

# 2025

Piano di Sviluppo  
Overview



*Il Piano di Sviluppo descrive gli obiettivi e i criteri in cui si articola **il processo di pianificazione della rete elettrica di trasmissione nazionale**, nel contesto nazionale ed europeo. Nel documento sono definite le priorità di intervento e i risultati attesi dopo le analisi effettuate negli scenari energetici di riferimento e con l'attuazione del piano stesso.*

*Nel Piano sono riportati tutti gli interventi che Terna pianifica **per garantire l'efficienza e resilienza della rete, la sicurezza dell'approvvigionamento e del servizio, e l'integrazione della produzione da fonti rinnovabili** e che rappresentano uno dei fattori abilitanti della transizione energetica.*



## “ Terna investe per lo sviluppo dell'Italia

Assicuriamo la sicurezza energetica e l'equilibrio tra domanda e offerta di elettricità 24 ore su 24, mantenendo il sistema affidabile, efficiente e accessibile a tutti.

Investiamo e innoviamo ogni giorno per sviluppare una rete elettrica in grado di integrare l'energia prodotta da fonti rinnovabili, collegando sempre meglio le diverse aree del Paese e rafforzando le interconnessioni con l'estero, con un approccio sostenibile e attento alle esigenze dei territori e delle persone con cui lavoriamo. ”

MISSION

## “ Siamo dietro l'energia che usi ogni giorno

Abbiamo la responsabilità di garantire la continuità del servizio elettrico, condizione indispensabile perché l'elettricità arrivi in ogni istante a case e imprese in Italia.

Assicuriamo a tutti parità di accesso all'elettricità e lavoriamo per consegnare energia pulita alle generazioni future. ”

PURPOSE

## “ Pensiamo al futuro dell'energia

Ci impegniamo per un futuro alimentato da energia pulita, favorendo nuovi modi di consumare e di produrre basati sempre più sulle fonti rinnovabili per raggiungere gli obiettivi di una transizione energetica che sia equa e inclusiva, anche riducendone i costi.

Grazie alla nostra visione d'insieme del sistema elettrico e alle nuove tecnologie digitali, guidiamo il percorso del Paese verso l'azzeramento delle emissioni di gas serra al 2050, in linea con i target climatici europei. ”

VISION



# Una rete sostenibile e digitale per affrontare le sfide della transizione

Il **Piano di Sviluppo 2025** (PdS 2025) consolida ulteriormente il ruolo di Terna al servizio del Paese per un futuro sostenibile e decarbonizzato. Gli interventi previsti dal gestore del Sistema Elettrico Nazionale, sull'**orizzonte decennale 2025-2034**, puntano infatti a garantire l'efficienza e la resilienza della rete, la sostenibilità, la sicurezza e la qualità del servizio, oltre all'integrazione della produzione da fonti rinnovabili.

Dal punto di vista della trasmissione elettrica, la **rete è uno dei fattori abilitanti per raggiungere l'obiettivo globale di decarbonizzazione**.

Il Piano di Sviluppo 2025 riveste un'**importanza fondamentale per il perseguimento degli obiettivi di transizione energetica, indipendenza ed efficienza del sistema, attraverso investimenti nelle infrastrutture strategiche** che cambieranno in modo sostanziale la capacità di trasporto della rete nazionale.



Il Piano di Sviluppo 2025-2034 è coerente con il PNIEC e con gli scenari aggiornati Terna-Snam (DDS24), a partire da queste premesse fondamentali:

- **Fonti di Energia Rinnovabile (FER):** secondo la declinazione degli obiettivi europei e nazionali nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (DDS24) si prevede (rispetto al 2023) un incremento della capacità rinnovabile di oltre 65 GW al 2030. Sono, inoltre, considerati ulteriori 20 GW al 2034 in base agli obiettivi fissati al 2040. Secondo una distribuzione zonale ripartita anche sulla base del Decreto Ministeriale del 21 giugno 2024 (“DM Aree Idonee”), è stata infine stimata una quota FER di circa 43 GW che andrà integrata sulla rete ad alta tensione con opere infrastrutturali previste da questo stesso piano.
- **Accumuli:** dal DDS24 emerge una notevole necessità di incremento della capacità di accumulo nel prossimo decennio, come strumento indispensabile per una efficace integrazione delle rinnovabili nel mercato: si prevede, infatti, che 71,5 GWh<sup>1</sup> vengano direttamente connessi alla RTN. Questa evoluzione sarà fortemente favorita anche da un innovativo sistema di contrattualizzazione a termine: il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), che sarà avviato da Terna nel 2025.
- **Data Center e altre connessioni non FER:** nell’ultimo biennio si è registrata una crescita delle richieste di connessione anche per gli utenti di consumo. Tra gli altri, particolare rilevanza assumono i Centri di Elaborazione Dati (Data Center), le cui richieste di connessione ammontavano, nel dicembre 2024, a 30 GW. Il loro funzionamento richiede un elevato fabbisogno energetico e, pertanto, saranno necessarie nuove infrastrutture di rete o potenziamenti di elementi esistenti per la loro connessione alla RTN. Tale fenomeno rappresenta, infatti, uno dei driver di aumento di domanda di energia elettrica nei prossimi anni.
- **Capacità strategica di scambio efficiente interzonale:** gli interventi di sviluppo consentiranno di raggiungere le capacità obiettivo al 2030 e al 2040, per abilitare la capacità efficiente tra le zone di mercato, pur garantendo sempre la sicurezza del sistema. Gli incrementi raggiunti tramite gli interventi realizzati all’anno orizzonte 2030 consentiranno di raggiungere un valore di +6,8 GW, mentre al 2040 tenderà a raggiungere oltre 35 GW.

<sup>1</sup> Esclusi pompaggi idroelettrici esistenti.



Considerate le ipotesi derivanti dagli scenari e le esigenze di sviluppo, nel PdS 25 è stato necessario definire un **portfolio di interventi** che sia **in grado di rispondere in modo adeguato alle esigenze della rete e di integrare efficientemente le quote di connessione rinnovabili e non rinnovabili** (FER e non FER), sulla base delle richieste pervenute.

Alla luce di tali necessità, nel PdS 25 sono stati identificati e confermati nel decennio 2025-2034 gli interventi che, in modo integrato, rispondono alle seguenti finalità:

- interventi per l'integrazione delle connessioni FER e non FER;
- interventi interzonal;
- interconnessioni con l'estero;
- interventi intrazonali;
- riassetto rete e interventi per l'incremento della sicurezza.

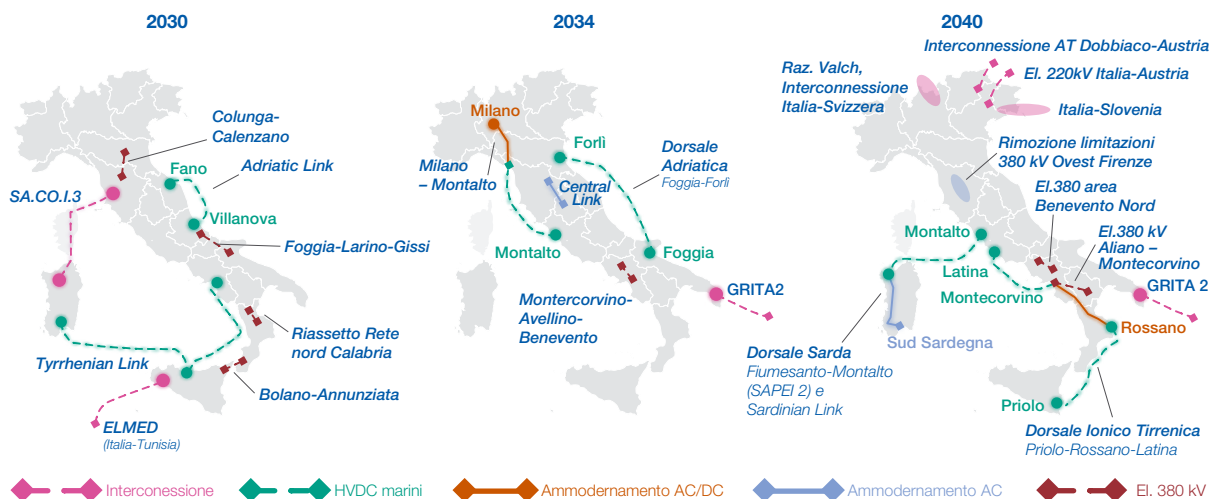
Per quanto riguarda le opere principali, interzonal e intrazonali, la programmazione prevede di realizzare le **capacità target in 3 step**: 2030, 2034, 2040.

Al **2030** sono previste le opere strategiche già autorizzate o prossime all'autorizzazione, tra cui i principali progetti presenti sono: il Tyrrhenian Link (tra Campania, Sicilia e Sardegna), l'Adriatic Link (tra Abruzzo e Marche), il SA.CO.I. 3 (tra Sardegna, Corsica e Toscana), l'interconnessione ELMED (tra Italia e Tunisia), il riassetto Rete nord Calabria, l'elettrodotto 380 kV Foggia – Gissi – Villanova, l'elettrodotto 380 kV Bolano-Paradiso.

Al **2034** sono previsti gli ulteriori rinforzi infrastrutturali funzionali a garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti nello scenario di riferimento, tra cui il collegamento HVDC Milano – Montalto, l'HVDC Foggia – Forlì, il Central Link (tra Umbria e Toscana), l'elettrodotto 380 kV Montecorvino – Benevento, l'interconnessione GRITA2 (progetto prima fase).

Infine, al **2040** sarà completata l'architettura di rete, con la realizzazione dell'HVDC Priolo – Rossano – Montecorvino – Latina, della dorsale Sarda, dell'elettrodotto 380 kV Aliano – Montecorvino e delle interconnessioni GRITA2 (progetto completo), con l'Austria, con la Slovenia e con la Svizzera.

**Figura 1 Evoluzione architettura di rete**



Per quanto riguarda le opere al 2034 non autorizzate, proseguono le attività di studio avanzato relative al **progetto Hypergrid**, propedeutiche alla progettazione del collegamento Milano-Montalto, nonché alla conferma del corridoio Central Link e della Dorsale Adriatica (Foggia-Forlì), **opere strategiche per il perseguimento dei target nell'orizzonte decennale**.

Il Piano di Sviluppo 2025 prevede un programma di investimenti di **oltre 23 miliardi di euro** nell'orizzonte decennale 2025-2034, con un valore complessivo, **oltre l'orizzonte decennale, fino a circa 40 miliardi di euro**.

Si sottolineano **due nuovi elementi del Piano** che, seppur meno rilevanti dal punto di vista economico, hanno un grande valore strategico per il loro impatto nell'evoluzione di sistema:

- la **massimizzazione degli asset esistenti** con nuovi interventi e soluzioni tecnologiche e digitali a bassa intensità di capitale ("capital light"), che contribuiranno all'anticipo dei benefici attesi dall'entrata in servizio delle singole opere degli interventi di Sviluppo, anche durante le fasi intermedie;
- la **Programmazione Territoriale Efficiente (PTE)** che potrà abilitare una pianificazione integrata ed efficiente di Connessioni FER, Accumuli e Data Center con gli interventi di sviluppo della rete e che punta a facilitare il processo di connessione, la condivisione e la trasparenza informativa con gli enti autorizzanti grazie al nuovo Portale digitale TE.R.R.A..

Tra i **principali benefici attesi**, conseguibili attraverso la realizzazione degli interventi del Piano, c'è il **raddoppio della capacità di scambio tra zone di mercato**: si arriverà a oltre 35 GW dai circa 16 attuali.

L'analisi costi-benefici relativa agli interventi a maggior contributo per la transizione energetica, caratterizzati da un elevato aumento della **capacità interzonale (oltre 16 GW** e 2 volte la capacità attuale) e da altre prestazioni funzionali alla Rete di Trasmissione Nazionale, ha dimostrato solidi indici di utilità per il sistema (IUS), a dimostrazione della piena sostenibilità degli investimenti, seppur in un contesto di costi crescenti.

Al 2030 è, inoltre, prevista una **riduzione totale delle emissioni di CO<sub>2</sub>** fino a quasi 2.000 kt/anno, che tenderà sul lungo termine (al 2040) a quasi 12.100 kt/anno.

# Indice

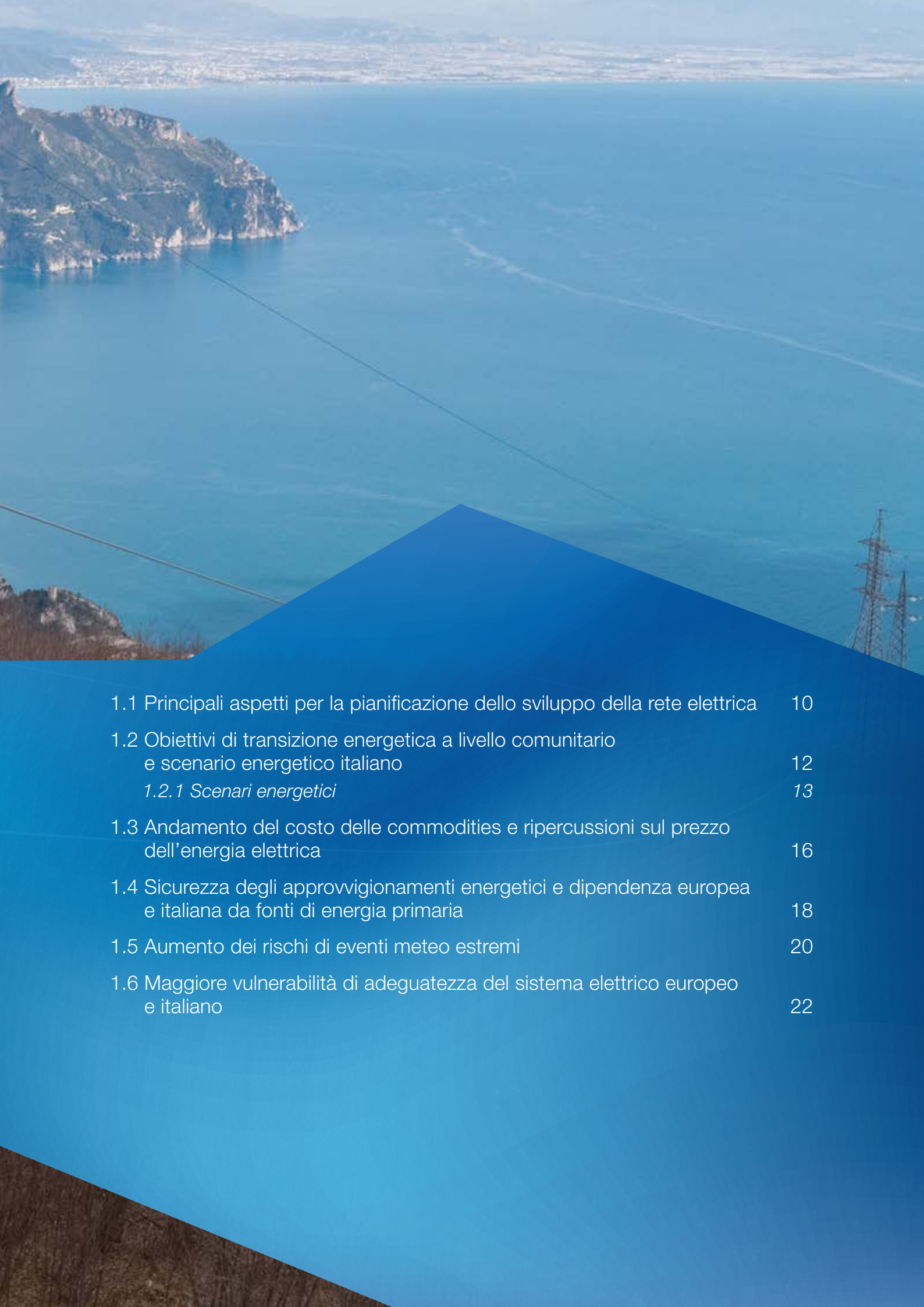
<b>1</b>	<b>Contesto e scenari energetici</b>	<b>8</b>
	1.1 Principali aspetti per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica	10
	1.2 Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano	12
	1.2.1 <i>Scenari energetici</i>	13
	1.3 Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica	16
	1.4 Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea e italiana da fonti di energia primaria	18
	1.5 Aumento dei rischi di eventi meteo estremi	20
	1.6 Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo e italiano	22
<b>2</b>	<b>Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica</b>	<b>24</b>
	2.1 Regolazione infrastrutture	26
	2.2 Mercati a termine per le FER	27
	2.3 Mercato della capacità	28
	2.4 Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)	30
	2.5 Flexibility needs: approfondimento su evoluzione fabbisogno di flessibilità	31

<b>3</b>	<b>Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo</b>	<b>34</b>
	3.1 Integrare le connessioni FER, gli accumuli, le Cabine Primarie e gli utenti di consumo	37
	3.2 Incrementare la capacità di trasporto tra zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico	38
	3.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	43
	3.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, nonché la continuità del servizio	47
	3.5 Garantire la robustezza della rete e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza	47
<b>4</b>	<b>Programmazione Territoriale Efficiente</b>	<b>48</b>
	4.1 Contesto di riferimento	50
	4.2 Le soluzioni proposte da Terna	51
<b>5</b>	<b>Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo</b>	<b>54</b>
	5.1 I principali benefici attesi	56
<b>6</b>	<b>Struttura del Piano di Sviluppo 2025</b>	<b>58</b>



# 1

## Contesto e scenari energetici



1.1 Principali aspetti per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica	10
1.2 Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano	12
1.2.1 <i>Scenari energetici</i>	13
1.3 Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica	16
1.4 Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea e italiana da fonti di energia primaria	18
1.5 Aumento dei rischi di eventi meteo estremi	20
1.6 Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo e italiano	22

# Contesto e scenari energetici



Terna riveste un ruolo centrale nel processo di transizione energetica, sia come **abilitatore di un sistema basato sempre più sulle fonti rinnovabili** sia come leader strategico di questo grande processo. Per raggiungere l'obiettivo globale di decarbonizzazione, infatti, la rete elettrica è il principale fattore abilitante, a cui si aggiungono anche di una serie di temi fondamentali, legati proprio alla complessità del contesto attuale, su cui ci concentreremo nei prossimi paragrafi.

## 1.1 Principali aspetti per la pianificazione dello sviluppo della rete elettrica

### Obiettivi UE di transizione energetica e scenario energetico italiano

Gli obiettivi europei previsti dal pacchetto **Fit-for-55** prevedono una **riduzione del 55% delle emissioni di CO<sub>2</sub>** al 2030, rispetto ai valori del 1990.

Per il rispetto degli obiettivi "Fit-for-55", il PNIEC e, quindi, anche il Documento di **Descrizione degli Scenari 2024**, su cui si basa il PdS 25, indicano che occorrono circa 107 GW di impianti fotovoltaici ed eolici al 2030, rispetto ai 43 GW installati al 2023, al fine garantire che la quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico sia almeno pari al 63%.

Questi obiettivi sfidanti sono pienamente raggiungibili solo attraverso lo **sviluppo coordinato e sinergico** tra:

- Infrastrutture
- Accumuli
- Impianti di produzione rinnovabile

### Costo delle commodity e prezzo dell'energia elettrica

Negli ultimi due anni (2023-2024), **i prezzi del gas** si sono stabilizzati a valori più bassi rispetto ai picchi registrati durante il 2022. Tuttavia, sia i prezzi che la relativa volatilità rimangono a livelli più alti rispetto ai valori pre-crisi, indicando che il mercato sia in un equilibrio fragile.

Di conseguenza, anche i **prezzi dell'elettricità** rimangono a livelli **più alti rispetto ai valori pre-crisi**, essendo fortemente impattati dall'andamento dei prezzi del gas.

A seguito della crisi energetica del 2022, i prezzi del gas si sono stabilizzati mediamente al di sotto dei **50€/MWh** negli ultimi due anni. Tuttavia, sia i prezzi che la relativa volatilità rimangono a livelli più alti rispetto ai valori pre-crisi (10-15 €/MWh).

Di conseguenza, anche i valori del PUN risultano più alti rispetto a quelli del periodo pre-crisi, attestandosi mediamente poco sopra i 100 €/MWh negli ultimi due anni rispetto ai **52€/MWh** registrati nel 2019.

Il prezzo dell'energia per il consumatore domestico tipo in maggior tutela per il 2023 e il 2024 è mediamente pari a 279 €/MWh, più del doppio rispetto ai valori del 2019.

## Sicurezza degli approvvigionamenti energetici

L'UE copre gran parte del suo **fabbisogno energetico** attraverso **importazioni da Paesi extra-UE**. L'Italia, come l'Europa, è un importatore netto di energia anche per le forniture elettriche.

Nel 2023, l'UE ha importato il 58% del suo fabbisogno energetico da Paesi extra-UE.

Nello stesso anno, l'Italia ha soddisfatto il 75% del suo fabbisogno energetico nazionale grazie alle importazioni, mentre il restante 25% è stato coperto dalla produzione nazionale, per la maggior parte rinnovabile.

Il fabbisogno elettrico italiano nel 2023 è stato coperto per circa il 37% da risorse interne al Paese (esclusivamente rinnovabili), la parte restante è stata importata direttamente o indirettamente (per esempio attraverso centrali che convertono gas importato in elettricità).

Nelle previsioni al 2030, la quota FER darà un contributo all'indipendenza energetica di 227 TWh<sup>2</sup> (63% del fabbisogno elettrico).

## Aumento dei rischi di eventi meteo estremi

È ormai indiscusso lo stretto legame tra **cambiamento climatico ed eventi meteorologici** sempre più severi per intensità e frequenza. Anche le infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono state e saranno sempre più esposte a rischi di danni e disalimentazioni, se non saranno messe in campo azioni mirate per prevenire e mitigare gli effetti del climate change.

Incrementare la resilienza della RTN diventa uno dei fattori abilitanti per rispondere alla crisi climatica adottando un approccio innovativo, a supporto della pianificazione degli interventi. Questo approccio deve essere:

- “prospettico” per intercettare l'evoluzione di eventi meteorologici nei prossimi decenni;
- “ingegneristico” per stimare la vulnerabilità degli asset della rete;
- “probabilistico” per valutare guasti e contingenze, oltre al loro impatto sul sistema elettrico.

## Vulnerabilità del sistema elettrico europeo ai rischi di adeguatezza

Nel corso degli ultimi anni **l'adeguatezza del sistema elettrico**, cioè la sua capacità di soddisfare la domanda di energia in ogni ora e in ogni area del Paese, è andata via via deteriorandosi a causa della progressiva riduzione del parco termoelettrico, l'aumento di fenomeni climatici estremi, come le alte temperature estive, e la maggiore variabilità dell'import disponibile alla frontiera Nord (in particolare dalla Francia).

Fra il 2013 e il 2021 si è registrata una riduzione di ben 15 GW della flotta termoelettrica. Nel prossimo futuro la dismissione del parco termoelettrico potrebbe ulteriormente proseguire, con dirette conseguenze sulle condizioni di adeguatezza del sistema, su cui peseranno anche le condizioni di mercato per una parte degli impianti a gas rimanenti.

I cambiamenti climatici in atto, con l'exasperazione di condizioni eccezionali per temperatura e piovosità, hanno effetti negativi e moltiplicativi sull'adeguatezza del sistema perché impattano contemporaneamente sia sulla domanda elettrica europea (a seguito della progressiva elettrificazione degli usi finali ivi inclusa la climatizzazione) sia sulla capacità di generazione (idroelettrico, solare, eolico per ovvi motivi ma anche termico convenzionale per gli effetti delle alte temperature sul derating e sui limiti per il raffreddamento degli impianti).

Non è evidente che negli scenari energetici futuri l'import sarà sempre disponibile in condizioni critiche per la adeguatezza: la progressiva dismissione della **capacità convenzionale** per insostenibilità economica è un fenomeno che interesserà tutti i Paesi europei generando la necessità di strumenti di mercato per evitare una situazione di complessiva carenza di capacità programmabile, cui si aggiungono fenomeni contingenti come la crisi gas e l'indisponibilità del nucleare francese.

<sup>2</sup> Scenario PNIEC Policy 2030 del Documento di Descrizione degli Scenari 2024.

## 1.2 Obiettivi di transizione energetica a livello comunitario e scenario energetico italiano

Gli **scenari energetici** consentono di **tracciare le possibili traiettorie di sviluppo dell'attuale sistema energetico**, fornendo così una base essenziale per individuare e pianificare gli investimenti e gli sviluppi infrastrutturali necessari per abilitare la transizione energetica. Terna insieme a Snam, il gestore della rete di trasporto gas, elabora<sup>3</sup> ogni due anni il **"Documento di Descrizione degli Scenari"** (DDS), propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori. L'edizione 2024 del DDS considera una serie di requisiti normativi e regolatori.

In particolare, gli scenari di Terna e Snam recepiscono le ultime indicazioni del governo, fra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (**PNIEC**), inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea il primo ottobre 2024. Il PNIEC declina, a livello nazionale, gli obiettivi del pacchetto legislativo europeo "Fit-for-55".

Più in dettaglio, il pacchetto legislativo "Fit-for-55"<sup>4</sup> prevede una serie di target specifici a livello europeo, fra cui la riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> del 55% al 2030 rispetto ai valori del 1990. Sempre a livello europeo, la Direttiva sulle Energie Rinnovabili sancisce che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione Europea al 2030 sia almeno pari al 42,5%, mentre la Direttiva sull'Efficienza Energetica impone una riduzione dei consumi energetici del 11,7% al 2030<sup>5</sup>.

Inoltre, la Commissione Europea ha assegnato le quote di "effort sharing" tra Stati membri dell'UE. Per l'Italia, il target di riduzione delle emissioni del settore residenziale e trasporti (c.d. non-ETS) al 2030 rispetto al 2005 è pari al 43,7%. Per i settori ETS (principalmente industria e termoelettrico) il target resta esclusivamente europeo, lasciando al mercato ETS decidere in quale Paese e in quale misura ridurre le emissioni associate a queste attività.

Per il rispetto degli obiettivi "Fit-for-55", il PNIEC e, quindi, anche il Documento di Descrizione degli Scenari 2024, su cui si basa il PdS 25, indicano che occorrono circa 107 GW di impianti fotovoltaici ed eolici al 2030, rispetto ai 43 GW installati al 2023.

<sup>3</sup> Ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas

<sup>4</sup> Ad oggi, il pacchetto Fit-for-55 è stato pienamente adottato dal Consiglio Europeo e dal Parlamento Europeo, con eccezione della Direttiva sulla Tassazione dell'Energia.

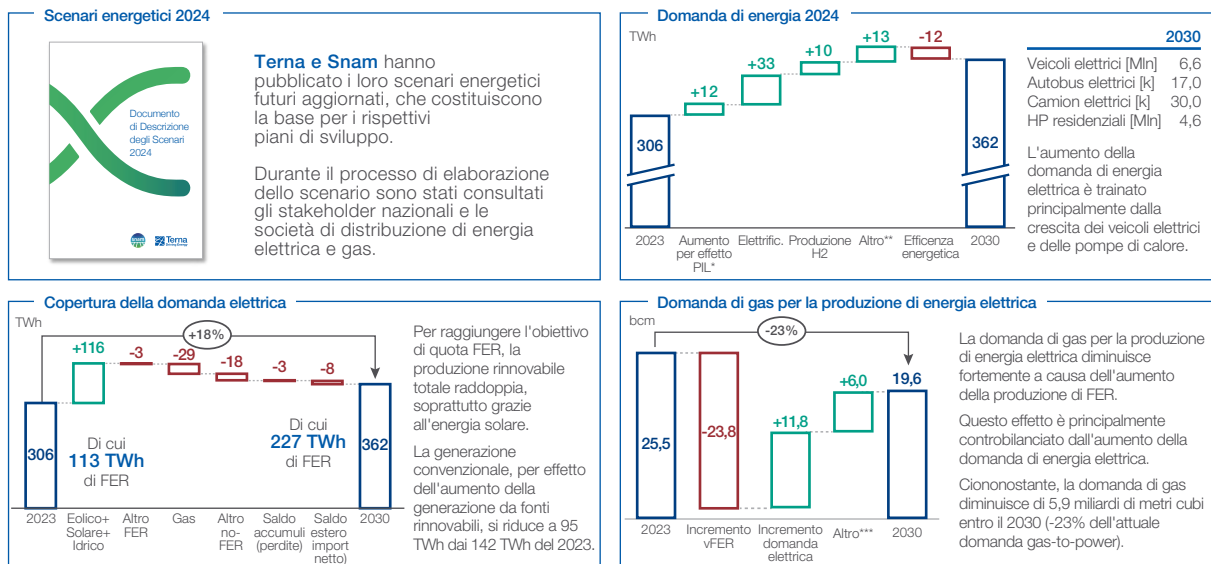
<sup>5</sup> In base all'articolo 1 della Direttiva UE 2023/1791, gli Stati membri garantiscono collettivamente una riduzione del consumo di energia pari almeno all'11,7% nel 2030 rispetto alle proiezioni dello scenario di riferimento UE 2020, così che il consumo di energia finale dell'Unione non superi 763 Mtep.

## 1.2.1 Scenari energetici

Lo scenario energetico di riferimento al 2030 del DDS24 (scenario PNIEC Policy 2030) prevede un **incremento** di +56 TWh del **fabbisogno elettrico complessivo**, il quale passerà dai 306 TWh circa del 2023 sino a 362 TWh al 2030 (di cui +10 TWh destinati alla produzione di idrogeno verde e +33 TWh imputabili alla crescita attesa dei consumi elettrici tra cui spicca il contributo della mobilità elettrica e dei data center).

Lo scenario prevede, inoltre, un raddoppio della produzione elettrica da fonti rinnovabili, da 113 TWh nel 2023 a 227 TWh al 2030, (*Figura 2*). Tale **incremento di produzione di energia rinnovabile** sostituirà una quantità equivalente di produzione termoelettrica a gas. A parità di altre condizioni, la riduzione della generazione a gas comporterebbe quindi un risparmio sui consumi gas di circa 23,8 miliardi di metri cubi. L'effetto di riduzione gas è mitigato dalla crescita del fabbisogno e dal phase-out degli impianti a carbone e olio. Considerando tutti gli effetti, la domanda di gas per termoelettrico potrà diminuire del 23% rispetto al valore del 2023.

**Figura 2 Scenari energetici**



(\*) Correlazione PIL -carico pari al 71%.

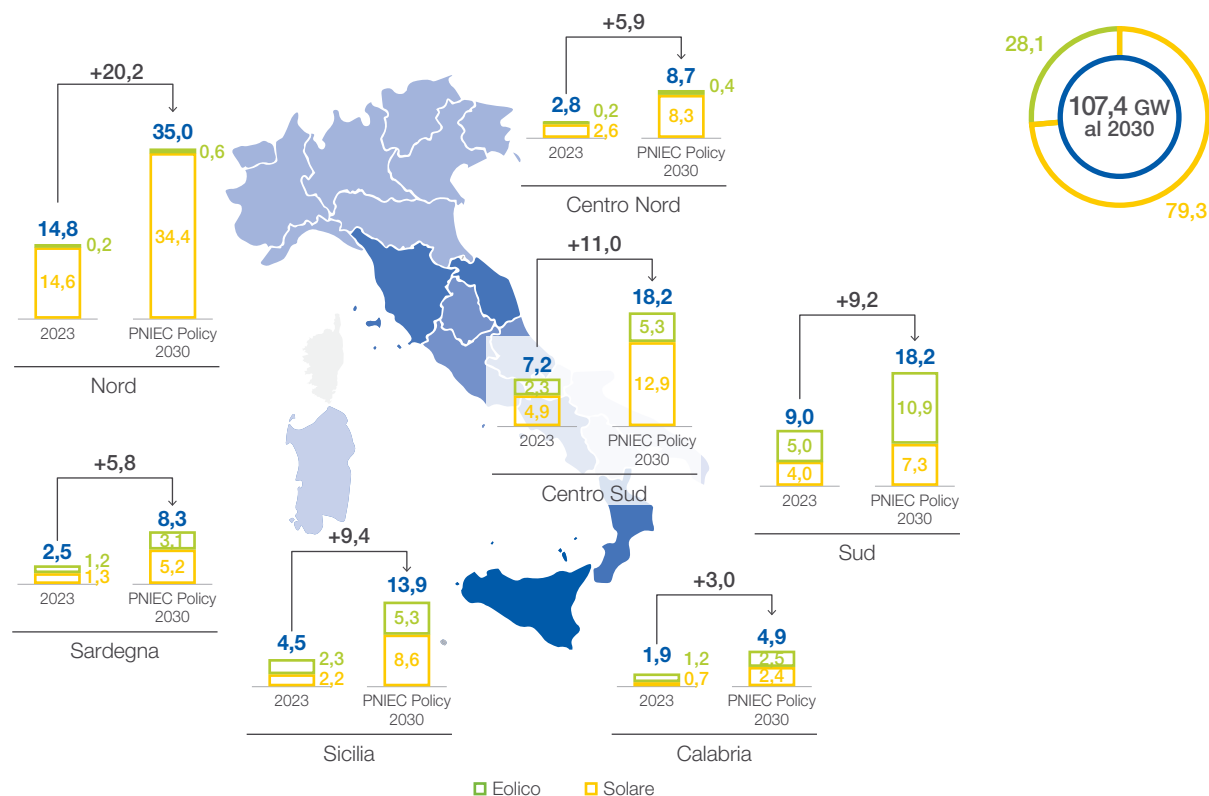
(\*\*) Altro includono data center, produzione di acciaio verde (DRI), aumento delle perdite e altri usi energetici.

(\*\*\*) Altro considerano l'eliminazione graduale del carbone e del petrolio, la riduzione delle importazioni, l'aumento delle perdite e di stoccaggio.

La *Figura 3* mostra l'evoluzione attesa della capacità eolica e solare a livello zonale necessaria per raggiungere i target di decarbonizzazione nello scenario PNIEC Policy 2030. Più nel dettaglio, lo scenario di riferimento al 2030 prevede rispettivamente 28,1 GW e 79,3 GW di capacità eolica e solare, in aumento di +15,8 GW e +49 GW rispetto ai valori installati a fine 2023. La ripartizione zonale delle FER in questo scenario è coerente con quanto previsto dal Decreto Ministeriale del 21 giugno 2024 ("DM Aree Idonee"), che stabilisce i criteri di individuazione, da parte delle Regioni, delle aree idonee all'installazione di impianti rinnovabili, tenendo conto della disponibilità delle risorse, della dislocazione della domanda elettrica e delle caratteristiche dell'infrastruttura di rete, nonché il suo potenziale di sviluppo.

Il nuovo scenario energetico presuppone la realizzazione di un set di opere necessarie e urgenti per incrementare la capacità di trasporto della rete. Queste opere saranno funzionali all'integrazione delle fonti rinnovabili e al processo di transizione energetica in corso, garantendo un livello accettabile di overgeneration e il trasporto dell'energia dal sud Italia verso le regioni del nord a maggior consumo.

**Figura 3 Distribuzione geografica FER (Valori in GW)**



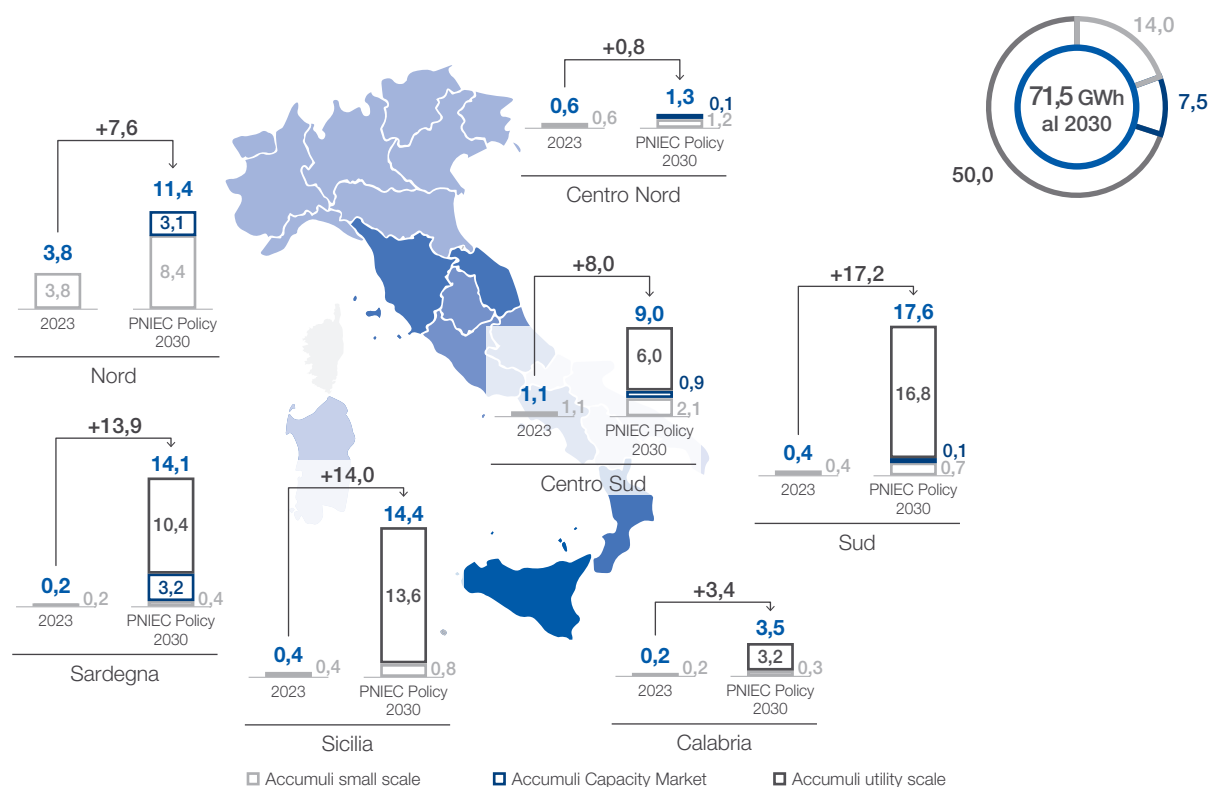
L'integrazione delle nuove FER sarà resa possibile anche grazie allo sviluppo di ingenti volumi di capacità di accumulo. Nello scenario PNIEC Policy 2030 si prevedono circa 122 GWh di capacità di accumulo, così articolati:

- 50 GWh di pompaggi esistenti;
- circa 14 GWh da accumuli di piccola taglia;
- circa 8 GWh di accumuli già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market;
- 50 GWh sono impianti di grande taglia che potranno essere approvvigionati attraverso il MACSE<sup>6</sup> e/o frutto di iniziative private.

<sup>6</sup> Il MACSE è il meccanismo di approvvigionamento a termine di nuova capacità di stoccaggio elettrico, approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)).

È importante sottolineare come lo sviluppo di nuova capacità di accumulo (fra cui quella che sarà contrattualizzata ai sensi del MACSE) si configura come elemento compensativo ulteriore rispetto allo sviluppo della rete necessario per l'integrazione delle FER e sarà strettamente dipendente dalla capacità e localizzazione delle FER realizzate. Gli scenari del DDS prevedono che i nuovi sistemi di accumulo saranno localizzati principalmente nel sud Italia e nelle isole (Figura 4), dove ci si aspetta una maggiore concentrazione di nuove FER. Tuttavia, in ottica di programmazione operativa, sarà opportuno aggiornare periodicamente la localizzazione del fabbisogno accumuli con l'obiettivo di "inseguire" in modo efficiente l'effettiva evoluzione delle risorse di sistema che si verificherà nei prossimi anni.

**Figura 4 Localizzazione accumuli (al netto dei pompaggi esistenti) [GWh]**



## 1.3 Andamento del costo delle commodities e ripercussioni sul prezzo dell'energia elettrica

Nel 2022 si è registrato un forte aumento dei prezzi del gas (Figura 5), con una media<sup>7</sup> di 123 €/MWh e picchi di oltre 300 €/MWh ad agosto 2022. Nel corso degli ultimi due anni, i prezzi si sono poi stabilizzati intorno ai 40-50 €/MWh. Tuttavia, sia i prezzi che la relativa volatilità rimangono a livelli più alti rispetto ai valori pre-crisi (10-15 €/MWh), indicando che il mercato sia in un equilibrio fragile. Il mercato 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").

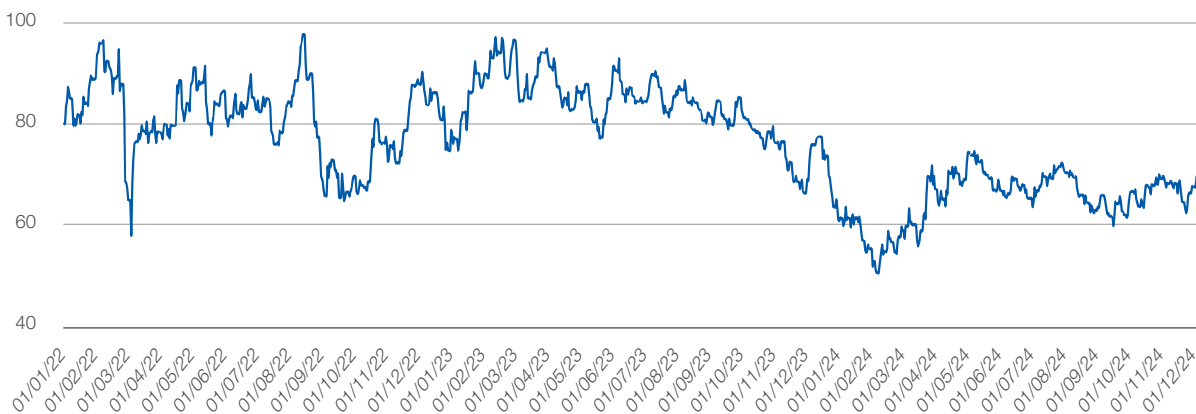
Il mercato gas europeo di oggi è caratterizzato da un crescente volume importato tramite Gas Naturale Liquefatto (GNL) rispetto a quelli importati tramite gasdotto. In tale contesto, la bassa liquidità del mercato globale di GNL comporta alti rischi di volatilità dei prezzi gas europei. Infatti, piccoli cambiamenti dell'equilibrio di mercato sono sufficienti a produrre impatti notevoli sui prezzi, perché l'offerta GNL è relativamente rigida e la domanda gas poco flessibile (in particolare quella per il termoelettrico e per il riscaldamento).

Anche il prezzo della CO<sub>2</sub> (Figura 6), dopo aver raggiunto un picco di quasi 100 euro per tonnellata ad agosto 2022, si è stabilizzato intorno ai 60-70 euro per tonnellata nel corso del 2024, valori comunque più alti rispetto al periodo pre-crisi (20-30 euro per tonnellata).

**Figura 5 Andamento prezzo storico del gas TTF (€/MWh)**



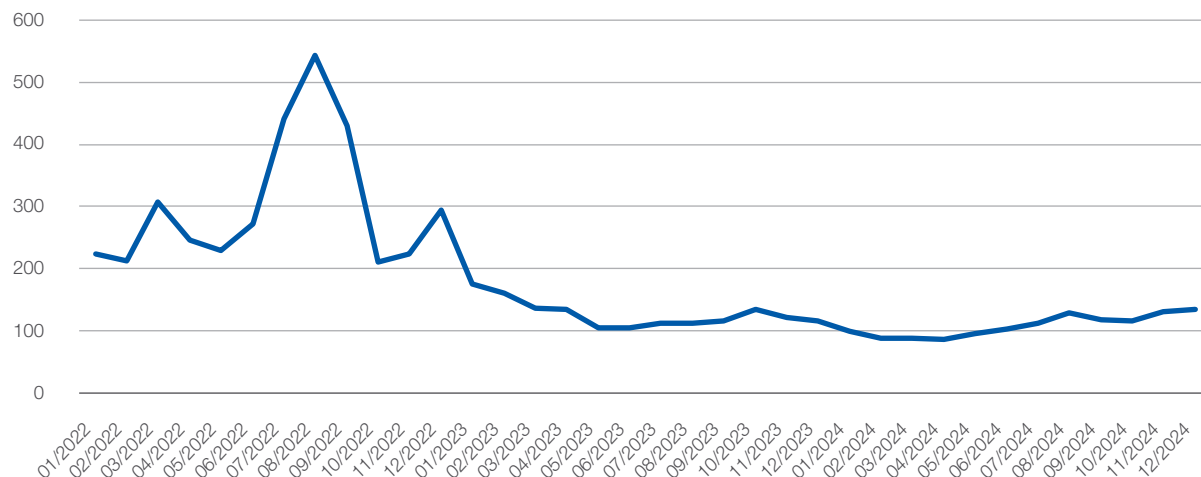
**Figura 6 Andamento prezzo storico della CO<sub>2</sub> (€/t)**



<sup>7</sup> Prezzi del gas TTF - Title Transfer Facility.

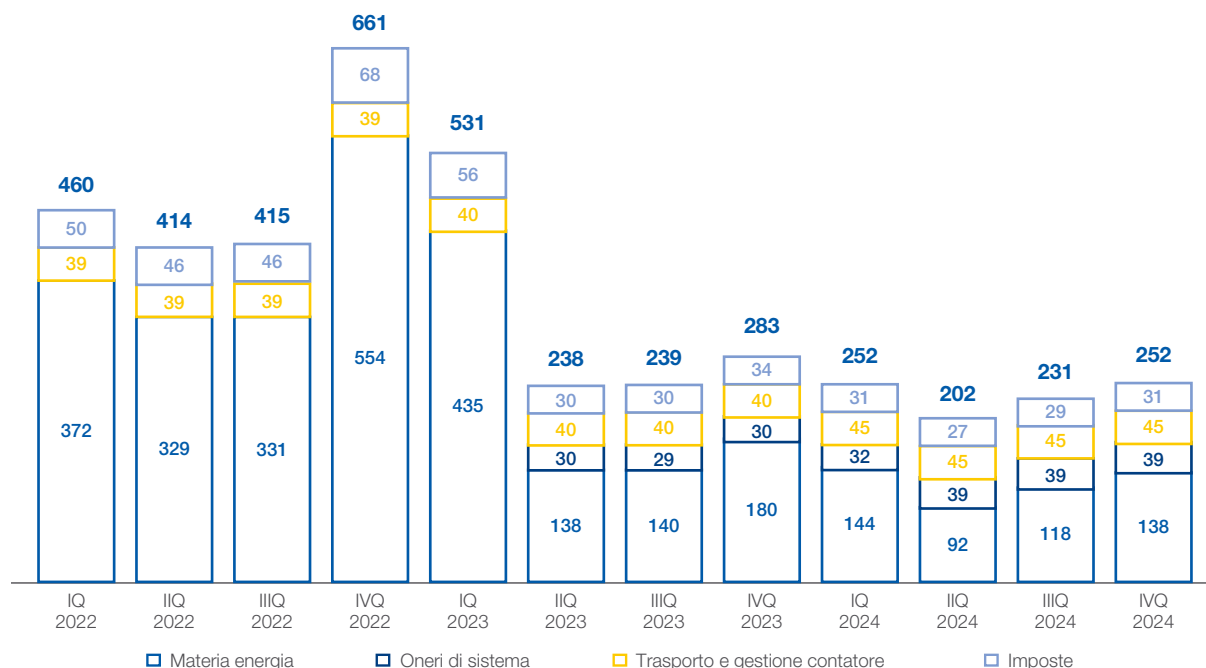
Come conseguenza degli alti prezzi della CO<sub>2</sub> e, soprattutto, del gas, anche i valori del PUN (*Figura 7*) risultano più alti rispetto a quelli del periodo pre-crisi. Nel 2023 e nel 2024, il PUN medio è stato rispettivamente di 127 €/MWh e 109 €/MWh, in calo rispetto ai 304 €/MWh del 2022, ma ancora ben al di sopra dei 52 €/MWh registrati nel 2019.

**Figura 7 Andamento mensile del PUN (€/MWh)**



Gli alti valori del PUN hanno un impatto negativo sui costi sostenuti dai clienti finali per i consumi di energia elettrica. Il prezzo dell'energia per il consumatore domestico tipo<sup>8</sup> in maggior tutela (*Figura 8*) per il 2023 e il 2024 è mediamente pari a 279 €/MWh, un valore comunque più basso rispetto ai picchi registrati durante il 2022 ma più del doppio rispetto ai valori del 2019.

**Figura 8 Prezzo energia elettrica per consumatore tipo in maggior tutela (€/MWh)**



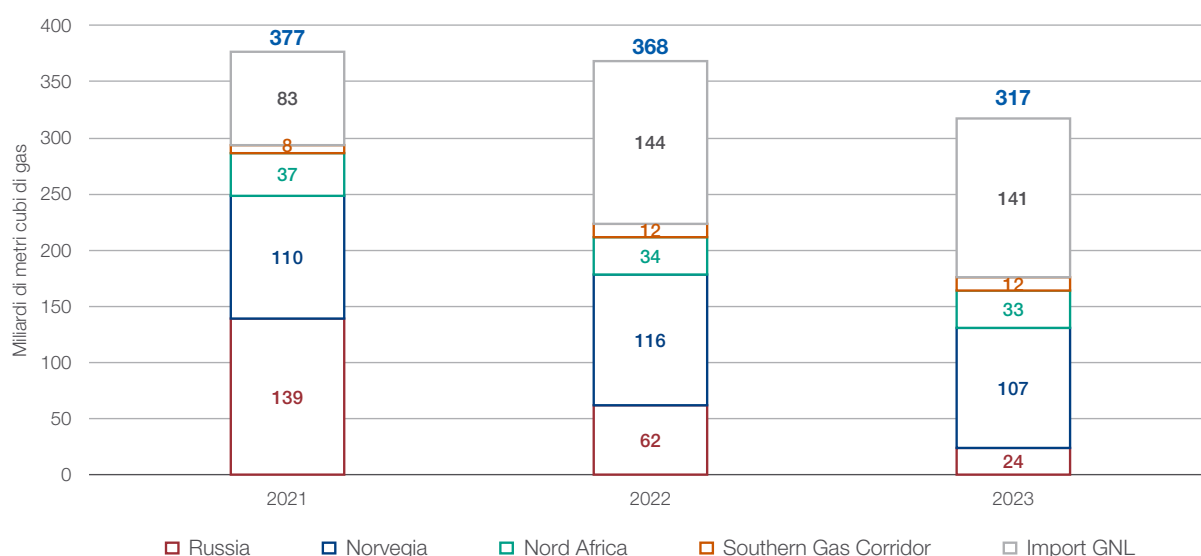
<sup>8</sup> Utenza con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo.

Una delle conseguenze degli elevati prezzi dell'energia elettrica è il contributo agli alti valori dell'inflazione, che in Italia si è assestata all'8,7% nel 2022. Tuttavia, a partire dal 2023, in Italia così come nell'intera Eurozona, si assiste a un ridimensionamento dei valori dell'inflazione grazie all'aumento dei tassi di interesse imposti dalla banca centrale dell'UE. L'inflazione in Italia nel 2023 si è infatti assestata al 6%, mentre per il 2024<sup>9</sup> è pari all'1,1%.

## 1.4 Sicurezza degli approvvigionamenti energetici e dipendenza europea e italiana da fonti di energia primaria

L'Unione Europea è un importatore netto di energia: nel 2023, ha infatti importato circa il 58% del suo fabbisogno energetico da Paesi extra-UE<sup>10</sup>. Storicamente, la Russia è stato il principale fornitore energetico, tuttavia, a seguito dell'avvio della guerra in Ucraina avvenuto a febbraio del 2022, le forniture energetiche russe hanno iniziato a diminuire e a essere gradualmente sostituite da forniture provenienti da altri Paesi. A marzo 2022 la Commissione Europea aveva infatti varato il Piano REPowerEU, anche con l'obiettivo di porre fine alla dipendenza dell'Unione Europea dai combustibili russi. Questo trend risulta particolarmente evidente nel settore del gas naturale, dove le importazioni di gas russo via gasdotto sono diminuite dell'83% in soli 2 anni, dal 2021 al 2023. La [Figura 9](#) mostra, infatti, come la percentuale di gas russo via gasdotto sul totale importato a livello europeo sia infatti scesa dal 37% nel 2021 all'8% nel 2023, principalmente grazie alla progressiva sostituzione di gas russo con GNL.

**Figura 9 Importazioni di gas naturale (gasdotti e GNL) in Europa<sup>11</sup>, fonte Bloomberg**



L'Italia, come l'Europa, è un importatore netto di energia: nel 2023, il 75%<sup>12</sup> del fabbisogno energetico nazionale (144 Mtep) è stato soddisfatto grazie alle importazioni, mentre il restante 25% è stato coperto dalla produzione nazionale<sup>13</sup>, per la maggior parte rinnovabile ([Figura 10](#)). Così come per l'Europa, anche per l'Italia il gas russo è stato ridotto drasticamente, passando dal 40% nel 2021 al solo 4% nel 2023, anno in cui la maggior parte del fabbisogno gas italiano è stato soddisfatto dal gas algerino (38%) e dal GNL (27%)<sup>14</sup>.

<sup>9</sup> I valori di inflazione si riferiscono all'indice IPCA (Indice dei Prezzi al Consumo Armonizzato). Fonte: EUROSTAT, gennaio 2025.

<sup>10</sup> Elaborazione Terna su dati Eurostat

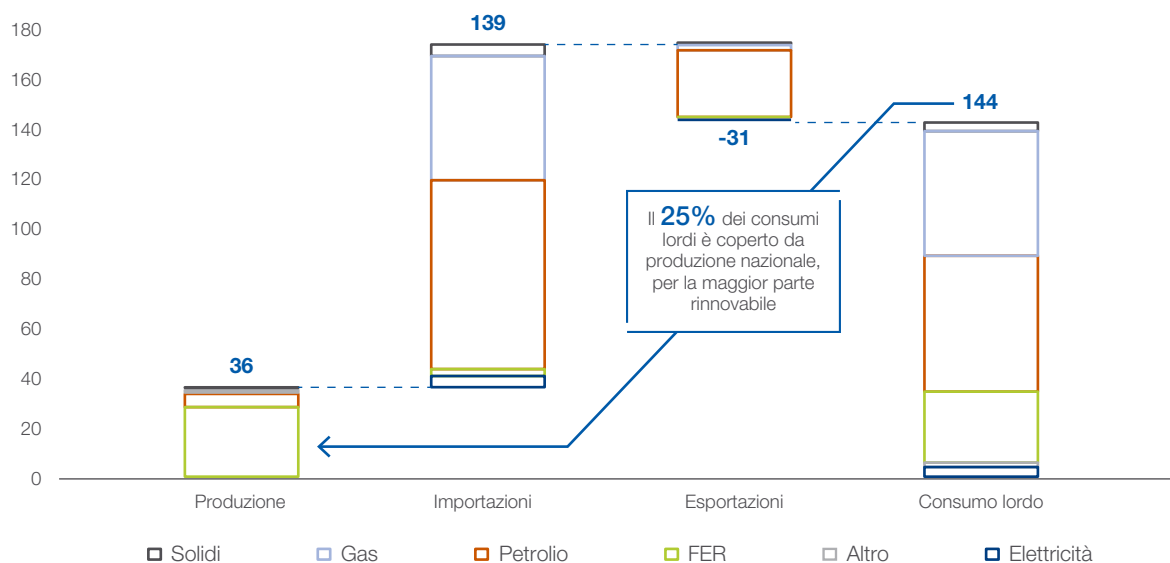
<sup>11</sup> L'Europa non include la Turchia, Ucraina, Moldavia e Norvegia

<sup>12</sup> Fonte: Eurostat. La dipendenza energetica è calcolata come il rapporto tra le importazioni nette di energia (ossia la differenza tra le importazioni e le esportazioni) e il consumo lordo (spesso denominato «energia lorda disponibile»).

<sup>13</sup> Fonte: Eurostat. La produzione comprende anche i prodotti recuperati e riciclati e la variazione delle scorte.

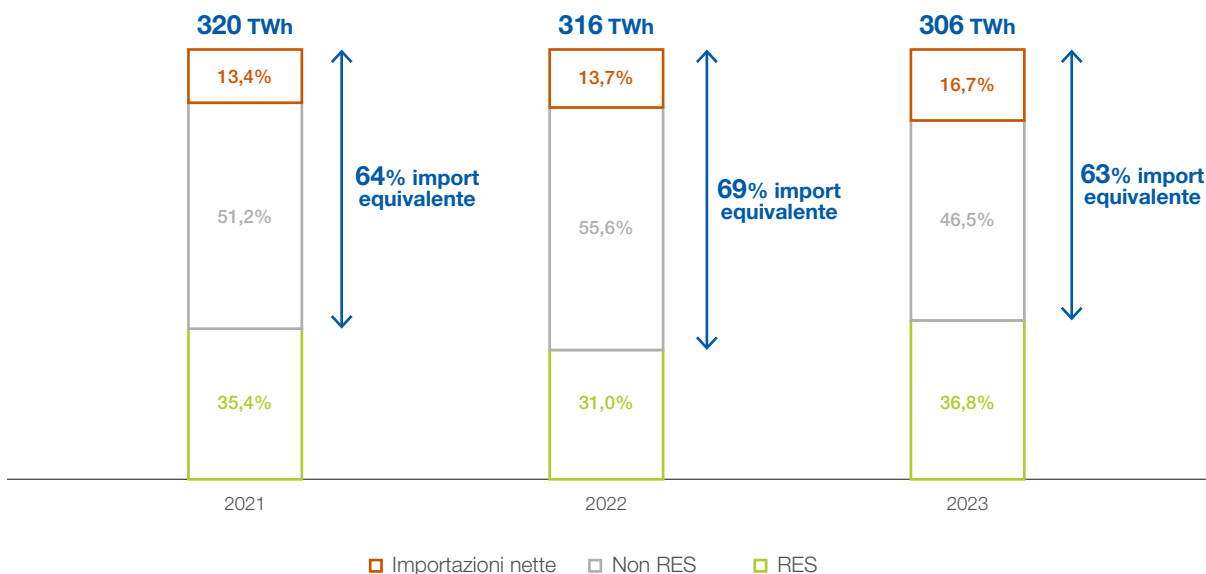
<sup>14</sup> Dati MASE e SNAM.

**Figura 10 Energia disponibile lorda in Italia per fonte, dati 2023 (Mtep<sup>15</sup>)**



Anche il bilancio dell'energia primaria utilizzata per le forniture elettriche conferma questa dipendenza se consideriamo che nel 2023 il fabbisogno di energia elettrica<sup>16</sup> di 306 TWh è stato coperto per circa il 37% da risorse interne al Paese, esclusivamente Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), mentre il restante 63% è stato importato in maniera diretta tramite elettrodotti (16,7%) o indiretta tramite altre fonti (46,5%). Infatti, la produzione da impianti termoelettrici rappresenta una forma indiretta di importazione, considerando che gli impianti trasformano una fonte energetica importata (principalmente gas) in energia elettrica (Figura 11).

**Figura 11 Approvvigionamento elettrico per fonte in Italia (%)**



<sup>15</sup> Fonte: Eurostat. La "Produzione primaria" include anche le variazioni degli stoccaggi.

<sup>16</sup> Fonte: Statistiche Terna.

## 1.5 Aumento dei rischi di eventi meteo estremi

In un'epoca caratterizzata da grandi sfide globali, come quella del cambiamento climatico, è fondamentale adottare strategie per il futuro che siano efficaci, sostenibili e innovative.

È ormai evidente come al surriscaldamento globale sia strettamente legato il verificarsi di eventi meteorologici severi, che si susseguono in modo contrastante, variabile e repentino con impatti fisici, economici e sociali sempre più importanti e di rilievo.

Anche le infrastrutture della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sono sottoposte agli effetti del cambiamento climatico: gli eventi severi registrati negli ultimi anni portano, infatti, conseguenti possibili impatti negativi sulla continuità del servizio elettrico (*Figura 12*).

**Figura 12** *Principali impatti per eventi climatici estremi avvenuti negli ultimi 15 anni sulla RTN*



Le analisi degli eventi storici evidenziano come le principali cause di disservizio della RTN siano legate sia alla formazione di manicotti di neve che, appesantendo le linee, ne determinano il cedimento, sia al vento forte, con i suoi effetti diretti e indiretti per la caduta delle piante sui conduttori.

Anche le alluvioni, gli smottamenti e le frane hanno rilevanti conseguenze su linee e stazioni, così come il deposito di materiali inquinanti che provoca scariche elettriche sugli isolatori.

A tali eventi si aggiungono gli incendi innescati anche dalle alte temperature che possono coinvolgere direttamente gli asset provocando guasti o che richiedono il fuori servizio per favorirne le attività di spegnimento.

Avere, pertanto, un'infrastruttura elettrica robusta e resiliente ai possibili danni causati dalla crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi, diventa uno dei fattori abilitanti per rispondere al cambiamento climatico.

Nell'ambito del *climate assessment*, Terna si è dotata di uno strumento, la **Metodologia Resilienza**, il cui carattere prospettico per intercettare l'evoluzione e l'impatto del clima nei prossimi decenni, nonché il carattere probabilistico necessario a valutare guasti e contingenze multiple e il conseguente rischio di energia non fornita sulla rete a seguito del verificarsi di eventi meteorologici severi, consentono di implementare una pianificazione efficace ed efficiente degli interventi per l'incremento della resilienza della rete.

Tale strumento, che trova la sua applicazione nel Piano Resilienza di Terna, consente di identificare e ampliare gli interventi infrastrutturali che, grazie alla diversificazione tecnologica, aumentano la magliatura e l'affidabilità della rete, a cui si affiancano interventi di natura *capital light* per mitigare e/o ridurre i tempi di disservizio causati da eventi climatici severi.

Il tema della resilienza, inoltre, assume sempre più un carattere digitale con l'identificazione di soluzioni innovative e tecnologiche, finalizzate al monitoraggio degli asset elettrici e alla riduzione del tempo di ripristino del disservizio e/o della disalimentazione provocata da eventi meteorologici severi. A sostegno di tale aspetto vi è la nuova misura definita a livello europeo con il REPowerEU, attraverso il quale sono stati approvati 140 milioni di euro di finanziamenti a fondo perduto per l'utilizzo di tecniche IoT per la raccolta capillare delle informazioni sugli asset Terna e che, unitamente ad algoritmi complessi di calcolo, garantiscono un funzionamento ottimale e resiliente del sistema elettrico.



## 1.6 Maggiore vulnerabilità di adeguatezza del sistema elettrico europeo e italiano

Il **marginale di adeguatezza** è un parametro deterministico che individua, per ciascuna area geografica e periodo di analisi, la differenza tra:

- la somma della capacità di generazione disponibile e dell'importazione di energia elettrica dalle aree contigue, ivi inclusi i contributi di accumuli e demand-side-response;
- il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione (intesa come capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento).

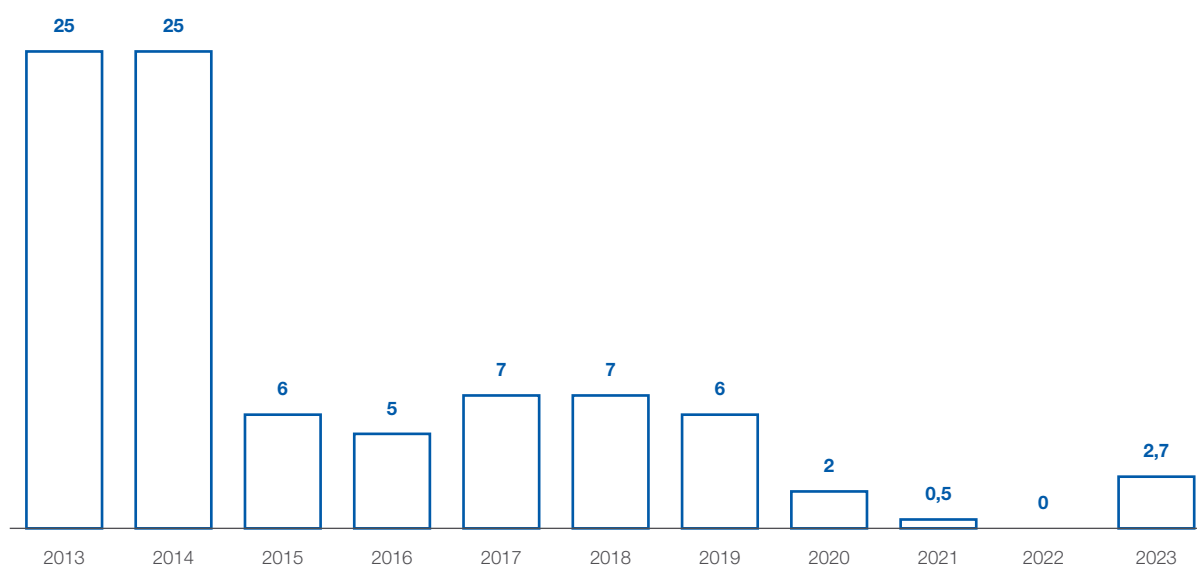
La progressiva riduzione della capacità di produzione disponibile e del contributo dell'import dai Paesi europei limitrofi, registrata negli anni passati, hanno avuto come prima conseguenza la riduzione del margine di adeguatezza del sistema. La prima riduzione rilevante del margine di adeguatezza è stata raggiunta tra il 2014 e il 2015 (-76%), attestandosi, per i successivi quattro anni, tra i 5 e i 7 GW (*Figura 13*).

Negli anni successivi il margine si è ulteriormente ridotto fino ad annullarsi nel 2022, quando il sistema elettrico è stato soggetto a diversi fenomeni contemporaneamente: una prolungata siccità che ha causato una forte limitazione dalla produzione idroelettrica e lo stop di diverse centrali termoelettriche che non potevano più raffreddarsi, durante periodi di elevato fabbisogno a seguito delle alte temperature e una scarsa disponibilità di import dai Paesi confinanti.

La situazione dello stato di idraulicità del sistema è migliorata col passare dei mesi, arrivando ad avere margini positivi nel 2023, grazie anche ai primi benefici del **Capacity Market**, nonostante si siano registrati dei picchi di domanda di 59 GW.

Infatti, tramite le aste sinora svolte e relative agli anni di consegna 2022, 2023, 2024, 2025 e 2026 sono stati approvvigionati oltre 8 GW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP), il cui progressivo ingresso in esercizio sta contribuendo e contribuirà alla stabilizzazione e crescita del margine minimo di adeguatezza e, parallelamente, al completamento del processo di dismissione degli impianti più inquinanti, sia nel continente che nelle principali isole. A riguardo, oltre alle aste sinora svolte, Terna ha pianificato l'esecuzione di ulteriori due aste, relative agli anni di consegna 2027 e 2028.

**Figura 13 Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2023**



Quanto sperimentato negli scorsi anni mostra come le trasformazioni che stanno riguardando il parco di generazione europeo (decarbonizzazione, distribuzione della generazione, penetrazione della generazione intermittente), stiano rendendo il sistema elettrico più esposto alle variabilità dei fenomeni climatici e alle condizioni dei Paesi confinanti.

Oltre a svolgere un ruolo fondamentale per l’adeguatezza del sistema, mitigando situazioni potenzialmente critiche, il Capacity Market ha permesso anche di procedere con il progressivo abbandono del carbone, secondo le tempistiche previste dal PNIEC, che vedrà il phase out completo degli impianti alimentati a carbone sul continente entro la fine del 2025.

**Tabella 1** *Dismissioni della capacità a carbone sul Continente*

MESE/ANNO	CAPACITÀ ABILITATA ALLA DISMISSIONE (MW)	VINCOLI TECNICI ALLA DISMISSIONE
Entro Dicembre 2024	605	Entrata in servizio della capacità di generazione e accumulo contrattualizzata nelle aste CM
Entro Aprile 2025	1.210	
Entro Gennaio 2026	1.865	

Fonte: PNIEC.

Inoltre, grazie all’entrata in servizio di nuovi impianti, il Capacity Market ha permesso di dismettere quelli maggiormente vetusti, rendendo il parco di generazione più efficiente (*Tabella 1*).

È importante sottolineare come lo strumento del Capacity Market consente non solo di garantire l’adeguatezza del sistema elettrico, ma anche di tutelare i fornitori e i consumatori dal rischio di una volatilità futura dei prezzi dell’energia elettrica. Il Capacity Market, a livello europeo, è già una realtà non soltanto in Italia, ma anche in Francia, in Belgio, in Irlanda e in Polonia. In particolare in Italia, così come anche in Irlanda e nel Belgio<sup>17</sup>, il meccanismo prevede l’applicazione di una “payback clause” quando il prezzo dell’energia supera una certa soglia, di fatto contribuendo a limitare la volatilità dei prezzi. La Germania, invece, ha scelto un disegno di mercato sostanzialmente opposto, facendo quasi esclusivamente affidamento sui mercati spot, senza aver sviluppato meccanismi di contrattualizzazione a termine in grado di proteggere i consumatori dalla volatilità dei prezzi. Nelle ore di elevata produzione rinnovabile la Germania gode di un prezzo basso (sempre più spesso addirittura negativo), mentre nelle ore di bassa ventosità si possono registrare prezzi estremamente elevati, proprio come successo nei giorni 11 e 12 dicembre 2024.

<sup>17</sup> Fonte: Florence School of regulation, Capacity Mechanism, 30 luglio 2024.



2.1 Regolazione infrastrutture	26
2.2 Mercati a termine per le FER	27
2.3 Mercato della capacità	28
2.4 Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)	30
2.5 Flexibility needs: approfondimento su evoluzione fabbisogno di flessibilità	31



# 2

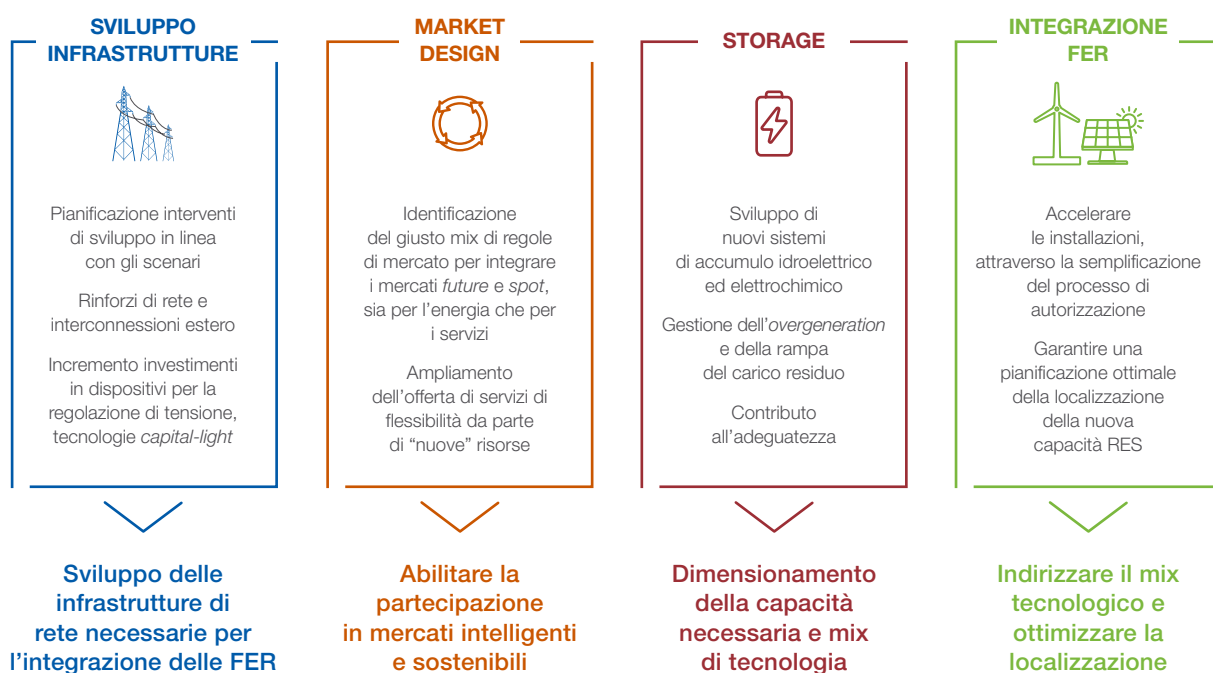
## Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica

# Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica

## 2.1 Regolazione infrastrutture

La realizzazione delle opere strumentali al raggiungimento degli obiettivi di politica energetica nei tempi preventivati richiede inevitabilmente una **forte accelerazione degli investimenti** nel settore energetico e ancor di più in quello elettrico.

**Figura 14 Fattori abilitanti per la transizione energetica**



Investimenti che dovranno essere convogliati, in larga misura, nello **sviluppo della nuova capacità FER, degli accumuli e reti di trasmissione e distribuzione**, da effettuare attraverso un approccio coordinato così da minimizzare la spesa per il sistema nel suo complesso.

In tale contesto, si inserisce la riforma organica della regolamentazione del dispacciamento elettrico prevista dal **Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)**, approvata con la delibera ARERA 345/2023 e in vigore a partire dal 1° gennaio 2025 tramite un processo di implementazione per fasi. Il TIDE persegue gli obiettivi di **rispondere alle sfide poste dalla trasformazione del sistema elettrico**, sempre più caratterizzato da fonti rinnovabili non programmabili e, in parallelo, **razionalizzare gli aspetti regolatori del dispacciamento**, tenendo conto del quadro normativo e regolatorio europeo<sup>18</sup>. Si introducono, infatti, diverse novità destinate a influenzare il funzionamento sia dei mercati dell'energia sia del mercato dei servizi in Italia.

Per favorire la realizzazione in tempi rapidi degli investimenti necessari, il framework regolatorio, in particolare quello tariffario, assume un ruolo centrale nel fornire gli strumenti e gli stimoli necessari ad assicurare uno sviluppo infrastrutturale coerente con l'evoluzione del sistema energetico nazionale.

<sup>18</sup> Ad esempio, si riportano Regolamento 943/2019 e Regolamento 2195/2017

Contesto e scenari energetici	<b>Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica</b>	Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo	Programmazione Territoriale Efficiente	Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo	Struttura del Piano di Sviluppo 2025
-------------------------------	--	---	--	--	--------------------------------------

A tal proposito, si ritiene che la nuova **Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio (ROSS)**, che vedrà la sua completa applicazione con la definizione delle regole sul ROSS integrale, consentirà di **adeguare le attuali logiche di riconoscimento dei costi della trasmissione elettrica agli obiettivi di sostegno della transizione energetica**, garantendo al contempo sia la finanziabilità degli investimenti sia il costante allineamento degli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori.

A tal riguardo, è fondamentale la presenza di **strumenti incentivanti output based** per assicurare una piena coerenza tra gli obiettivi di sistema da raggiungere e garantire una maggior selettività e priorità negli investimenti in base all'utilità degli stessi e le conseguenti azioni delle imprese regolate. Nel corso di questi ultimi anni, la regolazione output-based si è infatti dimostrata uno strumento efficace nell'**orientare gli investimenti e gli interventi di Terna verso quelli a maggiore utilità** per il sistema elettrico, generando notevoli risparmi per i clienti finali. Ne sono un esempio l'incentivazione a ridurre i costi per l'approvvigionamento di risorse sul mercato dei servizi per il dispacciamento e gli incentivi alla risoluzione delle congestioni tra le zone.

## 2.2 Mercati a termine per le FER

Oltre a una forte semplificazione dei procedimenti autorizzativi, uno sviluppo delle FER coerente con gli scenari previsti dai pacchetti europei "Fit-for-55" e "REPowerEU" non può prescindere dai **meccanismi di contrattualizzazione a termine**, che ne garantiscano la realizzazione, riducendone i relativi costi di sviluppo. I mercati spot dell'energia, infatti, tendono a esprimere prezzi in linea con il costo variabile della tecnologia marginale, rappresentata, allo stato attuale, dagli impianti alimentati a gas nella maggior parte delle ore dell'anno. Tuttavia, in un mercato con una crescente penetrazione di impianti rinnovabili che, come noto, sono caratterizzati da costi variabili molto bassi, i prezzi dei mercati dell'energia tenderanno a ridursi e, conseguentemente, potrebbero non garantire sufficiente stimolo allo sviluppo di ulteriori impianti rinnovabili, aumentandone, in ogni caso, il premio di rischio.

Nell'ultimo biennio e rispetto al precedente Piano, ci sono stati **elementi di novità** che contribuiranno alla gestione del sistema elettrico anche alla luce delle evoluzioni attese per la transizione energetica. Il sistema di contrattualizzazione a termine previsto dall'articolo 6 del decreto legislativo dell'8 novembre 2021, n. 199 e declinato nello schema di decreto consultato dal MASE (c.d. FERX) tra agosto e settembre del 2023 permetterà di:

1. garantire la piena finanziabilità di iniziative FER anche in un contesto diverso da quello attuale, caratterizzato da una riduzione dei prezzi dei mercati energetici;
2. ridurre il premio di rischio delle iniziative, garantendo un flusso di ricavi certi agli operatori;
3. evitare che, in condizioni di forti tensioni sui mercati come quelle registrate nel 2021 e nel 2022, le (nuove) FER vengano remunerate sui mercati dell'energia al prezzo definito da tecnologie alimentate da combustibili fossili.

In particolare, lo schema di decreto prevede:

- la stipula di contratti alle differenze a due vie (CfD), con il riconoscimento del corrispettivo anche nel caso di «taglio» della produzione;
- la definizione di contingentati distinti per tecnologia e la valorizzazione a regime della localizzazione geografica degli impianti in fase di selezione.



## 2.3 Mercato della capacità

Il **mercato della capacità (Capacity Market)** consente la realizzazione di nuova capacità tramite **meccanismi di contrattualizzazione a termine**, così da garantire l'**adeguatezza del sistema elettrico** in un momento in cui è caratterizzato da una profonda trasformazione in atto del parco di generazione. L'obiettivo del meccanismo è quello di accompagnare la fase di **transizione verso le rinnovabili** permettendo la dismissione degli impianti più inefficienti e inquinanti attraverso l'ingresso programmato o il mantenimento in funzione di capacità più efficiente e flessibile e meno inquinante.

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di durata annuale, nel caso di capacità esistente, o pluriennali, nel caso di capacità di nuova realizzazione, aggiudicati attraverso aste competitive.

La partecipazione alle **aste**, organizzate da Terna, è aperta agli operatori titolari di unità di produzione, sia programmabili che non programmabili. Questi, relativamente alla capacità produttiva contrattualizzata a seguito dell'asta, acquisiscono:

- l'obbligo di offrire la capacità nei mercati dell'energia e dei servizi (se abilitati);
- il diritto a ricevere da Terna un premio fisso annuo stabilito;
- l'obbligo di restituire a Terna l'eventuale differenza positiva fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi e il prezzo di esercizio definito da ARERA.

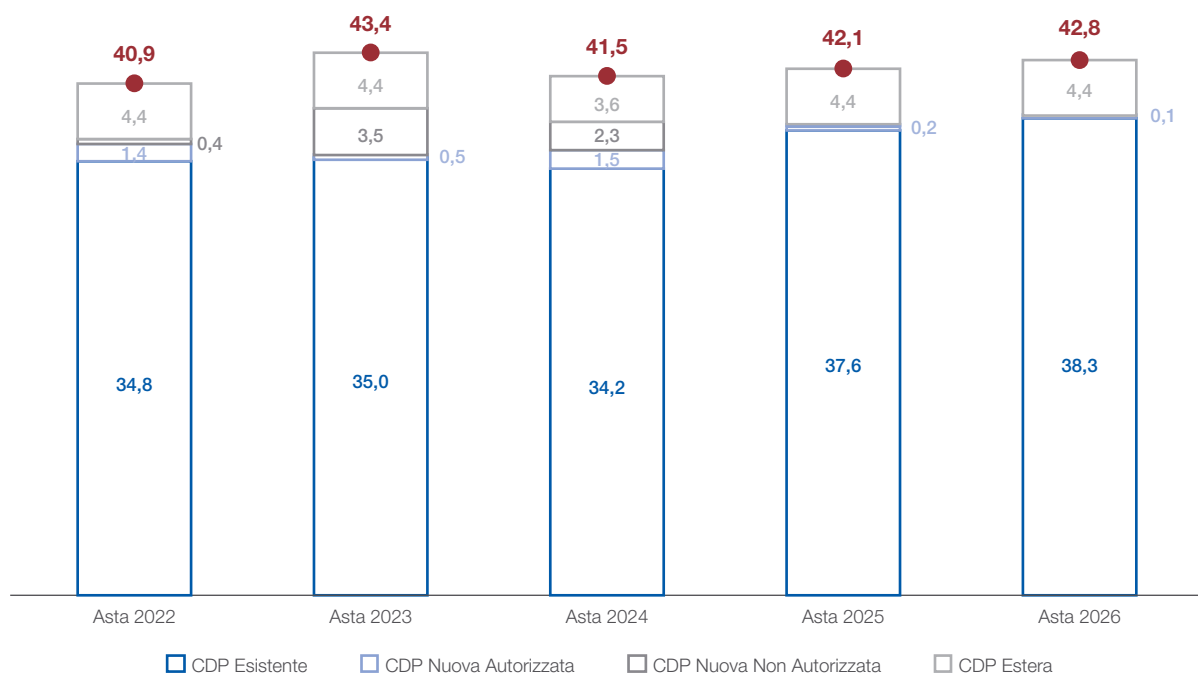
Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere.

Tramite le aste relative agli anni di consegna dal 2022 al 2026, **sono stati approvvigionati oltre 8 GW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP)**. Questa capacità ha già supportato e continuerà a contribuire al completamento del processo di dismissione degli impianti più inquinanti, sia nel continente che nelle principali isole (*Figura 15*).



Di seguito si riportano i quantitativi di capacità assegnata nelle aste sinora svolte<sup>19</sup>, distinguendo tra capacità esistente, capacità nuova (autorizzata e non) e capacità estera.

**Figura 15 Capacità assegnata nelle aste (GW)**



<sup>19</sup> I risultati riportati non tengono conto delle risoluzioni dei contratti di capacità nuova, pari a circa 1,5 GW.

## 2.4 Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE)

Parallelamente all'installazione di nuova capacità da fonti rinnovabili, **è indispensabile realizzare nuova capacità di stoccaggio elettrico**: il **target** individuato da Terna nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS24) prevede **50 GWh** di nuova capacità relativa a impianti di grande taglia **entro il 2030**, ubicata in larga parte nell'Italia meridionale e nelle isole maggiori dove è atteso che vengano realizzati rispettivamente 20 GWh e 24 GWh di nuovi impianti di stoccaggio elettrico.

I sistemi di accumulo elettrico consentiranno di conservare l'energia generata dalle fonti rinnovabili durante le ore di surplus, per poi restituirla alla rete quando la produzione da tali fonti non è adeguata a soddisfare il fabbisogno.

Per dotare il sistema elettrico nazionale di tale capacità di stoccaggio, il D.Lgs. n. 210 del 2021 ha introdotto un **meccanismo di contrattualizzazione a termine** dedicato a tali risorse: il **MACSE** (acronimo di Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico). Tale meccanismo prevede aste organizzate da Terna per la conclusione di contratti a lungo termine per lo sviluppo di nuovi impianti di stoccaggio.

Tali impianti, oltre a consentire un'efficace integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico tramite la fornitura del servizio di time-shifting, permetteranno anche di:

- offrire un contributo in termini di adeguatezza del sistema;
- risolvere congestioni di rete tra le zone e all'interno delle zone;
- offrire servizi di regolazione di tensione, inerzia, potenza di corto-circuito, riserva e bilanciamento.

Le procedure concorsuali del MACSE **inizialmente riguarderanno soprattutto le tecnologie consolidate**, ossia che sono state riconosciute per la loro maturità tecnologica, come le batterie agli ioni di litio e gli impianti idroelettrici di pompaggio. Tuttavia, si prevede che **fino al 10%** del contingente messo a gara in ciascuna asta possa essere assegnato a **tecnologie emergenti**.

A fronte del riconoscimento del premio d'asta, i soggetti assegnatari si impegnano a realizzare e rendere disponibile la capacità di stoccaggio concordata, che sarà poi offerta sui mercati all'ingrosso e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), con specifiche modalità. Per ulteriori dettagli sul MACSE e sulle modalità di svolgimento delle aste, è disponibile un focus ad hoc all'interno del Fascicolo 4.

## 2.5 Flexibility needs: approfondimento su evoluzione fabbisogno di flessibilità

### L'evoluzione del fabbisogno di flessibilità

La flessibilità di un sistema elettrico è da intendersi come la **capacità del sistema stesso di far fronte alla variabilità e all'incertezza** che il fabbisogno e la generazione da **fonti rinnovabili non programmabili** introducono nel sistema in tempi diversi, fornendo tutta l'energia richiesta dai consumatori, minimizzando i costi di sistema e mantenendo il curtailment al di sotto di un definito livello di accettabilità. La transizione energetica comporta un incremento progressivo, non necessariamente lineare, della **complessità di gestione del sistema** che sarà caratterizzato da overgeneration strutturale all'aumentare della capacità rinnovabile installata, da una curva di carico residuo nulla o negativa, da significative rampe di carico positive e negative, da picchi di carico sostenuti, nonché da una disponibilità progressivamente più limitata di tecnologie regolanti programmabili e infine da potenziali fenomeni dinamici di instabilità. Per gestire queste complessità il sistema dovrà far ricorso a **contributi di flessibilità crescenti**.

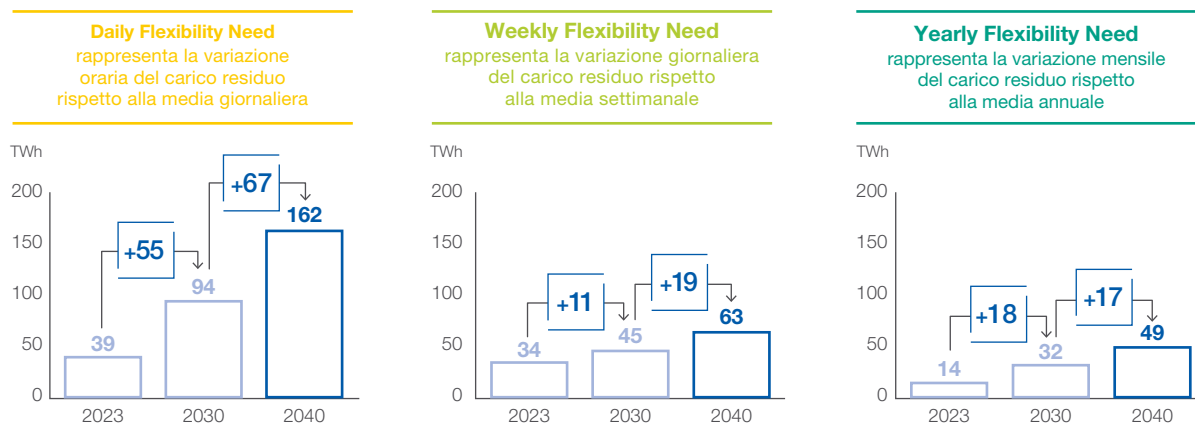
Una rappresentazione quantitativa, seppur semplificata, delle implicazioni di tale progressivo incremento di complessità può essere effettuata attraverso degli **indicatori** che analizzano la **variabilità del carico residuo**. Questi indicatori, introdotti già da alcuni anni, per i quali sono presenti in letteratura diverse pubblicazioni (Artelys, JRC<sup>20</sup>), sono necessari per la quantificazione delle «**Flexibility Needs**» a livello nazionale, richiesta dalla Commissione Europea nella Riforma del mercato elettrico. Questi studi si basano su una metodologia per l'analisi della variabilità del carico residuo condivisa a livello europeo (ENTSO-E e EU DSO Entity) e alla base del **Flexibility National Assessment** che ogni Stato Membro sarà obbligato a predisporre.

Considerando la variabilità del carico residuo come **indicatore qualitativo del fabbisogno di flessibilità del sistema**, è possibile differenziare su diverse scale temporali in funzione dei fenomeni fisici coinvolti: giornaliera, settimanale, mensile. In considerazione degli scenari futuri, l'aumento della capacità installata rinnovabile determinerà un aumento del fabbisogno di flessibilità su tutte le scale temporali. In **Figura 16** sono messi a confronto in termini di fabbisogno di flessibilità l'anno 2023, lo scenario 2030 PNIEC Policy e lo scenario 2040 DE-IT descritti nel DDS24. Nello specifico, focalizzandosi sul 2030 si osserva quanto segue:

- aumento dell'indicatore su **scala giornaliera** del **+41%** (da 39 TWh a 94 TWh) essenzialmente come conseguenza della forte penetrazione attesa della produzione fotovoltaica;
- aumento dell'indicatore su **scala settimanale** del **+32%** (da 34 TWh a 45 TWh), che dipende principalmente dalla crescita attesa della produzione eolica;
- aumento dell'indicatore su **scala annuale** del **+28%** (da 14 TWh a 32 TWh), influenzato dalla stagionalità di sole e vento nonché dagli effetti della progressiva elettrificazione del riscaldamento.

Le analisi effettuate da Terna dimostrano pertanto come la **sfida maggiore nei prossimi anni** sarà rappresentata dalla **gestione del fabbisogno di flessibilità giornaliero**, il quale richiederà la necessità di risorse in grado di rendere disponibile al sistema una modifica ciclica e sistematica del loro profilo di immissione e/o prelievo per accomodare la generazione rinnovabile (essenzialmente fotovoltaica) in eccesso strutturale nelle ore centrali della giornata.

<sup>20</sup> Artelys (METIS Studies), Design of flexibility portfolios at Member State level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables electricity, 2019.  
Koolen, D., De Felice, M. and Busch, S., "Flexibility requirements and the role of storage in future European power systems, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, doi:10.2760/384443, JRC130519.

**Figura 16 Flexibility Needs negli scenari futuri**

In sostanza, saranno necessarie risorse che sistematicamente accumuleranno l'energia del sole nella fascia centrale del giorno e la renderanno disponibile nel resto della giornata. Questa funzione sarà primariamente svolta da accumuli fisici (pompaggi e batterie) ma, perlomeno dal punto di vista teorico, potrebbe anche essere svolta da accumuli "virtuali" come, per esempio, gli aggregati di risorse distribuite. Gli aggregati di risorse quali auto elettriche e pompe di calore presentano una capacità di accumulo «embedded» (batterie o inerzia termica degli edifici) e possono modificare il loro profilo di scambio con la rete.

## Abilitazione delle risorse distribuite

Le risorse distribuite aggregate, che generalmente forniscono un servizio di Demand Response, possono fornire un contributo alla gestione del sistema elettrico nazionale, sia tramite il mercato dell'energia in forma indiretta che tramite quello dei servizi ancillari in forma diretta. Queste risorse che possono supportare la rete sia fornendo una riduzione del carico, funzionale alla gestione dell'adeguatezza operativa, sia fornendo uno spostamento temporale del consumo (servizio di Load Shifting), associabile alla programmazione e al bilanciamento fino al tempo reale, saranno uno strumento complementare agli accumuli a disposizione del TSO per aumentare la flessibilità del sistema. In particolare, il servizio di Load Shifting sarà associato a tecnologie dei settori residenziale e commerciale considerando che il segmento della flessibilità industriale è limitato da vincoli di processo.

La flessibilità distribuita di piccola taglia e aggregata è comunque un segmento che richiede maggiori approfondimenti sia tecnologici che commerciali. Infatti, al momento esistono alcuni limiti che riducono la partecipazione di queste risorse ai mercati: per esempio, sono assenti standard tecnologici e sono onerosi i processi di ingaggio e gestione commerciale.

Terna è fortemente impegnata nella abilitazione della flessibilità distribuita con molteplici iniziative a diverso grado di maturità fortemente sinergiche tra loro: progetti di ricerca finanziati dalla Commissione Europea (e.g. OSMOSE, BeFlexible, FLOW), progetti di ricerca applicata e studi con centri di eccellenza italiani e internazionali, progetti pilota a supporto dell'evoluzione della regolazione nazionale (e.g. Pilota UVAM, Pilota coordinamento TSO-DSO) partecipazioni societarie, programmi di Energy System Innovation (e.g. ESI E-mobility, ESI Heating & Cooling, ESI Aggregato).





3.1 Integrare le connessioni FER, gli accumuli, le Cabine Primarie e gli utenti di consumo	37
3.2 Incrementare la capacità di trasporto tra zone di mercato e risolvere le congestioni del sistema elettrico	38
3.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero	43
3.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, nonché la continuità del servizio	47
3.5 Garantire la robustezza della rete e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza	47



# 3

## Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo

# Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo

Alla luce delle sfide che caratterizzeranno il sistema elettrico in ragione dei trend di evoluzione attesi negli scenari energetici previsionali e dei cambiamenti climatici in atto, nell'ambito della pianificazione dello sviluppo della rete di trasmissione è necessario soddisfare i seguenti obiettivi del sistema elettrico:



**INTEGRARE le FER  
ACCUMULI  
CP e UTENTI DI  
CONSUMO**



**INCREMENTARE  
LA CAPACITÀ DI  
TRASPORTO TRA  
LE ZONE DI  
MERCATO E  
RISOLVERE LE  
CONGESTIONI  
DEL SISTEMA  
ELETTRICO**



**SVILUPPARE LE  
INTERCONNESSIONI  
CON L'ESTERO**



**MIGLIORARE I LIVELLI  
DI SICUREZZA, QUALITÀ  
E RESILIENZA DEL  
SISTEMA ELETTRICO,  
AL FINE DI GARANTIRE LA  
COSTANTE COPERTURA  
DELLA DOMANDA  
ELETTRICA, NONCHÉ  
LA CONTINUITÀ DEL  
SERVIZIO**



**GARANTIRE LA  
ROBUSTEZZA DELLA  
RETE E SMORZARE  
LE OSCILLAZIONI  
INTERSISTEMICHE A  
BASSA FREQUENZA**

### 3.1 Integrare le connessioni FER, gli accumuli, le Cabine Primarie e gli utenti di consumo

Lo sviluppo delle infrastrutture di rete deve necessariamente essere orientato a garantire l'integrazione efficiente delle **energie rinnovabili** in forte crescita, nonché a creare le condizioni ottimali per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione, in linea con lo scenario previsto di sviluppo delle rinnovabili e di nuova capacità di accumulo.

Inoltre, per gestire le repentine variazioni di generazione dovute all'aleatorietà della fonte energetica primaria e per veicolare, indirizzare e controllare i flussi di energia prodotta, **risultano necessari gli sviluppi infrastrutturali programmati nei precedenti Piani di Sviluppo**, che consentano di **integrare efficientemente la nuova generazione rinnovabile**, aumentando la **capacità di transito fra le Zone di Mercato**. Tra i principali progetti di sviluppo abilitanti e funzionali all'integrazione di nuova capacità rinnovabile, vi sono ad esempio il Tyrrhenian Link, l'Adriatic Link e il progetto Hypergrid.

In aggiunta, lo sviluppo infrastrutturale tiene conto anche della connessione alla RTN degli **utenti di consumo**, noti anche come utenti passivi, che prelevano direttamente energia dalla RTN e includono impianti ad alto consumo energetico. Anche per queste tipologie di connessioni non FER, **nell'ultimo biennio** si è registrato un **notevole incremento** favorito, tra gli altri, dall'accesso a contribuzione PNRR da parte dei soggetti proponenti per particolari tipologie di progetti (es. Cold Ironing, Alta Velocità Ferroviaria) e dalle innovazioni tecnologiche per lo sviluppo di nuovi **Data Center**.

Tra le richieste di connessione non FER, anche nel caso delle richieste attive **Cabine Primarie (CP)**<sup>21</sup> si è registrato un **aumento** dovuto principalmente ai fenomeni di **elettrificazione dei consumi** e alla crescita di impianti di generazione distribuita che stanno portando i vari distributori (DSO) a realizzare numerose nuove CP che si è chiamati a interconnettere alla RTN o a potenziare infrastrutture esistenti. Anche per alcune Cabine Primarie, i distributori hanno avuto accesso a contribuzione PNRR.

Per tutti questi fenomeni, il **Piano di Sviluppo risponde all'esigenza di pianificare la quota di connessioni FER e non FER da integrare sulla rete AT**, in termini di opere infrastrutturali propedeutiche alla loro connessione:

- per le richieste di connessione FER, si considera la **quota FER** da integrare sulla rete AT **nell'orizzonte decennale**, stimata sulla base degli scenari e pari a **circa 43 GW**. Tale stima viene effettuata considerando l'incremento totale della capacità rinnovabile di oltre 65 GW al 2030 e ulteriori 20 GW al 2034 (rispetto al 2023), al netto delle quote che saranno connesse sulla rete del distributore;

<sup>21</sup> Infrastrutture elettriche di proprietà dei DSO che interconnettono la RTN con le reti di media e bassa tensione per aumentare la qualità del servizio.

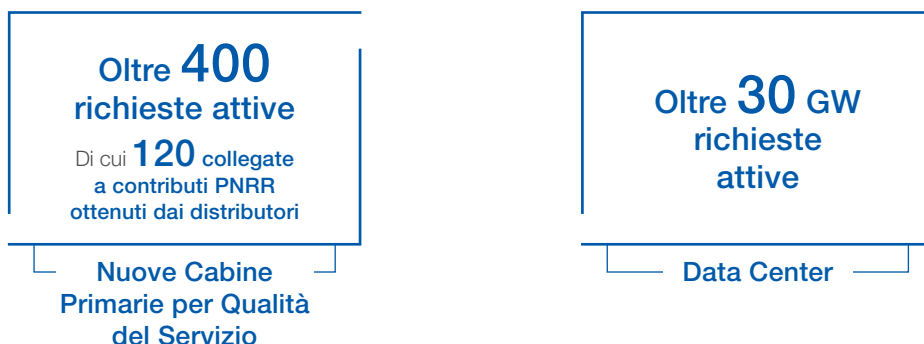
- per l'integrazione di **nuova capacità di accumulo**, si prevedono **~50 GWh** di tipologia **utility scale**. La stima di quanto sia esattamente da connettere su rete AT dipenderà dalla maturità e localizzazione delle richieste esistenti, in quanto le richieste di connessione in stato avanzato sono spesso in prossimità di impianti di produzione/siti industriali con infrastrutture elettriche esistenti;
- per le **richieste di connessione NON FER** (Cabine Primarie e utenti di consumo), Terna è incaricata anche dell'autorizzazione delle opere di rete per la connessione, oltre che dalla realizzazione delle opere di rete propedeutiche alla connessione stessa. La loro pianificazione segue logiche di ottimizzazione ed efficienza, prioritizzando quanto collegato a contribuzione PNRR e/o altri fenomeni di carattere urgente (es. Cabine Primarie funzionali ai Giochi Olimpici del 2026).

Il monitoraggio continuo di tali richieste e delle relative stime e prospettive future pone le basi per una programmazione efficiente e sostenibile degli investimenti infrastrutturali sulla RTN.

**Figura 17 Integrazione di nuova capacità rinnovabile e di accumulo**



**Figura 18 Connessione di Cabine Primarie e Utenti di Consumo (richieste attive al 31 dicembre 2024)**



## 3.2 Incrementare la capacità di trasporto tra le zone di mercato e risoluzione delle congestioni del sistema elettrico

A seguito dell'analisi dei segnali provenienti dai mercati dell'energia e degli esiti delle simulazioni di mercato (cfr. Fascicolo "Esigenze di sviluppo - I nuovi progetti") Terna ha previsto la realizzazione di una serie di **interventi** funzionali a **garantire il superamento delle congestioni tra le zone di mercato**, per rendere la produzione più efficiente e incrementare la disponibilità di risorse nel mercato dei servizi di dispacciamento (per maggiori dettagli si faccia riferimento al Fascicolo "Benefici di sistema e analisi robustezza rete").

Per far fronte alle già presenti criticità di rete, si introduce la **necessità di identificare ulteriori interventi** a integrazione di quelli già previsti nel Piano di Sviluppo (PdS), in ottica di **ottimizzazione degli investimenti** sulla rete di trasmissione nazionale (RTN) garantendo i **massimi benefici** ottenibili per il sistema incrementando lo sfruttamento delle infrastrutture RTN esistenti.

Contesto e scenari energetici	Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica	<b>Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo</b>	Programmazione Territoriale Efficiente	Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo	Struttura del Piano di Sviluppo 2025
-------------------------------	---	--	--	--	--------------------------------------

Tra i principali interventi di sviluppo che contribuiranno a incrementare la capacità di scambio, oltre ai già citati progetti abilitanti l'integrazione delle FER, si prevedono, ad esempio, i nuovi collegamenti 380 kV Bolano-Annunziata, Foggia-Gissi, Colunga-Calenzano, Montecorvino-Benevento e i nuovi interventi per la massimizzazione degli asset esistenti.

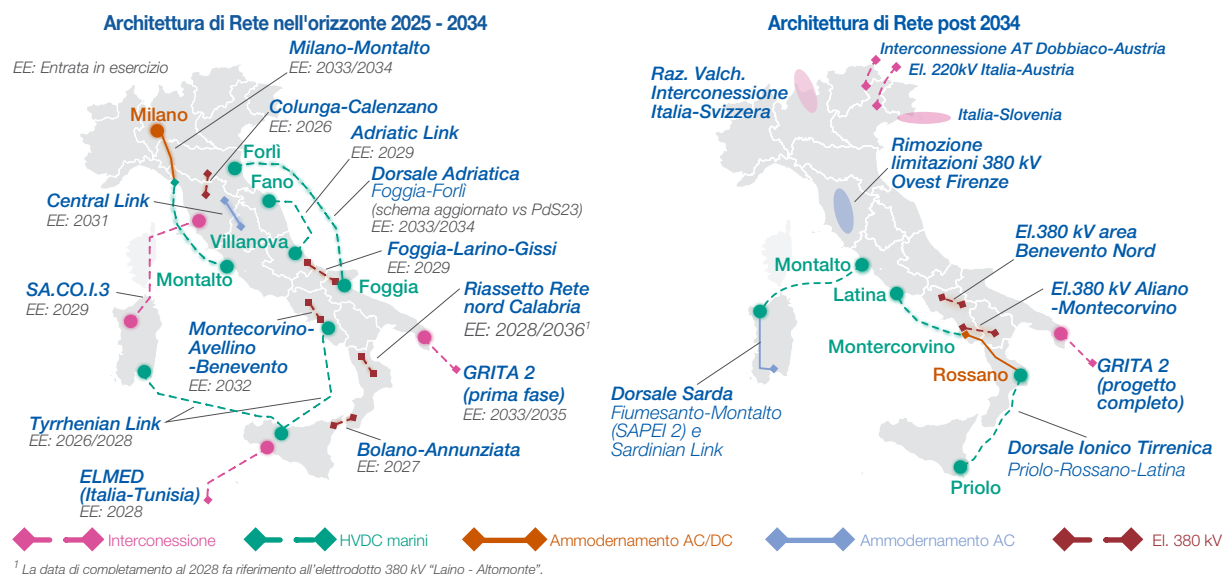
In funzione di una visione olistica del sistema elettrico nazionale, gli interventi del Piano di Sviluppo 2025 perseguono l'obiettivo di creare sinergia con le opere di sviluppo già pianificate (nel PdS 2023 e precedenti) e con le infrastrutture esistenti al fine di garantire la massima sicurezza e flessibilità di esercizio.

L'**architettura di rete al 2034 e al 2040** tiene conto della sinergia tra il progetto Hypergrid e gli interventi su rete AAT già pianificati, al fine di:

1. gestire in maniera ottimale gli scambi di energia intrazonali;
2. garantire il trasferimento dell'energia prodotta dagli impianti rinnovabili verso le zone di alto consumo;
3. assicurare una piena controllabilità dei flussi in tutte le direzioni;
4. sostenere il mutuo soccorso tra le varie zone di mercato in caso di necessità.

Nella **Figura 19** si riportano i principali interventi di sviluppo previsti entro il 2034 e il 2040.

**Figura 19 Principali interventi previsti nell'orizzonte decennale di Piano e post 2034**



L'architettura di rete prevista tiene conto dei seguenti progetti principali:

1. **El 380 kV Bolano Annunziata** (codice 555-P): nuovo elettrodotto sottomarino 380 kV Bolano-Annunziata tra Sicilia e Calabria autorizzato a settembre 2024, per favorire l'integrazione della nuova generazione FER prevista in Sicilia e al Sud Italia.
2. **Tyrrhenian Link** (codice 723-P): nuova interconnessione in corrente continua (HVDC) tra Sardegna, Sicilia e Continente, suddivisa in due tratte, Sardegna - Sicilia (West link autorizzato a settembre 2023) e Sicilia - Continente (East link autorizzato a settembre 2022).
3. **Elmed** (codice 601-I): nuovo collegamento in corrente continua (HVDC) tra Italia e Tunisia. L'opera è ritenuta di rilevanza strategica per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo.
4. **Adriatic Link** (codice 436-P): nuovo collegamento in corrente continua (HVDC) tra le stazioni di Villanova e Fano che consente di incrementare la capacità di trasporto tra Centro Sud e Centro Nord. Le attività del progetto, avviate nel 2022, hanno portato all'ottenimento del decreto autorizzativo a gennaio 2024.

5. **SACOI III** (codice 301-P): nuovo HVDC che collega Toscana e Sardegna tra le stazioni di Suvereto e Codrongianos. Il progetto ha ottenuto il decreto autorizzativo a settembre 2023.
6. **El. 380 kV Montecorvino- Benevento** (codice 506-P): nuovo elettrodotto 380 kV tra le stazioni di Montecorvino e Benevento, prevedendo il passaggio per la SE 380 kV Avellino N..
7. **L'HVDC Milano – Montalto** (codice 355-P/HG-1): collegherà il Lazio alla Lombardia passando per la Liguria e comprenderà un collegamento marino HVDC e il riutilizzo delle dorsali AC esistenti.
8. Il **Central Link** (codice 356-P/HG-2): ricostruzione dell'attuale linea a 220 kV tra Villavalle (Umbria) e S. Barbara (Toscana), prevedendo l'impiego di sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico denominati "5 Fasi".
9. La **Dorsale Sarda** (codice 732-P/HG-3), che comprende:
  - l'**HVDC Fiumesanto – Montalto** (cd. "Sapei 2"): nuovo collegamento sottomarino tra le stazioni esistenti di Fiumesanto in Sardegna e di Montalto nel Lazio;
  - Il **Sardinian Link**: consistente nella ricostruzione della rete 220 kV nell'entroterra sardo mediante la sostituzione dei tralicci attuali con sostegni innovativi a basso impatto elettromagnetico denominati "5 Fasi".
10. La **Dorsale Ionica – Tirrenica** (HVDC Priolo - Rossano – Latina, codice 563-P/HG-4) che collegherà la Sicilia al Lazio con una stazione intermedia sita in Calabria (Rossano). La Dorsale Ionica-Tirrenica comprende tre tratti HVDC:
  - **HVDC marino** tra la stazione di conversione di Latina e una stazione di transizione aereo-cavo situata nei pressi di Montecorvino;
  - **ammodernamento in DC** mediante ricostruzione su medesimo tracciato o in adiacenza delle stesse fino a  $\pm 525$  kVcc in corrente continua degli attuali elettrodotti in corrente alternata Rossano-Laino (380 kV) e Laino-Tuscano (220 kV). Il nuovo collegamento si attesterà da un lato alla stazione di transizione aereo-cavo nei pressi di Montecorvino e dall'altro a una nuova stazione di conversione presso Rossano;
  - **HVDC marino** tra la stazione di conversione di Rossano e una nuova stazione di conversione da localizzarsi nei pressi del sito di Priolo in Sicilia.
11. La **Dorsale Adriatica** (codice 447-P/HG-5) che nella sua soluzione tecnologica prevede un unico collegamento HVDC tra i nodi estremi di Foggia e Forlì con tensione fino a  $\pm 525$  kVcc, che garantirà il rafforzamento del corridoio adriatico per gli scambi di energia su questa dorsale.

In sintesi, il progetto Hypergrid unitamente a tutti gli interventi previsti sulla rete AAT e gli interventi Capital Light inclusi nel PdS 2025, in continuità con il PdS 2023, consentiranno di raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione comunitari, favorendo la connessione degli impianti rinnovabili attesi.

A conferma dei benefici relativi agli interventi che maggiormente concorrono al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e al raggiungimento della transizione energetica, l'analisi costi-benefici ne ha dimostrato anche la piena sostenibilità attraverso solidi indici di utilità per il sistema (IUS), nonostante uno sfidante contesto di costi crescenti.

Nel **Piano di Sviluppo 2025** della Rete elettrica di Trasmissione Nazionale, Terna si pone l'obiettivo di estrarre **maggior valore dagli asset esistenti**, tramite interventi di tipo "**capital light**", che si basano su **strumenti e soluzioni innovative a bassa intensità di capitale**, che si affiancano ai tradizionali interventi infrastrutturali, consentendo di perseguire **benefici per la rete** in termini di:

- incremento dei limiti di transito tra Zone di Mercato;
- mitigazione congestioni intrazonali;
- massimizzazione della produzione FER e riduzione del curtailment;
- massimizzazione e anticipo dei benefici attesi dall'entrata in servizio delle singole opere degli interventi di Sviluppo, anche durante le fasi intermedie.

Gli interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico sugli asset RTN, descritti nei paragrafi successivi, sono mirati dunque a ottenere il massimo rendimento delle infrastrutture di rete e, a seconda delle criticità su cui vanno ad agire, rispondono alle seguenti necessità principali:

### Integrazione efficiente delle fonti rinnovabili

In particolare considerando gli obiettivi nazionali di incremento della capacità FER installata, intervenendo tramite soluzioni che abilitino la nuova capacità con tempistiche coerenti all'entrata in esercizio dei nuovi impianti di generazione FER.

### Incremento della capacità di scambio tra zone di mercato

I conseguenti benefici per il sistema e le utenze derivano da una riduzione delle ore di congestione e delle differenze di prezzo dell'energia tra le zone di mercato.

### Ridurre il consumo di suolo

Si preferiscono, laddove applicabile, soluzioni incrementali o di massimizzazione delle potenzialità degli asset esistenti evitando di prevedere infrastrutture aggiuntive.

### Gestire potenziali criticità di rete

Criticità di rete dovute a possibili variazioni di scenario di concretizzazione di impianti FER tramite la pianificazione di attività di rimozioni limitazioni e aggiornamento tecnologico su asset esistenti con tempistiche di intervento adeguate.

In particolare, gli **interventi che massimizzano gli asset** finalizzati all'incremento della capacità tra zone di mercato offrono una **maggiore disponibilità**, durante l'anno, della **capacità massima di scambio** garantendo un beneficio rilevante durante particolari condizioni della rete, influite dalle forti iniezioni di energia da fonte rinnovabile non programmabile (FNRP), dalla disomogenea ripartizione dei flussi, dalla disponibilità di risorse e dalla gestione in sicurezza ed economia anche durante lavori o manutenzioni programmate. Questo si traduce in interventi che incrementano strutturalmente la capacità e altri che ne incrementano probabilisticamente la capacità durante l'anno.

Le **principali tecnologie** impiegate per la digitalizzazione e massimizzazione dello sfruttamento degli asset delle reti esistenti sono:

- **OMP - Organo di Manovra su Palo:** sostituzione degli esistenti dispositivi di manovra (ove eventualmente presenti), di tipo manuale, o di derivazioni rigide, con nuove apparecchiature, isolate in gas e facilmente disponibili sul mercato, in unione a uno shelter per il comando e controllo delle stesse;
- **Reconductoring:** sostituzione dei conduttori di tipo convenzionale con altri conduttori caratterizzati da prestazioni migliorate in termini di freccia e temperatura di esercizio;
- **Dynamic Thermal Rating:** metodo di gestione dei conduttori degli elettrodotti in "temperatura", volto a verificarne gli effettivi limiti di esercizio al variare delle condizioni di rete e dei parametri ambientali, nel rispetto dei vincoli di sicurezza di tutte le campate costituenti ciascuna linea;
- **rimozione limitazioni su elementi di stazione e linee:** interventi per rimuovere le limitazioni introdotte dai componenti di potenza (razionalizzazione delle bobine a onde convogliate, sostituzione dei trasformatori di corrente o variazione del loro rapporto di trasformazione, sostituzione delle sbarre di stazione, ecc.);
- **criteri innovativi dei Sistemi di Difesa:** modifiche al Sistema di Difesa di Terna realizzato per proteggere la rete elettrica nazionale, contrastando gli eventi accidentali tramite l'attuazione estremamente rapida di opportune azioni correttive.

Sono state quindi svolte analisi sulle porzioni di rete interessate maggiormente da interventi particolarmente strategici per il sistema elettrico, con l'obiettivo di identificare le contromisure necessarie (es. sulla rete esistente) tali da mitigare l'impatto sulla RTN dovuto a eventuali rallentamenti nella realizzazione di opere di sviluppo interdipendenti.

A tal proposito si riportano alcuni casi di applicazione delle soluzioni tecnologiche per l'ottimizzazione della rete (OMP, DTR, sistemi di difesa, etc.) descritte precedentemente al fine di identificare gli interventi necessari e con tempistiche coerenti con l'evoluzione degli scenari di generazione in atto.

**Tabella 2 Aree di intervento per la massimizzazione degli asset**

AREA INTERVENTO	POTENZIALE CRITICITÀ	SOLUZIONE IDENTIFICATA
<b>Area Sicilia</b>	In caso di possibili ritardi dell'entrata in esercizio dell'elettrodotto 380 kV Chiaramonte Gulfi-Ciminna, potrebbero verificarsi sovraccarichi su rete 150 e 220 kV. Ciò potrebbe portare a potenziali limitazioni sulla capacità del Tyrrhenian Link.	Interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico oltre alla necessità di installare dispositivi DTR sia su linee 150 che 220 kV, con lo scopo di migliorare le performance di utilizzo degli elettrodotti più critici e raccogliere benefici concreti già nel breve termine, in attesa degli interventi di sviluppo principali.
<b>Area Campania</b>	Nel caso campano, è stata svolta un'analisi di rete analoga in assenza dell'intervento di sviluppo "506-P El. 380 kV Montecorvino-Avellino N. Benevento III" e in presenza del Ramo Est del Tyrrhenian Link. Le analisi hanno mostrato la necessità di agire sull'adeguamento della capacità di trasformazione nella SE di Montecorvino, oltre che evidenziato una serie di sovraccarichi su rete 220 kV nell'area di Napoli.	Interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico sulla rete 220 kV dell'area di Napoli e adeguamento della capacità di trasformazione 380/220 kV presso la SE di Montecorvino, per ridurre le congestioni tra zone di mercato nel breve termine.
<b>Area Nord - Centro Nord.</b>	Tra la zona Nord e la zona Centro Nord la linea 380 kV tra le stazioni di Bargi e Calenzano ha limitato più frequentemente lo scambio. Attraverso verifiche tecniche approfondite sono stati individuati alcuni elementi limitanti sulla stessa.	Interventi di rimozione limitazioni e upgrade tecnologico sulla linea 380 kV Bargi – Calenzano. La sostituzione di tali elementi ha permesso di contribuire all'incremento della capacità di scambio della sezione di mercato Nord - Centro Nord.
<b>Area Centro Sud - Centro Nord</b>	Le direttrici 220 kV Candia – Villanova e S. Barbara – Villavalle e gli ATR 380/220 kV Candia e Villanova limitavano frequentemente lo scambio tra la zona Centro Sud e la zona Centro Nord. Sulle linee 220 kV sono state eseguite verifiche tecniche approfondite, a valle delle quali sono stati individuati degli interventi puntuali che ne hanno permesso il miglioramento delle performance.	Sostituzione degli ATR 380/220 kV siti nelle Stazioni Elettriche di Candia e di Villanova. Tali interventi hanno permesso di contribuire all'incremento della capacità di scambio della sezione di mercato Centro Sud e la zona Centro Nord.
<b>Area Sardegna (Ogliastra)</b>	La necessità di risolvere le congestioni su rete AT può talvolta portare ad impartire limitazioni di produzione imposte agli impianti da fonte rinnovabile connessi su tale rete (c.d. Mancata Produzione Eolica/Mancata Produzione Solare). In Sardegna, in particolar modo nell'area dell'Ogliastra, si registravano volumi di MPE per congestioni sulla rete 150 kV locale, legati alla limitata capacità di trasporto delle linee.	Eseguiti nel corso del 2023 una serie di interventi che hanno permesso di incrementare le performance delle linee che convergono sulla SE 150 kV Selegas. Tali interventi, di tipo Capital Light, hanno permesso di massimizzare l'utilizzo degli asset esistenti e ridurre le limitazioni impartite agli impianti rinnovabili presenti nell'area, per circa 2 GWh annui.
<b>Area Benevento</b>	L'area del beneventano, nella regione Campania, ha registrato da oltre 10 anni un'ampia diffusione di impianti di produzione da fonte eolica, generalmente connessi sulla rete 150 kV. er la gestione degli elevati flussi di potenza che si verrebbero a creare nei periodi di elevata ventosità prevista e per evitare possibili congestioni locali di rete e gestire la rete in sicurezza, potrebbero essere necessarie azioni di limitazioni di produzione agli impianti connessi nell'area.	Interventi di miglioramento delle performance delle linee localizzate tra Benevento, Foiano e Montefalcone. Si stima che tali interventi porteranno a una riduzione di MPE pari a circa il 60%.
<b>Area Nord</b>	L'esercizio della rete elettrica della zona Nord, durante il periodo estivo, è stato caratterizzato da elevati transiti sia internamente (da Nord-Ovest a Nord-Est) sia verso il sud dell'Italia. Sono state condotte simulazioni atte a identificare iniziative capital light, in sinergia con gli interventi di sviluppo già pianificati nell'area.	Interventi di miglioramento delle performance di alcuni specifici elettrodotti 380 kV unitamente all'evoluzione delle logiche del sistema di difesa, con conseguente incremento della capacità di scambio tra le aree Nord-Ovest e Nord-Est del 10% circa.

## 3.3 Sviluppare le interconnessioni con l'estero

### Progetti di Interconnessione Pianificati da Terna

Il **Piano di Sviluppo 2025**, in linea con i precedenti, conferma l'importanza del potenziamento delle interconnessioni elettriche (*Figura 20*) con i Paesi confinanti per garantire una maggiore integrazione dei mercati e rafforzare la sicurezza del sistema attraverso il mutuo soccorso tra reti connesse.

Tra i principali progetti di interconnessione pianificati da Terna ad oggi in costruzione o autorizzati figurano:

- **NUOVA INTERCONNESSIONE ITALIA – TUNISIA**

Il nuovo collegamento HVDC, oltre a essere rilevante per il sistema elettrico di trasmissione del bacino mediterraneo, fornisce uno strumento addizionale per ottimizzare l'uso delle risorse energetiche tra Europa e Nord Africa.

- **COLLEGAMENTO HVDC SARDEGNA – CORSICA – ITALIA (SA.CO.I.3)**

il progetto consiste nell'ammodernamento e ripotenziamento dell'attuale interconnessione Sardegna-Corsica-Continente (Sa.Co.I 2) ormai giunto al termine della sua vita utile.

- **INTERCONNESSIONE HVDC ITALIA – MONTENEGRO (SECONDO POLO)<sup>22</sup>**

l'intervento prevede la realizzazione del secondo collegamento HVDC di interconnessione fra Italia e Montenegro.

Ai progetti di cui sopra, si aggiungono le interconnessioni ad oggi pianificate da Terna in fase di autorizzazione o consultazione:

- **NUOVO INTERCONNESSIONE ITALIA-GRECIA (GRITA 2)**

Il progetto prevede il potenziamento dell'attuale interconnessione con la Grecia, attraverso la realizzazione di un nuovo collegamento in HVDC tra la rete di trasmissione italiana e greca.

- **NUOVA INTERCONNESSIONE ITALIA – SVIZZERA E RAZIONALIZZAZIONE VALCHIAVENNA**

Il progetto prevede l'incremento di capacità di trasporto tra la rete di trasmissione italiana e quella svizzera propedeutico al più ampio progetto di razionalizzazione nell'area della Valchiavenna.

- **ELETTRODOTTO 220 kV INTERCONNESSIONE ITALIA – AUSTRIA**

Il progetto prevede la ricostruzione dell'esistente elettrodotto 220 kV Soverzene – Lienz e l'adeguamento dei dispositivi per la regolazione dei flussi di potenza.

### Progetti di Interconnessione allo studio

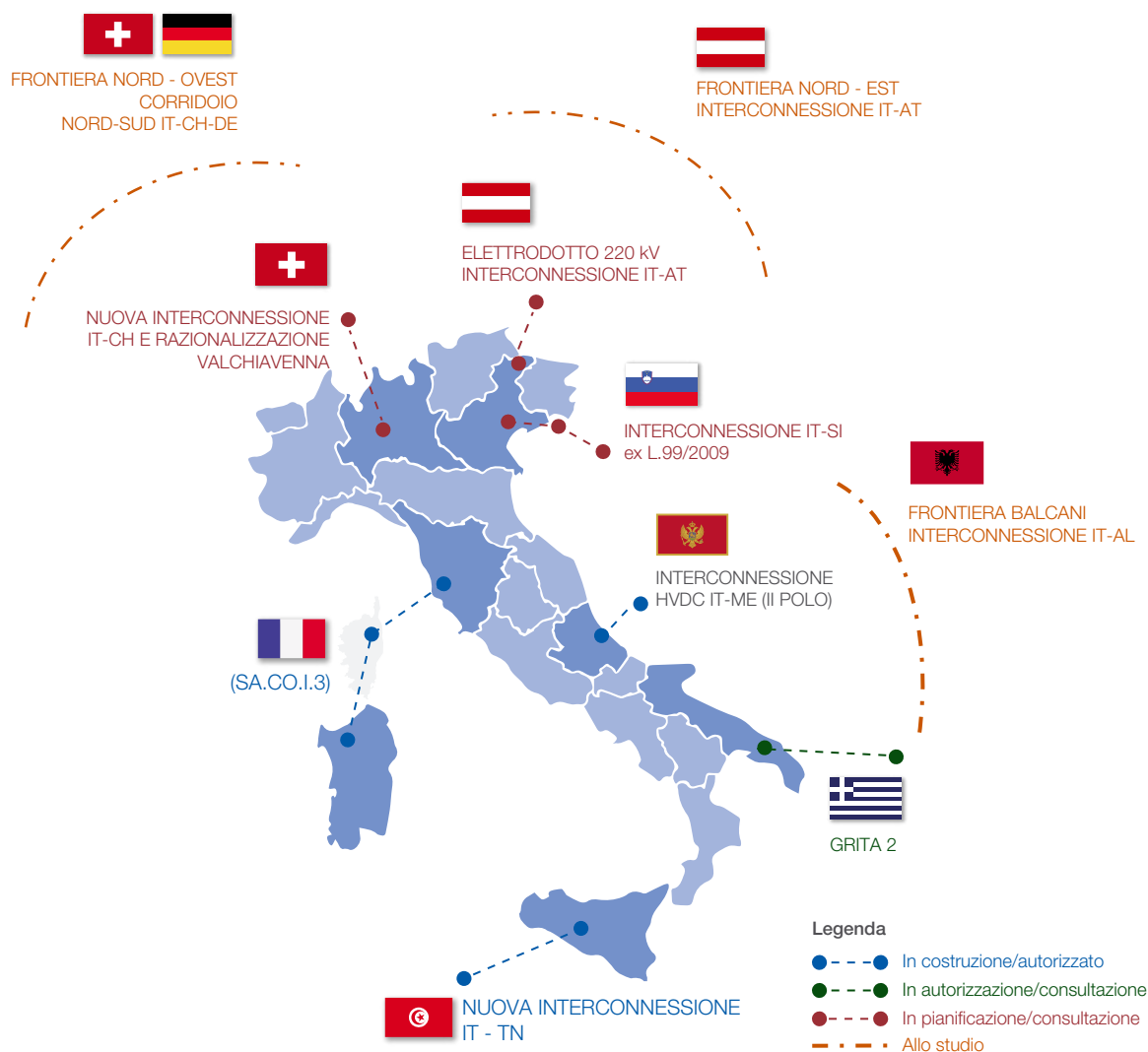
Fermo restando quanto sopra esposto, sono inoltre allo studio da parte di Terna ulteriori iniziative sulle diverse frontiere italiane (*Figura 20*):

- **Frontiera Nord-Est:** in sinergia con le infrastrutture per il trasporto ferroviario della Galleria di Base del Brennero, sono in corso le valutazioni e gli studi per la realizzazione di una nuova interconnessione tra Italia e Austria;
- **Frontiera Nord Ovest** (Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania): per conseguire ulteriori incrementi della capacità di trasporto sulla frontiera nord e sostenere l'integrazione dell'energia da fonti rinnovabili, è necessario promuovere lo sviluppo di nuovi corridoi infrastrutturali in direzione sud-nord. Risulta fondamentale quindi approfondire lo studio di potenziamenti sulla frontiera svizzera, tenendo conto anche delle necessarie sinergie infrastrutturali tra Svizzera e Germania;

<sup>22</sup> Lo sviluppo del secondo polo di interconnessione Italia-Montenegro è condizionato al rilascio del parere da parte dell'Autorità nonché allo sviluppo del corridoio Transbalkan

- **Frontiera Balcani:** nell'ambito del completamento di un anello che interessi Italia, Montenegro, Albania e Grecia, finalizzato a incrementare l'affidabilità e la continuità operativa delle infrastrutture di scambio energetico tra le due sponde dell'Adriatico e a ottimizzare l'uso delle reti esistenti e future, sono attualmente in fase di approfondimento nuove soluzioni per lo sviluppo di ulteriori interconnessioni tra la penisola italiana e l'area balcanica. In particolare, è in fase di studio la possibilità di realizzare un nuovo collegamento elettrico tra Italia e Albania, con l'obiettivo di incrementare l'integrazione e l'efficienza del sistema energetico regionale.

**Figura 20 Progetti di interconnessione pianificati da Terna e allo studio**

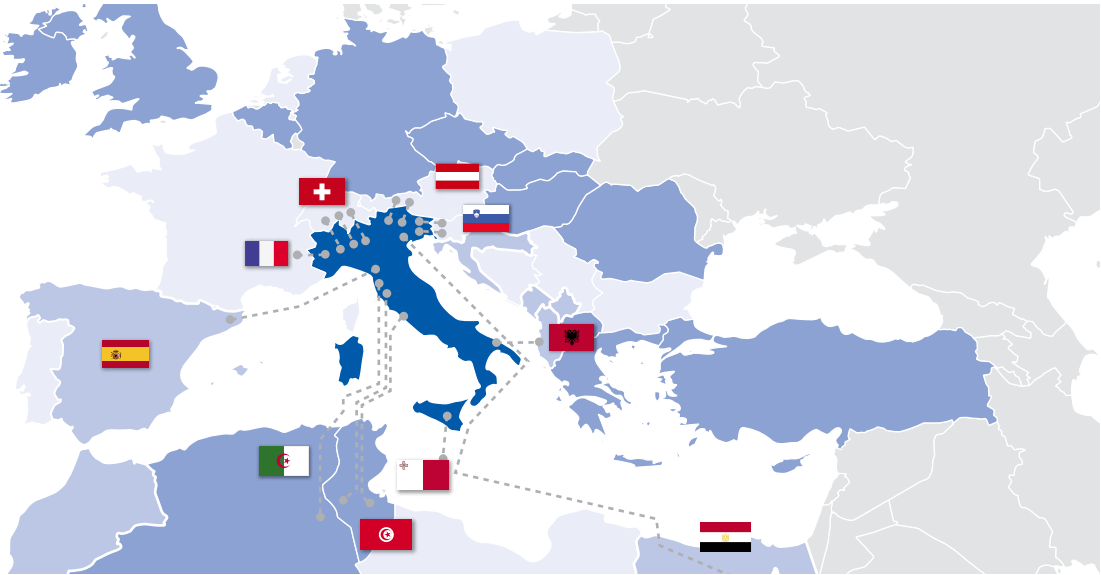


## Interconnessioni Merchant Line e/o di altri promotori

Oltre ai progetti pianificati e in fase di studio descritti in precedenza, assume particolare rilevanza offrire una panoramica il più completa possibile delle iniziative di interconnessione presentate da promotori diversi dai concessionari di trasporto (note come "Merchant Lines") secondo quanto stabilito dall'articolo 1-*quinquies*, comma 6, del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290.

In considerazione del numero crescente di progetti privati e merchant lines, spinti dalla recente evoluzione del contesto geopolitico ed energetico, il TSO (Terna) ha condotto per le finalità della predisposizione del presente Piano un'analisi atta a valutare l'impatto di tali iniziative sul sistema nazionale. In *Figura 21* e in *Tabella 3* sono rappresentate e descritte le iniziative Merchant Line per le quali il proponente ha formulato richiesta di connessione alla Rete Trasmissione Nazionale alla data di avvio della consultazione.

**Figura 21** *Progetti Merchant Lines e/o di altri promotori che alla data di avvio della consultazione pubblica hanno già inoltrato una richiesta di connessione alla RTN*



**Tabella 3** *Iniziative Merchant Line per le quali è disponibile una richiesta di connessione alla RTN in fase di avvio consultazione*

PROMOTORE	INIZIATIVA MERCHANT	CONFINE	CAPACITÀ NOMINALE DICHIARATA DAL PROPONENTE [MW]
ZHERO EUROPE B.V.	Medlink Algeria	Italia-Algeria	2.000
ALPE ADRIA ENERGIA S.R.L.	Somplago-Würmalch	Italia-Austria	300
K AND K GROUP	The Green Vein (Italia-Egitto)	Italia-Egitto	3.000
ENEL PRODUZIONE S.P.A.	Cesana-Briançon	Italia-Francia	150
INTERCONNECT MALTA	Second Malta-Sicily Cable Link	Italia-Malta	225
ADRIA LINK S.R.L.	Redipuglia- Vrtojba	Italia-Slovenia	125
ADRIA LINK S.R.L.	Dekani-Zaule <sup>23</sup>	Italia-Slovenia	125
OMNIA	Apollo Link	Italia-Spagna	2.000
MERA S.R.L.	Mese-Castasegna	Italia-Svizzera	200÷250
TUNUR POWER ITALIA S.R.L.	TUNUR	Italia-Tunisia	2.000
ZHERO EUROPE B.V.	Medlink Tunisia	Italia-Tunisia	2.000
MEMC SPA	Brennero-Steinach	Italia-Austria	100
GREENCONNECTOR S.R.L.	Greenconnector	Italia-Svizzera	1.000
ENEL PRODUZIONE S.P.A.	Mese-Castasegna	Italia-Svizzera	100
Europa Link	Aquila Link	Italia-Albania	1.000

Sulla base delle informazioni collezionate per ciascuna iniziativa merchant con una richiesta di connessione RTN disponibile alla data di avvio del processo di consultazione in [Figura 22](#) si fornisce evidenza dell'inquadramento di ogni iniziativa. La panoramica per ciascuna iniziativa è ottenuta in relazione alle caratteristiche di ciascuno progetto merchant line sulla base di cinque indicatori sintetici definiti su una scala discreta tra un valore minimo di uno e un valore massimo di cinque (per ulteriori dettagli cfr. Fascicolo 5):

1. Sostenibilità economica
2. Livello tecnologico
3. Livello autorizzativo
4. Maturità iniziativa
5. Inquadramento Promoter

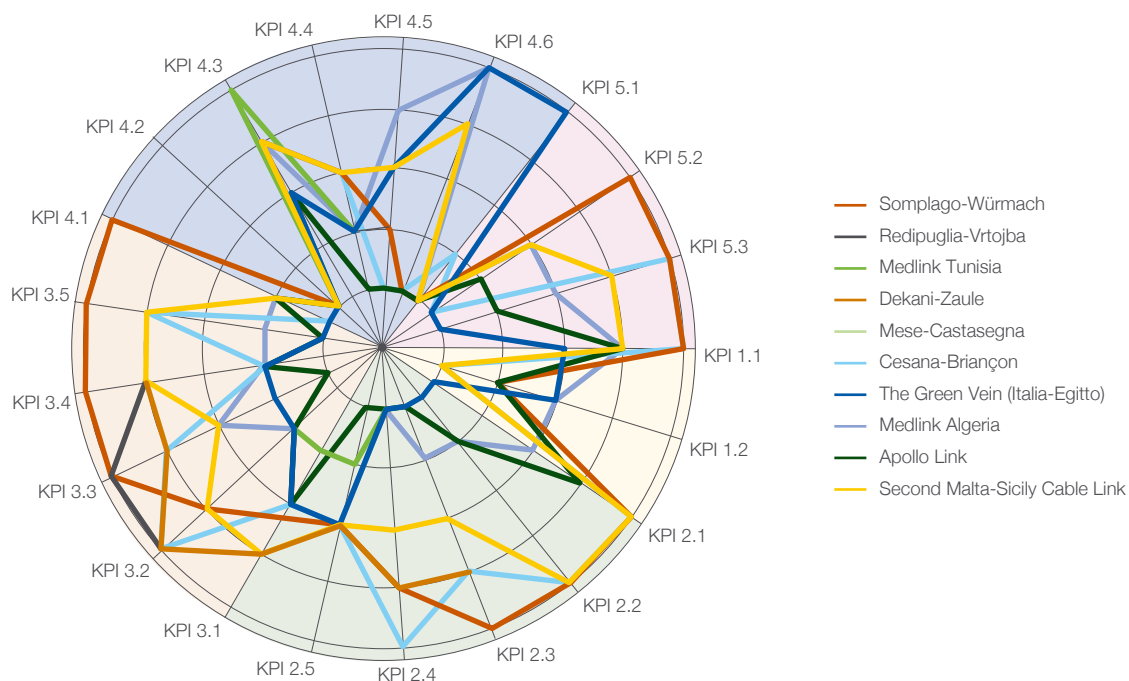
<sup>23</sup> Pratica di connessione attiva sulla rete di distribuzione locale.

Nella *Tabella 4* si rappresenta il dettaglio di ciascun KPI valorizzato per i cinque indicatori.

**Tabella 4 KPI utilizzati per definire il collocamento di ciascuna iniziativa Merchant Line e/o di altri promotori**

INDICATORE	KPI	
<b>1 - Sostenibilità economica</b>	Investimento/Capacità netta efficiente disponibile	1,1
	Utilità integrazione mercati	1,2
	Lunghezza collegamento	2,1
<b>2 - Livello tecnologico</b>	Capacità nominale	2,2
	Complessità tecnica di esercizio	2,3
	Complessità tecnica realizzativa	2,4
	Necessità rinforzi interni	2,5
	Tempistica autorizzativa	3,1
<b>3 - Livello autorizzativo</b>	Ingombri stazioni dovuti a tecnologia	3,2
	Complessità territoriale	3,3
	Livello complessità estero	3,4
	Stato autorizzazione	3,5
<b>4 - Maturità iniziativa</b>	Inclusione in TYNDP di ENTSOE e/o lista EU PCI/PMI	4,1
	Stato approvvigionamento	4,2
	Data di entrata in esercizio	4,3
	Stato pratica progetto	4,4
	Endorsment politico	4,5
	Ageing richiesta di connessione	4,6
<b>5 - Inquadramento promoter</b>	Patrimonio netto/Capitale sociale	5,1
	Esperienza pregressa	5,2
	Profilo Shareholders/Partners	5,3

**Figura 22 Analisi delle iniziative Merchant Lines e/o di altri promotori**



## 3.4 Migliorare i livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, nonché la continuità del servizio

Tra gli obiettivi dell'attività di pianificazione rientra il miglioramento dei livelli di sicurezza, qualità e resilienza del sistema elettrico, al fine di garantire la costante copertura della domanda elettrica, nonché la continuità del servizio.

Per tale motivo, all'interno del Piano di Sviluppo 2025 sono presenti interventi caratterizzati da attività legate al potenziamento della rete ma anche alla realizzazione di nuove vie di alimentazione, al fine di aumentare l'affidabilità del sistema elettrico e ridurre i rischi di disservizio in termini di energia non fornita.

Accanto agli interventi prevalentemente infrastrutturali, il Piano di Sviluppo prevede iniziative finalizzate ad assicurare un livello adeguato di sicurezza anche attraverso:

- **l'integrazione delle direttrici AT ex-RFI** con gli elettrodotti 150 kV RTN incrementando gli standard di qualità e di sicurezza di esercizio riducendo contestualmente l'impatto delle infrastrutture sul territorio;
- la **rimozione dei vincoli di esercizio** sulla rete che non garantiscono, in determinate condizioni di carico e produzione o in occasione di indisponibilità per manutenzione, la sicurezza e continuità del servizio;
- la **risoluzione dei collegamenti degli elettrodotti in derivazione rigida**;
- **l'installazione dei dispositivi di sezionamento automatizzato e motorizzato** che consentono di ridurre i tempi di ripristino in caso di disservizio e i sezionatori motorizzati di bypass per incrementare la flessibilità di esercizio in favore degli utenti alimentati in antenna su impianti che non rientrano nella titolarità di Terna.

Ai fini della gestione in sicurezza del funzionamento della rete, legato in particolare al controllo delle tensioni, nel Piano di Sviluppo sono previsti una serie di **interventi di installazione dei nuovi condensatori e di dispositivi per la regolazione della potenza reattiva** e, in sinergia con gli interventi del Piano di Sviluppo, vi sono anche quelli del Piano Sicurezza finalizzati alla gestione ottimizzata della regolazione della tensione e alla rimozione dei vincoli di rete.

## 3.5 Garantire la robustezza della rete e smorzare le oscillazioni intersistemiche a bassa frequenza

All'interno del contesto della transizione energetica, si prevede una progressiva integrazione nel sistema elettrico di impianti da fonte rinnovabile interfacciati alla rete tramite inverter; ciò comporterà una cospicua riduzione di generazione convenzionale. Il mix di generazione del prossimo futuro porrà sempre di più all'attenzione il fenomeno relativo alla **Robustezza di Rete (System Strength)**, intesa come la capacità del sistema elettrico di mantenere o controllare la forma d'onda di tensione in un qualsiasi nodo della rete a seguito di un guasto o disturbo. In altre parole, la Robustezza di Rete definisce quanto rapidamente il sistema riesce a ripristinare il regolare funzionamento della rete a seguito di una perturbazione che ne altera l'esercizio. Al crescere della robustezza, maggiore sarà la capacità del sistema di mantenere stabile il profilo di tensione nei nodi al verificarsi di un disturbo.

La rete del futuro dovrà affrontare la progressiva riduzione di robustezza riconducibile alla rapida sostituzione del parco di generazione convenzionale in favore di generazione distribuita di tipo inverter-based, attraverso un utilizzo efficiente delle prestazioni introdotte dai futuri sviluppi di rete (Stazioni di conversione AC/DC).

Gli ulteriori interventi di rinforzo necessari per far fronte a tali trasformazioni, oltre che incrementare la robustezza di sistema (es. CS, STATCOM, shunt), dovranno consentire una più efficace direzionalità dei flussi di potenza verso le aree di carico concorrendo al mantenimento dei parametri di rete all'interno degli standard di qualità previsti.

Serve, quindi, una rete elettrica diversa e sempre più *"attiva"* rispetto a quella che si aveva in passato, con una maggiore capacità di scambio tra zone interne di mercato e interconnessioni, nonché con approcci più efficienti e robusti per far fronte a sistemi elettrici sempre più caratterizzati da risorse *inverter based*, all'aumento della domanda di elettricità e alla maggiore complessità in un sistema che bilancia in tempo reale la domanda e l'offerta.



4.1 Contesto di riferimento

50

4.2 Le soluzioni proposte da Terna

51



# 4 Programmazione Territoriale Efficiente



# Programmazione Territoriale Efficiente

# 4

## 4.1 Contesto di riferimento

La gestione delle richieste di connessione presentate dai proponenti delle iniziative offre a Terna una visione complessiva sull'evoluzione del sistema energetico. A partire da questa, è fondamentale condurre **un'analisi approfondita dell'evoluzione nel tempo di tutte le richieste**, attuando un monitoraggio che permetta di identificare i punti critici da considerare nella pianificazione della rete di trasmissione nazionale (RTN), nello sviluppo delle infrastrutture e nell'individuazione di nuovi strumenti, al fine di garantire **la massima efficienza nella realizzazione delle opere di rete**.

Negli ultimi anni, in particolare, si è registrata una **costante crescita del numero di richieste di connessione alla rete** pervenute per tutti i tipi di utenze. Queste risultano elevate tanto più se confrontate con i target di medio termine fissati dallo scenario PNIEC Policy al 2030.

L'ampiezza del fenomeno richiede di considerare **nuove variabili nella gestione della rete**, in considerazione dell'obbligo normativo in capo a Terna di connettere alla RTN tutti i soggetti che ne facciano richiesta. Ad esempio, è necessario gestire:

- l'allungamento dei tempi autorizzativi, per via della numerosità di pratiche sottoposte agli Enti autorizzanti, e alla complessità gestionale dei tavoli tecnici attuati per consentire la progettazione coordinata di opere RTN utili alla connessione di più richieste che insistono sulla stessa porzione di RTN;
- il potenziale sovradimensionamento dei rinforzi di rete pianificati per abilitare la connessione alla RTN, considerando che solo una parte delle nuove iniziative per le quali viene richiesta la connessione verrà effettivamente autorizzata e/o realizzata.

Inoltre, si osserva una parziale capacità del mercato di recepire i segnali relativi alla saturazione della rete di trasmissione, ossia di indicazioni dettagliate all'interno delle singole zone di mercato riguardo alla disponibilità e/o alla capacità della rete di accogliere nuova capacità di generazione.

A ogni modo, Terna in questi anni si è impegnata sempre di più nel **garantire la trasparenza e accessibilità ai dati**. Un esempio in tal senso è rappresentato dalla piattaforma **Econnexion**, realizzata a febbraio 2023 a beneficio degli operatori di settore, la prima dashboard digitale sulle richieste di connessione FER. Uno **strumento di consultazione** con cui Terna condivide le **informazioni sulla distribuzione regionale e locale delle richieste di connessione rinnovabile** suddivise per fonte (fotovoltaico o eolico, on-shore e off-shore), in termini di numerosità di iniziative e potenza associata.

Contesto e scenari energetici	Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica	Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo	<b>Programmazione Territoriale Efficiente</b>	Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo	Struttura del Piano di Sviluppo 2025
-------------------------------	---	---	---	--	--------------------------------------

## 4.2 Le soluzioni proposte da Terna

Alla luce delle sfide poste dalla transizione energetica e dall'aumento delle richieste di connessione alla RTN, Terna deve contribuire in modo sempre più funzionale alle modalità di pianificazione delle infrastrutture locali di interconnessione, adottando un nuovo paradigma per una programmazione energetica più efficiente e sinergica tra territorio, infrastrutture e gestione delle connessioni.

A tale scopo, Terna ha definito un **nuovo modello** – denominato **Programmazione Territoriale Efficiente** – 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. Il nuovo modello si pone l'obiettivo di mitigare gli aspetti sopra descritti, attraverso:

- la **definizione e l'aggiornamento di microzone**, porzioni della RTN all'interno delle zone di mercato, nelle quali è possibile definire e confrontare:
  - un'"offerta di capacità", definita come la capacità FER aggiuntiva integrabile localmente nella rete di trasmissione alla luce degli sviluppi di rete futuri;
  - una domanda, in termini di richieste di connessione di nuovi impianti, caratterizzata sulla base di diversi aspetti (es. tecnologia, stato di avanzamento nel processo di connessione alla rete, vincolistica territoriale).
 Lo scopo è di rendere trasparente al mercato, ai proponenti e a tutti gli operatori coinvolti le informazioni, per consentire una presa di decisioni consapevole, tenuto conto di tutti i vincoli e degli aspetti che interessano e abilitano gli sviluppi infrastrutturali;
- la definizione di **soluzioni "microzonali" di connessione**, allo scopo di efficientare le esigenze di realizzazione di nuove opere di rete necessarie alla piena integrazione delle FER e degli accumuli. I benefici attesi sono maggiore velocità nell'autorizzazione delle opere, grazie alla compressione della tempistica degli iter e l'accelerazione nell'entrata in esercizio dei nuovi impianti, oltre alla potenziale semplificazione nelle dinamiche dei tavoli tecnici. Ne segue inoltre una contrazione dei costi complessivi di sistema e un minor impatto territoriale delle opere di rete;
- la **gestione del processo di connessione delle opere autorizzate** in accordo alle soluzioni microzonali definitive, rivedendo inoltre le soluzioni già rilasciate secondo un principio di trasparenza.

Il **percorso innovativo** che si avvia con il Piano di Sviluppo 2025 considera già l'avvenuta introduzione di due **strumenti chiave per favorire una programmazione efficiente** delle infrastrutture della RTN:

1. Il **portale TE.R.R.A.** (Territorio, Reti, Rinnovabili, Accumuli), nucleo del modello di condivisione e trasparenza, istituito in accordo all'articolo 9 del Decreto-Legge 181/2023 (nel seguito: D.L. Sicurezza Energetica), il quale ha previsto diverse disposizioni per promuovere la programmazione efficiente delle infrastrutture della RTN, in coordinamento con lo sviluppo degli impianti FER e dei sistemi di accumulo. Si tratta di una piattaforma digitale integrata in cui sono presenti:

- a. dati e informazioni degli interventi di sviluppo della RTN, delle richieste di connessione alla RTN degli impianti FER, degli accumuli e degli impianti di consumo;
- b. relazioni di monitoraggio, predisposte da Terna, sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione alla RTN in prospettiva del raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione al 2030 e al 2050.

Alla piattaforma possono accedere il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, il Ministero della Cultura, l'ARERA, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, e, in un secondo momento, anche gli operatori economici interessati allo sviluppo degli impianti FER e non FER, dei sistemi di accumulo e degli impianti di consumo. Le modalità di accesso ai contenuti del portale da parte dei soggetti sopraelencati sono state definite da ARERA.

2. La **definizione delle "microzone"**, porzioni di RTN sub-regionali (e, quindi, sub-zonali) che consentono di modellare i principali vincoli intrazonali al trasporto dell'energia e definire un perimetro coerente su cui studiare soluzioni di connessione d'insieme, della remaining capacity, e di quantificare la capacità FER aggiuntiva potenzialmente integrabili nella RTN, anche in considerazione degli sviluppi di rete attesi. Queste saranno pubblicate e aggiornate periodicamente sul sito Terna, previa definizione, di concerto con MASE e ARERA, del livello di divulgazione dei dati e delle informazioni.



# FOCUS

## TE.R.R.A.

Il percorso di transizione energetica richiede un impegno comune a livello nazionale per raggiungere gli sfidanti obiettivi di decarbonizzazione tracciati in Italia dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima: per questo il Decreto Energia ha affidato a Terna il compito di realizzare un nuovo portale digitale per abilitare e promuovere la programmazione territoriale efficiente delle infrastrutture energetiche del Paese.

Si chiama TE.R.R.A. la piattaforma digitale integrata, online da giugno 2024, che Terna ha messo a disposizione di amministratori nazionali e locali, legislatori e soggetti proponenti per la consultazione di informazioni strategiche e rilevanti su Territorio, Reti, Rinnovabili e Accumuli. Uno strumento di comunicazione istituzionale d'avanguardia che intende favorire la massima trasparenza su dati e informazioni, promuovere azioni di razionalizzazione e ottimizzazione nella pianificazione delle infrastrutture elettriche e affiancare gli stakeholder coinvolti anche attraverso continui rapporti di monitoraggio e avanzamento sulla rete e sul sistema elettrico forniti da Terna.

A conferma di un lavoro costante per la qualità del dato e per la digitalizzazione di processi e sistemi, nella piattaforma è presente un enorme patrimonio informativo sullo stato delle richieste di connessione - circa 7.400 tra impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e utenti di consumo con soluzione di connessione accettata dai proponenti - e sulla localizzazione geografica di oltre 41.000 impianti in esercizio. Anche attraverso mappe multilayer navigabili è possibile consultare gli interventi di sviluppo necessari, quelli pianificati e le linee elettriche esistenti, l'anagrafica degli impianti già in esercizio e lo stato di avanzamento per le nuove iniziative di connessione.

Il portale TE.R.R.A. consente, dunque, al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), al Ministero della Cultura (MIC), all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e alle Regioni e alle Province autonome di Trento e Bolzano, l'accesso tempestivo e dettagliato ai dati e ai contenuti delle relazioni di monitoraggio sullo stato di avanzamento dei procedimenti di connessione degli impianti, in prospettiva del raggiungimento dei target di decarbonizzazione nazionali ed europei sul medio e sul lungo termine (al 2030 e al 2050).



# 5 Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo



# Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo

# 5

## 5.1 I principali benefici attesi

Con il Piano di Sviluppo 2025 Terna ha l'intento di abilitare la transizione energetica e riguardare gli obiettivi in materia ambientale delineati dalle normative comunitarie sia nel medio che nel lungo termine, prevedendo un programma di investimenti per **oltre 23 miliardi di euro** nel decennio 2025-2034.

Gli investimenti previsti dal Piano di Sviluppo 2025, abilitanti al raggiungimento dei **benefici per il sistema**, sono raggruppati nelle principali categorie di intervento: **Connessioni NON FER, Connessioni FER, Grandi Progetti HVDC e Hypergrid, Interconnessioni, Interventi AAT**.

Le opere pianificate, con particolare riferimento a quelle appartenenti al Layer HVDC – *Hypergrid*, permettono di avere un sistema elettrico maggiormente integrato e robusto, in grado di ottimizzare la trasmissione dell'energia a fronte dell'aleatorietà della produzione rinnovabile, al fine di ridurre i costi complessivi del sistema per i consumatori finali.

Le **analisi costi-benefici** eseguite confermano, inoltre, la piena sostenibilità degli interventi di sviluppo attraverso solidi indici di utilità per il sistema (IUS).

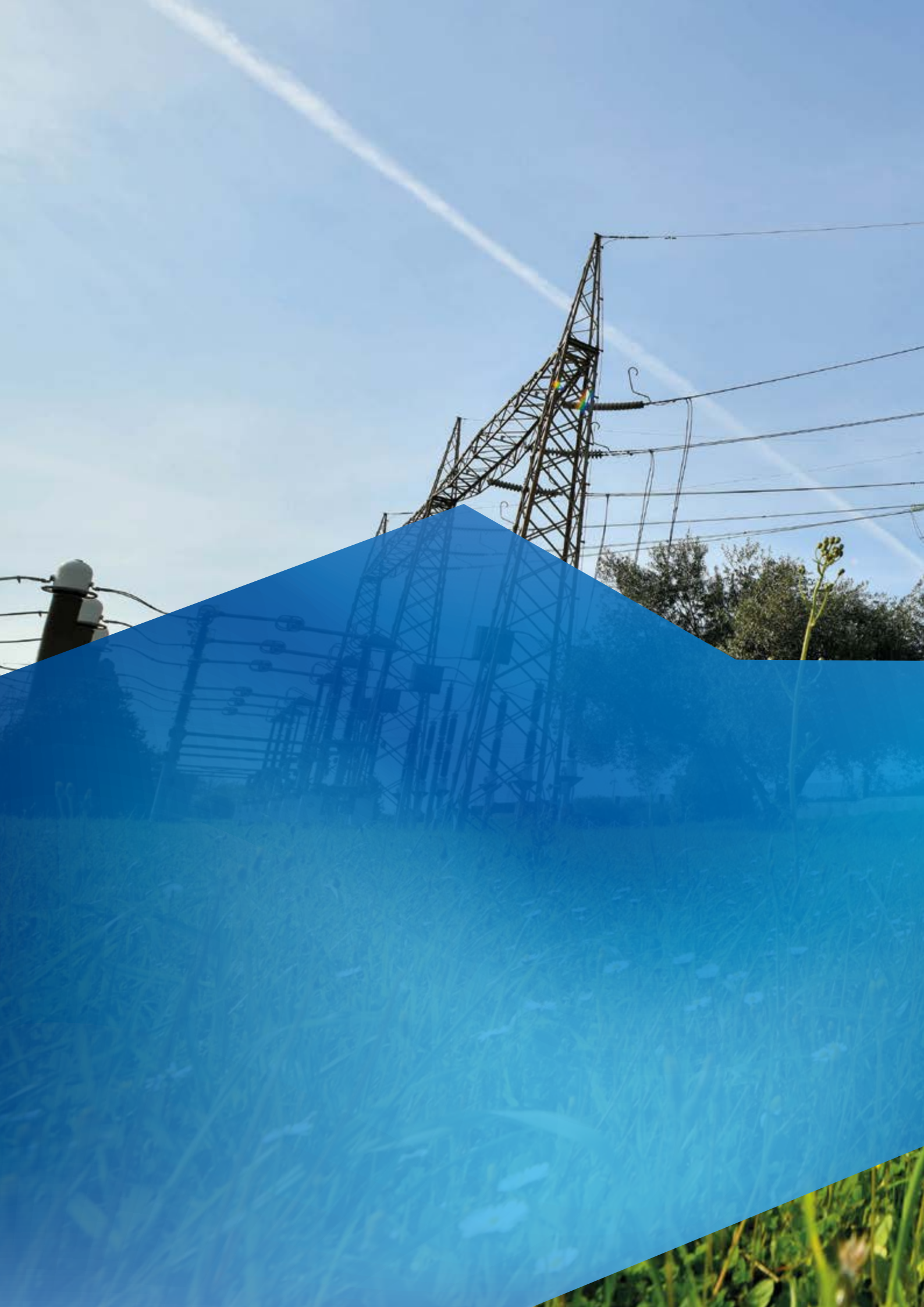
I benefici apportati al sistema possono essere espressi come segue:

- un **incremento della capacità di trasporto tra le zone di mercato, passando dagli attuali 16 GW a oltre 35 GW**, abilitando il trasporto di energia rinnovabile prodotta al Sud verso i grandi centri di consumo situati a Nord del Paese, con una conseguente maggiore stabilità e sicurezza, robustezza e adeguatezza del sistema elettrico del futuro. Tutti gli interventi di sviluppo sono pianificati partendo dal ridurre al minimo l'impatto ambientale, potenziare e rendere efficienti porzioni di rete a beneficio di tutto il sistema elettrico in ottica prospettiva di medio/lungo termine;
- un **incremento della capacità di trasporto con l'estero**: le interconnessioni pianificate hanno l'obiettivo di aumentare la sicurezza e affidabilità del sistema, attraverso la possibilità di mutuo soccorso tra sistemi interconnessi, di diversificare l'approvvigionamento del mix produttivo e di ottenere maggiore disponibilità di risorse nei servizi di bilanciamento dei mercati. Complessivamente, le future interconnessioni (Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia, Tunisia) consentiranno di **incrementare la capacità di scambio con l'estero di circa il 40% rispetto ai valori attuali**;
- una **riduzione delle congestioni**: senza gli interventi di sviluppo, agli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040 si ha una crescente quantità di ore di congestione lungo la direzione Sud-Nord, per effetto della crescente capacità FER

Contesto e scenari energetici	Evoluzione del contesto di mercato e regolatorio legato alla transizione energetica	Obiettivi da perseguire, strategia di sviluppo della RTN e investimenti del nuovo Piano di Sviluppo	Programmazione Territoriale Efficiente	<b>Investimenti e benefici attesi del nuovo Piano di Sviluppo</b>	Struttura del Piano di Sviluppo 2025
-------------------------------	---	---	--	---	--------------------------------------

installata a Sud del Paese. Nello specifico, le sezioni Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord rappresentano i tratti più critici, al 2040 sono interessate rispettivamente da 2.800 e 5.000 ore di congestione e costituiscono un limite per il transito di energia rinnovabile da Sud a Nord. Mediante gli interventi di sviluppo si assiste a un'importante riduzione delle ore di congestione lungo le sezioni menzionate, che al 2040 si portano rispettivamente a 300 e 1.100 ore. In questo contesto i collegamenti Hypergrid Milano-Montalto e la Dorsale Adriatica svolgono un'importante azione di mitigazione, bypassando le sezioni più critiche e convogliando l'energia direttamente ai centri di carico;

- una **maggiore integrazione delle FER**: sulla base degli obiettivi definiti dal nuovo PNIEC 2024, il settore elettrico italiano si trova davanti alla più ambiziosa sfida di sempre, ossia installare entro il 2030 almeno +65 GW di nuova capacità rinnovabile, di cui circa 49 GW di solare fotovoltaico e 16 GW di eolico. Lo sviluppo dell'infrastruttura di rete costituisce un elemento strategico per facilitare l'integrazione efficiente della produzione da fonti rinnovabili. In particolare, l'implementazione del progetto Hypergrid, attraverso il potenziamento della capacità di trasferimento energetico tra le diverse zone, consentirà una significativa **riduzione dei fenomeni di overgeneration**, minimizzando la necessità di limitare la produzione da fonti rinnovabili. I benefici derivanti dal potenziamento infrastrutturale e dal conseguente incremento dei limiti di transito non garantiscono soltanto un più efficace trasferimento energetico dalla zona Sud verso il Nord, ma si estendono anche al **miglioramento della flessibilità nella gestione della riserva**, grazie all'ottimizzazione delle capacità di supporto reciproco tra le diverse aree del sistema. Le opere di sviluppo hanno impatto sui limiti di scambio e permettono una integrazione rinnovabile ingente **riducendo di circa il 70% l'overgeneration totale di Sistema**;
- una **minimizzazione delle perdite**: la massiccia integrazione di fonti rinnovabili, insieme alla necessità di trasmettere maggiori quantità di energia sulle reti, comporta inevitabilmente un aumento delle perdite. Queste possono risultare ancora più significative in una rete che non possiede strumenti avanzati per il controllo dei flussi di potenza, un'esigenza a cui risponde la tecnologia HVDC. La scelta della trasmissione in corrente continua (HVDC) rappresenta infatti una soluzione ottimale per il trasporto controllato di energia su distanze dell'ordine di centinaia di chilometri. Rispetto a un sistema equivalente in corrente alternata, infatti, essa consente di mantenere le perdite complessive (inclusi i consumi delle stazioni di conversione) a livelli inferiori;
- una **riduzione CO<sub>2</sub>**: gli interventi previsti nel Piano concorrono, oltre alla riduzione delle perdite a livello di Sistema, anche alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, riflettendo un impegno significativo di Terna nella lotta contro il cambiamento climatico. Entro il 2030, si prevede infatti una riduzione complessiva delle emissioni fino a circa 2.000 kt/anno, con un ulteriore calo previsto a lungo termine, ossia entro il 2040, raggiungendo quasi 12.100 kt/anno.





# 6

## Struttura del Piano di Sviluppo 2025

# Struttura del Piano di Sviluppo 2025

Il Piano di Sviluppo 2025 si articola in 6 fascicoli principali e 3 allegati tecnici, con contenuti organizzati per aree tematiche e dettagli tecnici, anche in linea con le disposizioni regolatorie e normative.

I **sei fascicoli** valorizzano i contenuti attraverso una struttura che pone l'attenzione sulle principali tematiche e novità del Piano di Sviluppo 2025. In particolare, il fascicolo "Programmazione Territoriale Efficiente e Interventi di Connessione" rappresenta un elemento di novità di questo Piano e comprende, tra gli altri, anche le richieste di connessione alla RTN precedentemente trattati in un allegato specifico.

I fascicoli sono strutturati come di seguito:

## PIANO DI SVILUPPO - OVERVIEW



Il presente fascicolo descrive le sfide e gli obiettivi nell'odierno contesto internazionale, energetico e normativo esplorando gli scenari energetici

e la relativa strategia di Terna. Illustra le novità e i driver principali alla base del Piano.

## PIANIFICAZIONE DELLA RETE ELETTRICA



Descrive gli obiettivi i criteri e le linee guida della pianificazione, il ruolo di Terna come TSO in ambito europeo e nel mediterraneo, le attività di coordinamento con i DSO e la strategia di digitalizzazione della rete.

Descrive, inoltre, i principali strumenti di finanza agevolata nazionale ed europea e le potenziali acquisizioni di nuovi asset.

## STATO DEL SISTEMA ELETTRICO E SCENARI ENERGETICI



Descrive le consistenze della rete attuale, le evidenze del mercato elettrico e gli impatti della transizione energetica sul sistema elettrico

e le principali criticità. Illustra una sintesi degli scenari energetici selezionati per il PdS, descritti in dettaglio nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) 2024.

## PROGRAMMAZIONE TERRITORIALE EFFICIENTE E INTERVENTI DI CONNESSIONE



Descrive la nuova strategia di programmazione dello sviluppo della rete, in un'ottica di efficienza e di maggiore sostenibilità territoriale. Descrive, inoltre, le richieste di connessione

alla RTN, con dettaglio degli impianti di produzione FER, NON FER e delle unità di consumo inglobando quanto era presente nell'allegato «Evoluzione Rinnovabile e Interventi di Connessione» nel PdS23.

## ESIGENZE DI SVILUPPO: I NUOVI PROGETTI



Fornisce una panoramica dei nuovi interventi di sviluppo pianificati, illustrando il piano di investimenti e fornendo lo stato di avanzamento del progetto Hypergrid. Descrive gli interventi infrastrutturali e le soluzioni tecnologiche

e digitali individuate per massimizzare l'efficienza nell'utilizzo degli asset esistenti. Fornisce, inoltre, una vista degli interventi di interconnessione con l'estero.

## BENEFICI DI SISTEMA E ANALISI ROBUSTEZZA RETE



Descrive i principali benefici di sistema apportati dalla realizzazione degli interventi di sviluppo e analizza il tema della Robustezza della Rete del futuro (System Strength).

Gli **allegati tecnici** del Piano di Sviluppo 2025 includono ulteriori approfondimenti riguardo i riferimenti normativi alla base del Piano, i criteri e le metodologie utilizzate per la pianificazione della RTN e l'avanzamento dettagliato degli interventi di sviluppo già presenti nelle precedenti edizioni del Piano.

Gli allegati sono strutturati come di seguito:

#### AVANZAMENTO PIANI DI SVILUPPO PRECEDENTI



I tre documenti di avanzamento degli interventi previsti nei Piani di Sviluppo precedenti descrivono in dettaglio lo stato di avanzamento di ciascun intervento di sviluppo, suddivisi nelle tre aree geografiche di riferimento:

- Nord Ovest
- Nord Est
- Centro Sud

#### RIFERIMENTI NORMATIVI 2023-2024



Descrive il dettaglio dei principali provvedimenti legislativi e regolatori emanati nel corso del biennio 2023-2024, nonché un approfondimento su quelli a livello europeo.

#### DOCUMENTO METODOLOGICO PER L'APPLICAZIONE DELL'ANALISI COSTI BENEFICI APPLICATA AL PIANO DI SVILUPPO 2025



Descrive i criteri e la metodologia utilizzata da Terna per la valutazione degli sviluppi infrastrutturali della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN)

inseriti nel proprio Piano di Sviluppo decennale.

Tutta la documentazione del Piano di Sviluppo 2025 è consultabile online nel sito [www.terna.it](http://www.terna.it)







Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

[www.terna.it](http://www.terna.it)

Mercurio GP  
Milano

Consulenza strategica  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

[www.mercuriogp.eu](http://www.mercuriogp.eu)

