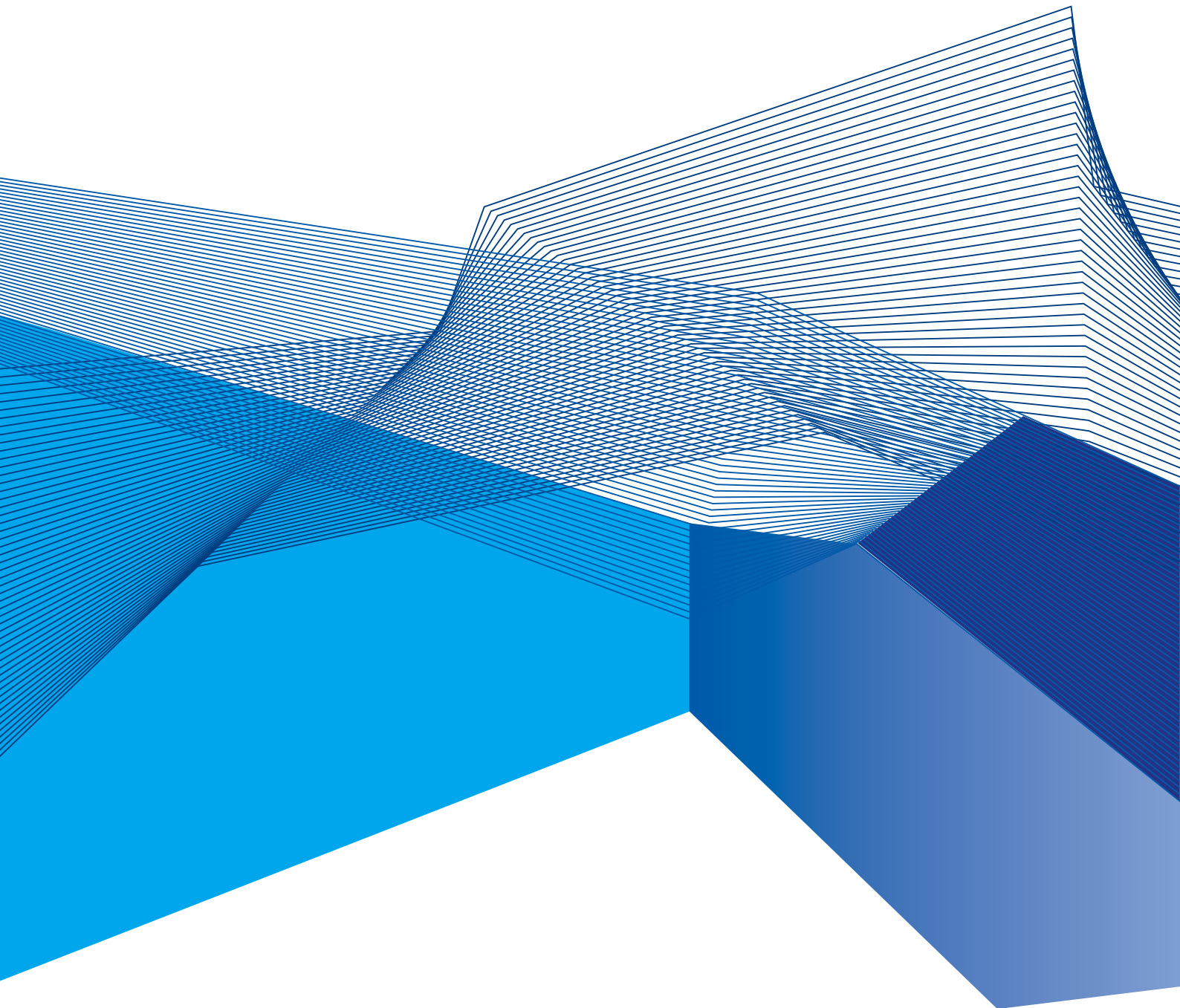


2024

Rapporto Adeguatezza
Italia





Con il presente documento Terna si propone di studiare l'evoluzione attesa del sistema elettrico italiano e di analizzare le condizioni necessarie a garantirne l'adeguatezza nel prossimo decennio, come previsto dall'art. 3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019.



“ 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



Executive Summary

Contesto e obiettivi del Rapporto Adeguatezza Italia

Il sistema elettrico italiano sta attraversando una fase di continui e profondi cambiamenti guidata dalla necessità di integrare volumi crescenti di energia prodotta da fonti rinnovabili. Questa evoluzione è cruciale per il raggiungimento degli obiettivi climatici di decarbonizzazione e rappresenta una straordinaria opportunità per ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, limitando così l'esposizione del Paese a rischi di approvvigionamento di natura geopolitica o collegati a tensioni sui mercati internazionali.

Entrambe queste esigenze costituiscono i pilastri della transizione energetica, promossa dai decisori politici a livello sia nazionale che europeo, delineata attraverso una serie di pacchetti legislativi UE come il Fit-for-55 e il RepowerEU, i quali hanno trovato concreta applicazione negli scenari energetici nazionali definiti da Terna e Snam all'interno del Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (DDS '24).

Il DDS '24, che costituisce la base per la redazione del Piano di Sviluppo 2025, recepisce le ultime indicazioni del Governo, fra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), ed è stato inviato dal Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) e dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (MIT) alla Commissione Europea il 1° ottobre 2024. Gli scenari energetici nazionali delineati nel DDS prevedono l'integrazione di volumi crescenti di generazione da fonte rinnovabile non programmabile (FRNP) in sostituzione della generazione da fonti fossili, perseguibile grazie allo sviluppo sinergico della capacità di accumulo e delle infrastrutture di rete.

La progressiva sostituzione della generazione termoelettrica programmabile alimentata a gas da parte delle FRNP pone la necessità di affrontare e superare sfide significative nella gestione del sistema elettrico, quali:

- **garantire l'adeguatezza del sistema**, considerando l'aleatorietà delle FRNP e quantificando opportunamente il contributo di accumuli e import;
- **gestire la progressiva riduzione della potenza regolante e dell'inerzia**, a seguito della **sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile**;
- **gestire le problematiche di regolazione di tensione** (sovratensioni e buchi di tensione) e di instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate);
- **mitigare l'aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo delle FRNP**, per sua natura non omogeneo rispetto ai centri di consumo.

A queste sfide negli ultimi anni si è aggiunta, come già anticipato, anche la necessità di far fronte alla instabilità degli approvvigionamenti energetici come conseguenza diretta del contesto geopolitico. Per gestire tale instabilità, che interessa tutta l'area europea, è importante effettuare una valutazione più attenta e mirata sia della disponibilità della fonte gas per il parco termoelettrico italiano, sia dell'effettivo contributo atteso dell'import di elettricità dai Paesi limitrofi, soggetti anch'essi alle medesime criticità.

In questo contesto di forte cambiamento e incertezza si inserisce il presente **Rapporto Adeguatezza Italia (RAI)** con l'obiettivo di verificare le condizioni di adeguatezza del sistema nel medio e lungo termine, prendendo in esame gli anni orizzonte 2028, 2030 e 2035.

L'adeguatezza di un sistema elettrico si misura comunemente attraverso due indicatori:

Expected Energy Not Supplied

(EENS, MWh)

inteso come la quota parte attesa di domanda elettrica non coperta, in un dato periodo, per vincoli del parco di generazione e/o del sistema di trasmissione.

Loss of Load Expectation

(LOLE, h)

inteso come numero atteso di ore in cui il valore di EENS è diverso da zero.

Lo scopo delle analisi descritte nel presente Rapporto consiste nel valutare, in tutti gli scenari energetici considerati, le condizioni di adeguatezza del sistema considerando l'evoluzione attesa del parco di generazione termoelettrico in esito alle analisi di sostenibilità economica degli impianti.

In un orizzonte temporale decennale, il documento analizza la capacità del sistema elettrico italiano di garantire che le risorse disponibili, intese come gli impianti di generazione, le importazioni e gli accumuli, siano sufficienti a soddisfare la domanda di energia elettrica richiesta in ogni ora e in ogni zona di mercato in cui il Paese è suddiviso.

Nel presente documento, le analisi di adeguatezza sono precedute da analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA, Economic Viability Assessment) che hanno lo scopo di verificare la capacità degli impianti termoelettrici esistenti di coprire i propri costi sul mercato dell'energia nei diversi anni orizzonte oggetto di analisi. L'EVA è un'analisi che consiste nell'effettuare una stima dei margini di profitto attesi dal parco di generazione termoelettrico per valutare in modo puntuale quali impianti siano a rischio dismissione per insostenibilità economica.

L'esito dell'analisi EVA, quindi, definisce il perimetro di generazione potenzialmente "in perdita" consentendo di eseguire con maggior accuratezza l'analisi di adeguatezza e di verificare il rispetto degli standard definiti da ARERA nella Delibera 370/2021/R/ELL.

I dettagli relativi alla metodologia applicata sono descritti in 4.1.



Conclusioni

I messaggi chiave del presente documento risultano in continuità con quanto riportato anche nel RAI'23.

L'importante incremento delle FRNP e degli accumuli determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrico da fonte fossile, con contrazione dei margini di guadagno e conseguente rischio di dismissione per insostenibilità economica.

Le simulazioni effettuate mostrano come la capacità termoelettrica complessivamente stimata come "indisponibile per insostenibilità economica" (ovvero con margini di contribuzione inferiori ai costi fissi) risulta pari a 20,8 GW già nel 2028, per poi crescere fino a 23,6 GW nel lungo termine (2035). Se ciò accadesse effettivamente, la capacità termoelettrica disponibile si ridurrebbe a valori ben inferiori al minimo necessario per garantire l'adeguatezza del sistema nei tre anni orizzonte. Il risultato sarebbe un sistema con centinaia di ore di LOLE, due ordini di grandezza in più rispetto al livello massimo ammissibile di 3 ore.

Le analisi effettuate hanno evidenziato che, **senza meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità necessaria, il sistema – qualora si affidasse ai soli segnali di prezzo provenienti dai mercati spot - si porterebbe a un punto di equilibrio economico** (in termini di capacità termoelettrica disponibile) **non compatibile con gli standard di adeguatezza**. A tale evidenza modellistica si aggiunge la considerazione che, nonostante i prezzi potenzialmente elevati raggiunti sui mercati spot nelle ore di scarsità possano fornire un incentivo a evitare la dismissione di tali impianti, l'incertezza nella frequenza e intensità di tali eventi risulta sostanzialmente incompatibile con le giuste aspettative di copertura dei costi da parte dei soggetti titolari di impianti di generazione. Si conferma quindi che, negli



scenari di lungo termine, la capacità termoelettrica servirà sempre meno per la copertura del carico in energia (MWh), ma al contempo rimarrà fondamentale per coprire i picchi di potenza (MW) nelle ore più critiche dell'anno, il tutto in piena coerenza con le evidenze presentate nel precedente Rapporto Adeguatezza Italia.

Negli anni orizzonte analizzati si osserva un progressivo spostamento dei periodi critici per l'adeguatezza dalla stagione estiva a quella invernale. Questo fenomeno è attribuibile all'effetto combinato della marcata stagionalità della produzione fotovoltaica e dell'atteso aumento dell'utilizzo delle pompe di calore per il riscaldamento degli edifici. Nel breve-medio termine le simulazioni evidenziano la possibilità di riscontrare rischi di adeguatezza anche nel periodo estivo, ma tali fenomeni tendono a ridursi nel lungo termine grazie al forte sviluppo atteso della fonte solare associato a una adeguata distribuzione della capacità di accumulo. Ciononostante, si conferma che, anche negli scenari futuri, il picco di carico si verificherà nel periodo estivo e, pertanto, non si possono escludere possibili criticità nel caso di condizioni di scarsa idraulicità in concomitanza di elevate punte di carico e di ridotta disponibilità di import dai Paesi limitrofi.

Le analisi confermano infine che, in assenza di dismissioni per ragioni di insostenibilità economica e ipotizzando la permanenza in esercizio della capacità già contrattualizzata nelle precedenti aste del CM, il sistema futuro non solo risulterà adeguato, ma potrà parzialmente anche rinunciare a una parte della capacità termoelettrica esistente. L'esatta entità delle dismissioni ammissibili risulta, però, fortemente dipendente dall'evoluzione nel tempo e nello spazio della capacità di generazione, degli accumuli e del fabbisogno, nonché dall'effettiva realizzazione degli sviluppi di rete previsti dal Piano di Sviluppo della RTN. Anche in questo caso, un adeguato meccanismo di remunerazione della capacità risulterà fondamentale per guidare le eventuali dismissioni fornendo i giusti segnali economici agli operatori.





Indice

1	Introduzione	8
	1.1 Contesto normativo	10
	1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	10
	1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2024	11
2	Scenari di riferimento	12
	2.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024)	14
	2.2 Fabbisogno elettrico	15
	2.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili	17
	2.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico	17
	2.5 Capacità termoelettrica	18
	2.6 Principali interventi di sviluppo interzonali	21
	2.7 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	22
3	Valutazione di sostenibilità economica degli impianti	28
	3.1 Il processo EVA	30
	3.2 Risultati EVA europei	33
	3.3 Perimetro di analisi per l'Italia	34
	3.4 Risultati EVA per l'Italia	35
4	Valutazione di adeguatezza	38
	4.1 Adeguatezza negli scenari di riferimento	40
	4.2 Impatto del rischio di dismissione degli impianti sull'adeguatezza	40

5	Allegati	44
	ANNEX I: Analogie e differenze fra ERAA 2024 e Rapporto Adeguatezza Italia 2024	46
	ANNEX II: Analisi di adeguatezza	48
	5.1 Simulazione del sistema elettrico	48
	5.2 Approccio probabilistico	49

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1	<i>Evoluzione fabbisogno (TWh) – per il 2024 sono esposti valori provvisori</i>	15
Figura 2	<i>Evoluzione picco di carico (GW) nel medio e lungo termine (valore medio, 10° e 90° percentile tra le diverse condizioni simulate) – per il 2024 sono esposti valori provvisori</i>	16
Figura 3	<i>Evoluzione FRNP (GW)</i>	17
Figura 4	<i>Evoluzione capacità di accumulo (GWh) al 2028, al 2030 e al 2035</i>	18
Figura 5	<i>Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2005-2023</i>	19
Figura 6	<i>Massima potenza installata (GW) per l'adeguatezza negli scenari considerati</i>	20
Figura 7	<i>Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato</i>	21
Figura 8	<i>Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2024 (* valore provvisorio)</i>	22
Figura 9	<i>Evoluzione produzione netta a carbone 2019-2024 (* valore provvisorio)</i>	25
Figura 10	<i>Flusso logico della metodologia EVA</i>	31
Figura 11	<i>Processo iterativo di analisi</i>	32
Figura 12	<i>Evoluzione parco di generazione (termoelettrico non rinnovabile, DSR e accumuli elettrochimici) europeo per dinamiche economiche</i>	33
Figura 13	<i>Perimetro di analisi di sostenibilità economica nell'anno 2028</i>	34
Figura 14	<i>Perimetro di analisi di sostenibilità economica nell'anno 2030/2035</i>	35
Figura 15	<i>Evoluzione parco di generazione termoelettrico nazionale per dinamiche economiche</i>	35
Figura 16	<i>Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2028</i>	36
Figura 17	<i>Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2030</i>	36
Figura 18	<i>Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2035</i>	36
Figura 19	<i>Ore di LOLE ed EENS al Missing Money</i>	41
Figura 20	<i>Heatmap del Loss of Load Probability</i>	42
Figura 21	<i>Distribuzione annuale con granularità orario dell'ENS</i>	42
Figura 22	<i>Frequenza degli eventi con EENS, valore di energia non fornita, potenza massima di ciascun evento per cluster di durata degli eventi</i>	43
Figura 23	<i>Sintesi approccio probabilistico</i>	49



1.1 Contesto normativo	10
1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	10
1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2024	11

A photograph of a modern office interior. The scene is dominated by glass walls and blue lighting. In the foreground, there's a dark blue wall with a textured, ribbed pattern. To the right, a glass wall reflects the interior, showing a person sitting at a desk. The background shows a bright, open-plan office space with white walls and ceiling lights. The overall color palette is cool, with various shades of blue and white.

1

Introduzione

Introduzione

1

1.1 Contesto normativo

In ambito nazionale, il Rapporto Adeguatezza Italia adempie a una serie di richieste normative, con particolare riferimento a:

- **art.3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019** che richiede di effettuare e aggiornare, con cadenza annuale, le valutazioni di adeguatezza della capacità produttiva di energia elettrica. Tale valutazione, ai sensi dell'art.2 dello stesso DM, tiene conto degli effetti positivi derivanti dallo sviluppo delle reti e delle interconnessioni con l'estero, degli scenari e delle analisi di adeguatezza a livello regionale ed europeo sviluppati dall'ENTSO, dell'evoluzione della generazione da fonti rinnovabili, della generazione distribuita, delle risorse della domanda e dei sistemi di accumulo, in coerenza con l'obiettivo di sviluppo del mercato integrato dell'energia elettrica;
- **art.53 della Delibera 111/06 (come modificata dalla Delibera 856/17)** per il quale è prevista la pubblicazione entro il 30 settembre di ogni anno, con riferimento a un orizzonte non inferiore ai sei anni successivi, della valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda;
- **art 2.1 del Decreto Ministeriale MASE del 09/05/2024** che ha definito un valore di LOLE massimo pari a 3h/anno.

Inoltre, il presente rapporto risponde all'**art.13.6 della Disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica** che richiede, almeno 60 giorni prima di ciascuna Asta Madre, la pubblicazione, da parte di Terna, di un documento che riporti analisi di adeguatezza con orizzonte decennale.

1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia

Il precedente Rapporto Adeguatezza Italia 2023 ha analizzato due orizzonti temporali, uno di medio termine (2028) e uno di lungo termine (2033). In entrambi gli orizzonti temporali analizzati si è considerata la contemporanea presenza di:

1. Quanto già contrattualizzato nelle aste del CM già svolte ('22, '23 e '24);

2. Quanto previsto dal Piano di Sviluppo della RTN;

e l'assenza di:

1. Ulteriori dismissioni, oltre a quelle già **previste per gli impianti a carbone;**

2. Drastiche riduzioni dell'import alla frontiera Nord.

Nel medio termine (2028), le analisi hanno evidenziato che fenomeni meteorologici estremi (periodi prolungati di alte temperature, preceduti da mesi con bassa piovosità), come quelli occorsi nell'estate del 2022 e che rischiavano di ripresentarsi anche nel corso del 2023, possono compromettere la disponibilità del parco di generazione italiano e, di conseguenza, incidere in maniera significativa sull'adeguatezza del sistema. Pertanto, è necessario promuovere, attraverso il mercato della capacità, l'adeguamento degli impianti termoelettrici dotati di sistemi di raffreddamento ad acqua, tramite interventi che riducano la loro dipendenza dalla disponibilità e dalla temperatura delle risorse idriche, soprattutto nei periodi più critici dell'anno per l'adeguatezza del sistema.

Nel lungo termine (2033), questi potenziali rischi vengono ulteriormente attenuati grazie al contributo derivante dallo sviluppo pianificato delle FRNP, degli accumuli e della rete di trasmissione.

Le analisi di sostenibilità economica hanno evidenziato che, sia nel medio, sia nel lungo termine, le ore di funzionamento attese degli impianti termoelettrici tendono a ridursi, a causa del rilevante aumento delle FRNP e degli accumuli, comportando una potenziale dismissione per “insostenibilità economica” pari a 14,8 GW nel medio termine e 19,7 GW nel lungo termine. Il potenziale verificarsi di ciò porterebbe il sistema elettrico a valori di LOLE ben oltre il limite accettabile.

1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2024

Il presente rapporto si pone in continuità con l'edizione precedente del Rapporto Adeguatezza Italia, introducendo novità che irrobustiscono ulteriormente le analisi di adeguatezza.


Rispetto agli studi precedenti, le analisi di sostenibilità economica e le successive analisi di adeguatezza sono state svolte su tre anni orizzonte di analisi: 2028, 2030 e 2035.

In questo studio è stata adottata la nuova versione 4.1 del PECD (Pan European Climate Database) di ENTSO-E, impiegata anche nelle analisi ERAA 2024. Questo database è composto da 36 condizioni climatiche equiprobabili raggruppate su tre modelli climatici prospettici.

L'analisi di sostenibilità economica è stata condotta su tutti gli anni orizzonte adottando il nuovo modello di calcolo, sviluppato nell'ambito dell'ERAA 24, che consente di simulare l'intero sistema elettrico europeo. Inoltre, rispetto alla precedente edizione del rapporto, è stato ampliato il perimetro di impianti oggetto di analisi di sostenibilità economica.

Nelle analisi di adeguatezza è stata irrobustita la modellizzazione del contributo dell'import alla frontiera Nord del Paese, in modo da poter considerare:

- **l'evoluzione del sistema elettrico europeo:** per ciascun anno orizzonte la disponibilità di import deriva dalle evoluzioni di scenario che riguardano l'intero perimetro europeo;
- **le condizioni di esercizio che influenzano il limite di scambio transfrontaliero:** le simulazioni del RAI sono tipicamente basate su un modello di calcolo zonale, per sua natura incapace di cogliere i dettagli dei singoli elementi di rete. Pertanto, nel RAI'24 è stata adottata una profilazione oraria della Net Transfer Capacity (NTC) che consente di replicare le reali condizioni di esercizio della rete elettrica, come ad esempio le indisponibilità (dovute sia a guasti che manutenzioni) dei singoli elementi di rete, che impattano direttamente sul limite di scambio transfrontaliero.



2.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024)	14
2.2 Fabbisogno elettrico	15
2.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili	17
2.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico	17
2.5 Capacità termoelettrica	18
2.6 Principali interventi di sviluppo interzonali	21
2.7 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	22



2

Scenari di riferimento



Scenari di riferimento

2

2.1 Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024)

Il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS 2024) rappresenta il risultato delle attività svolte da Snam e Terna ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, e contiene gli scenari di riferimento propedeutici alla predisposizione dei Piani di Sviluppo (PdS) delle reti di trasmissione e di trasporto nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale a livello nazionale.

Il processo di creazione degli scenari prevede:

1. la definizione delle storyline e degli input degli scenari;
2. la previsione della domanda energetica per usi finali;
3. le analisi di mercato elettrico e mercato gas;
4. la verifica del raggiungimento dei target di policy (negli scenari che li prevedono).

Gli scenari realizzati da Terna e Snam recepiscono le ultime indicazioni del governo, fra cui il testo definitivo del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)¹, e gli scenari elaborati da ENTSO-E e ENTOSOG (ENTSOs), necessari alla definizione dei piani di sviluppo decennali (TYNDP).

Coerentemente alle indicazioni di ARERA e agli scenari del PNIEC e degli ENTSOs, Terna e Snam hanno sviluppato:

- 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 ENTSOs².
- 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.

Maggiori dettagli sono contenuti all'interno del DDS 2024³.

Ai fini delle analisi di adeguatezza contenute nel presente documento sono stati considerati gli scenari PNIEC Policy e DE-IT, per gli anni orizzonte 2028⁴, 2030 e 2035 in coerenza con l'European Resource Adequacy Assessment (ERAA 2024) prodotto da ENTSO-E. Ulteriori considerazioni su analogie e differenze sui due report sono riportate in ANNEX 6.

¹ Inviato in data 30/06/2024 dal MASE e dal MIT alla Commissione Europea.

² 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.

³ https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2024_8dce2430d44d101.pdf

⁴ L'anno orizzonte 2028 non è definito nel documento DDS24, tuttavia l'elaborazione di tale scenario è coerente sia con le proiezioni DDS 24 che con l'ERAA 24

2.2 Fabbisogno elettrico

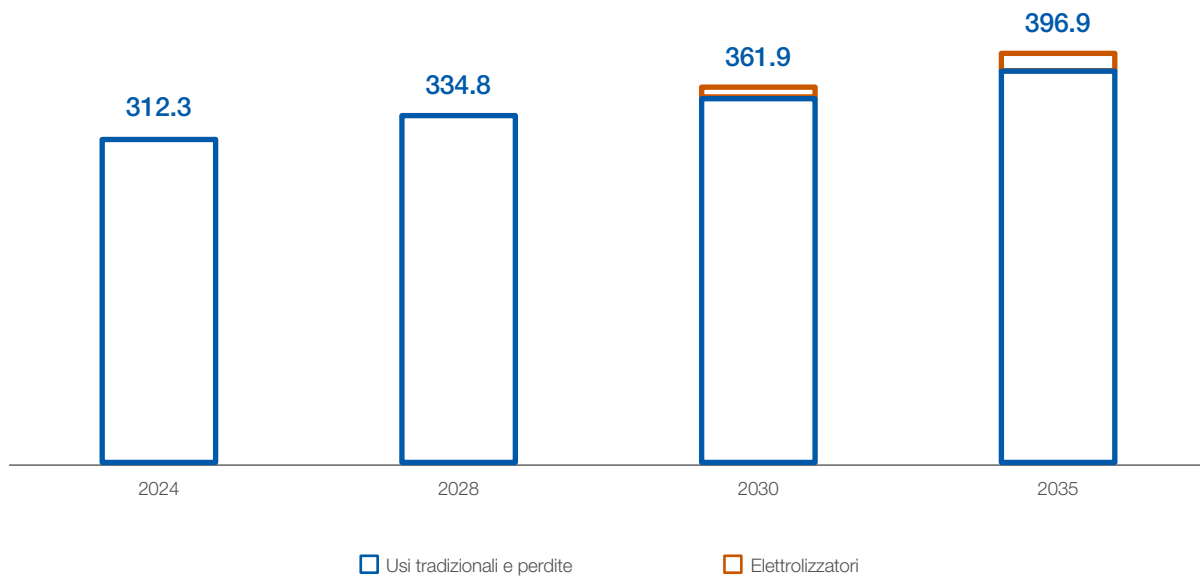
Per fabbisogno di elettricità si intende la somma dell'energia elettrica:

- per usi energetici tradizionali e perdite;
- per gli elettrolizzatori.

La costruzione del fabbisogno elettrico previsionale è un processo articolato che coinvolge molteplici fattori, fra cui i principali sono la correlazione tra PIL e domanda di energia elettrica, l'incremento atteso di veicoli elettrici, delle pompe di calore e della produzione di idrogeno verde da elettrolisi, e l'aumento dell'efficienza energetica dei consumi finali.

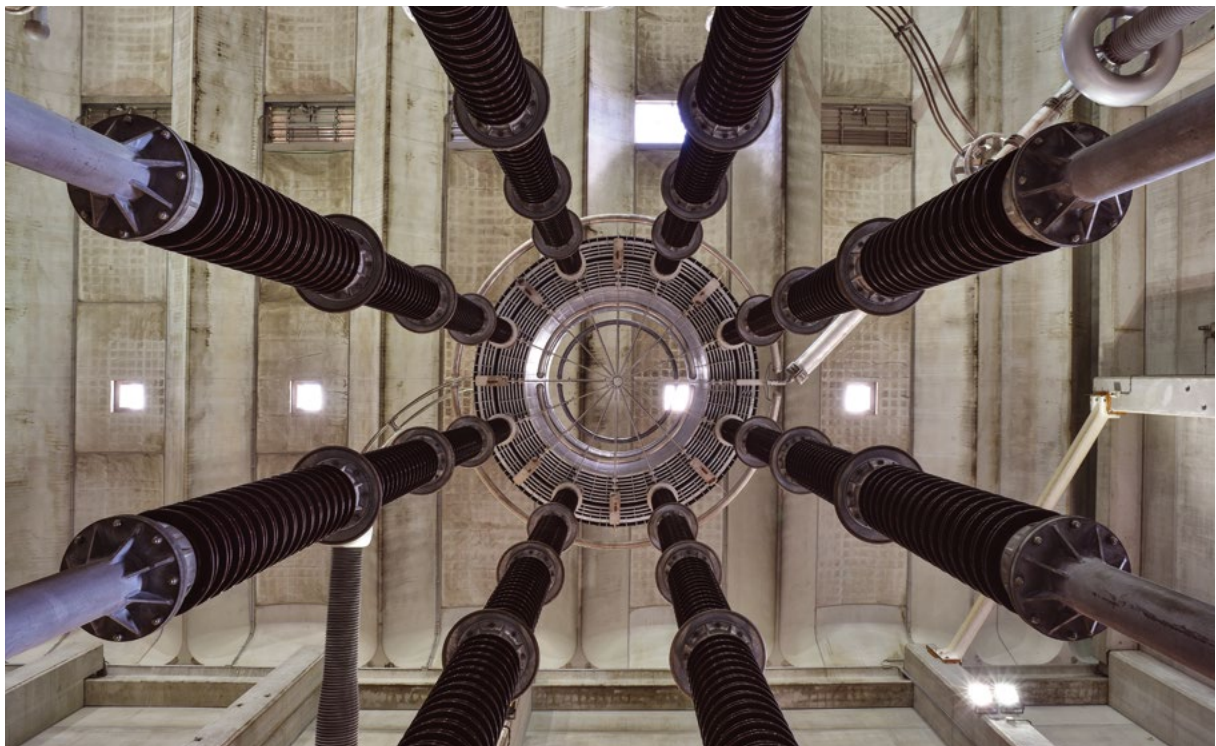
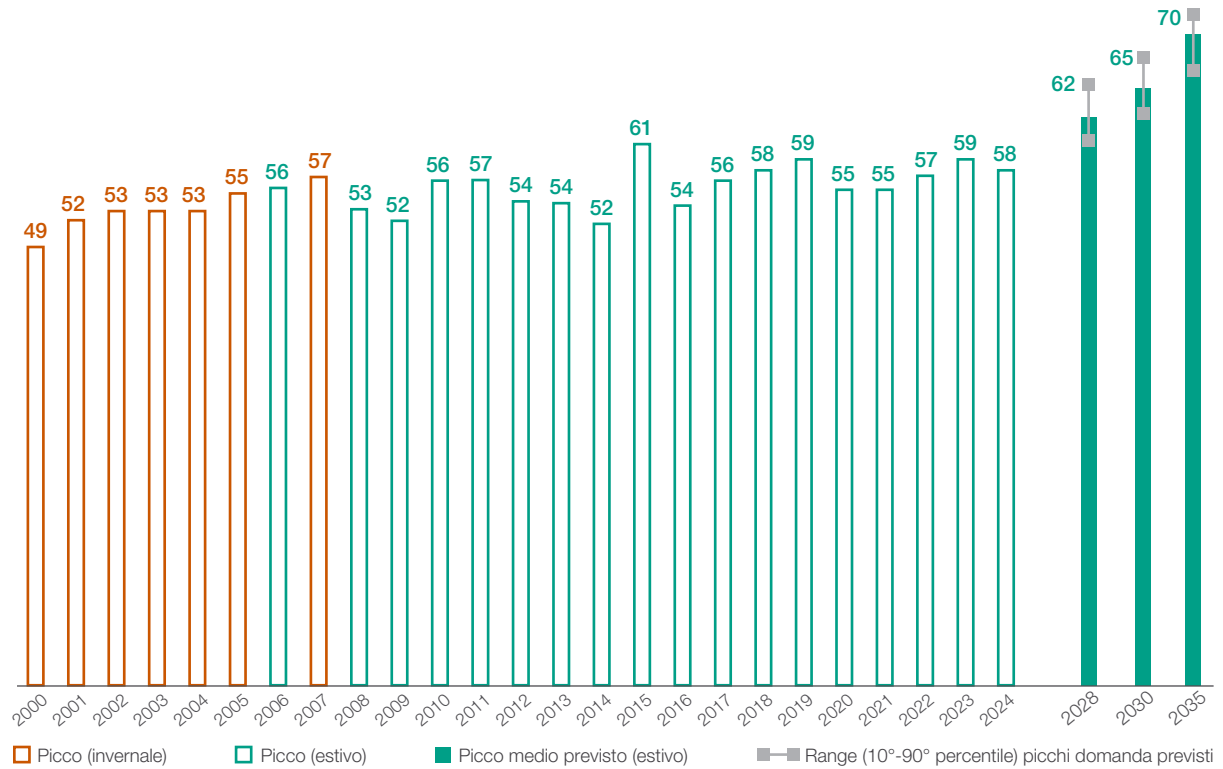
Nello scenario analizzato, il fabbisogno elettrico medio arriva a 396,9 TWh nel 2035, mentre negli anni orizzonte 2028 e 2030 assume rispettivamente il valore di 334,8 TWh e 361,9 TWh (Figura 1).

Figura 1 Evoluzione fabbisogno (TWh) – per il 2024 sono esposti valori provvisori



Analogamente, soprattutto per effetto della crescita dei veicoli elettrici e dell'utilizzo delle pompe di calore, si prevede una crescita del picco di carico (*Figura 2*) il cui valore oscilla all'interno di un range piuttosto ampio in funzione soprattutto delle possibili condizioni climatiche (stimate in accordo alla nuova metodologia utilizzata nell'ambito dello studio di adeguatezza europeo di ENTSO-E).

Figura 2 *Evoluzione picco di carico (GW) nel medio e lungo termine (valore medio, 10° e 90° percentile tra le diverse condizioni simulate) – per il 2024 sono esposti valori provvisori*



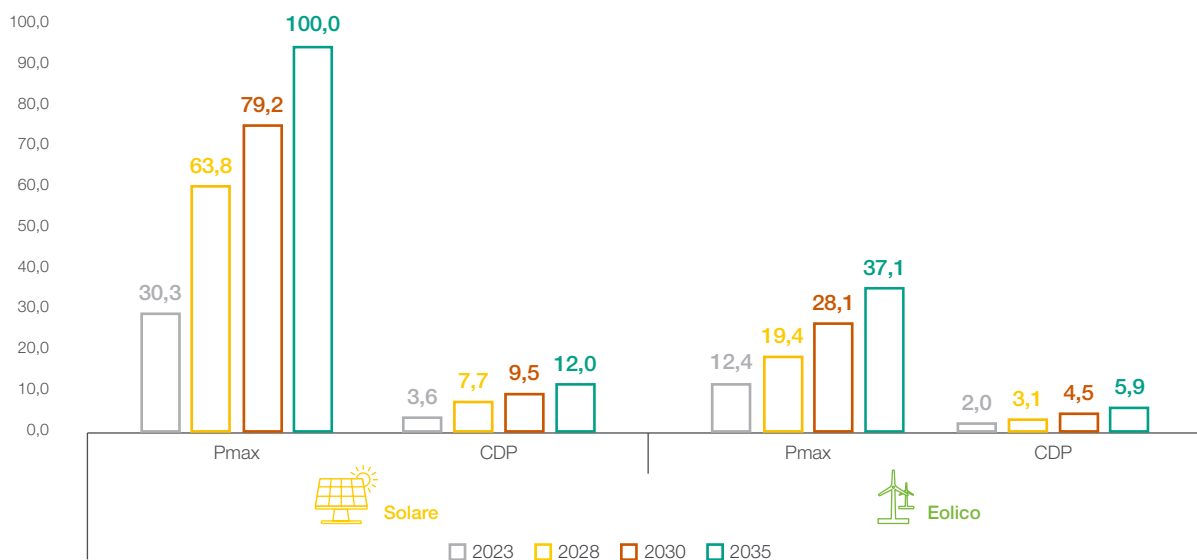
2.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili

Lo scenario “PNIEC Policy” del DDS '24 prevede una forte crescita delle FRNP ai fini del raggiungimento degli obiettivi di policy. In particolare, nell’anno orizzonte 2035, questa crescita porta a un installato pari a circa 100 GW di impianti solari (di tipo rooftop e utility scale) e circa 37 GW di impianti eolici (sia offshore che onshore).

Per poter valutare in modo approssimato l’impatto della crescita delle FRNP sull’adeguatezza del sistema elettrico, si può fare ricorso alla “capacità disponibile in probabilità” (CDP). Questa viene calcolata riducendo convenzionalmente la potenza installata attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell’effettiva disponibilità di ciascuna fonte a coprire il carico elettrico. Si tratta, quindi, di un approccio semplificato introdotto per le aste del Capacity Market, che consente di rappresentare in maniera sintetica l’estrema complessità del problema.

Applicando i tassi di de-rating più aggiornati agli scenari oggetto del presente documento, emerge chiaramente (Figura 3) come a fronte di grandi capacità installate di FRNP, il loro contributo medio all’adeguatezza del sistema elettrico sia piuttosto limitato.

Figura 3 Evoluzione FRNP (GW)



2.4 Capacità di accumulo del sistema elettrico

Per abilitare l’integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico sarà necessario sviluppare nuova capacità di accumulo.

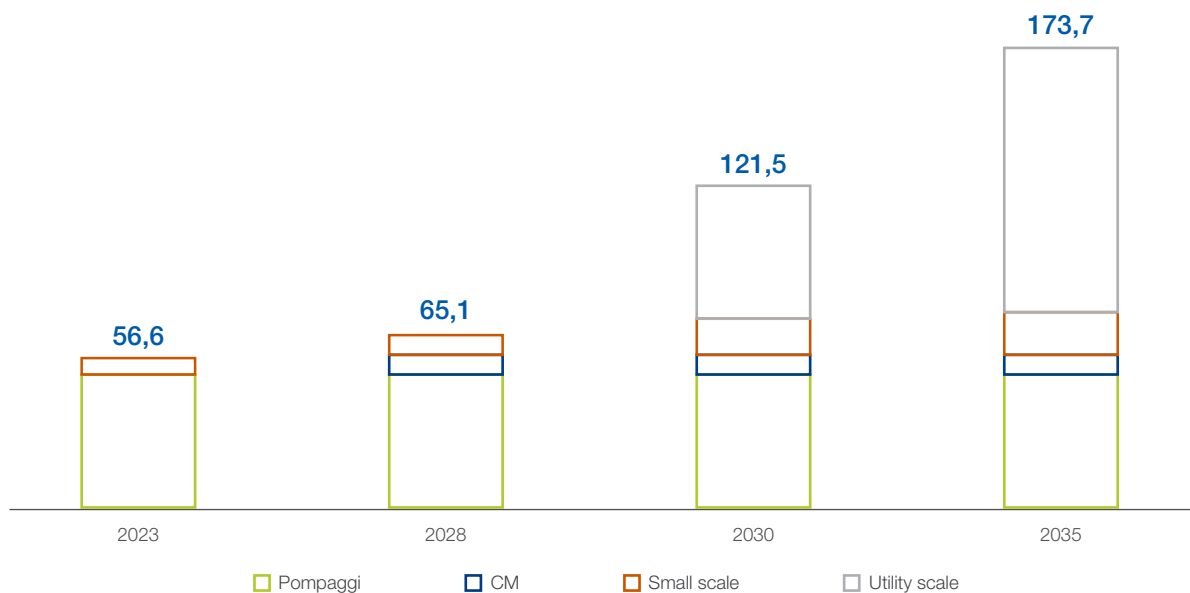
La capacità d’accumulo presente negli scenari (Figura 4) è composta da:

- accumuli elettrochimici esistenti (principalmente impianti di pompaggio);
- nuovi accumuli “small scale”, che si configurano come batterie elettrochimiche con rapporto energia/potenza medio di circa 2 ore, pensate soprattutto per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia per la massimizzazione dell’autoconsumo;
- accumuli contrattualizzati durante le aste del Capacity Market caratterizzati da un rapporto energia/potenza medio di circa 4 ore;
- nuovi accumuli “utility scale”, con un rapporto energia/potenza elevato (almeno 4 ore).

Analogamente alle considerazioni fatte nel paragrafo 2.3, anche per queste tecnologie il contributo all'adeguatezza si ottiene applicando dei tassi di de-rating al valore di potenza installata, che nel caso degli accumuli dipendono principalmente dal rapporto energia/potenza.

La capacità di accumulo, coerentemente allo scenario "PNIEC Policy" del DDS '24 cresce fino a 173,7 GWh nel 2035 secondo quanto riportato in *Figura 4*.

Figura 4 *Evoluzione capacità di accumulo (GWh) al 2028, al 2030 e al 2035*



Nel corso del 2025, Terna prevede l'esecuzione della prima asta MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) con anno di consegna 2028. Il meccanismo prevede che le iniziative aggiudicatarie d'asta debbano essere realizzate nel corso dell'anno di consegna.

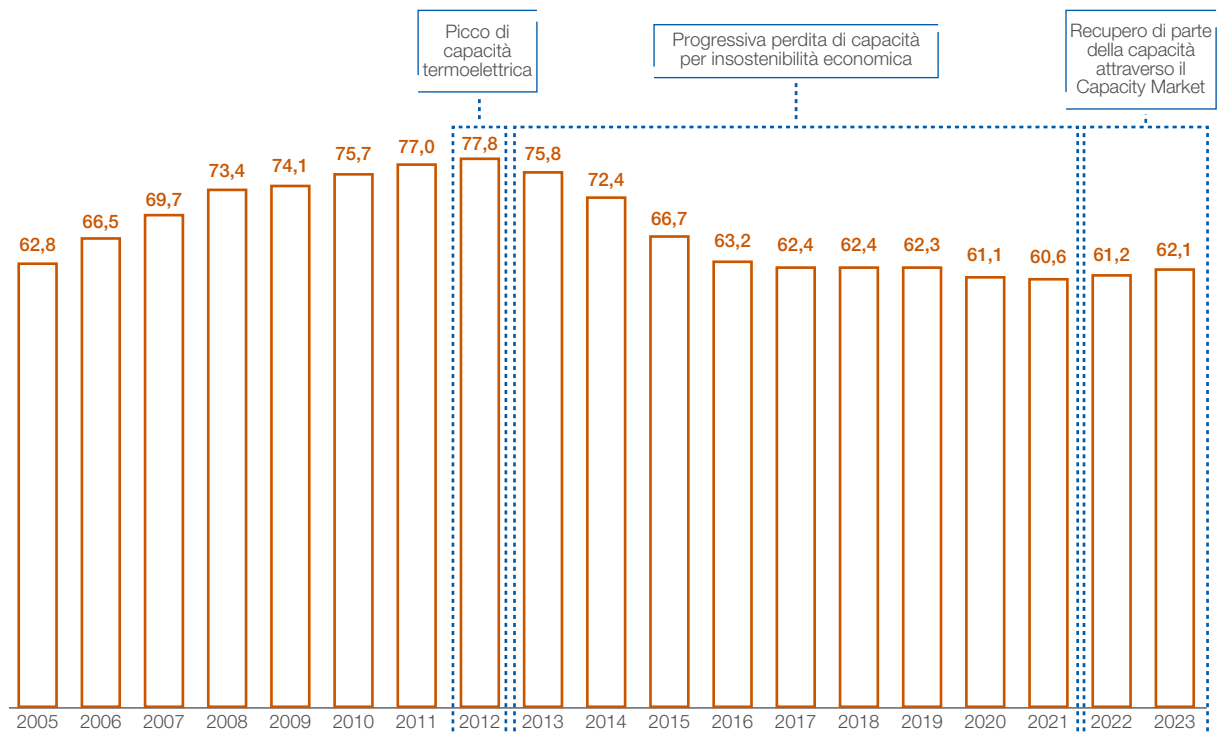
Pertanto, ai fini delle valutazioni riportate nel presente rapporto, a scopo cautelativo, i nuovi accumuli utility scale contrattualizzati con il MACSE saranno considerati solo a partire dagli anni orizzonte successivi al 2028.

2.5 Capacità termoelettrica

Negli ultimi anni il parco di generazione in Italia ha visto importanti cambiamenti. In particolare, la flotta termoelettrica ha subito una significativa riduzione, pari a circa 13 GW, nel periodo compreso tra il 2013 e il 2017. Tale andamento è proseguito negli anni successivi, in maniera più contenuta, con una riduzione di poco meno di 2 GW tra il 2018 e il 2021 (*Figura 5*).

Grazie alle aste del mercato della capacità, dal 2021 questa tendenza si è invertita: negli ultimi anni (2021-2023) si registra infatti un aumento della capacità termoelettrica installata pari a circa 1,5 GW.

Figura 5 Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2005-2023



Nei prossimi anni, i principali driver che guideranno l'evoluzione della capacità termoelettrica disponibile saranno:

- il completamento del processo di dismissione degli impianti a carbone e olio combustibile;
- la realizzazione della capacità contrattualizzata con il Capacity Market (aste con anni di consegna 2022, 2023, 2024 e 2025). La capacità termoelettrica in esito alle aste è dettagliata nella Tabella 1;
- l'entrata in esercizio di nuova capacità termoelettrica derivante dalle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale.

Tabella 1 Evoluzione della potenza termoelettrica relativa a iniziative nuove contrattualizzate nelle aste del CM (GW) – aggiornato al 31/12/2024*

ANNO ORIZZONTE	POTENZA NOMINALE RELATIVA A INIZIATIVE CONTRATTUALIZZATE	DI CUI: IN ESERCIZIO	DI CUI: RISOLTO	DI CUI: DA REALIZZARE
2022	2,1	2,1	-	-
2023	4,67	2,49	1,32	0,86
2024	3,17	0,4	0,85	1,92
2025	0,1	0,0	0,0	0,1

* Nel presente documento sono considerati gli esiti delle aste del Capacity Market fino all'asta madre 2025.

Non tutta la capacità installata risulta effettivamente utilizzabile: a oggi risultano circa 4,5 GW di capacità non utilizzabile di cui circa 2 GW sistematicamente non utilizzabile ai fini della copertura della domanda (di cui 1 GW per indisponibilità di lunga durata e circa 1 GW a causa di limitazioni autorizzative al funzionamento) e circa 2,5 GW a causa di ulteriori, varie, limitazioni.

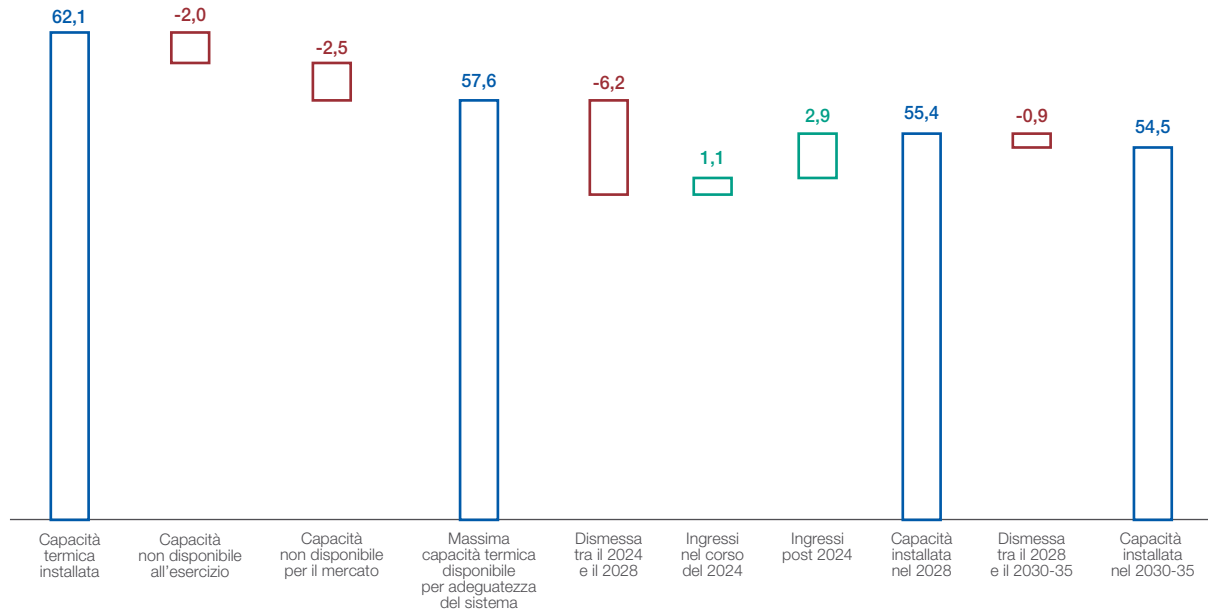
Considerando questa capacità come indisponibile, il valore di capacità termoelettrica installata (62,1 GW) si riduce a 57,6 GW. Questo valore rappresenta la capacità termoelettrica massima disponibile a supporto dell'adeguatezza del sistema (valori pubblicati nell'Annuario Statistico Terna e riferiti al 31/12/2023).



Questo valore, però, non è mai, all'atto pratico, contemporaneamente disponibile, in quanto devono essere considerate anche le indisponibilità legate a normale manutenzione, guasti e ulteriori riduzioni dovute a fenomeni quali derating⁵ e ATS⁶ (Alta Temperatura allo Scarico) delle centrali termoelettriche.

In assenza di ulteriori dismissioni rispetto a quelle già previste (6.2 GW), la massima capacità termoelettrica disponibile, come evidenziato in *Figura 6*, scenderà a circa 55,4 GW nell'anno orizzonte 2028, per poi ridursi ulteriormente negli anni orizzonte 2030 e 2035 fino a circa 54,5 GW.

Figura 6 *Massima potenza installata (GW) per l'adeguatezza negli scenari considerati*



Tuttavia, è importante sottolineare che, specie sul lungo termine, non è garantita l'assenza di ulteriori dismissioni di impianti termoelettrici, soprattutto per effetto di una possibile riduzione dei ricavi dovuta alle sempre più ridotte ore di funzionamento. Tale fenomeno viene analizzato attraverso una specifica analisi di sostenibilità economica descritta nel Capitolo 4.

⁵ La potenza erogabile dagli impianti termoelettrici si riduce progressivamente in presenza di temperature elevate dell'aria comburente e/o dell'acqua/aria di raffreddamento necessaria per il funzionamento.

⁶ La temperatura allo scarico dell'acqua di raffreddamento delle centrali termoelettriche deve essere compresa all'interno di un preciso range per non deteriorare le condizioni dell'ambiente circostante.

2.6 Principali interventi di sviluppo interzonali

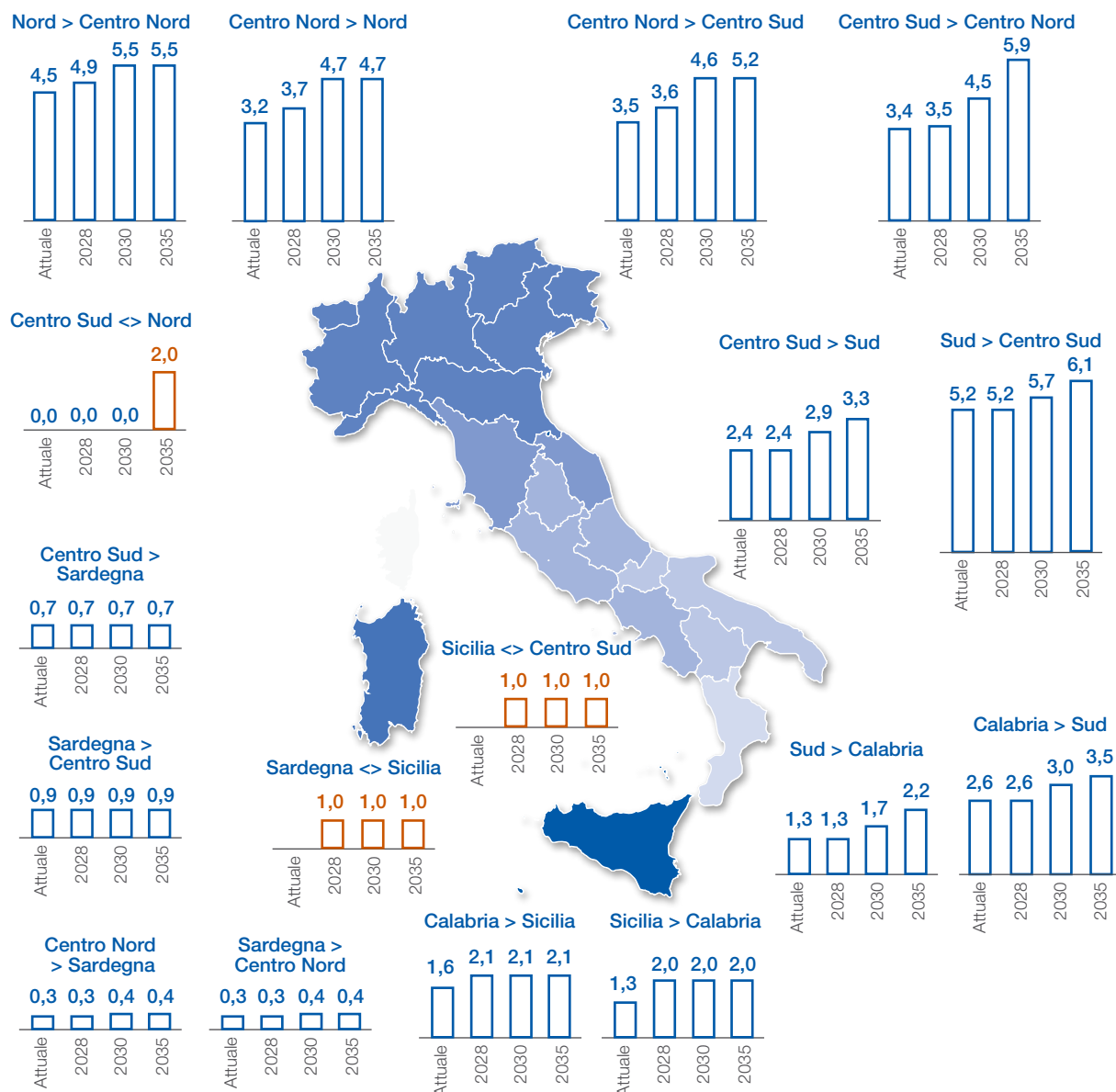
Il Piano di Sviluppo di Terna prevede di incrementare la capacità di trasporto attraverso la realizzazione di uno specifico set di opere di rete al fine di abilitare la transizione energetica alla base degli scenari del DDS.

Solo alcuni di questi interventi di sviluppo sono stati considerati nelle analisi riportate all'interno del presente documento, coerentemente con gli anni orizzonte oggetto di questo studio (2028, 2030 e 2035), in linea con quanto considerato nel Documento degli Scenari.

La nuova capacità di trasporto attesa è indispensabile per abilitare l'integrazione delle rinnovabili previste negli scenari, garantendo un livello accettabile di overgeneration e abilitando il trasporto dell'energia dal Sud Italia (dove è concentrata una quota rilevante della crescita FRNP) verso le regioni del Nord in cui la maggior parte del carico è concentrata.

Gli incrementi di capacità di trasporto previsti sono sintetizzati in *Figura 7*.

Figura 7 Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato



2.7 Margini di adeguatezza del sistema elettrico

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

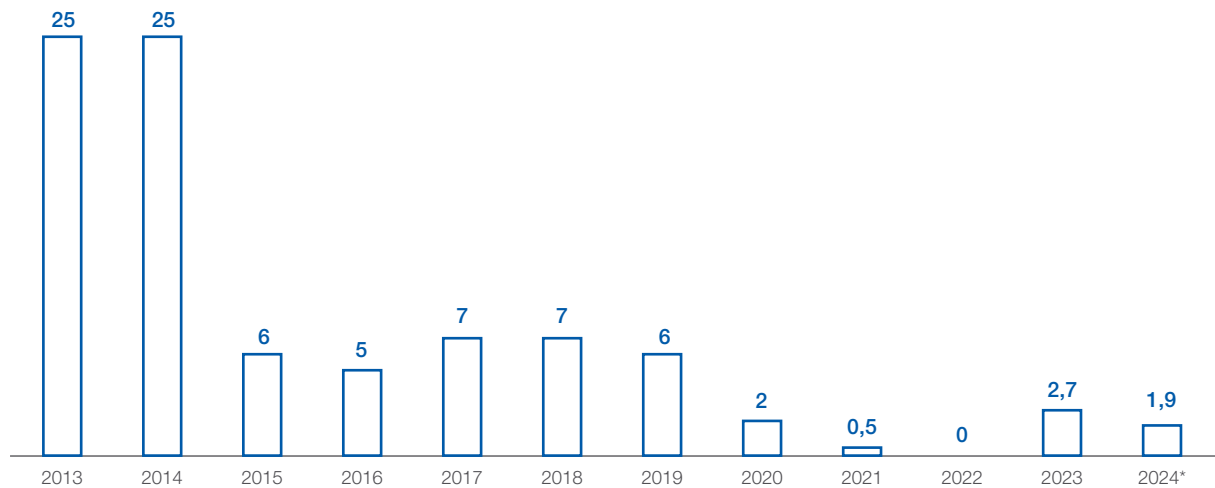
- la somma della capacità di generazione disponibile (al netto della riserva primaria) e dell'importazione di energia elettrica dalle aree contigue, ivi inclusi i contributi di accumuli e demand-side-response;
- Il fabbisogno di energia elettrica aumentato della necessaria riserva terziaria di sostituzione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

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

Negli anni successivi il margine si è ulteriormente ridotto fino ad arrivare ad annullarsi nel 2022, quando il sistema elettrico è stato soggetto contemporaneamente a una prolungata siccità, che ha causato una forte riduzione della produzione idroelettrica e l'indisponibilità di diverse centrali termoelettriche determinata da difficoltà nell'utilizzo dei sistemi di raffreddamento, a periodi di elevato fabbisogno, dovuto alle alte temperature, e a una scarsa disponibilità di import dai Paesi confinanti.

Con il miglioramento dello stato di idraulicità del sistema e i benefici introdotti dal Capacity Market, il margine di adeguatezza è tornato positivo nel 2023, nonostante si sia registrato un elevato picco di domanda (59 GW).

Figura 8 Margine minimo di adeguatezza (GW) 2013-2024*



* valore provvisorio.

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

Tali circostanze sono state mitigate grazie all'entrata in esercizio di nuova capacità, approvvigionata tramite il meccanismo del Capacity Market, che ha svolto quindi un ruolo fondamentale per l'adeguatezza del sistema. Al contempo, l'entrata in servizio di nuovi impianti ha permesso di dismettere quelli maggiormente vetusti, rendendo il parco di generazione più efficiente.

Durante l'estate critica del 2022, infatti, il meccanismo del Capacity Market si è rivelato estremamente utile per il sistema elettrico, sebbene siano stati registrati dei ritardi nella realizzazione della capacità contrattualizzata rispetto all'anno di consegna.

Analogamente, per l'estate 2023, durante l'ora critica è stato quantificato un beneficio per il sistema elettrico pari a 1,8 GW, sebbene fosse stata assegnata una capacità di circa 4,8 GW_{CDP} nelle aste 2022 e 2023. Tali evidenze osservate nell'ambito del meccanismo di remunerazione della capacità rafforzano le ipotesi prudenziali sull'effettiva e piena disponibilità della capacità di stoccaggio utility scale prevista all'anno orizzonte 2028 derivante dalle aste MACSE (vedi paragrafo 3.4).

Unitamente ai benefici legati alla realizzazione di nuove risorse assegnatarie delle aste del Capacity Market, anche lo sviluppo della rete ha permesso di mantenere il margine minimo di adeguatezza. La tempestività nella realizzazione delle opere di sviluppo e la corretta gestione del transitorio saranno fondamentali anche in futuro per il sistema elettrico e in particolare per la Sicilia (es. sviluppo completo del Tyrrhenian Link) che risulta particolarmente esposta alla variabilità delle condizioni climatiche (ondate di calore), nonché a forti limitazioni e accidentalità del parco termoelettrico.

FOCUS

Phase out del carbone

Come previsto dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima, l'Italia si è assunta l'impegno di programmare la graduale cessazione della produzione elettrica tramite carbone.

Nonostante l'apporto della generazione termoelettrica da carbone in Italia sia limitato in confronto con altri Paesi europei, la dimensione della decarbonizzazione deve andare di pari passo con la dimensione della sicurezza e dell'economicità delle forniture. Oltre a contribuire all'adeguatezza del sistema, infatti, le centrali a carbone concorrono anche:

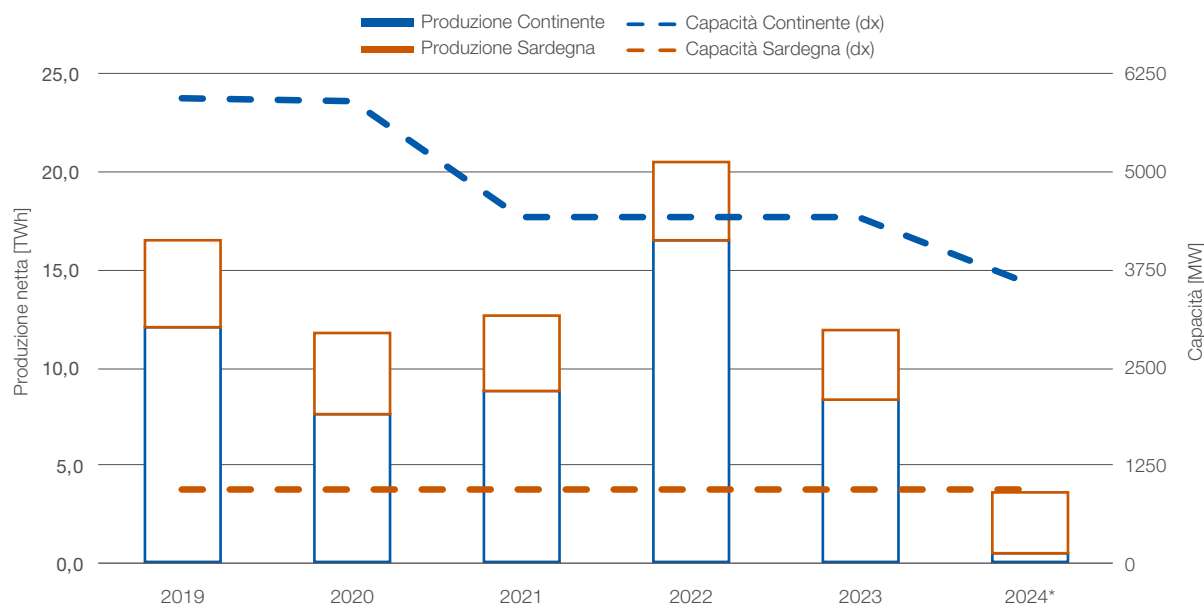
- alla stabilizzazione dei profili di tensione in specifici nodi e porzioni di rete, mantenendoli entro i limiti normativi, ai fini sia della sicurezza che della qualità del servizio;
- alla fornitura di inerzia al sistema, la cui riduzione può determinare un inasprimento delle variazioni della frequenza (in termini di ampiezza e rapidità della perturbazione) che devono essere mitigate tramite servizi caratterizzati da tempi di risposta estremamente rapidi;
- al mantenimento di adeguati livelli della potenza di cortocircuito nei nodi di rete, essenziale per contenere la severità dei buchi di tensione e per garantire il corretto funzionamento dei sistemi di protezione e dei collegamenti HVDC.

Allo stato attuale nell'ambito degli interventi complessivi da realizzare per il target 2030 (nuova generazione FRNP, accumuli, reti, generazione flessibile, altre opere di rete), sarà indispensabile, per poter trarre in sicurezza lo scenario di phase out dal carbone, che si verifichino le seguenti condizioni abilitanti:

- una crescita della domanda di energia elettrica in linea con le attuali previsioni del PNIEC, in assenza quindi di possibili rilevanti incrementi oggi non prevedibili;
- una crescita delle FRNP in linea con gli obiettivi previsti al 2030;
- uno sviluppo degli accumuli in linea con gli obiettivi previsti al 2030;
- le entrate in esercizio dei gruppi di generazione selezionati nell'ambito del capacity market, la cui entrata in esercizio è stata stimata sulla base delle migliori informazioni a oggi disponibili;
- l'entrata in esercizio degli interventi di adeguamento e rinforzo della rete elettrica così come previsti nei piani di sviluppo e sicurezza della RTN, in particolare con riferimento alle interconnessioni con le isole maggiori;
- l'assenza di dismissioni di impianti di generazione a gas oggi in esercizio (ad esempio per motivi di sostenibilità economica);
- l'assenza di significative riduzioni della disponibilità dell'import, in particolare dalla frontiera Nord (ad esempio problematiche diffuse di indisponibilità della capacità nucleare francese).

Analizzando la produzione netta di energia elettrica da carbone degli ultimi cinque anni (dati relativi al 2024 ancora provvisori) possiamo notare una tendenza in netta decrescita ([Figura 9](#)).

Figura 9 Evoluzione produzione netta a carbone 2019-2024



* valore provvisorio.

A fine 2024 risultano ancora in esercizio impianti a carbone con una potenza di circa 4,7 GW, di cui 1,0 GW in Sardegna e 3,7 GW sul Continente. Le azioni già messe in atto e pianificate sono adeguate ad abilitare il phase-out delle centrali a carbone ancora in esercizio sul Continente entro gennaio 2026. Sarà poi una decisione dell'operatore avviare il processo di phase-out attraverso una richiesta di dismissione indirizzata al ministero.

Per la Sardegna invece, lo sviluppo di accumuli (accompagnato dalla crescita delle FRNP) e nuove interconnessioni con il Continente (Tyrrhenian Link, SACOI 3) sono indispensabili per garantire le condizioni tecniche di sicurezza della rete necessarie a completare l'abbandono del carbone nella produzione elettrica. Come riportato nel PNIEC, allo stato attuale sarà possibile avviare il phase-out nell'Isola a partire dal 2025 e completare il processo nel 2028, a condizione che i vincoli tecnici riportati nella tabella in calce siano soddisfatti.

Tabella 3 Dismissione della capacità a carbone in Sardegna

MESE/ANNO	CAPACITÀ ABILITATA ALLA DISMISSIONE (MW)	VINCOLI TECNICI ALLA DISMISSIONE
2025	445	Entrata in servizio della capacità di accumulo contrattualizzata in Sardegna per le aste CM 2024
Gennaio 2028	250	Entrata in esercizio del primo cavo ramo Ovest Tyrrhenian Link
Gennaio 2029	265	Completamento del collegamento Tyrrhenian Link

FOCUS

L'adeguatezza del sistema europeo nel periodo estivo 2024

A differenza degli anni precedenti, il 2024 è stato caratterizzato da una elevata disponibilità della fonte idrica, grazie alle notevoli precipitazioni, sia a carattere nevoso che piovoso, registrate nella prima parte dell'anno. Di conseguenza, la disponibilità della risorsa è risultata la massima degli ultimi 10 anni e la produzione idroelettrica ha fatto registrare valori elevati durante i mesi primaverili.

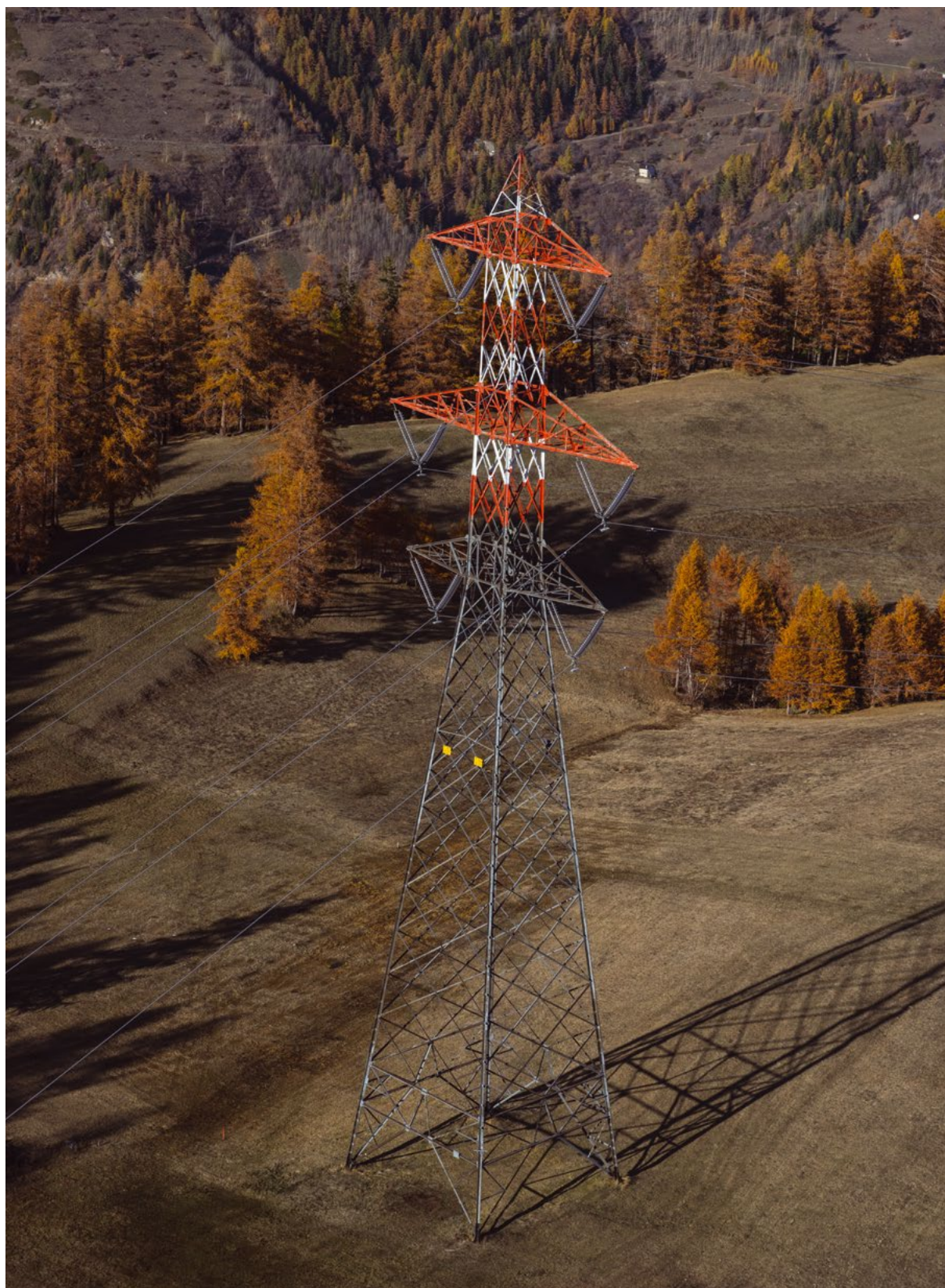
Alla luce di queste condizioni di elevata disponibilità in termini di capacità ed energia, nel mese di luglio non si sono registrate particolari criticità per l'adeguatezza del sistema elettrico, anche a seguito di una domanda di energia che ha fatto registrare picchi di fabbisogno inferiori allo scorso anno (circa 58 GW).

Tuttavia, si segnala che sebbene le condizioni medie del margine di adeguatezza possano essere favorite dalla crescita di produzione da fonti rinnovabili non programmabili, proprio questa incertezza e questa dipendenza dalle condizioni climatiche possono portare a sperimentare situazioni puntuali il cui margine minimo di adeguatezza risulta particolarmente ridotto (vedi [Figura 8](#)).

Al contempo, vista la crescita della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, sono aumentati i periodi in cui si sono sperimentate situazioni di overgeneration.

Queste condizioni saranno sempre più frequenti con l'aumentare della penetrazione da fonti rinnovabili e per permettere una corretta integrazione delle stesse è necessario adottare diverse soluzioni quali l'installazione di sistemi di accumulo e lo sviluppo di sistemi di Demand Response.

Le soluzioni esistenti e quelle in fase di sviluppo offrono prospettive promettenti, ma è necessario un impegno costante da parte di tutti gli attori coinvolti per superare le sfide e sfruttare al meglio il potenziale delle energie rinnovabili.





3.1 Il processo EVA	30
3.2 Risultati EVA europei	33
3.3 Perimetro di analisi per l'Italia	34
3.4 Risultati EVA per l'Italia	35



3

**Valutazione
di sostenibilità
economica
degli impianti**

Valutazione di sostenibilità economica degli impianti

3

3.1 Il processo EVA

L'analisi di sostenibilità economica degli impianti (di seguito EVA - Economic Viability Assessment - introdotta per la prima volta nel documento RAI 2022) è un processo eseguito coerentemente con quanto indicato da ACER nella decisione 24/2020, adottato anche nei rapporti ERAA (European Resource Adequacy Assessment).

A valle dell'approvazione del documento ERAA '23, nel corso del 2024, ACER ha raccomandato a ENTSO-E di eseguire l'analisi di sostenibilità economica attraverso una metodologia basata sul principio di massimizzazione dei ricavi dei produttori ("Revenue-based approach"). Questo approccio meglio si adatta alla rappresentazione del comportamento di operatori razionali.

Nel RAI, in linea con quanto fatto anche nelle precedenti edizioni, l'analisi EVA si basa sull'approccio Revenue-based secondo una metodologia che si è evoluta e consolidata nel tempo anche grazie al contestuale sviluppo in ambito ERAA nel corso del 2024.

Il processo EVA adottato nel presente documento ha le seguenti caratteristiche:

- **Anni orizzonte:** le analisi coprono l'intero arco temporale di riferimento rappresentato dagli anni orizzonte 2028, 2030 e 2035, coerentemente con gli scenari definiti nel capitolo 2;
- **Perimetro di simulazione:** le simulazioni sono svolte su un modello paneuropeo;
- **Fonte dei ricavi:** considerando gli anni orizzonte di analisi, la sensibile variabilità e aleatorietà dei ricavi MSD anche per effetto dello sviluppo della rete e degli accumuli atteso e considerando la disomogeneità europea del mercato dei servizi ancillari, si ipotizza che la componente dei ricavi proveniente da tale segmento del mercato elettrico non sia rilevante ai fini della determinazione del margine di profitto prospettico, e quindi viene trascurata. Pertanto, ai fini della presente analisi, sono tenuti in considerazione solo i ricavi derivanti dall'MGP.
- **Comportamenti simulati:** si stimano i margini di profitto attesi di ciascun impianto oggetto di analisi al fine di valutare il rischio che venga dismesso (**decommissioning**) o posto in conservazione (**mothballing**). Contemporaneamente, viene valutata la possibilità di estendere la vita utile di alcuni impianti (**life extension**) o di costruire nuova capacità (**expansion**) in funzione dei segnali di prezzo che si manifestano nelle diverse zone di mercato;
- **Tipologia di analisi:** viene implementata la logica d'analisi "**multi-year**" che analizza l'evoluzione del sistema lungo un determinato arco temporale permettendo di stimare l'evoluzione del parco di generazione in ogni anno orizzonte considerando le condizioni di mercato che si verificano in quelli successivi. Questa implementazione è stata possibile attraverso l'introduzione di un processo di calcolo iterativo.

Le decisioni in termini di decommissioning, mothballing, expansion e life extension sono basate sulla performance economica di ciascun impianto di generazione, valutata attraverso il calcolo dell'**EBITDA** (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization) e dell'**NPV** (Net Present Value). L'EBITDA rappresenta il margine lordo dell'unità considerata nell'anno orizzonte di riferimento, mentre l'NPV è ottenuto attualizzando a questo anno le EBITDA ottenute in quelli successivi.

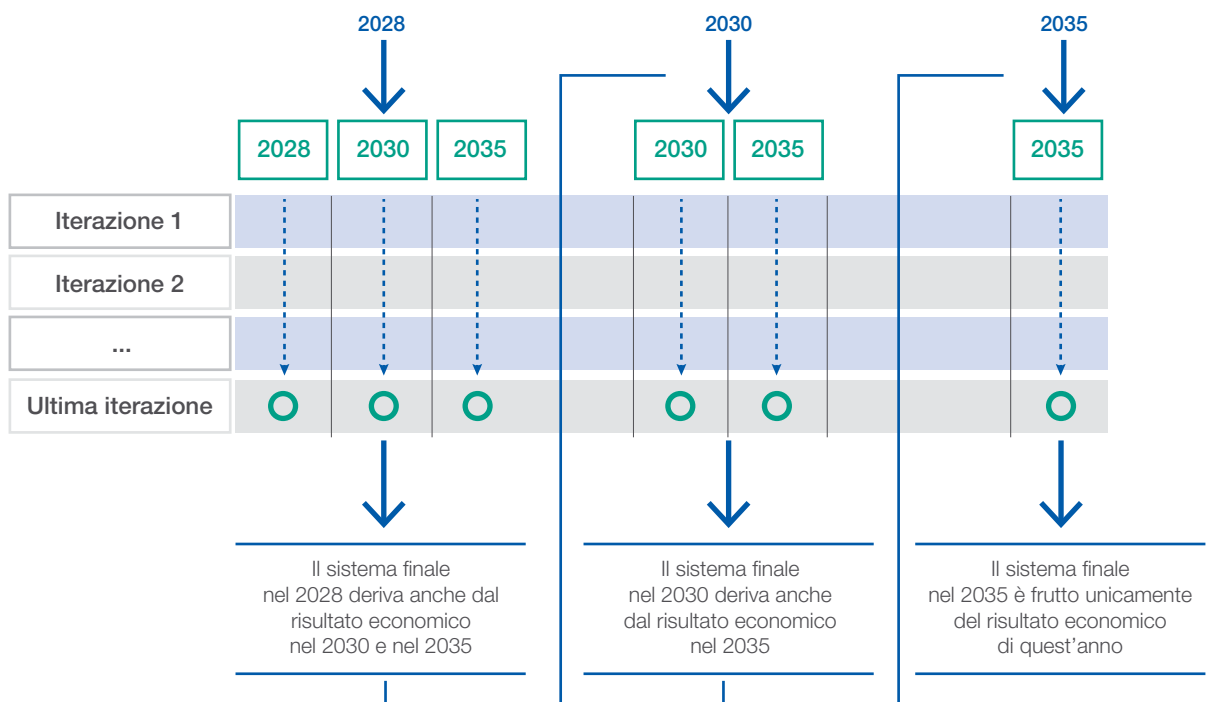
Tali indicatori economici includono anche i costi fissi evitabili degli impianti, intesi come tutti i costi sostenuti dall'investitore indipendentemente dall'esercizio dell'impianto. Questi costi comprendono, in accordo con quanto previsto dalla metodologia ACER, la:

- quota relativa alla manutenzione (ordinaria, preventiva e predittiva);
- quota relativa alla manodopera;
- quota relativa all'assicurazione

Sono esclusi, invece, i costi (fissi e variabili) per l'accesso all'infrastruttura di trasporto gas. Per questi ultimi, infatti, è stata riscontrata una forte variabilità da impianto a impianto, in particolare per gli OCGT, che rende difficile identificare un valore standard di riferimento.

La *Figura 10*, che rappresenta schematicamente la logica iterativa dell'EVA, mostra come lo stato finale di un determinato anno orizzonte dipenda sia dagli indicatori economici dello stesso anno, che da quelli degli anni successivi. Inoltre, lo stato finale di un sistema di un determinato anno orizzonte rappresenta il punto di partenza per quello successivo.

Figura 10 Flusso logico della metodologia EVA

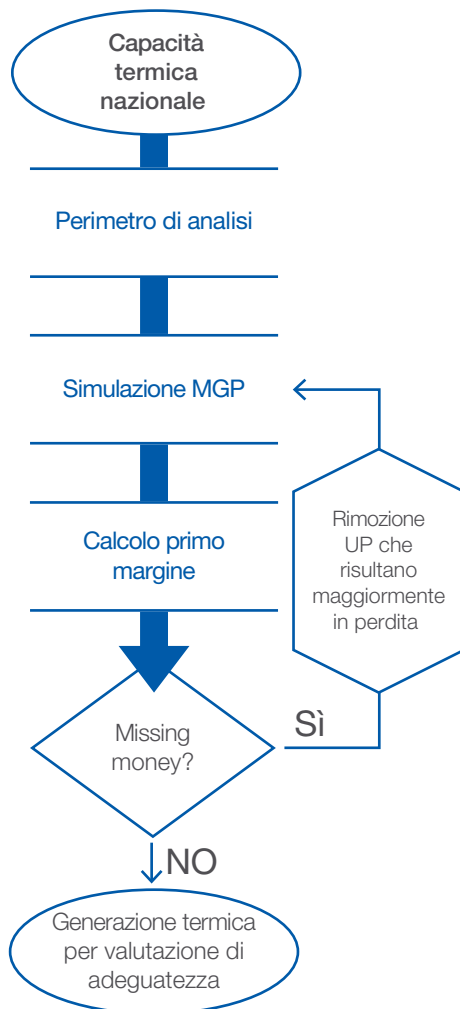


Più in dettaglio, ciascuna iterazione di ciascun anno orizzonte è schematicamente descritta in *Figura 10* dove per ogni impianto sottoposto a EVA si stimano nell'anno di riferimento:

- ricavi da MGP in funzione del prezzo marginale di mercato;
- costi variabili di funzionamento ottenuti come somma del costo del combustibile, del costo di emissione della CO₂ e di altri costi di esercizio (quali ad esempio i costi variabili di manutenzione, i costi di accensione, ecc.);
- profitti da MGP come differenza fra a. e b.

L'EBITDA viene calcolato sottraendo ai profitti da MGP i costi fissi. Gli impianti con EBITDA<0 vengono considerati come «missing money», e pertanto non profittevoli. Una parte degli impianti maggiormente in perdita vengono rimossi dal sistema nell'iterazione successiva in modo da verificare se i restanti riescano a incrementare i propri ricavi sufficientemente da risultare profittevoli ("in the money"). Questo processo prosegue fino a quando tutti gli impianti nel perimetro di analisi risultano avere EBITDA>0.

Figura 11 *Processo iterativo di analisi*



A seconda delle combinazioni degli indicatori economici sopra descritti, le risorse sottoposte a EVA possono andare incontro a:

- decommissioning:** un impianto esistente viene dismesso in un determinato anno orizzonte se, in quell'anno, presenta sia EBITDA<0 che NPV<0.
- mothballing:** opzione valutata per alcuni impianti che sarebbero potenzialmente dismessi. Se, considerando il risparmio ottenuto dalla messa in conservazione per un periodo massimo di 4 anni, l'impianto presenta un NPV>=0, esso evita il decommissioning e viene posto in conservazione.
- life extension:** per alcuni impianti la cui dismissione è prevista nell'arco dell'orizzonte temporale considerato, si valuta la convenienza economica di estenderne ulteriormente la vita utile. Quindi, tali impianti vengono analizzati nell'anno orizzonte successivo a quello in cui sono stati dismessi per policy. Se, tenendo in considerazione i costi di revamping, essi risultano avere sia EBITDA≥0 che NPV≥0, la loro vita utile viene estesa, e rimangono nel sistema.
- expansion:** la nuova capacità, per essere aggiunta al parco di produzione di un determinato anno orizzonte (in assenza di meccanismi di contrattualizzazione a termine) deve presentare, in quell'anno, EBITDA≥0 e NPV≥0.

3.2 Risultati EVA europei

Il processo di analisi dell'EVA, come già indicato nel paragrafo 3.1, ha considerato l'intero sistema elettrico europeo. Pertanto, nel modello di calcolo utilizzato, ogni Stato membro è stato rappresentato con i dati più aggiornati riguardanti la domanda di energia elettrica e il parco di generazione. Le interconnessioni previste nei vari anni di riferimento collegano elettricamente le reti dei singoli Stati.

La [Figura 12](#) mostra sinteticamente la possibile evoluzione del parco di generazione europeo complessivo a esito delle valutazioni economiche emerse dall'EVA.

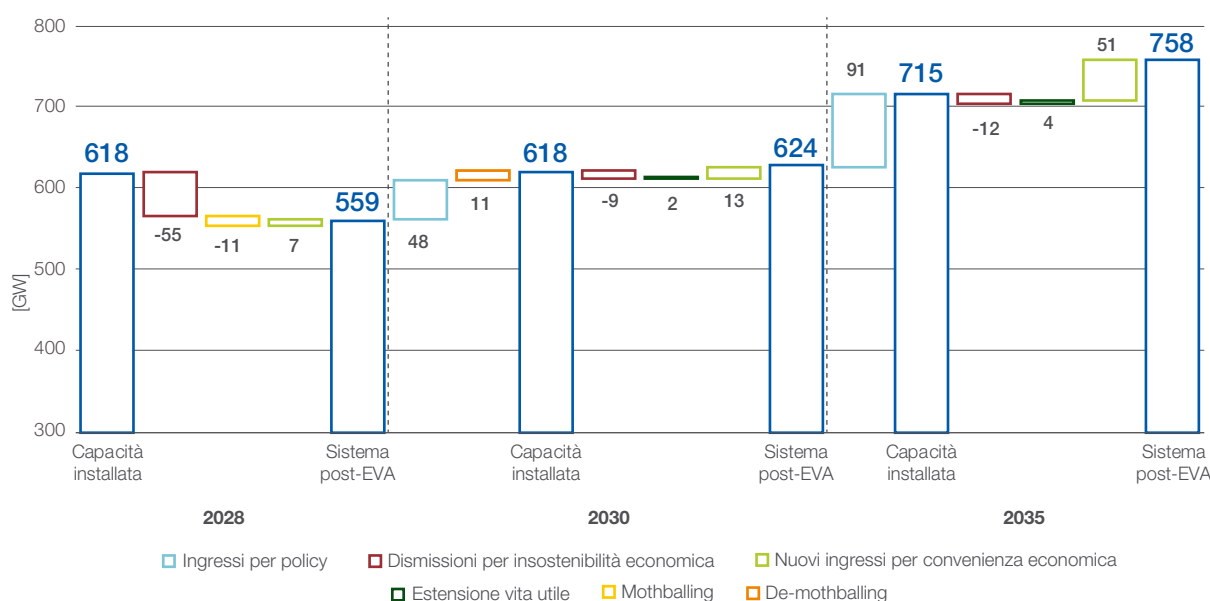
Le tecnologie rappresentate sono:

- Impianti termoelettrici non rinnovabili;
- DSR;
- Accumuli elettrochimici.

Il perimetro di impianti da sottoporre ad analisi di sostenibilità economica è un sottoinsieme della capacità termoelettrica complessiva nel sistema elettrico europeo.

Le variazioni per policy della capacità installata sono dovute all'effetto netto fra le dismissioni e gli ingressi pianificati a livello europeo da ciascun TSO.

Figura 12 Evoluzione parco di generazione (termoelettrico non rinnovabile, DSR e accumuli elettrochimici) europeo per dinamiche economiche



Si può osservare come i risultati dell'EVA producano un effetto netto negativo nel 2028, con la capacità in dismissione e mothballing molto superiore ai nuovi ingressi, che rappresentano una potenziale espansione per condizioni particolarmente favorevoli nel mercato dell'energia. Nel 2030 l'effetto netto è quasi nullo, mentre nel 2035 si verifica un'inversione di tendenza, in cui la potenziale nuova capacità supera significativamente quella che esce dal sistema. Tale fenomeno è determinato dal radicale processo di elettrificazione atteso per questo anno che interessa principalmente la Germania.

Si riscontra comunque un aumento della capacità complessiva installata in ogni anno orizzonte dovuto prevalentemente ai piani di installazione di accumuli utility scale finalizzati alla gestione del crescente volume di energia prodotta dalle fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) previsto negli scenari di lungo termine.

3.3 Perimetro di analisi per l'Italia

L'analisi si concentra sulle sole unità di produzione termoelettriche rilevanti (UPR) escludendo:

- UPnR: unità di produzione non rilevanti, che hanno potenza installata minore di 10 MVA;
- CHP: gli impianti cogenerativi che alimentano le reti di teleriscaldamento, i quali conseguono profitti ulteriori rispetto a quelli inerenti ai mercati dell'energia, e gli impianti cogenerativi che sono asserviti a cicli produttivi gestiti dallo stesso produttore, i quali continuano a operare fintanto che sono ritenuti funzionali (ad es. impianti asserviti a raffinerie);
- Termoelettrico rinnovabile: unità di produzione termoelettriche che impiegano risorse rinnovabili, quali unità a biomasse, geotermiche e termovalorizzatori;
- Aggiudicatari di un contratto a 15 anni: capacità di generazione che ha partecipato alle aste del Capacity Market (per il 2022, 2023, 2024, 2025) aggiudicandosi un contratto per 15 anni;
- Capacità ripotenziata: quota della capacità di impianti esistenti che è stata aggiudicata in contratti per 15 anni attraverso le aste del Capacity Market (per il 2022, 2023, 2024, 2025).

Per questo rapporto la capacità complessiva sottoposta a valutazione di sostenibilità economica è di circa 30 GW come riportato in [Figura 13](#).

Rispetto alla precedente edizione del RAI, il perimetro oggetto di analisi di sostenibilità economica è sensibilmente più ampio perché include anche:

- gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, poiché la condizione di essenzialità è rinnovata di anno in anno e, in assenza di rinnovo, potrebbero essere a rischio dismissione per insostenibilità economica;
- gli impianti che hanno ottenuto un impegno di capacità sulla quota ripotenziata, poiché il vincolo sulla disponibilità per 15 anni si applica esclusivamente all'aumento di capacità derivante dall'intervento di ripotenziamento. Dato che l'assegnatario ha la facoltà di redistribuire la capacità impegnata all'interno del proprio portafoglio, oppure può cederla sul mercato secondario garantendo comunque il rispetto degli obblighi contrattuali iniziali, la capacità impegnata è comunque considerata sempre disponibile ai fini dell'adeguatezza;
- gli impianti cogenerativi la cui principale fonte di profitto deriva dal mercato dell'energia, sono pertanto esclusi tutti gli impianti cogenerativi che utilizzano il calore per i propri cicli produttivi.

Il perimetro degli impianti sottoposti a valutazione economica nel 2028 ([Figura 13](#)) viene ridotto nei periodi 2030 e 2035 ([Figura 14](#)) a causa dell'attuazione del piano di phase-out degli impianti a carbone.

Figura 13 Perimetro di analisi di sostenibilità economica nell'anno 2028

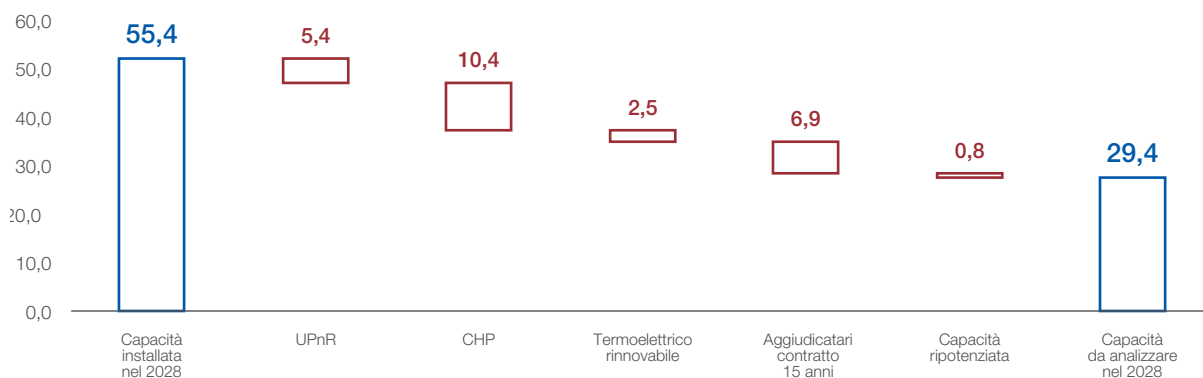
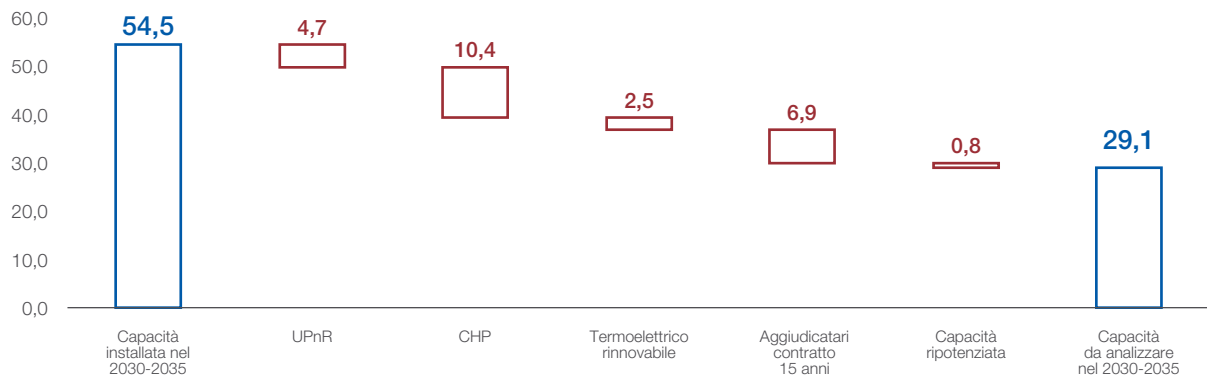


Figura 14 Perimetro di analisi di sostenibilità economica nell'anno 2030/2035

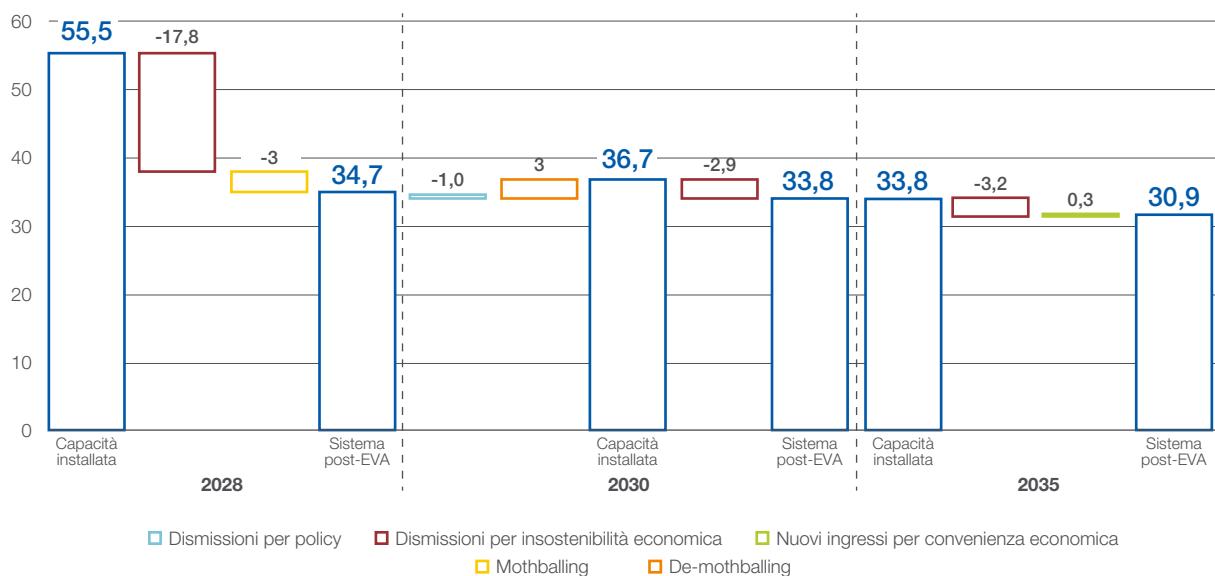


3.4 Risultati EVA per l'Italia

I risultati dell'EVA mostrano che, con l'evoluzione attesa dello scenario energetico nazionale, si assisterebbe a una riduzione delle ore di funzionamento delle centrali termoelettriche esistenti tale da compromettere la capacità di molte di esse di coprire i costi fissi non evitabili. Di conseguenza, una parte significativa del parco di generazione termoelettrico sarebbe a rischio di dismissione e non potrebbe contribuire all'adeguatezza del sistema. Per contrastare tale rischio sarà necessario garantire il mantenimento di meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità che permettano di mantenere in esercizio la capacità di generazione termoelettrica necessaria ai fini dell'adeguatezza del sistema.

La possibile evoluzione del parco di generazione termoelettrico nazionale per ragioni economiche (quindi in assenza di meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità) emersa dall'EVA è sintetizzata in [Figura 15](#).

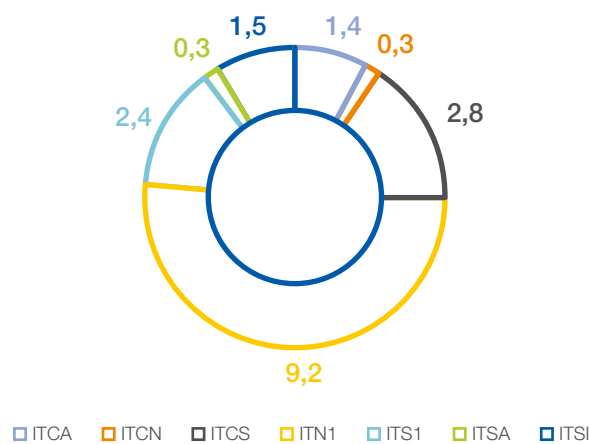
Figura 15 Evoluzione parco di generazione termoelettrico nazionale per dinamiche economiche



Nel medio termine (anno orizzonte 2028) si evidenzia come, **in assenza di un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità**, ben 17,8 GW non sarebbero economicamente sostenibili e potrebbero essere dismessi. A questi si aggiungono 3 GW di capacità in conservazione che non potrebbero contribuire all'adeguatezza del sistema nel 2028. Gli impianti in conservazione risulterebbero (teoricamente) nuovamente profittevoli nell'anno orizzonte 2030, che presenta condizioni di mercato maggiormente favorevoli anche alla luce delle dismissioni dell'anno orizzonte precedente.

Negli anni successivi la crescente penetrazione della generazione rinnovabile spingerebbe fuori dal mercato ulteriori impianti termoelettrici. Nello specifico, nel 2030 e 2035 sarebbero dismessi complessivamente circa 6 GW per ragioni economiche, mentre solamente 300 MW di nuova capacità termica a gas risulterebbero economicamente sostenibili nel lungo termine.

Figura 16 *Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2028*



Per quanto riguarda la distribuzione zonale delle dismissioni, si può osservare che nel 2028 circa il 50% della capacità dimessa sarebbe localizzata nella zona Nord (*Figura 16*) caratterizzata da un parco di generazione vetusto e in competizione con l'import proveniente dai Paesi confinanti.

L'ulteriore capacità dimessa nel 2030 ammonterebbe complessivamente a 2,9 GW, pressoché equamente distribuiti fra le zone di mercato interessate (*Figura 17*).

Nel 2035 la capacità non economicamente sostenibile ammonterebbe infine a 3,2 GW, prevalentemente localizzati al Centro Sud. Tale fenomeno è ascrivibile al fatto che fra le zone meridionali, che condividono un basso fabbisogno e un'alta penetrazione delle fonti rinnovabili, il Centro Sud è la zona di mercato che, a seguito delle dismissioni negli anni orizzonte precedenti, ha maggiore capacità ancora soggetta ad analisi di sostenibilità economica.

Figura 17 *Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2030*

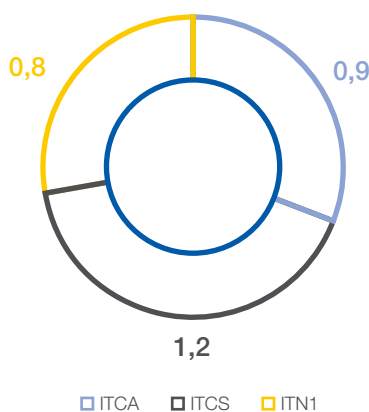
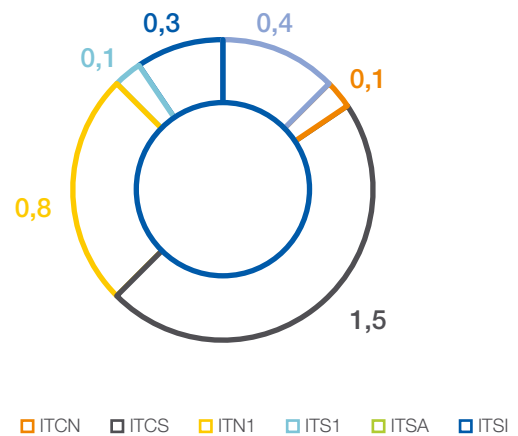


Figura 18 *Distribuzione zonale della capacità dimessa per insostenibilità economica nel 2035*







4.1 Adeguatezza negli scenari di riferimento	40
4.2 Impatto del rischio di dismissione degli impianti sull'adeguatezza	40



4

Valutazione di adeguatezza



Valutazione di adeguatezza

4

4.1 Adeguatezza negli scenari di riferimento

Le valutazioni di adeguatezza del sistema elettrico italiano riferite ai tre anni orizzonte oggetto di analisi (2028, 2030 e 2035), effettuate senza fattorizzare potenziali dismissioni per insostenibilità economica e quindi considerando:

- la capacità contrattualizzata attraverso il Capacity Market;
- la crescita del fabbisogno, delle FRNP e degli storage coerentemente con quanto descritto nel DDS24;
- un'evoluzione della capacità di scambio interzonale coerente con ciò previsto nel DDS24;

ed escludendo:

- ulteriori dismissioni di capacità termoelettrica rispetto a quanto è già previsto nel piano di dismissione del carbone e olio;
- condizioni estreme dovute a eventi contingenti (es. combinazione di: condizioni climatiche di siccità prolungata, ondate di calore di più giorni e periodi prolungati di bassa producibilità fotovoltaica).

evidenziano che il sistema risulta essere adeguato con un valore di LOLE medio nazionale inferiore alle 3 h/anno.

Come descritto nell'allegato metodologico, il risultato esposto rappresenta il valore medio di un numero molto elevato di possibili stati del sistema simulati con approccio probabilistico.

4.2 Impatto del rischio di dismissione degli impianti sull'adeguatezza

L'analisi EVA svolta per l'anno orizzonte **2028** ha evidenziato la presenza di circa 20,8 GW di capacità termoelettrica non economicamente sostenibile (come descritto in 3.3).

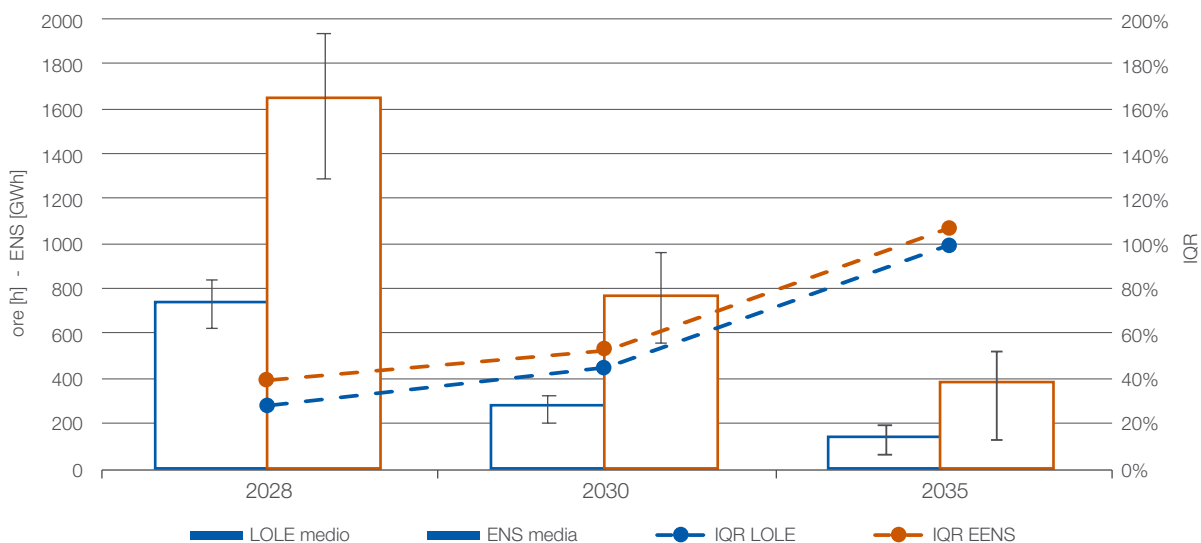
Nell'ipotesi di completa indisponibilità per **dismissione o messa in conservazione dei suddetti 20,8 GW**, il sistema elettrico risulterebbe **fortemente inadeguato** (oltre 100 ore annue di LOLE). Tale risultato non cambierebbe anche ipotizzando una tempestiva e completa realizzazione degli impianti di accumulo potenzialmente derivanti dalla prossima asta MACSE 2028.

Anche per gli anni orizzonte **2030** e **2035** la dismissione della **capacità termoelettrica stimata come economicamente insostenibile** (rispettivamente -20,7 e -23,6 GW) porrebbe il sistema in condizioni di **forte inadeguatezza**.

L'analisi di adeguatezza è stata condotta tenendo conto anche della variabilità climatica futura, simulando 36 diverse condizioni climatiche equiprobabili.

Dalla *Figura 19* si può osservare come le ore di LOLE e l'EENS diminuiscano dal 2028 al 2035, principalmente grazie al previsto sviluppo di nuova capacità rinnovabile e di accumulo, mantenendosi comunque sempre su livelli di vari ordini di grandezza superiori al reliability standard. Inoltre, si noti come la variabilità dei risultati delle simulazioni di adeguatezza aumenti dal 2028 al 2035, a prova del fatto che maggiore è la penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili nel sistema, più le sue condizioni di esercizio dipendono dalle condizioni climatiche. La dispersione degli indici di adeguatezza LOLE e ENS è stata rappresentata attraverso lo scarto interquartile⁷ (IQR) che negli scenari di lungo termine si attesta intorno al 100%.

Figura 19 Ore di LOLE ed EENS al Missing Money in funzione della variabilità climatica



Al fine di caratterizzare meglio le criticità cui il sistema elettrico potrebbe essere soggetto nell'orizzonte temporale analizzato e dettagliare in modo approfondito gli indicatori di adeguatezza, **è stato selezionato uno scenario climatico rappresentativo delle condizioni medie dell'intero set dei 36 scenari climatici** e che risulta avere anche un indicatore **LOLE vicino alla media**. Lo scenario climatico selezionato (WS 6) risulta essere caratterizzato da una estate con temperature nella media, una stagione invernale non particolarmente rigida e generazione FRNP nella media.

⁷ In statistica lo scarto interquartile è la differenza tra il terzo e il primo quartile, ovvero l'ampiezza della fascia di valori che contiene la parte centrale dei valori osservati.

Per tale condizione climatica si sono studiate le **heatmap del Loss Of Load Probability (LOLP)** che evidenziano (*Figura 20*) come i maggiori rischi di distacco di carico si verificano nelle ore serali nel periodo invernale e, in misura minore, anche nel periodo estivo dove il picco di carico assoluto è maggiore, ma al contempo si ha anche una elevata produzione da fotovoltaico. Le analisi evidenziano come sia necessaria la presenza del fabbisogno di accumuli previsto dall'asta MACSE per l'anno di consegna 2028 per coprire l'elevato carico residuo serale, specialmente in assenza di una parte significativa di potenza termoelettrica.

Figura 20 Heatmap del Loss of Load Probability

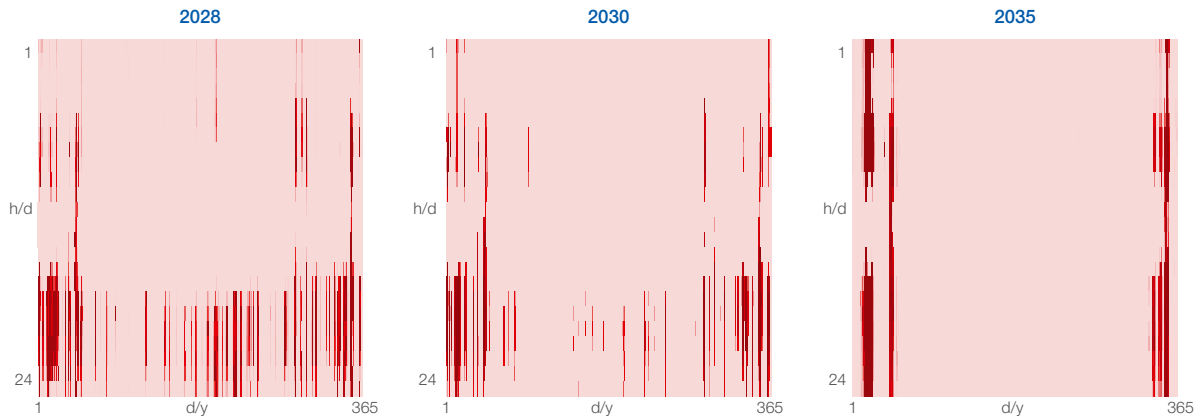
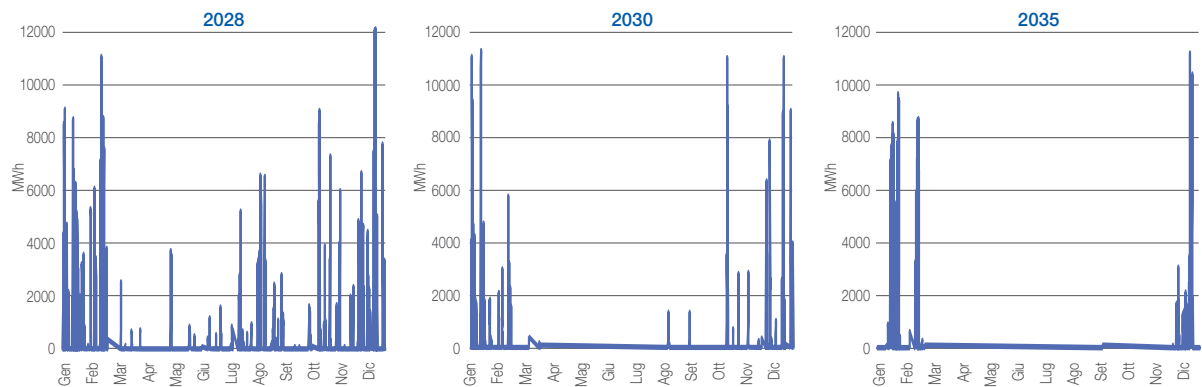


Figura 21 Distribuzione annuale con granularità orario dell'ENS



Osservando l'evoluzione delle heatmap, dall'anno orizzonte 2028 all'anno orizzonte 2035 si può notare come le criticità estive vadano gradualmente diminuendo, soprattutto grazie alla crescente penetrazione di fotovoltaico e accumuli. Tuttavia, nei mesi invernali, a causa della limitata producibilità fotovoltaica e dell'elevato picco di carico dovuto al sempre maggiore utilizzo delle pompe di calore per riscaldamento, la capacità di generazione e accumulo non riesce a coprire l'elevato carico residuo che si verifica nelle ore serali e notturne, sempre nell'ipotesi di dismissione di una quota consistente del parco termoelettrico.

La distribuzione temporale nel corso dell'anno dell'energia non servita (ENS) indica che l'evento di distacco di carico, a parità di probabilità di accadimento, genererebbe impatti maggiori sul sistema nei mesi invernali (*Figura 21*).


Al fine di caratterizzare gli **eventi di distacco** di carico, questi ultimi sono stati clusterizzati in base alla loro durata. In particolare, sono stati utilizzati quattro cluster: 1-2 h, 3-4 h, 5-8 h e maggiori di 9 h. Per ognuno di questi cluster sono state analizzate le seguenti grandezze:

- numero di eventi;
- ENS;
- magnitudo dell'evento.

In **Figura 22** sono riportati i grafici di queste grandezze per la condizione climatica media. È possibile osservare che per l'anno orizzonte 2028 gli eventi maggiormente critici risultano essere eventi lunghi (maggiori di 5 h) mentre, data la crescente penetrazione di accumuli con rapporto E/P=8h, al 2035 gli eventi maggiormente critici risultano essere caratterizzati da durata molto lunga (maggiori di 9 ore).

Figura 22 *Frequenza degli eventi con EENS, valore di energia non fornita, potenza massima di ciascun evento per cluster di durata degli eventi*





ANNEX I: Analogie e differenze fra ERAA 2024
e Rapporto Adeguatezza Italia 2024

46

ANNEX II: Analisi di adeguatezza

48

5.1 Simulazione del sistema elettrico

48

5.2 Approccio probabilistico

49



5

Allegati

Allegati

5

ANNEX I: Analogie e differenze fra ERAA 2024 e Rapporto Adeguatezza Italia 2024

Il documento ERAA 2024 di ENTSO-E in corso di pubblicazione rappresenta il contesto europeo in cui si inseriscono le analisi RAI. Le tempistiche del processo di raccolta dati, calcoli e semplificazioni dovute alla scala europea delle analisi dell'ERAA portano ad avere delle intrinseche differenze rispetto al documento nazionale. Le principali differenze sono descritte in questo paragrafo.

È importante ricordare la sinergia che sussiste tra le analisi nazionali e quelle europee. Le analisi di adeguatezza nazionale (NRAA) sono condotte da esperti dotati di una profonda conoscenza delle specificità regionali e sono, quindi, caratterizzate da un livello di dettaglio più profondo di quelle europee potendo tenere conto di specifiche peculiarità del sistema elettrico principalmente grazie a un più flessibile processo di aggiornamento dei dati di input e a un maggior dettaglio modellistico. Al contempo, il processo europeo ERAA consente di condividere dati e scenari dei diversi stati membri in un contesto coerente e organico, ad esempio, in termini di anni orizzonte e politiche energetiche e fornisce dei risultati di carattere generale in una visione d'insieme. Insieme, il rapporto di adeguatezza nazionale ed europeo offrono una visione completa e integrata della valutazione di adeguatezza, combinando le peculiarità che è possibile considerare nelle analisi nazionali in un contesto coerente europeo. Nonostante questa coerenza in termini di scenari e anni di riferimento, sussistono delle differenze metodologiche tra NRAA ed ERAA, in particolare in merito alla valutazione economica degli impianti che, nel caso dello studio europeo, è basata sui costi di sistema e non sui margini attesi per singolo produttore. Pertanto, le evidenze quantitative delle analisi europee potrebbero sottovalutare il rischio di adeguatezza, in quanto l'approccio metodologico scelto comporta una minore dismissione della capacità esistente, sovrastimando così la capacità che potrà contribuire all'adeguatezza del sistema.

Anni orizzonte:

Il documento ERAA, come indicato dal Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e Del Consiglio, prende in considerazione un arco temporale pari a dieci anni successivi a quello di pubblicazione selezionando tra questi un sottoinsieme di anni orizzonte da analizzare ritenuti più significativi. Pertanto, l'ERAA 24, ha come arco temporale il periodo che va dal 2025 al 2035 ed esamina gli anni 2026, 2028, 2030 e 2035.

Il Rapporto Adeguatezza Italia è un documento strategico che studia l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale nel medio e lungo termine. Al fine di mantenere la coerenza con il documento europeo, il RAI 24 analizza gli stessi anni di riferimento con eccezione del breve termine. Quindi gli anni sottoposti ad analisi sono il 2028, il 2030 e il 2035.

Scenario:

Sebbene i due studi condividano molti degli anni orizzonte oggetto delle analisi, come riportato nel capitolo 3, lo scenario energetico di base alle analisi svolte nel Rapporto Adeguatezza Italia 2024 è elaborato a partire dal DDS '24. Le differenze introdotte quindi, sono dovute ai tempi di elaborazione di ERAA e RAI tali per cui il primo non riesce a recepire gli aggiornamenti più recenti di scenario rispetto al secondo. In particolare, il processo di Data Collection di ENTSO-E si è concluso all'inizio del 2024 e quindi non è stato possibile fornire gli scenari energetici italiani descritti nel DDS '24 che è stato pubblicato il 2 ottobre 2024. Di contro, le analisi di adeguatezza nazionali recepiscono tutti gli ultimi aggiornamenti di scenario.

Come già evidenziato, nel RAI 24 (a differenza di ERAA24) per l'anno orizzonte 2028 si è prudenzialmente ipotizzata l'assenza degli accumuli utility scale contrattualizzati con la prima asta del MACSE (prevista per il 2025 con anno di consegna 2028) come descritto nel paragrafo 2.4.

Economic Viability Assesment:

L'analisi economica presentata in ERAA 24 si fonda sulla metodologia di minimizzazione dei costi del sistema (cosiddetto Cost-based approach) su cui si basano le analisi di adeguatezza dello stesso documento. Tale approccio consiste nel valutare la possibile evoluzione futura del sistema elettrico perseguendo un punto di equilibrio che minimizza i costi del sistema complessivo, ignorando la verifica di sostenibilità economica a livello di singolo impianto.

Tuttavia, lo stesso rapporto ERAA 24, nel recepire le raccomandazioni ACER emerse nel corso del 2023, include, come Case Study, una prima adozione della metodologia basata sulla stima dei profitti per singolo impianto (Revenue-based approach) che ha l'obiettivo di individuare una condizione di equilibrio coerente con i criteri economici effettivamente adottati dagli operatori del mercato elettrico.

Quest'ultimo criterio, come descritto, è quello impiegato nell'ambito del RAI 24 prendendo in esame lo stesso sistema europeo di ERAA 24 con la sola differenza del perimetro di impianti nazionali sottoposto ad analisi. La capacità di generazione esistente italiana sottoposta ad analisi nel 2028 in ERAA 24 ammonta a 19,2 GW. Nel RAI 24, invece, questa capacità è stata portata a 29,4 GW attraverso le considerazioni dettagliate nel paragrafo 3.2. Anche lo scenario italiano è stato aggiornato secondo quanto riportato nel paragrafo 2.

Analisi di Adeguatezza:

Si riportano le principali differenze tra la metodologia adottata in ERAA e la metodologia adottata nel RAI per quanto riguarda le analisi di adeguatezza:

- In ERAA il **perimetro di analisi** è pan-europeo, mentre nelle analisi RAI tale perimetro è ristretto alle sole zone di mercato italiane. In quest'ultimo caso sono modellati come "equivalenti" tutti i Paesi esteri confinanti, con particolare attenzione all'Estero Nord.
- Il **numero di anni Monte Carlo (MC)** estratti per ciascuno scenario climatico simulato (36 in ERAA come nel RAI) è molto differente. Nel Rapporto Adeguatezza Italia vengono estratti e analizzati 100 anni MC mentre in ERAA solamente 15. Tale differenza risulta particolarmente rilevante: un numero elevato di anni MC permette di eseguire una analisi più completa e accurata per un sistema elettrico a configurazione radiale come quello italiano dove le interconnessioni (soprattutto verso le Isole) giocano un ruolo rilevante nel garantire l'adeguatezza.
- L'import alla frontiera Nord è modellato come un nodo equivalente, a cui è associato un generatore ideale con capacità oraria pari all'esito delle simulazioni post-EVA condotta su perimetro pan-europeo. Tale nodo risulta essere connesso al sistema elettrico italiano attraverso una interconnessione equivalente descritta al punto seguente.
- Il valore di NTC alla frontiera Nord e il modello delle interconnessioni HVDC (in particolare quelle che interessano le Isole) sono stati modellati con maggiore dettaglio nel RAI in modo da tener conto di particolari condizioni relative all'esercizio della rete non catturate nei modelli bus-bar standard utilizzati in ERAA.

Vi sono, inoltre, ulteriori differenze minori tra cui una modellazione più dettagliata del parco termoelettrico nel RAI che prevede vincoli di accensione e spegnimento, costi di start-up per le singole unità, trascurati in ambito ERAA, oltre a delle curve di derating termico specifiche per ogni singola UP che vengono utilizzate al posto di quella media zonale utilizzata in ambito europeo. Quest'ultimo punto consente di poter caratterizzare al meglio il funzionamento delle unità termoelettriche rispetto alla temperatura esterna in modo da catturare fenomeni fisici che possono comprometterne il funzionamento come l'ATS.

ANNEX II: Analisi di adeguatezza

5.1 Simulazione del sistema elettrico

I due principali indicatori per la misura dell'adeguatezza di un sistema elettrico sono: l'energia non fornita in un anno (EENS), e il numero di ore in un anno in cui il sistema non riesce a coprire la domanda (LOLE).

La stima di questi due indicatori può essere effettuata attraverso la simulazione probabilistica del sistema elettrico in esame su un arco temporale di un anno. Simulazione che, a sua volta, richiede una serie di dati di input, fra i quali ad esempio:

- la generazione termica installata con relative caratteristiche tecniche;
- la generazione idrica, fotovoltaica ed eolica installata;
- la rete di trasmissione, rappresentata in modo semplificato attraverso la capacità di scambio (espressa come media pesata sui vari periodi dell'anno) a rete integra tra aree di mercato confinanti;
- i profili orari di generazione "imposta"⁸, ossia non vincolata agli ordini di merito economico;
- i profili orari di riduzione di capacità di scambio tra aree di mercato dovuti a manutenzioni programmate;
- il numero di settimane di manutenzione richieste da ciascun generatore;
- il profilo orario della temperatura, da cui si ricava il profilo di domanda;
- i profili orari di ventosità, irraggiamento e precipitazioni, da cui si ricavano i profili di generazione idrica, fotovoltaica ed eolica;
- i profili orari di indisponibilità di ciascun impianto di generazione termoelettrica per guasti accidentali;
- i profili orari di riduzione di capacità di scambio con le aree di mercato estere confinanti per fuori servizio accidentali.

Sulla base degli input sopra menzionati si risolvono in ordine i seguenti problemi di ottimizzazione con diverso orizzonte temporale:

1. la programmazione oraria su orizzonte annuale della gestione dei bacini idroelettrici e definizione di un piano di manutenzione ottimizzato per la generazione termoelettrica;
2. il dispacciamento orario su base settimanale che rivede la precedente sulla base dei guasti selezionati dal modello.

Entrambi i problemi di ottimizzazione ricercano la configurazione in grado di rispettare i vincoli tecnici del sistema simulato che minimizzi il costo variabile di generazione. In particolare, nello unit-commitment si richiede il rispetto dei vincoli relativi alla riserva d'esercizio e dei limiti di trasporto di potenza fra le diverse aree del sistema.

Come tutti i modelli, anche quello utilizzato nell'ambito delle analisi di seguito descritte presenta una serie di approssimazioni, fra cui:

- la risoluzione del bilancio domanda/generazione avviene all'interno di un unico mercato dell'energia (non si considerano mercati intraday, servizi di dispacciamento e di bilanciamento);
- l'assenza di strategie specifiche da parte dei produttori (condizione di "mercato perfetto").

⁸ Ad esempio, la generazione geotermica, da biomassa, e tutta la generazione soggetta a vincoli di esercizio (impianti essenziali).

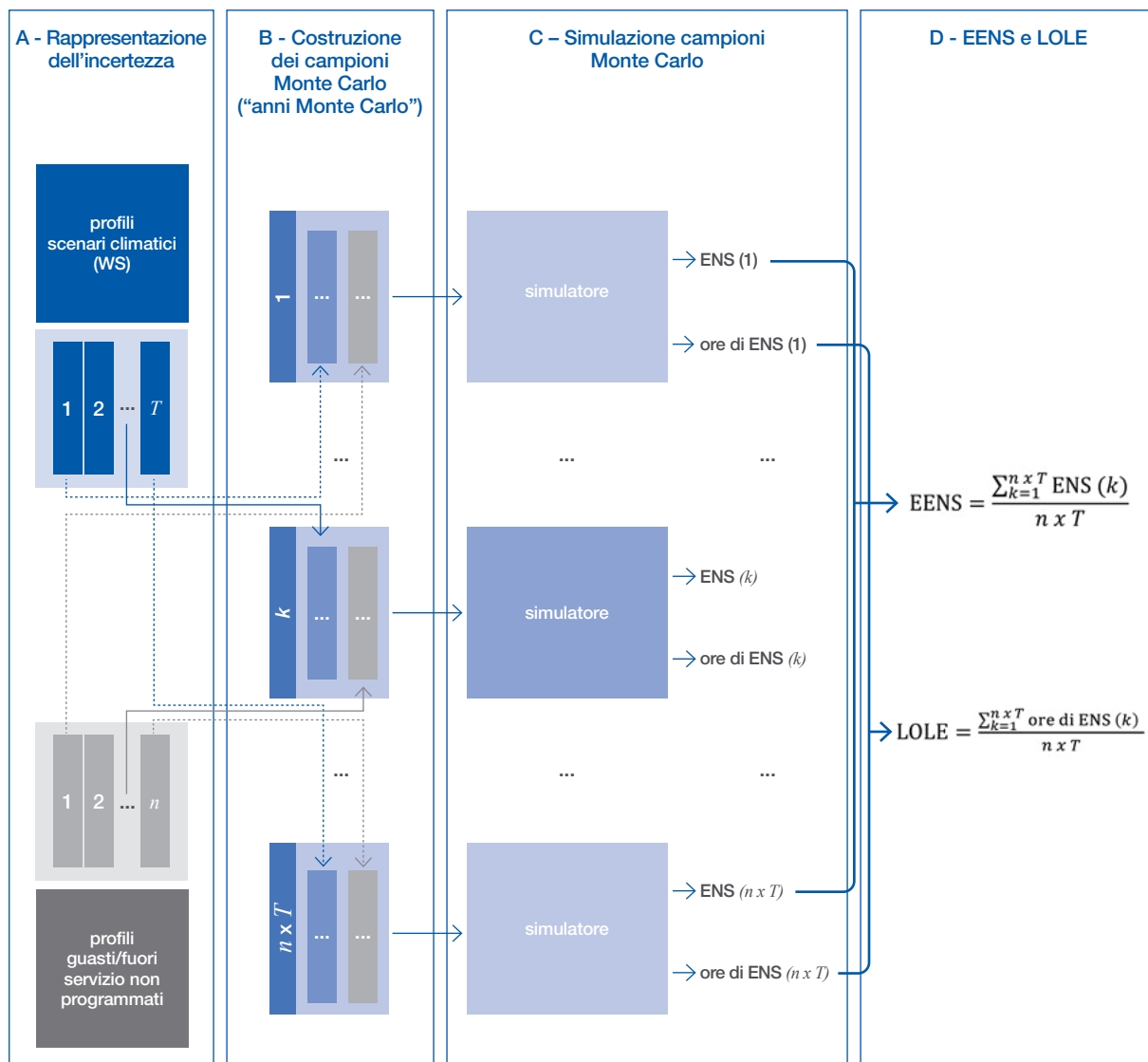
5.2 Approccio probabilistico

Il funzionamento quotidiano del sistema elettrico presenta una serie di elementi che, per loro natura, sono incerti tra cui:

- i fenomeni climatici (temperatura, ventosità, irraggiamento e precipitazioni);
- la disponibilità della generazione, che dipende anche dal verificarsi o meno di guasti;
- la disponibilità della capacità di trasmissione, che, come per la generazione, è legata anche a eventuali guasti.

Tale incertezza è destinata, nei prossimi anni, a essere sempre più rilevante: l'elettrificazione dei consumi e la maggior quota di produzione da fonti rinnovabili aumenteranno la dipendenza di carico e generazione dai fenomeni climatici incerti, l'invecchiamento progressivo del parco termoelettrico renderà più probabile il guasto di alcune componenti e l'aumento di fenomeni climatici estremi espone alcuni elementi della rete di trasmissione a una maggiore probabilità di fuori servizio. Per queste ragioni, una corretta valutazione dell'adeguatezza del sistema non può prescindere dall'utilizzo di un approccio probabilistico.

Figura 23 Sintesi approccio probabilistico





Un approccio probabilistico permette di considerare nelle simulazioni l'incertezza intrinseca di alcuni elementi di input. Attualmente, l'approccio probabilistico maggiormente utilizzato nell'ambito delle analisi di adeguatezza dei sistemi elettrici è il cosiddetto metodo Monte Carlo (*Figura 23*).

Il metodo Monte Carlo può essere riassunto come l'applicazione consecutiva delle seguenti azioni:

- A. si considera un campione di possibili valori e/o stati di funzionamento per tutti gli elementi potenzialmente incerti. Nella costruzione dei campioni si tiene conto della curva di distribuzione delle probabilità di accadimento di ciascuno degli stati di cui sopra;
- B. si costruisce un certo numero di campioni Monte Carlo (anche detti "anni Monte Carlo") con i diversi valori e/o stati di funzionamento individuati in A.
- C. si simula il funzionamento del sistema considerato nei diversi campioni Monte Carlo (anni MC) ottenuti in B e per ognuno di essi si calcolano gli indicatori di adeguatezza;
- D. si elabora la media annua sulla base dei risultati delle simulazioni del sistema descritte in C.

Nel seguito si descrivono con maggior dettaglio i quattro passaggi appena citati.

A. Incertezza in un sistema elettrico

Nell'analisi in oggetto l'incertezza è rappresentata principalmente:

- dalle variabili climatiche: ricavate sulla base di dati storici e opportunamente aggiornate per considerare i fenomeni di cambiamento climatico. Le variabili climatiche sono considerate completamente correlate: nella costruzione di un campione Monte Carlo si utilizzano sempre profili di temperatura, ventosità, irraggiamento e precipitazioni provenienti dallo stesso "anno climatico".
- dalla disponibilità della generazione e della capacità di scambio tra aree: valutata attraverso una sequenza di estrazioni casuali che simula il verificarsi di guasti di generatori e linee.

B. Costruzione dei campioni Monte Carlo ("anni Monte Carlo")

I vari anni MC da analizzare sono ottenuti raggruppando, per ciascuna zona di mercato, le condizioni climatiche associate a uno stesso anno climatico con i profili di disponibilità per ciascun generatore e i profili di disponibilità della capacità di scambio con le aree confinanti. Gli anni Monte Carlo così costruiti sono considerati tutti equiprobabili, in quanto la probabilità di accadimento viene considerata nella numerosità complessiva di anni MC simulati che includono la stessa variabile elementare.

C. Simulazione dei campioni Monte Carlo

Per ogni anno MC generato si simula il funzionamento del sistema elettrico e si ricavano gli indicatori di adeguatezza tramite il calcolo dell'indice ENS (*Energy Not Supplied, MWh*), inteso come la quota parte di domanda non fornita, e il numero di ore in cui tale valore è diverso da zero.

D. EENS e LOLE

L'ultimo step del processo è il calcolo del valore medio dell'ENS di tutti gli anni MC simulati, che rappresenta l'*Expected Energy Not Supplied (EENS)*. Analogamente la media delle ore, per ogni anno MC, in cui il valore di ENS è differente da zero rappresenta il Loss of Load Expectation (LOLE).

Per ogni "anno climatico" si ottiene quindi un valore di EENS e LOLE ottenuto dalla media degli anni MC simulati in quelle date condizioni di temperatura, irraggiamento e ventosità.



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

