

2025

Stato del **sistema elettrico**
e **scenari energetici**



*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



Sintesi

Terna, in qualità di TSO, consolida il suo ruolo di abilitatore della transizione energetica, sostenendo il raggiungimento degli obiettivi climatici, ma anche continuando a garantire la sicurezza e la qualità dell'approvvigionamento di energia elettrica al minor costo per gli utenti finali.

La rivoluzione energetica in atto è una trasformazione globale che coinvolge l'intero sistema elettrico dalla produzione, alla trasmissione, distribuzione e consumo finale, spinta dall'urgenza di rispondere al cambiamento climatico, riducendo le emissioni di CO₂ e favorendo sempre più l'integrazione delle fonti rinnovabili.

Tale trasformazione è ancor più definita negli scenari del Piano di Sviluppo 2025, in cui il percorso verso la decarbonizzazione viene delineato in termini di maggiore produzione delle fonti rinnovabili, nuovi sistemi di accumulo e di una domanda di energia spinta



prevalentemente dall'elettificazione dei consumi, in linea con gli indirizzi strategici europei e nazionali.

Al fine di supportare le necessità di un sistema elettrico caratterizzato da una progressiva riduzione della generazione termica, l'innovazione tecnologica è uno strumento chiave e lo sarà in misura sempre più incisiva nei prossimi anni, migliorando l'efficienza delle reti elettriche, ottimizzando l'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile e incrementando la robustezza, sicurezza e resilienza del sistema elettrico nazionale.

Nel presente Fascicolo "Stato del sistema elettrico e scenari energetici" le analisi del funzionamento del sistema elettrico (domanda/produzione) e del mercato elettrico, in particolare per il biennio 2023 e 2024, evidenziano numeri ed elementi della transizione energetica che sta caratterizzando la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in termini di:





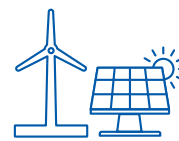
SICUREZZA, ROBUSTEZZA E RESILIENZA DELLA RETE



Il sistema elettrico si rafforza strutturalmente con nuove interconnessioni sia a livello nazionale con le reti isolate (es. Elba-Continente) sia a livello europeo (es. Italia-Austria), infrastrutture strategiche che favoriscono l'integrazione delle reti elettriche, maggiore affidabilità e sicurezza, avvalendosi anche di avanzate tecnologie e di elevati standard di sostenibilità. La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) si amplia con la realizzazione di nuove linee, che si attestano a oltre 68.300 km di linee aeree e oltre 4.300 km di cavi terrestri e marini, ma anche con nuove acquisizioni e/o proposte di acquisizioni, quali la rete AT dell'area Metropolitana di Roma di Areti, finalizzata a una gestione integrata e funzionale delle infrastrutture.

Proseguono, inoltre, le azioni per migliorare gli standard di qualità e continuità del servizio elettrico, che pur presentando nel periodo Luglio 2023 – Giugno 2024 trend positivi, quali la riduzione dell'ENF a 1.900 MWh (nel periodo precedente era 3.000 MWh) o il mantenimento costante dei valori di tensione, evidenziano comunque porzioni di rete in cui i tassi di incidenza delle disalimentazioni sono ancora impattanti o la frequenza di superamento dei valori di tensione della soglia di attenzione è comunque elevata e tali da rendere necessari interventi infrastrutturali e/o la dotazione di opportuni dispositivi in grado di compensare tali fenomeni.

Rilevanti sono anche le iniziative per rendere le infrastrutture elettriche resilienti ai possibili danni causati dagli eventi climatici severi che evolvono in modo sempre più repentino e contrastanti tra loro. Nell'ambito del *climate assessment*, la Metodologia Resilienza rappresenta uno strumento innovativo per identificare le aree a maggior rischio disalimentazioni per neve e vento forte e pianificare in modo efficace ed efficiente interventi infrastrutturali finalizzati a prevenire i possibili danni agli asset della RTN. Anche gli interventi di natura capital light e/o soluzioni che sfruttano il potenziale offerto dalla digitalizzazione consentono di mitigare gli impatti e ridurre i tempi di disservizio causati da eventi climatici severi.



L'incremento della potenza installata delle rinnovabili (eolico e fotovoltaico) con + 5,8 GW nel 2023 e 7,5 GW nel 2024 incide sul sempre maggiore apporto di tali fonti a copertura della produzione nazionale, che nel 2023 è stata di circa il 21% nel 2024 si attesta a circa il 23%. Tali fonti, se considerate insieme, sono diventate, ormai stabilmente, la prima fonte rinnovabile a livello annuale, superando l'idroelettrico rinnovabile.

Accanto all'eolico e fotovoltaico, importante recupero della produzione FER ha riguardato anche l'idroelettrico rinnovabile, la cui produzione nel 2023 ha inciso per il 16% sulla produzione nazionale, valore che nel corso del 2024 è pari a oltre il 20%. L'incremento della produzione idroelettrica è fortemente legato agli eventi climatici che hanno caratterizzato il 2023 e il 2024 con periodi di forti e intense piogge dal carattere alluvionale, determinando tuttavia una sostanziale differenza tra la disponibilità delle risorse idriche del Nord e Centro-Nord del Paese, maggiormente colpiti da tali fenomeni pluviometrici, rispetto al Sud del Paese caratterizzato, invece, da eventi siccitosi.

Prosegue, inoltre, la riduzione della produzione termoelettrica, in particolare il carbone, la cui produzione resasi necessaria nel 2022 a seguito della crisi energetica del gas, ha visto nel 2023 un calo di circa il 42% e anche nel 2024 prosegue con ulteriore calo di oltre il 70%.





MERCATI DELL'ENERGIA EFFICIENTI E INTEGRATI



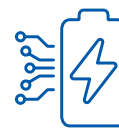
Anche la gestione dei mercati dell'energia vede una ripresa dalle crisi energetiche e geopolitiche del 2022 in termini di riduzione del valor medio del PUN, che nel 2024 si attesta a 109 €/MWh, valore che a livello zonale resta costante pur essendovi ancora degli spread in salita come ad esempio in Sicilia e nel Centro Sud. Anche su MBR, nel 2024, si registra una riduzione sia dei prezzi medi a salire, pari a 190 €/MWh, e a scendere, pari a 53 €/MWh, così come a livello di costi complessivi sostenuti (regolazione e altri servizi) pari a 795 Mln€.

L'evoluzione di un mercato sempre più flessibile e sostenibile si declina nell'applicazione di nuovi meccanismi quali quello di contrattualizzazione a termine del Capacity Market, finalizzato a ridurre l'impronta carbonica del parco di generazione, consentendo la dismissione degli impianti di generazione meno efficienti e caratterizzati da elevate emissioni di CO₂ a favore di impianti più flessibili, più efficienti e meno inquinanti, assicurando l'adeguatezza del sistema elettrico. Attraverso tale meccanismo, accanto agli 8 GW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP) per il 2022-2025, sono stati approvvigionati per l'anno di consegna 2025 complessivi 42 GW.

Anche la riforma organica della regolamentazione del dispacciamento elettrico prevista dal TIDE è tesa a rendere idonea e garantire la sicurezza del sistema elettrico in un contesto di rapida e continua evoluzione del mix di generazione elettrica, che sarà implementata in fasi transitorie e di consolidamento nei prossimi 2 anni, 2025 e 2026, a cui seguirà la fase di regime le cui tempistiche saranno definite da Terna.

Ampliare poi le tipologie di risorse per fornire servizi di rete e/o offrire nuovi servizi rappresenta un'ulteriore strategia per far fronte alle esigenze legate all'evoluzione del sistema elettrico e in particolare alla stabilità di sistema. Attraverso il progetto pilota "Fast Reserve" è stata, infatti, definita una contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza, che ha messo a disposizione di Terna 250 MW fino al 2027 per garantire la sicurezza dinamica della rete, contenendo in tempi estremamente rapidi i transitori di frequenza ed evitando fenomeni di cascading.

SOLUZIONI INNOVATIVE PER IL FUNZIONAMENTO DELLA RETE



L'adozione di soluzioni innovative e tecnologiche, insieme allo sviluppo delle reti, sono uno strumento chiave per abilitare la transizione energetica, garantendo la stabilità del sistema e la flessibilità di esercizio.

In tale contesto i sistemi di accumulo elettrici rappresentano una tecnologia avanzata e matura attraverso la quale è possibile stoccare l'energia rinnovabile in esubero e restituirla al sistema nelle ore di minore produzione, gestendo così, in modo flessibile ed efficiente, le criticità di funzionamento del sistema elettrico legate a periodi di overgeneration e/o congestione della rete.

La capacità installata degli accumuli in Italia è, infatti, in rapida crescita. Nel 2023 il totale della Capacità di accumulo elettrochimico ha superato 7 GWh, che corrispondono a 3,45 GW di potenza nominale, per circa 524.000 sistemi di accumulo. Al 31 dicembre 2024 si registrano in Italia 12,94 GWh di capacità di accumulo, che corrispondono a circa 5,6 GW di potenza nominale, per circa 733.000 sistemi di accumulo.

Lo sviluppo della nuova capacità di accumulo, necessaria per l'integrazione dell'energia rinnovabile all'interno del sistema elettrico, sarà ancor più garantito dal meccanismo innovativo del MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico), in base al quale Terna, a partire dal 2025, svolgerà le prime aste per approvvigionare la capacità dei sistemi di accumulo che saranno utilizzati per massimizzare l'efficienza complessiva del sistema, contribuendo non solo a una migliore integrazione delle rinnovabili, ma anche a contenere i prezzi sui mercati dell'energia e dei servizi.

Indice

1	La Rete di Trasmissione Nazionale	11
	1.1 Evoluzione delle consistenze RTN	12
	1.2 Variazioni nell'ambito della RTN	14
	1.2.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN	14
2	Il sistema elettrico	19
	2.1 Bilancio energetico nazionale	21
	2.2 Domanda elettrica nazionale	23
	2.3 Produzione elettrica nazionale	24
	2.4 Evoluzione delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo	24
	2.5 Analisi del carico residuo	30
3	Analisi del mercato elettrico	33
	3.1 Mercato elettrico	34
	3.1.1 Le zone di mercato	36
	3.2 Mercato del giorno prima (MGP)	40
	3.3 Mercato di bilanciamento e il ridispacciamento (MBR)	43
	3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura dei servizi	50
	3.5 Il ruolo degli accumuli nel sistema elettrico	54
	3.5.1 Impianti di pompaggio nel sistema elettrico	55

4	Impatti sul sistema elettrico	59
	4.1 Impatti delle rinnovabili	61
	4.2 Qualità del servizio	64
	4.2.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione – Reti AAT/AT	64
	4.2.2 Qualità della tensione	65
	4.3 Sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico	67
	4.4 Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	72
	4.4.1 Qualità e sicurezza della rete	78
5	Gli scenari energetici	83
	5.1 Il ruolo di Terna nella definizione degli scenari energetici	84
	5.2 Documento di Descrizione degli Scenari 2024	84
	5.2.1 Processo di costruzione degli Scenari	85
	5.2.2 Contesto macroeconomico	86
	5.2.3 Commodities	86
	5.2.4 Scenari europei sviluppati da ENTSOE e ENTSG	87
	5.2.5 Scenari del DDS	88
	5.2.6 Individuazione degli scenari di piano	88
	5.3 Scenari alla base del Piano di Sviluppo 2025	89
	5.3.1 Fabbisogno elettrico	89
	5.3.2 Capacità installata	90
	5.3.3 Bilancio elettrico annuo	95
	5.3.4 Evoluzione carico residuo	96



1.1 Evoluzione delle consistenze RTN	12
1.2 Variazioni nell'ambito della RTN	14
1.2.1 <i>Proposte di variazione dell'ambito della RTN</i>	14



1 La Rete di Trasmissione Nazionale

La Rete di Trasmissione Nazionale

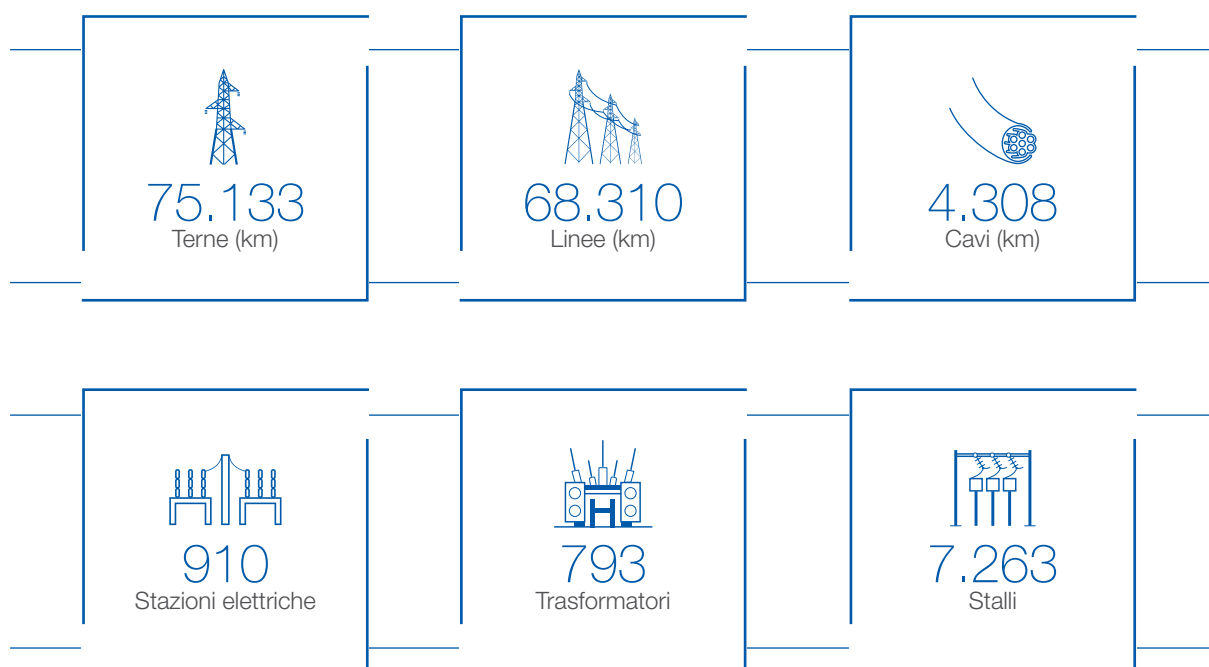
1

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è formata da linee ad altissima e ad alta tensione, da stazioni di trasformazione e/o di smistamento, nonché da linee di interconnessione che permettono lo scambio di elettricità con i Paesi esteri.

1.1 Evoluzione delle consistenze RTN

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di proprietà Terna al 30 giugno 2024 registra una consistenza di oltre 68.300 km di linee (corrispondenti a oltre 75.000 km di terne) e circa 910 stazioni come mostrato in [Figura 1](#).

Figura 1 Le infrastrutture di Terna



In particolare, nelle tabelle che seguono, tali consistenze¹ sono suddivise per livelli di tensione: 380-220 kV sulle reti di Altissima Tensione (AAT), e 150-132-60 kV sulle reti di Alta Tensione (AT).

Tabella 1 *Dettaglio Linee*

LINEE







			
LIVELLO DI TENSIONE	LINEE (KM)	LINEE IN CAVO INTERRATO (KM)	LINEE IN CAVO SOTTOMARINO (KM)
380 kV	11.876	411	1.445
220 kV	9.493	409	234
Inferiori (≤ 150 kV)	46.941	1.692	117
Totale	68.310	2.512	1.796

Tabella 2 *Dettaglio Stazioni*

STAZIONI E TRASFORMATORI

			
LIVELLO DI TENSIONE	STAZIONI (#)	TRASFORMATORI (#)	POTENZA TRASFORMATA (MVA)
380 kV	171	443	129.647
220 kV	151	214	34.780
Inferiori (≤ 150 kV)	588	136	4.763
Totale	910	793	169.190

¹ La consistenza della RTN comprende gli impianti RTN del gruppo Alperia acquisiti da Terna nel 2023.

1.2 Variazioni nell'ambito della RTN

Ai sensi dell'articolo 2 del Decreto del Ministero delle Attività Produttive 23 dicembre 2002 e dell'art 3.2, lettera f, di cui alla Deliberazione 627/2016/R/EEL e s.m.i. dell'ARERA nel Piano di Sviluppo vengono inserite le nuove **proposte di modifica dell'ambito della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**, relative ad acquisizione o dismissione di elementi di rete esistenti.

Nel caso di acquisizioni, la modifica dell'ambito della RTN potrà avvenire in seguito al conferimento a Terna degli asset in questione da parte dei soggetti che ne hanno attualmente la disponibilità.

Analogamente al caso di ampliamento dell'ambito della RTN, è possibile prevedere la dismissione di elementi di rete e l'eventuale conferimento degli elementi in questione alle società che hanno formalizzato il proprio interesse all'acquisizione.

1.2.1 Proposte di variazione dell'ambito della RTN

Per quanto riguarda l'acquisizione o la cessione a Terzi di elementi di rete esistenti, con il presente Piano si rappresentano le proposte di variazione ambito RTN (*Tabella 3* e *Tabella 4*).

Tabella 3 *Proposte di ampliamento dell'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE PER L'ACQUISIZIONE
E-distribuzione	IC Serere	132 kV	3 stalli	L'impianto è privo di trasformazioni ed è funzionale al corretto esercizio della RTN
	Raccordi 150 kV della CP Letojanni sulla linea 150 kV Caltabiano RT – Roccalumera RT	150 kV	2,12 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP Mascali sulla linea 150 kV Caltabiano RT – Acireale RT	150 kV	0,45 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP Roccalumera sulla linea 150 kV Contesse RT – Roccalumera RT	150 kV	0,1 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Linea 150 kV CP Ascoli Satriano Ovest – SE Deliceto	150 kV	3 km	Linea funzionale alla realizzazione di una doppia alimentazione della CP Ascoli Satriano Ovest
	Raccordi 150 kV della CP Ruggianello sulla linea 150 kV Ruggianello All. - Erchie	150 kV	3,17 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP Bari Porto sulla linea 150 kV Bari Stanic – Bari Ovest	150 kV	7 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Collegamenti 150 kV tra la CP Collemeto e la SE Galatina	150 kV	1 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Linea 150 kV CP Troia Ovest - SE Troia	150 kV	2,37 km	Linea funzionale alla realizzazione di una doppia alimentazione della CP
	Collegamenti 150 kV tra la CP Campofreddo e la SE Brindisi Sud	150 kV	1,5 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Linea 150 kV CP San Severo - SE Foggia	150 kV	6,60 km	Linea funzionale alla realizzazione di una doppia alimentazione della CP San Severo
	Raccordi 150 kV della CP Casignano sulla linea 150 kV SE Brindisi – CP Vaccaro	150 kV	0,17 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP Vaccaro sulla linea 150 kV CP San Vito dei Normanni - CP Casignano	150 kV	0,1 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP Blasi sulla linea 150 kV SE Brindisi - CP S. Pietro Vernotico	150 kV	0,15 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP San Donaci sulla linea 150 kV CP Valletta - CP Campi Salentina	150 kV	0,11 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Raccordi 150 kV della CP San Paolo sulla linea 150 kV CP Lecce Nord - SE Brindisi	150 kV	0,53 km	Brevi tratti di linea AT autorizzati dal DSO contestualmente alla Cabina Primaria e facenti parte di linea RTN.
	Linea Ligonchio - Schiezza	132 kV (esercita attualmente a 15 kV)	~20 km	Linea funzionale alla connessione della CP Schiezza
	Sezione 60 kV in SE Maddaloni	60 kV	9 stalli	Elemento di rete tra linee 60 kV RTN e ATR 220/60 kV RTN, l'acquisizione si rende necessaria per l'esercizio in sicurezza della rete afferente

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE PER L'ACQUISIZIONE
E-distribuzione	Sezione 60 kV in SE Tusciano	60 kV	10 stalli	Elemento di rete tra linee 60 kV RTN e ATR 220/60 kV RTN, l'acquisizione si rende necessaria per l'esercizio in sicurezza della rete afferente
	Sezione 60 kV in SE Castelluccia	60 kV	9 stalli	Elemento di rete tra linee 60 kV RTN e ATR 220/60 kV RTN, l'acquisizione si rende necessaria per l'esercizio in sicurezza della rete afferente
RFI	ATR 150/60 presso CP Feroletto	150/60 kV	2 ATR	Le macchine sono funzionali unicamente all'esercizio della RTN, interconnettendo porzioni di RTN a due livelli di tensione

Tra le proposte di variazione della RTN, si segnala l'**accordo tra Terna S.p.A. e Areti S.p.A.** (società per la distribuzione di energia elettrica, controllata da Acea S.p.A.), sottoscritto in data 6 novembre 2024, avente a oggetto l'acquisizione da parte di Terna del 100% del capitale sociale di un veicolo societario di nuova costituzione ("NewCo"), nel quale Areti conferirà parte delle infrastrutture in alta tensione di sua proprietà localizzate nell'area metropolitana di Roma.

L'acquisizione creerà valore ed efficienza per l'intero sistema elettrico, consentendo a Terna una gestione più funzionale e integrata delle proprie infrastrutture, in conformità con gli indirizzi strategici delineati da ARERA che, con la Delibera 616/2023, ha infatti introdotto incentivi per le imprese distributrici per promuovere la cessione a Terna dei propri asset di distribuzione in alta tensione, nonché in coerenza con le finalità di unificazione della RTN sotto la gestione di Terna.

Gli asset oggetto della compravendita corrispondono in sintesi a:

- la **totalità delle linee in AT dell'area di Roma** per complessivi 73 elettrodotti per una lunghezza pari a poco meno di 500 km;
- gli **elementi in AT di 3 cabine primarie**;
- i **raccordi 150 kV (circa 4 km) attualmente in fase realizzativa**, riferibili alla connessione della cabina primaria Grottarossa;

Si segnala che Terna ha richiesto al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, con istanza del 25 novembre 2024, la ricomprensione dei suddetti asset nell'ambito della RTN e che in data 27 dicembre 2024 Arera ha espresso parere positivo a tale istanza.

Tabella 4 *Proposte di dismissione dall'ambito RTN*

SOCIETÀ	DESCRIZIONE ASSET	LIVELLO DI TENSIONE	CONSISTENZA	MOTIVAZIONE PER LA CESSIONE
Nunki Steel	Linea 132 kV "Planais – Nunki Steel – cd Marcegaglia"	132 kV	~ 0,5 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente Nunki Steel è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset, che sarà asservito al solo servizio dell'utente
Siderscal	Tronco di linea 23221A2 "P.28 - Sideradria" appartenente alla linea 132 kV "Adria Sud –Rovigo ZI – cd Ceregnano Grimeca"	132 kV	~ 1,8 km	Nell'ambito del procedimento di connessione dell'utente Siderscal è stata prevista la dismissione dal perimetro RTN dell'asset, che sarà asservito al solo servizio dell'utente
E-distribuzione	Linea 60 kV "Martina Franca- Putignano"	60 kV	~ 27 km	Esigenze di esercizio coordinato della porzione di rete al fine della gestione in sicurezza della rete di distribuzione

Operazioni concluse nel biennio 2023-2024

Per quanto riguarda l'inserimento di elementi di rete esistenti dall'ambito RTN, si segnala che nell'anno 2024 è **avvenuta l'acquisizione** da parte di Terna della **Cabina Primaria a 132 kV di Vaiano Valle** (di proprietà E-distribuzione).

Per quanto riguarda, invece, la **dismissione di elementi di rete esistenti** dall'ambito RTN, con il presente Piano, si segnala inoltre che nell'anno 2024 è avvenuta la dismissione della **linea 132 kV "Carpi Turbogas 2 - Carpi Fossoli"** (in data 22 novembre 2023 il MASE ha espresso il proprio nulla osta alla dismissione dall'ambito RTN dell'impianto per la sua cessione a Enel Produzione).

FOCUS

Interventi di sviluppo entrati in esercizio nel 2023/2024

Collegamento elettrico in cavo sottomarino Elba-Continente

Ad aprile 2023 è entrato in esercizio il **collegamento elettrico in cavo sottomarino Elba-Continente** tramite un elettrodotto 132 kV tra le stazioni elettriche di Colmata (Isola d'Elba) e Piombino, nella zona di Livorno. L'elettrodotto ha una lunghezza complessiva di circa 37 km, di cui 34 sottomarini e 3 completamente interrati. L'investimento complessivo per la realizzazione dell'opera è stato pari a circa 90 milioni di euro. L'intervento era stato autorizzato dal Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) tramite decreto interministeriale n. 239/EL-219/333/2021 del 30 aprile 2021. Si tratta di un'infrastruttura strategica che consente di raddoppiare le linee di connessione tra il sistema elettrico nazionale e la rete dell'isola.

Il progetto è stato, inoltre, realizzato seguendo i più elevati **standard di sostenibilità**: per la sua posa sono state utilizzate avanzate tecnologie in grado di **tutelare** l'importante **biodiversità marina** del territorio. Nei mesi precedenti all'avvio delle attività di posa del cavo, infatti, sono state riposizionate nel Golfo di Follonica circa 53.000 talee di Posidonia oceanica, pianta acquatica tipica del Mar Mediterraneo che ha un ruolo fondamentale per l'intero ecosistema marino, per un totale di 1650 m² di habitat. Gli approdi del cavo, inoltre, sono stati realizzati tramite la tecnica della trivellazione orizzontale controllata (TOC), che permette, da un lato, di installare la tubazione limitando l'interferenza con le piante acquatiche, annullando l'impatto dei lavori sul litorale, e, dall'altro, di garantire la necessaria protezione meccanica del collegamento elettrico.

Figura 2 **Collegamento elettrico in cavo sottomarino Elba-Continente**



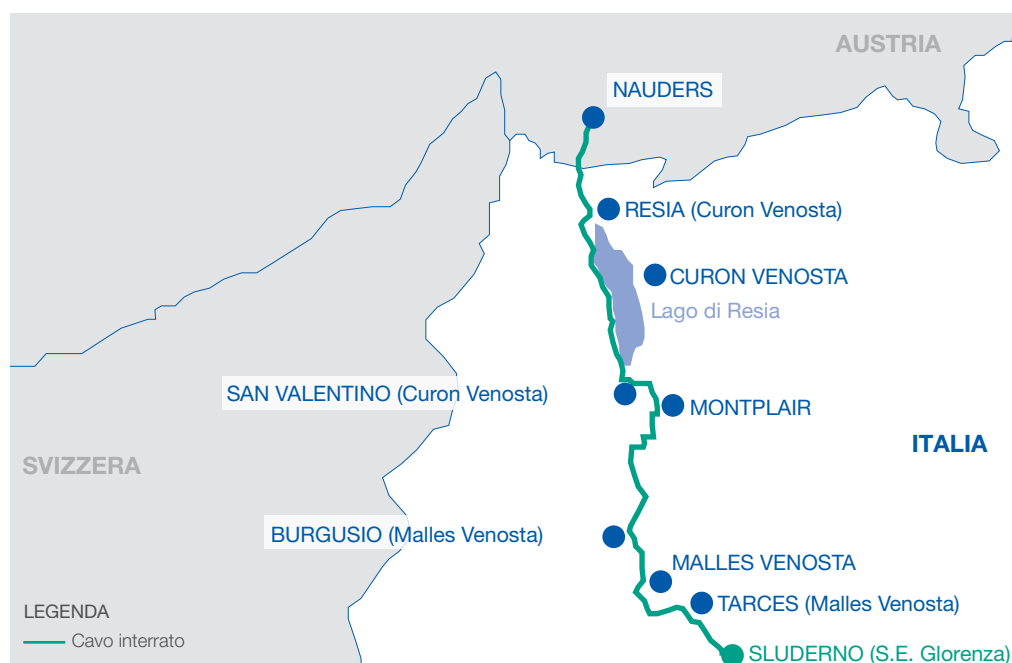
Elettrodotto 220 kV in cavo tra Italia e Austria

A dicembre 2023 è entrato in esercizio il nuovo **elettrodotto 220 kV in cavo completamente interrato tra Italia e Austria** che si sviluppa per 28 chilometri lungo il confine italo-austriaco e unisce le stazioni elettriche di **Glorenza** (in provincia di Bolzano) e **Nauders** (la prima città austriaca dopo il valico alpino del Passo Resia). L'investimento complessivo è stato di 80 milioni di euro.

L'opera consente ai due Paesi di **aumentare di 300 MW la capacità di interscambio** elettrico in importazione, raddoppiando quella attuale, favorendo una maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e l'incremento dell'affidabilità della rete elettrica nelle aree coinvolte.

La nuova opera rientra tra i cosiddetti **interconnector**, linee elettriche di interconnessione (previste dalla legge 99/2009, art.32) finanziate in parte da soggetti privati e programmate, costruite ed esercite da Terna, in cambio del rilascio di un'apposita esenzione dall'accesso a terzi sulla capacità di trasporto resa disponibile dall'esecuzione delle infrastrutture. Per la parte italiana, l'intervento, che rientra nel quadro normativo definito dall'art. 32 della legge 99/2009, è stato promosso dalla società Resia con cui Terna ha sottoscritto un framework contrattuale a titolo oneroso che ne regola la realizzazione, l'esercizio e la manutenzione.

Figura 3 Elettrodotto 220 kV Italia Austria





2.1 Bilancio energetico nazionale	21
2.2 Domanda elettrica nazionale	23
2.3 Produzione elettrica nazionale	24
2.4 Evoluzione delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo	24
2.5 Analisi del carico residuo	30



2

Il sistema elettrico

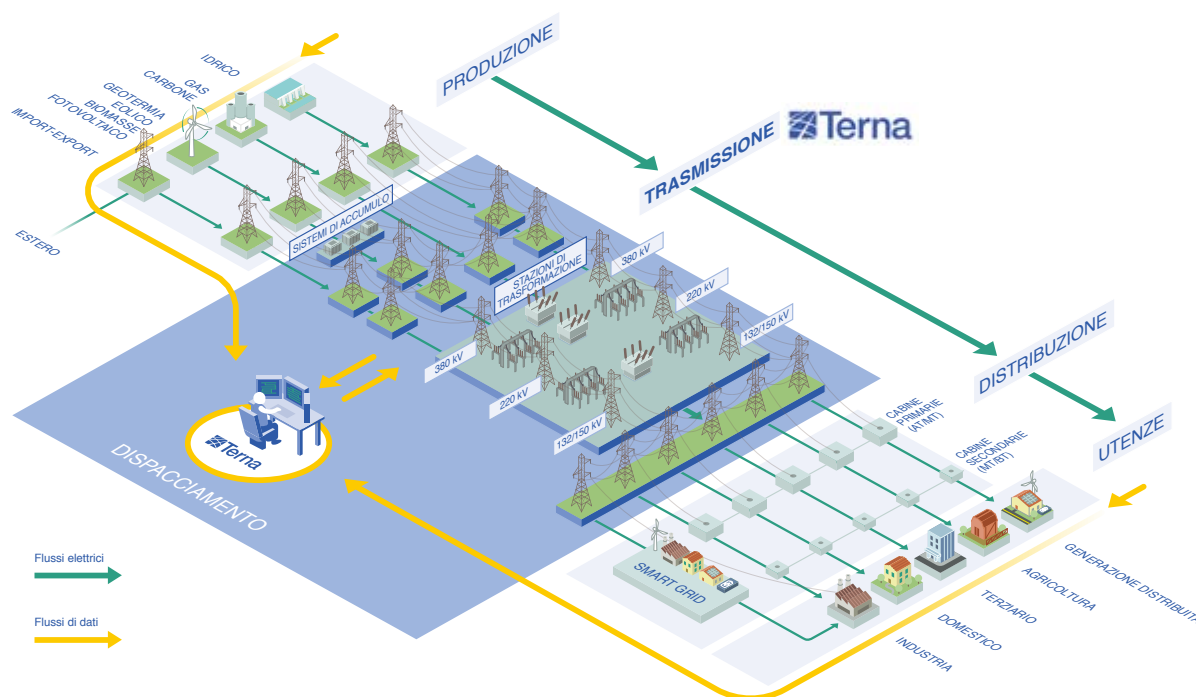
Il sistema elettrico

2

All'interno della **filiera elettrica**, l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, rappresenta quel segmento che ha la funzione di trasportare sia l'energia elettrica prodotta dalle centrali elettriche sia quella importata dall'estero verso le aree di consumo dove sarà utilizzata dopo la trasformazione a tensione più bassa (*Figura 4*).

In qualità di **Transmission System Operator (TSO)**, Terna deve pianificare, realizzare e mantenere una rete in grado di gestire la progressiva decarbonizzazione e una sempre maggiore integrazione delle rinnovabili (Transmission Operator) e garantire, istante per istante, che l'energia richiesta dai consumatori sia sempre in equilibrio con quella prodotta, attraverso il dispacciamento (System Operator). Terna, inoltre, ha il compito di garantire questo equilibrio attraverso un sistema di controllo altamente tecnologico, utilizzando un apposito mercato dove acquista i servizi necessari per assicurare costantemente la continuità e la sicurezza della fornitura di energia elettrica.

Figura 4 La filiera del sistema elettrico



La transizione verso un sistema di "produzione diffusa" da fonti rinnovabili sta rapidamente modificando il settore elettrico, con l'affermazione di un modello "prosumer" (produttore e consumatore insieme), in progressiva sostituzione del tradizionale "consumer", e con la conseguente crescita esponenziale delle risorse attive connesse alla rete. Ciò si traduce in un **sistema multidirezionale**, complesso e integrato con flussi di energia elettrica a più direzioni, ad alta volatilità e bassa prevedibilità. In questo contesto, è sempre più sfidante mantenere la completa osservabilità delle risorse - sia per quanto riguarda le immissioni sia per quanto riguarda i prelievi di energia - con un impatto sulla previsione del fabbisogno e, di conseguenza, sulla corretta gestione delle risorse di generazione.

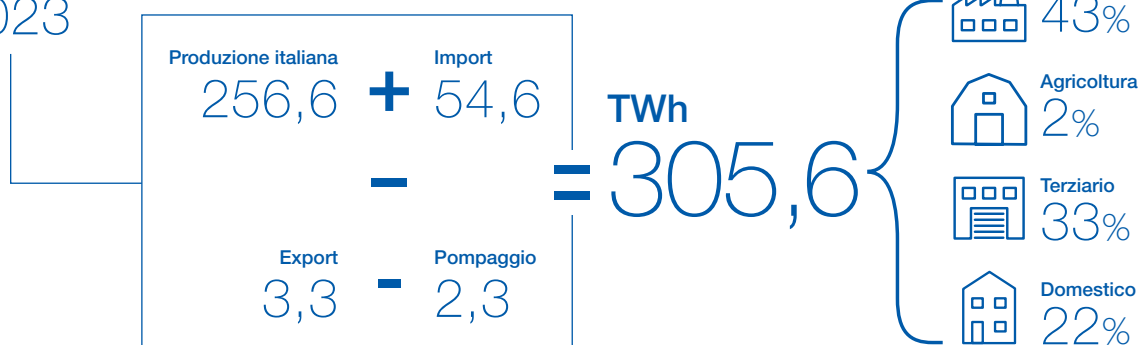
Alla crescente penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili, si aggiunge, inoltre, la graduale riduzione della capacità termica convenzionale (phase-out della generazione da carbone) rende il sistema elettrico al centro di un profondo cambiamento lungo l'intera catena del valore. L'insieme di questi fenomeni rende necessario un aumento di flessibilità e di velocità di risposta del sistema: la transizione energetica comporta un incremento progressivo della complessità di gestione del sistema. Tale complessità richiede la necessità di disporre di risorse flessibili in grado di integrare le fonti rinnovabili, garantendo la stabilità e l'efficienza del sistema.

2.1 Bilancio energetico nazionale

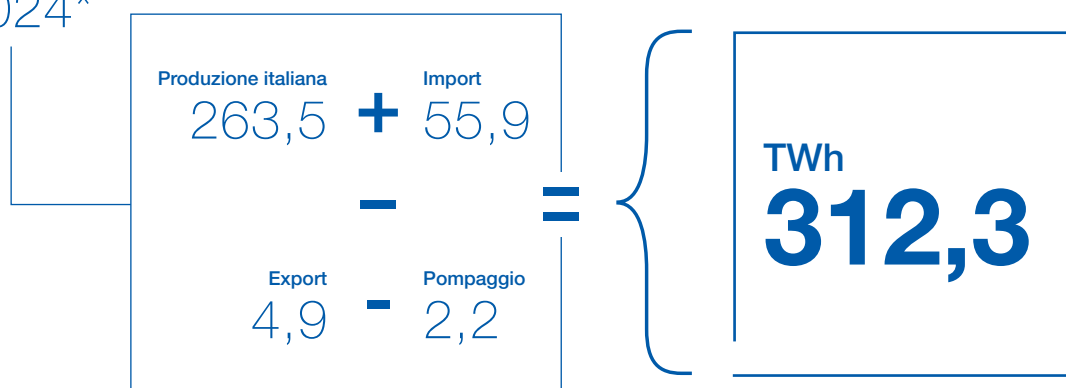
La copertura della domanda elettrica in Italia viene soddisfatta da un mix di produzione interna e import estero, come mostrato in *Figura 5* per gli anni 2023 e 2024.

Figura 5 Bilancio Energia Italia 2023 - 2024

Bilancio Energia
2023



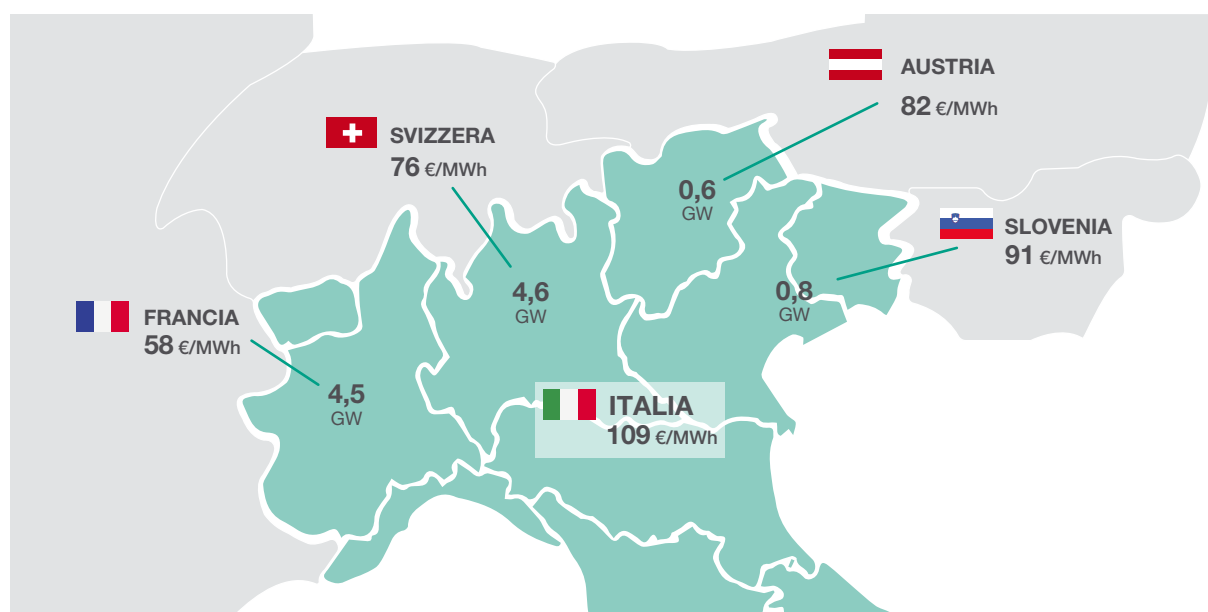
Bilancio Energia
2024*



I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti. La ripartizione dei consumi nei vari settori sarà disponibile con la pubblicazione dell'annuario statistico 2024.

In particolare, nel 2023 circa l'83% del fabbisogno è stato assicurato da produzione nazionale, pari alla produzione netta del parco di generazione decurtata dell'energia destinata ai pompaggi, il restante 17% è stata garantito dall'interscambio con l'estero. Le percentuali di copertura del fabbisogno tra produzione nazionale e saldo con l'estero sono simili anche per il periodo 2024, con, rispettivamente, l'84% e il 16%. Il contributo della produzione interna viene garantito dalla produzione tradizionale, prevalentemente termoelettrica, e dalle fonti rinnovabili il cui dettaglio viene descritto nei paragrafi successivi. Il contributo dell'import è principalmente guidato da due fattori fondamentali: il differenziale di prezzo tra l'Italia e i Paesi confinanti e la capacità delle interconnessioni transfrontaliere (Figura 6).

Figura 6 Prezzo medio annuo 2024 dell'energia elettrica [€/MWh] e capacità di interconnessione 2024 [GW] tra Italia e Paesi della frontiera Nord



Fonte: Terna, EntsoE

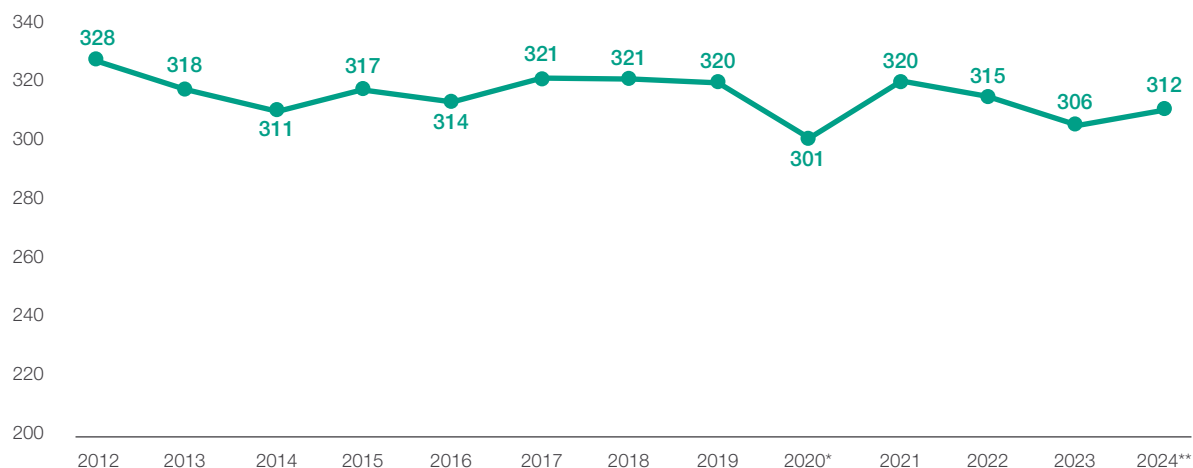
Dati aggiornati al 2024, provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Da evidenziare come, nel biennio 2023-2024, la capacità di interconnessione con l'Austria è raddoppiata grazie all'entrata in esercizio di un nuovo elettrodotto in cavo completamente interrato che ha aggiunto 300 MW alla capacità di interscambio elettrico tra l'Italia e l'Austria.

2.2 Domanda elettrica nazionale

Se con la crisi pandemica del 2020 si è raggiunto il minimo storico della domanda elettrica nazionale, per gli anni 2023 e 2024 si è continuato a registrare un leggero calo nei valori della domanda se confrontati con il 2022 e gli anni precedenti alla pandemia COVID-19, dopo un riallineamento ai dati storici avuto nel 2021.

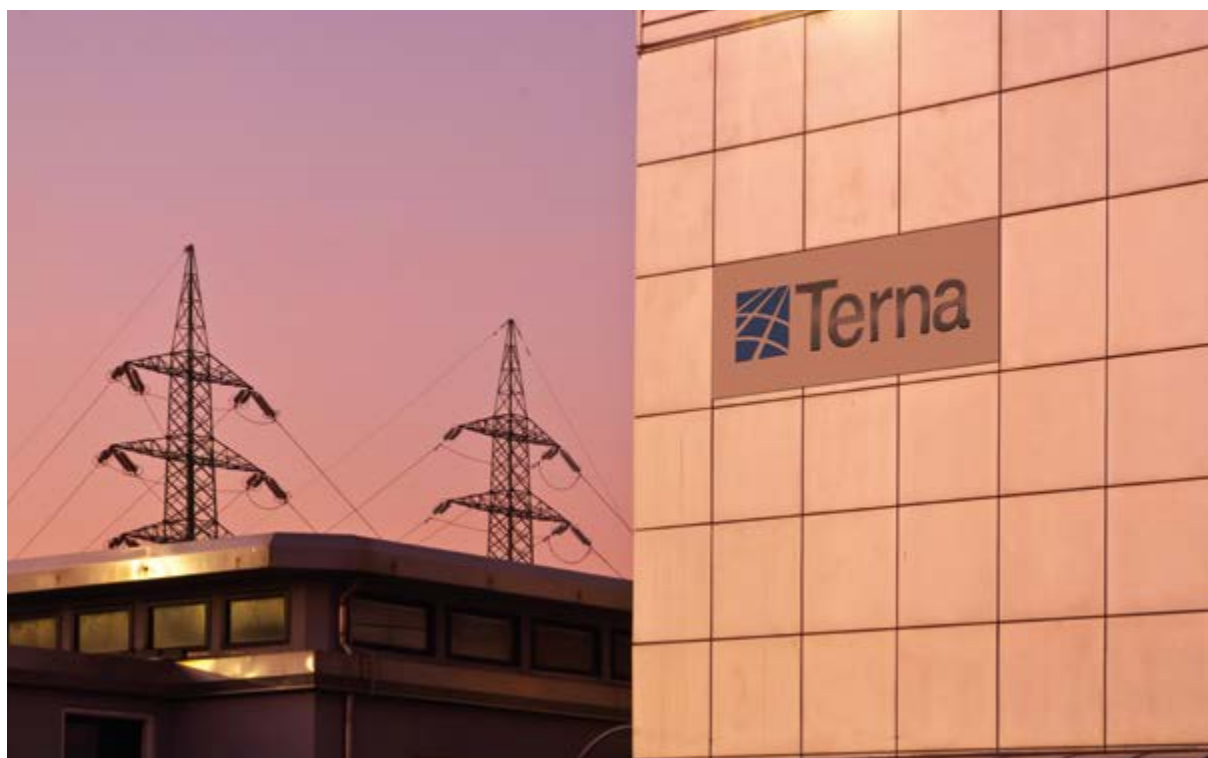
Figura 7 *Evoluzione della Domanda Storica (TWh)*



* Il 2020 è stato un anno interessato da chiusure delle attività produttive per emergenza sanitaria.

** I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Sia per il 2023 che per il 2024 il mese con la massima richiesta di energia è stato luglio, con rispettivamente 29.717 GWh e 31.084 GWh, con una crescita del 4,6% nel 2024 rispetto al 2023.

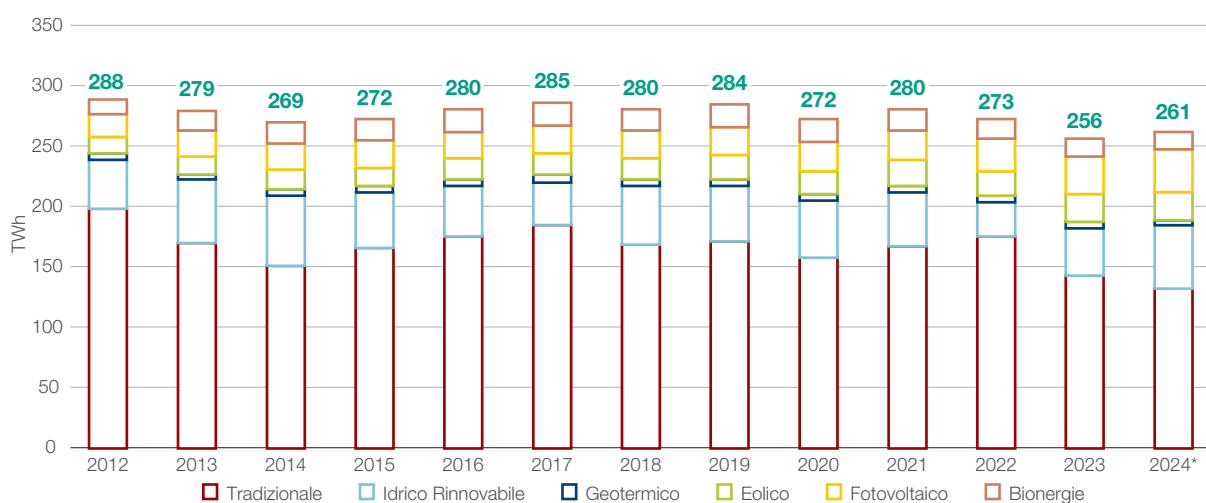


2.3 Produzione elettrica nazionale

Il **mix di risorse** che contribuiscono alla produzione elettrica nazionale è fortemente variato negli ultimi anni, con un sempre maggiore contributo delle **fonti rinnovabili** (Figura 8). In particolare, nel 2023, le fonti rinnovabili hanno coperto circa il 44% della produzione nazionale (114 TWh su un totale di 257 TWh), mentre nel 2024 si è raggiunta una percentuale pari a circa il 49% (129 TWh su un totale di 263 TWh). Ampliando l'analisi e considerando anche lo scambio con l'estero, la quota FER sul fabbisogno elettrico totale 2023, pari a 306 TWh, è stata pari al 37%, mentre ha raggiunto il 41% nel 2024. È da evidenziare come, storicamente, il maggior contributo alla quota FER della produzione nazionale è stato dato dall'idroelettrico; gli anni 2023 e 2024 mostrano un sempre maggiore incremento del contributo della produzione eolica e fotovoltaica, che, se sommate insieme, sono ormai stabilmente la prima fonte rinnovabile a livello annuale, superando l'idroelettrico rinnovabile. Nel biennio 2023 – 2024 si è registrato anche un forte recupero della fonte idrica, che, dopo l'anno di minima produzione registrata nel 2022 con 28 TWh, torna a valori di produzione in linea con gli anni passati, con oltre 40 TWh nel 2023 e 52 TWh nel 2024, questo grazie alla normalizzazione dei livelli di precipitazione registrati in Italia, specialmente nel nord Italia.

La **produzione da impianti non rinnovabili** registra un forte calo nel biennio 2023-2024, con 142 TWh prodotti nel 2023 e 133 TWh nel 2024, che sono i valori più bassi consuntivati negli ultimi anni, corrispondenti al 46% del fabbisogno per il 2023 e al 43% nel 2024, nel biennio 2021-2022 le percentuali erano 52% e 56%. All'interno del calo di produzione del termico tradizionale, è da evidenziare la forte diminuzione dell'utilizzo del carbone, coerentemente con il previsto phase out di questa fonte. Si è registrata, infatti, una diminuzione del 41,7% nel 2023 rispetto al 2022, e una discesa ancora più accentuata nel 2024, con un -71% rispetto all'anno precedente.

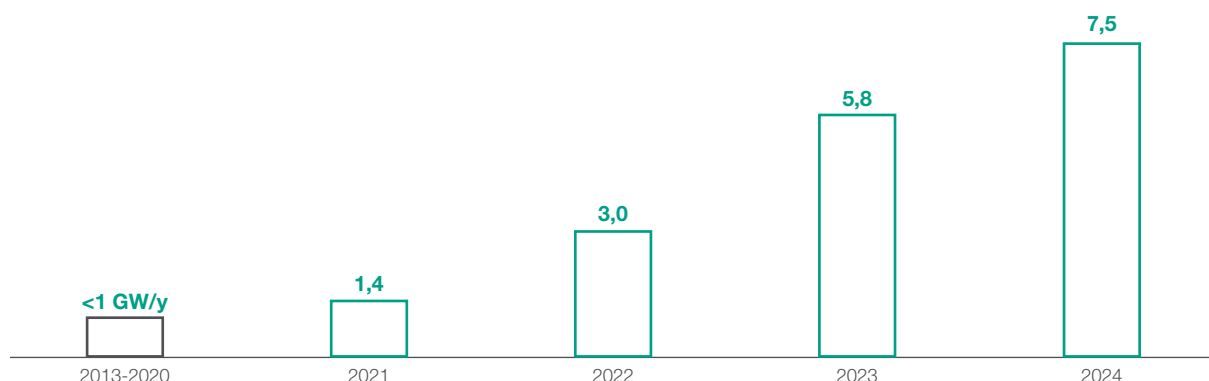
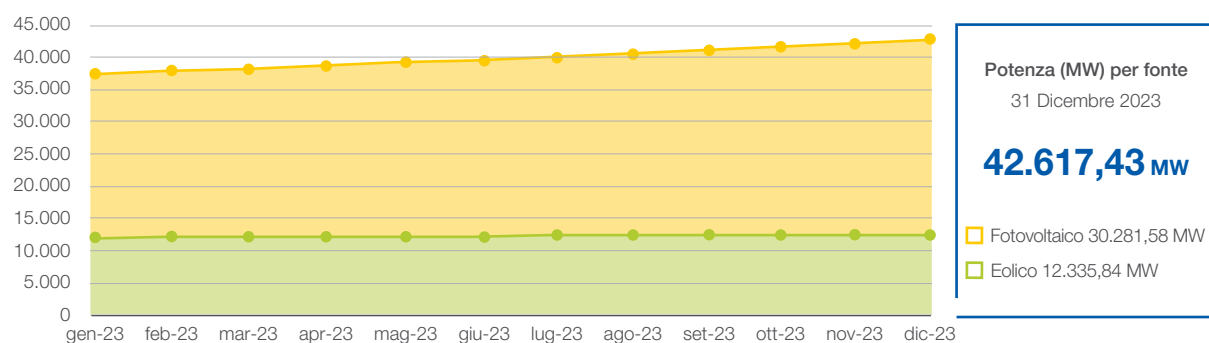
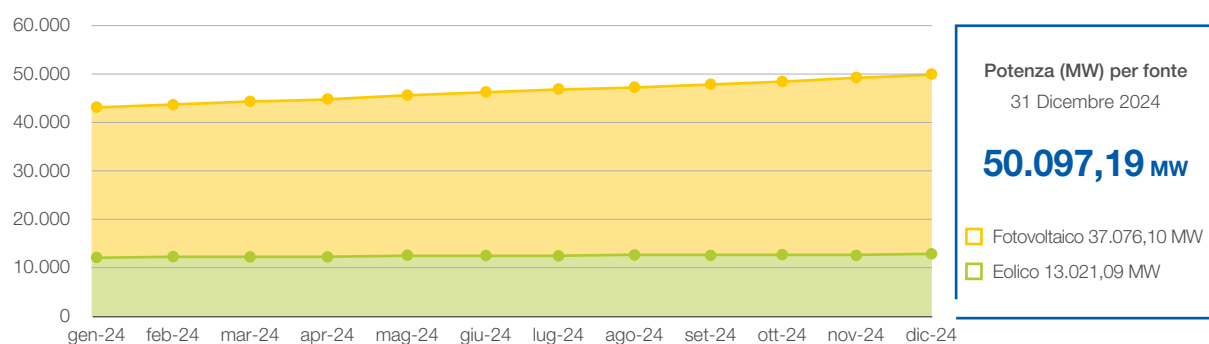
Figura 8 Evoluzione produzione netta nazionale per fonte (TWh)



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

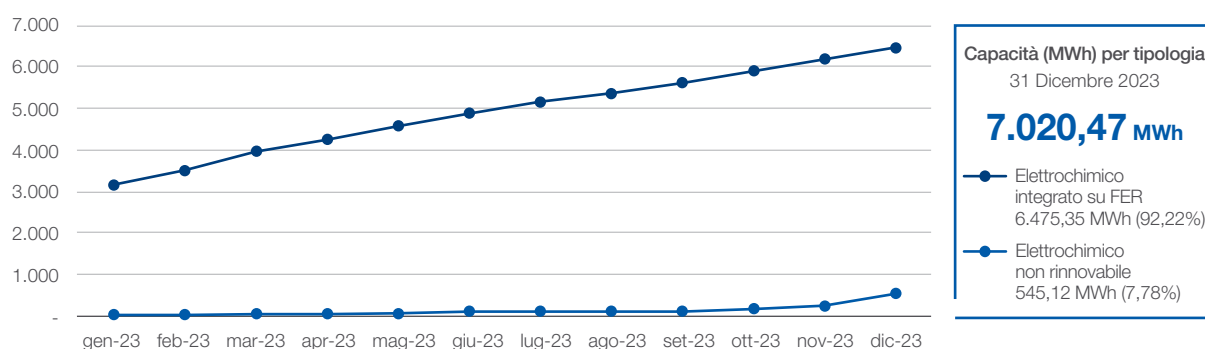
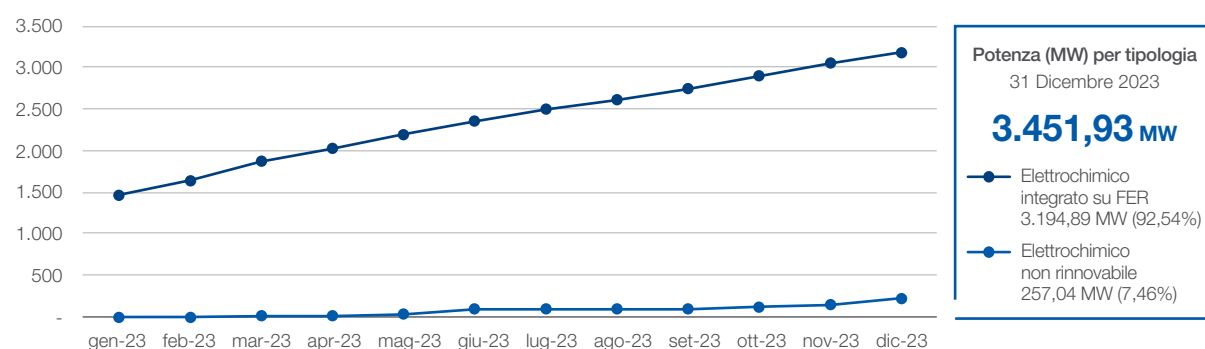
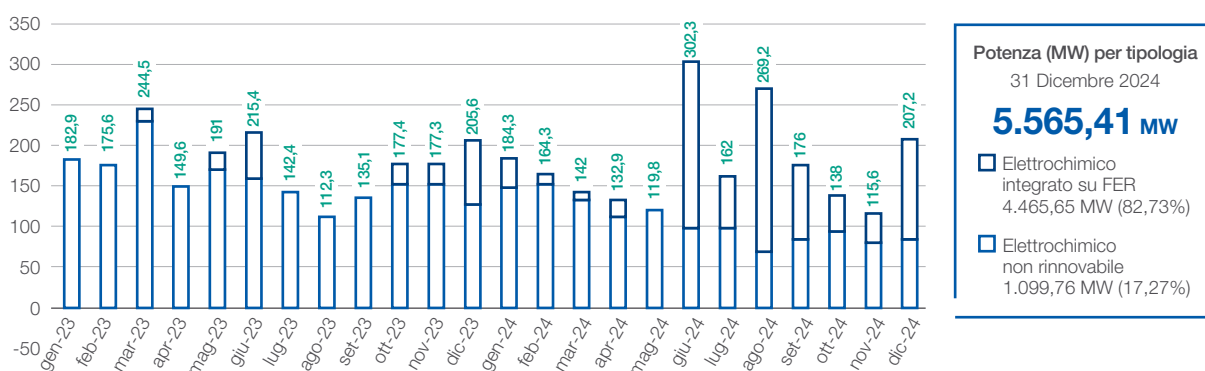
2.4 Evoluzione delle rinnovabili e dei sistemi di accumulo

In coerenza con gli orientamenti europei e nazionali in materia di decarbonizzazione, il raggiungimento degli obiettivi in termini di **installato di nuova capacità rinnovabile** è un percorso che richiede una crescita costante negli anni di nuova generazione FER. Nel 2023 ci sono state nuove attivazioni per circa 5,8 GW, valore superiore di circa 2,7 GW rispetto al 2022. Il dato sottolinea l'accelerazione nello sviluppo delle rinnovabili: infatti si è passati dalle nuove attivazioni pari a 1 GW nel 2021 e minori a 1 GW negli anni precedenti, ai circa 3 GW del 2022. Da gennaio a dicembre 2024 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 7.480 MW (di cui 6.795 MW di fotovoltaico). Tale valore è superiore di 1.685 MW (+29%) rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente e supera il dato dell'intero 2023, pari a circa 5.800 MW. Al 31 dicembre in Italia si registrano 76,6 GW di potenza installata da fonti rinnovabili, di cui, nel dettaglio, 37 GW di solare e 13 GW di eolico.

Figura 9 *Evoluzione installato da fonti rinnovabili (GW)*Figura 10 *Andamento Potenza Solare e Eolico nel 2023 (MW)*Figura 11 *Andamento Potenza Solare e Eolico nel 2024 (MW)*

Fonte: Portale Dati Terna.

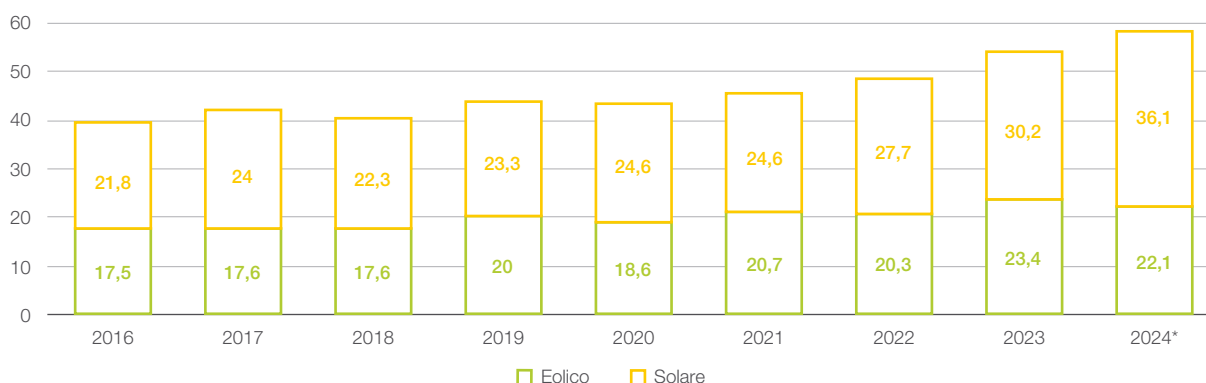
La **capacità installata degli accumuli** in Italia è in rapida crescita. Nel 2023 il totale della capacità di accumulo elettrochimico ha superato 7 GWh, che corrispondono a 3,45 GW di potenza nominale, per circa 524.000 sistemi di accumulo. La classe di potenza dell'impianto con la maggior potenza attiva nominale è quella compresa tra $6\text{kW} < P \leq 20\text{kW}$, la quale vede installati 1,8 GW di potenza. Nel 2024, la potenza nominale degli accumuli in esercizio è aumentata di 2,11 GW. Al 31 dicembre 2024 si registrano in Italia 12,94 GWh di capacità di accumulo, che corrispondono a 5,57 GW di potenza nominale, per circa 733.000 sistemi di accumulo.

**Figura 12 Andamento Capacità di Accumulo nel 2023 (MWh)****Figura 13 Andamento Potenza Accumuli nel 2023 (MW)****Figura 14 Andamento potenza accumuli nel 2023 e nel 2024 - Nuove attivazioni**

Fonte: Portale Dati Terna.

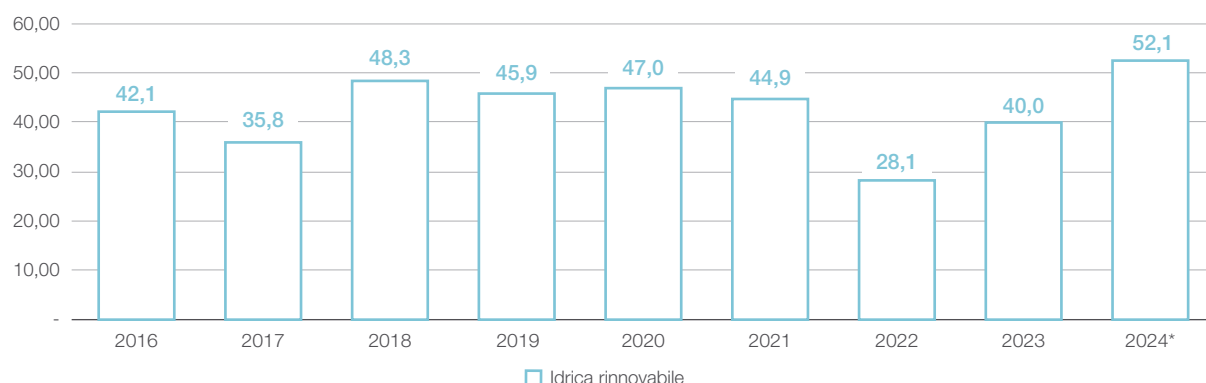
I dati relativi agli accumuli sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti di processo.

La crescita dell'installato delle nuove tecnologie rinnovabili fotovoltaiche e eoliche avute negli ultimi anni ha portato a un forte aumento della produzione delle due fonti, che sono passate da un complessivo di 39,3 TWh nel 2016 a 58,2 TWh nel 2024, con un aumento del 48% nel periodo, come evidenziato nella [Figura 15](#) che segue.

Figura 15 Produzione nuove rinnovabili, fonti eolica e solare (TWh)

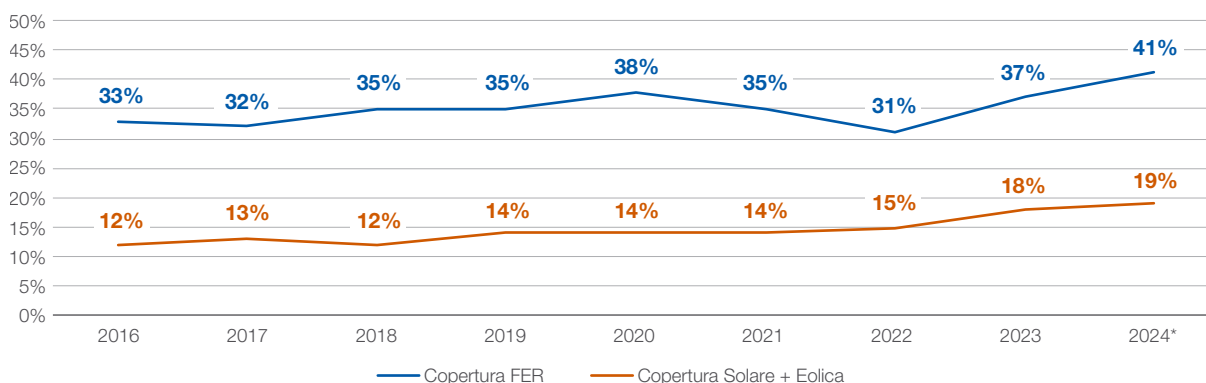
I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

La fonte idroelettrica rinnovabile, al contrario, ha avuto un andamento molto discontinuo nello stesso periodo, con variazioni di produzione annue sia positive che negative, dovute alle differenti condizioni meteorologiche registrate, e con una produzione simile tra il 2016 e il 2024.

Figura 16 Produzione idrica rinnovabile (TWh)

I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

L'aumento della produzione delle fonti solare ed eolica è stata consistente sia in termini assoluti che in valori percentuali rispetto al fabbisogno, dalla [Figura 17](#) Copertura del fabbisogno da tutte le fonti rinnovabili e da sole fonti solare ed eolica si può vedere come la percentuale di fabbisogno coperta dalle nuove rinnovabili abbia avuto una crescita quasi costante negli ultimi anni, passando dal 12% del 2016 e arrivando al 19% nel 2024, mentre l'andamento della copertura del fabbisogno da parte di tutte le fonti rinnovabili rispecchia l'andamento meno lineare della produzione dell'idrico rinnovabile, che, presa singolarmente, è ancora la fonte rinnovabile con maggiore produzione.

Figura 17 Copertura del fabbisogno da tutte le fonti rinnovabili e da sole fonti solare e eolica

I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

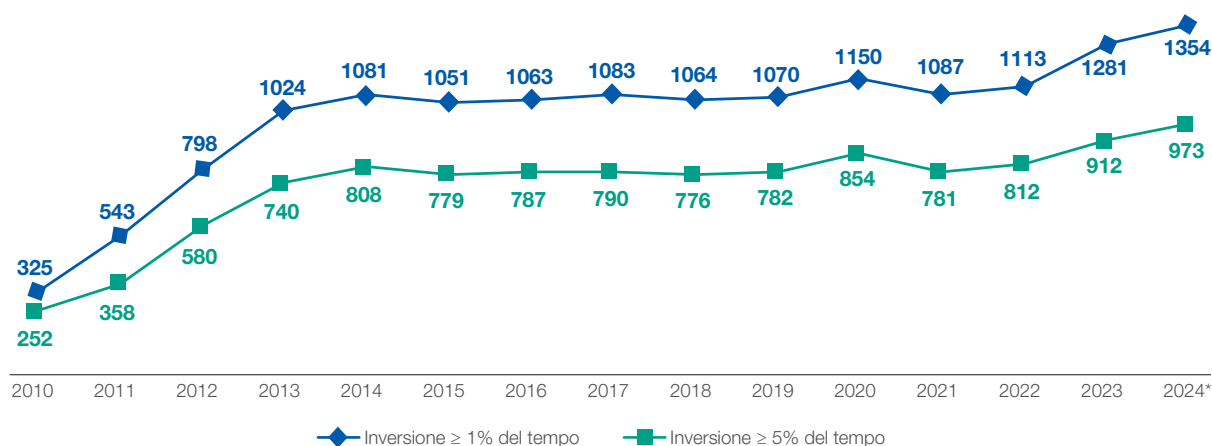
FOCUS

Inversione dei flussi

Il sistema elettrico sotteso a una Cabina Primaria (CP) di distribuzione è costituito da una combinazione di impianti di generazione, di consumo e di storage. Qualora la produzione della Generazione Distribuita (GD) superi il carico locale di una cabina, si verifica un'inversione dei flussi di potenza, che comporta la risalita di potenza dalla rete di distribuzione verso la rete di trasmissione.

Come è evidenziato nella [Figura 18](#), questo fenomeno ha visto un aumento a partire dagli ultimi anni e sulla rete di e-distribuzione è stata riscontrata nel periodo gennaio-novembre 2024 l'inversione del flusso di energia per almeno l'1% e il 5% delle ore dell'anno rispettivamente in 1.354 e 973 sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie di distribuzione su un totale di 3.595 sezioni AT/MT.

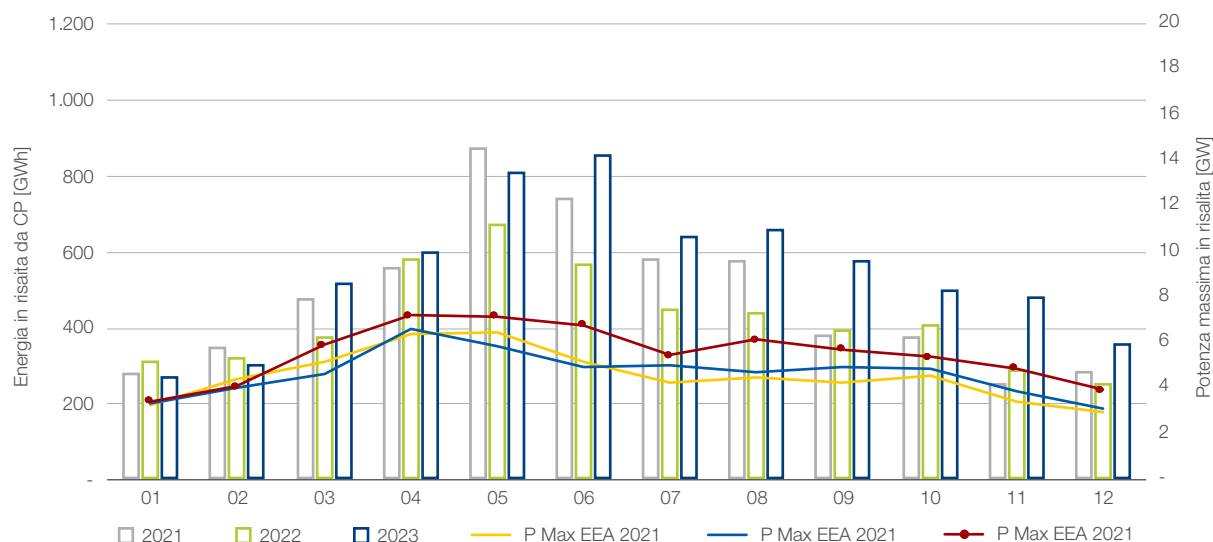
Figura 18 *Inversione dei flussi su sezioni AT/MT*



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Di seguito, in [Figura 19](#), viene riportato un grafico di carattere quantitativo sui flussi di energia (e potenza) in risalita dalla media verso l'alta e altissima tensione, relativi all'ultimo triennio 2021-2023. Tali flussi sono stati rilevati direttamente da Terna attraverso la lettura dei misuratori installati nelle Cabine Primarie di distribuzione.

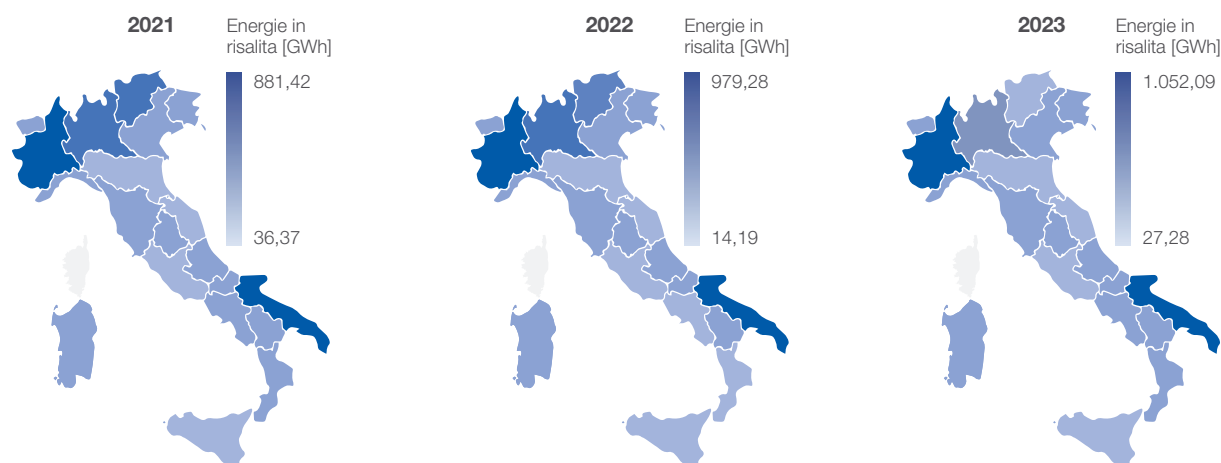
Dal grafico risulta evidente come l'andamento dell'energia in risalita nel corso degli anni sia del tipo classico a "campana", indicativo del fatto che la fonte preponderante a livello nazionale che determina fenomeni di risalita energetica dalle reti MT sia il fotovoltaico.

Figura 19 Energia e potenza massima in risalita da CP (2021-2023)

Nell'anno 2023, dal mese di marzo in avanti, si sono registrati valori di energia in risalita dalla media verso l'alta tensione costantemente al di sopra di quelli registrati l'anno precedente. Ciò è determinato da un aumento della potenza installata attribuibile a impianti Generazione Distribuita FRNP attestati in MT/BT.

L'aumento dei volumi di energia in risalita è evidente anche considerando il dato relativo alla potenza massima in risalita, che allo stesso modo evidenzia un costante aumento nel confronto yoy dal mese di marzo a dicembre.

Nella [Figura 20](#) è riportata invece una mappa dell'Italia con l'evidenza delle regioni maggiormente caratterizzate da fenomeni di risalita energetica, nel triennio oggetto di osservazione. Le regioni maggiormente caratterizzate da fenomeni di energia in risalita sono: il Piemonte, la Lombardia, il Trentino-Alto Adige e la Puglia. Nelle regioni del nord Italia incide in maniera rilevante anche la fonte Idroelettrica, mentre in Puglia tali fenomeni sono da attribuire principalmente alla Generazione Distribuita di tipo Solare ed Eolico.

Figura 20 Energia in risalita, distribuzione per regione (2021-2023)

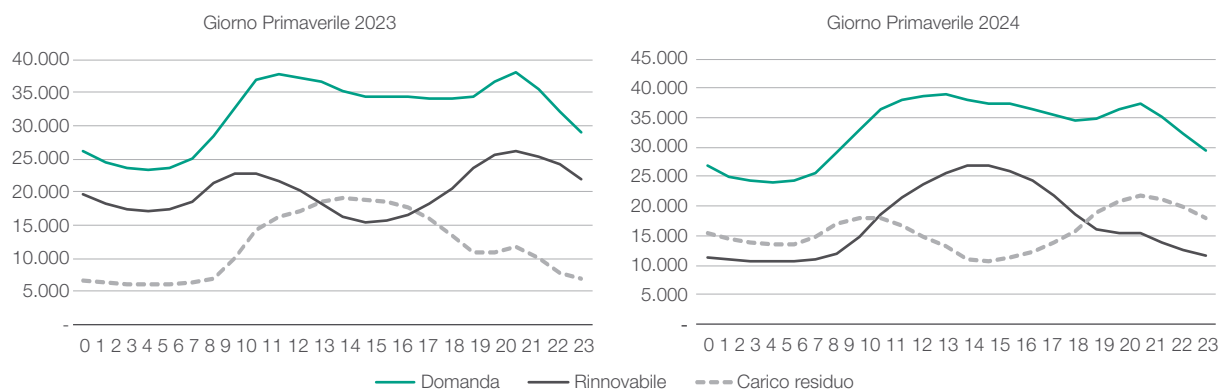
I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

2.5 Analisi del carico residuo

Il carico residuo rappresenta un parametro che ha assunto una notevole importanza negli ultimi anni con l'aumentare delle FRNP e, in particolare, con la forte penetrazione del fotovoltaico. Infatti, il carico residuo viene definito come la differenza tra fabbisogno di energia elettrica e produzione proveniente da fonte rinnovabile non programmabile e corrisponde, di fatto, all'effettivo carico che deve essere coperto da impianti "programmabili" per soddisfare il fabbisogno.

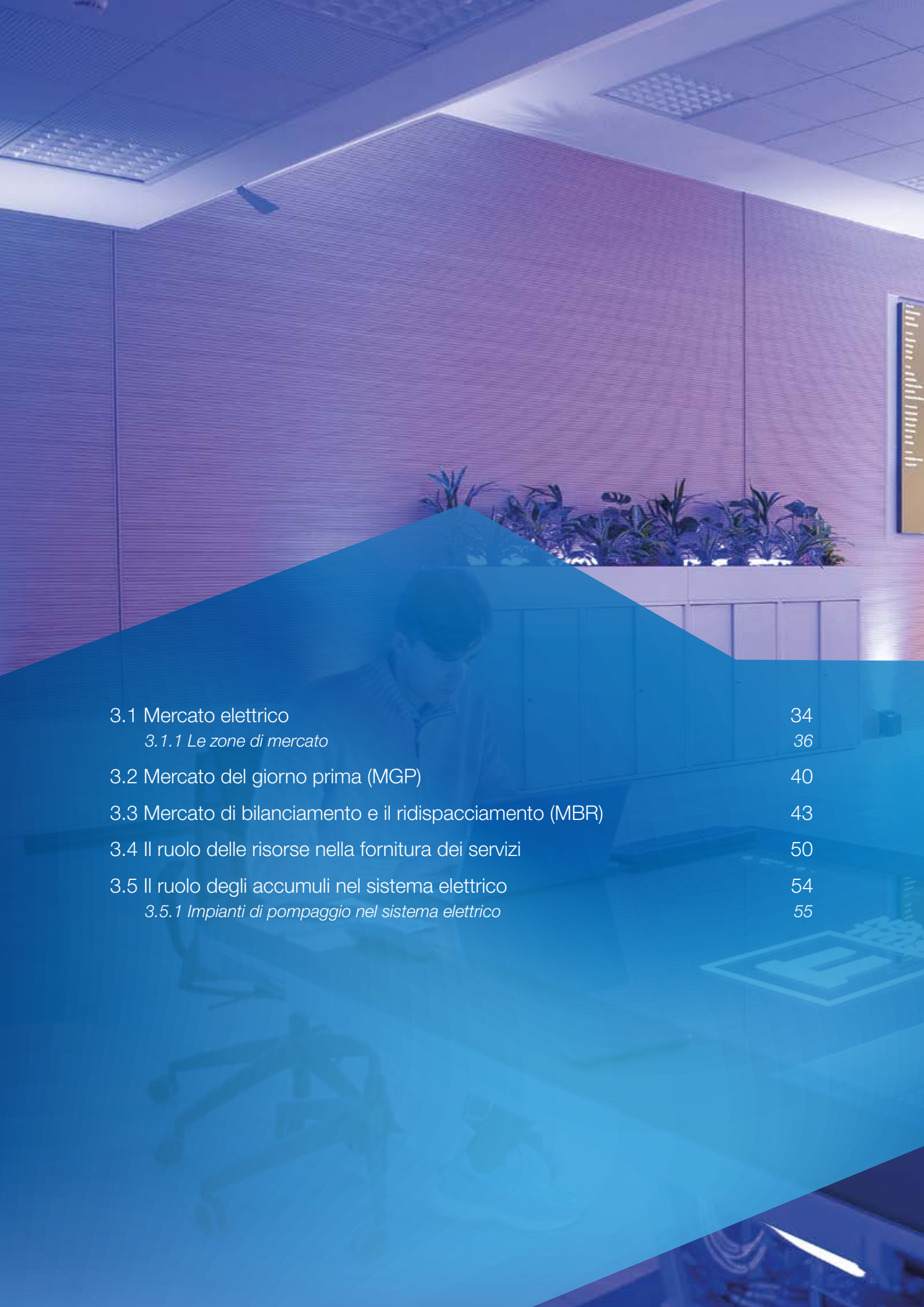
La "forma" del carico residuo (*Figura 21*) si è evoluta negli ultimi anni differenziandosi sempre di più dalla forma della domanda elettrica complessiva, e questo fenomeno sarà sempre più evidente negli scenari previsionali per effetto del previsto importante incremento della generazione fotovoltaica. L'andamento del carico residuale sarà diverso da quello del fabbisogno complessivo soprattutto in giornate caratterizzate da un'elevata produzione di fotovoltaico e di rinnovabile in generale. In tali giornate, la curva del carico residuo assume forme del tipo "duck curve", estremamente differenti rispetto a quelle del fabbisogno totale, con forti variazioni nel corso della giornata e un incremento della ripidità della rampa serale a causa del contemporaneo aumento del fabbisogno e riduzione della produzione fotovoltaica, che determina la necessità di un rapido aumento della produzione da fonti programmabili.



Figura 21 *Curve del fabbisogno giornaliero, della produzione rinnovabile e del carico residuo (GW)*

Per maggiori approfondimenti in merito al carico residuo previsionale si rimanda al capitolo 5 “Gli scenari energetici”.





3.1 Mercato elettrico	34
3.1.1 Le zone di mercato	36
3.2 Mercato del giorno prima (MGP)	40
3.3 Mercato di bilanciamento e il ridispacciamento (MBR)	43
3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura dei servizi	50
3.5 Il ruolo degli accumuli nel sistema elettrico	54
3.5.1 Impianti di pompaggio nel sistema elettrico	55



3

Analisi del mercato elettrico

Analisi del mercato elettrico

3

3.1 Mercato elettrico

Il mercato elettrico in Italia non è solo un mercato puramente finanziario, finalizzato alla sola determinazione dei prezzi dell'energia elettrica, ma è un mercato fisico, dove vengono definiti i programmi di immissione e di prelievo delle unità di produzione e di consumo che prendono parte alla Borsa.

A livello nazionale, secondo quanto viene anche definito dal TIDE (Testo Unico del Dispacciamento Elettrico Delibera 345/2023), che entrerà in vigore il 1 Gennaio 2025, il mercato dell'Energia elettrica si articola in:

Mercato Elettrico a Termine (MET)

È la sede per la negoziazione continua di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro. Su MTE sono negoziabili contratti della tipologia Base-load e peak-load con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Su MTE possono essere registrati anche contratti conclusi OTC. Il GME agisce come controparte centrale.

Mercato Elettrico a Pronti (MPE)

Mercato del Giorno Prima (MGP)

Ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica tramite contrattazioni che avvengono in un'unica sessione, entro il termine per la presentazione delle offerte. Sono scambiati su tale piattaforma blocchi orari di energia per il giorno successivo. Nel corso del 2025 la contrattazione sarà aperta a prodotti con periodo di consegna ridotto ai 30' e 15'. Il GME agisce come controparte centrale.

Mercato Infragiornaliero (MI) e Piattaforma di Nomina (PN)

Consente agli operatori di modificare le proprie posizioni commerciali nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita. Le negoziazioni sul MI avvengono attraverso lo svolgimento di tre sessioni d'asta MI-A e una sessione di negoziazione continua MI-XBID. A partire dall'entrata in vigore del TIDE, le posizioni commerciali degli operatori non comporteranno più l'automatica definizione della programmazione dei punti di immissione e prelievo. Come già oggi per le contrattazioni in esito a XBID, la programmazione delle unità sarà definita esclusivamente dalla nomina finale sulla PN. Il GME agisce come controparte centrale.

Mercato dei Prodotti Giornalieri (MPEG)

È la sede per la negoziazione dei prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia. I prodotti giornalieri attualmente negoziabili sul MPEG sono i prodotti con "differenziale unitario di prezzo", con profili di consegna Baseload e Peak Load. Il GME agisce come controparte centrale.

Mercato di Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR)

Organizzato in coerenza con le disposizioni in materia di modello Central Dispatch di cui al Regolamento (UE) 2017/2195, suddiviso in:

- **Integrated Scheduling Process** dove Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Tale mercato si articola in una fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Su tale piattaforma sono scambiati i prodotti per i Servizi Ancillari Nazionali Globali e per il Ridispacciamento, necessari per il funzionamento efficiente, affidabile e sicuro del sistema di trasmissione e del sistema elettrico nel suo complesso.
- **Piattaforme di bilanciamento** dove a livello europeo sono scambiati prodotti standard di Energia di Bilanciamento di cui agli Articoli 19, 20, 21, 22 del Regolamento (UE) 2017/2195.
- **Contrattazione a Termine e Ulteriori procedure specifiche di approvvigionamento** previste dal TIDE dove le contrattazioni non avvengono direttamente nell'ISP o sono approvvigionate tramite gare in esito alle quali sono contrattualizzate capacità o prodotti in energia a termine relativi ai Servizi Ancillari Nazionali Globali.

Mercato per i Servizi Ancillari Nazionali Locali previsto dal TIDE ma in corso di definizione al livello regolatorio.



Classificazione dei Servizi Ancillari Nazionali Globali e per il Ridispacciamento

I servizi previsti dal TIDE per cui Terna ricorre al MBR sono classificati in:

– Servizi Ancillari per il bilanciamento:

- Riserva per il Contenimento della frequenza (FCR)
- Riserva per il ripristino della Frequenza (FRR)
 - Riserva per il ripristino della Frequenza ad attivazione automatica (aFRR)
 - Riserva per il ripristino della Frequenza ad attivazione manuale (mFRR)
- Riserva di Sostituzione (RR)
- Riserva Ultrarapida di frequenza

– Servizi Ancillari non relativi alla Frequenza:

- per il controllo dei profili di tensione e dei flussi di potenza reattiva sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)
- per la messa a disposizione di una determinata potenza di corto circuito
- per l'adozione di specifiche misure per assicurare l'inerzia per la stabilità della rete locale
- per il servizio di rifiuto di carico
- per l'adozione di specifiche misure per mitigare le eventuali oscillazioni dinamiche
- per la riaccensione del sistema elettrico attraverso avvio in black start o funzionamento in isola
- per il servizio misto prelievo/immissione

– Servizio di Modulazione Straordinaria

3.1.1 Le zone di mercato

La suddivisione del sistema elettrico in “zone di mercato” deriva dalla conformazione geografica della penisola italiana che determina la quasi totalità di interconnessioni con l'estero sulla frontiera Nord e la necessità di ottimizzare i flussi di energia con le isole. **La configurazione attuale è in vigore dal 1° gennaio 2021 (Figura 22)** ed è stata l'esito di un processo pluriennale di revisione che ha avuto lo scopo di definire la struttura zonale ottimale secondo tre principali driver:

- sicurezza del sistema;
- efficienza dei mercati elettrici (anche alla luce della progressiva integrazione degli stessi);
- robustezza della soluzione individuata.

In particolare, è il risultato del lavoro svolto a livello nazionale in seguito all'entrata in vigore del regolamento EU 2015/1222 CACM in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione. La revisione delle zone di mercato consente di valutare in modo più efficace l'andamento dei principali flussi di potenza a seconda delle condizioni di domanda e offerta, rappresentando i “colli di bottiglia” nella capacità di trasporto della rete, ottimizzando le contrattazioni e compatibilmente con la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Anche grazie all'introduzione della zona “Calabria” è stato possibile riflettere gli effetti della generazione rinnovabile sui flussi di potenza.

Figura 22 Le zone di mercato in Italia



Le zone italiane sono interconnesse con quelle dei Paesi europei vicini: il Nord con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia; il Centro-Nord e la Sardegna con la Corsica; il Centro-Sud col Montenegro; il Sud con la Grecia, la Sicilia con Malta.

Infine, si ricorda che, con l'entrata in vigore del Regolamento (EU) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio, è stato avviato un processo di revisione della configurazione zonale europea.

Legato alle zone di mercato vi è il processo di definizione dei **limiti di transito interzonali** sia tra le sezioni delle zone di mercato nazionale sia per le zone virtuali estere, definiti come la massima capacità che può essere scambiata nei mercati dell'energia e dei servizi del Dispacciamento tra due zone di mercato confinanti, nel rispetto dei limiti di sicurezza del Sistema elettrico nazionale (SEN).

Si riportano, nelle *figure seguenti*, i valori dei limiti di transito interzonali validi a partire dal primo gennaio 2024 (dati aggiornati a giugno 2024)², per ciascuna sezione tra zone di mercato nazionali e per le zone virtuali estere (Corsica e Malta), mentre per i limiti relativi alle altre zone virtuali estere si può far riferimento ai limiti NTC pubblicati sul sito Terna alla sezione "Sistema Elettrico – Mercato Elettrico – Zone di mercato". Tali valori sono distinti tra i seguenti periodi:

- Invernale: dal 1° gennaio al 30 aprile e dal 1° ottobre al 31 dicembre (*Figura 23*);
- Estivo: dal 1° maggio al 30 settembre (*Figura 24*).



² Per maggiori informazioni, è possibile visionare il documento "Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato", consultabile su www.terna.it, aggiornato periodicamente.

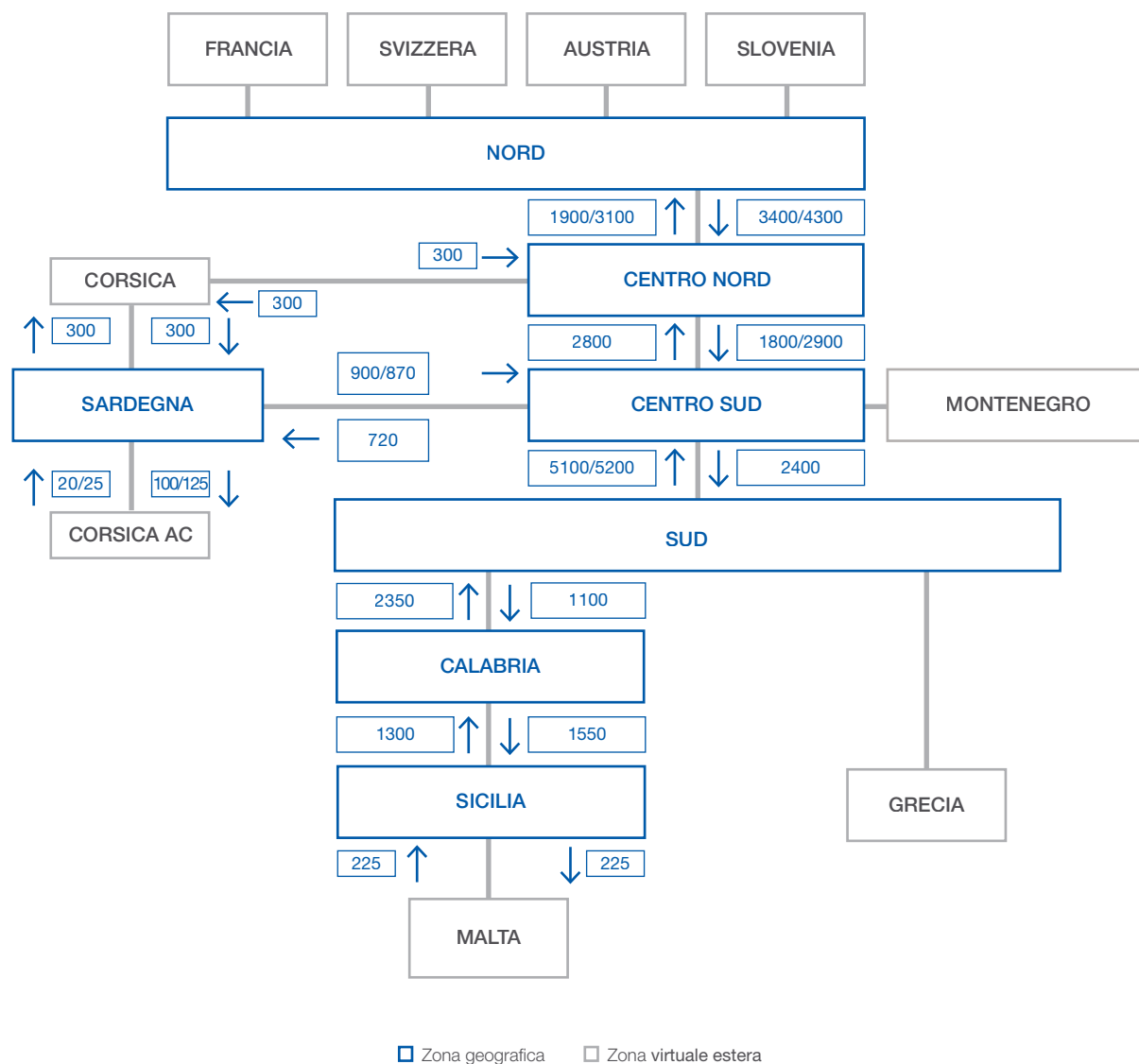
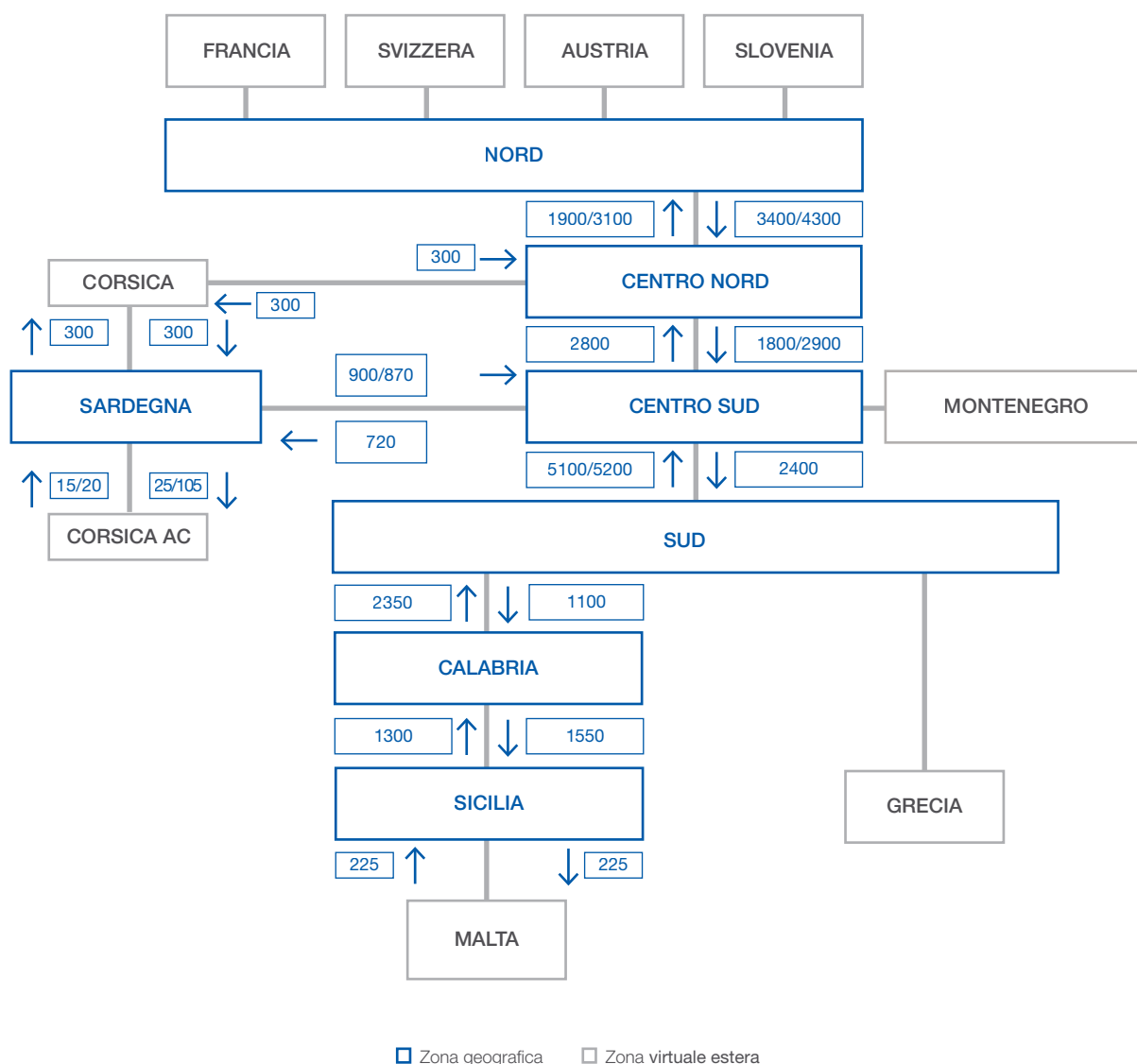
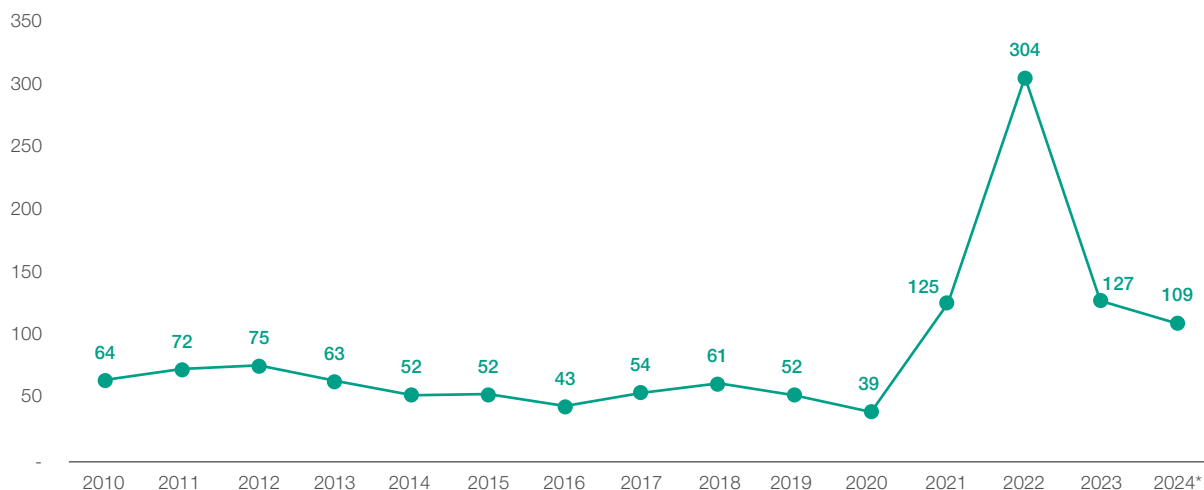
Figura 23 *Limiti di transito zonalì 2024 - caso invernale*

Figura 24 *Limiti di transito zonali 2024 - caso estivo*

3.2 Mercato del Giorno Prima (MGP)

Il valore di **Prezzo Unico Nazionale (PUN)** medio registrato nell'anno 2024 è pari a 109 €/MWh rispetto agli anni 2022 e 2023 pari rispettivamente a 127 €/MWh e a 304 €/MWh.

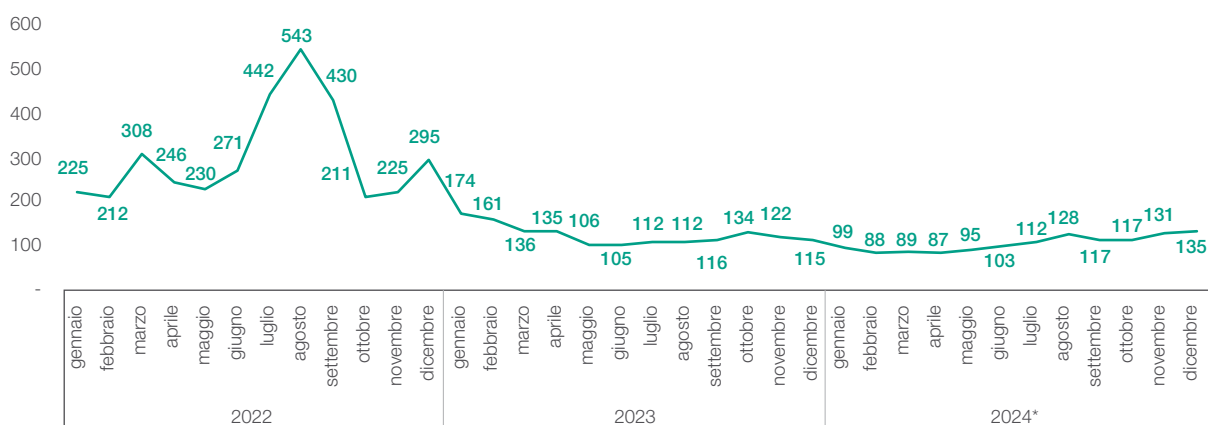
Figura 25 Andamento del Prezzo Unico Nazionale (€/MWh)



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Il dato 2022 rappresenta il valore massimo mai registrato dal 2004, anno di apertura del Mercato elettrico in Italia, e il massimo record mensile assoluto si verifica ad agosto 2022 (543 €/MWh). L'andamento medio mensile del PUN, riportato nel seguente grafico, mostra una tendenza in riduzione a partire dai primi mesi dell'anno 2023, riduzione visibile anche nell'anno 2024.

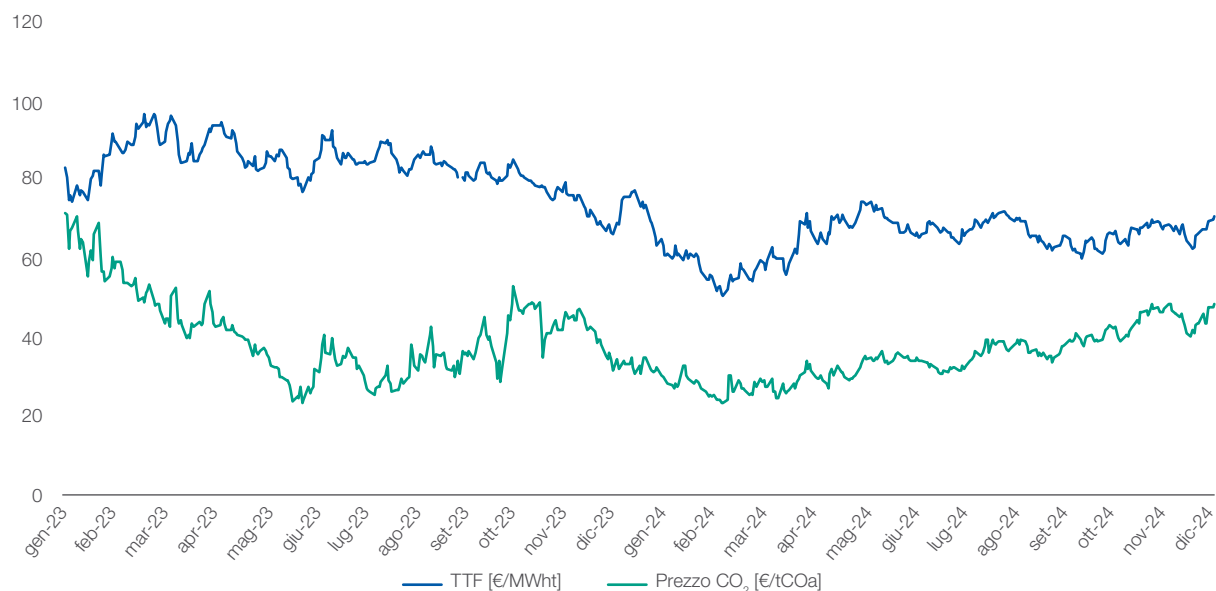
Figura 26 Andamento mensile del Prezzo Unico Nazionale (€/MWh)



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Il prezzo MGP è in parte legato all'andamento dei prezzi delle commodities di cui si riporta nel grafico seguente l'andamento per i due principali indici europei per il 2023 e 2024. Il grafico mostra mediamente lo stesso trend dei prezzi dell'energia, essendo questi ultimi fissati dal prezzo della tecnologia marginale, dipendente dal prezzo gas.

Figura 27 *Prezzo delle commodities 2023-2024**



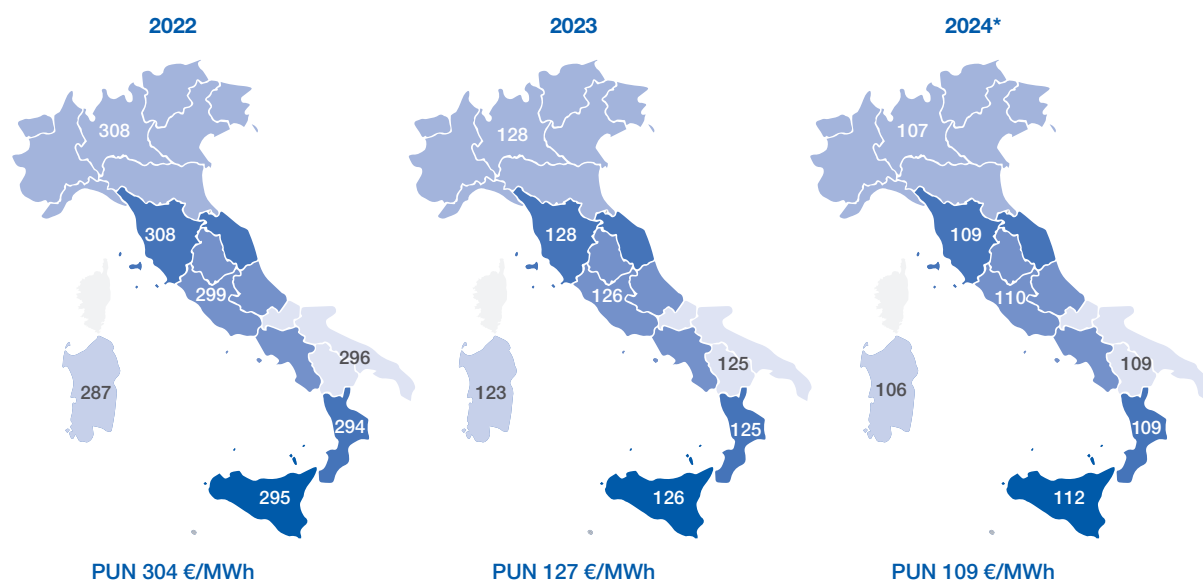
* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Al fine di garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale, preliminarmente all'esecuzione dei mercati dell'energia sono comunicati da parte di Terna i limiti di Transito tra le Zone di Mercato in cui l'Italia è suddivisa.



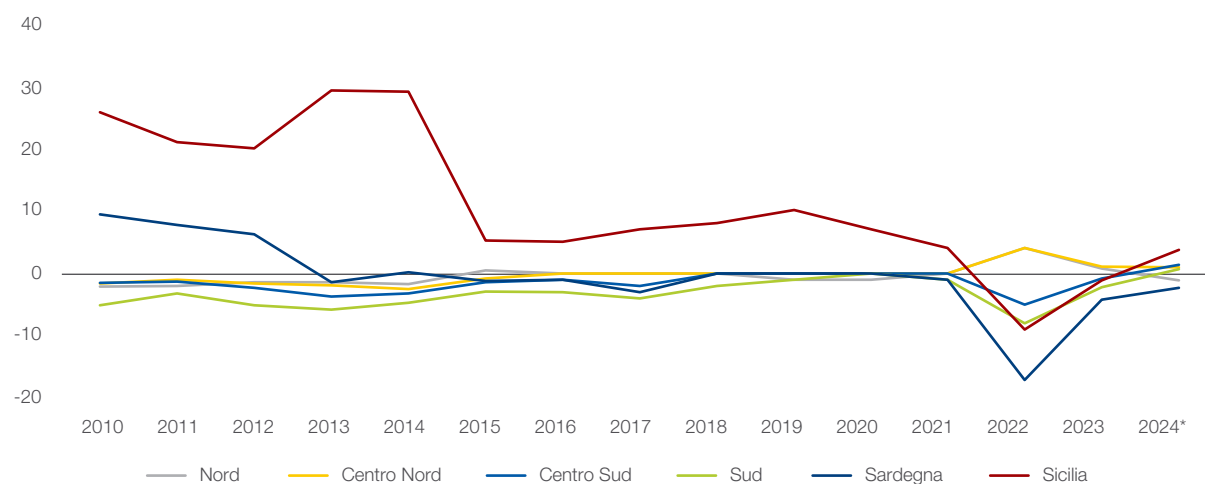
Rispetto all'anno 2023, le separazioni tra le zone di mercato sul MGP nel 2024, non subiscono variazioni particolarmente significative, se non una lieve diminuzione degli spread di prezzo per quasi tutte le zone, a eccezione della Sicilia e del Centro Sud che aumentano lo spread rispetto al PUN e del Nord che aumenta lo spread a sconto rispetto al PUN. Di seguito l'andamento dei differenziali medi tra il PUN e i prezzi zonal dal 2010 al 2024.

Figura 28 Prezzi zionali



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Figura 29 Differenziali zionali rispetto al PUN



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

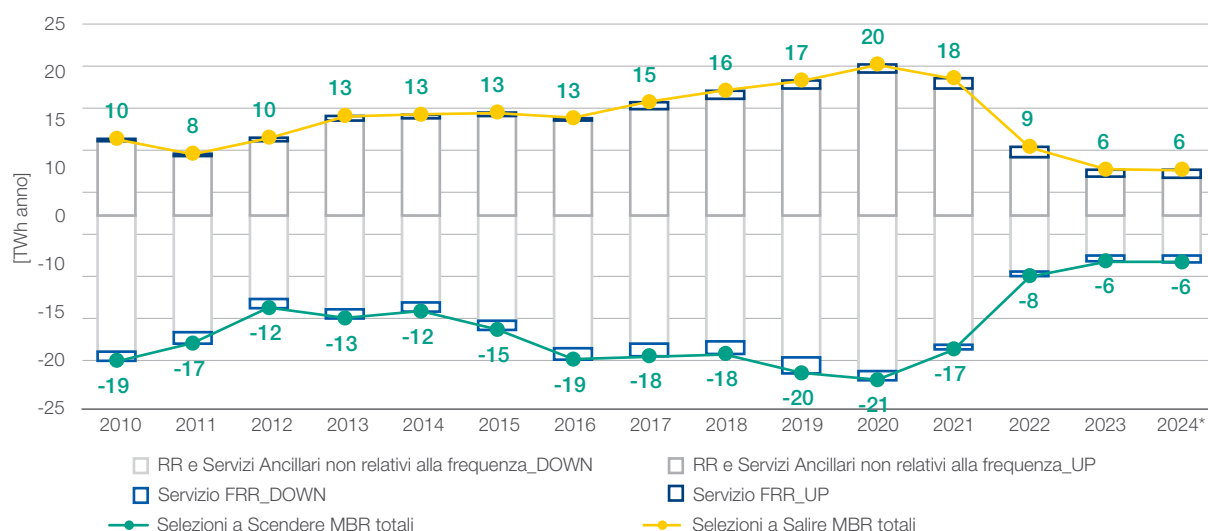
3.3 Mercato di Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR)

Nella seguente sezione verranno illustrati, a partire dall'anno 2010 e fino al 2024, i consuntivi del MBR, in termini di offerte accettate e attivate e dei relativi importi riconosciuti ai BSP al netto dei volumi e costi sostenuti per l'approvvigionamento e attivazione delle risorse FCR e di Riserva Ultrarapida, oggi non integrate nell' Integrated Scheduling Process.

Volumi e Costi sono quindi aggregati secondo i due macro servizi previsti dall'attuale Codice di Rete:

- Servizio FRR (Regolazione Secondaria)
- Altri Servizi (RR e Servizi Ancillari non relativi alla frequenza)

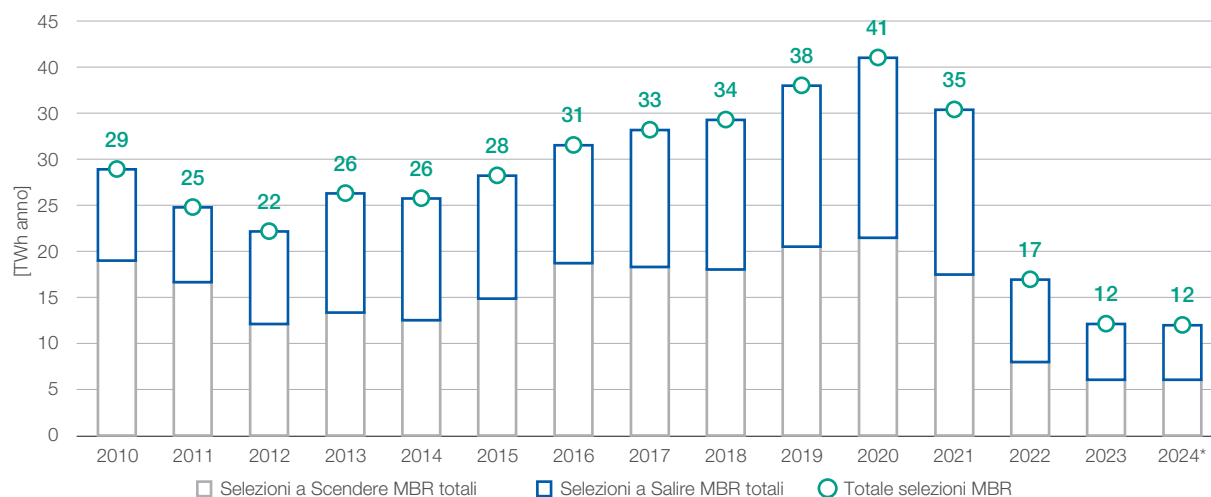
Figura 30 Volumi selezionati per macro-servizio MBR



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Dall'anno 2022 si registra una forte riduzione dei volumi complessivi delle offerte accettate sul MBR rispetto agli anni precedenti, confermandosi anche nel 2024.

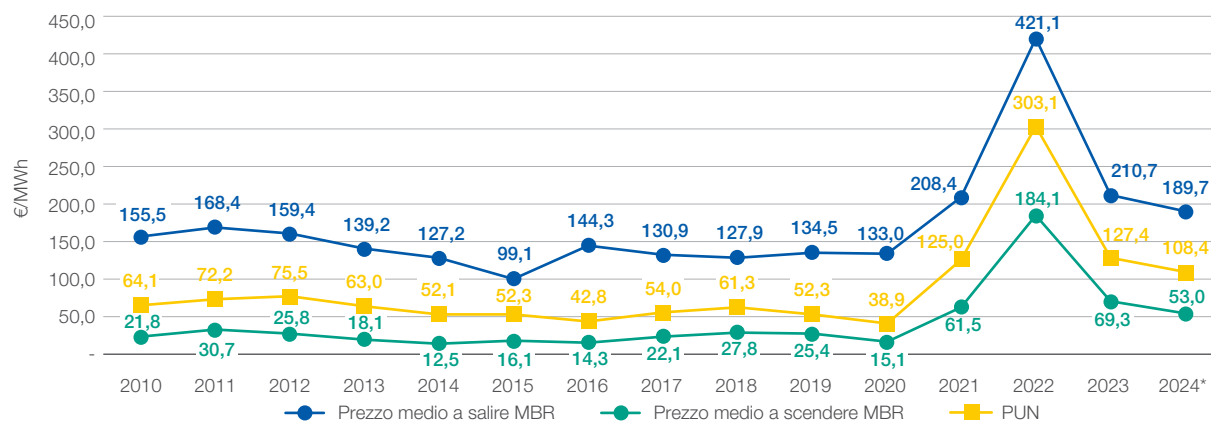
Figura 31 Volumi selezionati MBR totali



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Di seguito, si riportano i prezzi medi ponderati annui dal 2010 a salire e a scendere. Nel 2024 il prezzo medio a salire risulta in riduzione rispetto all'anno 2023 ed è pari a 190 €/MWh, rispetto a 211 €/MWh medio del 2023. Si registra altresì una riduzione del prezzo medio accettato a scendere (53 €/MWh vs 69 €/MWh medio del 2023), rispetto al valore dell'anno precedente.

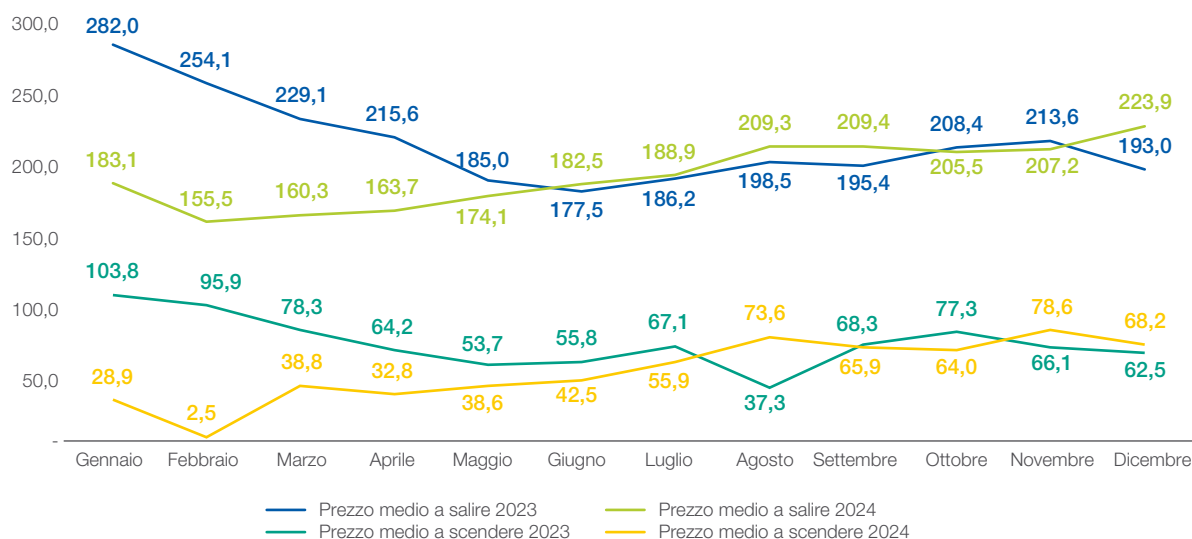
Figura 32 Prezzi annuali MBR e PUN (€/MWh)



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Nel 2022 l'incremento dei prezzi è stato soggetto agli stessi fenomeni che hanno impattato i mercati dell'energia. Il progressivo ritorno a una situazione più stabile è visibile oltre che dal dato annuale anche dal dato mensile. Di seguito, si riportano i prezzi delle offerte accettate sul MBR con dettaglio mensile per gli anni 2023 e 2024. Il differenziale di prezzo dell'anno 2024 risulta sostanzialmente in riduzione rispetto all'anno precedente ed è pari a 137 €/MWh rispetto a 141 €/MWh dell'anno 2023.

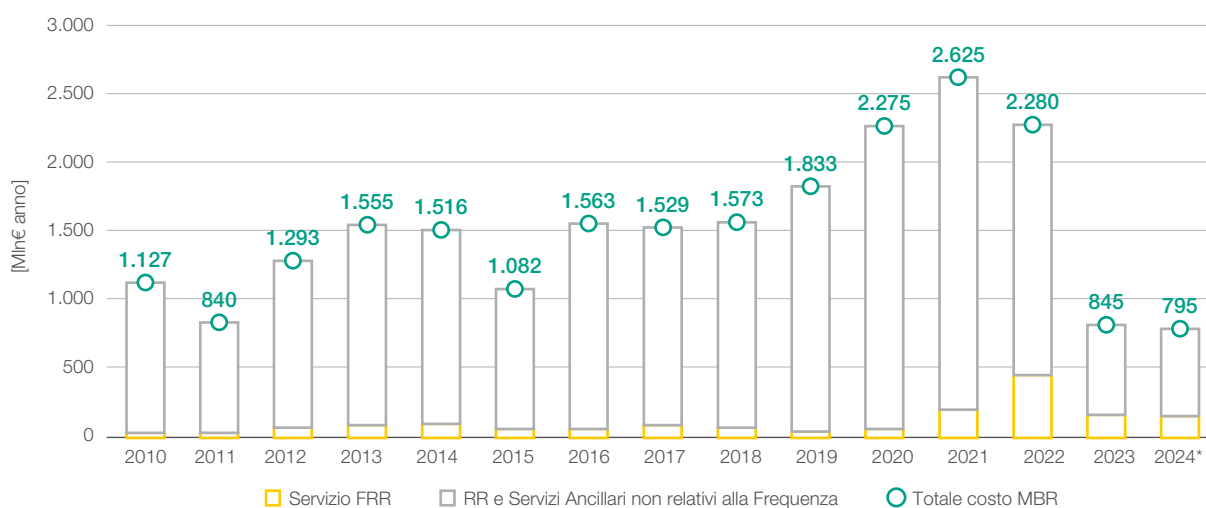
Figura 33 Prezzi mensili 2024* MBR (€/MWh)



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

Nel 2024 si registra una diminuzione degli importi riconosciuti ai BSP per le quantità accettate sul MBR. Nel grafico seguente si evidenzia la forte riduzione nell'anno 2024.

Figura 34 Costi totali MBR (Mln €)³



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

³ Componente MSD non comprensiva dell'estero (MEAS).

FOCUS

Il mercato della capacità

La realizzazione di nuova capacità, anche per il tramite di meccanismi di contrattualizzazione a termine come il **mercato della capacità (Capacity Market)**, illustrato in questo paragrafo, costituisce una delle condizioni chiave per ridurre l'impronta carbonica del parco di generazione, consentendo la dismissione degli impianti di generazione meno efficienti e caratterizzati da elevate emissioni di CO₂ a favore di impianti più flessibili, più efficienti e meno inquinanti, assicurando l'adeguatezza del sistema elettrico.

Il mercato della capacità è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità tramite contratti di durata annuale, nel caso di capacità esistente, o pluriennali, nel caso di capacità di nuova realizzazione, aggiudicati attraverso aste competitive. Alle aste, organizzate da Terna, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) i quali, con riferimento alla capacità produttiva contrattualizzata in esito all'asta, acquisiscono:

- l'obbligo di offrire tale capacità sui mercati dell'energia e dei servizi (se abilitati);
- il diritto di ricevere da Terna il premio fisso annuo esito dell'asta;
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza - se 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 e parametrato sul costo variabile di produzione della tecnologia di punta (impianto turbogas a ciclo aperto).

Per gli impianti termoelettrici, la partecipazione è subordinata al rispetto dei limiti emissivi di CO₂, definiti a livello europeo e contenuti nelle regole di funzionamento definite nella Disciplina e nei relativi allegati approvati con Decreto Ministeriale.

Nel corso del 2022, il sistema elettrico italiano ha manifestato potenziali rischi di inadeguatezza a causa anche di fenomeni meteorologici estremi come siccità e alte temperature, che hanno determinato un tasso di indisponibilità degli impianti termoelettrici situati in prossimità dei fiumi molto superiore rispetto a quelli storici. Di conseguenza, a partire dal 2025, il meccanismo è stato modificato per promuovere l'adeguamento degli impianti termoelettrici dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, attraverso interventi che permettano di ridurre la dipendenza della produzione di tali impianti dalla disponibilità e dalla temperatura dell'acqua nei periodi più critici dell'anno.

Alle aste del mercato della capacità possono altresì partecipare le unità di consumo (*demand-response*) e le risorse estere.

In particolare, tramite le aste effettuate per gli anni di consegna dal 2022 al 2025 sono stati approvvigionati oltre 8 GW di nuova capacità disponibile in probabilità (CDP), che hanno contribuito e contribuiranno al completamento del processo di phase-out degli impianti più inquinanti sia nel continente che nelle isole maggiori.

Nell'asta 2025, svoltasi a luglio 2024, sono stati approvvigionati complessivamente 42,1 GW di capacità ripartiti tra:

- i) 37,6 GW di capacità esistente, aggiudicata a *cap d'asta* per la capacità esistente corrispondente a 45.000 €/MW;
- ii) 0,2 GW di capacità nuova autorizzata, aggiudicata a un prezzo inferiore rispetto al *cap d'asta*, cioè 67.500 €/MW;
- iii) 4,4 GW di capacità estera.

Circa 1 GW della Capacità esistente del 2025 è relativa a impianti termoelettrici per i quali è stato assunto l'impegno a realizzare interventi di adeguamento funzionali a incrementare la disponibilità degli impianti durante le ore critiche estive, in linea quindi con le esigenze del sistema e le modifiche apportate alla disciplina.

L'asta 2026, svoltasi a dicembre '24, ha visto aggiudicati 42,77 GW di capacità di cui 38.265 GW esistente, 0,14 GW di capacità nuova e 4.365 GW di capacità estera.

FOCUS

Il nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)

Il 25 luglio 2023, dopo un lungo processo di consultazione iniziato con il DCO 322/2019 contenente gli orientamenti complessivi e proseguito con il DCO 685/2022 con la bozza di articolato, ARERA ha approvato la versione finale dell'articolato del **Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)** tramite la **Delibera 345/2023**. Il TIDE **entrerà in vigore il 1° gennaio 2025** e prevede una riforma organica della regolamentazione del dispacciamento elettrico al fine di renderla idonea a garantire la sicurezza del sistema in un contesto di rapida e continua evoluzione del mix di generazione elettrica. A seguito della pubblicazione della versione finale dell'articolato del TIDE, Terna ha intrapreso un processo strutturato di consultazioni pubbliche degli stakeholder interessati al fine di aggiornare il Codice di Rete e allinearli alle disposizioni del TIDE stesso. In esito a tale processo, il 15 novembre 2024 Terna ha quindi trasmesso ad ARERA per approvazione un pacchetto di proposte di aggiornamento del Codice di Rete ai fini del recepimento del TIDE.

Obiettivi del TIDE

Il TIDE nasce per rispondere alle sfide poste dalla trasformazione del sistema elettrico italiano, segnato dalla progressiva diffusione delle fonti rinnovabili non programmabili e della generazione distribuita, in linea con gli obiettivi di decarbonizzazione fissati a livello sia nazionale che UE, e dalla progressiva riduzione dell'utilizzo degli impianti programmabili che hanno storicamente reso disponibili i servizi ancillari per garantire l'esercizio in sicurezza del sistema elettrico. In parallelo, il TIDE introduce nella regolazione nazionale del dispacciamento elettrico la terminologia adottata nei regolamenti UE rilevanti (es. Regolamento 943/2019 e Regolamento 2195/2017) a fini di armonizzazione con la suddetta terminologia e consolida in un unico corpus normativo le disposizioni elaborate negli ultimi anni per integrare il mercato elettrico all'ingrosso italiano con i corrispondenti mercati degli altri Paesi UE.

Principali novità introdotte dal TIDE

Parallelamente all'introduzione del periodo di settlement degli sbilanciamenti (ISP – *imbalance settlement period*) a 15 minuti per tutte le unità di produzione e consumo previsto dal Regolamento 2195/2017 e dal Regolamento 943/2019, il TIDE introduce diverse novità destinate a influenzare il funzionamento sia dei mercati dell'energia (MGP e MI), sia del mercato dei servizi in Italia. In particolare,

Per quanto concerne i mercati dell'energia:

- il TIDE ha esteso la possibilità di partecipare a tali mercati per il tramite di portafogli zionali. Tale possibilità è infatti attualmente prevista solo per il Mercato Infragiornaliero (MI) in negoziazione continua e dall'entrata in vigore del TIDE sarà introdotta anche sul Mercato del Giorno Prima (MGP) e sul Mercato Infragiornaliero (MI) ad asta. In tutti i casi vi sarà una distinzione tra portafogli zionali in immissione e portafogli zionali in prelievo e, con particolare riferimento ai portafogli zionali in immissione, questi verranno ulteriormente suddivisi per tipologia (es. fonti rinnovabili non programmabili, fonti rinnovabili programmabili, sistemi di accumulo, etc...)
- il TIDE introduce il principio di separazione tra la fase commerciale e la fase fisica dei mercati dell'energia. La piattaforma di nomina del GME diventerà, pertanto, il luogo per la programmazione fisica delle immissioni e prelievi di energia, da effettuare in modo indipendente dagli esiti commerciali dei mercati dell'energia; l'unico vincolo per la programmazione fisica sarà rappresentato dalla posizione commerciale netta di ciascun Balancing Responsible Party

>> continua **IL NUOVO TESTO INTEGRATO DEL DISPACCIAMENTO ELETTRICO (TIDE)**

(BRP) in ciascuna zona di offerta. In questo modo sui mercati dell'energia si definirà un primo dispacciamento zonale delle immissioni e dei prelievi di energia finalizzato ad attribuire i diritti di transito tra le zone di offerta. Tale primo dispacciamento zonale dovrà poi essere declinato in un programma fisico di immissione e prelievo delle diverse unità di produzione e consumo tramite la piattaforma di nomina del GME al fine di garantire un punto di partenza per le successive azioni di ridispacciamento e bilanciamento da adottare sul mercato dei servizi.

Per quanto concerne il mercato dei servizi:

- il TIDE rinomina l'attuale Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) in Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR) al fine di ricomprendere al suo interno sia l'Integrated Scheduling Process (coincidente con gli attuali MSD e MB) sia le piattaforme di bilanciamento UE per lo scambio di prodotti standard di energia di bilanciamento tra TSO. Viene in ogni caso confermata l'attuale organizzazione del mercato dei servizi come mercato nodale con applicazione di un modello di dispacciamento di tipo central dispatch.
- il TIDE rinomina e riorganizza i servizi ancillari nazionali globali (cioè, quelli necessari per garantire la sicurezza della rete di trasmissione) in linea con il quadro regolatorio UE. In particolare, vengono introdotti nuovi servizi come la riserva ultrarapida di frequenza e riorganizzati alcuni servizi esistenti (es. telescatto e RIGEDI) all'interno dei servizi di modulazione straordinaria distinguendoli in base alle tempistiche di attivazione (modulazione straordinaria istantanea, lenta senza preavviso e con preavviso).
- il TIDE introduce la possibilità di partecipare alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali per tutte le risorse anche di taglia non rilevante e anche non programmabili. In particolare, oltre alla già presente possibilità di partecipare al MBR in forma singola, è stata introdotta la possibilità di partecipazione al MBR anche in forma aggregata attraverso unità virtuali senza vincoli legati alla tecnologia (es. fonti rinnovabili non programmabili) purché rispettino i requisiti richiesti.
- il TIDE introduce il principio dell'approvvigionamento a termine del servizio di riserva primaria con remunerazione della disponibilità in €/MW.

Per quanto concerne la regolazione delle partite economiche:

- il TIDE introduce una separazione, in coerenza con il quadro regolatorio UE, delle figure di:
 - Balancing Service Provider (BSP), o prestatore di servizi di bilanciamento, definito come l'operatore di mercato in grado di fornire servizi di bilanciamento al TSO e;
 - Balancing Responsible Party (BRP) definito come l'operatore di mercato o suo rappresentante designato, responsabile degli sbilanciamenti.
- il TIDE razionalizza tutti i corrispettivi previsti dalla regolazione del dispacciamento sia per tenere conto della istituzionalizzazione della distinzione delle figure di BRP e BSP, sia per dare maggiore evidenza ad alcune partite economiche.

Processo di revisione del Codice di Rete

Per recepire le disposizioni del TIDE nel Codice di Rete, Terna ha finora condotto un articolato processo di revisione dell'attuale Codice di Rete strutturandolo data la complessità e ampiezza della riforma in più consultazioni pubbliche degli stakeholder interessati, ciascuna dedicata a specifici temi come di seguito sintetizzato:

- 1. Prima Consultazione (20 maggio 2024 - 15 luglio 2024):** La prima fase ha riguardato l'ampliamento delle risorse idonee a fornire servizi ancillari nazionali globali, andando a definire l'anagrafica delle unità di produzione e consumo e relativi aggregati, i requisiti tecnici, la procedura per l'abilitazione alla fornitura dei servizi ancillari nazionali per il bilanciamento e dei servizi ancillari nazionali non relativi alla frequenza, il perimetro e le modalità di approvvigionamento

dei servizi ancillari e la regolazione delle partite economiche con il Balancing Service Provider (BSP) e con il Balance Responsible Party (BSP). Inoltre, è stata proposta l'introduzione del servizio misto prelievo/immissione e di un corrispettivo forfettario finalizzato a coprire le maggiori perdite di energia attiva derivanti dall'erogazione del servizio di regolazione di tensione.

2. Seconda Consultazione (16 luglio 2024 - 16 settembre 2024): In questa fase, l'attenzione si è concentrata sui requisiti tecnici e sulle modalità di approvvigionamento e/o fornitura dei servizi di modulazione straordinaria salire/scendere. Per la modulazione straordinaria a scendere è stata inoltre proposta l'introduzione di uno specifico corrispettivo di remunerazione. Tale consultazione ha riguardato anche i requisiti tecnici per le unità virtuali abilitate nodali e le unità virtuali abilitate zonal correlate alla fornitura dei servizi ancillari per il bilanciamento e il ridispacciamento, le modalità di esecuzione delle prove di abilitazione e le modalità di scambio dati in tempo reale ai fini del monitoraggio e del telecontrollo. Sempre in questa fase sono state proposte novità in tema di programmazione delle indisponibilità, al fine di tenere conto sui nuovi aggregati e sulla definizione delle responsabilità tra BRP e BSP. Sono state inoltre proposte modifiche rispetto alle modalità di comunicazione e aggiornamento dei dati tecnici delle unità abilitate e delle unità significative ai fini della programmazione per la registrazione nel sistema GAUDI e per lo svolgimento delle attività connesse al Mercato Elettrico.

3. Terza Consultazione (6 agosto 2024 - 30 settembre 2024): Durante questa fase, sono stati proposti dei nuovi criteri per il raccordo dei programmi delle unità abilitate singolarmente e delle unità virtuali abilitate nodali al mercato dei servizi tra quarti d'ora contigui, al fine di tenere conto dell'introduzione dell'*Imbalance settlement period* a 15 minuti. Inoltre, con tale consultazione Terna ha proposto anche l'abrogazione, dal 1° gennaio 2025, degli Allegati A.32 e A.35 in quanto relativi a sistemi informatici superati dall'evoluzione del quadro regolatorio nonché dell'Allegato A.33 trattandosi di un manuale operativo del sistema SCWEB che è in corso di aggiornamento per tener conto delle novità introdotte dal TIDE.

Implementazione per fasi del TIDE

Nel corso del processo di revisione dell'attuale Codice di Rete, ARERA attraverso la Delibera 304/2024 ha infine apportato modifiche di fine tuning del TIDE, principalmente al fine di disciplinarne le fasi di implementazione. In particolare, è stata prevista una fase di implementazione transitoria dal 1° gennaio 2025 al 31 gennaio 2026, una fase di implementazione di consolidamento con decorrenza dal 1° febbraio 2026 e, infine, una fase di implementazione di regime con decorrenza in una data successiva al 31 dicembre 2026, da individuare a cura di Terna.

In tale contesto si è reso pertanto necessario l'avvio di una Quarta Consultazione (27 settembre 2024 - 25 ottobre 2024). In tale fase sono state proposte da parte di Terna per il tramite di uno specifico Documento di Raccordo le disposizioni del Codice di Rete applicabili a partire dal 1° gennaio 2025 e relative alla fase di implementazione transitoria del TIDE. È stata inoltre definita una proposta di aggiornamento dello schema di contratto di dispacciamento, del regolamento del sistema di garanzie e di modifica del Capitolo 7 del Codice di Rete valido solo per la sola fase transitoria di implementazione del TIDE.

Il 15 novembre 2024 a valle dell'aggiornamento di tutti i documenti posti in consultazione nelle diverse fasi per recepire sia le novità introdotte dal TIDE, sia le osservazioni degli stakeholder interessati sono state pertanto trasmesse ad ARERA per approvazione le proposte di modifica sia del Codice di Rete (Capitoli 3, 4, 7 e 10, Allegati A.15, A.22, A.23, A.24, A.25, A.26, A.60, A.61 e A.77 e Glossario), sia del Regolamento recante le modalità per la creazione, qualificazione e gestione delle unità virtuali abilitate al Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (Regolamento MBR UVA).

Infine, Il 26 novembre 2024, ARERA, attraverso la Delibera 499/2024, ha approvato i documenti trasmessi da Terna lo scorso 15 novembre, contenenti sia le proposte di modifica del Codice di Rete per il recepimento del TIDE che del Regolamento MBR UVA.

3.4 Il ruolo delle risorse nella fornitura dei servizi

Uno dei fattori abilitanti fondamentale per rispondere alle nuove sfide della transizione energetica è un profondo ridisegno del mercato dei servizi. In particolare, il nuovo contesto elettrico determina l'esigenza di mettere in campo azioni su due fronti:

- 1) con la progressiva decarbonizzazione del sistema elettrico, diventa necessario esplicitare nuovi servizi prima non necessari, o che comunque non era necessario esplicitare perché ottenuti in maniera gratuita dal sistema (quali ad esempio inerzia e regolazione di frequenza), per gestire la progressiva riduzione di potenza rotante disacciata.
- 2) l'aumento delle esigenze di flessibilità del sistema elettrico rende necessario approvvigionarsi di servizi di rete da tutte le risorse disponibili a fornirli, aprendo il mercato dei servizi e incentivando la partecipazione a nuove risorse, quali ad esempio generazione distribuita, accumuli e domanda (Figura 35).

Figura 35 Rappresentazione della capacità delle differenti risorse di rete di fornire dall'alto in basso, servizi di regolazione di frequenza e tensione (esemplificativo)

Risorse di rete Servizi di frequenza	TERMO- ELETTRICO	FONTE RINNOVABILI NON PROGRAMMABILI	CONSUMO	IDROELETTRICO / POMPAGGI	BATTERIE
FAST RESERVE*	✗	✗	✗	✗	✓
PRIMARIA	✓	— ↓	✗	✓	✓
SECONDARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
TERZIARIA	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
BILANCIAMENTO	✓	— ↓	— ↑	✓	✓
INTERROMPIBILITÀ	✗	✗	✓	✗	✓

Risorse di rete Servizi di tensione	TERMO- ELETTRICO	FRNP	CONSUMO	IDRO / POMPAGGI	BATTERIE	COMPENSATORI
PRIMARIA	✓	✓	✗	✓	✓	✓
SECONDARIA	✓	✓	✗	✓	✓	✓
RISOLUZIONE CONGESTIONI	✓	—	✗	✓	✓	✓

✓ Adatto a fornire il servizio

✗ Non adatto a fornire il servizio

— In grado di fornire il servizio con dei limiti

↕ Solo regolazione a salire/scendere

* Tempo di attivazione < 1 secondo

Il sistema elettrico fino ad oggi ha potuto fare affidamento su una serie di servizi “impliciti”, forniti da una flotta di impianti rotanti, in particolare termoelettrici. Tali impianti, infatti, per loro caratteristiche intrinseche costruttive, contribuiscono al mantenimento della stabilità della frequenza e della tensione.

Alla luce degli scenari prospettici, la disponibilità di risorse che continueranno a fornire servizi di questo tipo si ridurrà sensibilmente.

Diventa quindi una esigenza imprescindibile per garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico introdurre nuovi servizi di regolazione ed esplicitare servizi prima non necessari perché ottenuti “implicitamente” dal sistema.

Un esempio del servizio di regolazione della frequenza è la c.d. “Fast Reserve”. Tale servizio contribuirà a migliorare la risposta dinamica dei primi istanti successivi ai transitori di frequenza, ad oggi fornita dal parco di generazione tradizionale.

L’apertura del mercato dei servizi permette l’approvvigionamento di servizi di rete a nuove risorse di flessibilità. Tuttavia, un contributo significativo può anche derivare dall’aumento del contingente di potenza installato di risorse, quali gli impianti di accumulo idroelettrico.



FOCUS

Fast Reserve

Nel 2020 è stato approvato da ARERA, con Delibera 200/2020/R/eel, nel perimetro dei progetti pilota tracciato dalla delibera 300/2017/R/eel, il **progetto pilota “Fast Reserve” per la contrattualizzazione a termine del servizio di regolazione ultra-rapida di frequenza**. L'obiettivo della sperimentazione è quello di testare la fornitura di un servizio di riserva di potenza di potenziale rilevanza strategica per la stabilità del sistema elettrico, in previsione della futura decarbonizzazione del parco di generazione italiano e conseguente crescita del parco di generazione rinnovabile non programmabile, come da scenario energetico al 2030. La progressiva riduzione dell'inerzia del sistema determina, infatti un inasprimento delle variazioni di frequenza della rete elettrica, che devono essere contenute in tempi di risposta estremamente rapidi per evitare un fenomeno di cascading; tali tempistiche non sono sempre compatibili con quelle del servizio di regolazione primaria di frequenza, offerto dal parco di generazione tradizionale che è tenuto a erogare l'intera semi-banda di riserva primaria entro 30 secondi dall'evento di frequenza. Per questa ragione e avendo osservato, durante i primi anni di sperimentazione, il reale beneficio sulla risposta dinamica della rete durante i transitori di frequenza, si è ritenuto di introdurre tale servizio, di contenimento delle deviazioni di frequenza con tempi di piena attivazione inferiori a quelli della regolazione primaria, nel Codice di Rete. Fermo restando che il servizio Fast Reserve non costituisce un servizio alternativo a quello di regolazione primaria, bensì un servizio che si integra con quest'ultimo per contribuire alla sicurezza del sistema in previsione della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili rispetto alla copertura del fabbisogno elettrico. In particolare, il servizio di Fast Reserve è un servizio di riserva di potenza finalizzato a supportare le dinamiche di frequenza della rete elettrica ed è caratterizzato da tempistiche di attivazione a piena potenza (“full activation time”) non superiori a 1 secondo e da modalità di attivazione che lo differenziano da tutte le altre tipologie di servizi di regolazione di frequenza ad oggi definiti nel Codice di Rete italiano.

Inoltre, possono essere attivate tramite un set point inviato dal TSO, determinato in base alle esigenze della rete, per un massimo di 15 minuti equivalenti alla Potenza Assegnata per ciascun blocco orario, sia a scendere che salire, raggiungendo il valore richiesto entro 2 secondi.

In virtù del principio di neutralità tecnologica, al progetto possono partecipare i) sistemi di accumulo, “stand alone” oppure integrati a differenti tipologie di unità di produzione, ii) unità di produzione diverse da sistemi di accumulo e iii) unità di consumo che già non prestano il servizio di interrompibilità.

Ai fini dell'assegnazione del servizio Fast Reserve, vengono effettuate aste al ribasso, secondo il criterio “pay as bid”, rispetto a un prezzo di riserva fissato pari a 80.000 €/MW. Alle aste possono partecipare unità fisiche oppure unità virtuali, costituite dall'aggregazione di unità fisiche di taglia inferiore, che comunque cumulino complessivamente una capacità di regolazione almeno pari a 5 MW e comunque non superiore a 25 MW. I contratti, della durata di 5 anni (dal 1° gennaio 2023 al 31 dicembre 2027), prevedono l'obbligo di mettere a disposizione capacità di regolazione ultra-rapida di frequenza per 1000 ore/anno a fronte del riconoscimento del corrispettivo fisso aggiudicato in asta. L'eventuale quota di capacità disponibile delle unità selezionate in asta eccedente la capacità assegnata nelle 1000 ore/anno di fornitura del servizio, nonché la quota di capacità contrattualizzata nelle ore dell'anno diverse dalle ore di disponibilità, può essere liberamente offerta sui Mercati dell'Energia e sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento consentendo agli operatori di mercato di realizzare il “revenue stacking”, ossia la possibilità di ottenere ricavi aggiuntivi a quelli garantiti dal corrispettivo fisso per la fornitura di riserva ultra- rapida. La prima asta, effettuata il 10 dicembre 2020, ha aggiudicato circa 250 MW a fronte di una capacità complessivamente offerta superiore a 6 volte quella richiesta. Gli operatori di mercato hanno qualificato alla procedura competitiva un volume di progetti corrispondenti a 1.327 MW di capacità e il prezzo medio ponderato di aggiudicazione dell'asta, anche in virtù dell'alto livello di competizione, è risultato pari a circa un terzo del prezzo di riserva nelle Aree di assegnazione “Continente Centro Nord” e “Continente Centro Sud”, rispettivamente 23.418 e 27.279 €/MW/anno. Il quantitativo approvigionato è stato pari a 118 MW nell'Area di assegnazione “Continente Centro Nord”, 102 MW nell'Area “Continente Centro Sud” e 30 MW in “Sardegna”.

FOCUS

Impianti essenziali

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono gli impianti rilevanti indispensabili, anche per periodi limitati dell'anno, per la gestione in sicurezza della rete e l'alimentazione dei carichi. L'individuazione di impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico si rende necessaria perché nell'attuale configurazione della rete non vi sono alternative all'utilizzo dei gruppi di generazione in questione. Terna identifica un impianto come essenziale ai sensi della delibera n. 111/06.

Nel corso degli anni, le essenzialità possono essere risolte:

- attraverso attività di sviluppo o adeguamento della rete (es. costruzione di nuove linee, installazione nuovi elementi) intraprese da Terna;
- con variazioni delle condizioni al contorno (es. variazioni di fabbisogno, miglioramento dei profili di tensione) che vanno a rilassare le criticità per la sicurezza della rete;
- con variazioni al parco di generazione (es. ingresso in esercizio di nuovi impianti di produzione) che vadano a incrementare le condizioni di competitività sui mercati.

Nella [Tabella](#) seguente è riportato l'elenco delle unità essenziali o di raggruppamenti di impianti essenziali validi per il 2025, di cui all'Allegato A.27 del Codice di Rete:

Tabella 5 Impianti Essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (Anno 2025)

IMPIANTO	UTENTE DEL DISPACCIAMENTO
San Filippo Del Mela 220kV	 A2A Energiefuture Spa
Montemartini	 Acea Energia Spa
Assemini	 Enel Produzione Spa
Porto Empedocle	
Sulcis	
Sarlux	 Saras Energy Management S.r.l.
Fiumesanto	 EP Produzione Spa
Trapani Turbogas	
Iges	 Ital Green Energy Srl
Biopower Sardegna	 Ottana Energia S.p.A. Gruppo Uneti Centrali Termoelettriche Ottana Ottana Energia Spa

3.5 Il ruolo degli accumuli nel Sistema Elettrico

La **forte accelerazione** nello **sviluppo delle rinnovabili**, con un incremento della capacità installata di +5,8 GW nel 2023 e che nel 2024 si attesta a +7,5 GW, rappresenta un elemento significativo della maggiore integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico, **con trend di crescita** ancora più sostenuti in prospettiva, così come previsto nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 con **+ 65 GW** di nuovi impianti eolici e fotovoltaici **al 2030** (scenario PNIEC Policy 2030) rispetto al 2023.

Tale evoluzione implicherà **impatti significativi sulle attività di gestione della rete del TSO**, soprattutto in termini di bilanciamento istante per istante di produzione e domanda di energia elettrica, con l'insorgenza di problematiche strutturali di *overgeneration* e l'accentuarsi del fenomeno delle rampe di carico residuo.

Ulteriori criticità di gestione del sistema elettrico saranno legate al progressivo decommissioning degli impianti termoelettrici di generazione con la perdita di risorse programmabili in grado di fornire servizi per la sicurezza della rete, quali la regolazione di frequenza e tensione, e contributi in termini di potenza di cortocircuito e inerzia del sistema.

In tale contesto, lo sviluppo di nuovi **sistemi di accumulo** rappresenta, insieme agli sviluppi di rete, uno degli strumenti chiave per **abilitare la transizione energetica** proprio in virtù delle caratteristiche intrinseche di tali impianti.

Tra le diverse tecnologie di accumulo esistenti, ciascuna con livelli di innovazione e maturità tecnologica differente, i sistemi di pompaggio idroelettrico e le batterie elettrochimiche rappresentano le più note e diffuse:

- **Pompaggio idroelettrico:** i sistemi di pompaggio idroelettrico sono attualmente la tecnologia di accumulo più consolidata in Italia, e continueranno a svolgere un ruolo cruciale anche nel 2030 e oltre. Tali sistemi sono adatti a un utilizzo prolungato grazie a un'elevata capacità di stoccaggio (dell'ordine persino di settimane in funzione dell'ampiezza dei bacini idrici) e sono estremamente efficienti per gestire grandi quantità di energia e garantire una risposta a variazioni di domanda e offerta.
- **Batterie elettrochimiche:** sebbene i sistemi di pompaggio rappresentino la maggior parte della capacità di accumulo installata, le batterie elettrochimiche stanno guadagnando importanza grazie ai progressi tecnologici e alla riduzione dei costi. Le batterie sono particolarmente adatte per accumulare energia su scala più ridotta e per rispondere a variazioni rapide della domanda, rendendole ideali per la gestione delle fluttuazioni della produzione solare ed eolica. Le batterie al litio-ionico, in particolare, sono destinate a svolgere un ruolo crescente nel sistema energetico italiano, con una capacità di accumulo che si prevede aumenterà in modo significativo entro il 2040.

Lo sviluppo dei sistemi di accumulo avrà ancor più un ruolo strategico per il sistema elettrico grazie anche al nuovo sistema di contrattualizzazione a termine di nuova capacità di accumulo attraverso il meccanismo innovativo del **MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) che verrà avviato da Terna nel 2025**, favorendo così la competizione e garantendo benefici per l'intero sistema in termini sia di integrazione delle rinnovabili sia di contenimento dei prezzi sui mercati dell'energia e dei servizi.

FOCUS

Nel nuovo portale Dati tutte le informazioni sul sistema e il mercato elettrico

Da ottobre 2024 è online il nuovo portale Dati di Terna (dati.terna.it), una piattaforma digitale integrata con tutti i dati di esercizio e statistici del sistema elettrico nazionale e di mercato, e per la prima volta anche quelli sui sistemi di accumulo.

Il portale si articola in più sezioni, ognuna con la possibilità di scaricare i dati e con un focus specifico su: Fabbisogno, Generazione, Trasmissione, Mercato e Adeguatezza, Corrispettivi e Indisponibilità.

Un importante patrimonio di "big data" digitalizzato in un'ottica di sempre maggiore data quality, trasparenza e condivisione a beneficio di tutti gli stakeholder.

3.5.1 Impianti di pompaggio nel Sistema Elettrico

Nell'ambito degli accumuli, gli **impianti di pompaggio idroelettrico** rappresentano una tecnologia in grado di offrire **servizi** di tipo **Energy Intensive**:

- assistendo il TSO nella **gestione** dei periodi di **overgeneration**, consentendo di effettuare una traslazione temporale tra produzione e consumo (**energy shifting**), ovvero assorbire l'energia elettrica in eccesso rispetto alla domanda nelle ore a maggior generazione rinnovabile (le ore centrali della giornata) e rilasciarla nei momenti caratterizzati da carico residuo più elevato, fornendo in questo modo un prezioso contributo anche nella gestione della rampa serale di carico residuo;
- contribuendo alla **risoluzione delle congestioni di rete**, derivanti dall'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili e dalla relativa distribuzione non coerente rispetto ai centri di consumo.

Tali impianti, inoltre, rappresentano **risorse a elevata flessibilità e velocità di risposta**, in grado di offrire potenza regolante alla rete, in termini di regolazione di frequenza e tensione, incrementando l'inerzia e la potenza di cortocircuito del sistema, così come forniscono un **importante contributo all'adequazione del sistema**, specialmente nelle ore a massimo fabbisogno e minore generazione rinnovabile.

Sono, infine, **elementi chiave** anche **per i sistemi di difesa**, supportando la riaccensione del sistema nel processo di black start⁴.

Ad oggi, in Italia sono presenti 22 impianti di produzione rilevante (**Figura 36**) con una potenza massima in assorbimento di circa 6,4 GW e 7,3 GW in produzione, con una capacità di stoccaggio di 53 GWh di cui circa il 75% è riferita ai principali 4 impianti di pompaggio puro con potenza superiore ai 500 MW.

Figura 36 *Installazione Impianti di pompaggio*



⁴ Avviamento autonomo anche con tensione della rete afferente pari a zero (condizione di black out).



La dislocazione prevalentemente al Nord di tali impianti rappresenta una delle cause che ne limita l'utilizzo per la risoluzione delle criticità di sistema principalmente riconducibili alle fonti rinnovabili, quali l'overgeneration. Infatti, quest'ultimi impianti, al contrario, sono localizzati prevalentemente nel Sud Italia e nelle Isole, ovvero nei siti meteorologicamente più idonei alla produzione eolica o solare, dove contribuiscono a far insorgere le cosiddette congestioni "locali" essendo aree in cui la magliatura della rete è storicamente meno sviluppata.

Tali criticità saranno ulteriormente accentuate, in assenza di misure mitigative, dall'evoluzione attesa del sistema elettrico, soprattutto per i significativi trend di crescita previsti di generazione rinnovabile non programmabile, e sarà pertanto necessario realizzare nuovi sistemi di accumulo, e in particolare di pompaggio, soprattutto in specifiche aree del Paese.

Infatti, al fine di traguardare i target di policy fissati in ambito europeo e nazionale (PNIEC 2024), il nuovo scenario energetico di medio-lungo termine definito congiuntamente da Terna e Snam prevede al 2030 un fabbisogno di circa 72 GWh di capacità installata di sistemi di accumulo, aggiuntiva rispetto ai pompaggi idroelettrici ad oggi esistenti, al fine di integrare la generazione rinnovabile attesa.

Tuttavia, negli ultimi anni non sono stati realizzati nuovi impianti di pompaggio, in ragione anche del contesto di mercato non in grado di fornire sufficienti garanzie a tale tipologia di impianti per il rientro dei capitali a fronte di costi di investimento iniziali significativamente maggiori rispetto a quelli di esercizio.

A supporto dello sviluppo degli impianti di pompaggio è sempre fondamentale la definizione di un quadro normativo di riferimento che possa semplificare i processi autorizzativi per la costruzione di nuovi pompaggi e per l'utilizzo delle acque, al fine di rendere così le tempistiche realizzative compatibili con i target di decarbonizzazione.

La necessità di disporre di nuovi sistemi di accumulo idroelettrico non implica necessariamente la costruzione di un impianto “green field”, in cui entrambi i bacini del sistema devono essere realizzati ex novo, ma può favorire il recupero e la valorizzazione di infrastrutture già presenti sul territorio, ad esempio collegando due invasi esistenti o prevedendo all'interno del nuovo sistema di pompaggio la costruzione di un solo bacino da collegare a un serbatoio già esistente.

Infatti, non tutti gli invasi ad oggi risultano pienamente utilizzati al loro massimo potenziale, in quanto possono essere caratterizzati da limitazioni nei parametri di esercizio o per il progressivo deterioramento delle condizioni di impianto, tale da pregiudicarne la sicurezza, o per il ritardo o la mancanza di investimenti. Pertanto, l'utilizzo di tali impianti all'interno di nuovi sistemi di pompaggio potrebbe consentire loro l'accesso a quelle risorse che sono necessarie al ripristino delle condizioni di normale esercizio, incrementando così sia i livelli di sicurezza sia i volumi di acqua immagazzinabili nell'invaso e a disposizione delle comunità locali.

Così facendo, tali investimenti potrebbero apportare al territorio anche una serie di “benefici addizionali”, aggiuntivi ai benefici elettrici, relativi a esternalità positive di cui ambiente, territori, comunità ed enti locali potrebbero beneficiare. Tali vantaggi si possono individuare, ad esempio:

- nello sviluppo di nuove colture grazie alla potenziale maggiore disponibilità di acqua derivante dagli interventi di ripristino degli invasi esistenti;
- nel facilitare la gestione degli incendi grazie alla realizzazione di nuovi bacini sul territorio;
- nel potenziale aumento del valore ambientale del territorio, con la possibilità di creare nuove zone di protezione speciale per la fauna e nuovi siti di interesse paesaggistico in virtù della realizzazione di nuovi invasi;
- nelle opportunità di riqualificazione del territorio, supportando lo sviluppo economico delle zone interessate e promuovendo la diffusione di strutture turistico-ricreative o ricettive.

Ovviamente, essendo tali invasi normalmente asserviti al ciclo idrico per l'approvvigionamento di acqua per usi civili, irrigui e industriali, il nuovo sistema di pompaggio dovrà fare affidamento sulle capacità residue della risorsa idrica, in modo da non interferire con gli usi attuali.

In tal senso il territorio italiano, date le caratteristiche geomorfologiche, è caratterizzato da importanti bacini idrografici in tutte le regioni, potenzialmente idonei a ospitare nuovi impianti di pompaggio.



4.1 Impatti delle rinnovabili	61
4.2 Qualità del servizio	64
4.2.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione – reti AAT/AT	64
4.2.2 Qualità della tensione	65
4.3 Sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico	67
4.4 Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete	72
4.4.1 Qualità e sicurezza della rete	78



4

**Impatti sul
sistema
elettrico**

Impatti sul sistema elettrico

4

Per adempiere al suo ruolo di *Transmission System Operator* e abilitatore della transizione energetica, Terna affronta le nuove sfide che un sistema elettrico sempre più decentralizzato e complesso, caratterizzato dalla crescente integrazione delle fonti rinnovabili, pone a livello di sicurezza delle proprie infrastrutture.


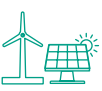

I principali ambiti di intervento del processo di decarbonizzazione del sistema elettrico italiano riguardano, pertanto, la crescita della capacità di generazione rinnovabile, lo sviluppo della capacità di trasmissione della rete elettrica e dei meccanismi di accumulo e, in ultimo, l'incremento della sicurezza, adeguatezza e resilienza della RTN.



4.1 Impatti delle rinnovabili

Le principali criticità della produzione da fonti rinnovabili non programmabili rispetto alle esigenze di garantire un funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale o di porzioni del medesimo sono rappresentate nella seguente *Figura 37*.

Figura 37 *Impatti rinnovabili sul sistema elettrico*

CRITICITÀ	IMPATTI
 Localizzazione impianti FER	<p>Aumento congestioni di rete per distribuzione non coerente degli impianti FER rispetto al consumo.</p>
 Caratteristiche tecniche impianti FER	<p>Problematiche di gestione delle sovratensioni nelle ore di basso carico ed elevata produzione di FRNP installate sulla rete di media e bassa tensione.</p> <p>Diminuzione della potenza regolante di tensione con variazioni significative della forma d'onda di tensione a seguito di un disturbo sulla rete e la conseguente riduzione del grado di robustezza della rete.</p> <p>Riduzione della potenza regolante di frequenza e dell'inerzia del sistema, grandezze che incidono sulla stabilità del sistema nonché sull'efficacia dei sistemi di protezione e difesa.</p>
 Non programmabilità impianti FER	<p>Crescente ripidità della rampa serale del carico residuo (inteso come differenza tra consumi e produzione non programmabile), causata dalla drastica e repentina riduzione della produzione solare nelle ore serali, che rende necessario un rapido aumento della produzione da impianti programmabili e adeguate capacità di regolazione.</p> <p>Riduzione del margine di adeguatezza per coprire i picchi di carico, che si possono verificare in orari a bassa produzione di FER.</p> <p>Crescenti periodi di over-generation in particolare nelle ore centrali della giornata e nei periodi con basso carico ed elevata generazione rinnovabile (eolica o solare) e/o in reti caratterizzate da una magliatura limitata con conseguente rischio di frequenti congestioni e potenziali tagli all'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili. Tali criticità sono maggiormente evidenti nelle aree centro-meridionale e insulare del Paese dove si concentra la gran parte delle installazioni di impianti da FER e dove la rete presenta un minor livello di magliatura e una capacità di trasporto più limitata.</p>

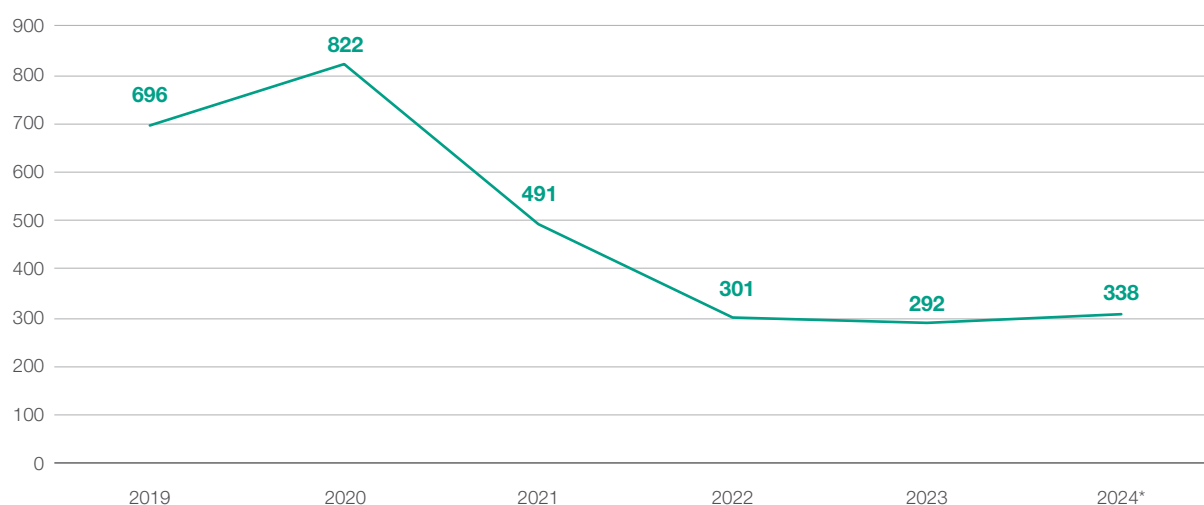
FOCUS

Mancata produzione eolica

Tra le azioni messe in atto per la gestione del sistema elettrico, Terna ricorre alla riduzione della produzione eolica mediante ordini di dispacciamento con l'effetto di generare Mancata Produzione Eolica (MPE).

Nel 2024 la Mancata Produzione Eolica (MPE) risulta pari a 338 GWh⁵.

Figura 38 *Evoluzione MPE (GWh)*



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

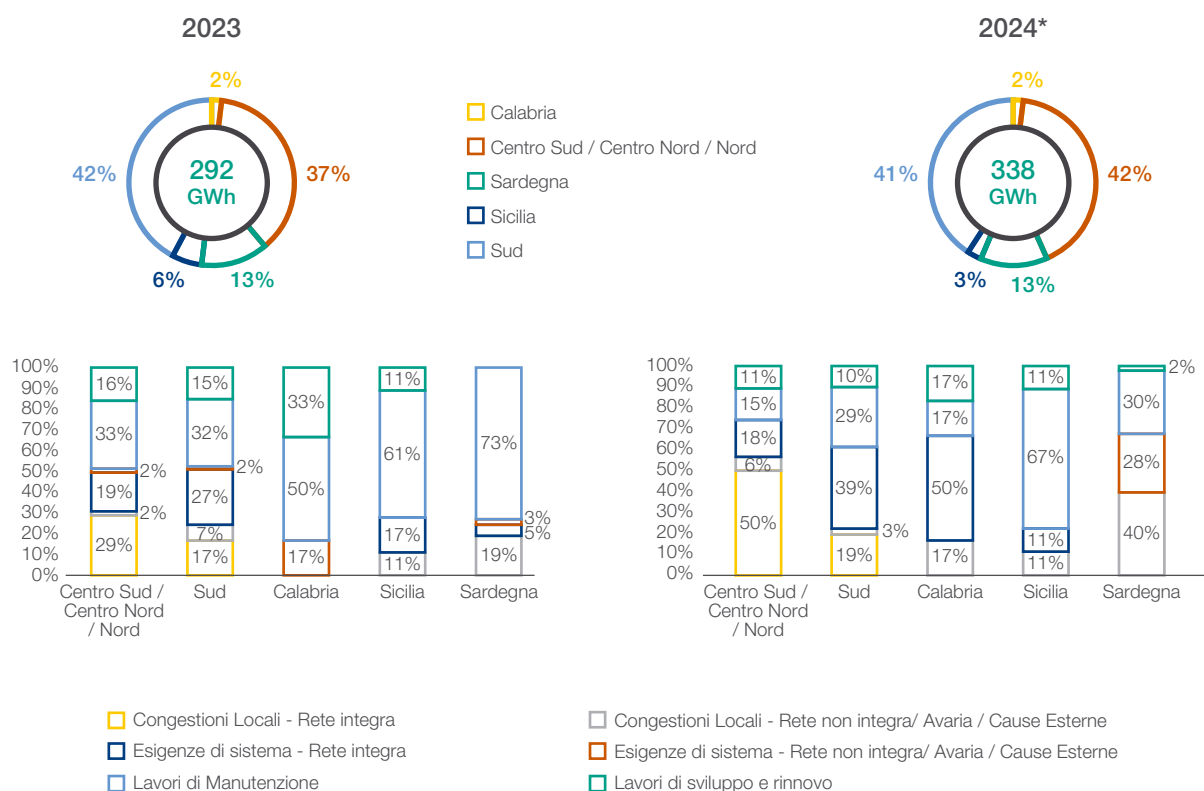
La MPE è prevalentemente riconducibile alle seguenti motivazioni:

- **Esigenze di sistema:** Tale motivazione è associata ai volumi di MPE richiesta al fine di mantenere il Sistema Elettrico Nazionale o porzioni del medesimo in condizioni di sicurezza sia in regime statico che dinamico (e.g. congestione rete primaria per violazioni in sicurezza N o N-1, instabilità dinamica, rispetto margini di riserva, rispetto limiti di tensione). Tali condizioni devono essere garantite sia in situazioni di rete integra che di rete non integra per indisponibilità programmate (e.g. sviluppo e rinnovo, manutenzione) e/o per natura accidentale (e.g. guasti). In particolare, tali riduzioni sono riconducibili a:
 - periodi di elevata ventosità con conseguente congestione sulle sezioni interzonali, prevalentemente le sezioni Sud Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord;
 - condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori programmati.
- **Congestioni locali.** La MPE riconducibile a congestioni locali è associata alle principali direttrici maggiormente soggette a tali fenomeni. Quota parte di queste riduzioni sono state effettuate in condizioni di rete non integra in corrispondenza di fuori servizio per lavori.

⁵ Dati provvisori, soggetti a possibili ulteriori aggiornamenti.

In *Figura* si riportano i dati della MPE (GWh) per area geografica, con evidenza delle motivazioni che hanno determinato le limitazioni.

Figura 39 Confronto dati MPE 2023 vs 2024



* I dati per il 2024 sono provvisori e soggetti a possibili aggiornamenti.

4.2 Qualità del Servizio

Per qualità del servizio si intende la capacità di garantire la continuità del servizio e la qualità della tensione.

La qualità del servizio è un aspetto che riveste un'importanza crescente. Ciò è dovuto principalmente a due fattori:

- la crescente elettrificazione dei consumi degli utenti finali, che rende fondamentale la disponibilità continuativa del servizio;
- la sempre maggior presenza di componenti elettronici per l'automatizzazione degli impianti di utenza, specialmente industriale, che necessitano per il loro corretto funzionamento di un alto livello di qualità della fornitura di energia elettrica.

Tale visione è concorde con gli indirizzi forniti dall'Autorità negli ultimi anni, la quale ha regolato la tematica mediante l'emanazione nel 2019 della Delibera 567/2019/R/EEL e relativo Allegato A – “Testo Integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023”, allo scopo di limitare il numero di interruzioni e dei buchi di tensione subiti dagli utenti connessi alla rete AT.

4.2.1 Continuità del servizio della rete di trasmissione – Reti AAT/AT

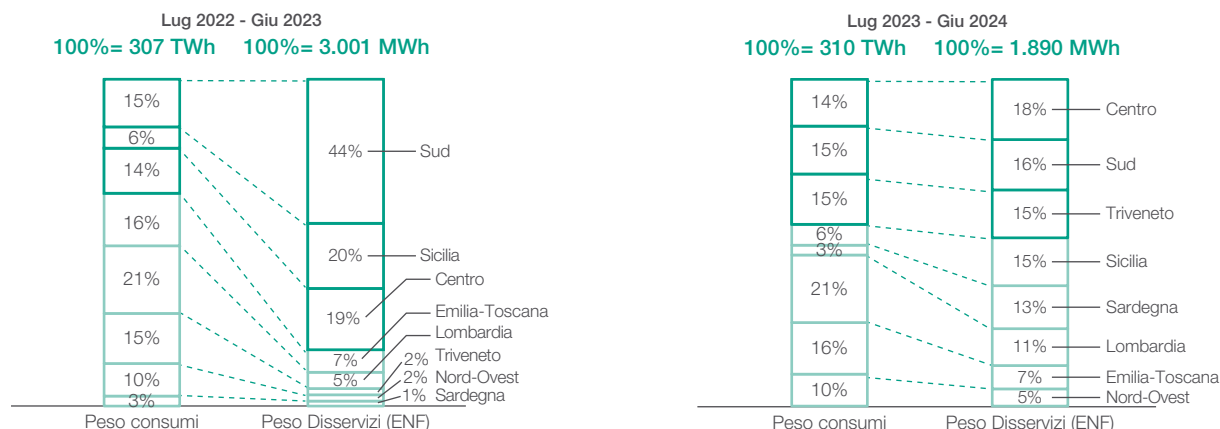
La continuità del servizio va intesa come mancanza di interruzioni nella fornitura di energia elettrica e viene misurata attraverso indici che si basano su presenza, ampiezza e frequenza della tensione nei siti degli Utenti connessi alla RTN, in larga parte adottati su base internazionale⁶. La continuità del servizio è associata principalmente alla capacità di un sistema di garantire il trasporto dell'energia prodotta dagli impianti di generazione verso gli impianti di prelievo destinati ad alimentare le utenze.

La gran parte degli impianti di prelievo, essenzialmente cabine primarie di distribuzione, è inserita sulla rete in AT (c.d. rete secondaria), da cui dipende direttamente l'affidabilità dell'alimentazione di questi impianti. L'analisi delle cause dei disservizi che generano disalimentazioni costituisce un elemento primario per identificare le porzioni di rete più critiche in termini di necessità di sviluppo. Le principali cause di disalimentazione sono ad esempio:

- eventi meteorologici eccezionali;
- guasti in stazioni elettriche appartenenti a RTN o Terzi;
- danneggiamenti e contatti accidentali provocati da Terzi su rete RTN.

Nella **Figura 40** sono evidenziate le aree che nel periodo compreso tra Luglio 2022 e Giugno 2023 hanno registrato i livelli di continuità del servizio di alimentazione elettrica più critici riguardo ai rispettivi tassi di domanda. Il confronto con il periodo Luglio 2023 – Giugno 2024 mostra come l'Energia Non Fornita (ENF) passa da circa 3000 MWh a circa 1900 MWh, mentre il tasso di incidenza delle disalimentazioni vede prevalere, sulle altre aree, il Sud nel primo periodo e il centro nell'ultimo periodo.

Figura 40 Continuità del servizio di alimentazione – Disalimentazioni su reti AAT/AT (rete di trasmissione e reti di subtrasmissione)



⁶ Terna - Qualità e altri output del servizio di trasmissione - Rapporto annuale per l'anno 2023, pubblicato a giugno 2024

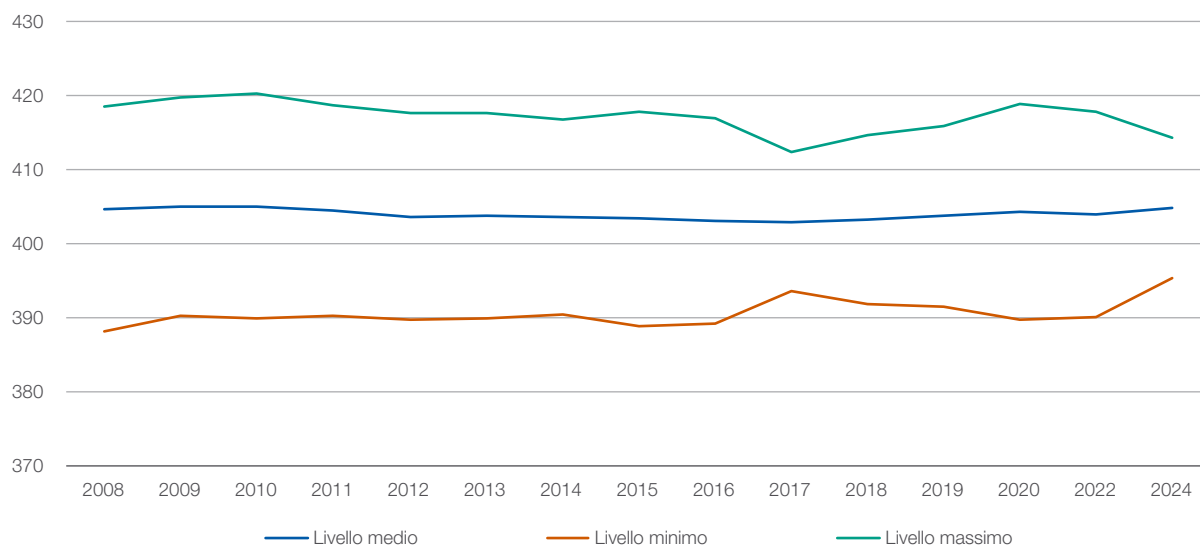
4.2.2 Qualità della tensione

La qualità della tensione, intesa come il mantenimento dei parametri tecnici caratterizzanti le tensioni e la frequenza di alimentazione dell'utenza entro limiti definiti, viene monitorata da Terna mediante l'analisi di dati ad hoc registrati in numerosi nodi della rete AT opportunamente individuati.

Infatti, in ciascun nodo di una rete elettrica, si verificano variazioni lente di tensione, legate principalmente alle modifiche periodiche del carico da alimentare, oltre che alle sue caratteristiche (componente attiva/reattiva) – tra le ore diurne e notturne, i giorni feriali e festivi, i mesi estivi e invernali – e alla potenza generata dalle centrali – giornaliera, settimanale, stagionale – in relazione alle disponibilità di energia primaria e ai vincoli di flessibilità delle unità di produzione. Inoltre, il fuori servizio temporaneo di linee e/o trasformatori e l'incremento del transito su altri componenti di rete che ne consegue contribuiscono a far variare la tensione, generalmente in diminuzione, dei nodi nelle rispettive zone di influenza e nei periodi caratterizzati da elevata richiesta in potenza; viceversa, nelle situazioni fuori picco, si registrano valori di tensione in aumento. Il **livello di tensione** è un elemento fondamentale per assicurare la **qualità del servizio**; per questo motivo Terna, con periodicità annuale, esegue delle analisi statistiche sui valori della tensione nei nodi della rete primaria di trasmissione. Le analisi mostrano che le tensioni si sono mantenute, in linea con l'andamento degli ultimi anni, nell'intervallo di circa $\pm 5\%$ attorno al valore di esercizio di 400 kV, come previsto dal Codice di Rete. Per il periodo Luglio 2023 - Giugno 2024 si è osservata per le stazioni a 400 kV una deviazione dei valori intorno alla media di un valore di poco inferiore a 4 kV. L'andamento sostanzialmente costante della tensione deve interpretarsi come un indice indiretto di una buona qualità del servizio elettrico. Inoltre, rispetto all'andamento ottenuto sino al Piano di Sviluppo 2023, si nota una leggera diminuzione del valore massimo raggiunto dalle tensioni. In generale, si osserva come il range di oscillazione intorno al valor medio di 405 kV tende a ridursi grazie alla disponibilità delle risorse approvvigionabili sul mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e all'installazione dei dispositivi di compensazione della potenza reattiva che sono entrati in esercizio lungo il periodo di osservazione citato.

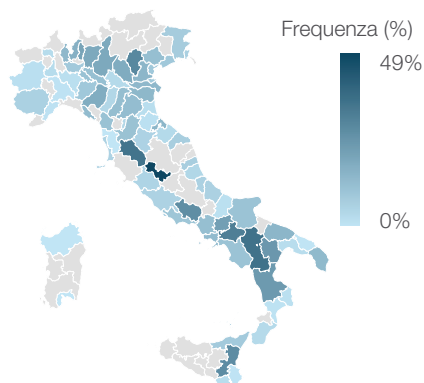
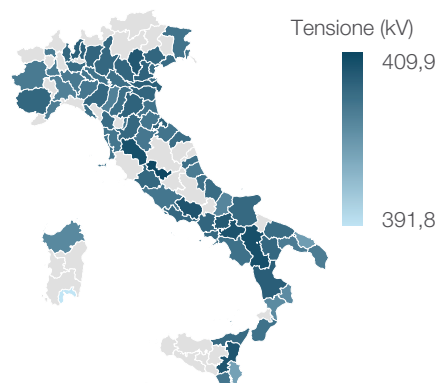
La [Figura 41](#) riporta il range di variazione del livello di tensione dei nodi a 400 kV della RTN, nel periodo 2008-2024.

Figura 41 Range di variazione del livello di tensione

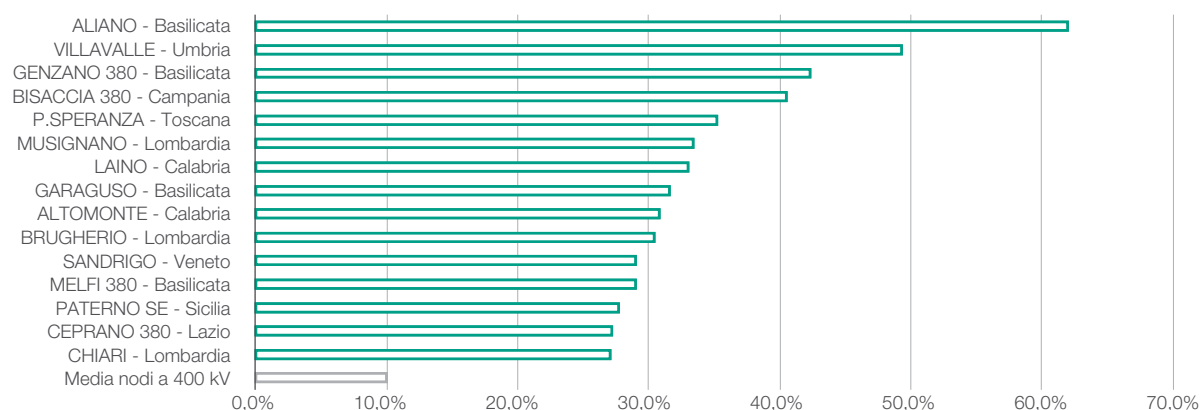
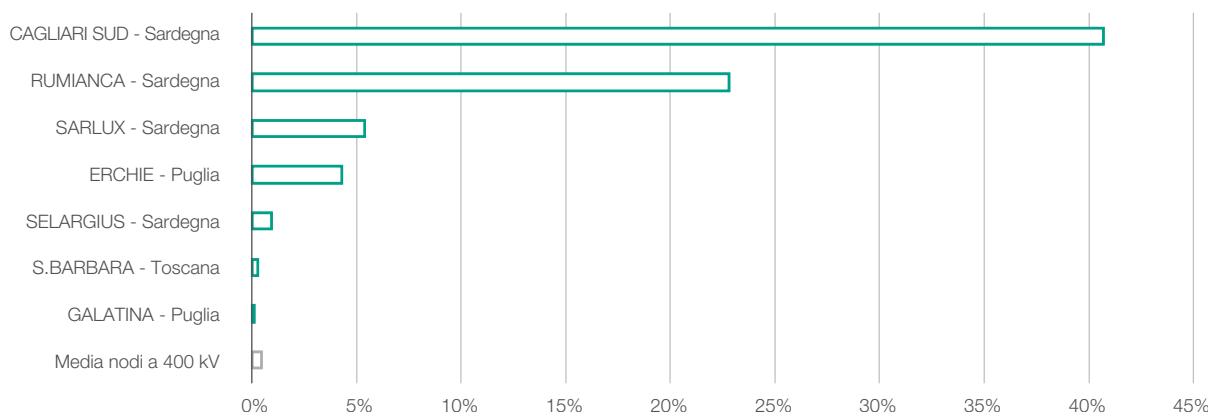


Di seguito si riportano i grafici relativi alla frequenza di superamento delle soglie 410 kV e 390 kV (tali soglie, seppure all'interno dei parametri obiettivo del Codice di Rete, costituiscono per Terna un riferimento per la programmazione di azioni correttive).

Le [Figure 42](#) e [43](#) riportano l'andamento dei valori medi delle tensioni sulla rete a 400 kV nelle diverse province e la frequenza con cui il valore di attenzione di 410 kV viene superato in condizioni di esercizio nel periodo di riferimento.

Figura 42 Distribuzione territoriale delle tensioni 400 kV – Frequenza [%] con tensione maggiore di 410 kV (Luglio 2023 – Giugno 2024)**Figura 43 Distribuzione delle tensioni sui nodi 400 kV – Valori medi [kV]**

Nella **Figura 44** sono elencati i nodi della rete nazionale a 400 kV i cui valori di tensione più frequentemente superano la soglia di attenzione di 410 kV. I dati elaborati si riferiscono al periodo che intercorre tra Luglio 2023 e Giugno 2024. Nella **Figura 45** sono invece riportati i nodi 400 kV in cui la tensione è risultata inferiore al valore di attenzione di 390 kV nel periodo compreso tra Luglio 2023 e Giugno 2024.

Figura 44 Andamento della tensione ai nodi critici – sovratensioni (Luglio 2023 – Giugno 2024)**Figura 45 Andamento della tensione ai nodi critici – sottotensioni (Luglio 2023 – Giugno 2024)**

In molti nodi della Rete di Trasmissione Nazionale la frequenza di superamento della soglia di attenzione è comunque elevata. Si notano i valori di tensione più elevati nelle regioni del Centro e Sud Italia, come Basilicata, Campania, Lazio e Umbria, nonché in Lombardia. In particolare, rispetto all'andamento riscontrato nel Piano di Sviluppo 2023, nei nodi presenti in Lazio e Campania la frequenza annua di superamento della soglia limite di attenzione è diminuita grazie all'installazione locale di reattori e STATCOM, entrati in esercizio nel corso del periodo di riferimento in esame.

Al fine di assicurare una sempre più accurata regolazione della tensione su tutto il territorio nazionale, il sistema elettrico dovrà essere dotato di ulteriori dispositivi in grado di garantire questo servizio. In tal senso, sono stati pianificati da Terna interventi di sviluppo con nuova tecnologia mirati a integrare ingenti quantitativi di energia assicurando al contempo sicurezza e stabilità per il sistema, nonché garantendo la qualità del servizio.

4.3 Sicurezza, stabilità e robustezza del sistema elettrico

La rapida e profonda **evoluzione del contesto energetico** (incremento rinnovabili, dismissione di impianti termoelettrici, cambiamenti climatici) determina già oggi, ma anche negli scenari futuri, una **gestione sempre più complessa e delicata del sistema elettrico**.

Per poter sostenere e **favorire la trasformazione delle reti elettriche**, diventa ancor più fondamentale **elevare i requisiti di sicurezza, stabilità e robustezza** del funzionamento del sistema elettrico.

Per **Sicurezza** si intende la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso. Le principali **grandezze di riferimento** della sicurezza della rete sono la **frequenza**, il cui valore nominale è pari a 50 Hz, e la **tensione** con valore nominale pari a 400-220 kV sulle reti di Altissima Tensione (AAT), o valori differenti (150-132-60 kV) sulle reti di Alta Tensione (AT).

Quando si verifica un evento perturbativo, al fine di riportare i valori della frequenza e tensione ai loro valori nominali, vengono attivati i Sistemi di Difesa che mettono in atto azioni, automatiche e non, che consentono di ripristinare le condizioni di funzionamento normali della rete.

Con il processo del *phase-out* degli impianti a carbone vi è stata una conseguente riduzione dei gruppi termici abilitati a offrire i servizi di regolazione sopra citati della frequenza e tensione con una diminuzione della capacità regolante del sistema nel suo complesso e con impatti negativi sulla sicurezza della rete.

La gestione di un sistema elettrico senza più generazione termica impone di affrontare nuove esigenze di funzionamento in termini di **stabilità e robustezza della rete**.

La **stabilità della rete** rappresenta la **capacità del sistema di reagire**, sin dai primi istanti del verificarsi di disturbi improvvisi, **evitando** di andare incontro a stati di funzionamento che possono causare **fenomeni critici** per il sistema (ad esempio oscillazioni interarea poco smorzate, instabilità di frequenza che possano degradare il funzionamento del sistema elettrico).

Invece, si parla di **robustezza della rete** quando la stessa riesce a **mantenere stabile la forma d'onda della tensione a seguito di una perturbazione**.

La grandezza rappresentativa della stabilità e robustezza è l'**inerzia del sistema**, ovvero la capacità del sistema di "resistere" a uno sbilanciamento tra generazione e carico nei primissimi istanti a valle della perturbazione senza eccessive variazioni della frequenza.

Tradizionalmente l'inerzia del sistema è stata supportata dai gruppi termici convenzionali che rappresentano la stragrande maggioranza della generazione di tipo "rotante". Quando si verifica una perdita di generazione, la stessa si riflette sui restanti gruppi connessi alla rete come un incremento istantaneo del carico elettrico da alimentare. In tali condizioni, per i gruppi rotanti è possibile osservare come, nei primi istanti, la potenza meccanica erogata dai motori risulta essere pressoché costante: questo provoca uno sbilanciamento tra la potenza meccanica e la potenza elettrica richiesta che tenderà a frenare il gruppo riducendo la frequenza di rete. Sebbene la velocità di rotazione dei generatori si riduca, questi continueranno a ruotare perché dotati di una loro inerzia meccanica; si può dire, quindi, che questa tipologia di impianti sostiene il sistema elettrico in caso di perturbazioni di rete. **Il contributo di tutte le inerzie dei generatori rotanti determina l'inerzia del sistema elettrico.**

Con la penetrazione della **generazione** di tipo "**inverter-based**", come gli impianti FRNP, la rete si caratterizza sempre più con generazione di tipo "**statico**" che dà un **contributo nullo all'inerzia di sistema**. Quando, infatti, si verifica una perdita di generazione, tali impianti, non avendo parti in movimento (esempio gli inverter degli impianti fotovoltaici), non riescono a contrastare con una loro inerzia le variazioni di frequenza e, al limite, se queste superano una certa soglia, gli stessi impianti si distaccano dalla rete, causando un ulteriore peggioramento delle condizioni di criticità del sistema. Per questo motivo, gli impianti statici si dicono a inerzia nulla.

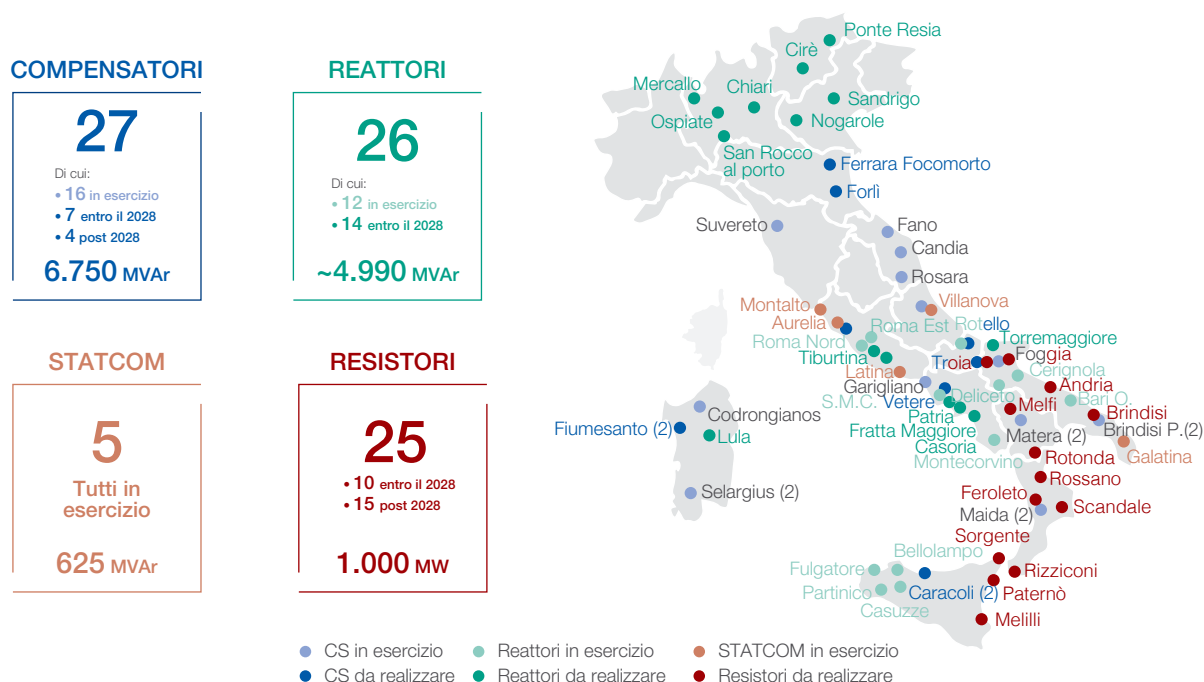
Sicuramente, uno degli effetti più rilevanti della **maggiore integrazione delle fonti rinnovabili** nel sistema elettrico e la dismissione degli impianti termoelettrici è la **riduzione dell'inerzia e della stabilità di sistema**. Non solo, **in un sistema a bassa inerzia**, a seguito di un evento perturbativo, la **riduzione della frequenza** è molto **più veloce** rispetto al sistema a inerzia maggiore e tale circostanza risulta estremamente critica per la rete, rendendo **necessaria l'adozione di sistemi di regolazione della frequenza sempre più rapidi**. Inoltre, in un sistema a bassa inerzia, si verifica un **maggiore scostamento** massimo di **frequenza** (si raggiunge un valore minimo di frequenza più basso) rispetto al sistema a inerzia maggiore e anche tale **condizione** risulta **critica per la gestione in sicurezza del sistema** in quanto la frequenza può raggiungere valori oltre il range di ammissibilità con il rischio di innescare **pericolosi eventi "a cascata"**.

In tale contesto, il ricorso a nuove soluzioni tecnologiche rappresenta uno strumento chiave per fronteggiare la transizione energetica, consentendo all'infrastruttura elettrica di autoregolarsi, migliorare la stabilità del sistema elettrico e garantire un funzionamento sicuro, efficiente e flessibile.

Terna, nel **Piano di Miglioramento dei Sistemi di Difesa per la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale** (di seguito **Piano Sicurezza**), ha previsto un piano di installazione di:

- **Compensatori sincroni**, che consentono di regolare la potenza reattiva in maniera continua e contribuire al sostentamento dell'inerzia del sistema, grazie alla presenza dei volani dotati di elevata inerzia (superiore a un ordine di grandezza rispetto a quella di un generatore convenzionale). Tali macchine, pertanto, rappresentano, soprattutto in condizioni di ridotto carico residuo, uno strumento chiave per la gestione in sicurezza, supportando l'inerzia, la regolazione di tensione e la potenza di corto circuito ai nodi della rete, diminuendo la necessità di avviare gruppi di generazione tradizionale termoelettrica a discapito di generazione da fonte rinnovabile non programmabile. Tali dispositivi inoltre sono di supporto al Piano di Difesa e aumentano l'efficacia delle direttrici di riaccensione per garantire la ripresa anche in scenari con elevata presenza di fonti rinnovabili.
- **Reattori**, che garantiscono una corretta gestione dei profili di tensione ai nodi della rete, soprattutto nelle zone dove si registrano, nelle ore di basso carico ed elevata produzione FER, tensioni elevate; la loro installazione rappresenta, pertanto, una soluzione efficace in quanto consente un esercizio più magliato e sicuro della rete.
- **STATCOM**, dispositivi basati sull'elettronica di potenza in grado sia di fornire elevate performance nel controllo dei profili di tensione, regolando lo scambio di potenza reattiva in assorbimento o in erogazione verso la rete sia di controllare la stabilità di sistema anche in presenza di forte penetrazione di generazione rinnovabile.
- **Resistori stabilizzanti**, dispositivi in grado di garantire la stabilità dinamica e lo smorzamento delle oscillazioni di rete e che possono essere utilizzati nelle strategie di riaccensione, permettendo di mitigare i disturbi delle fonti rinnovabili.

Figura 46 **Piano Installazioni Piano Sicurezza**



Ad oggi il piano installazioni delle macchine per la compensazione della potenza reattiva del Piano Sicurezza risponde a un'esigenza di oltre 12.360 MVar data, in particolare, dal contributo dei 27 compensatori sincroni, 26 reattori e 5 Statcom. Al 2024 tale target è stato raggiunto per oltre il 60% con l'entrata in esercizio di 16 compensatori sincroni di taglia pari a 250 MVar, 12 reattori di taglia dipendente dai livelli di tensione (258 MVar, 180 MVar e 80 MVar) e dei 5 Statcom di taglia pari a 125 MVar, il cui dettaglio in termini di localizzazione, livello di tensione, taglie ed entrate in esercizio (EE) è riportato nelle tabelle seguenti.

Tabella 6 Interventi Piano Sicurezza 2024

Compensatori					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MVAR	EE
Toscana	Suvereto	380 kV	1	250	2023
	Fano	380 kV	1	250	2021
Marche	Candia	380 kV	1	250	2021
	Rosara	380 kV	1	250	2023
Abruzzo	Villanova	380 kV	1	250	2022
Campania	Garigliano	380 kV	1	250	2021
Puglia	Foggia	380 kV	1	250	2021
	Brindisi	380 kV	2	500	2021
Basilicata	Matera	380 kV	2	500	2020
Calabria	Maida	380 kV	2	500	2022
Sardegna	Selargius	380 kV	2	500	2020
	Codrungianos	380 kV	1	250	2023
Compensatori Totali al 2024			16	4.000	

Reattori					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MVAR	EE
Lazio	Roma Nord	380 kV	1	258	2022
	Roma Est	380 kV	1	258	2023
Molise	Rotello	380 kV	1	258	2022
Campania	S. M. Capua Vetere	380 kV	1	258	2022
	Montecorvino	380 kV	1	258	2023
	Deliceto	380 kV	1	258	2022
Puglia	Bari Ovest	150 kV	1	80	2023
	Cerignola	380 kV	1	258	2024
	Bellolampo	150 kV	1	80	2022
Sicilia	Casuzze	150 kV	1	80	2023
	Fulgatore	220 kV	1	180	2023
	Partinico	220 kV	1	180	2023
Reattori Totali al 2024			12	2.406	

STATCOM					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MVAR	EE
Lazio	Latina		1	125	2022
	Aurelia		1	125	2023
	Montalto		1	125	2023
Abruzzo	Villanova		1	125	2022
Puglia	Galatina		1	125	2022
Statcom Totali al 2024			5	625	

Per le pianificazioni previste per gli anni successivi al 2028 si rimanda al paragrafo successivo 4.4.1 Qualità e Sicurezza della Rete.

FOCUS

Il cambiamento climatico e la Metodologia Resilienza

Il cambiamento climatico sta evolvendo sempre più **velocemente**, caratterizzato dal verificarsi di **eventi meteorologici estremi** che, pur **contrastanti tra loro**, rappresentano le facce di una stessa medaglia, quella della **crisi climatica**, con impatti su ogni aspetto della vita dell'uomo e sull'ambiente.

Sebbene le strategie adottate per il cambiamento climatico, previste sia dagli accordi di Parigi per il contenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5 C° sia dalle proposte del Fit for 55 e del RepowerEU, stiano definendo la strada per il raggiungimento della decarbonizzazione e della neutralità climatica, è sempre più evidente l'urgenza di attuare strategie e misure per rispondere a questa grande sfida globale.

Nel Rapporto Global Climate Highlights 2023 dell'agenzia europea Copernicus, il **2023 è stato**, infatti, **l'anno più caldo mai registrato dagli anni preindustriali**, con un **incremento della temperatura** di 1,48 C°, avvicinandosi, mai come prima, alla **"soglia di sicurezza" di 1,5 C°**.

Tale record, tuttavia, **è stato subito superato in modo negativo dal 2024** che, secondo Copernicus, è l'anno più caldo dal 1850 con un valore di **temperatura media superiore a 1,6 C°** rispetto ai livelli preindustriali. Tale differenza di 0,1 C° è stata registrata **per 11 mesi del 2024, superando la soglia critica di 1,5 C°**, oltre la quale il pianeta si indirizza verso cambiamenti climatici dagli effetti devastanti quanto irreversibili.

La notizia positiva è che tale soglia non è ancora superata in modo stabile, perché tale trend deve verificarsi per un periodo medio di 20 anni; tuttavia, se non si contrasta in modo immediato la riduzione delle emissioni di gas serra, la temperatura globale è destinata a superare la soglia di 1,5 C° entro il 2030.

In tale contesto, e ancor più negli scenari futuri, l'**energia** rappresenta un **elemento chiave** per guidare la **transizione energetica** e affrontare la crisi climatica.

Avere un'**infrastruttura elettrica sostenibile**, in grado di integrare e utilizzare fonti di energia "pulita", e **resiliente al clima** e ai possibili danni causati dalla crescente intensità e severità degli eventi meteorologici estremi, diventa uno dei **fattori abilitanti** per rispondere al **cambiamento climatico**.

Oltre a sviluppare una rete robusta e resiliente è, allo stesso tempo, fondamentale anche saper sfruttare il potenziale offerto dalla digitalizzazione delle infrastrutture per affrontare al meglio tale sfida e poter garantire un funzionamento sicuro ed efficiente del sistema elettrico a seguito di eventi climatici severi.

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, in particolare **neve e vento forte**, consentono di implementare una pianificazione efficace ed efficiente degli interventi per l'incremento della resilienza della rete (*Figura 47*).

Figura 47 **Metodologia Resilienza****Modello probabilistico**

La metodologia effettua analisi di tipo risk-based, e valuta il rischio atteso in termini di possibili disalimentazioni legate a eventi meteo severi nelle diverse porzioni di rete

**Simulazione eventi meteo di gravità crescente**

Metodologia di natura iterativa: l'impatto sulla rete dell'apertura delle linee è analizzato a Tempi di Ritorno crescenti.

**Quantificazione della probabilità di fuori servizio simultaneo di più linee**

L'algoritmo individua le possibili contingenze (intese come combinazioni di scatti di linee e altri elementi) e attribuisce a ciascuna contingenza la relativa probabilità di accadimento

**Approccio "N-k" per l'analisi di contingenza multiple**

L'algoritmo valuta gli effetti del fuori servizio multiplo attraverso le seguenti fasi:

- Individuazione sovraccarichi indotti dalla contingenza iniziatrice sui rimanenti elementi
- Individuazione di scatti di linee per conseguenti effetti a 'cascata'
- Redispatching finalizzato a far rientrare l'impegno delle linee in condizioni di sicurezza

**Output**

- Tempi di ritorno della disalimentazione degli impianti connessi alla RTN
- Rischio di Energia non Fornita attesa (EENS - Expected Energy Not Served)

**Calcolo del beneficio per l'incremento della resilienza**

L'incremento della resilienza prodotto da un intervento dato dalla riduzione del rischio di energia non fornita ($\Delta EENS$) tra le condizioni pre e post intervento

Nel corso di questi anni, la Metodologia Resilienza è stata oggetto di continue evoluzioni e affinamenti, anche grazie alle collaborazioni con il mondo della ricerca, in particolare con RSE - Ricerca sul Sistema Elettrico e con il mondo universitario del Politecnico di Milano a cui si è aggiunta quella con la Fondazione Centro Euro-Mediterraneo sui Cambiamenti Climatici (CMCC).

Nel corso del 2023 sono proseguite le **analisi** dei **fenomeni** meteorologici legati al **dissesto idrogeologico** con l'obiettivo di individuare la tipologia di eventi potenzialmente più impattante per la Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e di introdurre la **modellizzazione** all'interno della **Metodologia Resilienza**. In questo contesto, nell'ambito dei progetti di innovazione finanziati a livello europeo, è stata avviata, a partire da gennaio 2024, una collaborazione con CN HPC (Centro Nazionale High Performance Computing) per lo studio delle frane e delle relative variabili meteorologiche scatenati l'evento.

4.4 Principali evidenze dell'analisi sullo stato della rete

Nel seguito sono presentate le principali evidenze delle criticità attuali o previsionali sulla RTN, suddivise per area geografica. Alle suddette evidenze, è associato il corrispondente intervento previsto nell'orizzonte di medio-lungo termine del Piano di Sviluppo per mitigare o risolvere le criticità riscontrate. Per maggiori dettagli in merito agli interventi si rimanda al Fascicolo "Esigenze di Sviluppo: i nuovi progetti" e agli allegati di avanzamento dei piani precedenti.

Area Nord-Ovest

La Regione Piemonte ha visto negli ultimi anni un incremento della produzione rispetto al fabbisogno regionale, per l'effetto contemporaneo della diffusione della generazione distribuita e della contrazione dei consumi. Tale fenomeno comporta un aggravarsi delle criticità di trasporto, in particolare sulla rete AAT, in quanto si somma all'elevato import di potenza dalla frontiera (Svizzera e Francia) e dalla Valle d'Aosta (tipicamente nei periodi della morbida) verso l'area metropolitana di Torino: ciò talvolta ha causato problemi di sicurezza di esercizio, prevalentemente in relazione al rischio di indisponibilità di elementi di rete primaria. Anche al fine di mitigare tale fenomeno, è stato realizzato il nuovo collegamento HVDC Italia – Francia, entrato in esercizio ad agosto 2023.

Per quanto riguarda la rete AT, in alcune aree della Regione (in particolar modo il Cuneese) accade spesso che la punta di produzione di fonte fotovoltaica (localizzata su reti MT e BT) va a coincidere stagionalmente con il picco di idraulicità comportando flussi elevati verso la Liguria caratterizzata da una rete AT piuttosto debole.

In generale, in continuità con quanto osservato negli ultimi anni, alcune porzioni di rete 132 kV dell'area Nord-Ovest attualmente presenta difficoltà di esercizio nelle ore di basso carico, elevata insolazione ed elevata produzione idroelettrica (non accumulabile). Grazie agli interventi di rimozione delle limitazioni delle linee, come quello del 32-P Risoluzione Antenna CP Cappellazzo, che prevede il potenziamento della linea Cappellazzo-Savigliano, o quello del 33-N (nuovo intervento del Piano di Sviluppo 2025), che prevede la rimozione delle limitazioni delle linee del canavese, tale criticità verrà risolta.

Infine, al fine di incrementare la qualità del servizio degli utenti connessi alla rete AT, con conseguente significativa riduzione delle micro-interruzioni nell'area della provincia di Torino, è stata studiata una soluzione che consegna all'utente UT Mirafiori una seconda alimentazione 220 kV, riutilizzando un vecchio tracciato 132 kV (29-P Riassetto rete 220 kV area Sud Ovest di Torino).

Area Nord

Le analisi sulla rete primaria di trasmissione della Regione Lombardia mostrano alcune criticità legate principalmente ai flussi di potenza, che potrebbero ridurre i margini di sicurezza della rete interessata da fenomeni di trasporto in direzione Ovest/Est, con flussi di potenza provenienti dalla Regione Piemonte e dalla frontiera Svizzera verso la Lombardia e le aree del Triveneto, che mantengono un carattere deficitario. Tale criticità verrà risolta dagli interventi di miglioramento delle performance di alcuni elettrodotti 380 kV siti tra le aree Nord-Ovest e Nord-Est, che comporterà un incremento della capacità transitabile in sicurezza (174-N Massimizzazione asset microzona Lombardia).

Persisteranno le criticità della rete AAT e AT in prossimità dell'area della città di Milano, che saranno attenuate dalla prevista razionalizzazione del nodo elettrico di Cassano. Tale attività consentirà di rinforzare la magliatura della rete, garantire maggiore flessibilità nella programmazione delle attività di manutenzione degli asset della RTN e limitare vincoli alla produzione elettrica. Gli interventi di Sviluppo che includono le attività sopra indicate sono: 104-P "Elettrodotto 380 kV tra Milano e Brescia", 130-P "Stazione 220 kV Vaiano Valle", 142-P "Stazione 380 kV Tavazzano".

Le suddette criticità dell'area di Milano potranno ulteriormente aumentare a seguito dell'incremento previsionale dei carichi: nel breve-medio termine si prevede l'entrata in servizio di numerosi data center le cui richieste di connessione alle rete AT sono cresciute sensibilmente nell'ultimo biennio; nel medio-lungo termine si prevede inoltre l'incremento del fabbisogno a causa della maggiore integrazione della mobilità elettrica.

Inoltre, relativamente alla rete a 132 kV, si confermano critiche le aree comprese fra Pavia, Cremona e Bergamo; in particolare è necessario risolvere le criticità sulle porzioni di rete a 132 kV sottese alle stazioni di Lonato, Verderio, Dalmine, La Casella e Castelnuovo. In tal senso nel PdS sono previsti numerosi interventi di potenziamento e razionalizzazione, tra i quali: 108-P “Riassetto rete 132 kV tra La Casella e Castelnuovo”.

A fronte dei sempre più frequenti eventi climatici estremi, si confermano critiche alcune aree della regione Lombardia: la Valle Caffaro (dove occorre quanto meno risolvere la connessione in “T rigido” della Cabina Primaria di Bagolino e, in prospettiva, potenziare la magliatura di rete, sfruttando gli asset esistenti) e le valli bergamasche. Tale criticità verrà superata con l'intervento “116-P Razionalizzazione 220/132 kV in Valle Sabbia”.

In periodi di alta idraulicità si registrano transiti elevati sulla rete 132 kV lungo le dorsali che scendono dalla provincia di Sondrio verso i carichi di Milano. Tale criticità verrà risolta con l'intervento 127-P “Stazione 380 kV Mese”.

Sul tema delle criticità legate alla regolazione delle tensioni in rete, la situazione che comporta maggiori problematiche è rappresentata dalla rete 220 kV della Valtellina. Il problema si presenta nelle ore di basso carico, quando i gruppi delle due grandi centrali di Grosio e Premadio (circa 650 MW a pieno carico) sono fermi: in tali condizioni sulle dorsali 220 kV tra l'alta valle e la città di Milano non vi è alcuna caduta di tensione in quanto il transito è assente, le linee a vuoto generano potenza reattiva (comportandosi esattamente come condensatori) e inoltre viene a mancare il contributo dei suddetti generatori sincroni alla regolazione della tensione. Nel PdS la soluzione individuata è l'installazione di un nuovo reattore nella stazione elettrica di Tirano (152-P “Stazione 220 kV Tirano”), in attesa del più ampio progetto 112-P “Razionalizzazione 380kV Media Valtellina (Fase B)”.

Area Nord-Est

La rete ad alta e altissima tensione dell'area Nord-Est del Paese presenta criticità legate alla stagionalità e al basso livello di interconnessione e di magliatura, che saranno superate con gli interventi “204-P Interconnessione Italia – Austria, 216-P Razionalizzazione rete Media Valle del Piave”.

La rete a 400 kV si compone di un ampio anello che si chiude a Ovest nella stazione di Dugale (VR) e a Est nella stazione di Redipuglia (GO). Così come strutturata, la rete elettrica in esame risulta fortemente squilibrata sul nodo di Redipuglia, sul quale confluiscono i flussi di potenza provenienti dalla frontiera slovena. Queste criticità saranno mitigate dall'intervento “200-I Incremento della capacità di interconnessione con la Slovenia ai sensi della legge 99/2009 e s.m.i.”.

La rete a 220 kV, in particolare quella del Trentino-Alto Adige e del Bellunese, presenta invece vincoli e rischi sulla sicurezza N-1 in corrispondenza dei periodi di elevata idraulicità. Di contro, nei periodi di scarsa idraulicità, presenta problemi legati al contenimento dei profili di tensione (prevalentemente nei periodi festivi e/o notturni) con necessità di presenza in servizio di gruppi generatori al solo scopo di regolazione della tensione. Per mitigare quest'ultima problematica, è prevista la realizzazione di nuovi dispositivi per la regolazione della tensione nell'area di Bolzano e Trento.

La presenza di numerose centrali idroelettriche connesse alla rete a 132 kV dell'Alto Adige e dell'Alto Bellunese, associata all'entrata in servizio di un elevato numero di impianti di generazione distribuita, determina ulteriori difficoltà nel trasporto dell'intera energia immessa nei periodi di alta idraulicità. Tale condizione sarà risolta attraverso gli interventi: “222-P Riassetto rete 220 kV Trentino Alto Adige, 245-P Direttrice 132 kV Terme di Brennero - Bolzano FS – Mori, 216-P Razionalizzazione rete media valle del Piave”, che consentiranno di rimuovere l'attuale impossibilità di confluire adeguatamente la produzione sulla rete a 220 kV.

Fortemente critica risulta inoltre essere l'area della Valsugana in provincia di Trento: attualmente tale porzione di rete è infatti esercita a 60 kV, presenta un carico sotteso piuttosto importante ed è caratterizzata da una vetustà dei collegamenti e una scarsa affidabilità e flessibilità di esercizio. Per tali ragioni è stato programmato l'intervento “221-P Razionalizzazione 132 kV Trento Sud” che permetterà da un lato un incremento dell'affidabilità e qualità del servizio, dall'altro un maggiore sfruttamento della produzione idrica nell'area.

Relativamente alla rete a 132 kV si confermano critiche le aree comprese fra Vicenza, Treviso e Padova, in particolare per la mancanza di immissioni dalla rete AAT e la porzione di rete 132 kV della provincia di Venezia in quanto scarsamente magliata e quindi poco flessibile per l'esercizio.

Gli interventi presenti in PdS che consentiranno di superare queste criticità sono: 206-P "Stazione 380 kV di Volpago", 263-P "Incremento della trasformazione SE Villabona", 237-P "Stazione 220 kV Schio e potenziamento rete".

Area Centro-Nord

La rete AAT dell'Emilia-Romagna e della Toscana è impegnata da transiti di potenza dal Nord verso il Centro-Sud Italia imputabili prevalentemente all'energia importata dall'estero (sulla frontiera Nord) e, nei periodi di scarso import ed elevato carico, da transiti di potenza dal Sud Italia verso il Nord (dovuti alla produzione disponibile al Sud proveniente sia da fonte rinnovabile sia da centrali a ciclo combinato più efficienti di più recente costruzione).

In coerenza con quanto sopra descritto, al fine di ridurre le congestioni sono stati pianificati perciò rispettivamente i seguenti interventi: 356-P Central Link, 436-P "HVDC Centro Sud / Centro Nord", 302-P "Elettrodotto 380 kV Colunga – Calenzano".

Inoltre, alcune dorsali in particolare a 220 e a 132 kV possono diventare elementi critici per il trasporto di energia elettrica e generare congestioni che possono sia vincolare gli scambi tra zone di mercato sia determinare smagliature di rete, riducendo la qualità e la sicurezza del servizio elettrico.

Rientrano in tale casistica le aree di carico comprese fra le stazioni di S. Barbara, Pietrafitta e Arezzo, quelle fra le stazioni di Suvereto, Larderello e Pian della Speranza e quelle comprese fra le stazioni di Calenzano e Martignone. Al fine di risolvere queste criticità sono stati pianificati diversi interventi tra i quali: 432-P "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord".

La rete di sub-trasmissione in diverse aree della Toscana e dell'Emilia Romagna risulta satura o risente di problematiche in termini di sicurezza locale (in particolare nelle condizioni di rete non integra) e qualità del servizio, necessitando dunque di maggiore magliatura verso la rete di trasmissione, attraverso la realizzazione di nuove stazioni di trasformazione e il potenziamento di quelle esistenti, finalizzate anche alla raccolta della produzione da fonti di energia rinnovabile, e di potenziamenti di linee esistenti. Tra gli interventi che risolvono tali criticità: 314-P "Rete Avenza/Lucca e raccordi 132 kV di Strettoia", 306-P "Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca", 318-P "Riassetto di Ferrara", 345-P "Stazione 380 kV Larderello", 322-P Rete Nord – Ovest Emilia, 317-P "Rete metropolitana Firenze", 326-P "Riassetto rete AT a Nord di Bologna", 337-P "Rete 132 kV tra Romagna e Toscana", 338-P "Stazione 380 kV a nord di Grosseto", 352-P "Incremento magliatura rete 132 kV area Amiata".

Ulteriori problemi di affidabilità di alimentazione riguardano i carichi insistenti nelle province di Modena, Reggio Emilia, Grosseto e Forlì/ Cesena, questi ultimi condizionati in particolare dalla diffusa presenza di impianti primari alimentati da elettrodotti AT ex RFI. Tali criticità saranno superate con gli interventi 320-P "Razionalizzazione 132 kV area di Reggio Emilia", 321-P Rete area Forlì/Cesena", 323-P "Rete AT area di Modena", 359-P "Nuovo elettrodotto Follonica – Follonica RT".

Inoltre, anche per far fronte a un'evoluzione e incremento di carichi previsionali nei prossimi anni, si prevede di intervenire sulla rete di Ravenna con opportune opere di rete per garantire adeguati livelli di sicurezza di esercizio (357-P "Razionalizzazione Rete nell'area di Ravenna").

Infine, la sicurezza di esercizio della rete AT che alimenta prevalentemente i carichi dei comuni di Rimini e Riccione non è pienamente assicurata nella stagione estiva, durante la quale i prelievi di potenza risultano elevati, per questi motivi oltre agli interventi pianificati già sopra citati, sono stati programmati gli interventi 319-P "Anello 132 kV Riccione – Rimini" e 358-P "Nuovo elettrodotto 132 kV Rimini Condotti – Rimini Nord".

Area Centro-Sud

La rete AAT dell'area Centro-Sud Italia è ad oggi carente da un punto di vista strutturale soprattutto sul versante adriatico, impegnato costantemente dal trasporto di energia in direzione Sud – Centro-Sud. I transiti sono aumentati notevolmente negli ultimi anni a causa dell'entrata in servizio nel Sud di ulteriore capacità produttiva più efficiente da fonte rinnovabile e sono destinati a crescere in previsione dell'entrata in esercizio di nuova generazione da fonte rinnovabile.

Al fine di risolvere questa problematica e garantire la sicurezza e la robustezza di rete in presenza di minore generazione regolante, la rete Hypergrid costituirà un nuovo corridoio in DC dalla Puglia all'Emilia Romagna, in modo sinergico con gli interventi HVDC e su rete primaria già pianificati ("402-P Elettrodotti 380 kV Foggia – Villanova" e "436-P HVDC Centro Sud / Centro Nord"). Parallelamente è previsto un ulteriore corridoio DC sul versante tirrenico sempre al fine di consentire un maggior transito di potenza rinnovabile verso l'area nord del Paese.

Alcune criticità di esercizio in sicurezza della rete sono presenti nell'area di carico compresa fra le stazioni AAT di Villanova, Candia, Villavalle e Pietrafitta; per mitigare queste criticità è presente l'intervento 432-P "Rimozione limitazioni di trasporto sezione Centro Sud – Centro Nord".

Nell'area dell'Italia Centrale, in particolare per estese porzioni di rete AT delle regioni Umbria, Marche e Abruzzo la rete è esercita a 120 kV, non consentendo di fatto la magliatura con la rete a 132 kV delle regioni limitrofe, pertanto è stato pianificato l'intervento 421-P "Razionalizzazione rete AT in Umbria".

La carenza di adeguata capacità di trasporto sulla rete primaria, funzionale allo scambio di potenza con la rete di subtrasmissione per una porzione estesa di territorio, limita l'esercizio costringendo a ricorrere in alcuni casi ad assetti di rete di tipo radiale (che non garantiscono la piena affidabilità e continuità del servizio), a causa degli elevati impegni sui collegamenti 132 kV spesso a rischio di sovraccarico. Inoltre, l'intero sistema adriatico 132 kV è alimentato da solo quattro stazioni di trasformazione (Fano, Candia, Rosara e Villanova) rendendo l'esercizio della rete in questa porzione di territorio particolarmente critica durante la stagione estiva. Per questi motivi risultano necessari gli interventi di sviluppo: 420-P "Riassetto rete Teramo – Pescara" e 403-P "Rete AAT/AT medio Adriatico".

Nell'area metropolitana di Roma la carenza delle infrastrutture e la limitata portata delle linee esistenti critiche riducono in alcuni casi la qualità e la continuità del servizio, imponendo assetti di rete radiale o con magliature contenute per limitare la corrente di cortocircuito in alcuni nodi. Queste criticità saranno superate dall'intervento 404-P "Riassetto rete area metropolitana di Roma".

Infine, il carico nel periodo estivo localizzato sulla fascia costiera tra Roma Sud, Latina e Garigliano, è esposto a possibili rischi di disalimentazione a causa della saturazione della capacità di trasporto in sicurezza della rete AT. Pertanto, per fronteggiare tali criticità, diventa indispensabile realizzare l'intervento 418-P "Riassetto rete AT Roma Sud – Latina – Garigliano" che consente di ottenere sia una maggiore magliatura della rete, che ricondurre gli standard di esercizio ai livelli ottimali anche in prospettiva della futura evoluzione di carichi e produzioni.

Area Sud

L'ingente produzione da fonte rinnovabile concentrata nell'area compresa tra Foggia, Benevento e Avellino, nonché la rilevante generazione convenzionale installata in alcune aree della Puglia e della Calabria, determinano elevati transiti in direzione Sud – Centro-Sud che interessano le principali arterie della rete di trasmissione primaria meridionale, creando congestioni sulle reti primarie e fenomeni di instabilità dinamica in certe condizioni di funzionamento. Al fine di integrare la nuova produzione da fonte FER e garantire la sicurezza e la robustezza di rete in presenza di minore generazione regolante, la rete Hypergrid costituirà un nuovo corridoio in DC dalla Sicilia a Latina, in modo sinergico con gli interventi su rete primaria già pianificati. Con l'ottica di garantire una maggiore integrazione della nuova generazione FER del Sud e rafforzare le interconnessioni dell'Italia con l'Est Europa, consolidando il ruolo dell'Italia quale hub elettrico del Mediterraneo, è previsto un nuovo collegamento HVDC da 1.000 MW tra Italia e Grecia.

Inoltre, particolari criticità si registrano sui collegamenti 380 kV della dorsale Adriatica e lungo le linee 380 kV che dalla Calabria si diramano verso nord. Il nuovo elettrodotto in Calabria Laino – Altomonte (Intervento 509-P) garantirà una nuova via scambio di energia verso nord.

Alcune porzioni di rete a 220 kV, in particolare tra la SE di Montecorvino e le CP Torre N. e S. Valentino, risultano essere sede di frequenti congestioni di rete con possibili impatti sullo scambio zonale, che sarà risolto dall'intervento 506-P "Elettrodotto 380 kV Montecorvino – Avellino Nord - Benevento". Relativamente all'area metropolitana di Napoli si registrano eventi di sovraccarico di alcuni elementi di rete 220 kV: il "Riassetto rete a 220 kV città di Napoli" (Intervento 514-P) e il "Nuovo elettrodotto 220 kV Arenella- Fuorigrotta" (Intervento 534-P) hanno l'obiettivo di risolvere i sovraccarichi di rete e migliorare la qualità del servizio dell'area.

Le criticità che interessano la rete di trasmissione nell'area Sud riguardano anche le trasformazioni 380/150 kV e 220/150 kV delle maggiori stazioni elettriche; pertanto, in molte SE di Puglia e Basilicata è previsto il potenziamento della capacità di trasformazione.

I valori misurati sui nodi principali della rete riportano profili di tensione che rispettano i valori limite imposti dal Codice di Rete. Tuttavia, in alcune condizioni di esercizio, elevati livelli di tensione hanno evidenziato la limitata disponibilità di risorse per la regolazione della tensione e per questa ragione sono previsti ulteriori dispositivi di compensazione reattiva, in aggiunta a quelli installati nei precedenti anni.

Alle citate criticità su rete AAT si aggiungono le congestioni sulla rete di sub-trasmissione presenti in particolare nel sistema 150 kV, dovute all'elevata penetrazione della produzione eolica.

In Campania, restano critiche le alimentazioni nella provincia di Caserta, a causa della carente magliatura della rete 150 kV nonché della limitata portata di alcuni collegamenti. In tal senso si evidenziano criticità relativamente alle linee in ingresso alla SE S. Maria C.V., che saranno superate grazie all'intervento 530-P "Stazione 380 kV S. Maria Capua Vetere".

Nell'area compresa tra Napoli e Salerno si presenta molto critica la direttrice 150 kV "Fratte – S. Giuseppe 2 – Scafati – Lettere – Montecorvino", interessata da flussi ormai costantemente al limite della capacità di trasporto delle singole tratte.

Per quanto concerne la penisola Sorrentina, si evidenzia che la vetustà della rete 60 kV che alimenta l'area non garantisce livelli adeguati di sicurezza e qualità del servizio: il "Riassetto AT della Penisola Sorrentina" (Intervento 504-P) garantirà il superamento delle succitate criticità, consentendo pertanto di incrementare sensibilmente la resilienza della rete locale e ridurre notevolmente il rischio di disalimentazione delle utenze nell'area. Infine, sussistono criticità in termini di affidabilità e sicurezza del servizio anche sulle direttrici a 150 kV della Campania meridionale e della Basilicata, in particolare nelle tratte "Montecorvino – Padula" e "Montecorvino – Rotonda". A tal proposito è previsto l'intervento 517-P "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Lazio e Campania".

In Basilicata, alcune direttrici 150 kV sono interessate da criticità dovute alle limitate capacità di trasporto, che verranno mitigate con l'entrata in servizio dell'elettrodotto Aliano-Montecorvino (Intervento 546-P) prevedendo una nuova SE 380/150 kV di raccolta in Basilicata.

In Puglia, le criticità di esercizio interessano un'estesa porzione della rete. In tal senso, si riscontrano criticità sulle linee 150 kV nelle aree limitrofe alle SE 380/150 kV di Troia, Deliceto e Andria, queste ultime soggette a eventi di sovraccarico in relazione alla alta concentrazione di impianti di produzione rinnovabile; a tal proposito, si prevede il potenziamento delle trasformazioni 380/150 kV, nonché la magliatura attraverso elettrodotti 150 kV nell'area di Foggia.

In Calabria la presenza di linee dalla limitata capacità di trasporto rispetto alla generazione eolica installata dà luogo a rischi di sovraccarico sulla rete AT. In tal senso, risultano principalmente interessate le direttrici 150 kV del Crotonese e quelle afferenti alla SE di Feroletto, in particolare la dorsale 150 kV tra la SE di Feroletto e la CP Soverato. Nell'area è previsto l'intervento 510-P che raccorderà alla rete locale AT la stazione 380 kV di Belcastro.

Area Sicilia

L'alimentazione del sistema elettrico della Regione Sicilia è garantito da un parco termico in parte vetusto, concentrato principalmente nell'area Est e Sud/Ovest dell'Isola e da numerosi impianti FER collocati principalmente nelle aree Sud Occidentale e Centro Orientale (principalmente eolici); la rete di trasmissione primaria è costituita essenzialmente da un'unica dorsale a Est a 380 kV "Sorgente – Paternò – Chiaramonte Gulfi – Priolo – Isab E." e da un anello a 220 kV con ridotta capacità di trasporto tra l'area orientale e occidentale. A tal proposito, sono previsti:

- il nuovo collegamento HVDC Thyrrenian Link (723-P) e il nuovo collegamento HVDC Priolo-Rossano (563-P Dorsale Ionica-Tirrenica: HVDC Priolo-Rossano-Latina);
- i nuovi elettrodotti 380 kV Chiaramonte Gulfi – Ciminna (602-P), Paternò - Pantano – Priolo (603-P), Caracoli – Ciminna (627-P) e Partanna-Ciminna (605-P) e il nuovo elettrodotto 220 kV Fulgatore-Partinico (607-P).

La distribuzione del parco di generazione rende il sistema siciliano estremamente squilibrato (vincolando parte degli impianti termici in esercizio) rappresentando di fatto una criticità per la piena integrazione della nuova generazione rinnovabile.

Durante le ore di basso carico, nell'area Occidentale della Sicilia, si sono registrati elevati livelli di tensione per effetto della limitata disponibilità di risorse convenzionali; per tale motivo sono previsti ulteriori dispositivi di compensazione, oltre a quelli già presenti e in corso di installazione (ad es. presso le SE di Partinico e Fulgatore).

Sottesa alla rete primaria si sviluppa una rete 150 kV esposta al sovraccarico in caso di fuori servizio accidentale o programmato della rete primaria stessa; eventi di fuori servizio sulla rete primaria dell'Isola, in particolare a 220 kV, determinano:

- sovraccarichi sulle arterie AT, con conseguente rischio di disalimentazione, in particolare nelle province di Catania, Messina, Ragusa e Agrigento; per attenuare questi ultimi sono stati pianificati interventi di riassetto nell'area di Catania (611-P, 612-P), Messina (501-P), Ragusa (613-P), nonché interventi mirati a integrare infrastrutture elettriche e ferroviarie rimuovendo contestualmente le limitazioni di rete come previsto sulla direttrice 150 kV tra Palermo e Messina (622-P, 629-P).

Area Sardegna

La Regione Sardegna è attualmente interconnessa al Continente attraverso due collegamenti in corrente continua (SA.PE.I e SA.CO.I); la regione è attraversata da un'unica dorsale a 380 kV (il cui tratto più lungo misura circa 155 km) che collega il nord della Sardegna (Stazione di Fiumesanto) alla zona industriale di Cagliari (dove è ubicato anche il polo produttivo di Sarlux) e consente il transito di importanti flussi di energia tra il Sud e il Nord dell'Isola.

Nella stazione 380 kV di Fiumesanto viene immessa l'energia prodotta dalla medesima Centrale, che rappresenta un importante polo di produzione e regolazione di frequenza e tensione della Regione. Per il controllo delle tensioni, nonché per garantire adeguati valori di potenza di corto circuito, sono presenti nei nodi 380 kV di Selargius e Codrongianos rispettivamente due e tre compensatori sincroni. Inoltre, in vista del phase-out del carbone, sono previsti due ulteriori macchine presso la stazione 380 kV di Fiumesanto.

Sovrapposto alla rete a 380 kV, esiste un anello, costituito da linee 220 kV, che collega il polo industriale di Portoscuso/Sulcis e la stazione di Codrongianos.

Il sistema elettrico sardo presenta alcune peculiarità rispetto al sistema continentale essendo caratterizzato da:

- generatori di taglia elevata, la cui perdita provoca perturbazioni rilevanti;
- impianti termoelettrici vetusti affetti da significativi tassi di guasto;
- produzioni vincolate per determinati tipi di ciclo produttivo per più di 500 MW come Sarlux;
- Un numero elevato di impianti di generazione FER non programmabili.

Il sistema insulare risulta molto più sensibile rispetto alle perturbazioni di rete causate da squilibri di bilancio, che inducono regimi di sovrافrequenza o sottofrequenza di entità considerevole, con conseguente rischio per la sicurezza del sistema, in quanto lo stato del parco di generazione nell'Isola e la scarsa inerzia del sistema (legata anche alla ridotta interconnessione con il sistema elettrico del Continente) espone al rischio di perturbazioni la rete sarda con una frequenza molto più elevata che nel sistema continentale.

Attualmente il SAPEI ha reso la rete elettrica della Sardegna più stabile dal punto di vista della regolazione di frequenza in condizioni di normale esercizio. È da tenere presente che, essendo il SAPEI un doppio collegamento in corrente continua, con alta capacità di trasporto (2 cavi da 500 MW ciascuno) è possibile che si verifichino situazioni in cui l'improvvisa mancanza anche di uno solo dei due cavi generi fenomeni transitori nella rete della Sardegna molto gravi; inoltre, considerando la necessità di garantire una potenza di corto circuito minima per il corretto funzionamento del collegamento, è necessario imporre dei vincoli alla produzione dell'Isola.

Al fine di superare tali limitazioni, la realizzazione dei nuovi collegamenti HVDC Tyrrhenian Link e SA.CO.I.3, e il nuovo collegamento AC Sardinian Link, consentiranno di:

- incrementare la sicurezza di esercizio del sistema elettrico dell'isola, garantendo maggiore capacità di regolazione;
- risolvere i vincoli di essenzialità dei gruppi nelle Isole;
- assicurare un incremento dell'interconnessione tra Sicilia, Sardegna e Continente, favorendo la piena integrazione delle Zone di Mercato con evidenti benefici in termini di efficienza;
- permettere la piena integrazione della nuova generazione rinnovabile;
- garantire l'adeguatezza dell'isola anche in previsione del phase-out del carbone
- Incrementare la potenza di transito Sud/Nord dell'isola.

Per quanto riguarda la rete 150 kV, si segnalano problemi di trasporto e basse tensioni nell'area Nord-Orientale (Gallura), prevalentemente nei periodi di elevato carico della stagione estiva, causati dalla scarsa magliatura. In particolare, è previsto l'intervento di sviluppo: "707-P S. Teresa – Tempio – Buddusò", che consentirà di magliare maggiormente l'area grazie alla realizzazione del nuovo elettrodotto S.Teresa-Tempio-Buddusò, e di dare maggiore stabilità alle tensioni grazie all'installazione di banchi di condensatori presso le stazioni 150 kV di Tempio e Buddusò.

Infine, in merito alla porzione di rete 60 kV dell'area dell'Ogliastra, compresa tra il comune di Goni e di Perdas, si procederà a un intervento di rimozione degli elettrodotti vetusti e alla connessione delle Cabine Primarie esistenti alla rete 150 kV (intervento "704-P Elettrodotto 150 kV Perdas-Goni").

4.4.1 Qualità e Sicurezza della Rete

La risoluzione delle attuali criticità di rete, descritte nei paragrafi precedenti, si persegue attraverso la pianificazione di interventi infrastrutturali, già previsti nei Piani di Sviluppo precedenti o come nuovi interventi. A integrazione degli interventi di sviluppo pianificati, sono previste ulteriori azioni atte a risolvere criticità di esercizio e al miglioramento della qualità del servizio. Nello specifico, le tabelle che seguono descrivono le attività programmate e che si riferiscono alle soluzioni tecnologiche qui descritte:

- installazione di organi di manovra su palo ([Tabella 7](#)) e sezionatori telecondotti ([Tabella 8](#)), con l'obiettivo di mitigare gli effetti derivanti da possibili disalimentazioni in caso di disservizio;
- installazione di condensatori e di reattori inclusi negli interventi del Piano di Sviluppo ([Tabella 9](#) e [Tabella 10](#)).

In sinergia con le iniziative sopra citate, vi sono anche gli interventi del Piano Sicurezza finalizzati alla gestione ottimizzata della regolazione della tensione così come rappresentati in [Tabella 11](#).

Tabella 7 *Dispositivi Organi di manovra su palo (OMP)*

CODICE INTERVENTO	AREA	IMPIANTO	NUMERO ELEMENTI	TIPOLOGIA	LIVELLO TENSIONE (KV)	NOTE
718-P	Nord-Ovest	Rossiglione	2	Utente	132	
718-P		Saluzzo	3	Utente	132	
718-P		Sassello (ex Masone)	1	Magliatura RTN	132	
-		Torriglia	1	Magliatura RTN	132	
-			2	Magliatura RTN	132	
719-P	Nord	SIAD	2	Utente	132	
319-P	Centro-Nord	Cailungo	2	Cabina Primaria	132	
720-P	Centro	AQ Campania	2	Utente	150	
437-P		Leonessa	3	Cabina Primaria	150	
720-P		Montorio - Candia cd Rosara, Abbadia	2	Magliatura RTN	220	
720-P		Vetriere Piegaresi	2	Utente	132	
421-P		Ramazzano - CP P.S. Giovanni, Ponte Rio	3	Magliatura RTN	132	
720-P	Sud	Acquedotto Ginosa	2	Utente	150	
721-P		AQP Camastra	2	Utente	150	
720-P		Brema Firestone	1	Utente	150	
-	Sicilia	ACIREALE RT - S. VENERINA ALL	1	Magliatura RTN	150	
-		CP Giardini - CP Castiglione	1	Magliatura RTN	150	

Tabella 8 *Sezionatori telecondotti*

CODICE INTERVENTO	AREA	IMPIANTO	NUMERO ELEMENTI	TIPOLOGIA	LIVELLO TENSIONE (KV)	NOTE
-	Nord Ovest	Nus	2	Cabina Primaria	132	
25-P		Signayes	2	Utente	132	
719-P	Nord	Acc. Metalfar Erba	2	Utente	132	
719-P		Alfa acciai	2	Utente	132	
-		Cadrezzate	1			
718-P		COLACEM	2	Utente	132	
719-P		Comabbio holcim	2	Utente	132	
719-P		Madesimo	1	Cabina Primaria	132	
719-P		METALCAM	2	Utente	132	
719-P		Sia/Frati	2	Utente	132	
719-P		Whirlpool	1	Utente	132	
719-P		Acciaierie Calvisano	2	Utente	132	adeguamento sistema remotizzazione
247-P		Marostica	2	Cabina Primaria	132	
247-P		Tregnago	2	Cabina Primaria	132	
206-P		S. Benedetto	2	Utente	132	adeguamento sistema remotizzazione
213-P		Sesto al Reghena	3	Cabina Primaria	132	adeguamento sistema remotizzazione
344-P	Centro Nord	Cartiera Castelnuovo	2	Utente	132	
344-P		Castelnuovo Garfagnana	1	Cabina Primaria	132	
344-P		Fabbriche	3	Cabina Primaria	132	
326-P		Grizzana RT	2	Cabina Primaria	132	
302-P		Vaiano RT (1)	2	Utente	132	adeguamento sistema remotizzazione
302-P		Vaiano RT (2)	2	Utente	132	adeguamento sistema remotizzazione
720-P	Centro	Acea Orte (sez. Stroncone)	3	Utente	132	
720-P	Sud	Brema Firestone	1	Utente	150	
721-P		Laminazione sottile	3	Utente	60	
721-P		Acquedotto S. Felice	3	Utente	60	adeguamento sistema remotizzazione
721-P		Acquedotto S. Marino	2	Utente	60	adeguamento sistema remotizzazione
-	Sicilia	RAGUSA 2 - RAGUSA N DER COLACEM	2	Utente	150	
634-P		Giardini - Calatabiano - Letojanni	2	Magliatura RTN	150	

Tabella 9 *Installazione batterie di condensatori*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRA- ZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCON- NESSIONI	CONGESTIONI INTER / INTRA	CONNES- SIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRA- ZIONE RFI
541-P	SUD	Inserimento nbatteria di condensatori da 54 MVar presso la SE Bussento		●					
707-P	SARDEGNA	Inserimento 2 batterie di condensatori per complessivi 54 MVAR SE Tempio"	●	●					
707-P	SARDEGNA	Inserimento 2 batterie di condensatori per complessivi 54 MVAR SE Tempio	●	●					

Tabella 10 *Installazione di reattori*

CODICE INTERVENTO	AREA	INTERVENTO	OBIETTIVI INTERVENTO						
			INTEGRA- ZIONE FER	QUALITÀ DEL SERVIZIO	INTERCON- NESSIONI	CONGESTIONI INTER / INTRA	CONNES- SIONE RTN	RESILIENZA	INTEGRA- ZIONE RFI
152-P	NORD	Installazione reattore presso SE 220 kV Tirano		●					



Tabella 11 *Interventi Piano Sicurezza**

Compensatori					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MVAR	EE
Emilia Romagna	Forlì	380 kV	1	250	2028
	Ferrara Focomorto	380 kV	1	250	2031
Lazio	Aurelia	380 kV	1	250	2025
Molise	Rotello	380 kV	1	250	2031
Campania	S.M.Capua Vetere	380 kV	1	250	2028
Puglia	Troia	380 kV	2	500	2027-2028
Sicilia	Caracoli	380 kV	2	500	2027
Sardegna	Fiumesanto	380 kV	2	500	2029
Compensatori previsti			11	2.750	

Reattori					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MVAR	EE
Lombardia	Chiari	380 kV	1	258	2025
	S. Rocco al Porto	380 kV	1	258	2025
	Ospiate	380 kV	1	258	2026
	Mercallo	132 kV	1	35	2027
Trentino Alto Adige	Cirè	132 kV	1	60	2025
	Ponte Resia	220 kV	1	180	2025
Veneto	Sandrigò	380 kV	1	258	2025
	Nogarole	380 kV	1	258	2025
Lazio	Tiburtina*	220 kV	1	80	2027
Campania	Patria*	380 kV	1	258	2027
	Frattamaggiore	220 kV	1	180	2027
	CP Casoria*	220 kV	1	180	2027
Puglia	Torremaggiore	380 kV	1	258	2027
Sardegna	Lula	150 kV	1	60	2026
Reattori previsti			14	2.581	

* In corso di valutazione siti alternativi.

Resistori					
REGIONE	SITO	TENSIONE	N° MACCHINE	MW	EE
Puglia	Foggia	150 kV	1	40	2028
	Troia	150 kV	1	40	2028
	Andria	150 kV	1	40	2028
	Brindisi	150 kV	1	40	2026
Basilicata	Melfi	150 kV	1	40	2027
	Rotonda	150 kV	1	40	2029
Calabria	Rossano	150 kV	1	40	2027
	Scandale	150 kV	1	40	2025
	Feroletto	150 kV	1	40	2026
	Rizziconi	150 kV	1	40	2025
Sicilia	Sorgente	150 kV	1	40	2029
	Paternò	150 kV	1	40	2029
	Melilli	150 kV	1	40	2025
	Ulteriori siti	150 kV	12	480	2029-2031
Resistori previsti			25	1.000	

* La rappresentazione è riferita al Piano Sicurezza 2024, rivista solo per eventuali aggiornamenti tempistiche di esigenze non completate nell'anno 2024.



5.1 Il ruolo di Terna nella definizione degli scenari energetici	84
5.2 Documento di Descrizione degli Scenari 2024	84
5.2.1 Processo di costruzione degli Scenari	85
5.2.2 Contesto macroeconomico	86
5.2.3 Commodities	86
5.2.4 Scenari europei sviluppati da ENTSOE e ENTSG	87
5.2.5 Scenari del DDS	88
5.2.6 Individuazione degli scenari di piano	88
5.3 Scenari alla base del Piano di Sviluppo 2025	89
5.3.1 Fabbisogno elettrico	89
5.3.2 Capacità installata	90
5.3.3 Bilancio elettrico annuo	95
5.3.4 Evoluzione carico residuo	96



5

Gli scenari energetici

Gli scenari energetici

5

5.1 Il ruolo di Terna nella definizione degli scenari energetici

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 ecologica.

Il processo di costruzione degli scenari energetici italiani si caratterizza per la stretta collaborazione tra i principali attori del settore energetico in modo da definire una visione coerente delle possibili evoluzioni del sistema energetico: Terna insieme a Snam, il gestore della rete di trasporto gas, elabora ogni due anni il "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS), propedeutico ai piani di sviluppo delle reti di entrambi i settori.

Il lavoro è svolto da Terna e Snam nel rispetto di quanto definito dall'ARERA nelle deliberazioni 654/2017/R/EEL e 689/2017/R/gas e consente di mettere a fattor comune le competenze specifiche dei due operatori – nella consapevolezza che l'interazione tra i due settori sia al contempo complessa e fondamentale nel processo della transizione energetica – al fine di assicurare il raggiungimento dei target nella maniera più efficiente, efficace e socialmente equa.

5.2 Documento di Descrizione degli Scenari 2024



L'edizione 2024 del DDS⁷ considera una serie di requisiti normativi e regolatori. In particolare, gli scenari del DDS 2024 considerano le ultime indicazioni del governo, fra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che in data 30/06/2024 è stato inviato dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea. Il PNIEC declina, a livello nazionale, gli obiettivi del pacchetto legislativo europeo "Fit-for-55". In particolare, con il PNIEC vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento.

Inoltre, in continuità con i precedenti DDS, Snam e Terna hanno sviluppato gli scenari energetici basandosi su quelli elaborati da ENTSO-E ed ENTSG, le due associazioni di categoria per la gestione della rete elettrica e della rete gas a livello europeo ("ENTSOs"). Tali scenari sono funzionali alla definizione dei piani di sviluppo decennali (TYNDP) realizzati per entrambe le infrastrutture.

⁷ Per approfondimenti, consultare il Documento di Descrizione degli Scenari 2024.

5.2.1 Processo di costruzione degli Scenari

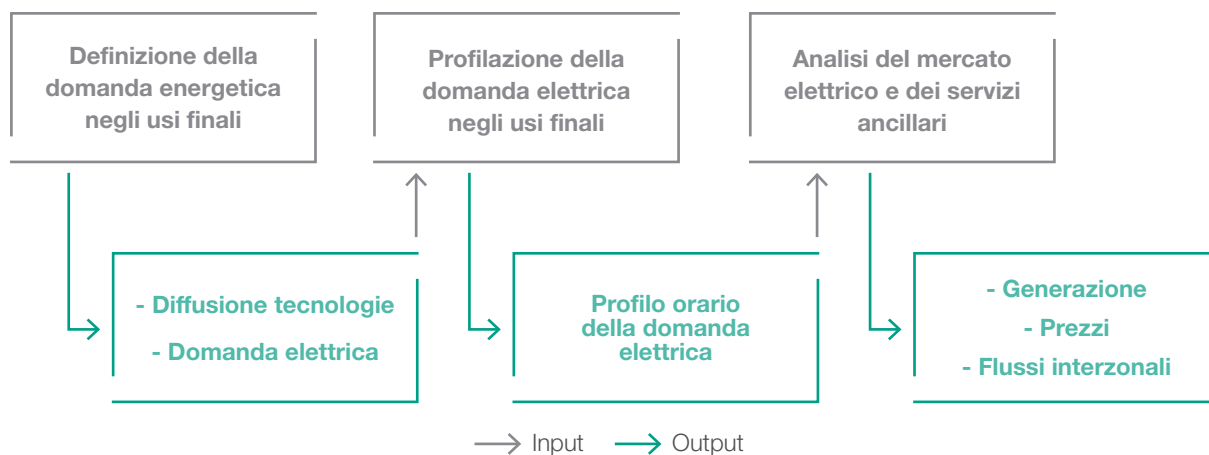
Il primo passo per la costruzione degli scenari è la definizione delle storylines, che forniscono una descrizione qualitativa, ma vincolante, della possibile evoluzione socioeconomica, tecnologica e ambientale di uno scenario.

Le storylines sono quindi alla base sia delle scelte di approccio per lo sviluppo degli scenari (i.e. bottom-up vs top-down⁸) sia dei principali driver di sviluppo (misure di contenimento dei consumi, logiche di riduzione delle emissioni, etc). Per fornire un set esaustivo di possibili evoluzioni del sistema energetico, a ogni storyline è associato uno scenario.

A valle della definizione delle storylines, la costruzione di uno scenario presuppone una metodologia di analisi, di tipo sequenziale, supportata da una catena modellistica. Tale sequenza di modelli permette la mappatura di ogni passaggio dello studio attraverso software di analisi dedicati, garantendo coerenza tra le varie fasi attraverso un meccanismo di input/output tra i diversi moduli.

La catena modellistica è sinteticamente rappresentata nel seguente schema (Figura 48).

Figura 48 Catena modellistica del processo di costruzione degli scenari



Le variabili macroeconomiche dello scenario (es. andamento popolazione e PIL) e i target di policy (es. standard di emissioni per autovetture, obblighi di efficientamento) determinano l'evoluzione della domanda energetica per ogni settore (i.e. industriale, civile, terziario, etc) a livello nazionale. La domanda energetica comprende tutti gli usi finali: elettrico, gas, altri combustibili non rinnovabili e altri combustibili rinnovabili.

⁸ Uno scenario si dice di tipo bottom-up se la sua costruzione parte da logiche predittive regressive e meccanismi di switching tecnologico di tipo technology driven basati anche sul merito economico. Uno scenario si dice invece top-down se è caratterizzato da meccanismi di switching tecnologico di tipo technology-pull, ovvero prevede la diffusione di tecnologie in funzione del raggiungimento di specifici target, con eventuali iterazioni a tal fine.

Partendo dalla domanda elettrica annuale negli usi finali, dai profili orari storici di consumo e dalla diffusione attesa delle nuove tecnologie elettriche (essenzialmente auto elettriche, pompe di calore e cottura a induzione) viene costruito un profilo orario atteso della domanda elettrica per tutte le zone di mercato e le 8.760 ore dell'anno. Il profilo viene poi fornito in input alle analisi di mercato al fine di determinare il mix di generazione orario in grado di soddisfare il fabbisogno elettrico al minimo costo di sistema, garantendone contestualmente la dispacciabilità (rispetto dei vincoli di riserva, sicurezza e risoluzione delle congestioni intrazonali). L'analisi di mercato viene effettuata a livello europeo per poter simulare anche gli scambi di energia elettrica con i Paesi confinanti.

5.2.2 Contesto macroeconomico

Tutti gli scenari illustrati si basano sulle ipotesi macroeconomiche e demografiche riportate nel PNIEC 2024 e coerenti con il rapporto 2024 sull'invecchiamento della Commissione Europea⁹.

Il rapporto europeo prevede per l'Italia una popolazione in calo, arrivando a meno di 59 milioni di abitanti già al 2025 per poi diminuire fino a 58,5 milioni al 2040. Parallelamente è prevista una diminuzione del numero medio dei componenti per famiglia, essendo il numero di famiglie costanti e pari a circa 25,4 milioni per l'intero orizzonte temporale.

La [Tabella 12](#) mostra l'evoluzione del PIL e delle principali variabili demografiche. Il tasso medio di crescita (CAGR), riportato nella [Tabella 13](#), risulta essere positivo in tutto l'orizzonte temporale, nonostante il calo demografico atteso.

Tabella 12 *Ipotesi macroeconomiche e demografiche*

	2020	2025	2030	2035	2040
PIL assoluto (mld €2015)	1.574	1.817	1.887	1.942	2.053
Popolazione (mln)	59,6	58,9	58,8	58,6	58,5
n. famiglie (mln)	25,6	25,3	25,3	25,4	25,4

Tabella 13 *Tasso medio di crescita del PIL*

	2023-30	2030-35	2035-40
PIL, tasso crescita medio annuo (%)	+0,8%	+0,6%	+1,1%

5.2.3 Commodities

Anche per quanto riguarda i prezzi dei combustibili fossili e delle quote di emissione di CO₂ nel mercato ETS si fa riferimento al PNIEC 2024 che riporta i valori raccomandati dalla Commissione Europea per tutti i Piani Nazionali Energia e Clima preparati ai sensi del Regolamento UE sulla Governance dell'Unione dell'energia ([Tabella 14](#)).

È bene precisare che i valori dei prezzi delle commodity non sono da ritenersi delle previsioni, ma sono a tutti gli effetti dei parametri per la valutazione di uno scenario. Le ipotesi alla base del PNIEC 2024 indicano prezzi delle commodities inferiori rispetto ai valori estremi registrati nel periodo della crisi energetica 2021-2022, ma comunque superiori ai valori osservati prima della crisi.

Tabella 14 *Prezzi delle commodity*

	2023 (Valore medio)	2030	2035	2040
Gas naturale (€/MWh)	39,2	32,4	29,5	36,4
Brent (€/MWh)	45	50	55,4	56,9
Carbone (€/MWh)	15,8	14,4	13,7	13,7
CO₂ (€/t)	92	95	100	100

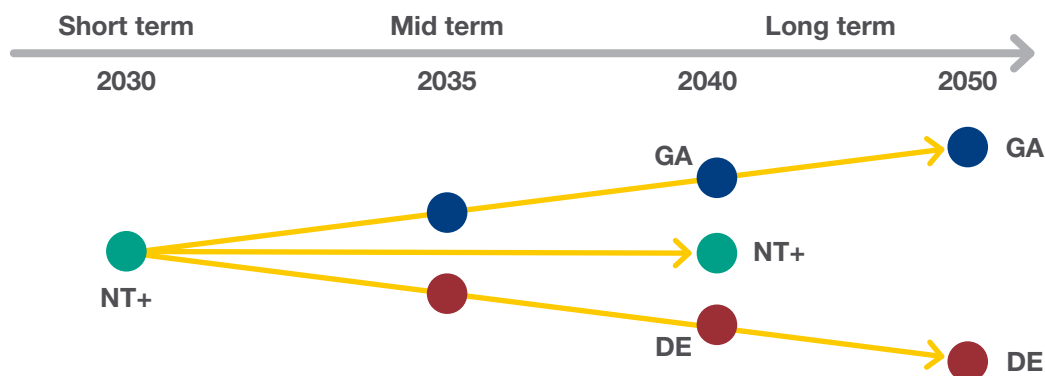
⁹ Fonte: "2024 Ageing Report. Economic and Budgetary Projections for the EU Member States (2022-2070)", https://economy-finance.ec.europa.eu/publications/2024-ageing-report-economic-and-budgetary-projections-eu-member-states-2022-2070_en

5.2.4 Scenari europei sviluppati da ENTSOE e ENTSG

A maggio 2024 è stato pubblicato¹⁰ il documento degli scenari europei valido per la costruzione dei TYNDP sia di ENTSO-E che ENTSG e per la selezione dei Projects of Common Interest (PCI).

In continuità con il documento precedente, sono previsti tre scenari (*Figura 49*): il National Trends (NT+) e due 'deviation scenarios' denominati Distributed Energy (DE) e Global Ambition (GA).

Figura 49 *Scenari ENTSGs*



Lo scenario NT+, sviluppato per gli anni orizzonte 2030 e 2040, è costruito a partire dai dati messi a disposizione dai vari TSO e rappresenta una sintesi delle politiche energetiche e climatiche note al momento della raccolta delle informazioni¹¹.

Gli scenari DE e GA, invece, sono stati realizzati attraverso un processo top-down e vengono definiti "deviation scenarios", in quanto partono dallo scenario NT+ 2030 seguendo due differenti percorsi in modo da rappresentare le incertezze sull'evoluzione degli scenari che caratterizzano gli anni di lungo termine. Come per lo scenario NT+, i due "deviation scenarios" coprono gli anni 2030, 2035, 2040, e arrivano fino al 2050.

Sia DE che GA, considerano:

- un miglioramento continuo delle tecnologie già esistenti e switching tecnologico verso tecnologie più efficienti;
- la partecipazione del consumatore finale con adattamenti delle abitudini quotidiane e utilizzo più consapevole dell'energia;
- un processo di elettrificazione che consenta una decarbonizzazione più facile attraverso l'efficienza intrinseca e la disponibilità di fonti rinnovabili;
- un ruolo crescente del vettore idrogeno e sviluppo di nuovi elettrolizzatori in grado di produrre idrogeno verde;
- lo sviluppo di tecnologie che consentono la cattura della CO₂ e la produzione sempre più rilevante di combustibili green di origine non biologica.

¹⁰ <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

¹¹ Il processo di Data Collection è stato finalizzato nella prima parte del 2023, in anticipo rispetto alla pubblicazione delle versioni finali dei NECPs, motivo per cui potrebbe esserci disallineamento tra i dati considerati per lo scenario NT+ e i rispettivi Piani Nazionali.

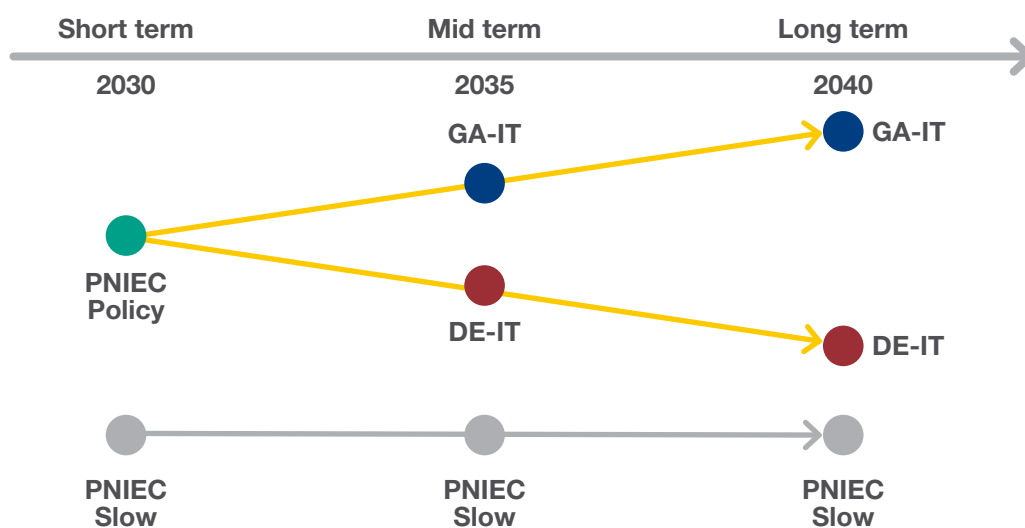
Più in dettaglio, il DE rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 con una riduzione delle emissioni di almeno il 55% già al 2030. Lo scenario è guidato da un forte sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in Europa e da una altrettanto forte penetrazione del vettore elettrico nei consumi finali. Anche lo scenario GA rappresenta un percorso per raggiungere la carbon neutrality della UE-27 entro il 2050 e una riduzione delle emissioni di almeno il 55% nel 2030, ma a differenza del DE è caratterizzato da un più intenso sviluppo di una gamma di tecnologie per la produzione di gas rinnovabili: sviluppo di bio GPL, biometano e veicoli a fuel cell. Anche le importazioni di energia decarbonizzata da fonti competitive sono considerate un'opzione praticabile. Inoltre, per raggiungere gli obiettivi sfidanti di riduzione delle emissioni, tutti gli scenari prevedono l'utilizzo della CCS come strumento per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ già a partire dal 2030.

5.2.5 Scenari del DDS

Coerentemente con gli scenari ENTSOs e con le indicazioni di ARERA che richiede lo sviluppo di scenari «contrastanti», Terna e Snam hanno realizzato i seguenti scenari (Figura 50):

- Scenari che raggiungono i target di *policy*:
 - al 2030 uno scenario PNIEC Policy (coerente con il PNIEC pubblicato a giugno 2024);
 - per il 2035 e 2040 due scenari in linea con quelli elaborati a livello europeo dagli ENTSOs¹²;
- Scenari contrastanti (elaborati al fine di valutare l'impatto delle infrastrutture pianificate su scenari differenti come richiesto dalla regolazione vigente):
 - al 2030, 2035 e 2040 uno scenario PNIEC Slow, rappresentativo di una transizione più lenta (rispetto agli scenari di policy) verso i target di decarbonizzazione

Figura 50 **Scenari DDS 2024**



5.2.6 Individuazione degli Scenari di Piano

In accordo con la Delibera 627/2016/R/EEL, successivamente modificata e integrata dalle deliberazioni 856/2017/R/EEL e 692/2018/R/EEL, nella quale si prevede che negli anni studio di medio e di lungo termine siano analizzati mediante almeno due scenari differenziati contrastanti ("contrasting scenarios"), al fine di contemperare le incertezze associate a orizzonti temporali più lunghi, per il Piano di Sviluppo 2025 si è scelto di utilizzare:

- tre scenari di sviluppo che siano rispondenti alle policy nazionali ed europee, ovvero il PNIEC Policy per il 2030 e il DE-IT per il 2035 e 2040;
- due scenari contrastanti che non consentono il raggiungimento dei target nei tempi previsti, PNIEC Slow 2035 e 2040.

¹² Relativamente agli scenari ENTSOs (pubblicati a fine maggio in versione draft) sono state considerate le informazioni più aggiornate disponibili durante la realizzazione del presente DDS 2024.

5.3 Scenari alla base del Piano di Sviluppo 2025

In questo paragrafo sono illustrati gli scenari energetici che Terna ha selezionato al fine di valutare gli interventi di sviluppo dell'infrastruttura di trasmissione mediante Analisi Costi - Benefici. Gli anni orizzonte scelti sono il 2030, 2035 e 2040, in coerenza con gli scenari alla base del TYNDP 2024 sviluppati dagli ENTSOs e costruiti (nel caso degli scenari di policy) per il raggiungimento degli obiettivi europei di riduzione delle emissioni del 55% entro il 2030 e di Carbon Neutrality al 2050. Nonostante gli scenari del DDS siano focalizzati su una visione nazionale dell'impatto della transizione energetica, il modello di simulazione considera anche le scelte energetiche dei Paesi europei (confinanti e non) che possono influenzare il sistema energetico italiano. Tali Paesi, quindi, sono modellati considerando i principali input degli scenari elaborati a livello europeo ENTSO-E ed ENTSG (i.e. evoluzione della capacità installata, domanda elettrica, domanda idrogeno, domanda e produzione di gas naturale e biometano).

5.3.1 Fabbisogno elettrico

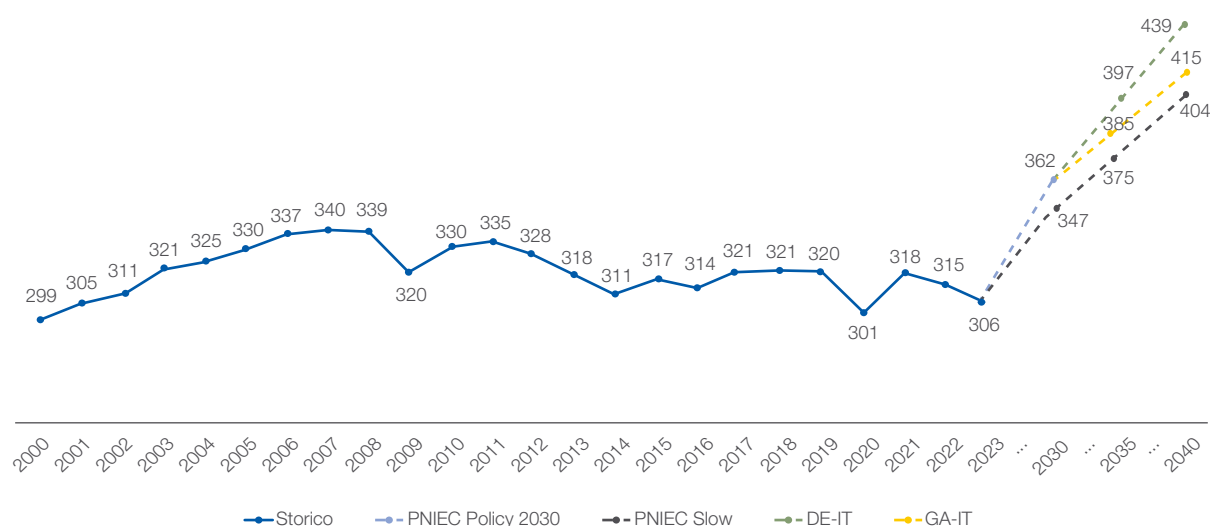
Una variabile chiave di ogni scenario è il fabbisogno di energia elettrica che è definito come la somma di:

- Energia elettrica per usi finali
- Usi energetici
- Perdite di rete

Gli usi energetici rappresentano consumi di elettricità che non sono destinati agli usi finali, ma funzionali alla produzione di un altro combustibile che a sua volta diventa un vettore energetico per uso finale. In futuro, anche i consumi elettrici per la produzione di idrogeno attraverso il processo di elettrolisi rientreranno nella categoria dei consumi energetici.

Storicamente, il fabbisogno è andato progressivamente aumentando negli anni fino al 2008 (vedi [Figura 51](#)). Le crisi economiche del 2008 e del 2011, nonché l'adozione delle misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 (es. lockdown) durante il 2020, hanno però impattato negativamente sulla crescita del fabbisogno il quale, al 2023, risulta pari ai livelli registrati nel lontano 2001.

Figura 51 *Evoluzione storica e prospettica del fabbisogno elettrico italiano (TWh)*



Negli anni orizzonte degli scenari, il processo di elettrificazione porta a un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico. Nel caso dello scenario Distributed Energy Italia, quello di maggiore penetrazione del vettore elettrico per gli scenari italiani, si raggiunge un valore di 439 TWh al 2040.

Tabella 15 *Evoluzione del fabbisogno elettrico per gli scenari PNIEC Policy, PNIEC Slow e DE-IT (TWh)*

	2023 STORICO	2030		2035		2040	
		PNIEC POLICY	PNIEC SLOW	DE-IT	PNIEC SLOW	DE-IT	PNIEC SLOW
Usi finali	278,6	319,9	309,3	345,3	330,7	377,8	352,1
di cui Industria	107,1	115,1	112,2	117,6	115,8	120,9	119,5
di cui Civile	162	172,8	172,3	181,3	178,5	191,8	184,7
di cui Trasporti	9,5	32	24,8	46,5	36,4	65	47,9
Usi energetici	8,7	20	16,6	27,9	22,4	34,9	28,1
di cui tradizionali (es, raffinerie)	8,7	10	10,8	9,1	9,6	7,4	8,3
di cui produzione H2 (elettrolisi)	0	10	5,8	18,8	12,8	27,5	19,8
Perdite di rete	18,2	22	20,7	23,7	22,4	26,2	24,1
Fabbisogno elettrico	305,6	361,9	346,6	396,9	375,5	439	404,4

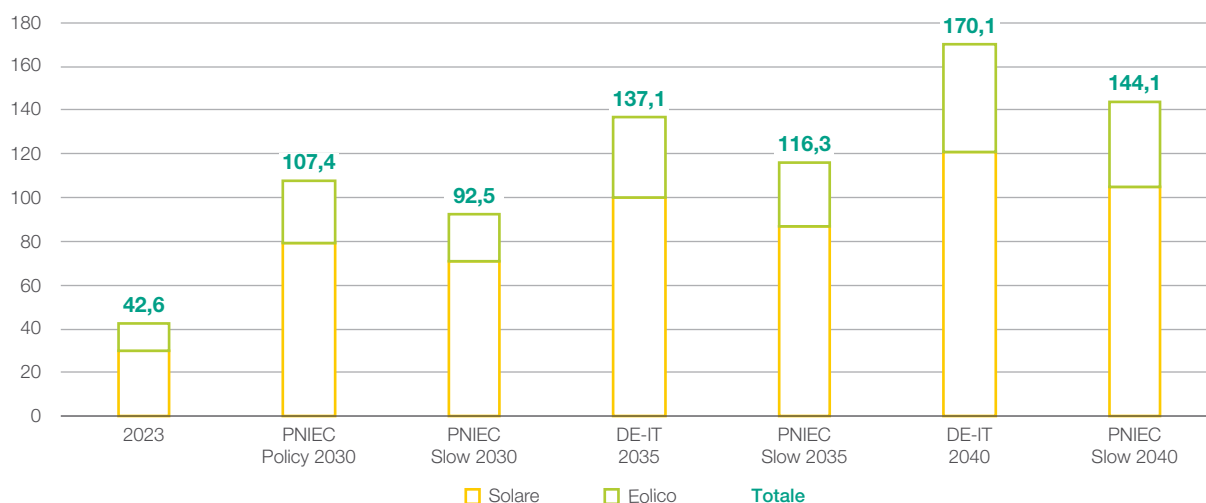
Il fabbisogno elettrico (*Tabella 15*) dello scenario PNIEC Policy 2030 (+56 TWh rispetto al 2023, di cui 10 TWh destinati alla produzione di idrogeno) tiene conto sia della correlazione della domanda con il PIL sia dei driver del pacchetto legislativo UE «Fit-for-55» che prevede un'accelerazione del processo di elettrificazione dei trasporti, dove ci si aspetta un sostanziale aumento dei veicoli elettrici “puri”, e del riscaldamento con una forte diffusione delle pompe di calore, contribuendo così al raggiungimento degli obiettivi di efficientamento.

L'incremento del fabbisogno elettrico tradizionale negli scenari Distributed Energy Italia 2035 e 2040 è pari rispettivamente a +72 TWh e +105 TWh rispetto ai consumi registrati nel 2023, a cui si aggiungono rispettivamente 19 TWh e 28 TWh per la produzione di idrogeno da elettrolizzatori per sfruttare al meglio l'installato della generazione rinnovabile. Il PIL continua ad avere un impatto sulla domanda seppur la crescita stimata sia inferiore rispetto al decennio precedente. Infine, per gli anni orizzonte 2030, 2035 e 2040 il fabbisogno elettrico nello scenario “PNIEC Slow” presenta un incremento complessivo rispetto al 2023 rispettivamente di +41 TWh, +70 TWh e +99 TWh.

5.3.2 Capacità Installata

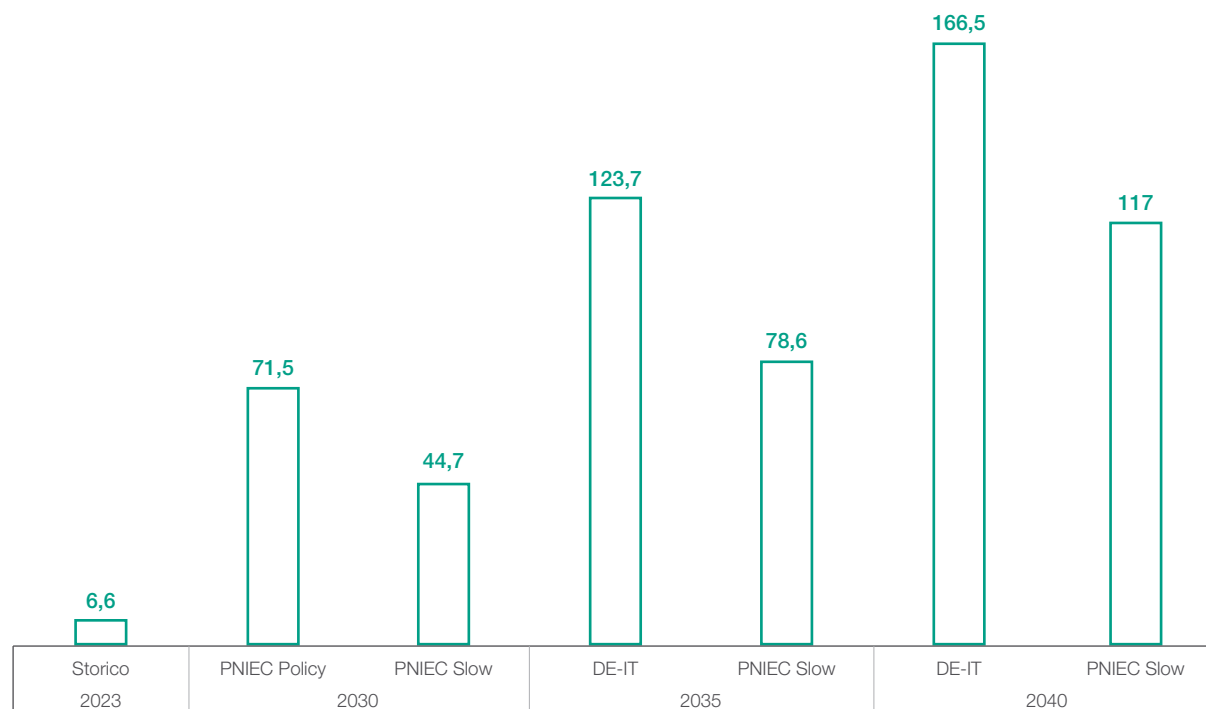
Alla luce dei target previsti dal pacchetto legislativo UE «Fit-for-55», la capacità installata del parco di generazione rinnovabile italiano è prevista in forte aumento in tutti gli scenari elaborati.

In particolare, si prevede un deciso aumento della capacità solare ed eolica (*Figura 52*) che al 2030 varia tra un minimo di 93 GW (scenario PNIEC slow) a un massimo di 107 GW (scenario PNIEC Policy), di cui il solare rappresenta più del 70%. Al 2040, la continua crescita della capacità eolica e solare raggiunge il massimo nello scenario DE-IT (170 GW totali) e un valore minimo nello scenario PNIEC Slow (144 GW); in tutti gli scenari, il solare è la tecnologia trainante.

Figura 52 Evoluzione della capacità eolica e solare [GW]

Date le elevate quantità di nuova capacità solare ed eolica attese, per massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile prodotta e integrare tali volumi di FER è necessario lo sviluppo di un'adeguata capacità di accumulo. I nuovi sistemi di accumulo includono sia soluzioni "utility-scale" (impianti di pompaggio idroelettrico o batterie elettrochimiche con un rapporto energia/potenza pari a circa 8 ore) sia soluzioni "small-scale": batterie elettrochimiche a rapporto energia/ potenza di 2 o 4 ore affiancate allo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia in modo da incrementare l'autoconsumo.

La [Figura 53](#) mostra la capacità complessiva degli accumuli attesa nei vari scenari, al netto dei pompaggi esistenti.

Figura 53 Evoluzione della capacità energetica degli accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh)



La [Figura 53](#) mostra il dettaglio zonale della capacità solare ed eolica, nonché della capacità di accumulo, per lo scenario PNIEC Policy 2030, confrontata con il 2023.

La distribuzione al 2030 della capacità eolica e solare è coerente con quanto previsto dal DM Aree Idonee (giu-2024), mentre su orizzonti temporali più distanti (2035 e 2040) la ripartizione riflette maggiormente le richieste di connessione ricevute da Terna.

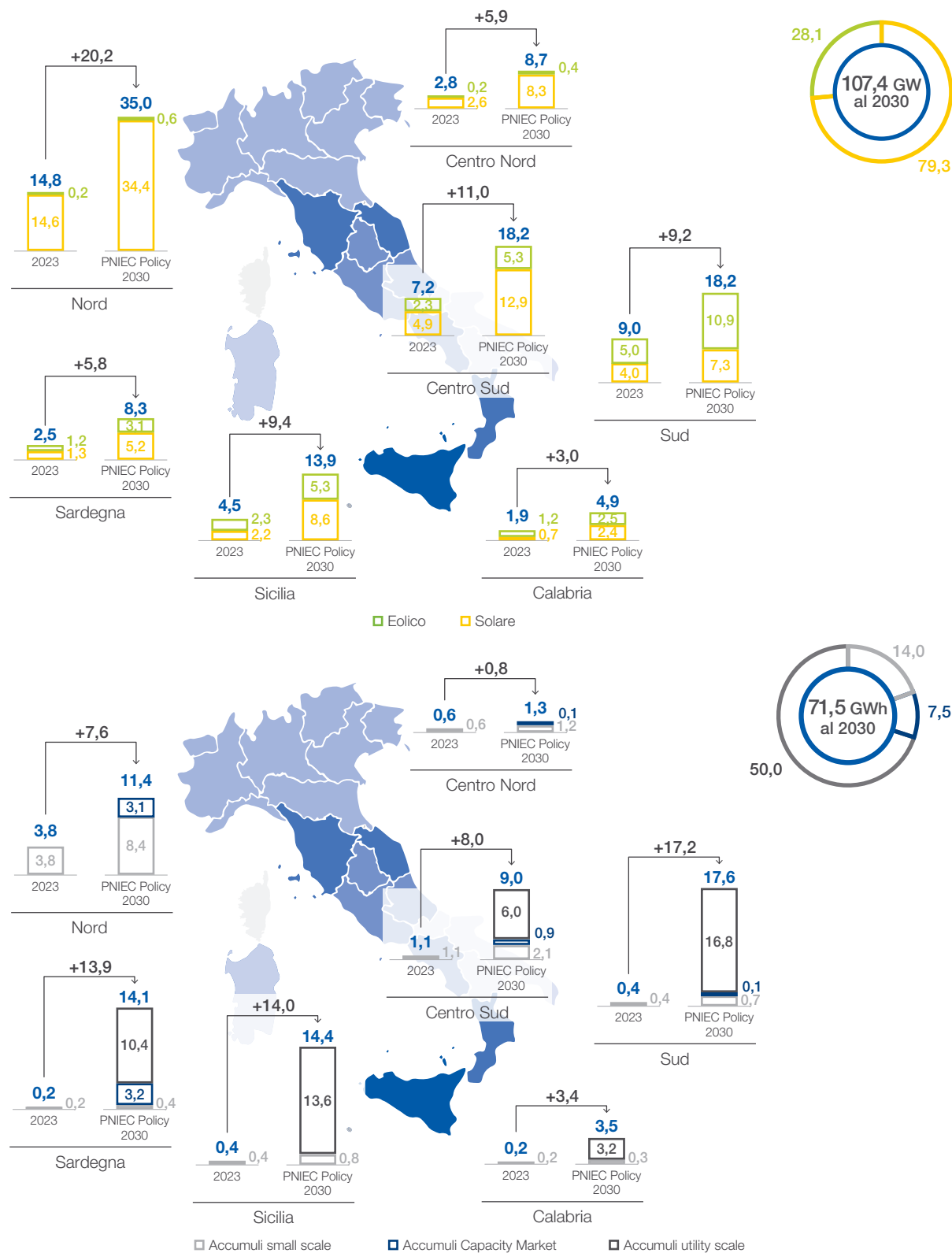
Più nello specifico, per quanto riguarda la capacità di generazione solare, si prevede una notevole crescita rispetto al 2023 in tutte le zone d'Italia. Tale crescita sarà trainata, al Nord, principalmente dal fotovoltaico di piccola taglia. Il Sud, la Sicilia e la Sardegna sono invece le zone con più elevato potenziale nelle quali si prevede una crescita più marcata del solare utility-scale sia con strutture fisse, sia con strutture dotate di tracker che permettono di sfruttare al meglio le ore di sole, con una producibilità che arriva anche a superare le 1800 ore equivalenti / anno.

Per quanto riguarda l'eolico, la maggior parte della nuova capacità è attesa al Sud e nelle isole, zone mediamente più ventose rispetto al centro-nord Italia.

Il fabbisogno di accumulo complessivo individuato nello scenario PNIEC Policy 2030, addizionale rispetto agli impianti di pompaggio oggi esistenti, è pari a circa 71,5 GWh di cui 14 GWh si stima giungeranno da piccoli impianti distribuiti, 7,5 GWh risultano già assegnatari di contratti pluriennali nelle aste del Capacity Market e i restanti 50 GWh sono impianti di grande taglia che dovranno essere realizzati grazie al Meccanismo di Approvvigionamento della Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023¹³. La zona Sud presenta l'incremento di capacità più elevato, trainato principalmente da impianti di tipo "utility" che rappresentano in media il 95% della nuova capacità di accumulo installata; al Nord, invece, più del 70% della nuova capacità installata è relativa a impianti small scale.

¹³ State Aid SA.104106 (2023/N).

Figura 54 Dettaglio evoluzione capacità eolica e solare (GW) e capacità accumuli al netto dei pompaggi esistenti (GWh) al 2030 nello scenario PNIEC POLICY 2030



Negli scenari sono anche presenti elettrolizzatori, ovvero dispositivi che possono convertire energia elettrica in idrogeno. Nei modelli sono rappresentati come carichi elettrici che si attivano durante i periodi di basso carico e in particolare in presenza di overgeneration rinnovabile. L'idrogeno prodotto è destinato a essere utilizzato per la decarbonizzazione di altri settori energetici, tra i quali i trasporti e i cosiddetti settori hard-to-abate in cui un uso diretto dell'energia elettrica non è tecnicamente o economicamente conveniente.

Al 2030 (*Figura 55*) lo scenario prevede lo sviluppo di nuovi elettrolizzatori compresi fra i 3 GW (scenario PNIEC Policy) e gli 1,8 GW (scenario PNIEC Slow). La loro distribuzione zonale è stata ipotizzata in ragione della distribuzione delle rinnovabili e dei settori che già oggi consumano idrogeno (es. industria chimica, raffinazione). Al 2040 si è invece ipotizzato uno sviluppo che arriva a un massimo di 7,4 GW (scenario DE-IT) e un minimo di 5,3 GW (scenario PNIEC Slow). L'incremento della capacità è concentrato maggiormente nelle zone del Sud, caratterizzate da una maggior presenza di surplus di produzione rinnovabile.

Figura 55 *Evoluzione della capacità degli elettrolizzatori negli scenari (GW_{el})*



Infine, per quanto riguarda la capacità termoelettrica convenzionale, tutti gli scenari di Piano interiorizzano il completo phase-out della capacità a carbone e considerano gli esiti delle aste del Capacity Market 2022, 2023, 2024 e 2025 in termini di riconversione di impianti esistenti e sviluppo di nuovi impianti. Nessuna ipotesi è invece stata formulata sulla possibile dismissione di una parte della capacità di generazione a gas, che è quindi stata convenzionalmente mantenuta costante in tutti gli anni successivi al 2025, a meno delle dismissioni attese. Il parco termoelettrico¹⁴ al 2023 è pari a circa 62 GW, per poi attestarsi a un valore di circa 55 GW sia negli scenari al 2030 che al 2040.

¹⁴ Potenza efficiente netta, include biomasse e geotermico.

5.3.3 Bilancio Elettrico annuo

La **Tabella 16** mostra il dettaglio del bilancio elettrico negli scenari sviluppati evidenziando alcuni elementi significativi:

- la produzione rinnovabile al 2030 copre il 63% del fabbisogno nello scenario PNIEC Policy e il 58% nello scenario PNIEC Slow e cresce ulteriormente nello scenario di policy al 2040 raggiungendo il 78% di copertura (nello scenario DE-IT);
- la produzione termoelettrica subisce una forte riduzione sia per effetto del completo phase-out degli impianti a carbone e a olio combustibile sia per il progressivo sviluppo delle FER e dei sistemi di accumulo, che riducono le ore di funzionamento degli impianti a gas.

Tabella 16 *Dettaglio del bilancio elettrico (PNIEC Policy, PNIEC Slow, DE-IT)*

	2023 STORICO	2030		2035		2040	
		PNIEC POLICY	PNIEC SLOW	DE-IT	PNIEC SLOW	DE-IT	PNIEC SLOW
Fabbisogno elettrico totale	306	362	347	397	376	439	404
<i>Fabbisogno elettrico puro</i>	306	352	341	378	363	412	385
<i>Consumi elettrici per prod. H2</i>	0	10	6	19	13	28	20
Totale Produzione Nazionale	255	322	301	358	330	400	363
Totale produzione FER	113	227	201	276	241	336	293
<i>Idroelettrico</i>	40	46	46	46	46	46	46
<i>Solare</i>	30	105	92	136	116	168	144
<i>Eolico</i>	23	64	49	88	69	121	95
<i>Altre FER</i>	20	17	17	17	17	17	17
<i>Overgeneration</i>	0	-5	-3	-12	-7	-16	-8
Totale produzione convenzionale	142	95	101	82	89	65	70
<i>Gas naturale</i>	116	88	93	76	83	59	64
<i>Altro non FER</i>	25	8	8	6	6	6	6
Saldo estero (import netto)	51	43	47	45	50	47	47
Perdite accumuli	-1	-4	-3	-6	-5	-9	-6

5.3.4 Evoluzione Carico Residuo

Il carico residuo, che in questa analisi è stato calcolato come differenza tra il fabbisogno di elettricità e la produzione solare ed eolica, è un parametro fondamentale per poter quantificare il fabbisogno di flessibilità del sistema.

Nella [Figura 56](#) viene rappresentato il carico residuo orario mediamente osservato nel mese di maggio. Si nota come la variabilità del carico residuo sia molto più accentuata nel 2030 e nel 2040 rispetto al 2023. Tale fenomeno è particolarmente evidente nei mesi primaverili ed estivi, quando l'elevato irraggiamento solare nelle ore centrali della giornata comporta un eccesso strutturale di produzione solare rispetto al fabbisogno di elettricità. In tale contesto, diventa particolarmente rilevante la capacità di accumulo dell'energia elettrica che permette di fornire il servizio di "energy shifting", ovvero permette di immagazzinare l'energia elettrica nei periodi in cui la disponibilità della risorsa rinnovabile è elevata per poi rilasciarla nei periodi in cui la risorsa è scarsa (periodi nei quali, senza gli accumuli, sarebbe necessaria l'accensione di impianti termoelettrici).

Figura 56 Carico residuo medio (MWh) e movimentazioni accumuli medie (%) per il 2030 e il 2040



FOCUS

Adeguatezza

La progressiva sostituzione di fonti programmabili convenzionali con fonti non programmabili implica la necessità di affrontare e superare importanti sfide nella gestione del sistema elettrico, fra cui la riduzione del margine di riserva alla punta per la forte dismissione di capacità termoelettrica con il conseguente rischio di non poter coprire i valori massimi di domanda. Tale rischio si è aggravato, più recentemente, a seguito della sempre maggiore instabilità delle forniture energetiche (conseguenza a sua volta del contesto geo-politico internazionale) che potrebbe causare, in concomitanza con altre contingenze (es: prolungati periodi di manutenzione del parco nucleare, situazioni climatiche estreme) situazioni di scarsità di generazione diffusa su tutto o parte del perimetro Europeo, e conseguentemente, una riduzione della disponibilità di import per Paesi come l'Italia.

In questo contesto Terna, in qualità di gestore di rete, ha il compito di analizzare i potenziali rischi per l'adeguatezza del sistema elettrico italiano e di garantire che lo stesso sia sempre dotato delle risorse sufficienti a soddisfare la domanda di energia.

L'adeguatezza si misura comunemente attraverso due indicatori:

- **Expected Energy Not Supplied (EENS, MWh)**, inteso come la quota parte attesa di fabbisogno elettrico non soddisfatto, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione;
- **Loss of Load Expectation (LOLE, h)**, inteso come il numero atteso di ore in cui il valore di EENS è differente da zero.

Con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021, il MASE ha definito il valore massimo di LOLE (standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano) pari a 3 h/anno.

Le valutazioni di adeguatezza eseguite nel medio e lungo termine si basano sugli ultimi scenari disponibili e tengono in considerazione i cambiamenti (casuali e non) delle principali variabili di input del modello utilizzato, tra cui, ad esempio, l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici (temperatura, ventosità, l'irraggiamento, ...) che producono, a loro volta, un impatto diretto sia sulla domanda di energia elettrica, sia sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione (le fonti rinnovabili intermittenti).

Nel medio termine, le valutazioni hanno evidenziato come la contemporanea presenza di quanto già contrattualizzato nelle aste del CM ('22, '23, '24 e '25), di quanto previsto dal Piano di Sviluppo della RTN (in particolare il Tyrrhenian link) e in assenza di ulteriori dismissioni, oltre a quelle già previste per gli impianti a carbone, il sistema elettrico italiano risulta adeguato e non necessiterà di nuova capacità.

Nel lungo termine, invece, grazie al rilevante aumento delle FRNP, dei sistemi di accumulo e di un ulteriore sviluppo della rete di trasmissione, il sistema elettrico italiano potrebbe rinunciare, oltre alle centrali a carbone, anche a una parte del parco di generazione a gas, mantenendone comunque una parte in condizioni di piena efficienza per garantire la sicurezza e adeguatezza del sistema elettrico. Sempre sul lungo termine, il rilevante aumento di FRNP e accumuli determinerà una riduzione delle ore di funzionamento della generazione termoelettrica da fonte fossile, con conseguente restringimento dei possibili ricavi sui mercati spot dell'energia (ad esempio il Mercato del Giorno Prima – MGP) e un altrettanto conseguente rischio di dismissione. L'effettiva dismissione della capacità in perdita determinerebbe un valore di LOLE superiore allo standard di adeguatezza.

Al fine, quindi, di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano, anche a fronte di una progressiva riduzione del parco di generazione termoelettrico tradizionale, sarà necessario, oltre a sviluppare i sistemi di accumulo e la rete di trasmissione, garantire la presenza in servizio di una quota parte del parco termoelettrico, coerentemente con l'evoluzione dello scenario. A tal fine potrebbero essere necessari dei meccanismi di extra-remunerazione, al fine di evitare la dismissione di impianti non più economicamente sostenibili, ma allo stesso tempo necessari a coprire la domanda e mantenere il sistema all'interno dei suoi standard di qualità del servizio.





Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

www.terna.it

Mercurio GP
Milano

Consulenza strategica
Concept creativo
Graphic design
Impaginazione
Editing

www.mercuriogp.eu

