 a circa **140 TWh** nel 2025 (-40,3%), mentre nello stesso periodo la **quota di generazione da FER è triplicata**, salendo dal **16,7%** a circa il **47,7%** della produzione complessiva. L'accelerazione più marcata si è registrata proprio negli anni recenti, grazie alla crescita della capacità installata rinnovabile, in particolare fotovoltaica, che ha sostituito un volume equivalente di generazione fossile convenzionale, contribuendo a modificare in modo strutturale il funzionamento del sistema elettrico, la formazione dei prezzi e le esigenze di gestione operativa della rete.

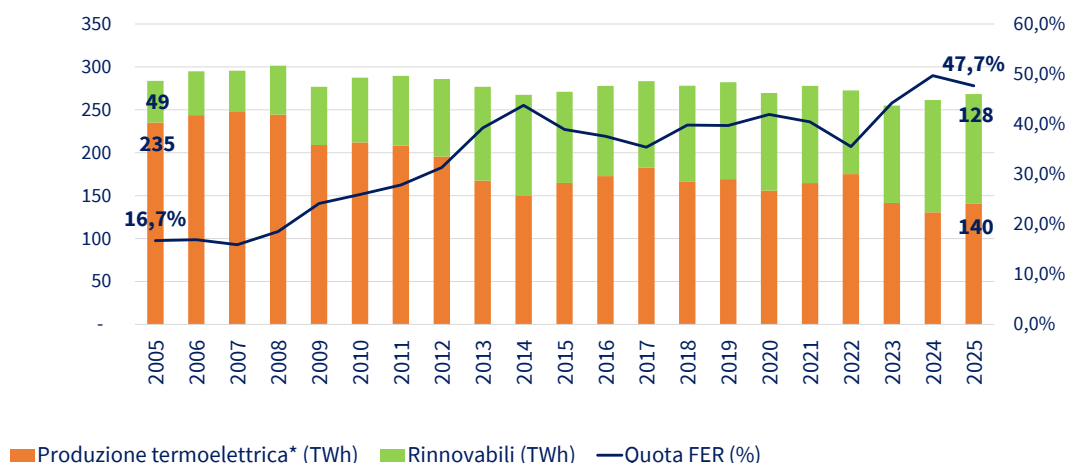


Figura 2. Produzione termoelettrica e quota FER (TWh, %), 2005 – 2025. (*) Sono esclusi geotermoelettrico e biomasse. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna ed Ember, 2026.

3. Stante l'attuale valore delle *commodity* e dei costi di generazione, questo **trend** è **destinato a confermarsi** anche nei prossimi anni, anche alla luce dei contratti già conclusi, delle autorizzazioni già rilasciate e degli interventi di sviluppo in corso. Questo cambiamento produrrà benefici rilevanti per sistema elettrico italiano, con implicazioni che andranno ben oltre la sola decarbonizzazione.
4. Da una parte, **l'avvento delle rinnovabili contribuirà a ridurre la dipendenza energetica** del Paese, con effetti benefici sia sulla **sicurezza degli approvvigionamenti**, sia sulla **stabilità dei prezzi**. Le tensioni geopolitiche a livello mondiale, infatti, hanno un significativo impatto sul prezzo del gas importato in Italia; il prezzo di questa *commodity*, a sua volta, si riflette in maniera quasi stechiometrica sull'andamento del prezzo dell'elettricità. Dall'altra, si avrà un impatto economico sul costo della bolletta elettrica, che sarà tanto più marcato quanto maggiore sarà il differenziale fra il costo di generazione delle tecnologie a zero emissioni e quello delle tradizionali centrali a gas.
5. Il continuo sviluppo tecnologico e la diffusione su larga scala degli impianti di generazione eolica e solare hanno contribuito a un sostanziale declino dei costi di generazione di queste tecnologie. Come emerso dalle recenti aste FER, il **costo di generazione delle rinnovabili risulta molto inferiore rispetto a quello degli impianti termoelettrici**. Pertanto, la progressiva sostituzione, almeno fino a una certa soglia, della generazione fossile con quella proveniente da FER, offre vantaggi economici per il sistema-Paese grazie alla riduzione del costo di produzione dell'energia elettrica.
6. Il costo di integrazione delle rinnovabili riflette non solo i costi per l'installazione degli impianti, ma anche il **costo del curtailment**, così come delle reti e dei sistemi di accumulo necessari che ne permettono l'integrazione nel sistema. L'**overgeneration** rappresenta la quota di produzione non integrabile rispetto alla producibile FER: man mano che vengono installate FER, la quota di produzione che il sistema riesce a integrare (rispetto a quella teorica aggiunta), anche inserendo elevati livelli di accumuli, è sempre minore e,

di conseguenza, il loro costo effettivo risulta sempre più dominato dagli **oneri di integrazione**.

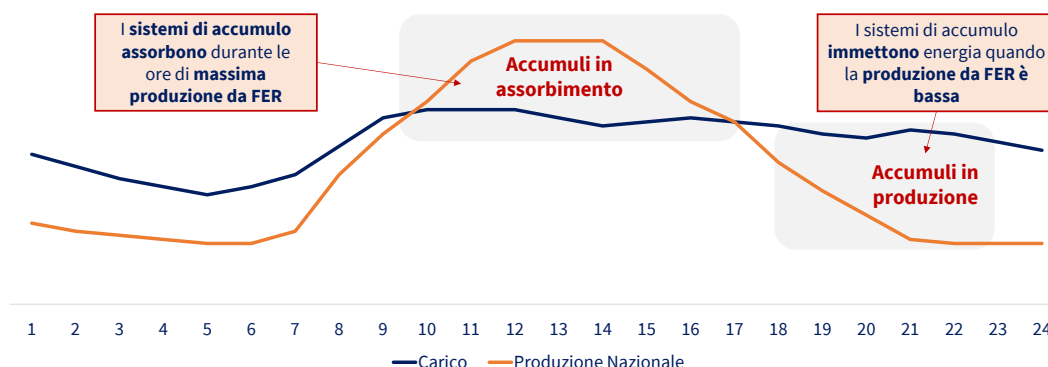


Figura 3. Bilancio orario di una giornata tipo del mese di maggio 2030 in Italia (illustrativo), 2030. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.* N.B.: Una quota residua di *overgeneration* è inevitabile come conseguenza di un ottimo tecnico-economico di sistema che limita lo sviluppo degli accumuli ad un livello di utilizzo minimo.

7. In un contesto di mercato elettrico italiano caratterizzato da una penetrazione FER sul fabbisogno del 40% circa, **le rinnovabili risultano la tecnologia di generazione più economica**, anche considerando il loro costo di integrazione. Superato un certo livello di penetrazione, stimabile a circa il 70-80%, le rinnovabili perdono competitività rispetto alle tecnologie programmabili a basse emissioni, come ad esempio il nucleare.
8. Il costo marginale di generazione da fonti rinnovabili è un parametro dinamico, soggetto a variazioni in relazione alla composizione del mix di generazione e del profilo di fabbisogno. Questo aspetto deve essere attentamente valutato nella definizione della strategia più efficiente dal punto di vista economico per garantire la completa decarbonizzazione del sistema elettrico italiano.

1.2 EVOLUZIONE DEI COSTI E COMPETITIVITÀ ECONOMICA DELLE TECNOLOGIE RINNOVABILI

9. Il **Levelised Cost of Energy (LCOE)** è un indicatore chiave per confrontare il **costo di generazione delle tecnologie**. Rappresenta il **ricavo medio per unità di energia elettrica generata** necessario per recuperare i costi di costruzione e gestione di un impianto di generazione lungo l'intera vita utile. Per una data tecnologia, il valore di tale parametro dipende da una serie di fattori:
 - il **Weighted Average Cost of Capital (WACC)** è il tasso di sconto che l'azienda deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie da azionisti (cioè le "risorse" proprie dell'azienda) e finanziatori (cioè il capitale proveniente da fonti esterne);
 - il **CAPital EXpenditure (CAPEX)**, cioè il costo iniziale dell'*asset*;
 - la vita utile dell'*asset*;

- l'**Operational Expenditure (OPEX)**, che include sia i costi fissi (ad esempio, i costi necessari per operare e mantenere l'impianto) sia i costi variabili (ad esempio, il consumo del combustibile nel caso di impianti di generazione a gas);
 - la produzione annua prevista.
10. Più nel dettaglio, è possibile raggruppare le varie tecnologie di generazione in **due grandi macrocategorie**: le tecnologie **CAPEX-intensive** e le tecnologie **OPEX-intensive**. Le prime sono caratterizzate da **valori di CAPEX relativamente più alti** rispetto agli OPEX. Fanno parte di questa categoria le tecnologie della transizione energetica quali gli **impianti eolici e solari**, i cui costi variabili di generazione sono nulli (o quasi). Le seconde sono **caratterizzate da valori di OPEX relativamente più alti** rispetto ai CAPEX. Appartengono a questa classe gli impianti di **generazione termoelettrica convenzionale**, i cui costi variabili dipendono dal costo del combustibile utilizzato e dai costi sostenuti per le emissioni di CO₂.

Fotovoltaico

11. I costi della tecnologia fotovoltaica si sono ridotti di quasi un ordine di grandezza in meno di 15 anni: **i costi di installazione medi globali del solare utility scale sono passati da circa 5.283 USD/kW nel 2010 a circa 691 USD/kW nel 2024**, con una **riduzione complessiva pari a -87%**. La discesa è stata particolarmente rapida nella prima metà del periodo (oltre **-50% già entro il 2015**, fino a circa **2.140 USD/kW**), per poi proseguire con un calo più graduale ma continuo fino ai livelli attuali.

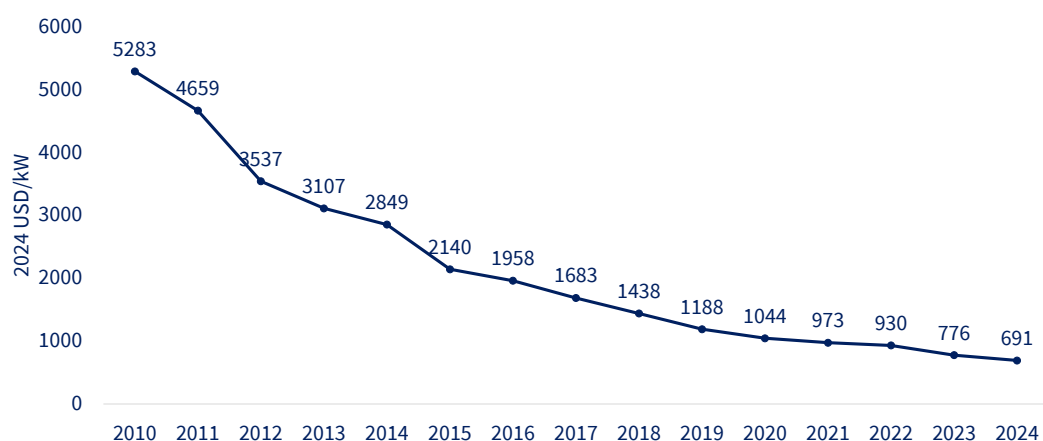


Figura 4. Costi di installazione medi globali per solare *utility scale* (2024 USD/kW), 2010 - 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2026.*

12. Sulla **riduzione dei costi sperimentata dal solare utility scale** hanno pesato **principalmente minori costi dei pannelli e degli inverter**, ma anche un calo nei costi di Engineering, Procurement, and Construction (EPC), installazione e sviluppo. Il mercato Europeo in particolare ha sperimentato una **diminuzione media dei prezzi dei moduli pari al 50%** tra il 2020 e il 2024; mentre i moduli bifacciali hanno registrato una riduzione di circa il 30% nello stesso arco temporale.

13. Parallelamente, a una riduzione dei costi si è assistito a un miglioramento della tecnologia, trainato da diversi fattori, tra cui un aumento del rendimento dei pannelli, una maggior diffusione dell'utilizzo di sistemi con *tracking*⁹, di pannelli bifacciali¹⁰, così come migliorie tecniche sugli *inverter*. L'efficienza indica quanta dell'energia solare che raggiunge la superficie del pannello può essere effettivamente trasformata in energia elettrica¹¹. La Figura sottostante mostra l'**incremento di oltre 6 punti percentuali dell'efficienza dei pannelli solari monocristallini** tra il 2012 e il 2024. Complessivamente, i progressi tecnologici degli ultimi 10-15 anni hanno permesso di aumentare la densità energetica dei pannelli solari da 160 a 230 W/m² circa. Di conseguenza, per il solo effetto di maggiore densità energetica, è possibile **aumentare la produzione del 50% a parità di superficie occupata**.

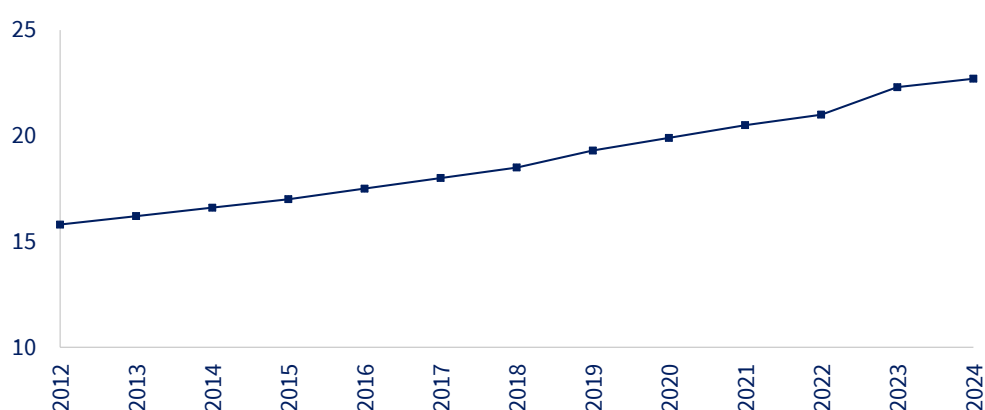


Figura 5. Evoluzione efficienza pannelli solari monocristallini (%), 2012 - 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su fonti Terna, 2026.

14. La riduzione dei costi della tecnologia unita ai miglioramenti tecnologici ha portato a una **riduzione dell'LCOE del solare**. L'LCOE medio globale del solare *utility scale* è sceso del 90% circa tra il 2010 e il 2024. Il calo è stato particolarmente intenso nella prima parte del periodo, per poi proseguire con una diminuzione più graduale ma continua fino al 2024, a conferma del **consolidamento della competitività della tecnologia**. Occorre inoltre ricordare come l'LCOE dipenda non solo dai costi della tecnologia e dalla sua efficienza, ma anche dalla disponibilità della risorsa naturale: a parità di altre condizioni, un aumento dell'irraggiamento comporta un aumento di producibilità, e quindi una diminuzione dell'LCOE. Da questo punto di vista, l'Italia risulta essere favorita rispetto ad altri paesi europei, beneficiando di un valore medio di irraggiamento particolarmente

⁹ Sistemi con *tracking* o inseguimento fanno uso di meccanismi che orientano automaticamente i pannelli solari con l'obiettivo di massimizzare l'esposizione al sole durante il giorno.

¹⁰ Pannelli bifacciali sono progettati per catturare la luce solare da entrambi i lati. Il lato frontale cattura la luce diretta, il lato posteriore cattura quella riflessa dalla superficie su cui vengono installati i pannelli a seconda del fattore di albedo.

¹¹ L'efficienza è definita come potenza erogabile a condizioni *standard* (1.000 W/mq di radiazione solare, 25°C) ed è quindi calcolata come: (Potenza / Superficie / 1.000 W/mq) * 100.

elevato: un impianto solare a inseguimento localizzato in Sicilia ha una producibilità media di circa 1.800 ore equivalenti, un valore che risulta quasi doppio rispetto a quello tipico della Germania.

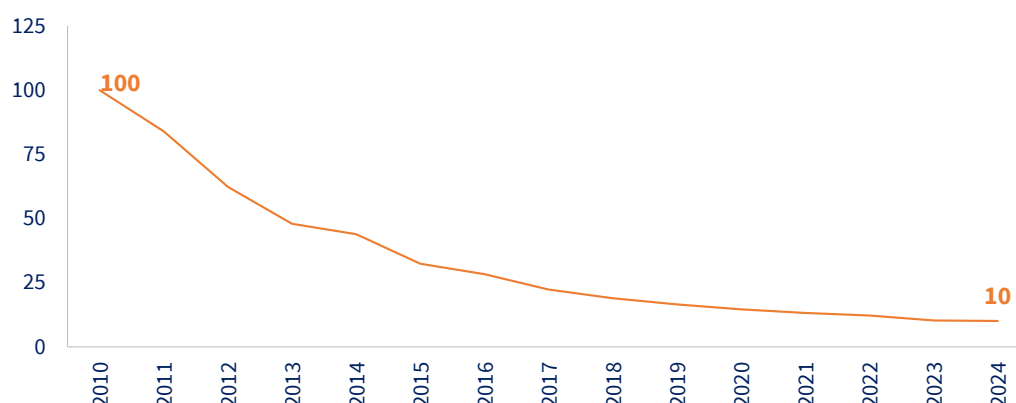


Figura 6. LCOE medio globale per solare *utility scale* (indice 2010 = 100, 2024 USD/MWh), 2010 - 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2026.*

15. I risultati delle aste del FER X mostrano come il costo di generazione della tecnologia solare in Italia, ad oggi, sia particolarmente competitivo. Il 1° dicembre 2025, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha pubblicato le graduatorie relative ai bandi FER-X per impianti fotovoltaici del 9 luglio dello stesso anno. Di seguito le principali evidenze:
- a fronte di un contingente massimo di 8 GW per impianti fotovoltaici, sono stati selezionati **7,7 GW**, corrispondenti a poco più di 470 impianti fotovoltaici. Nel 70% dei casi si tratti di progetti di piccola taglia (<10 MW), che insieme coprono meno del 25% della potenza selezionata;
 - la maggior parte dei progetti assegnatari di contratto è localizzata in **Sicilia** e nel **sud Italia** (Molise, Puglia e Basilicata);
 - i prezzi di offerta sono compresi tra i **45 euro/MWh** e i **63 euro/MWh**, con circa l'80% della quantità offerta al di sotto dei 60 euro/MWh;
 - il prezzo medio di esercizio della capacità assegnata è di **56,8 euro/MWh**.

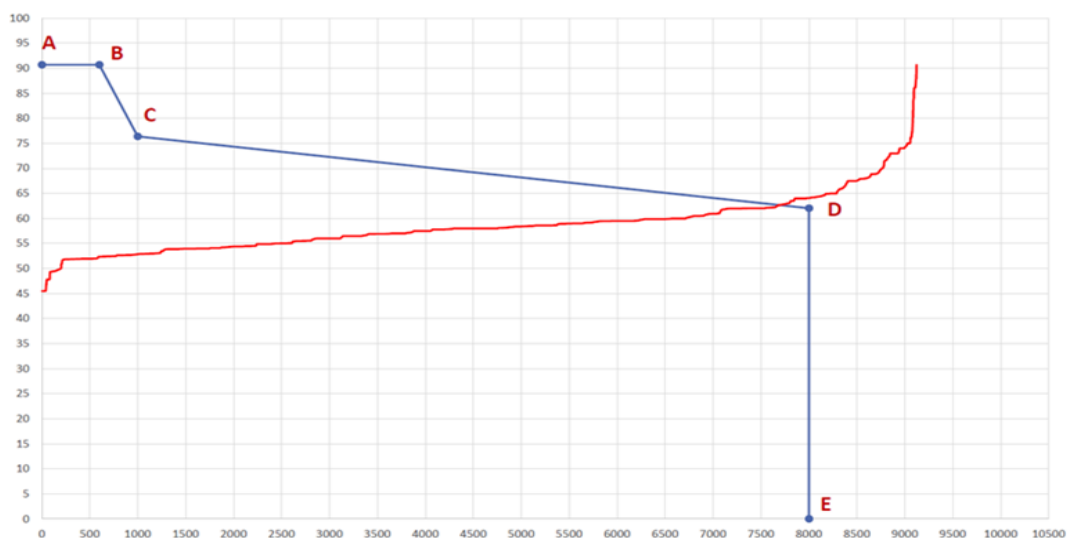


Figura 7. Curve di domanda e di offerta per progetti fotovoltaici nell'asta FERX del 12 settembre 2025 (MW, euro/MWh). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e GSE, 2026.

	Fotovoltaico
Calabria	0,03
Centro-Nord	0,12
Centro-Sud	0,78
Nord	1,19
Sardegna	0,10
Sicilia	3,38
Sud	2,09
Totale	7,70

Figura 8. Potenza totale assegnata per fotovoltaico e zona di offerta (GW), 2026. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e GSE, 2026.

16. Sempre a dicembre 2025, il GSE ha anche pubblicato i risultati delle aste aperte al solo fotovoltaico conforme ai requisiti del **Net Zero Industry Act** (NZIA). A fronte di un contingente massimo di 1.600 MW, **sono stati assegnati più di 1,100 MW** a quasi 90 progetti. Le offerte in asta di tali progetti si sono assestate tra i **55 e i 73 euro/MWh**, con un **valore medio ponderato di aggiudicazione pari a 66,4 euro/MWh**.

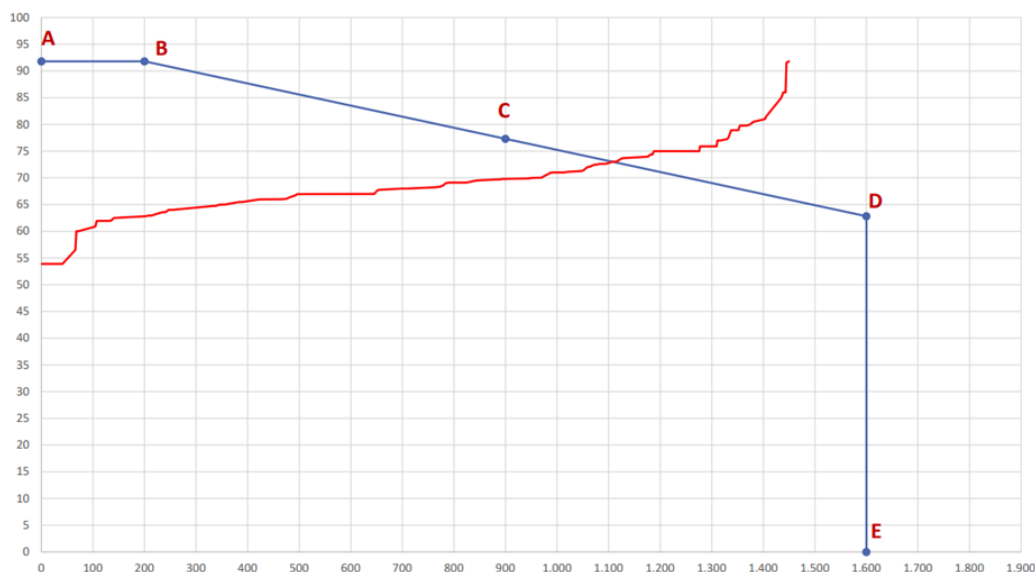


Figura 9. Curve di domanda e di offerta per progetti fotovoltaici nell'asta NZIA del 31 ottobre 2025 (MW, euro/MWh). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e GSE, 2026.

Eolico

17. Anche l'**eolico onshore** ha sperimentato una **netta riduzione dei costi di installazione**. I costi medi globali sono infatti passati da circa **2.324 USD/kW nel 2010 a circa 1.041 USD/kW nel 2024**, registrando una diminuzione complessiva pari a circa **-55%**. La dinamica è risultata più graduale rispetto al fotovoltaico: dopo una prima fase di relativa stabilità fino alla metà degli anni 2010 (intorno ai 2.100–2.200 USD/kW), i costi hanno iniziato a calare in modo più marcato dal 2018 in poi, scendendo sotto i 1.600 USD/kW nel 2020 e continuando a diminuire fino ai livelli attuali. Tale riduzione è riconducibile principalmente al miglioramento dell'efficienza delle turbine, all'aumento delle dimensioni degli aerogeneratori e alle economie di scala nella produzione e installazione degli impianti.

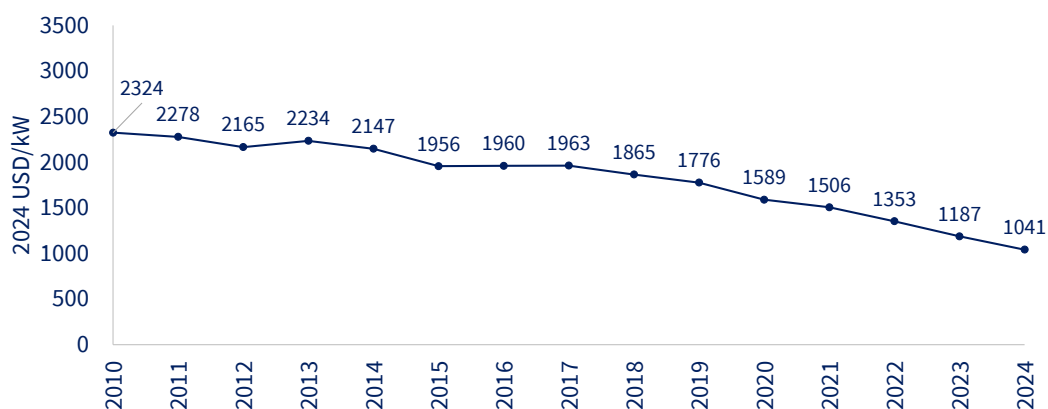


Figura 10. Costi di installazione totali per eolico *onshore* (media globale, 2024 USD/kW), 2010 - 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2026.

18. Sulla riduzione dei costi ha pesato principalmente la **riduzione dei costi delle turbine** che rappresentano la voce principale per i progetti eolici *onshore*¹². Altri elementi che hanno contribuito sono stati l'utilizzo di materiali più leggeri e durevoli che hanno ridotto i costi di costruzione e trasporto accompagnati da una riduzione dei costi di O&M grazie a tecnologie digitali.
19. Parallelamente alla riduzione dei costi, si è verificato un **progressivo miglioramento tecnologico**, che ha permesso di sfruttare al meglio la ventosità dei siti aumentando la producibilità delle macchine eoliche. Tra i diversi fattori, ricordiamo l'utilizzo di turbine con diametro maggiore, la crescente altezza del mozzo dell'aerogeneratore ("*hub height*"), l'adozione di sistemi di controllo più sofisticati, nonché lo sviluppo di modelli analitici più dettagliati, che hanno permesso di ottimizzare la disposizione delle turbine all'interno di un sito predefinito, aumentandone la producibilità.
20. In maniera analoga al solare, la diminuzione dei costi della tecnologia eolica, unita ai miglioramenti tecnologici, ha portato a **una riduzione dell'LCOE** nel tempo. Anche in questo caso, la disponibilità della risorsa naturale ha un impatto significativo sul costo dell'energia prodotta: a parità di altre condizioni, un aumento della ventosità del sito comporta un aumento di producibilità, e quindi, una diminuzione dell'LCOE.

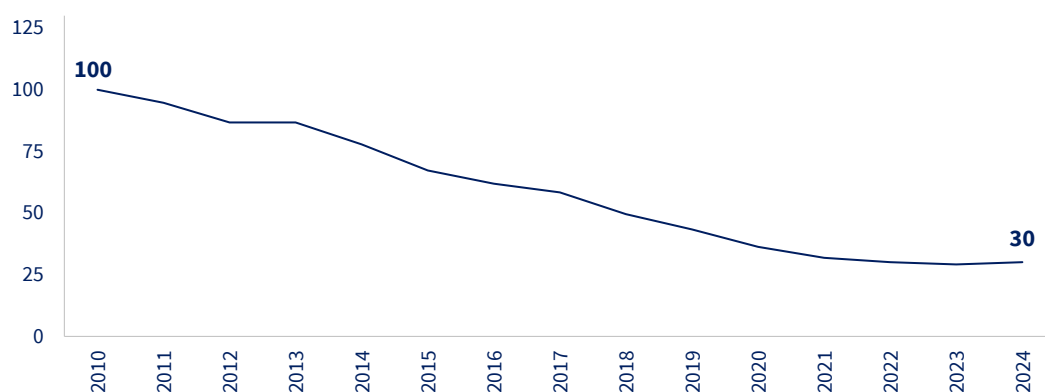


Figura 11. LCOE medio globale per eolico *onshore* (indice 2010 = 100, 2024 USD/MWh), 2010 - 2024. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IRENA, 2026.*

21. Le regioni più ventose a livello italiano, e quindi maggiormente votate allo sviluppo della tecnologia eolica, sono quelle del **Centro Sud e delle Isole** (circa 2.200 – 2.500 ore equivalenti l'anno), sebbene non si raggiungano i picchi di producibilità tipici del nord Europa.
22. I risultati delle aste del FER X ci mostrano come anche il costo di generazione della tecnologia eolica in Italia, ad oggi, sia **particolarmente competitivo**, anche se non ai

¹² Secondo le stime IRENA, il prezzo delle turbine sarebbe diminuito di oltre il 50% tra il 2010 e il 2024.

livelli del solare. I risultati delle aste del FER X, riportati dal GSE il 1° dicembre 2025, mostrano che:

- a fronte di un contingente massimo di 2,5 GW per impianti eolici, sono stati selezionati **0,9 GW** di impianti eolici;
- i prezzi di offerta sono compresi tra i **65 euro/MWh** e i **78 euro/MWh**;
- il prezzo medio di esercizio della capacità assegnata è di **72,8 euro/MWh**.

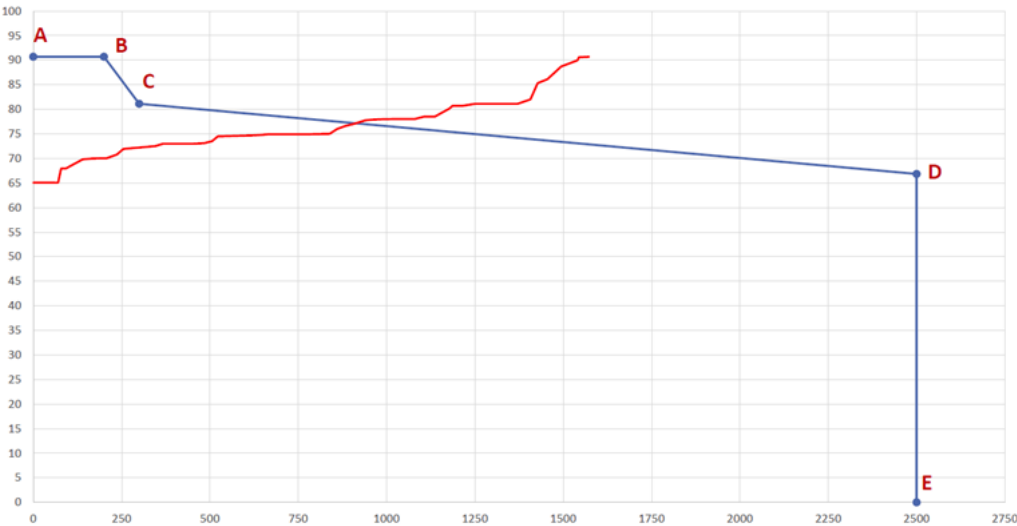


Figura 12. Curve di domanda e di offerta per progetti eolici nell'asta FERX del 12 settembre 2025 (MW, euro/MWh). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e GSE, 2026.

	Eolico
Calabria	0,07
Centro-Nord	-
Centro-Sud	0,40
Nord	-
Sardegna	-
Sicilia	0,19
Sud	0,28
Totale	0,94

Figura 13. Potenza totale assegnata per eolico e zona di offerta (GW), 2026. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e GSE, 2026.

Stoccaggio elettrico

23. Con l'aumento della generazione rinnovabile, gli **stoccaggi diventano sempre più importanti come abilitatori dell'integrazione delle FER** nel sistema elettrico. Il primo e fondamentale ruolo degli stoccaggi, soprattutto per il sistema italiano caratterizzato da una forte penetrazione della generazione fotovoltaica, consiste nell'**accumulare energia durante le ore centrali della giornata** per poi restituirla al sistema nelle ore in cui la radiazione solare è assente. A fianco a tale servizio, gli stoccaggi permettono di

aumentare la flessibilità e la resilienza del sistema, ridurre le congestioni di rete, stabilizzare la frequenza e fornire un contributo all'adeguatezza del sistema, nonché di aumentare la disponibilità di riserva a salire e a scendere (permettendo di mitigare il rischio di fenomeni di sovralfrequenza) nel sistema elettrico.

24. Ci sono **varie tecnologie** in grado di fornire stoccaggio elettrico. Si possono considerare tecnologie ad elevato grado di maturità i pompaggi idrici e le **batterie agli ioni di litio**. Ad oggi queste ultime sono la tecnologia che sta riscuotendo maggiore crescita, per via dello sviluppo tecnologico raggiunto, dei costi di installazione sempre più competitivi e di *iter* autorizzativi relativamente brevi (perlomeno se paragonati ai pompaggi idroelettrici).
25. La diffusione di tale tecnologia è stata accompagnata da una riduzione significativa dei costi, che è passata da **827 \$/kWh nel 2013** a poco più di **100 \$/kWh nel 2025**. Alla riduzione dei costi hanno contribuito il progresso tecnologico che ha favorito un aumento dell'efficienza dei materiali e dei processi di produzione, permettendo di sfruttare le economie di scala ma anche la crescita vertiginosa dell'offerta che ha aumentato la competizione contribuendo a una riduzione dei prezzi.

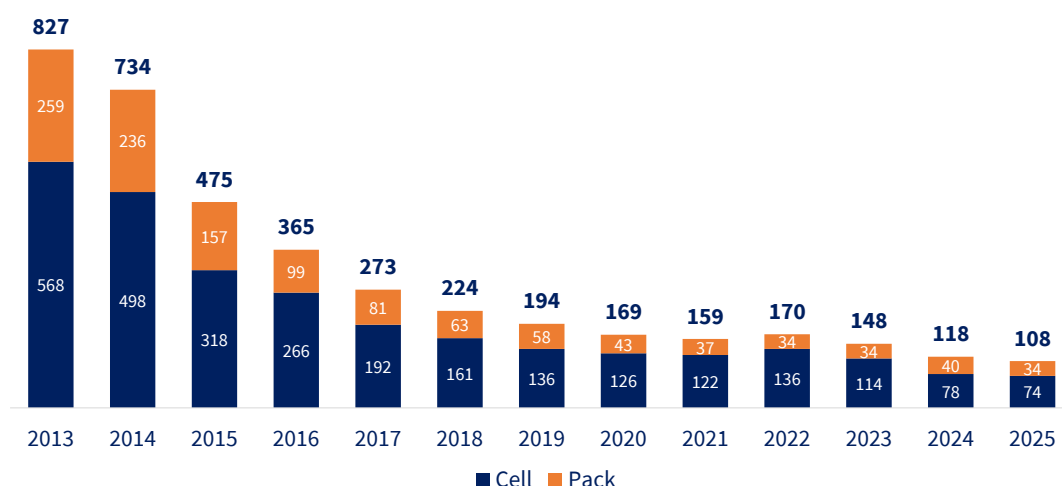


Figura 14. Prezzo medio pesato a livello globale del *battery rack* delle batterie al litio (\$/kWh), 2013 - 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati BNEF, "Lithium-Ion Battery Pack Prices Fall to \$108 Per Kilowatt-Hour, Despite Rising Metal Prices", 2026.

26. Il 30 settembre 2025 si è svolta la **prima asta MACSE** (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), autorizzata con Decreto 346 del 10 ottobre 2024 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), e precedentemente approvata dalla Commissione Europea¹³, durante la quale sono stati assegnati **10 GWh di accumuli** (pari all'intero fabbisogno richiesto) tra Centro Sud, Sud, Calabria e Isole. L'asta si è conclusa con l'assegnazione della capacità a un **premio medio**

¹³ Con decisione C(2023) 9226 del 21 dicembre 2023.

ponderato inferiore a 13.000 euro/MWh-anno, valore molto al di sotto delle attese¹⁴ in esito a una forte competizione e una forte riduzione dei prezzi di installazione e realizzazione di accumuli con tecnologia a ioni di litio.

Area	Volume assegnato [MWh]	Premio medio ponderato [€/MWh-anno]
Centro Sud	2.000	14.566
Sardegna	500	15.029
Sicilia	500	15.846
Sud e Calabria	6.968	12.137

Figura 15. Capacità totale assegnata nella prima asta MACSE per zona (MWh ed euro/MWh-anno), settembre 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

27. A partire da questo valore, e assumendo un *range* di Tasso Interno di Rendimento (*Internal Rate of Return* - IRR) del possibile investimento pari a **5%-8%**, se ne deduce che il CAPEX relativo ai progetti sarebbe decisamente inferiore a quanto rintracciabile in letteratura.
28. Valori così competitivi di premio riconosciuto agli assegnatari confermano un **impatto positivo del MACSE sulle bollette dei consumatori italiani**. Infatti, in bolletta verrà scaricata solo la differenza tra:
 - i **pagamenti di Terna** verso gli assegnatari di nuova capacità di accumulo;
 - **quanto incassato dal GME** grazie all’allocazione dei cosiddetti **prodotti di time shifting**¹⁵.
29. Il valore di tali prodotti rispecchia le attese sui differenziali di prezzo tra ore a prezzo massimo e ore a prezzo minimo.
30. Più nel dettaglio, la conclusione per cui – grazie alla cessione dei prodotti di *time shifting* – l’impatto delle aste MACSE sulla bolletta elettrica avrà un **costo netto negativo**, deriva da queste considerazioni empiriche:
 - i progetti assegnatari della prima asta MACSE hanno mediamente un rapporto **energia/potenza di circa 7h**;
 - ipotizzando che le *Battery Energy Storage System* (BESS) contrattualizzate alla prima asta MACSE facciano nei **15 anni** del periodo di consegna **1 ciclo di carica-scarica al**

¹⁴ Il premio di riserva si attestava a 37.000 €/MWh-anno.

¹⁵ Prodotti che l’operatore di mercato acquista per avere il diritto di programmare sui mercati dell’energia una parte della capacità complessivamente contrattualizzata col meccanismo.

giorno, il costo di attraversamento¹⁶ di una batteria da 7 ore per l'anno di riferimento 2024 è pari a circa **50 euro/MWh**;

- già nel 2024, lo *spread* medio osservato nel Mercato del Giorno Prima (MGP) tra le 7h a prezzo massimo e le 7h a prezzo minimo era di **46 euro/MWh**, valore che garantirebbe quasi completamente, già oggi, la finanziabilità di una batteria *merchant*;
- a parità di condizioni, la progressiva penetrazione delle FER non programmabili (in particolare, impianti fotovoltaici) farà aumentare gli *spread* min-max osservati all'interno delle singole giornate su MGP. È pertanto probabile che il valore dei contratti di *time-shifting* sarà equiparabile al costo del MACSE.

Impianti nucleari

31. La **generazione elettrica** da impianti **nucleari** è una fonte a zero emissioni di gas clima-alteranti e, come tale, può rappresentare un'**opzione complementare allo sviluppo delle FER**. L'interesse verso la tecnologia nucleare, da sempre presente nei mix di generazione di diversi paesi a livello mondiale, è cresciuto notevolmente negli ultimi anni non solo per il contributo che questa tecnologia può dare alla decarbonizzazione dei sistemi energetici ma anche per il ruolo chiave che può svolgere nella diversificazione degli approvvigionamenti. Gli **Small Modular Reactors (SMR)** e gli **Advanced Modular Reactors (AMR)** rappresentano le **tecnologie più all'avanguardia**. Rispetto ai reattori di vecchia generazione, queste soluzioni promettono **maggiore flessibilità operativa, affidabilità e sostenibilità economica**, grazie alla standardizzazione dei componenti e alla possibilità di integrazione anche in contesti industriali, ad esempio per applicazioni cogenerative.
32. Nonostante la presenza di numerosi progetti di reattori modulari, è molto complicato fare previsioni sulla possibile riduzione dei costi di investimento e sugli effettivi tempi di costruzione. Il panorama tecnologico degli SMR e degli AMR include un elevato numero di opzioni con caratteristiche tecniche molto diverse.
33. L'International Energy Agency (IEA) fornisce delle stime sulla **possibile riduzione dei costi del nuovo nucleare** in Europa prospettando una **riduzione dell'LCOE** che arriverebbe a **120-125 USD/MWh nel 2050**, a seconda dello scenario considerato¹⁷. Una decrescita più aggressiva dell'LCOE è invece ipotizzata dal National Renewable Energy

¹⁶ Il costo di attraversamento rappresenta il costo sostenuto per accumulare l'energia elettrica all'interno di una batteria, per poi restituirla al sistema in un istante di tempo successivo, e tiene conto sia dell'efficienza di *round-trip* (posta pari a 85% e valorizzando le perdite al costo di 87 €/MWh), sia del costo di investimento (posto pari a 13.000 €/MWh).

¹⁷ Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2024. Le percentuali fanno riferimento ai valori ipotizzati nello scenario *Stated Policies*. I valori fanno riferimento ai costi dei nuovi reattori "*nth-of-a-kind*" includendo, quindi, sostanziali riduzioni rispetto al caso "*first-of-a-kind*". Valori in USD 2023.

Laboratory (NREL) per il mercato americano, in cui il *range* ipotizzato al 2050 è pari a 42-94USD 2022/MWh. Infine, a settembre 2025, la Commission de Régulation de l'Énergie¹⁸ francese ha pubblicato delle stime sull'evoluzione del costo del nuovo nucleare, basate su studi pubblici, che prospettano una riduzione del LCOE del 23% tra il 2030 e il 2050, da circa 120 euro/MWh nel 2030 a 93 euro/MWh nel 2050.

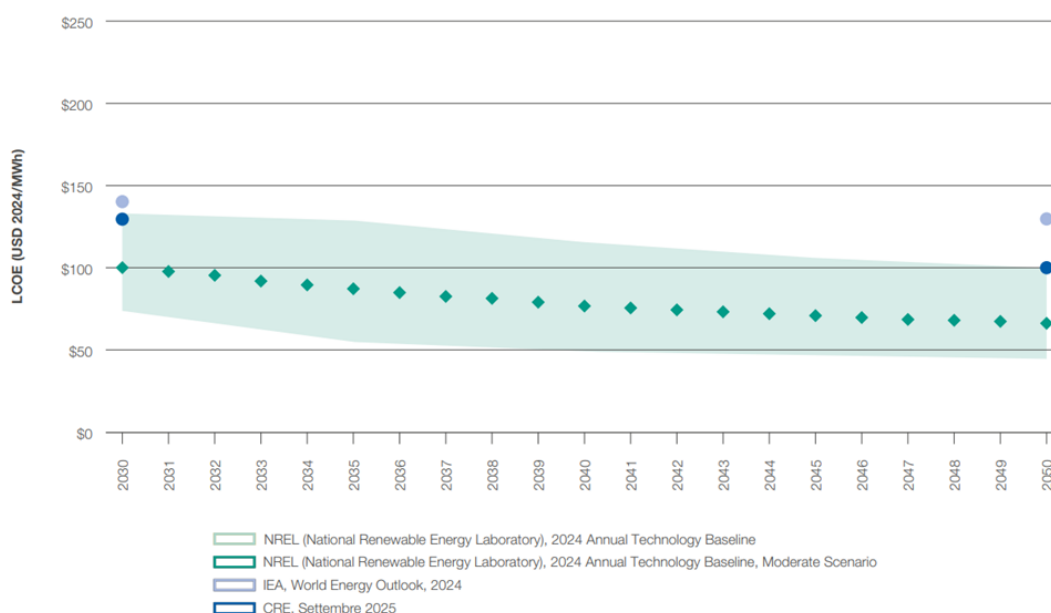


Figura 16. Prospettive di evoluzione dell'LCOE nucleare (USD/MWh), 2030 – 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati NREL, IEA, Commission de régulation de l'énergie (CRE), 2026.

Impianti termoelettrici a gas

34. Mentre gli impianti di produzione eolica e solare presentano costi marginali di generazione quasi nulli, il **costo variabile di generazione di un impianto termoelettrico alimentato a gas risulta strettamente correlato all'andamento dei prezzi delle commodity gas e CO₂**.
35. Analizzando il periodo 2018-2025, si evince come il prezzo del gas sia soggetto a forte variabilità, e come per circa il **75% dei giorni il prezzo del gas sia stato maggiore o uguale a 20 euro/MWh**, soglia tipica del periodo precrisi. Escludendo il periodo del Covid i prezzi sono stati superiori a tale soglia per circa il 90% dei giorni.

¹⁸ CRE, Commission de régulation de l'énergie, "L'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR/AMR) dans les systèmes énergétiques" settembre 2025.

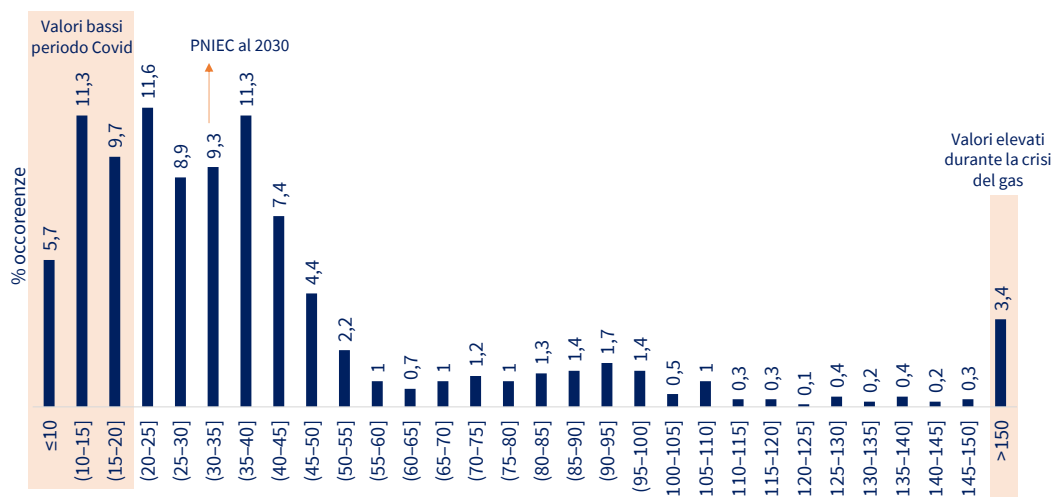


Figura 17. Distribuzione di frequenza dei prezzi del gas PSV (%), euro/MWh_{th}), 01/01/2018 – 10/12/2025. N.B. Il PSV (Punto di Scambio Virtuale) è il principale punto di incontro virtuale per lo scambio e la cessione di gas tra gli operatori in Italia. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

36. La forte variabilità del prezzo del gas è conseguenza diretta del fatto che il mercato del gas è un **mercato globale**: le dinamiche di prezzo e offerta, nonché le tensioni geopolitiche che possono verificarsi in una particolare zona geografica, si ripercuotono sul prezzo del gas anche in altre zone geografiche. L'effetto più eclatante è il forte aumento dei prezzi del gas registrato nel 2022, a seguito dell'inizio della guerra in Ucraina. Come mostrato nella Figura sottostante, nel 2022 il prezzo medio del gas è stato di **123 euro/MWh** con picchi di oltre 300 euro/MWh ad agosto, quindi mediamente dieci volte più alto rispetto ai valori pre-crisi (10-15 euro/MWh).

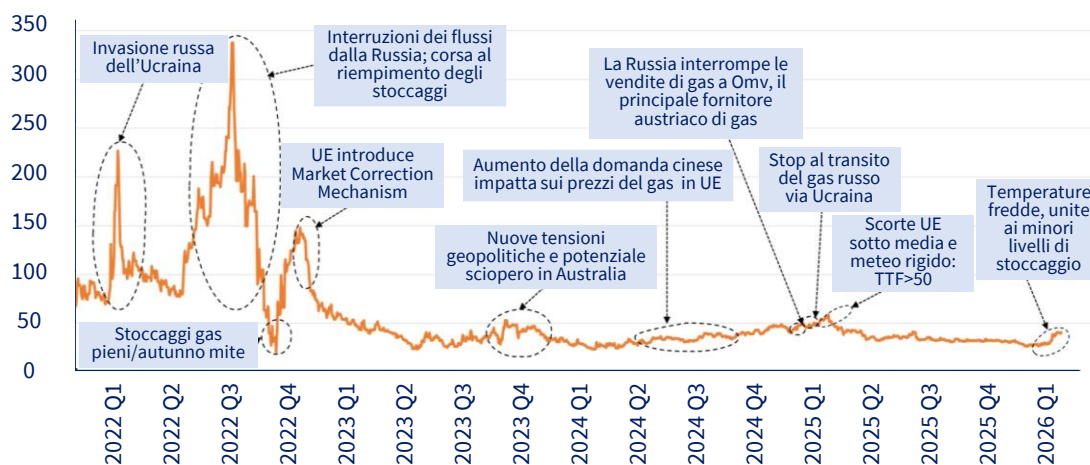


Figura 18. Andamento del prezzo storico del gas TTF (euro/MWh). N.B. Il Title Transfer Facility (TTF) è il mercato di riferimento Europeo per il gas naturale. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

37. Per far fronte a questa crisi, a marzo 2022, a seguito dello scoppio della guerra in Ucraina, la Commissione Europea ha avviato il piano **REPowerEU** con l'obiettivo di **ridurre drasticamente la dipendenza UE dal gas russo**. L'Europa ha quindi avviato un **processo di diversificazione delle fonti** e un incremento del ricorso al **Gas Naturale Liquefatto** (GNL), riducendo così le forniture di gas via gasdotto dalla Russia del 90% tra il 2021 e il

2025. Nel 2025, il Consiglio e il Parlamento Europeo hanno inoltre raggiunto un accordo per il *phase-out* completo delle importazioni di gas russo entro novembre 2027.

38. Anche l'**Italia**, storicamente uno dei paesi Europei più dipendenti dalle importazioni di gas, ha **accelerato con successo il percorso di emancipazione dal gas russo**, sostituendolo con gas proveniente da altri paesi.

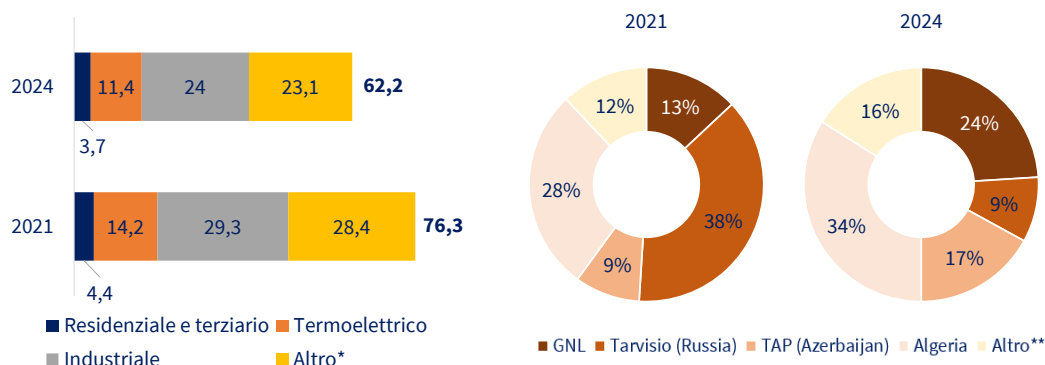


Figura 19. A sinistra: Fabbisogno totale di gas per l'Italia (miliardi di smc), 2021 e 2024; A destra: Mix di approvvigionamento di gas per l'Italia (%), 2021 e 2024. (*) Include agricoltura e pesca, sui non energetici, autorizzazione e consumi e perdite. (**) Include la produzione domestica, importazioni da Nord UE e dalla Libia. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e Snam, 2026.

39. Nonostante la quasi completa emancipazione dal gas russo, il mercato del gas resta molto influenzato da tensioni geopolitiche, da timori di possibili rischi di approvvigionamento e da dinamiche climatiche di breve periodo (temperature invernali, eventi di “*Dunkelflaute*”¹⁹). Infatti, come mostrato nella Figura sottostante, i prezzi del gas registrati nel TTF evidenziano nel corso del 2025 una forte volatilità, particolarmente accentuata nei mesi invernali. Nel dettaglio, la Figura mostra come tra gennaio e marzo 2025 i prezzi abbiano raggiunto i valori più elevati, con mediane comprese tra **40 e oltre 50 euro/MWh** e con ampi intervalli tra minimo e massimo, segno di un mercato ancora esposto a rischi lato offerta e a condizioni meteo sfavorevoli. Successivamente, dalla primavera all'autunno 2025, si osserva una graduale normalizzazione: i prezzi si stabilizzano infatti nella fascia 30–35 euro/MWh, con oscillazioni molto più contenute.
40. Un ulteriore elemento che aiuta a interpretare l'andamento dei prezzi osservato nel 2025 è la **modifica della normativa Europea sugli stoccaggi**, approvata dal Consiglio dell'UE nel luglio del 2025. Con tale intervento, l'Unione Europea ha esteso di due anni l'obbligo per gli stati membri di garantire adeguati livelli di riserve prima dell'inverno, mantenendo il **target del 90%** già in vigore dal 2023, ma introducendo nuove flessibilità per adattarsi meglio alle condizioni di mercato. In particolare, le regole riviste consentono di raggiungere l'obiettivo di riempimento prevedendo margini di flessibilità fino al 10% in caso di condizioni sfavorevoli. Questa maggiore flessibilità introdotta nel corso del 2025,

¹⁹ Periodo di più giorni consecutivi di bassa produzione da fonti eoliche e solari e alta domanda di energia.

unita a uno *spread* estate-inverno poco attraente nei prezzi *forward*, ha portato il Governo tedesco ad abbassare il *target* di riempimento degli stoccaggi all'80%.

41. Tale dinamica ha avuto un duplice impatto sull'andamento dei prezzi: a partire dal luglio 2025, la minore domanda di gas, unita alla maggiore disponibilità di GNL (soprattutto dagli USA), ha **contribuito a contenere i prezzi**, che si sono collocati su livelli relativamente più bassi (intorno a 28–32 euro/MWh); a gennaio 2026, i prezzi sono poi tornati ad aumentare, quando l'ingresso nella nuova stagione invernale determina un nuovo aumento della volatilità e un significativo allargamento della forchetta tra valori massimi e minimi, dovuta al ricorso da parte dell'UE, e in particolare della Germania, a forniture *spot* di GNL necessarie per compensare livelli di stoccaggi insufficienti.
42. Nel complesso, la Figura sottostante conferma come il mercato del gas sia sensibile e reattivo agli *shock* esterni, in cui fattori climatici, disponibilità di GNL e incertezze geopolitiche restano i principali *driver* dell'evoluzione dei prezzi. Guardando al futuro, il previsto aumento della domanda di gas non rende verosimile una discesa del prezzo di questa *commodity* nei prossimi anni.

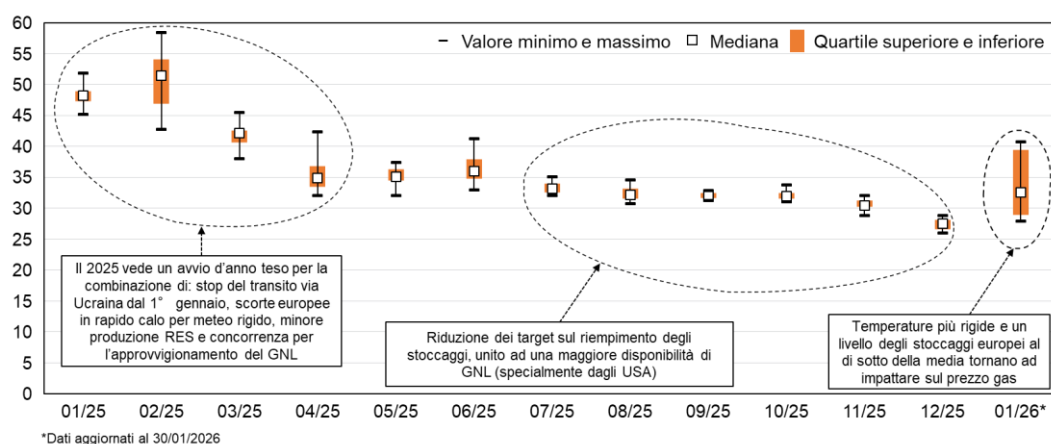


Figura 20. Focus sulla volatilità dei prezzi gas al TTF (euro/MWh), 2025 e 2026. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

43. Guardando al futuro, la Commissione Europea ha indicato un prezzo gas pari a circa **32 euro/MWh** da utilizzare come **previsione al 2030** come ipotesi di base per la redazione dei diversi Piani Nazionali Energia e Clima²⁰. Inoltre, si evidenzia come la **domanda di gas a livello mondiale sia prevista in crescita** nei prossimi anni, principalmente in Cina, India e Nord America²¹.
44. In questo senso, il costo variabile di generazione di un impianto a gas ha un impatto fondamentale sul suo LCOE. Considerando un prezzo del gas di 32 euro/MWh, un **prezzo**

²⁰ Valore usato anche per gli scenari Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) di ENTSO-E.

²¹ Per ulteriori dettagli si veda paragrafo 1.4

della CO₂ di 95 euro/tCO₂²² e ipotizzando un *load factor* dell'impianto di 3.000 – 4.500 ore annuali, il valore del LCOE risulta essere di **120-130 euro/MWh**. Come mostrato nella Figura a seguire, circa l'**80%** dell'LCOE è imputabile ai **costi variabili di generazione**, mentre il restante **20%** è imputabile ai **costi fissi** (di questi, 15-25 euro/MWh sono imputabili alla componente CAPEX).



Figura 21. LCOE impianto a gas a ciclo combinato (euro/MWh). N.B.: Ipotesi per il calcolo: costo gas 32euro/MWh; costo CO₂ 95 euro/ton; rendimento 50%; fattore emissivo 0,2 t CO₂/MWhth; Load Factor = 3.000 – 4.500 h/y. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

Analisi break-even per gas e rinnovabili

45. In Italia il **prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica** continua ad essere **fortemente legato al prezzo del gas**, con un **indice di correlazione del 97%**.

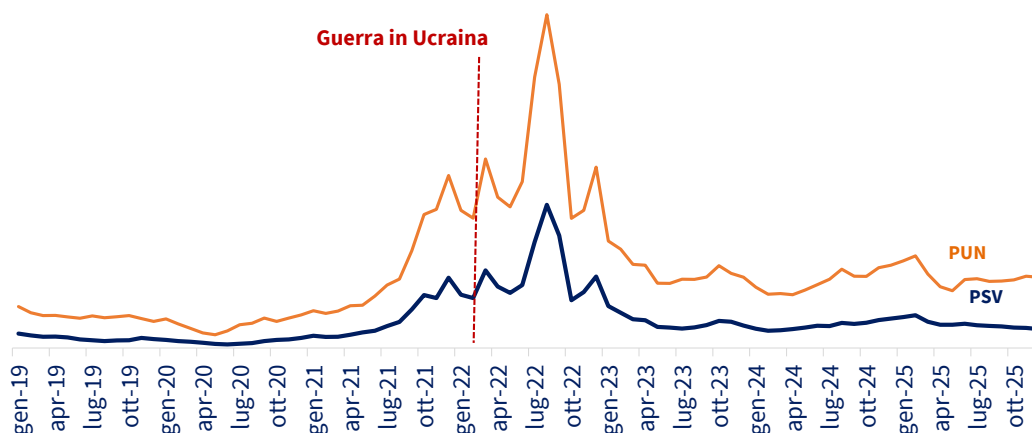


Figura 22. Prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica (Prezzo Unico Nazione - PUN) e prezzi del gas (Punto di Scambio Virtuale - PSV) (euro/MWh), gennaio 2019 – dicembre 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati GME e altre fonti, 2026.

46. Il **prezzo marginale del MGP** è infatti **determinato nel 63% delle ore da impianti a ciclo combinato alimentati a gas**²³ il cui costo di generazione è composto per il 65% dal prezzo del gas e per il restante 35% dal prezzo della CO₂.

²² Anch'esso valore indicato dalla Commissione Europea

²³ Dato del 2024.

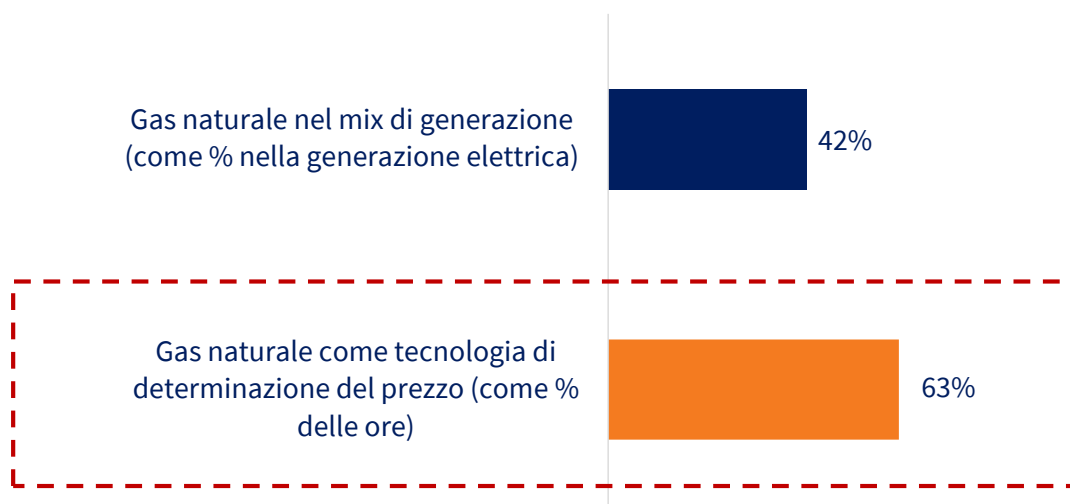


Figura 23. Il ruolo del gas naturale nel mercato elettrico in Italia, 2024. Fonte: elaborazione di TEHA Group su dati Terna, 2026.

47. Produrre elettricità con un ciclo combinato a gas di ultima generazione (*Combined Cycle Gas Turbine* - CCGT), infatti, se si considerano i valori di gas e CO₂ dell'ultimo anno, costa circa 120-130 euro/MWh, valore, di fatto, sostanzialmente allineato al PUN medio 2025 (115 euro/MWh circa). Appare dunque evidente come il prezzo dell'energia elettrica in Italia sia **ancorato ai costi di generazione di tale tecnologia e quindi al prezzo del gas naturale**.
48. Ad oggi, tecnologie rinnovabili come fotovoltaico ed eolico permetterebbero di **produrre energia elettrica a costi decisamente più contenuti**.

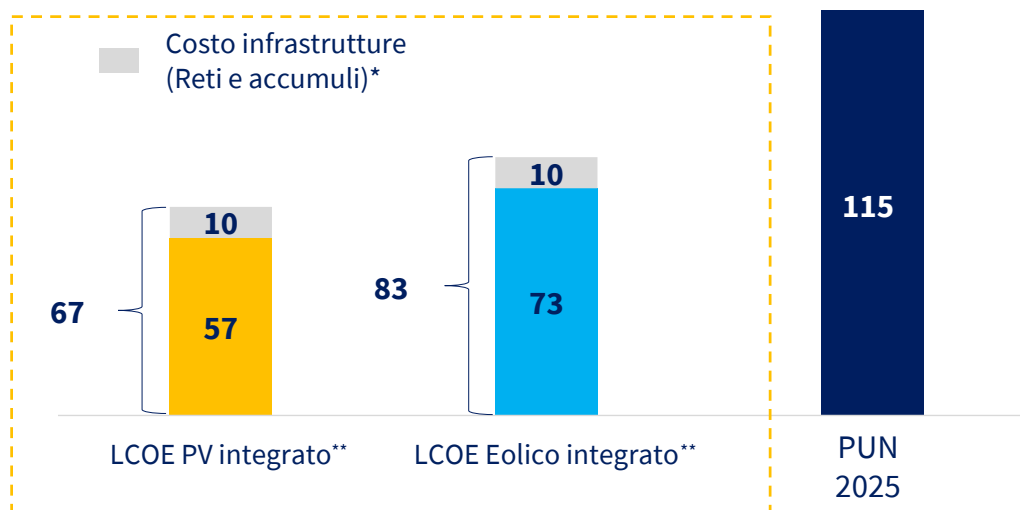


Figura 24. LCOE per tecnologia solare ed eolica e PUN 2025 in Italia (€/MWh), 2025 N.B.: La letteratura scientifica internazionale è concorde nell'affermare che un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente. (*) Investimenti in reti (trasmissione e distribuzione) e accumuli (circa 50 miliardi di euro da fonte PNIEC) annualizzati sul ciclo di vita utile e ripartiti sull'intero fabbisogno elettrico

nazionale. (**) Derivati dalla media dei prezzi di esercizio per la capacità selezionata all'asta FERX del 2025.
Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026

49. Alla luce di quanto detto, lasciare il sistema elettrico italiano ancorato alla generazione a gas impedirebbe la formazione di prezzi dell'energia più competitivi. Infatti, un impianto a gas per essere più economico del fotovoltaico - agli attuali prezzi della CO₂ - dovrebbe bruciare gas che costa meno di 10 €/MWh. Tale prezzo, tuttavia, si è verificato negli ultimi anni solo in pochi periodi durante la crisi pandemica del 2020. Inoltre, anche abbandonando il meccanismo ETS, per rendere la generazione a gas competitiva con il fotovoltaico servirebbe comunque avere la disponibilità del gas a prezzi inferiori a 25 €/MWh, cosa che, negli ultimi 7 anni, si è registrata in meno del 40% dei casi, percentuale che scenderebbe drasticamente se venisse escluso dall'analisi il periodo del COVID. A ciò si aggiunga la necessità di coprire, oltre ai costi variabili, anche i costi fissi degli impianti a gas: come spiegato precedentemente, il LCOE di un impianto a gas si compone di una quota OPEX predominante, e di una quota CAPEX che non è comunque trascurabile e pari a circa 15-25 €/MWh_{el}.

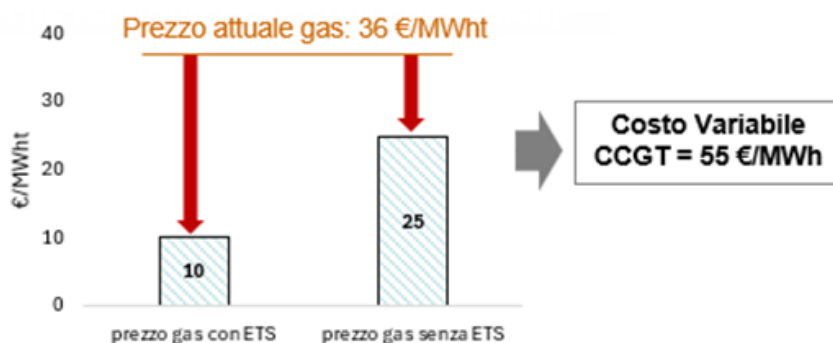


Figura 25. Prezzi del gas che rendono la tecnologia CCGT più conveniente delle FER (€/MWh). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

50. **La strategia per guadagnare una maggiore competitività del sistema elettrico italiano, in termini di contenimento dei prezzi dell'energia,** può prevedere un progressivo aumento della penetrazione di FER con l'obiettivo di ridurre l'esposizione del sistema alle dinamiche dei costi di generazione di impianti a gas e, conseguentemente, alla volatilità del gas naturale e della CO₂.

1.3 IL RUOLO FUTURO DELLA GENERAZIONE PROGRAMMABILE

51. La progressiva sostituzione della generazione fossile con generazione prodotta da **fonti rinnovabili** porta a dei significativi **vantaggi economici per il Paese grazie alla riduzione del costo di produzione dell'energia elettrica**. Tuttavia, oltre una certa diffusione, le rinnovabili perdono competitività rispetto alle tecnologie programmabili a basse emissioni, come ad esempio il nucleare. Infatti, anche il PNIEC riporta che “un sistema elettrico interamente basato su fonti rinnovabili, in particolare non programmabili, è possibile, ma non economicamente efficiente, in quanto più ci si

avvicina al 100% di quota rinnovabile, più i costi di sistema (ad es. per lo sviluppo dei sistemi di accumulo e delle reti) crescono rapidamente.”

52. Per illustrare tale fenomeno, Terna²⁴ ha sviluppato alcune analisi su uno scenario di riferimento con un fabbisogno elettrico pari a **583 TWh²⁵ al 2050**, incrementando progressivamente la capacità FER dello scenario e considerando uno *split* in capacità tra eolico e solare pari rispettivamente a 26% e 74%. Per ogni iterazione di FER aggiuntive è stata determinata la **capacità di stoccaggio efficiente**, funzionale all'integrazione delle FER. Il quantitativo efficiente di accumuli si ottiene confrontando il costo marginale sostenuto per l'installazione degli accumuli con il beneficio marginale espresso in termini di *overgeneration* evitata. Per ciascuna iterazione, una volta quantificate le risorse necessarie, è possibile esprimere il costo marginale associato all'integrazione delle FER.
53. La Figura sottostante mostra come il **costo marginale sostenuto per integrare le rinnovabili aumenti in modo più che proporzionale all'espansione delle FER**, riflettendo non solo i costi per l'installazione degli impianti di generazione, ma anche il costo del *curtailment* e dei sistemi di accumulo aggiuntivi che ne permettono l'integrazione nel sistema²⁶.

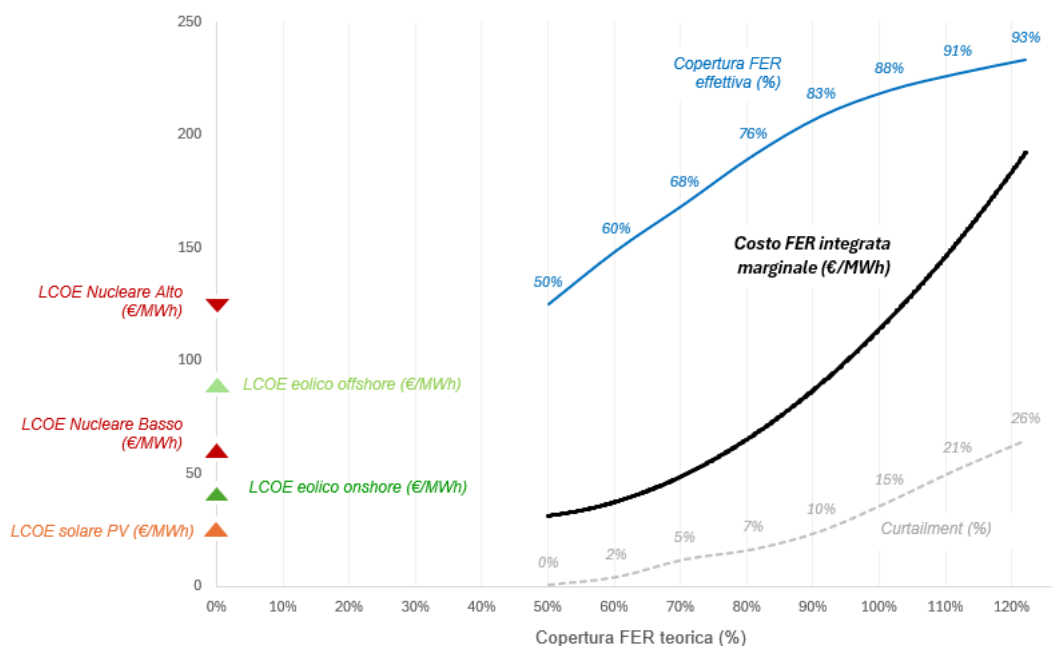


Figura 26. Evoluzione del costo di integrazione della produzione rinnovabile in uno scenario 2050. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

²⁴ Terna, Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050 - Copertura della domanda elettrica, ottobre 2025.

²⁵ PNIEC 2024, scenario “con nucleare al 2050”.

²⁶ Non rientrano nel perimetro dell'analisi gli investimenti di rete, in quanto fortemente dipendenti dalla localizzazione geografica delle risorse (generazione rinnovabile, convenzionale e consumi).

54. La Figura riporta il costo marginale per integrare 1 MWh aggiuntivo di energia rinnovabile (euro/MWh, asse y) al crescere della copertura FER teorica nel sistema (asse x, ottenuta come rapporto tra producibilità nominale delle FER e fabbisogno elettrico). Inoltre, la Figura riporta anche la **copertura rinnovabile effettiva progressiva**, calcolata in percentuale rispetto al fabbisogno elettrico e la quota di *curtailment* raggiunta, anche questa progressiva, calcolata come il rapporto tra il *curtailment* e la produzione teorica delle FER.
55. La curva del costo di integrazione marginale mostra un andamento con **tassi di crescita in progressivo aumento**. Inizialmente la curva è caratterizzata da valori del costo di integrazione piuttosto bassi perché nel sistema c'è ampio spazio per incrementare la quota FER senza bisogno dell'aggiunta di accumuli. Il livello della curva riflette quindi l'LCOE delle tecnologie installate (solare ed eolico). All'aumentare della penetrazione rinnovabile, la curva mostra una **pendenza crescente** che riflette un **incremento del costo marginale di integrazione**.
56. La crescita della pendenza della curva è legata principalmente a due elementi: gli **accumuli installati** e la **quota di overgeneration marginale**. Gli accumuli generano un costo che aumenta all'aumentare delle FER installate, riflettendo il crescente bisogno di capacità di accumulo per integrare la nuova produzione rinnovabile. L'*overgeneration* marginale rappresenta la quota di produzione non integrabile rispetto alla produzione FER marginale: man mano che vengono installate FER, la quota di produzione che il sistema riesce a integrare (rispetto a quella teorica aggiunta), anche inserendo elevati livelli di accumuli, è sempre minore e, di conseguenza, l'*overgeneration* aumenta.
57. Di conseguenza, il **MWh rinnovabile aggiuntivo tende a perdere competitività** se non accompagnato da misure abilitanti. Diventa quindi conveniente affiancare alle FER **flessibilità** (accumuli, domanda flessibile, interconnessioni, servizi di rete) e una **componente di generazione programmabile a basse** emissioni in grado di coprire almeno il 10-15% del fabbisogno (variabile anche in funzione della quota coperta da import e della quota di domanda flessibile), per garantire sicurezza del sistema e sostenibilità economica della transizione.

1.4 ANALISI DELLA DOMANDA DEL GAS E IL RUOLO DEL GNL

Evoluzione della domanda del gas a livello mondiale

58. Rispetto ai livelli del 1990, la **domanda globale di gas è quasi raddoppiata**: secondo la IEA, il consumo mondiale ha raggiunto **4.287 miliardi di metri cubi (Bcm)** nel 2025, contribuendo così a soddisfare oltre il **20% del fabbisogno globale** di energia primaria. Anche negli ultimi anni, seppure in un contesto di rallentamento economico e di prezzi *spot* elevati, la domanda di gas ha continuato a crescere, in particolare negli Stati Uniti, mentre in Russia si è verificata una contrazione della domanda.

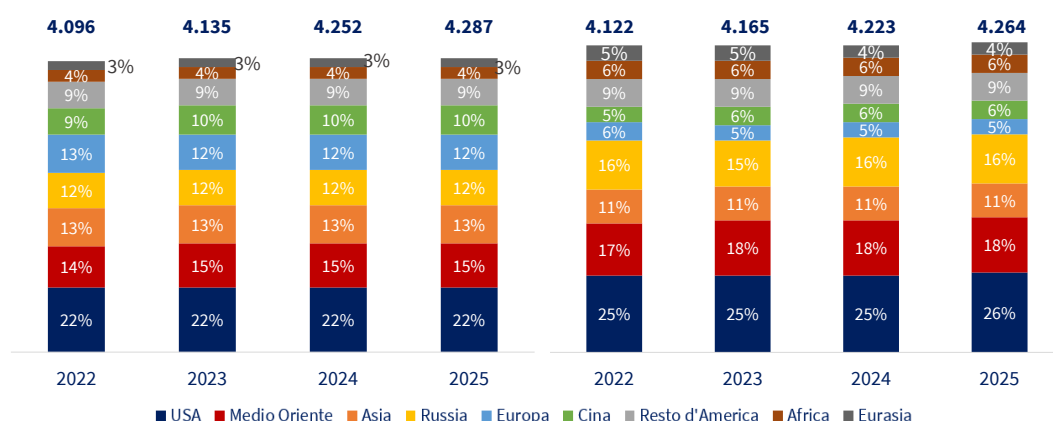


Figura 27. A sinistra: domanda globale di gas naturale (Bcm, %), 2022- 2025; a destra: produzione globale di gas naturale (Bcm, %), 2022 - 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IEA e Gas Market, 2026.

59. Più nel dettaglio, nel 2025 a **livello Europeo**, la **domanda di gas** è stata di **522 Bcm**, segnando un incremento del **3%** rispetto all'anno precedente, sostenuto soprattutto dal settore termoelettrico che ha dovuto compensare un calo della produzione eolica e idroelettrica. Tuttavia, la **produzione indigena di gas in Europa** è stata di **212 Bcm**, un **valore ben inferiore rispetto al fabbisogno**, confermando l'Europa come **netto importatore** di gas. A titolo di confronto, rispetto al periodo pre-crisi energetica (2021-2022), secondo i dati IEA la domanda Europea di gas nel 2019 era pari a 537 Bcm, con una produzione indigena pari a 227 Bcm. Il confronto evidenzia come la dipendenza strutturale dalle importazioni fosse già marcata prima degli *shock* di prezzo registrati nel 2021-2022.

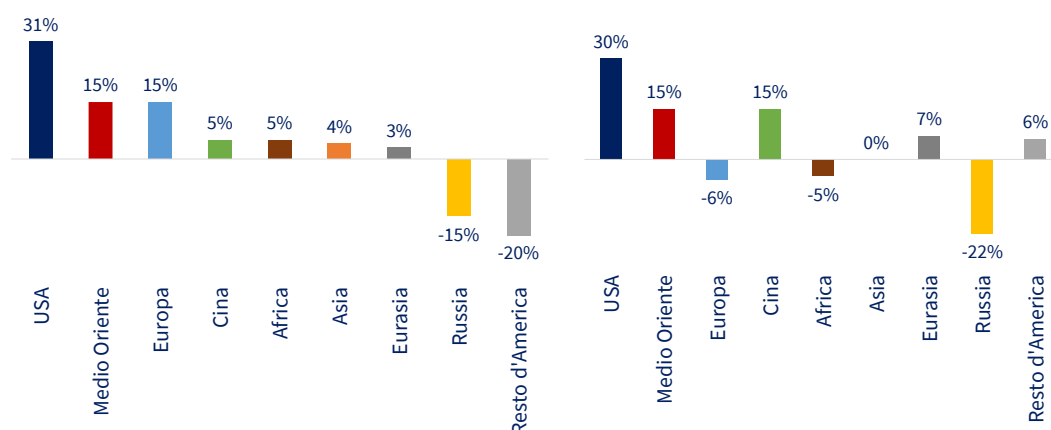


Figura 28. A sinistra: variazione della domanda globale di gas naturale rispetto al 2024 (variazione %), 2025; a destra: variazione della produzione globale di gas naturale rispetto al 2024 (variazione %), 2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IEA e Gas Market, 2026.

60. Guardando al futuro, le principali pubblicazioni a livello internazionale²⁷ convergono nel **prevedere** un ulteriore **aumento della domanda globale di gas** nel **prossimo decennio**

²⁷ Fonte: IEA e International Gas Union.

(+9,4% al 2030), trainato dall'espansione della generazione elettrica nei paesi asiatici e dal potenziale sviluppo industriale ed economico del continente africano.

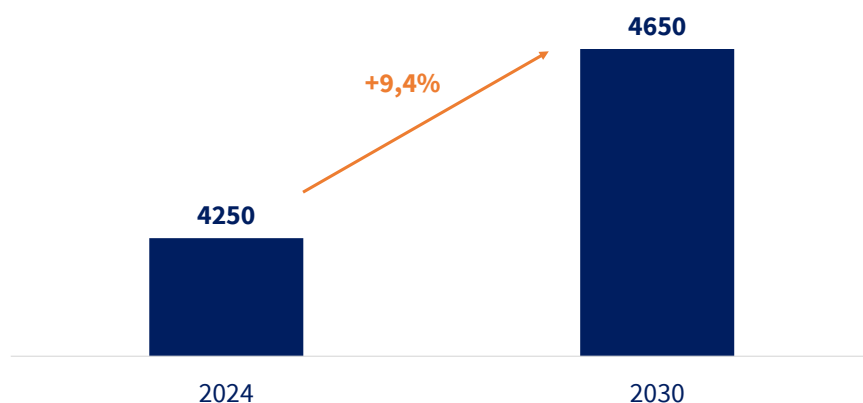


Figura 29. Domanda mondiale di gas attuale e proiezione al 2030 (Bcm), 2024-2030 . Fonte: elaborazione TEHA Group su dati IEA e International Gas Union 2026.

Il ruolo del GNL

61. Negli ultimi anni, il **baricentro del mercato Europeo del gas** si è **spostato** in modo netto verso il **GNL**. Le **importazioni** di GNL sono passate dal **23%** nel 2021 al **48%** nel secondo *quarter* del 2025. La crescita delle importazioni via nave ha permesso di compensare il calo dei flussi dalla Russia tramite gasdotto e, nel momento di maggior tensione, ha agito da cuscinetto per evitare che la riduzione delle importazioni tramite gasdotto si trasformasse in crisi di approvvigionamento. Di fatto, il GNL rappresenta la **leva strategica** principale che ha favorito la diversificazione delle importazioni di gas in Europa, portando alla sostituzione di buona parte del gas di origine russa con gas provenienti da altri paesi, *in primis* dagli USA.

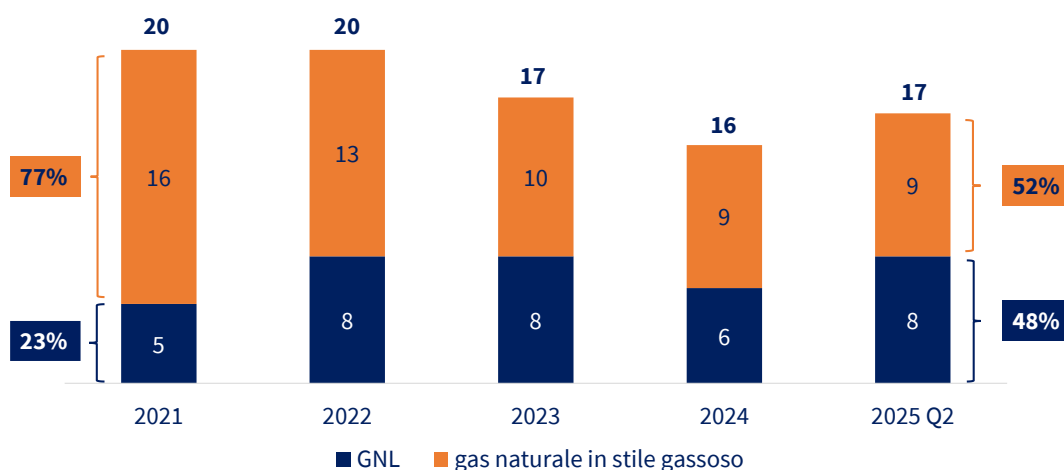


Figura 30. Media mensile di import di gas in UE (milioni di tonnellate), 2021 – 2025 Q2. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

62. Questa riconfigurazione ha garantito continuità e capacità di reazione, ma espone a un **rischio di concentrazione su un altro singolo grande esportatore**: gli **USA**. Di fatto, nel processo di ridurre la dipendenza dai flussi via *pipeline*, l'Europa rischia di averne creata

un'altra: meno legata a un'infrastruttura fisica e più ancorata alle scelte politiche, industriali e commerciali di un singolo esportatore, sulle quali non ha alcun potere di indirizzo.

63. Il mercato globale del GNL **rimane poco liquido: l'offerta è rigida** perché lo sviluppo di nuovi impianti di liquefazione richiede **investimenti ingenti e tempi lunghi**, mentre la **domanda è poco elastica** nei principali usi finali (generazione termoelettrica e riscaldamento) che difficilmente possono ridurre i consumi in modo immediato. In altre parole, il **GNL aiuta a soddisfare la domanda di gas, ma non protegge dalla volatilità dei prezzi**, in quanto piccole variazioni della domanda o dell'offerta a livello globale possono influire in modo significativo sul prezzo. Inoltre, la crescente diffusione di contratti indicizzati agli *hub* Europei trasferisce agli acquirenti la volatilità tipica degli scambi *spot*.
64. Per questi motivi, il **GNL è un tassello essenziale ma non risolutivo della sicurezza energetica Europea e italiana**. È una parziale assicurazione contro *shock* di offerta, non contro *shock* di prezzo. Se l'obiettivo è ridurre l'esposizione alla volatilità e contemporaneamente aumentare l'indipendenza strategica, la risposta non può essere unicamente aumentare l'*import* di GNL, bensì ridurre il fabbisogno di gas: accelerare sulle FER, su reti capaci di integrare produzione non programmabile, su sistemi di accumulo, sulla flessibilità della domanda, sull'efficienza nei consumi finali e sulla sostituzione tecnologica laddove possibile. Ridurre il peso del gas nel mix energetico è l'unico modo per non rimanere vincolati a una risorsa soggetta a dinamiche globali imprevedibili e per evitare di esporci, ancora una volta, a rischi che non possiamo controllare. In questo contesto, le FER sono una risposta concreta al problema della dipendenza energetica; viceversa, in assenza delle rinnovabili, saremmo esposti maggiormente al rischio di sicurezza e indipendenza energetica, in un contesto geopolitico in rapida evoluzione.

CAPITOLO 2

PROSPETTIVE EVOLUZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

2.1 DALLE ASTE ALLA SICUREZZA DEL SISTEMA: FER, ACCUMULI E CAPACITÀ PROGRAMMABILE

65. Il progressivo processo di decarbonizzazione e l'aumento della penetrazione delle FER non programmabili rendono necessario un **disegno di mercato** capace di **orientare in modo ordinato l'evoluzione del parco di generazione nazionale**. In questo contesto, i **meccanismi di contrattualizzazione a termine** rappresentano oggi uno strumento essenziale per garantire sicurezza, adeguatezza ed economicità del sistema elettrico. Attraverso questi strumenti - integrati tra loro e complementari ai mercati a pronti - viene assicurato lo **sviluppo coordinato delle nuove risorse rinnovabili, della capacità di accumulo e del parco termoelettrico, in coerenza con l'evoluzione della rete e con le esigenze di sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico**. La presenza di contratti a lungo termine consente inoltre di ridurre l'incertezza sui ricavi attesi, facilitare gli investimenti e contenere i costi complessivi per il sistema.
66. Alla fine del **2025**, secondo i dati provvisori Terna, la **copertura del fabbisogno da FER** si attesta al **41%**, un livello che indica la presenza di un ampio margine per sviluppare nuova capacità rinnovabile in modo efficiente, con benefici aggiuntivi per il sistema elettrico in termini di riduzione delle emissioni, minore dipendenza energetica e maggiore sicurezza degli approvvigionamenti. A conferma di questo margine di crescita, il Paese dispone già di una *pipeline* significativa: le procedure a termine oggi operative consentono di contare su circa **22 GW di nuova capacità rinnovabile autorizzata e già contrattualizzata**²⁸, cui si affiancano i **10 GWh** di accumuli selezionati con il MACSE che entreranno in esercizio a partire dal 2028, rafforzando in prospettiva la flessibilità complessiva del sistema. In questo contesto, è necessario continuare a sviluppare nuova capacità rinnovabile, ma al tempo stesso è fondamentale ribadire che la traiettoria evolutiva del sistema elettrico non si esaurisce nelle FER.
67. Infatti, come anticipato nel Capitolo 1, le analisi mostrano che un sistema elettrico alimentato integralmente da FER è tecnicamente realizzabile, ma non rappresenta l'opzione economicamente più efficiente: superata una certa soglia di copertura del fabbisogno tramite le FER i costi marginali di sistema crescono rapidamente per effetto dell'aumento dell'*overgeneration* e dei necessari investimenti in accumuli e infrastrutture di rete. In altre parole, la convenienza economica delle rinnovabili si mantiene fino a queste soglie, oltre le quali i costi di integrazione crescono in modo più che proporzionale. Per questo la piena integrazione di volumi crescenti di generazione

²⁸ Per informazioni più dettagliate si veda Capitolo 2.3.

non programmabile richiede il parallelo sviluppo degli accumuli, delle infrastrutture di rete e la disponibilità di un adeguato livello di generazione programmabile.

68. In questo quadro, il **parco termoelettrico continua a svolgere un ruolo strutturale**: sebbene la produzione in energia sia diminuita negli ultimi anni, la capacità a gas resta imprescindibile per garantire adeguatezza, sicurezza operativa e flessibilità del sistema, coprendo il fabbisogno nelle ore e nelle stagioni in cui la generazione rinnovabile è insufficiente. La transizione in corso, dunque, **non si fonda su una sola tecnologia**, ma su un **mix bilanciato di rinnovabili, accumuli e risorse programmabili** in grado di assicurare un percorso sostenibile, affidabile ed economicamente efficiente.

2.2 I MERCATI A TERMINE COME GUIDA PER L'EVOLUZIONE DEGLI ASSET DI GENERAZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO

69. Nel corso degli anni, il **Governo** e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (**ARERA**) hanno implementato un **disegno di mercato che affida ai meccanismi di contrattualizzazione a termine il compito di guidare l'evoluzione del parco di generazione italiano**, in condizioni di sicurezza, adeguatezza ed economicità.
70. I meccanismi di contrattualizzazione a termine, infatti, costituiscono oggi un elemento strutturale del disegno di mercato, pienamente integrato con i mercati a pronti. I primi favoriscono gli investimenti e quindi il rinnovamento del parco di generazione in funzione degli obiettivi di *policy*, minimizzando i costi fissi da sostenere a livello di sistema. I mercati a pronti, invece, selezionano di ora in ora gli *asset* esistenti da attivare, cosicché la domanda di elettricità venga soddisfatta facendo ricorso alle risorse con i costi variabili più bassi.
71. **Esistono oggi in Italia 3 meccanismi di contrattualizzazione a termine**. Ciascuno di questi è stato pensato per svolgere un ruolo ben definito nell'architettura complessiva del disegno di mercato nazionale: (a) **le aste FER** – favorire l'installazione di nuova generazione rinnovabile in coerenza agli obiettivi di decarbonizzazione; (b) **il MACSE** – favorire l'installazione – in prossimità delle FER contrattualizzate col primo meccanismo – degli accumuli necessari alla gestione di un sistema elettrico sempre più decarbonizzato; (c) **il Mercato della Capacità** – garantire il mantenimento in esercizio della capacità programmabile necessaria a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico.
72. Nel seguito, viene dettagliato il ruolo di ciascuno dei tre pilastri su cui poggia il rinnovamento del parco di generazione nazionale:
- **Aste FER²⁹**: attraverso le aste FER, si vuole **favorire lo sviluppo di nuova capacità rinnovabile**, così da raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione stabiliti a livello comunitario e nazionale. L'installazione di nuova capacità rinnovabile nelle diverse aree del paese costituisce infatti il primo passo verso la sostituzione dei combustibili

²⁹ Riferimenti normativi: D.M. MASE del 30 dicembre 2024, n. 457 (FER-X transitorio).

fossili nella generazione elettrica. Il **FER-X** transitorio (l'ultimo meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità rinnovabile ad essere stato introdotto) prevede la stipula di **contratti alle differenze** (i cosiddetti CfD) **a due vie**, con il riconoscimento del corrispettivo anche nel caso di «taglio» della produzione. Inoltre, all'interno dello stesso meccanismo è stata organizzata una **procedura concorsuale aperta al solo fotovoltaico** conforme ai requisiti del Net Zero Industry Act (NZIA);

- **Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)**³⁰: il meccanismo mira a **dotare il sistema elettrico della capacità di stoccaggio** necessaria alla **piena integrazione della generazione rinnovabile non programmabile** (entrata in esercizio anche grazie alle aste FER). Sulla base della localizzazione delle nuove installazioni di capacità rinnovabile non programmabile e degli sviluppi di rete attesi (e al fine di massimizzare i benefici netti del minore consumo di gas naturale, causato dalla minore attivazione di impianti termoelettrici nelle ore ad alto carico residuo), Terna determina i quantitativi e la dislocazione ottimale dei nuovi accumuli da acquistare tramite il MACSE. Poiché nelle ore di *overgeneration* è verosimile che si verifichino congestioni inter- o intra-zonali, è bene che gli accumuli siano installati in prossimità degli impianti rinnovabili, così da permettere lo stoccaggio dell'energia verde che andrebbe altrimenti dispersa. Per questo motivo, con il MACSE il sistema elettrico verrà dotato di stoccaggi localizzati prevalentemente nel Sud e nelle Isole;
- **Mercato della Capacità**³¹: tenuto conto della capacità rinnovabile e della capacità di stoccaggio che saranno disponibili in un determinato anno di consegna (anche grazie a quanto contrattualizzato con le aste FER e con il MACSE), Terna si avvale – in via residuale – del Mercato della Capacità per **remunerare la disponibilità delle ulteriori risorse necessarie a garantire l'adequatezza del sistema elettrico** (i.e., l'abilità di soddisfare la domanda elettrica avendo comunque sufficienti margini di riserva). In assenza di questo meccanismo, molte risorse necessarie a garantire l'adequatezza del sistema (in particolare, impianti CCGT esistenti) potrebbero iniziare a chiedere la dismissione, non essendo i ricavi ottenuti sui mercati a pronti sufficienti a coprire i costi fissi (c.d. *missing money problem*), come spiegato nei paragrafi che seguono. Allo stesso tempo, qualora necessario per garantire l'adequatezza di sistema in un contesto caratterizzato da aumento della domanda elettrica o dalla dismissione di impianti esistenti arrivati a fine vita utile, il Mercato della capacità sarà anche in grado di favorire la realizzazione di nuova capacità grazie all'aggiudicazione di contratti pluriennali. Per evitare la doppia remunerazione di uno stesso *asset* e l'*overprocurement* di capacità a livello di nazionale, verrà verificato che: (i) la capacità che sta beneficiando della

³⁰ Riferimenti normativi: D.Lgs. 210/2021 e Delibera ARERA 247/2023/R/eel.

³¹ Riferimenti normativi: D.Lgs. 379/2003 e Delibera ARG/elt 98/11.

contrattualizzazione tramite aste FER o MACSE non possa parimenti beneficiare di un contratto del Mercato della capacità; (ii) quanto approvvigionato tramite le aste FER e il MACSE sia decurtato da quanto è necessario approvvigionare tramite il Mercato della capacità.

73. Tra i principali benefici della contrattualizzazione a termine, descritti nei paragrafi a seguire, si riportano:
- coordinamento tra sviluppo di rete e rinnovamento del parco di generazione;
 - stabilità finanziaria;
 - progressivo *decoupling* del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo del gas naturale.

Coordinamento tra sviluppo di rete e rinnovamento del parco di generazione

74. Come accennato, la decarbonizzazione del sistema elettrico italiano si basa su **3 elementi: installazione di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili non programmabili** (soprattutto impianti fotovoltaici e, in misura minore, impianti eolici *onshore*), installazione di **nuovi sistemi di accumulo** per la gestione del carico residuo e per la fornitura di servizi ancillari e **potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione** per la gestione delle congestioni.
75. Il contributo fornito al processo di decarbonizzazione da ciascuno di questi tre elementi dipende tanto dal proprio **grado di sviluppo** (in termini di volumetrici e di localizzazione) quanto dal **contemporaneo grado di sviluppo degli altri due elementi**. Ad esempio, l'installazione di nuovi impianti rinnovabili nel Sud e nelle Isole genererà benefici ridotti se non sarà accompagnata dalla contemporanea installazione di nuova capacità di stoccaggio nelle stesse aree del paese e dal potenziamento della rete in alta tensione per collegare quelle aree ai luoghi dove si concentra il consumo di energia elettrica. Parimenti, l'installazione su larga scala di sistemi di accumulo sarebbe difficile da giustificare in assenza della preliminare installazione di nuova capacità di generazione rinnovabile.
76. Inoltre, la progressiva penetrazione degli impianti rinnovabili riduce le ore di funzionamento (e quindi la profittabilità) di molte centrali a gas che pure rimangono vitali per garantire la continuità delle forniture elettriche in un numero limitato ma significativo di ore dell'anno. Affinché il processo di decarbonizzazione possa avvenire senza conseguenza negative, è quindi necessario garantire che le centrali a gas naturale vengano dismesse solo quando non siano più necessarie a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico, indipendentemente dai ricavi che possono ottenere partecipando ai mercati dell'energia.
77. In questo senso, i meccanismi a termine gestiti dal GSE o da Terna permettono:
- attraverso la definizione dei contingententi messi all'asta (in termini di volumi totali e di ripartizione tra i diversi anni obiettivo e tra le diverse aree del paese), uno sviluppo ordinato dei nuovi impianti rinnovabili (FER-X) e della nuova capacità accumuli

(MACSE), tenuto conto dei potenziamenti della rete in alta tensione che Terna prevede di realizzare nel medio termine;

- una dismissione ordinata della capacità di generazione da fonti fossili, garantendo che tale processo di dismissione avvenga senza indugi ma anche senza rischi per il paese (Mercato della Capacità). A questo proposito, le analisi mostrano come una progressiva riduzione delle ore di funzionamento degli impianti termoelettrici, per effetto dell'aumento della produzione rinnovabile non programmabile e dei sistemi di accumulo, stia comprimendo i margini economici di una parte significativa del parco termoelettrico esistente. Questa evidenza suggerisce che, accanto alla dismissione ordinata della generazione da fonti fossili, occorra prevenire dismissioni non pianificate che potrebbero verificarsi per ragioni prettamente economiche;
- di combinare le efficienze generate dalla pianificazione centralizzata del settore energetico con le efficienze generate dal processo competitivo con cui vengono selezionati i *developer* delle singole iniziative industriali.

Stabilità finanziaria

78. Per permettere un esercizio sicuro e adeguato del sistema elettrico nei prossimi anni, il parco di generazione dovrà essere dotato di almeno tre diverse tecnologie: **impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e capacità termoelettrica alimentata a gas**.
79. L'investitore privato che decidesse di realizzare un nuovo impianto (o di effettuare interventi di manutenzione straordinaria su un impianto esistente) si troverebbe di fronte a questo problema: dovrebbe **sostenere oggi un investimento**, riponendo le speranze di **ricavarne un profitto in contingenze perlopiù fuori dal suo controllo**.
80. Investendo in nuova capacità di generazione a gas (sostituendo ad esempio un impianto esistente arrivato a fine vita utile con un impianto nuovo dotato di una maggiore efficienza), un operatore si impegnerebbe a sostenere, oltre ai costi variabili legati all'effettivo funzionamento dell'impianto (i.e. acquisto del gas naturale), anche l'ammortamento dei costi di investimento. Anche nel caso di impianti esistenti i cui costi di investimento siano già largamente ammortizzati, i costi variabili solo sono una parte dei futuri costi totali. Il mantenimento in piena efficienza degli impianti a gas esistenti passa infatti dal sostenere ulteriori costi fissi (i.e. interventi di manutenzione), il cui valore prescinde dall'effettivo funzionamento dell'impianto.
81. Per quanto riguarda i sistemi di stoccaggio, si nota che, indipendentemente dalla specifica tecnologia, essi sono caratterizzati da costi di investimento molto elevati e da costi variabili difficilmente prevedibili, poiché legati alla composizione del parco di generazione e, in particolare, ai quantitativi di energia prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili.
82. Infine, anche la realizzazione di un nuovo impianto rinnovabile è – come nei due casi precedenti – caratterizzato da un costo di investimento molto elevato. Tuttavia, rispetto

alla capacità di generazione alimentata a gas e agli impianti di stoccaggio, tali tecnologie sono caratterizzate da costi variabili virtualmente nulli.

83. In assenza di meccanismi di contrattualizzazione a termine, i ricavi degli impianti dipenderebbero esclusivamente da quanto può essere ottenuto tramite la partecipazione ai mercati a pronti. Il prezzo che si registra su questi mercati è – ad oggi – strettamente legato al valore del gas naturale, visto che, nella maggior parte delle ore dell'anno, gli impianti che sfruttano tale combustibile fossile risultano essere quelli marginali (si va quindi a definire un prezzo che rappresenta il costo variabile dell'impianto termoelettrico meno efficiente tra quelli selezionati).
84. Il crescente incremento della generazione rinnovabile sta tuttavia riducendo il numero di ore in cui le offerte in vendita presentate da impianti a gas risultano marginali sui mercati dell'energia. Di conseguenza, nonostante gli impianti termoelettrici continuino a trovare copertura dei propri costi variabili quando sono selezionati, difficilmente – data la riduzione delle ore di funzionamento – possono trovare copertura anche dei propri costi fissi operativi e/o di investimento (nel caso di nuovo impianti).
85. Tale fenomeno è chiaramente destinato ad acuirsi nei prossimi anni, data l'attesa di un ulteriore incremento della capacità rinnovabile installata. La progressiva riduzione del numero di ore di funzionamento degli impianti termoelettrici ridurrà al contempo le possibilità per tali impianti di estrarre rendite infra-marginali sui mercati dell'energia. Poiché tali rendite saranno sempre più limitate a specifiche ore nel corso dell'anno, anche nel breve periodo diventerà estremamente complesso prevedere gli introiti che possono essere ottenuti dalla partecipazione ai mercati a pronti.
86. Di conseguenza, l'assenza di meccanismi di contrattualizzazione a termine come il mercato della capacità renderà, da un lato, impossibile effettuare investimenti in nuovi impianti a gas ad alta efficienza (vista l'impossibilità di coprire i costi di investimento), dall'altro, spingerà alla dismissione la capacità di generazione a gas attualmente installata e ancora necessaria a garantire l'adequazione del sistema (vista l'impossibilità di coprire i costi manutentivi).
87. Un discorso analogo può essere fatto anche per la nuova capacità di stoccaggio, essenziale per la gestione dell'*overgeneration* e la fornitura di servizi ancillari nei prossimi anni. In assenza di meccanismi dedicati come il MACSE, gli investimenti in tale tecnologia dovrebbero fare affidamento sui soli differenziali di prezzo che si registrano sui mercati a pronti – differenziali che, come già esposto precedentemente, sono difficilmente prevedibili soprattutto nel medio/lungo periodo.
88. Infine, il discorso può essere esteso, soprattutto su orizzonti di lungo termine, anche alla capacità rinnovabile. La progressiva riduzione dei prezzi sui mercati a pronti per effetto della sempre maggiore penetrazione di impianti fotovoltaici ed eolici (caratterizzati da un costo variabile virtualmente nullo) potrebbe portare i prezzi a un livello così basso da

rendere non sostenibili nemmeno gli investimenti in rinnovabili, in assenza di strumenti di contrattualizzazione a termine come il FER-X.

Progressivo decoupling del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo del gas naturale

89. Slegare la remunerazione degli investimenti in capacità rinnovabile e in capacità di accumulo dai prezzi che si formano sui mercati dell'energia non tutela solo i realizzatori di tale capacità, ma **tutela anche gli utilizzatori finali di energia elettrica**. Per capire perché, basterà riportare alla mente gli effetti della crisi gas degli scorsi anni.
90. A causa dell'esplosione del prezzo del gas naturale e dell'applicazione del prezzo marginale sui mercati dell'energia, gli impianti rinnovabili che in quegli anni hanno operato al di fuori di meccanismi di contrattualizzazione a termine hanno potuto godere di enormi rendite infra-marginali in tutte le ore in cui un impianto a gas erano necessario a coprire la domanda elettrica.
91. Al contrario, l'applicazione sistematica di contratti per differenza a due vie ai nuovi impianti fotovoltaici ed eolici permetterebbe un **progressivo decoupling del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo del gas naturale**, proteggendo i consumatori nazionali dagli effetti negativi di eventuali nuove tensioni sui mercati internazionali di quel combustibile fossile.

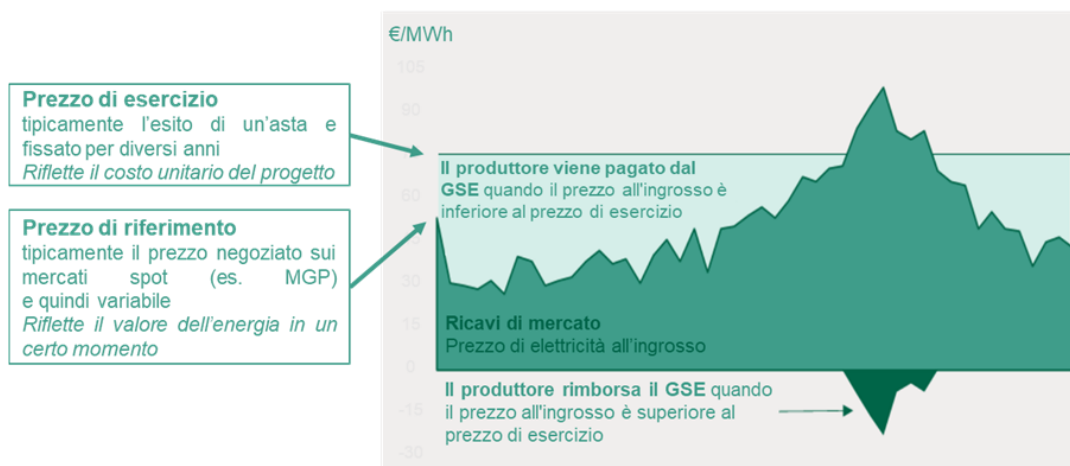


Figura 31. Funzionamento dei Contratti per Differenza a due vie (CfD) (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

2.3 L'EVOLUZIONE ATTESA DEL SISTEMA ELETTRICO

L'evoluzione delle FER

92. La transizione energetica in atto rende necessario un ulteriore sviluppo delle FER. Nel 2025, secondo i dati provvisori Terna, la copertura del fabbisogno elettrico nazionale da FER si è attestata al **41%**: un valore significativo, ma ancora distante dai livelli richiesti per ridurre in modo strutturale la dipendenza dalle fonti fossili e la loro volatilità sui mercati internazionali. Ciò implica che sarà necessario continuare a installare nuova capacità eolica e fotovoltaica nei prossimi anni.

93. L'Italia dispone già di un **ritmo di crescita consistente**: negli ultimi anni la nuova potenza rinnovabile è aumentata progressivamente, con **+3 GW** nel 2022, **+5,7 GW** nel 2023, **+7,5 GW** nel 2024 e circa **+7,2 GW** nel 2025. Questa accelerazione è stata favorita dalla **crescente competitività tecnologica**, dall'aumento dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso e alcuni strumenti di *policy*. In particolare, il miglioramento delle tecnologie - specialmente del fotovoltaico *utility-scale* - continua a ridurre i costi di investimento, facilitando ulteriormente la realizzazione di nuova capacità.

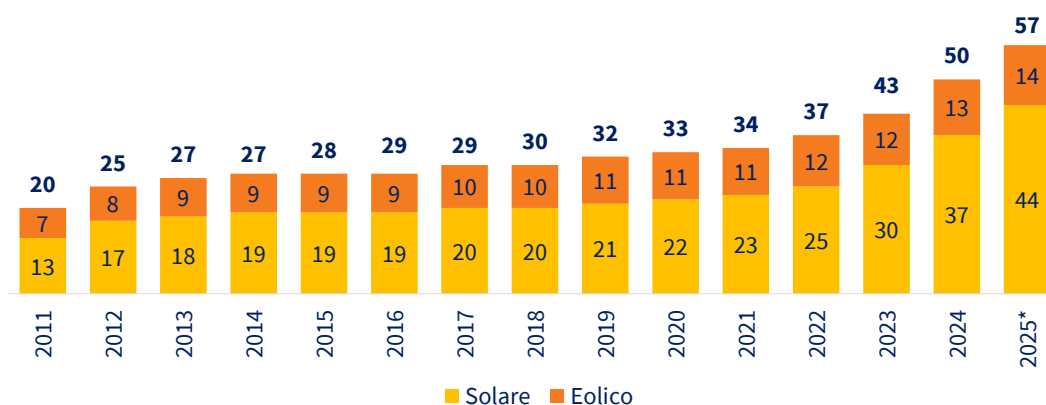


Figura 32. Evoluzione della capacità installata per solare ed eolico in Italia (GW), 2011-2025*. (*) Dati Terna provvisori aggiornati al 31/12/2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

94. Sulla base delle previsioni Terna, risultano a oggi circa **22 GW di nuova capacità rinnovabile già autorizzata e contrattualizzata attraverso i principali meccanismi a termine**. Si tratta della *pipeline* attualmente disponibile, la cui entrata in esercizio può essere sinteticamente ricondotta a una forchetta temporale compresa tra il 2026 e l'inizio degli anni 2030, in funzione delle diverse tempistiche autorizzative e realizzative.

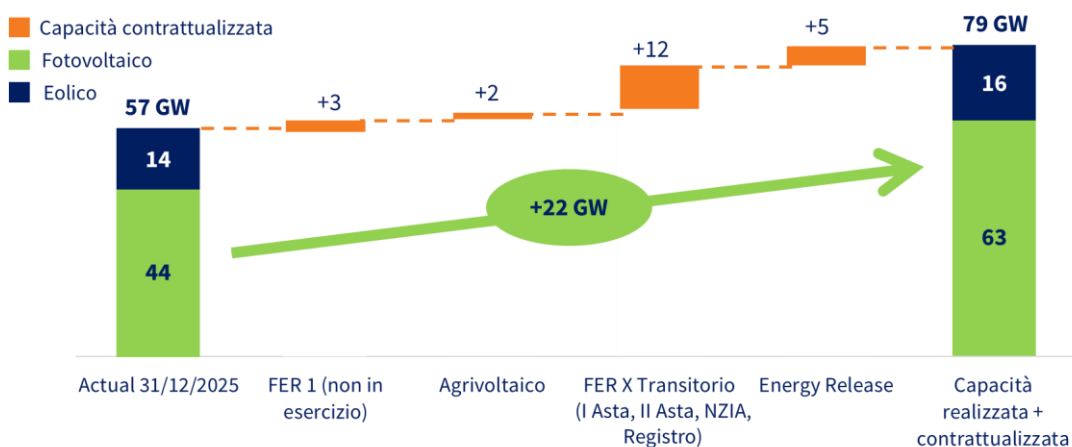


Figura 33. Capacità FER di solare ed eolico esistente e già contrattualizzata (GW), 2025. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.*

95. Alla capacità già contrattualizzata si aggiungeranno i volumi che verranno assegnati attraverso le future aste FER-X, contribuendo a incrementare progressivamente la *pipeline* nazionale. Considerando congiuntamente la capacità già contrattualizzata e la crescita tendenziale non coperta da incentivi, il **ritmo complessivo di sviluppo delle rinnovabili è solido** e si colloca su valori dell'ordine di **8-9 GW/anno**. Anche assumendo il pieno dispiegamento di questo ritmo nei prossimi anni, la quota FER attesa rimane comunque ben al di sotto dell'intervallo in cui l'integrazione di ulteriore capacità non programmabile diventa meno efficiente.
96. Poiché la copertura ottimale delle FER – stimata dalle analisi di sistema sviluppate da Terna intorno al **70-80%** – rappresenta un tetto teorico oltre il quale l'integrazione di nuova capacità rinnovabile richiederebbe investimenti via via meno efficienti, l'attuale distanza dell'Italia da quella soglia conferma l'esistenza di un ampio margine per continuare a sviluppare nuove rinnovabili. Questo percorso può proseguire in modo ordinato, sostenuto dagli strumenti già operativi e da quelli in fase di implementazione, garantendo al tempo stesso efficienza economica, sicurezza e coerenza con la traiettoria di transizione energetica nazionale. L'aumento della penetrazione delle FER comporta però anche una **maggiore attenzione agli aspetti infrastrutturali**. Con l'espansione del fotovoltaico e dell'eolico cresce infatti la necessità di interventi di adeguamento della rete e di risorse di flessibilità come gli accumuli, indispensabili per integrare in modo efficiente una quota crescente di generazione non programmabile. Si tratta di elementi complementari allo sviluppo delle FER, necessari affinché l'aumento della capacità installata si traduca in un effettivo incremento di energia rinnovabile utilizzabile dal sistema elettrico.

L'evoluzione dei sistemi di accumulo

97. Il crescente contributo della generazione solare ed eolica, caratterizzata da variabilità oraria e non programmabilità, rende progressivamente più rilevante il ruolo dei sistemi di accumulo elettrico. Questi impianti consentono di immagazzinare l'energia rinnovabile prodotta in eccesso nelle ore centrali della giornata e di restituirla al sistema quando la produzione non programmabile diminuisce, contribuendo a gestire in modo efficiente i fenomeni di *overgeneration* e a ridurre il ricorso alle tecnologie fossili nelle ore di maggiore domanda.
98. Le previsioni Terna indicano che, nei prossimi anni, il sistema elettrico italiano avrà bisogno di un significativo incremento della capacità di accumulo per accompagnare la crescita delle rinnovabili e garantire livelli adeguati di flessibilità. A fronte di valori già oggi rilevanti di energia solare eolica immessa in rete, la dotazione nazionale di sistemi di accumulo risulta **ancora limitata** rispetto alle esigenze attese nel medio periodo, con un fabbisogno futuro stimato dell'ordine di **alcune decine di GWh**.

99. In questo contesto, le procedure MACSE già avviate permettono di iniziare a costruire una **base solida di nuova capacità di accumulo**, alla quale si aggiunge il contributo degli impianti assegnati tramite il Capacity Market. Grazie al MACSE è possibile programmare lo sviluppo degli accumuli: si affiancheranno allo sviluppo della rete consentendo di “inseguire” in modo efficiente l’effettiva evoluzione delle rinnovabili sia in termini di tecnologia che di localizzazione geografica.
100. La prima asta è stata svolta il **30 settembre 2025**, permettendo di contrattualizzare 10 GWh di capacità di accumulo che entrerà in esercizio nel 2028. Tale dotazione sarà ulteriormente ampliata attraverso le prossime gare, coerentemente con l’evoluzione attesa delle rinnovabili e con le esigenze di flessibilità del sistema.

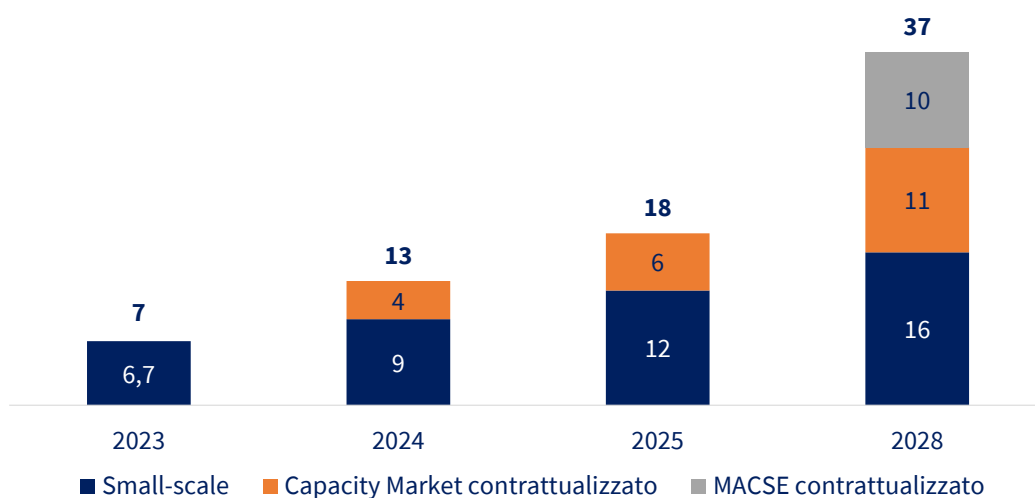


Figura 34. Evoluzione della capacità di accumulo per tipologia (GWh), 2023, 2024, 2025 e 2028. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.*

101. L’attuale disegno di mercato presuppone, infatti, la definizione di un fabbisogno di sistemi di accumulo approvvigionato tramite l’asta MACSE che tenga conto dell’evoluzione delle rinnovabili, contrattualizzate tramite aste dedicate. In aggiunta a questi meccanismi, il mercato della capacità è necessario per garantire l’adeguatezza del sistema, e per soddisfare il fabbisogno elettrico nei periodi di scarsa o nulla disponibilità di risorsa rinnovabile.
102. Nella determinazione della quantità di risorse da approvvigionare nell’ambito del mercato della capacità si tiene conto del contributo all’adeguatezza degli accumuli così come di quello degli impianti rinnovabili, proprio tramite i coefficienti di *derating*. L’applicazione di coefficienti di *derating* alle diverse tecnologie di generazione e di accumulo nell’ambito del mercato della capacità, così come nella definizione dei fabbisogni dei sistemi di accumulo ai sensi dell’articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha la finalità di confrontare tecnologie differenti su una base comune, ovvero di normalizzarne il contributo all’adeguatezza del sistema elettrico e le relative capacità prestazionali.

103. Considerato il ruolo dei mercati a termine nel fornire indicazioni circa l'evoluzione degli assetti futuri della capacità di generazione elettrica, la corretta definizione dei coefficienti di *derating* permette di gestire l'interazione tra i diversi meccanismi esistenti, garantendo un'evoluzione degli assetti del parco di generazione coerente con le esigenze di sicurezza del sistema elettrico.

Generazione di gas

104. Nel corso degli ultimi due decenni il sistema elettrico italiano ha registrato una progressiva riduzione della generazione termoelettrica, riconducibile alla diminuzione delle ore di funzionamento degli impianti, alla crescente competitività delle fonti rinnovabili e alla dismissione di *asset* obsoleti o non più economicamente sostenibili. In particolare, **la produzione da gas naturale** - di cui una quota rilevante è cogenerativa, quindi finalizzata alla produzione combinata di elettricità e calore - si è sostanzialmente **dimezzata**: dal **massimo storico di 248 TWh nel 2007** ai circa **136 TWh del 2025**, evidenziando un **trend strutturale di progressiva contrazione**. Parallelamente, anche i **consumi di gas destinati alla produzione termoelettrica** hanno registrato una **riduzione** significativa, passando da circa **38³² miliardi di Smc nel 2007 a circa 22³³ miliardi di Smc nel 2025**, pari a una diminuzione superiore al 40%.

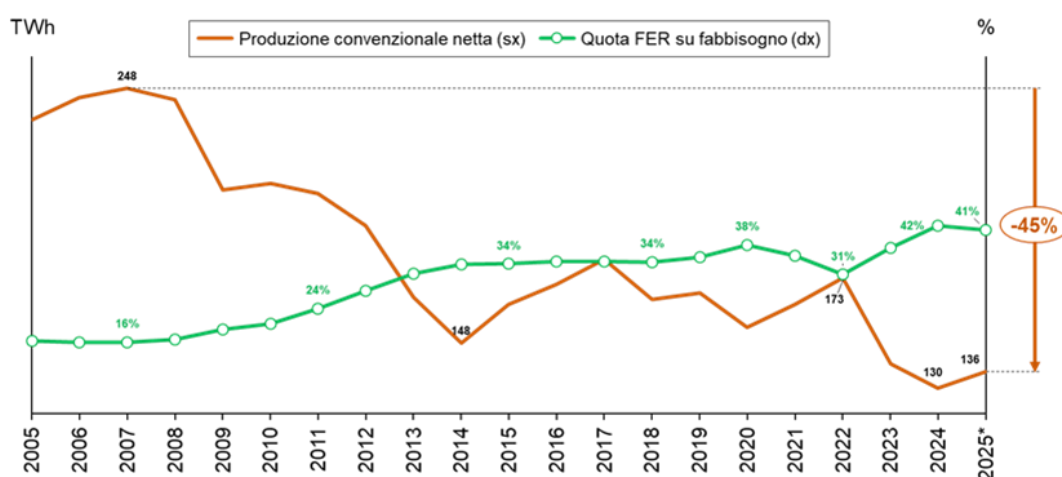


Figura 35. Generazione convenzionale e quota FER su fabbisogno in Italia (GWh, %), 2005 – 2025*. (*) Dati provvisori Terna al 31/12/2025. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

105. La riduzione dei volumi generati di gas (-45% tra il 2005 e il 2025), tuttavia, non comporta un analogo decremento della capacità necessaria al sistema. Per garantire l'adeguatezza occorrono infatti impianti programmabili in grado di intervenire nei periodi in cui la produzione rinnovabile non è disponibile o risulta insufficiente. In questo contesto è stato introdotto il **Capacity Market**, con l'obiettivo di garantire la disponibilità della capacità programmabile attraverso contratti pluriennali assegnati tramite aste

³² Fonte: Eurostat, Energy balances.

³³ Fonte: Snam, Bilanci definitivi, 2025.

competitive. Il meccanismo ha consentito di **sostenere lo sviluppo di nuova capacità, favorire la sostituzione degli impianti più datati ed evitare dismissioni anticipate**, assicurando un quadro economico stabile in un contesto in cui i soli segnali del mercato all'ingrosso non risultavano in grado di stimolare adeguati investimenti.

106. L'importanza del meccanismo emerge chiaramente considerando che una quota significativa della produzione termoelettrica risulta oggi *"out of market"*: si tratta di energia indispensabile per la sicurezza operativa e l'adeguatezza del sistema, ma che non riuscirebbe a sostenersi economicamente con i soli ricavi del mercato *spot*. Infatti, le analisi più recenti evidenziano che, in assenza del Capacity Market, fino a 20-26 GW di capacità programmabile risulterebbero non sostenibili già al 2030, con un conseguente rischio di inadeguatezza stimato in oltre **150 ore/anno di LOLE³⁴**, a fronte di uno *standard* regolatorio pari a **3 ore/anno**. In un sistema caratterizzato da crescente variabilità climatica e da un livello sempre più elevato di penetrazione delle FER, la disponibilità di capacità termoelettrica continua quindi a rappresentare un presidio essenziale per la continuità del servizio.
107. Un'ulteriore considerazione riguarda il confronto economico con possibili alternative a minor impatto emissivo, incluso il nucleare. Allo stato attuale, i costi complessivi delle tecnologie alternative sono ancora superiori e richiederebbero livelli di modulazione e flessibilità che oggi non risultano pienamente garantiti. Ne consegue che la sostituzione della generazione a gas con opzioni più pulite non è immediata; nel frattempo, risulta prioritario preservare la capacità esistente, che assicura funzioni indispensabili come riserva, regolazione e servizi ancillari, senza le quali l'adeguatezza del sistema sarebbe compromessa.
108. In sintesi, se da un lato la produzione termoelettrica è destinata a ridursi nel tempo, dall'altro la presenza di capacità programmabile rimarrà essenziale per bilanciare l'intermittenza delle FER, integrare efficacemente lo sviluppo degli accumuli, rispondere alla variabilità climatica e garantire l'adeguatezza del sistema. Il percorso di decarbonizzazione richiede pertanto un mix equilibrato di tecnologie, nel quale la generazione programmabile continua a costituire una componente fondamentale per la sicurezza e l'affidabilità del sistema elettrico nazionale.

³⁴ *Loss of Load Expectation*, l'indicatore che misura il numero atteso di ore all'anno in cui il sistema non riesce a soddisfare la domanda.

CAPITOLO 3

ANALISI D'IMPATTO DEGLI EFFETTI DELLO SVILUPPO DELLE FER SUI PREZZI

3.1 CONSIDERAZIONI SULLA MAGGIORE EFFICIENZA DEL PARCO PRODUTTIVO

109. La crescente penetrazione degli impianti a fonti rinnovabili nel mix di generazione nazionale contribuirà ad incrementare l'efficienza del mercato dell'energia in termini di **riduzione del costo di generazione**. Infatti, considerando gli esiti delle ultime aste FERX³⁵, a oggi produrre energia con un impianto fotovoltaico costa in media, considerato anche l'investimento in rete e accumuli, circa 67 euro/MWh mentre con un impianto eolico circa 83 euro/MWh³⁶, ben al di sotto dei prezzi registrati sul mercato all'ingrosso negli ultimi anni che, per oltre $\frac{2}{3}$ delle ore dell'anno, risultano ancora legati ai costi di generazione del gas naturale.
110. In realtà, già da qualche anno, il prezzo del MGP (PUN/PUN index GME) nelle ore centrali della giornata nei mesi primaverili di basso carico risulta significativamente inferiore ai costi variabili degli impianti combinati. Dal 2023, le ore in cui il prezzo del MGP è stato inferiore a 30 €/MWh sono progressivamente aumentate, passando da 57 nel 2023 a 88 nel 2024 a 195 nel 2025. Inoltre, nel 2026, per la prima volta, si sono registrate alcune ore con prezzo MGP inferiore a 30 €/MWh già nel mese di febbraio e, limitatamente alle zone Sud, Calabria e Sicilia anche alcune ore con prezzo zonale pari a 0 €/MWh. Quanto riportato sopra evidenzia il progressivo *decoupling* del prezzo dell'energia elettrica dal prezzo del gas dovuto all'aumento della capacità installata FER.

3.2 CONSIDERAZIONI GENERALI SUI POTENZIALI IMPATTI SUI PREZZI DEL MERCATO ELETTRICO

111. In questo contesto è utile approfondire come la nuova capacità rinnovabile insieme all'introduzione degli impianti di accumulo, potrà modificare nel prossimo futuro l'andamento e il valore dei prezzi dell'energia sul mercato all'ingrosso (MGP); in particolare, rispetto al parco installato al 31 dicembre 2025, sono previsti in esercizio nel prossimo futuro³⁷ ulteriori circa 22GW di capacità produttiva da fonti rinnovabili e 10 GWh di capacità di accumulo in coerenza con quanto già autorizzato e contrattualizzato attraverso il MACSE e i diversi decreti FER1, FERX, agrivoltaico etc.

³⁵ Come dettagliato al Capitolo 1.

³⁶ Tali stime tengono conto degli esiti delle prime aste del FER X (rispettivamente 57 e 73 €/MWh per il fotovoltaico e l'eolico), a cui si aggiungono gli investimenti in reti e accumuli previsti dal PNIEC, annualizzati in funzione della loro vita utile e ripartiti sull'intero fabbisogno elettrico nazionale.

³⁷ Come visto al capitolo precedente.

112. Inoltre, con riferimento alle offerte sul mercato dei nuovi impianti FER, è lecito aspettarsi che in futuro, grazie alla strutturale introduzione dei CFD a 2 vie come metodo di remunerazione, tutta la nuova capacità da Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) venga offerta sul mercato ad un **prezzo nullo**³⁸ in quanto gli operatori che hanno concluso contratti a termine risulteranno **indifferenti al prezzo di mercato** ovvero avranno l'interesse a offrire al proprio costo variabile, che per semplicità si considera pari a **zero**.
113. Date queste ipotesi è ragionevole prevedere una riduzione strutturale dei prezzi del mercato all'ingrosso dovuta alla combinazione della nuova capacità FER e degli accumuli.
114. La Figura sottostante mostra chiaramente l'impatto sulla distribuzione media oraria del prezzo MGP di ciascuna tecnologia:
- la capacità fotovoltaica contribuisce in modo significativo a **ridurre il prezzo nelle ore centrali della giornata**, fenomeno peraltro già osservato negli ultimi anni in cui lo *spread* tra le ore di rampa e le ore centrali è progressivamente aumentato;
 - la presenza delle batterie ha invece l'effetto opposto: se da una parte **smorza la riduzione di prezzo nelle ore centrali** (ore di assorbimento), dall'altra **contribuisce a livellare i picchi delle ore di rampa** (ore di immissione), riducendo lo *spread* e appiattendolo la curva giornaliera;
 - il contributo di *time-shifting* degli accumuli risulta particolarmente utile nelle ore in cui la produzione FRNP eccede il fabbisogno poiché permette di ridistribuire tale eccesso nelle ore di bassa produzione rinnovabile (tipicamente nelle ore di rampa) riducendo la necessità di ricorrere agli impianti termoelettrici.
115. Seppur ad oggi le ore di *overgeneration* siano ancora relativamente poche e concentrate nelle giornate primaverili di basso carico, con la crescente penetrazione delle FER nel mix di generazione, aumenteranno in misura esponenziale, **amplificando i benefici apportati dagli accumuli**. La capacità eolica ha in media invece un **effetto praticamente costante nelle 24 ore** sebbene risulti meno significativo a causa della minor capacità installata prevista rispetto al fotovoltaico. L'effetto prezzo si riflette di conseguenza anche sulle ore di marginalità di ciascuna tecnologia. In particolare, seppur gli impianti termoelettrici resteranno dominanti anche nel prossimo futuro, le ore di marginalità si dovrebbero ridurre in maniera significativa a favore delle ore di marginalità delle FER.

³⁸ O addirittura negativo nei periodi di possibile *overgeneration*.

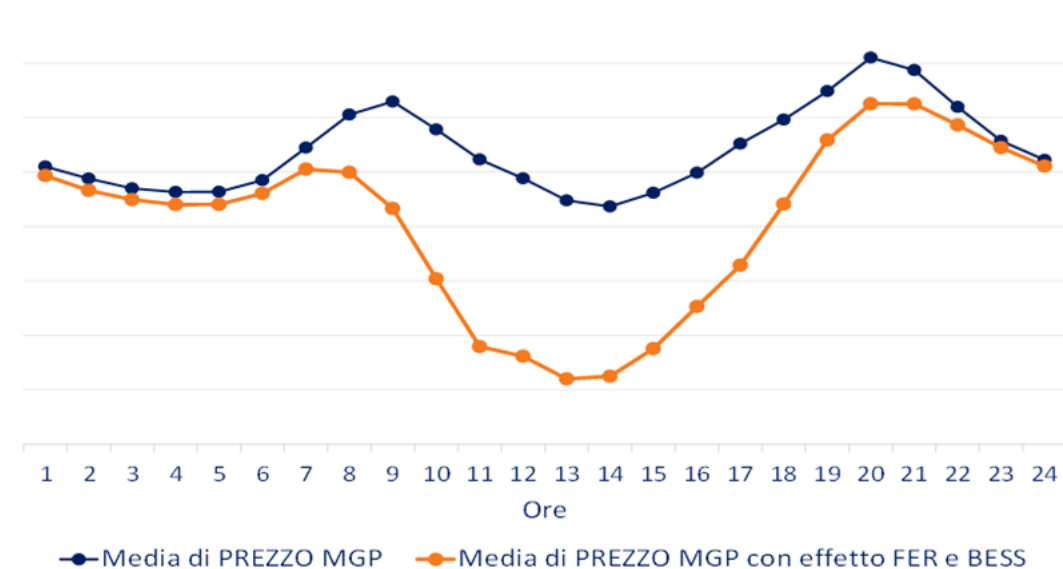


Figura 36. Profilo orario del prezzo medio in MGP* (schema illustrativo). (*) La linea tratteggiata rappresenta concettualmente lo *spread* tra le ore di rampa e le ore centrali della giornata in assenza di impianti BESS, ovvero con le sole FER. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

CAPITOLO 4

IL COSTO DELLA TRASMISSIONE ELETTRICA IN ITALIA NEL CONFRONTO EUROPEO

116. La transizione energetica verso FER richiede un **ripensamento dell'architettura del sistema elettrico nazionale**. Questo cambiamento implica l'integrazione delle energie rinnovabili in una rete caratterizzata da un'elevata volatilità e una minore prevedibilità. La progressiva riduzione delle centrali termoelettriche impone quindi una gestione più sofisticata dell'equilibrio tra domanda e offerta, attraverso l'introduzione di risorse di **flessibilità** come i **sistemi di accumulo**, fondamentali per garantire stabilità, resilienza e sicurezza operativa.
117. Negli ultimi 15 anni, l'Italia ha assistito a un **significativo aumento del numero di impianti solari ed eolici**, che sono cresciuti di **13,5** e **12,7 volte** rispettivamente. Questo sviluppo ha portato a un **incremento della capacità di generazione delle energie rinnovabili**, solare ed eolica, che tra il 2010 e il 2025 ha raggiunto **43,5** e **13,5 GW** rispettivamente. Questa espansione ha inevitabilmente aumentato la complessità nella gestione delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia, richiedendo adeguamenti infrastrutturali e gestionali.

		Capacità di generazione (GW)		Numero impianti		
		2010	2025	2010	2025	
	Termoelettrico	78,3	63,6	4.144	4.118	
	Solare	3,5	43,5	155.977	2.103.750	x13,5
	Eolico	5,8	13,5	487	6.169	x12,7

Figura 37. Capacità di generazione (GW) e numero impianti. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

118. In questo contesto, il **ruolo del TSO** è centrale. **Terna**, in qualità di operatore, supervisiona e gestisce la rete ad alta e altissima tensione in Italia, **operando 24 ore su 24, 356 giorni l'anno**, assicurando pianificazione, manutenzione e dispacciamento, ossia l'equilibrio continuo tra produzione e consumo. L'infrastruttura comprende oltre **75.000 km di linee**, più di **900 stazioni elettriche**, **4 centri di controllo** e **30 interconnessioni** con l'estero, garantendo integrazione Europea e sicurezza del sistema.



Figura 38. Rete di trasmissione di Terna (illustrativo). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

4.1 IL COSTO DELLA TRASMISSIONE IN ITALIA E NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI

119. L'Italia presenta **tariffe a copertura dei costi di sviluppo e gestione delle infrastrutture elettriche inferiori** rispetto a quelle degli altri Paesi Europei.

120. In linea generale, in base ai dati Eurostat, l'analisi comparativa dei prezzi dell'energia elettrica evidenzia infatti per i consumatori domestici un **valore complessivo per i costi di rete di 62,3 euro/MWh** – dati dalla somma dei costi di trasmissione e distribuzione - **inferiore del 25%** rispetto a quello **dell'Area euro(83,1 euro/MWh)**, così come rispetto a quello dei principali paesi Europei (- 5% Francia e - 24% Spagna), differenziali sostanzialmente in linea rispetto a quelli registrati nel 2023.

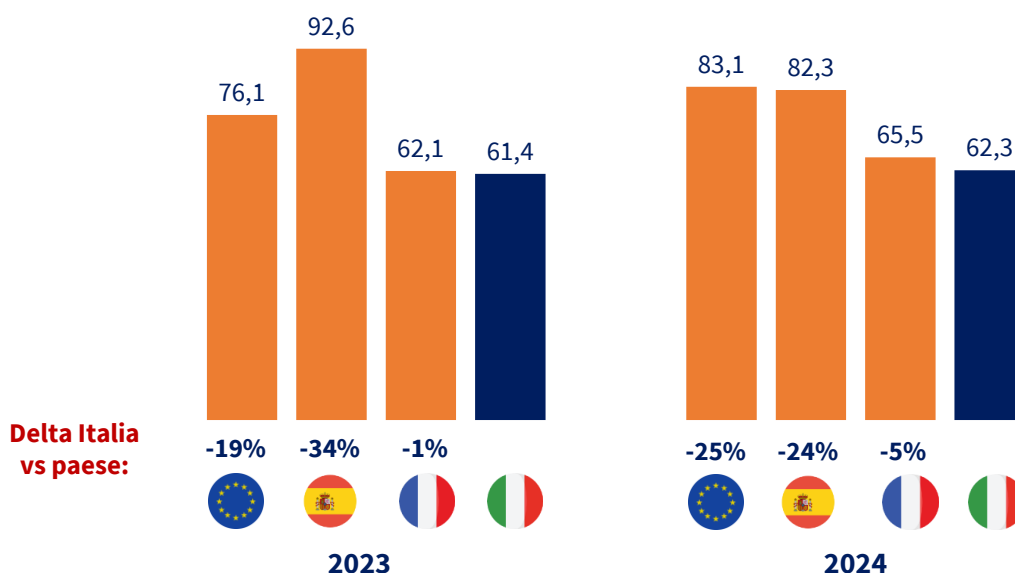


Figura 39. Costi di trasmissione per consumatori domestici (euro/MWh), 2023 e 2024. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Eurostat, 2026.

121. Applicando al valore dei costi di rete sopra riportati i valori Eurostat che identificano il peso della **componente di trasmissione** sul totale dei costi di rete (pari al 17,9% in Italia, al 18,4% in Francia e al 18,22% in Spagna), emerge per l'Italia un costo di trasmissione a carico dell'insieme delle classi di consumatori domestici ancora più ridotto rispetto a quelli degli altri paesi Europei sia nel 2023 che nel 2024³⁹.

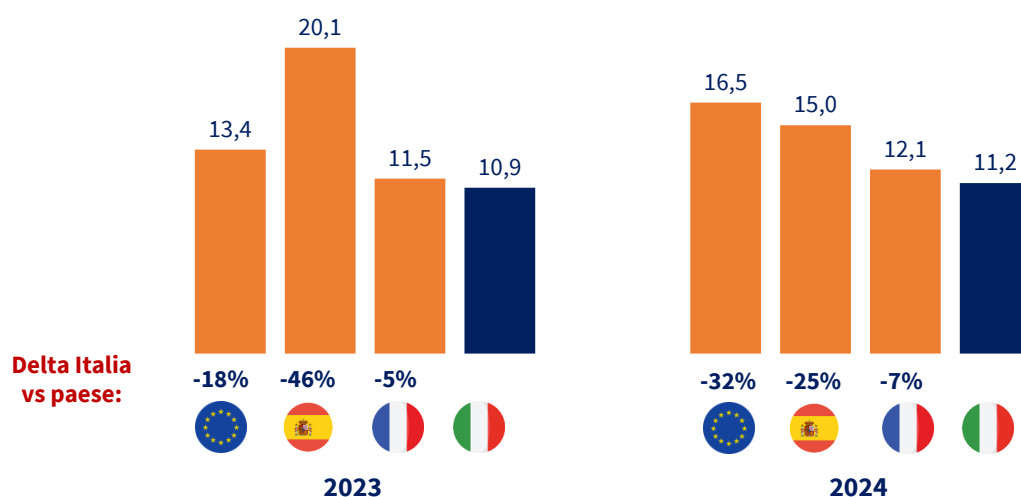


Figura 40. Costo di rete (trasmissione e distribuzione) per consumatori domestici in Italia e in alcuni benchmark europei (euro/MWh), 2023 e 2024. Fonte: elaborazione TEHA su dati Eurostat, 2026.

Con particolare riferimento al 2024, il **costo di trasmissione elettrica in Italia (11,2 euro/MWh)** risulta infatti **inferiore del 7%** a quello **francese** (12,1 euro/MWh), del **25%** a quello **spagnolo** (15 euro/MWh) e del 32% alla media europea.

Nell'anno 2025 si evidenzia peraltro che in Italia, per una famiglia tipo in maggior tutela (con consumi di 2700 KWh/anno e potenza di 3 kW), il **costo di trasmissione medio (32,1€)** ha inciso solo per il **4,1%** sul costo complessivo della **bolletta elettrica** (pari a 784 euro).

122. A ulteriore conferma del livello più basso dei costi di trasmissione italiani rispetto a quello degli altri paesi europei si riporta di seguito un confronto dei costi di trasmissione riconosciuti a Terna rispetto a quelli dei principali TSO di Francia e Spagna⁴⁰ calcolati in termini di euro/MWh sulla base del rapporto tra i ricavi di trasmissione come desumibili dai bilanci pubblici degli operatori del biennio 2023 e 2024 e il fabbisogno di energia elettrica dei singoli Paesi e aree di riferimento del TSO⁴¹.

³⁹ Eurostat pubblica due serie distinte: (1) Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards) [nrg_pc_204_c__custom_15779660], network costs, (2) Share for transmission and distribution in the network cost for gas and electricity - annual data [nrg_pc_206]. La stima è ottenuta moltiplicando le quote di cui alla serie (2) ai valori dei costi di rete della serie (1).

⁴⁰ Rispettivamente RTE e Red Electrica.

⁴¹ Nel 2024 Red Electrica ha registrato un andamento anomalo a causa della dismissione di alcuni asset giunti a fine vita regolatoria.

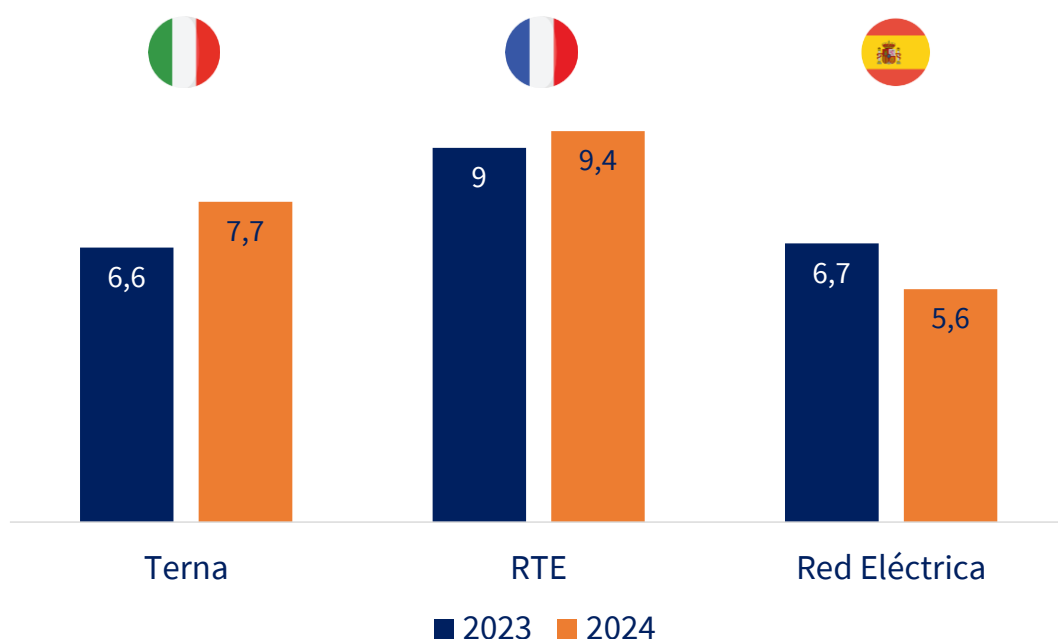


Figura 41. Costo unitario del servizio di trasmissione desumibile da bilanci operatori (euro/MWh), 2023 e 2024 calcolati al netto di possibili forme di incentivazione output. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati di bilancio Terna, RTE, Red Electrica, 2026.*

4.2 CONSIDERAZIONI SULL'EFFICIENZA DEGLI INVESTIMENTI DI TERNA NEL CONTESTO EUROPEO

123. Nel confronto internazionale con i principali operatori europei di trasmissione elettrica, Terna si distingue per un'elevata efficienza nella pianificazione degli investimenti in relazione alla capacità di integrare nuova generazione rinnovabile nel Sistema Elettrico Nazionale.
124. Nello specifico uno studio⁴² mostra che Terna integra nuova capacità rinnovabile ad un costo unitario per GW circa 2 volte inferiore rispetto a Germania, Francia e Regno Unito. In altre parole, con l'attuale Piano di Sviluppo 2025-2034 Terna raggiunge un livello di **efficienza almeno "2x"** rispetto ai principali peer europei.

⁴² Studio eseguito da Bain & Company nell'ambito del progetto *Value Proposition Strategy*, per SDS-Strategia, presentato a maggio 2025.

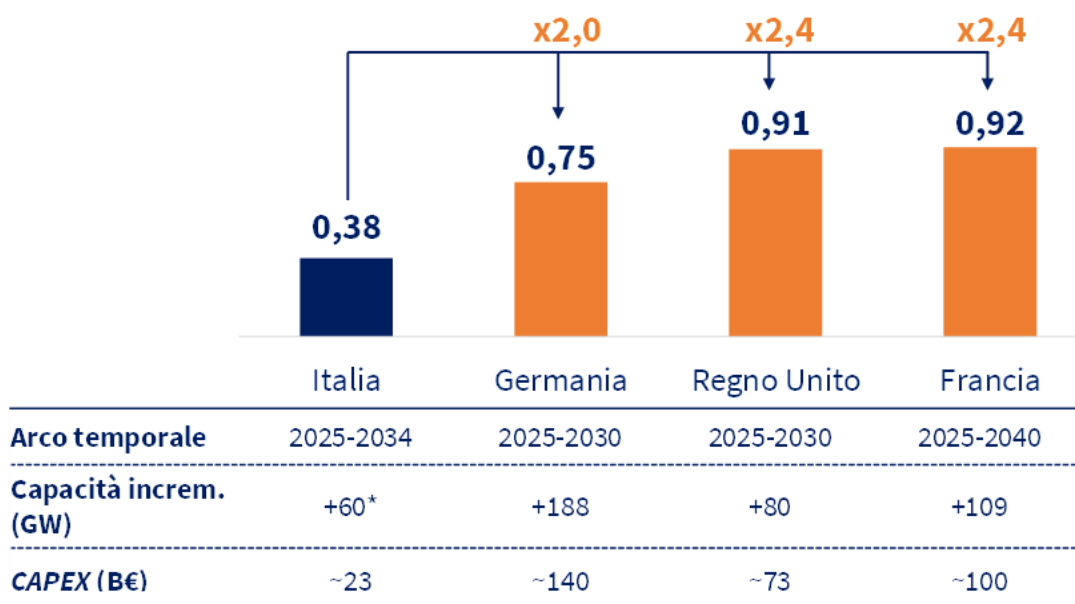


Figura 42. Investimenti TSO rispetto a capacità incrementale FER nel sistema elettrico nazionale (miliardi di euro/GW), 2026. (*) È stato considerato lo scenario conservativo *Slow Policy* del Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024 Terna che prevede un incremento di 60 GW al 2034. NB: Sono considerati TSO di Germania, Regno Unito e Francia in quanto Paesi comparabili in termini di dimensioni del sistema elettrico. L'indicatore non tiene conto di tutte le differenze strutturali tra i Paesi considerati (diversità geografica, le differenti combinazioni di fonti di generazione e tecnologie impiegate). Si evidenzia che il valore complessivo degli investimenti non è attribuibile esclusivamente ai GW aggiuntivi di capacità installata, ma include anche interventi sulla rete che risultano indipendenti dalla nuova potenza realizzata. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna e Bain & Company, 2026.

125. La metrica utilizzata all'interno dell'analisi al fine di valutare l'efficienza degli investimenti è stata definita come rapporto tra i CAPEX pianificati dai principali TSO Europei⁴³ e la capacità rinnovabile addizionale che i rispettivi sistemi elettrici dovranno integrare nello stesso orizzonte temporale.
126. Tale indicatore - pur trattandosi di un KPI inevitabilmente semplificato - conferma Terna come best performer tra i principali operatori Europei con un costo unitario per integrare un nuovo GW di rinnovabili pari a circa **0,38⁴⁴** miliardi di euro per GW, contro una media per Germania, Francia e Regno Unito di circa **0,85** miliardi di euro per GW.
127. Il Piano di Sviluppo 2025 di Terna prevede **23 miliardi di euro di investimenti entro il 2034**, pari a oltre 2 miliardi all'anno: un impegno rilevante, a conferma di una strategia fortemente orientata agli interventi di maggiore valore per il sistema, che tuttavia risulta proporzionalmente inferiore rispetto a quello programmato dai principali gestori

⁴³ I Transmission System Operator di Germania, Francia e Regno Unito sono stati scelti in quanto Paesi di dimensioni comparabili al nostro in termini di sistema elettrico.

⁴⁴ Il valore di 0,38 mld€/GW è ottenuto come rapporto tra i 23 miliardi di investimento previsti dal Piano di Sviluppo 2025 -2034 e la capacità solare ed eolica incrementale 2025-2034 (Fonte: Scenari Terna Snam 2024, incremento stimato tra +60 GW e +80 GW; nell'analisi si è considerato lo scenario più conservativo "Slow policy" che prevede +60GW).

Europei. Questo risultato è riconducibile ad un approccio rigoroso nella selezione e prioritizzazione dei progetti, assicurando che ogni euro investito abiliti la transizione nel modo più efficiente possibile.

Paesi	Aziende	Investimenti	Arco temporale
Italia	Terna	~23 B€	2025-2034
Francia	Rte	~100 B€	2025-2040
Regno Unito	nationalgrid	~27 B€	2025-2029
Regno Unito	sse	~26 B€	2026-2031
Regno Unito	SP Energy Networks	~12 B€	2026-2031
Regno Unito	Electricity Networks	~3 B€	2026-2031
Paesi Bassi	tennet	~110 B€	2025-2034
Germania	Amprion	~36 B€	2025-2029
Germania	50hertz	~23 B€	2024-2028
Germania	TRANSNET BW	~10 B€	2021-2035

Figura 43. Confronto tra investimenti TSO (BEuro), 2021-2040. *Fonte: elaborazione TEHA Group dei singoli operatori, 2026.*

128. Dal confronto, emergono le seguenti considerazioni:

- i TSO tedeschi hanno previsto circa 180 miliardi di euro di investimenti in Germania su un orizzonte medio di 8 anni. Lo scorso dicembre 2025 è stata presentata la prima bozza dei nuovi piani, attualmente oggetto di consultazione pubblica, in cui si esprime un **fabbisogno di CAPEX per la trasmissione elettrica al 2045 pari a 360–390 miliardi di Euro**⁴⁵. Prendendo come riferimento i nuovi valori degli investimenti, il costo per integrare un nuovo GW di rinnovabili in Germania passerebbe da 0,75 miliardi di euro/GW a circa 0,57 miliardi di euro/GW, confermandosi comunque molto superiore al valore di 0,38 miliardi di euro previsto per integrare un GW in Italia.
- il TSO francese RTE ha presentato un piano da 100² miliardi di euro al 2040. Pur considerando analoghe previsioni in termini di capacità rinnovabile da integrare (6-7 GW all'anno per lo scenario più conservativo), il fabbisogno di investimento di RTE risulta di quasi 5 miliardi di euro all'anno superiore a quello di Terna;
- I TSO inglesi hanno presentato piani di ca. 70 miliardi di euro su un orizzonte medio di 6 anni, più di 3 volte superiori agli investimenti previsti da Terna sull'orizzonte decennale, a fronte di previsione in termini di capacità rinnovabile annuale 2 volte superiore a quella di Terna

⁴⁵ Il range è determinato in funzione di due scenari alternativi. I valori includono gli investimenti legati all'eolico offshore.

129. Va sottolineato che l'analisi presentata, pur offrendo una panoramica utile sull'efficienza degli investimenti dei principali operatori Europei, non tiene conto di tutte le differenze strutturali tra i Paesi considerati. In particolare, non vengono pienamente valutate variabili come la diversità geografica, le differenti combinazioni di fonti di generazione e tecnologie impiegate (ad esempio, la presenza di linee HVAC/HVDC, tratti interrati o sottomarini, componentistica di stazione e sistemi di accumulo). Inoltre, non sono inclusi nell'analisi i benefici energetici derivanti dalla riduzione del *curtailment*, dalla diminuzione delle congestioni o dai vantaggi ottenuti sui volumi di energia (MWh) effettivamente trasportati.
130. Il punto di forza di questa analisi è fornire un primo confronto sugli investimenti necessari per aumentare la **hosting capacity** della rete, ossia la quantità di GW di energia rinnovabile addizionale che ciascun sistema è in grado di integrare, aspetto cruciale per la transizione energetica. Inoltre, pone l'accento sul ruolo fondamentale dei gestori di rete, chiamati a garantire la connessione e l'integrazione di tutta la potenza nominale richiesta dagli operatori, assicurando così una risposta concreta alle esigenze di sviluppo delle fonti rinnovabili.
131. Sebbene quanto riportato rappresenti uno studio preliminare, di carattere generale, sui piani di investimento dei principali TSO Europei, esso conferma per Terna **un ottimo posizionamento in termini di efficienza degli investimenti di rete** riconducibile a scelte di pianificazione mirate e ad un processo ottimizzato: non si prevede di spendere di più, ma di spendere meglio, generando risparmi che si traducono in benefici per il Paese e per i consumatori.

CAPITOLO 5

GESTIONE E SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO IN SCENARI AD ALTA PENETRAZIONE FER: REGOLAZIONE, ACCUMULI, REQUISITI TECNICI E SVILUPPO DELLA RETE

5.1 SFIDE DI SISTEMA IN SCENARI AD ALTA PENETRAZIONE FER

132. Negli ultimi anni, la transizione verso un sistema elettrico ad alta penetrazione di fonti rinnovabili ha assunto un ruolo centrale nelle strategie energetiche nazionali e internazionali. Questo cambiamento, se da un lato rappresenta un'opportunità imprescindibile per la decarbonizzazione e la sostenibilità ambientale, dall'altro introduce una serie di **nuove sfide tecniche e operative** che richiedono un'attenta pianificazione e una profonda revisione dei paradigmi tradizionali di gestione della rete. In particolare, la crescente incidenza delle FER non programmabili sulla produzione nazionale complessiva, richiede una diversa **gestione della regolazione della tensione, dell'inerzia del sistema**, dei **margini di riserva** e delle **congestioni** sulla rete di trasmissione
133. La **regolazione della tensione**, storicamente affidata ai gruppi di generazione convenzionali, deve oggi essere garantita attraverso risorse alternative e nuove tecnologie, capaci di supplire alla minore disponibilità di impianti tradizionali. Contestualmente, la **riduzione dell'inerzia di sistema**, dovuta alla diminuzione delle macchine rotanti in servizio, impone l'adozione di strategie innovative e lungimiranti per mantenere la stabilità e la sicurezza operativa. Un'ulteriore criticità riguarda la **gestione dei margini di riserva**, con particolare attenzione alla modulazione a scendere, necessaria per evitare sovrapproduzioni nelle ore di elevata generazione rinnovabile e bassa domanda. Infine, la diffusione capillare delle FER accentua il **rischio di congestioni nelle reti**, richiedendo interventi mirati di sviluppo e adeguamento infrastrutturale.
134. In questo contesto, il **ruolo del gestore della rete di trasmissione (TSO)** si fa **ancora più centrale**, dovendo garantire la sicurezza, l'affidabilità e la qualità del servizio attraverso un insieme coordinato di soluzioni tecniche, regolatorie e di pianificazione. Nei paragrafi che seguono, ciascuna di queste tematiche sarà affrontata in dettaglio, evidenziando le strategie di intervento adottate da Terna per garantire una transizione energetica sicura, resiliente e sostenibile.

5.2 COME GARANTIRE LA REGOLAZIONE DELLA TENSIONE CON PIÙ RINNOVABILI

135. La progressiva penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel sistema elettrico nazionale, se da una parte rappresenta uno degli assi portanti della transizione energetica, introduce al contempo elementi di profonda discontinuità rispetto ai paradigmi tradizionali di gestione in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale. In

particolare, **l'aumento della generazione da fonti energetiche rinnovabili**, ed in particolare dalla **quota parte non programmabile**, **determina una significativa riduzione della presenza in servizio degli impianti di generazione convenzionale**. Tale riduzione ha effetti diretti non solo sulla disponibilità di potenza programmabile, ma anche sulla capacità complessiva del sistema di offrire servizi ancillari essenziali tra cui la regolazione della tensione, servizio fondamentale per garantire che i livelli di tensione della Rete di Trasmissione Nazionale rimangano entro i limiti di sicurezza.

136. Nel modello storico di funzionamento del sistema elettrico, la regolazione dei profili di tensione è stata assicurata prevalentemente dai gruppi di generazione tradizionali, grazie alla loro capacità intrinseca di scambiare con la rete potenza reattiva⁴⁶ e di contribuire alla stabilità di rete, anche per il tramite dell'inerzia associata alle macchine elettriche rotanti utilizzate per la generazione dell'energia elettrica. La contrazione del numero di tali generatori in servizio, conseguenza diretta della priorità di dispacciamento delle rinnovabili e del loro crescente peso nel mix di generazione, comporta inevitabilmente una naturale riduzione della platea di risorse in grado di garantire questi servizi fondamentali.
137. In scenari ad alta penetrazione rinnovabile, il **tema della regolazione della tensione assume** quindi una **rilevanza strategica** e non può essere affrontato facendo ricorso, in modo strutturale, alla riattivazione di generatori convenzionali. Tale approccio, oltre a risultare inefficiente dal punto di vista economico e ambientale, rischierebbe inoltre di aggravare il **fenomeno dell'overgeneration**, soprattutto nelle ore di elevata produzione rinnovabile e di bassa domanda di energia elettrica.
138. Per garantire una transizione energetica sicura e sostenibile, diventa pertanto **imprescindibile che il TSO doti il sistema elettrico di adeguati margini di regolazione attraverso risorse alternative**, capaci di operare efficacemente anche in assenza dei tradizionali gruppi di generazione. Ciò implica un'evoluzione profonda degli strumenti di controllo della rete, fondata sull'introduzione di dispositivi dedicati alla compensazione della potenza reattiva e al controllo dei profili di tensione, nonché su una crescente valorizzazione delle capacità di regolazione offerte da ciascun asset.
139. Da diversi anni Terna ha introdotto nell'esercizio del SEN il concetto di dispacciamento della rete di trasmissione, che si basa sull'individuazione di particolari assetti topologici, validati dapprima in ambiente simulato e poi tramite sperimentazione reale in assetti ridondati, che consentono di massimizzare l'utilizzo delle capacità autoregolanti degli asset. A tal proposito, si distinguono:
- il ricorso ad aperture delle linee AAT-AT interessate da transiti contenuti nel pieno risetto dei criteri di sicurezza N e N-1 (garantendo quindi il rispetto dei limiti operativi

⁴⁶ Grandezza elettrica attraverso cui è possibile controllare i profili di tensione.

di tutti gli elementi di rete anche nell'ipotesi di perdita di un elemento di rete ad esempio per guasto);

- l'utilizzo dei trasformatori di fase PST al fine di modificare i flussi di potenza sulle linee AAT-AT in esito alle suddette variazioni topologiche;
- l'esercizio degli autotrasformatori (ATR) e/o PST in modalità *tap staggering*: una modalità di funzionamento, abilitata da una fase di caratterizzazione preliminare delle macchine per perimetrarne rigorosamente i limiti di utilizzo, che consente l'assorbimento di potenza reattiva da parte della macchina, fornendo una capacità regolante diffusa.

140. Parallelamente all'utilizzo della capacità regolante della rete di trasmissione, Terna ha avviato con anticipo un **percorso strutturato e di lungo periodo** volto **a rafforzare la capacità del sistema elettrico nazionale di mantenere profili di tensione adeguati** e, più in generale, condizioni di stabilità coerenti con un sistema ad alta penetrazione rinnovabile. Tale percorso è stato concepito in modo graduale, tenendo conto sia dei tempi tecnici necessari alla progettazione, realizzazione e messa in servizio delle nuove infrastrutture di compensazione e regolazione, sia del tasso di crescita delle nuove connessioni di generazione rinnovabile, che sta conoscendo una nuova impennata dopo il boom degli anni 2010.

141. La strategia adottata si fonda su una **visione sistemica e prospettica**, nella quale la **sicurezza di esercizio** non è più demandata esclusivamente alla generazione tradizionale, ma viene **garantita** attraverso un **insieme coordinato di soluzioni tecnologiche, regolatorie, procedurali** e di **pianificazione** della rete. L'obiettivo è dotare il sistema elettrico di una capacità di regolazione sufficiente e resiliente, in grado di sostenere l'evoluzione del mix di generazione senza compromettere la qualità del servizio, la sicurezza del sistema elettrico e la stabilità complessiva della rete di trasmissione.

142. Tenuto conto delle dimensioni chiave della gestione del Sistema Elettrico Nazionale (adeguatezza, sicurezza, resilienza, qualità, economia) e di come queste vengano influenzate dalla transizione energetica, una piena integrazione delle fonti rinnovabili richiede necessariamente la progettazione e la realizzazione di un set di azioni coordinate e coerenti tra loro. Una delle principali categorie di intervento individuate da Terna consiste dunque nell'**installazione di dispositivi alternativi** finalizzati al **miglioramento dei profili delle tensioni e della stabilità del sistema elettrico**. Tra gli **investimenti nel Piano Sicurezza** si prevedono:

- **27 compensatori sincroni**. Un compensatore sincrono è un componente rotante in grado di fornire capacità regolante alla regolazione di tensione e all'inerzia e stabilità della rete;

- **5 STATCOM** (tutti in esercizio). Uno STATCOM è una macchina statica ad alta prestazione che consente di regolare finemente i profili di tensione;
- **25 reattori** (16 macchine in esercizio). Un reattore è una macchina statica in grado di assorbire potenza reattiva dalla rete in maniera discreta;
- **25 resistori stabilizzanti** (1 macchina in esercizio). Un resistore stabilizzante è un elemento statico di rete che può scambiare sia potenza attiva che reattiva con la rete fornendo un contributo sia alla stabilità della rete che al controllo dei profili di tensione.

143. È dunque opportuno sottolineare come Terna abbia accompagnato la progressiva riduzione del *commitment* termoelettrico con una **duplice linea di azione**. La **prima** consiste, come accennato, in un consistente **programma di installazione di mezzi di regolazione alternativi**, elementi in grado di garantire la stabilità del sistema anche in scenari caratterizzati da fabbisogni residui molto ridotti o negativi, come quelli che hanno già caratterizzato l'esercizio della primavera 2025 e che è lecito aspettarsi per gli anni a venire con maggiore frequenza e intensità. È altresì di fondamentale importanza la **seconda linea** di azione che prevede la **prosecuzione di analisi quantitative e di carattere prospettico** al fine di intercettare le traiettorie di scenario e individuare le migliori soluzioni tecnologiche che si dovesse rendere necessario adottare ed implementare per controllare il fenomeno in contesti sempre più sfidanti.

5.3 I SISTEMI DI ACCUMULO IN UN SISTEMA ELETTRICO DECARBONIZZATO

144. Come detto nei precedenti capitoli, il **primo passo** nel processo di **decarbonizzazione** del sistema elettrico italiano è l'**installazione di grandi volumi di capacità di generazione da fonti rinnovabili non-programmabili** (prevalentemente impianti fotovoltaici ed eolici *onshore*). Nella misura in cui tali impianti producono in funzione della disponibilità della fonte energetica primaria (l'irraggiamento solare nel caso degli impianti fotovoltaici, il vento nel caso degli impianti eolici) e non in funzione della contemporanea domanda di elettricità, un sistema elettrico ad alta penetrazione rinnovabile sarà un sistema in cui:

- in alcune ore della giornata, la produzione da fonti rinnovabili supera la contemporanea domanda elettrica (cosiddette "**ore di overgeneration**") – nel caso italiano, questo avverrà tipicamente nelle ore centrali della giornata a causa della forte penetrazione di impianti fotovoltaici;
- nelle altre ore, essa è invece **insufficiente a coprire la domanda** – nel caso italiano, questo avverrà tipicamente nelle ore serali, quando la domanda elettrica aumenta e, a seconda delle stagioni, la produzione degli impianti fotovoltaici è nulla o diminuisce rapidamente fino ad annullarsi.

145. L'installazione di **sistemi di accumulo nelle aree a più alta densità di impianti rinnovabili** eviterà, quindi, lo spreco di energia pulita nelle ore in cui essa è prodotta in

eccesso, permettendone invece la conservazione al fine della successiva re-immissione in rete nelle ore in cui la stessa sarà prodotta in misura non sufficiente dagli impianti rinnovabili. Per comprendere il valore di questa funzione, si consideri il grafico seguente, che mostra l'evoluzione della curva di carico residuo (i.e. la domanda al netto della produzione da fonti rinnovabili non programmabili) tipicamente osservata nel mese di maggio, all'aumentare della penetrazione delle rinnovabili.

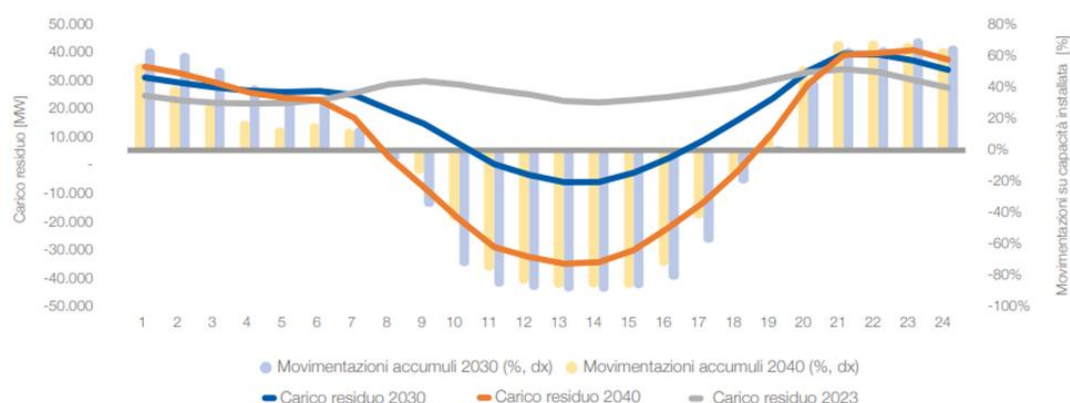


Figura 44. Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 ed il 2040. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna - Snam, 2026.*

146. Oltre all'*energy shifting*, i **sistemi di stoccaggio** giocheranno un ruolo cruciale nella **fornitura dei servizi ancillari** in un sistema elettrico decarbonizzato. In particolare:

- **gestione delle congestioni intrazonali:** assorbimento dell'energia rinnovabile in eccesso da parte degli accumuli situati a monte della congestione intrazonale e simultaneo rilascio di energia precedentemente accumulata da parte degli accumuli situati a valle della stessa.
- **fornitura di energia di bilanciamento:** capacità di compensare gli squilibri tra produzione e consumo, con prestazioni (in termini di tempi di avviamento e gradiente) significativamente più alte di quelle fornite da un CCGT di ultima generazione.
- **messa a disposizione del sistema di ulteriori margini di riserva** a salire (contribuendo così all'adeguatezza del sistema) e a scendere (contribuendo così a mitigare il rischio di fenomeni di sovra-frequenza).
- **contributo all'inerzia del sistema elettrico:** resistenza della rete a variazioni improvvise di frequenza.
- **regolazione di tensione:** mantenimento della tensione entro parametri di sicurezza.
- **black start capability:** ripristino della rete dopo un *blackout*.

5.4 REQUISITI TECNICI DI CONNESSIONE PER LA SICUREZZA DEL SISTEMA

147. Il **rispetto dei requisiti di connessione** degli impianti di produzione alla rete elettrica è un tema centrale per **garantire la sicurezza e la qualità del servizio**. Sinteticamente,

questi requisiti definiscono come gli impianti devono comportarsi per essere integrati in modo efficace nel sistema elettrico nazionale. Non basta infatti collegare fisicamente un impianto alla rete: è fondamentale che esso sia conforme ai requisiti tecnici di connessione prescritti da Terna, i quali **descrivono puntualmente il comportamento atteso dall'impianto** sia in condizioni ordinarie sia, soprattutto, in situazioni di emergenza o quando il sistema elettrico è particolarmente sotto stress.

148. La **controllabilità degli impianti di generazione** assume, in questo scenario, una **valenza strategica**. Essa garantisce al TSO l'osservabilità degli stessi, ossia di mantenere una visione unitaria e coordinata del sistema elettrico, garantendo che la crescente eterogeneità tecnologica del parco di generazione non si traduca in una frammentazione delle responsabilità operative. La **capacità di verificare il rispetto dei requisiti** di connessione, e di **monitorare la risposta** a fronte di comandi di modulazione impartiti da Terna, costituisce inoltre una condizione necessaria per assicurare livelli adeguati di sicurezza, qualità del servizio e resilienza del sistema, soprattutto in presenza di eventi di rete critici o di condizioni operative estreme che richiedono agli impianti di generazione di operare in punti di lavoro al di fuori delle condizioni normali di funzionamento.
149. A quanto sopra esposto si affiancano ulteriori elementi strutturali, altrettanto determinanti per la sicurezza del sistema elettrico. In particolare, il **miglioramento delle prestazioni del parco di generazione programmabile**, incentivato attraverso il Mercato della Capacità, svolge un ruolo chiave nel garantire la disponibilità di risorse flessibili e affidabili, capaci di intervenire nei momenti di maggiore *stress* del sistema. Parallelamente, l'**installazione di un adeguato contingente di sistemi di accumulo di grande taglia**, asserviti alle esigenze di rete e promossi attraverso il meccanismo MACSE, contribuisce in modo sostanziale ad accrescere la flessibilità complessiva del sistema elettrico, **riducendo l'esposizione ai rischi** derivanti dalla variabilità e dall'intermittenza delle fonti rinnovabili, nonché allo sfasamento tra picco di produzione rinnovabile e picco di domanda.
150. La **transizione energetica**, tuttavia, non può essere interpretata come un processo meramente additivo, basato esclusivamente sulla connessione di nuovi impianti FER o sull'installazione di dispositivi di compensazione dedicati alla regolazione della tensione e alla stabilità. Essa **richiede un'evoluzione più profonda del quadro tecnico e regolatorio**, fondata sulla definizione chiara e coerente dei requisiti e delle prescrizioni che gli impianti devono soddisfare per contribuire in modo attivo e responsabile al funzionamento del sistema elettrico. Sarebbe altresì semplicistico pensare che l'aggiunta di mezzi sempre più performanti sia garanzia di implicita mitigazione e risoluzione dei fenomeni ad alta variabilità derivanti dalla crescente penetrazione FER. Il *framework* tecnico-regolatorio deve essere **studiato al fine di massimizzare l'efficacia di tali risorse** evitando anche che sovra-performino rispetto a ciò che viene loro richiesto, contribuendo altrimenti al deterioramento dei parametri elettrici associato alle discontinuità da esse derivanti. Solo attraverso questo approccio è possibile assicurare

che la transizione energetica avvenga non solo rapidamente, ma anche in condizioni di sicurezza ed efficienza complessiva.

151. L'individuazione tempestiva dei **requisiti tecnici da richiedere agli impianti** abilita, infatti, una **pianificazione armonizzata dell'intera catena del valore**: dalla progettazione degli impianti alla selezione delle tecnologie, dall'approvvigionamento dei materiali allo sviluppo dei sistemi di controllo, passando attraverso il confronto strutturato con i diversi *stakeholder* coinvolti.

152. In questo contesto, il **ruolo di Terna**, in qualità di gestore del sistema di trasmissione, è **centrale e insostituibile**. Spetta al TSO il compito di individuare, sulla base di analisi sistemiche e di una visione di lungo periodo, i requisiti tecnici necessari per fare in modo che gli impianti di generazione rinnovabile rappresentino parte della soluzione per la gestione di un sistema elettrico decarbonizzato. Al tempo stesso, Terna è chiamata a **perseguire tali obiettivi assicurando** che essi vengano raggiunti con il **minimo investimento complessivo**, in un'ottica di efficienza economica e di sostenibilità per il sistema nel suo insieme. A titolo di esempio, alcuni tra i requisiti fondamentali per la gestione in sicurezza del sistema risultano:

- **la gestione delle variazioni di frequenza e tensione**: gli impianti devono infatti essere in grado di rimanere connessi e contribuire alla stabilità del sistema anche al di fuori del normale range operativo. In caso di eventi di rete che comportino variazioni significative di frequenza – ad esempio eventi di sotto-frequenza o sovra-frequenza in presenza di squilibri rilevanti tra generazione e consumo – è richiesto che i generatori rispondano secondo specifiche curve di supporto alla rete, garantendo la continuità del servizio e fornendo servizi di regolazione primaria e, dove previsto da specifiche abilitazioni ai servizi ancillari, secondaria e terziaria;
- **comportamento in presenza di guasti**: gli impianti devono essere dotati di funzionalità di *fault ride through* (FRT), ovvero la capacità di rimanere connessi alla rete e contribuire al supporto di tensione anche durante e dopo guasti temporanei, come cortocircuiti trifase o bifase. Questo requisito è fondamentale per evitare fenomeni di disconnessione massiva che potrebbero compromettere la sicurezza del sistema e fenomeni di eventi a cascata;
- **regolazione della potenza reattiva**: gli impianti devono essere in grado di fornire potenza reattiva secondo profili predefiniti in funzione della tensione di rete, contribuendo così alla regolazione della stessa. L'obbligo di generare o assorbire potenza reattiva può essere richiesto anche in condizioni operative anomale, secondo le specifiche tecniche indicate dal gestore della rete;
- **capacità di *black start***: alcuni impianti devono essere dotati della capacità di avviarsi autonomamente, senza il supporto della tensione di rete, e contribuire alla rialimentazione del consumo in caso di eventi estremi. Questa funzionalità è

fondamentale per assicurare la resilienza e la rapidità di recupero del sistema elettrico in situazioni di emergenza particolarmente gravi.

153. È già stato inoltre evidenziato come i **sistemi di accumulo** rappresentino un **fattore abilitante** fondamentale per la **connessione di ulteriori impianti a fonti rinnovabili**. Essi consentono di assorbire gli eccessi di produzione, di fornire servizi di flessibilità e di supportare il sistema nei momenti di maggiore criticità. Tuttavia, l'accumulo non costituisce l'unica leva disponibile. Un **ulteriore elemento** abilitante di primaria importanza è rappresentato dalla **possibilità di rendere gli impianti FER intrinsecamente modulabili**.
154. In particolare, la **capacità di modulare in diminuzione la produzione rinnovabile** costituisce, in apparente controtendenza, uno degli strumenti più efficaci per consentire la connessione di una quantità ancora maggiore di FER. La disponibilità a ridurre la produzione in determinate condizioni operative consente infatti di mitigare i fenomeni di *overgeneration*, di ridurre e gestire efficacemente le congestioni di rete e di aumentare la flessibilità complessiva del sistema, rendendo **possibile un ulteriore sviluppo delle fonti rinnovabili senza compromettere la sicurezza di esercizio**. Dotare il sistema elettrico di una architettura tecnologica robusta e affidabile con cui interagire con gli impianti di generazione rinnovabile connessi non solo sulla rete di alta tensione, ma anche su quelli di media tensione, per i quali la Regolazione si è già espressa supportando tale esigenza, e bassa tensione rappresenta un fattore abilitante per l'integrazione efficiente di una sempre maggiore quota di impianti FER.
155. Per una **elevata penetrazione di rinnovabili occorre**, in altri termini, dotare il sistema di **risorse e strumenti affidabili e tempestivi** che consentano la fornitura di servizi di dispacciamento essenziali da parte della generazione rinnovabile stessa, di modo da preservare quelle prestazioni di flessibilità che vengono meno per effetto della riduzione di presenza in servizio di capacità programmabile.
156. Ad esempio, il **Codice di Rete** prevede l'obbligo, per gli impianti rispondenti a determinati requisiti, anche se non abilitati al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR), di **prestare il servizio di modulazione a scendere**, quando la riduzione della loro produzione si renda necessaria per assicurare il mantenimento della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale. In tali circostanze, è essenziale che le procedure attuate e i dispositivi installati per la modulazione a scendere degli impianti garantiscano la **massima efficacia, affidabilità e tempestività possibile**. Vanno in tale direzione alcune recenti iniziative regolatorie, promosse da Terna, tra cui in particolare la **revisione della procedura Ri.Ge.Di.** approvata da ARERA con la delibera 385/2025, che prevede **l'installazione del Controllore Centrale d'Impianto (CCI)** per tutti gli impianti eolici e fotovoltaici connessi sulla rete di distribuzione di media tensione (MT) e di potenza superiore a 100 kW. Questo dispositivo **consente il monitoraggio da remoto**, la tele-regolazione e il tele-comando diretto degli impianti in maniera più efficace ed affidabile della precedente tecnologia basata sul GSM/GPRS, abilitando la

gestione dinamica della generazione, requisito essenziale per la resilienza del sistema in scenari di esercizio sfidanti caratterizzati da bassa domanda ed alta generazione rinnovabile. Le tempistiche per l'implementazione della nuova procedura, aggiornate da ARERA con la delibera 564/2025, prevedono che il processo di adeguamento degli impianti volto ad abilitarne la modulazione tramite CCI da parte delle imprese distributrici nelle ore in cui Terna ne richieda l'attuazione, sia completato nel corso del 2028.

157. Nel **prossimo futuro**, sarà fondamentale **aggiornare ulteriormente le regole** affinché tutta la generazione distribuita - inclusa quella connessa alle reti di bassa tensione (BT) che ad oggi non è distaccabile/modulabile neanche per ragioni di sicurezza - sia telecontrollabile o tele distaccabile. Infatti, in uno scenario caratterizzato da un lato dall'incremento della frequenza di giornate caratterizzate da bassi valori di domanda ed alta produzione FER e, dall'altro, da una quota sempre maggiore di capacità rinnovabile non programmabile connessa sulla rete in bassa tensione (BT), diventa rilevante **l'implementazione di misure di tele-controllabilità, tele-riduzione e tele-distacco anche per i nuovi impianti** che andranno a connettersi in BT. Ciò rappresenta un elemento chiave per **garantire la sicurezza, la flessibilità e la resilienza** del sistema elettrico nazionale, in particolare nei contesti caratterizzati da elevata penetrazione di fonti rinnovabili e bassa domanda. L'implementazione di questa capacità consentirebbe una gestione più efficace delle criticità di rete e una risposta tempestiva agli eventi straordinari, rafforzando così l'affidabilità complessiva del sistema.
158. Analogamente, in un'ottica di gestione efficiente e sicura del sistema, diventerà **fondamentale poter contare anche su strumenti in grado di gestire e modulare il prelievo BT a livello residenziale**, così da preservare l'equilibrio del sistema nelle situazioni più critiche. La flessibilizzazione dei consumi residenziali assumerà un ruolo crescente, resa possibile dall'introduzione di dispositivi intelligenti capaci di ridurre temporaneamente la potenza assorbita in risposta a specifiche esigenze di rete. Tale obiettivo potrebbe essere perseguito tramite l'impiego di contatori evoluti con funzionalità di modulazione dinamica o attraverso la diffusione di apparecchi domestici dotati di moduli di controllo che consentano una temporanea riduzione della potenza assorbita. **L'adozione su larga scala di questi meccanismi** potrebbe essere **favorita attraverso misure incentivanti di natura fiscale o tariffaria**, così da promuovere la partecipazione attiva degli utenti finali e valorizzare la loro flessibilità come risorsa anche a supporto dell'adeguatezza del sistema elettrico. Si pensi, ad esempio, ai periodi estivi in cui l'uso massivo dei condizionatori determina aumenti significativi del carico, oppure nelle prime ore della sera, quando le persone tornano a casa dal lavoro e accendono luci, apparecchi domestici e condizionatori. Una partecipazione attiva che potrà assumere una valenza tanto più significativa con l'avanzare del processo di transizione e la relativa elettrificazione dei consumi, anche con riferimento alla disponibilità di riserva a scendere

o capacità del sistema ad aumentare i consumi in determinate ore del giorno, spostandoli dalle ore a maggior carico.

159. In parallelo a questo percorso di aggiornamento dei requisiti e delle prescrizioni, è **fondamentale che tutti gli impianti connessi alla rete rispettino le regole tecniche di connessione e le disposizioni del Codice di Rete**. L'importanza del rispetto delle prescrizioni è confermata anche dalla recente delibera n. 23/2026 con la quale ARERA introduce dei meccanismi di enforcement volti a garantire che gli impianti di generazione distribuita si distacchino dalla rete a seguito dell'attivazione della procedura Ri.Ge.Di. mediante l'attuale tecnologia GSM/GPRS così da concorrere a garantire l'esercizio in sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale. Il **provvedimento prevede**, nello specifico, che a decorrere dal 16 marzo 2026 e fino all'avvenuto adempimento all'obbligo, per gli **impianti non adeguati per motivi non imputabili all'impresa distributrice**, e con convenzione attiva con il **GSE**, quest'ultimo **sospenda l'erogazione** delle partite economiche di competenza; per gli altri impianti non adeguati, sempre per motivi non imputabili all'impresa distributrice, che il relativo BRP versi a Terna un corrispettivo funzionale a sterilizzare la remunerazione dell'energia immessa in rete. Il rispetto dei requisiti e delle prescrizioni è un tema centrale per garantire la sicurezza e la qualità del servizio ed è altresì funzionale a far sì che gli impianti possano essere integrati in modo efficace nel sistema elettrico nazionale.

5.5 POTENZIAMENTO DELLA RETE DI TRASMISSIONE E NUOVE MODALITÀ DI CONNESSIONE PER L'INTEGRAZIONE DELLE FER

160. Una penetrazione sempre più elevata della generazione rinnovabile non programmabile richiede un'integrazione efficace ed efficiente degli impianti FER nel sistema elettrico. Ciò è possibile solo attraverso un significativo rafforzamento ed un adeguato sviluppo della rete di trasmissione ad alta tensione. In tale quadro, gli **investimenti di Terna nella rete** costituiscono la **condizione essenziale per sostenere la crescita della capacità rinnovabile**, garantire la sicurezza del sistema e l'affidabilità del servizio, contribuendo al conseguimento degli obiettivi climatici nazionali e comunitari.
161. L'**evoluzione della rete** – attraverso interventi mirati di breve e medio termine per il potenziamento delle sezioni oggi più congestionate e per la realizzazione di nuove dorsali - **consentirà da un lato di aumentare l'efficienza dei mercati e dall'altro di incrementare la gestione in sicurezza del sistema**. Una rete maggiormente magliata e performante supporterà infatti sia il miglior utilizzo delle risorse rinnovabili sia un funzionamento più resiliente del sistema elettrico nel suo complesso.
162. Le **infrastrutture ad alta tensione**, inoltre, svolgono un ruolo chiave nel **bilanciamento tra aree caratterizzate da un'elevata concentrazione di produzione rinnovabile e aree a maggiore domanda**. Un adeguato sviluppo della rete consente, infatti una migliore allocazione delle risorse anche all'interno delle zone di mercato stesse, riducendo così il ricorso a soluzioni meno efficienti o più costose.



Figura 45. A sinistra: interventi interzonal e interconnessioni entro il 2030; a destra: interventi intrazonali e interconnessioni post 2030. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

163. È il caso di tutti quegli **interventi mirati di potenziamento di porzioni di rete intrazonali** che consentono di risolvere i colli di bottiglia attualmente presenti e quelli previsti sulla rete di trasmissione integrando in maniera efficace ed efficiente l'elevata produzione da fonte rinnovabile attesa nei prossimi anni nella regione.



Figura 46. Interventi intrazonali al 2030 (in azzurro) e post 2030 (in arancio). Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

164. Insieme agli interventi di sviluppo, anche le **infrastrutture di connessione** rivestono un ruolo fondamentale **per garantire la piena integrazione della produzione FER**. La significativa crescita registrata negli ultimi anni di richieste di connessione di impianti FER e di sistemi di accumulo e l'attuale iter procedurale per la connessione di tali impianti ha alimentato il cosiddetto fenomeno di "saturazione virtuale" dei nodi della rete, con

inevitabili perdite di efficienza nel processo di connessione: maggiore complessità nella gestione, tempistiche di connessione degli impianti più lunghe e rischio di sovradimensionamento della rete, con conseguente maggiore occupazione territoriale). Per affrontare queste criticità in coerenza con quanto previsto dal recente DL Bollette, è necessario rivedere l'approccio alla pianificazione delle infrastrutture "locali", adottando un cambio di paradigma verso un più efficiente processo di programmazione energetica sinergica del territorio, delle infrastrutture energetiche e di gestione delle connessioni. A tal proposito, Terna ha definito un nuovo modello – denominato Programmazione Territoriale Efficiente – basato su una visione olistica delle infrastrutture di connessione – proprio per assicurare efficienza nella realizzazione delle opere di rete abilitanti la connessione e l'integrazione delle nuove risorse, minimizzando i costi per il sistema, nonché l'impatto delle infrastrutture sul territorio.

165. Negli ultimi anni il **cambiamento climatico** ha assunto una dimensione sempre più evidente e dirompente, trasformandosi da **fenomeno graduale a fattore destabilizzante** capace di **incidere profondamente sulle infrastrutture strategiche** del Paese. In Italia, nel solo 2024, sono stati osservati circa **350 eventi meteo-severi**, numero **sei volte superiore rispetto al 2015**, con impatti diffusi su comunità locali, attività economiche e infrastrutture critiche. La rete elettrica nazionale, per sua natura estesa, interconnessa e indispensabile per il funzionamento di qualsiasi ambito della vita civile ed economica, rappresenta uno dei sistemi più esposti a tali fenomeni. L'analisi degli **eventi storici degli ultimi anni** che hanno colpito la rete di trasmissione nazionale evidenzia tra i principali fattori all'origine di disservizi formazione di manicotti di neve umida sulle linee che, appesantendole, provocano cortocircuiti o cedimenti strutturali, vento forte con conseguente caduta di piante sui conduttori, alluvioni, smottamenti o frane, aumento dei depositi inquinanti legati a periodi di lunga siccità e incendi boschivi innescati anche dalle alte temperature.
166. Aumentare la resilienza e l'irrobustimento della rete elettrica significa quindi, in tale contesto, garantire continuità del servizio, sicurezza dell'approvvigionamento e stabilità del sistema energetico. Proprio in risposta a questo scenario, **Terna ha sviluppato un piano di interventi** mirati basato su un approccio scientifico e metodologico approfondito, che **consente di anticipare le criticità e programmare interventi mirati**. L'analisi parte da modelli climatici previsionali, capaci di stimare probabilità e intensità dei fenomeni attesi nei prossimi decenni, e si estende alla valutazione della vulnerabilità delle infrastrutture, combinando dati orografici, caratteristiche tecniche delle linee, configurazioni di rete e probabilità di guasti multipli. Ne deriva un quadro organico che permette di individuare le aree più esposte e, conseguentemente, di definire priorità e soluzioni mirate per ridurre al minimo il rischio di disalimentazione.
167. Il **piano di interventi prevede opere infrastrutturali** come la realizzazione di **nuove linee o l'interramento di tratti vulnerabili**, che consentono di migliorare la magliatura della rete e garantire vie alternative di alimentazione.



Figura 47. A sinistra: interventi infrastrutturali per l'incremento della sicurezza e resilienza al 2030 . A destra: interventi infrastrutturali per l'incremento della sicurezza e resilienza post 2030. *Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.*

168. A ciò si affiancano **soluzioni tecnologiche e interventi “capital-light”** che puntano a **prevenire o mitigare i danni** in caso di eventi estremi. Tra questi troviamo i dispositivi anti-rotazionali e interfascici che contribuiscono a limitare i fenomeni di *galloping* e la formazione del manicotto di neve sugli elettrodotti; strumenti di *redispatching* e carichi zavorra che consentono di scaldare i conduttori in caso di gelo; sistemi di monitoraggio avanzati, sensori distribuiti sulle linee e piattaforme digitali centralizzate che permettono di rilevare in tempo reale anomalie, guasti, accumuli di ghiaccio o sforzi meccanici anomali.
169. Si prevede che l'insieme degli interventi pianificati al 2030 possa garantire oltre 4.000 MWh/a di riduzione del rischio di energia non fornita attesa.

CAPITOLO 6

IL RUOLO DELL'INTELLIGENZA ARTIFICIALE NEL SISTEMA ELETTRICO

6.1 LA COMPLESSITÀ CRESCENTE DEI SISTEMI ELETTRICI E NECESSITÀ DI STRUMENTI INTELLIGENTI

170. I **sistemi elettrici** costituiscono una delle **infrastrutture** più **critiche** nell'ambito della società moderna. Questi sistemi sono stati progettati secondo un paradigma centralizzato e relativamente prevedibile, basato su grandi impianti di generazione convenzionale, schemi di controllo ben definiti e flussi di potenza tendenzialmente stabili. Tuttavia, negli ultimi decenni questo scenario è cambiato in maniera sostanziale. L'aumento della domanda globale di energia, la crescente interconnessione dei sistemi, la forte penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto basate su convertitori di potenza, e la conseguente diffusione di generazione distribuita hanno reso le **reti elettriche sempre più complesse, dinamiche e meno robuste** se non oggetto di particolari investimenti. Di conseguenza, **le metodologie tradizionali di analisi, controllo e protezione**, fondate su modelli matematici semplificati, ipotesi statiche e su un approccio deterministico alle analisi di sicurezza e alla definizione degli scenari di rete, mostrano sempre più spesso **limiti nel garantire stabilità, affidabilità e sicurezza operativa** in ogni condizione di esercizio.
171. È dunque possibile declinare l'evoluzione sopra descritta secondo **due principali direttrici**. La prima, associata ad una **maggiore esposizione** a rischi e livelli di complessità crescenti, direttamente connessi all'aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e alla conseguente dipendenza da variabili meteorologiche, che introducono maggiore incertezza operativa e pongono nuove sfide in termini di resilienza del sistema. La seconda, associata alla disponibilità, propria del nuovo contesto, di volumi di dati senza precedenti, unitamente a una potenza di calcolo significativamente superiore rispetto al passato. In questo scenario, l'intelligenza artificiale si configura come uno strumento abilitante per valorizzare tali informazioni e supportare il gestore del sistema nella gestione proattiva di rischi e complessità crescenti, garantendo continuità, sicurezza ed efficienza nelle attività di dispacciamento
172. In questo contesto nasce l'interesse crescente verso **l'intelligenza artificiale (AI)**, che negli ultimi anni è emersa come uno **strumento abilitante** per affrontare le sfide che si pongono dinanzi alle infrastrutture di trasmissione dell'energia. Questo forte interesse è anche determinato dalla **crescita dei big data**, dall'estensione dei sistemi di monitoraggio, dall'introduzione diffusa di sensori e dall'utilizzo di sistemi di misura avanzati. Questi cambiamenti hanno prodotto enormi volumi di dati, che per estrarre informazioni utili richiedono strumenti adeguati. In contesti caratterizzati da incertezza, complessità e mole di dati, l'AI ne facilita l'elaborazione, consentendo di cogliere relazioni e correlazioni difficilmente individuabili con approcci tradizionali.

173. Da un punto di vista formale, l'AI può essere definita come l'insieme di tecniche e metodologie che consentono di imitare le capacità tipiche dell'intelligenza umana, quali il riconoscimento degli schemi, il ragionamento e l'apprendimento. È interessante far notare come l'AI si costituisce come un **nuovo paradigma tecnologico**, che si aggiunge alle precedenti rivoluzioni industriali. Infatti, grazie alla combinazione di connettività, potenza di calcolo e disponibilità di dati, l'AI consente di **prevedere il comportamento dei sistemi, automatizzare i processi e ottimizzare le decisioni operative**. Per le organizzazioni che operano in contesti altamente complessi, come gli Operatori del Sistema di Trasmissione (TSO), **l'adozione dell'AI** rappresenta un fattore chiave per consentire un adattamento rapido, favorire la **competitività** e **migliorare la sostenibilità** operativa nel lungo periodo.
174. Dal punto di vista applicativo, è possibile distinguere tra **diversi livelli di AI**. Le applicazioni attualmente rilevanti per i sistemi elettrici rientrano prevalentemente nel dominio della cosiddetta AI debole e AI generale. L'**AI debole** si costituisce in sistemi specializzati in singole funzioni di supporto all'operatore, mentre l'**AI generale** si sviluppa come la capacità dei sistemi di apprendere, comprendere e interagire con l'essere umano. Tra le tante branche che definiscono l'AI, il *Machine Learning*, il *Deep Learning*, Reti Neurali e gli approcci supervisionati e non supervisionati costituiscono le più interessanti soprattutto da un punto di vista di applicazioni ai sistemi elettrici. In questo contesto, le tecniche di *Machine Learning* consentono di estrarre *pattern* dai dati, mentre il *Deep Learning* risulta particolarmente adatto a problemi complessi e ad alta dimensionalità. Parallelamente, gli approcci supervisionati e non supervisionati permettono di costruire modelli predittivi e di estrarre informazioni nascoste dai dati anche in assenza di addestramento come succede per le reti neurali.
175. Nel contesto dei sistemi elettrici, l'AI può essere **impiegata in diversi ambiti** al fine di migliorarne l'efficienza, l'affidabilità e la sicurezza operativa. Molti esempi si basano sulla **previsione delle principali grandezze elettriche**, altri esempi si focalizzano sull'**ottimizzazione degli asset** esistenti al fine di ridurre i costi e migliorare la pianificazione del sistema, mentre altri più innovativi riguardano le capacità dell'AI di **sintetizzare** la miriade di **dati** provenienti dal campo e produrre indicatori sintetici capaci di aiutare gli operatori. È chiaro che l'AI trova campo fertile in un contesto come i sistemi elettrici, nel quale la complessità e l'incertezza governano il sistema richiedendo moderni strumenti di supporto.

6.2 LE APPLICAZIONI OPERATIVE DELL'INTELLIGENZA ARTIFICIALE NEL SISTEMA ELETTRICO

176. **Le applicazioni dell'intelligenza artificiale nei sistemi elettrici** coprono un **ampio spettro di funzionalità**, che spaziano dalla pianificazione all'esercizio in tempo reale, fino alla protezione e alla manutenzione degli asset. In particolare, Terna sta applicando l'AI in modo concreto in alcuni ambiti strategici, riconducibili principalmente a due grandi categorie: ambito mercati, orientato al supporto del dispacciamento e dei mercati

elettrici, ed ambito sicurezza, focalizzato sul monitoraggio in tempo reale del sistema e sul mantenimento di adeguati margini di stabilità.

177. Nell'**ambito mercati**, l'**AI** viene **impiegata per migliorare** in modo significativo **la capacità di previsione delle grandezze del sistema elettrico nazionale**. La forte penetrazione delle fonti rinnovabili, e quindi la crescente aleatorietà delle fonti, ha reso necessario sviluppare nuovi modelli previsionali capaci di operare su diversi orizzonti temporali e con differenti livelli di aggregazione geografica. Una prima applicazione riguarda la **previsione del fabbisogno di dispacciamento**. Grazie a modelli predittivi basati su AI e all'elaborazione di grandi volumi di dati storici in tempo reale, Terna è in grado di stimare il fabbisogno di mercato su orizzonti temporali estesi, fornendo valori attesi corredati da intervalli di confidenza robusti.

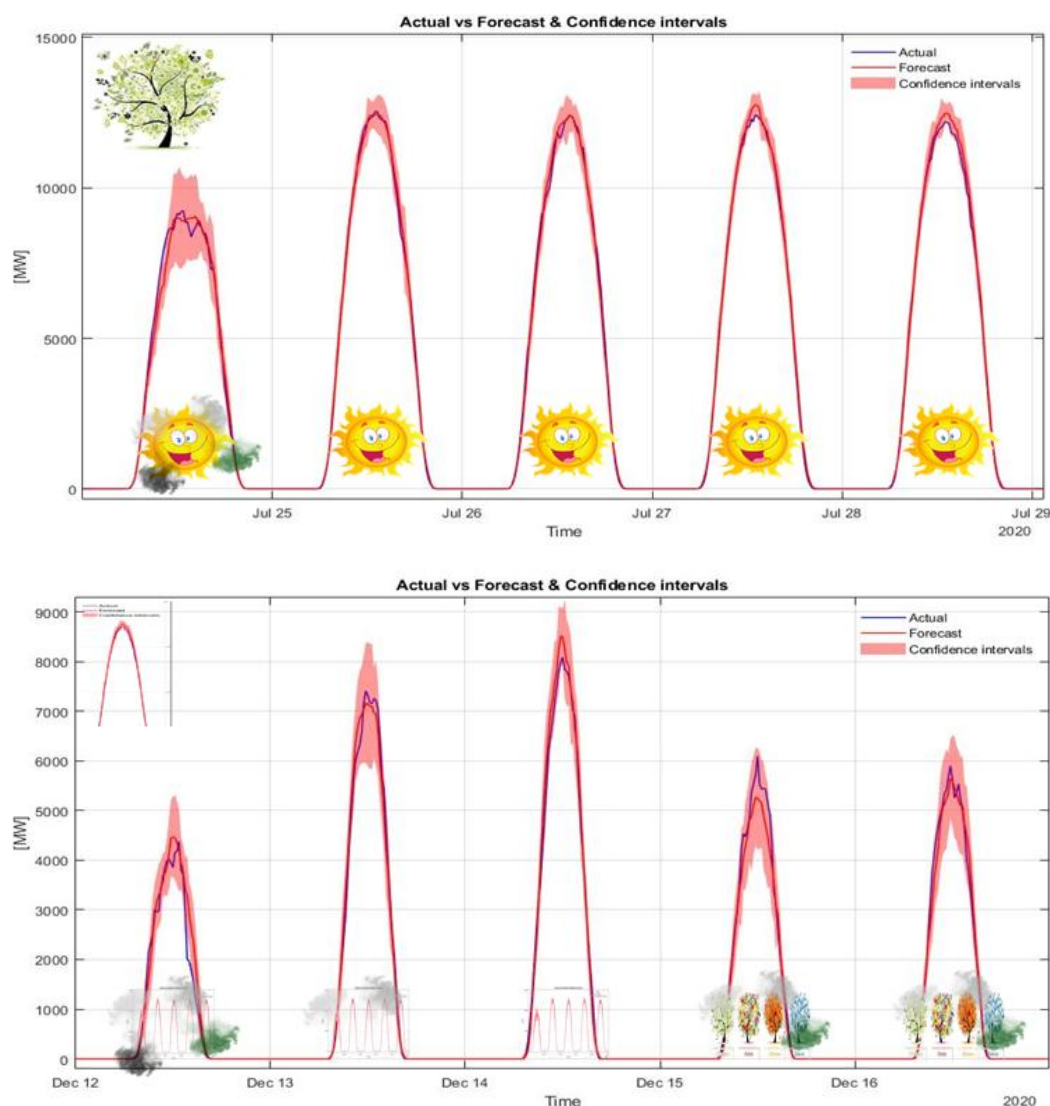


Figura 48. Esempificazione numerica del modello di previsione della produzione fotovoltaica e delle bande di confidenza. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

178. L'impiego dell'intelligenza artificiale a supporto dei processi previsionali consente di **migliorare** in modo significativo l'**accuratezza delle stime di produzione** da fonti rinnovabili e di domanda, riducendo in maniera strutturale i margini di incertezza che caratterizzano il dispacciamento in tempo reale. **Previsioni più affidabili** e granulari permettono infatti di anticipare con maggiore precisione le condizioni operative del sistema, limitando la necessità di ricorrere a ipotesi prudenziali eccessive. La **riduzione dell'incertezza** si traduce direttamente in un minore fabbisogno di riserva da approvvigionare a fini di sicurezza, con effetti positivi sull'efficienza complessiva del sistema: si riducono i costi di approvvigionamento dei servizi ancillari, si ottimizza l'utilizzo delle risorse disponibili e si migliora l'equilibrio tra sicurezza di esercizio ed efficienza economica, a beneficio dell'intero sistema elettrico.
179. Questo approccio consente di affrontare in modo più efficace le sfide poste dai mercati Europei del bilanciamento e dalla regolazione della frequenza, favorendo decisioni coerenti tra i diversi livelli di mercato e supportando una valutazione esplicita del rischio associato alle scelte operative. Nello stesso momento, un **ruolo centrale è svolto dai previsori delle fonti rinnovabili**. L'**AI consente di integrare grandi quantità di dati ambientali, geografici e storici**, migliorando l'accuratezza delle stime di produzione su diversi orizzonti temporali. Nel caso del fotovoltaico, la diffusione di un elevato numero di piccoli impianti distribuiti, non sempre direttamente monitorati, ha richiesto lo sviluppo di modelli in grado di stimare la produzione con un elevato livello di dettaglio spaziale, fino al livello di singole unità di produzione rilevanti o trasformatori AT/MT. La gestione di grandi volumi di dati ha inoltre permesso di analizzare con maggiore precisione eventi particolari, come eclissi o condizioni meteorologiche estreme. Per quanto riguarda la fonte eolica, caratterizzata da un comportamento altamente variabile e da una distribuzione territoriale disomogenea, l'AI supporta la stima della produzione attraverso l'osservazione di un numero crescente di variabili meteorologiche, con una maggiore granularità spaziale. Analogamente, per la fonte idroelettrica, fortemente dipendente dalle condizioni meteorologiche e dalla natura dei bacini imbriferi, l'AI consente una modellizzazione più robusta e coerente del contributo produttivo.

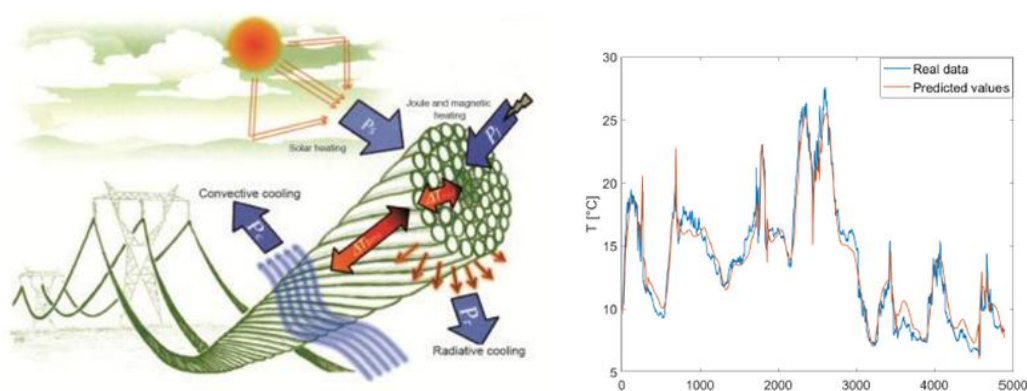


Figura 49. Rappresentazione use case DTR. Fonte: elaborazione TEHA Group su dati Terna, 2026.

180. Contestualmente all'ambito dei mercati, Terna applica l'AI nell'ambito della sicurezza operativa, al fine di migliorare la capacità delle sale di controllo di individuare condizioni di esercizio potenzialmente critiche. **La diffusione delle fonti rinnovabili sta infatti modificando il comportamento dinamico del sistema**, aumentando l'esposizione a fenomeni di instabilità e rendendo sempre più complessa la valutazione dei margini di sicurezza a ridosso delle attività di dispacciamento. In questo contesto, l'AI viene utilizzata per elaborare una grande quantità di informazioni provenienti da sorgenti eterogenee e sintetizzarle in indicatori di stabilità capaci di rappresentare lo stato del sistema in modo compatto e interpretabile. Tali indicatori sono testati e ingegnerizzati con l'obiettivo di renderli disponibili agli operatori delle sale di controllo. Un ulteriore tema riguarda l'**ottimizzazione dell'utilizzo degli asset esistenti**, secondo un approccio *capital-light*. L'adozione su larga scala di sensori, anche di tipo IoT, ha generato enormi volumi di dati relativi allo stato termico e meccanico delle infrastrutture di rete, che devono essere opportunamente sintetizzati per essere resi fruibili nelle diverse fasi dell'esercizio.
181. In questo contesto, sono stati sviluppati **algoritmi di machine learning** per la ricostruzione del **profilo di temperatura delle campate critiche delle linee aeree di trasmissione**, utilizzando in modo combinato grandezze meteorologiche e dati Wide Area Monitoring System (WAMS). Tali algoritmi di *machine learning* per la ricostruzione del profilo di temperatura si inseriscono nel *framework* di calcolo del Dynamic Thermal Rating (DTR) e abilitano il paradigma del *virtual sensor*, che permette di stimare la temperatura del conduttore anche in assenza di sensori fisici dedicati, riducendo i costi di installazione e manutenzione. Il **risultato** è quello di **garantire in sicurezza una maggiore capacità di trasporto delle linee**, ottenuta sulla base delle reali condizioni di esercizio.
182. Ulteriori ambiti in cui l'AI può fornire un supporto e su cui Terna sta lavorando nel prototipare adeguati strumenti di supporto alle decisioni è il **ripristino del sistema elettrico a seguito di blackout**. Il ripristino del servizio è un tema in cui la rapidità decisionale è essenziale, perché le conseguenze impattano utenti civili e industriali. Un approccio che può essere adottato prevede l'**utilizzo di algoritmi evolutivi orientati alla riconfigurazione della rete**. In pratica, l'AI nei piani di riaccensione si concentra nel fornire delle strategie di riconfigurazione della rete più efficaci, un maggiore supporto alla priorità delle azioni di ripristino, e a fornire strumenti di decisione che tengano conto di vincoli e obiettivi multipli, come ad esempio tempi e sicurezza operativa.
183. Un altro ambito applicativo è la **stabilità dinamica**, in letteratura, le reti neurali sono testate per la valutazione più rapida dello stato del sistema, consentendo di superare la lentezza delle simulazioni convenzionali basate su integrazione numerica, identificando comunque alcuni limiti dell'approccio.

6.3 I LIMITI DELL'INTELLIGENZA ARTIFICIALE

184. Nonostante i numerosi vantaggi che si possono evidenziare nelle diverse applicazioni, l'impiego di AI nei sistemi elettrici presenta diverse **sfide** che **rendono difficoltoso il suo utilizzo**, almeno allo stadio iniziale.
185. La ragione principale è legata alla natura degli algoritmi basati su AI, incomprensibili per gli osservatori umani, poiché normalmente non basati su modelli matematici e fisici e quindi visti come *black-box*. Di conseguenza, **i TSO hanno difficoltà a fidarsi di metodi che non comprendono appieno e le cui prestazioni sono complesse da interpretare**. Inoltre, nelle applicazioni legate alla sicurezza del sistema i dati sono affetti da *bias*, in ragione del fatto che sono poco rappresentativi di situazioni di esercizio estreme (l'obiettivo del TSO è quello di esercire il sistema in sicurezza e con adeguati margini in ogni condizione di funzionamento).
186. Per superare queste barriere, la ricerca si sta concentrando sull'aumento della base di conoscenza. Tradizionalmente, la *performance* degli algoritmi di AI si basa su valutazioni statistiche sulla base dei campioni disponibili. Tuttavia, per certificare l'affidabilità dei modelli è possibile integrare nel processo di *training* le equazioni che descrivono il comportamento fisico del sistema. Questo approccio consente di generare dati sintetici rappresentativi anche delle condizioni di esercizio più critiche, permettendo di esplorare l'intero dominio degli scenari e di stimare il massimo errore associato all'uso del modello e quindi il rischio associato al suo utilizzo. Un avanzamento sostanziale in questa direzione è dato dall'utilizzo di reti neurali con struttura fisica. Alcuni algoritmi innovativi di AI consentono di calcolare le derivate del modello rispetto agli input e di implementare nel processo di training anche equazioni algebrico-differenziali. Questo approccio può rivelarsi molto utile per descrivere il comportamento dinamico dei sistemi elettrici e consente di evitare comportamenti irrealistici che violino i vincoli fisici e garantendo l'interpretabilità dei risultati.
187. **Ulteriori criticità** riguardano **l'integrazione dell'AI con i sistemi esistenti**, la **gestione della sicurezza informatica** e la necessità di **competenze specialistiche** per lo sviluppo e la manutenzione degli algoritmi. Inoltre, l'implementazione su larga scala comporta **costi** non trascurabili.

6.4 CONCLUSIONI E SVILUPPI FUTURI: L'AI COME ABILITATORE DI SICUREZZA, EFFICIENZA E RESILIENZA DEL SISTEMA ELETTRICO

188. **L'intelligenza artificiale** rappresenta sicuramente una **risorsa fondamentale** per l'evoluzione dei sistemi di potenza verso modelli di funzionamento dei sistemi elettrici di potenza più sicuri, efficienti e flessibili.
189. I **potenziali ambiti applicativi** dell'intelligenza artificiale e i **benefici** ad essi associati risultano particolarmente ampi e **destinati ad ampliarsi** ulteriormente **nel prossimo futuro**. Tra questi, un ruolo di primo piano è rivestito dalla gestione degli *asset* del

sistema elettrico, ambito nel quale gli algoritmi basati su AI consentono di superare i tradizionali approcci di manutenzione programmata o correttiva, introducendo logiche evolute di manutenzione predittiva e *condition-based*. Attraverso l'analisi integrata di grandi volumi di dati eterogenei provenienti da sensori installati sulle infrastrutture, quali misure di vibrazione, temperature, segnali elettrici e immagini ad alta risoluzione, **l'AI è in grado di individuare *pattern* anomali e segnali deboli di degrado** su componenti critici come trasformatori, linee e apparecchiature di stazione. Ciò permette di anticipare l'insorgere di guasti, pianificare in modo ottimale gli interventi manutentivi e ridurre il rischio di indisponibilità improvvise, con benefici significativi in termini di affidabilità del servizio, contenimento dei costi operativi e prolungamento della vita utile degli asset. In una prospettiva sistemica, tali capacità contribuiscono inoltre a **rafforzare la resilienza complessiva del sistema elettrico**, rendendolo più robusto e reattivo rispetto a sollecitazioni operative e a eventi estremi. L'utilizzo dell'AI sarà decisivo anche per l'ottimizzazione degli asset già esistenti, attraverso tecnologie basate su DTR per linee aeree di trasmissione e trasformatori.

190. Un altro ambito già citato è quello sui **previsori di produzione da fonti rinnovabili** e fabbisogno, che se maggiormente raffinati potrebbero garantire un bilanciamento ancora più efficace tra domanda e offerta in tempo reale. A questi, si può aggiungere una gestione ottimizzata dei BESS al fine di offrire flessibilità per gestire i picchi di produzione e domanda.
191. **In prospettiva, l'intelligenza artificiale** non sarà soltanto uno strumento di supporto, ma **diventerà parte integrante dell'architettura operativa dei sistemi elettrici del futuro**, contribuendo in maniera decisiva alla transizione energetica e alla sostenibilità del settore.

CAPITOLO 7

IL CONTRIBUTO DEGLI INVESTIMENTI DI TERNA ALLO SVILUPPO ECONOMICO DEL SISTEMA-PAESE

7.1 ANALISI DEGLI IMPATTI ECONOMICI, OCCUPAZIONALI E FISCALI E STIMA DEI MOLTIPLICATORI

192. Gli investimenti di Terna previsti dal Piano Industriale 2024–2028 non devono essere letti esclusivamente in chiave energetica e infrastrutturale, ma anche come una leva di sviluppo economico per l'intero sistema-Paese. **Accanto ai benefici in termini di sicurezza, resilienza e integrazione delle FER**, tali investimenti generano infatti **effetti diffusi sull'economia nazionale**. Per questa ragione è stata condotta un'analisi volta a stimare gli impatti economici, occupazionali e fiscali attivati lungo le filiere produttive italiane, attraverso il calcolo dei moltiplicatori della spesa.
193. Dal punto di vista metodologico, gli **investimenti sono considerati come uno shock di domanda** che si trasmette alle catene di fornitura nazionali. L'incremento iniziale di spesa nei settori direttamente coinvolti (ad esempio costruzioni e impiantistica) si propaga ai comparti collegati attraverso relazioni di fornitura dirette e indirette, generando ulteriori effetti tramite i redditi distribuiti a lavoratori e imprese (effetti indotti). L'analisi tiene conto esclusivamente della spesa effettuata sul territorio nazionale, al netto della componente estera e delle importazioni, così da isolare l'impatto sull'economia domestica.
194. Le principali dimensioni considerate sono: la **produzione attivata** (valore della produzione generata lungo la filiera), il **valore aggiunto** (contributo al PIL al netto dei consumi intermedi), l'**occupazione** (posti di lavoro espressi in unità equivalenti a tempo pieno – FTE), il **gettito fiscale** (entrate da imposte dirette e indirette) e i redditi distribuiti a famiglie e imprese.
195. Complessivamente, a fronte degli investimenti di Terna in Italia, **si stima l'attivazione di circa 12,3 miliardi di euro di domanda nazionale di beni e servizi**. Tale impulso genera un impatto complessivo sul valore della produzione pari a circa **35,4 miliardi di Euro**. Il moltiplicatore sul valore della produzione risulta pari a **2,98**: ogni euro investito attiva quasi tre euro di produzione lungo le catene del valore nazionali.
196. In termini di **contributo al PIL**, l'impatto stimato è pari a **16,2 miliardi di euro di valore aggiunto**. Il **moltiplicatore sul PIL** è pari a **1,31**: ogni euro investito genera 1,31 euro di PIL.
197. Gli effetti si estendono anche al **mercato del lavoro**. Gli investimenti del Piano Industriale sono associati alla creazione di circa **39.500 occupati medi annui** (FTE), considerando occupazione diretta, indiretta e indotta, necessari a sostenere l'incremento di produzione lungo le filiere.

198. Infine, l'espansione dell'attività economica determina un **impatto positivo sul gettito fiscale**, stimato in circa **4,6 miliardi di euro** complessivi, derivanti da imposte dirette e indirette generate dagli effetti diretti, indiretti e indotti.
199. Nel complesso, l'analisi evidenzia come gli investimenti di Terna rappresentino non solo un'infrastruttura abilitante per la transizione energetica, ma anche un significativo motore di sviluppo economico per il Paese.



Figura 50. Investimenti di Terna in Italia e impatto sul valore della produzione e sul PIL (illustrativo). *Fonte: rielaborazione TEHA Group su dati OpenEconomics e Terna, 2026.*

BIBLIOGRAFIA DI RIFERIMENTO

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), *“Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets 2024”*, 2025
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *“Monitoraggio dei mercati dell’energia elettrica e del gas naturale 2024”*, 2025
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), *“Relazione Annuale 2025 – Stato dei servizi e attività svolta”*, 2025
- Council of European Energy Regulators (CEER), *“Status Review of Renewable Support Schemes in Europe for 2020 and 2021”*, aprile 2024
- Ember, *“European Electricity Review 2026”*, gennaio 2026
- Ember, *“Global Electricity Review 2025”*, aprile 2025
- Ember, *“Solar is EU’s biggest power source for the first time ever”*, luglio 2025
- Energy Strategy, *“Electricity Market Report 2025”*, 2025
- Energy Strategy, *“Renewables Energy Report 2025”*, 2025
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *“Statistical Factsheet 2024 (Provisional values as of March 2025)”*, marzo 2025
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *“ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2023”*, giugno 2025
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *“Statistical Factsheet 2024 – Provisional values as of March 2025”*, 2025
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *“ICS 2024 Annual Report”*, Settembre 2025
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), *“Managing critical grid situations – success and challenges”*, maggio 2017
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *“Rapporto Statistico 2024 – Energia da Fonti Rinnovabili in Italia”*, 2025
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *“Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2024”*, settembre 2025
- Gestore dei Servizi Energetici (GSE), *“Relazione Annuale 2024. Attività e risultati”*, 2025
- International Environmental Agency, *“Electricity 2025 Analysis and forecast to 2027”*, febbraio 2025
- International Renewable Energy Agency *“Renewable Power Generation Costs in 2024”*, luglio 2025

- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), *“Relazione annuale sulla Situazione Energetica Nazionale 2024”*, 2024
- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica, *“Piano Nazionale Integrato per l’Energia e il Clima”*, giugno 2024
- PEXAPARK, *“Renewables market outlook 2025”*, 2025
- RSE, *“Analisi sulla regolazione dei Mercati Locali dell’energia a livello nazionale ed europeo”*, 2024
- RSE, *“Anatomia dei costi del gas e dell’energia elettrica”*, 2025
- RSE, *“Il mercato italiano della capacità”*, 2023
- Terna, *“Disciplina del Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE) – versione vigente”*, 2024
- Terna, *“Disciplina del sistema di remunerazione della capacità – Mercato della capacità. Testo vigente e documenti di consultazione aggiornati al 2024”*, 2024
- Terna, *“Prospettive di Sviluppo del Sistema Energetico 2050 Copertura della domanda elettrica”*, ottobre 2025
- Terna, *“Rapporto Adeguatezza Italia 2023”*, 2023
- Terna, *“Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico Dicembre 2023”*, gennaio 2024
- Terna, *“Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico Dicembre 2024”*, gennaio 2025
- Terna, *“Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico Dicembre 2025”*, gennaio 2026
- Terna-Snam, *“Documento di Descrizione degli Scenari 2024”*, ottobre 2024

