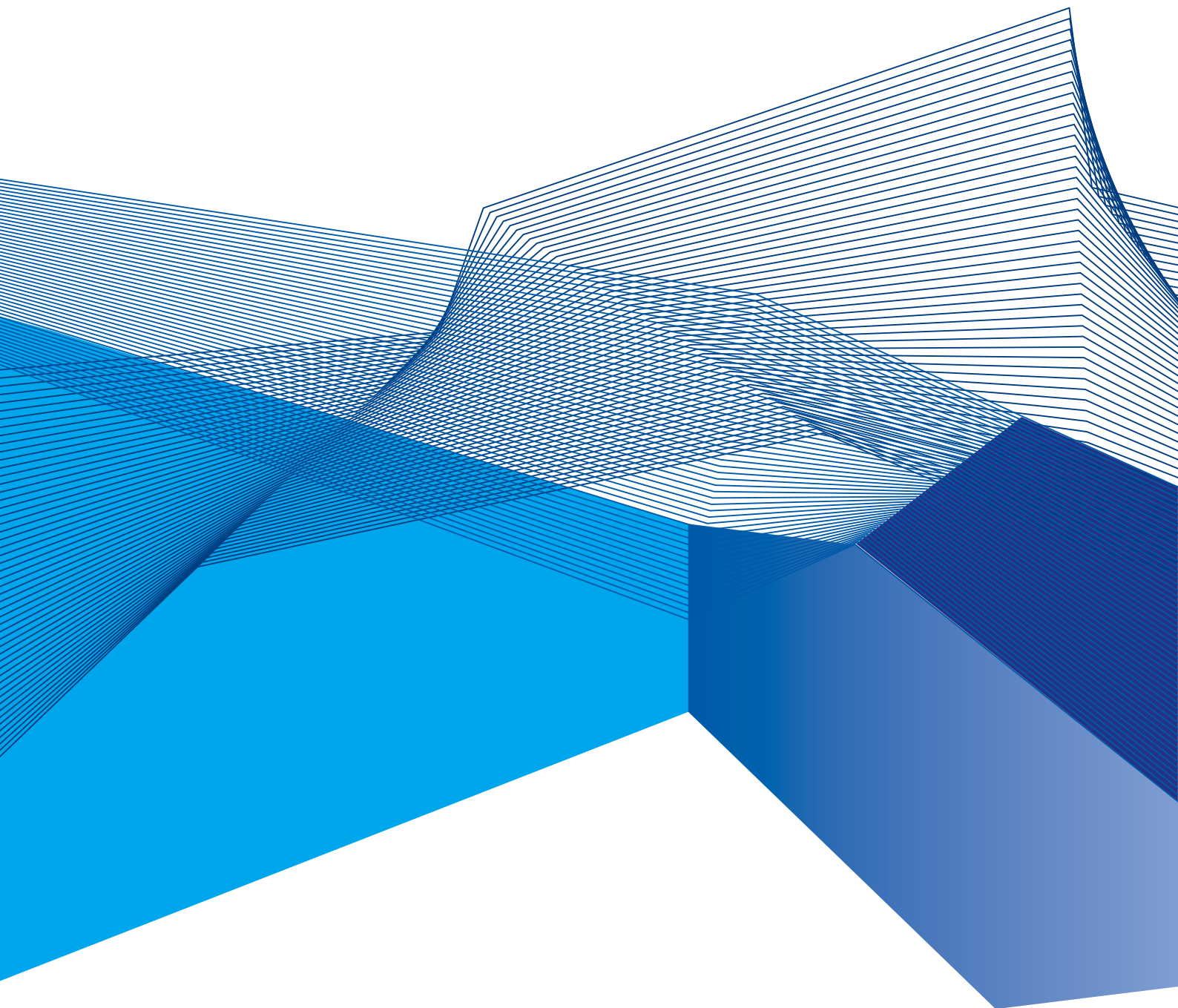


2025

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'adequatezza 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 è al centro di una trasformazione profonda e continua, spinta dalla necessità di integrare volumi crescenti di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili (di seguito: FRNP), in ragione dell'aumento progressivo di nuove installazioni di questi impianti. Da inizio 2022 a fine 2025 infatti sono entrati in esercizio 23,3 GW di impianti fotovoltaici ed eolici.

Questo processo, tuttora in corso, da una parte permette di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili e l'esposizione alle tensioni sui prezzi di gas e CO₂, limitando i rischi legati a fattori geopolitici e mercati internazionali, dall'altra pone nuove sfide e complessità nell'esercizio del sistema elettrico.

La progressiva sostituzione della generazione termoelettrica a gas con fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) richiede infatti di affrontare sfide rilevanti nella gestione del sistema elettrico, ad esempio con riferimento a:

- **l'adeguatezza**, ovvero la capacità del sistema di coprire il fabbisogno in ogni istante, considerando l'aleatorietà delle FRNP e quantificando opportunamente il contributo di accumuli e delle importazioni;
- **la flessibilità** da intendersi come la capacità del sistema stesso di far fronte alla variabilità e all'incertezza che il fabbisogno e la generazione da FRNP introducono nel sistema;
- la gestione della cosiddetta **overgeneration**, ovvero dell'eccesso di produzione rispetto al fabbisogno: situazione che negli ultimi anni si è verificata tipicamente durante le giornate festive e prefestive primaverili caratterizzate da bassi consumi ed elevata produzione rinnovabile. Negli scenari futuri le condizioni di esercizio con carico residuo ridotto saranno sempre più frequenti visto il contributo crescente della generazione da fonti rinnovabili;
- la **regolazione di tensione** degli impianti termoelettrici sincroni assicura un controllo continuo di potenza reattiva e un supporto alla robustezza del sistema. Una loro diminuzione può accentuare la volatilità dei profili di tensione, rendendo più complessa la gestione dei limiti di sicurezza e aumentando la sensibilità della rete alle variazioni delle condizioni di esercizio e durante i guasti;
- la **regolazione di frequenza**, in termini di stabilità, è dipendente dal **valore dell'inerzia** del sistema tradizionalmente fornita dagli impianti termoelettrici sincroni. La loro progressiva riduzione rende la frequenza più sensibile agli sbilanciamenti improvvisi tra generazione e carico, con oscillazioni più rapide e marcate. Questo complica la gestione della stabilità del sistema e aumenta il rischio di separazioni di rete;
- l'aumento delle **congestioni di rete** legato allo sviluppo delle FRNP, per sua natura non omogeneo rispetto ai centri di consumo.

In questo contesto di cambiamento e maggiore incertezza il **Rapporto Adeguatezza Italia (RAI)** ha l'obiettivo di verificare le condizioni di adeguatezza del sistema italiano nel medio e lungo termine, prendendo in esame gli anni orizzonte 2030 e 2035. Alla base di queste valutazioni ci sono gli elementi già contenuti negli scenari energetici, elaborati da Terna e Snam nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (di seguito: Scenari o DDS '24), sulla base del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (Il PNIEC) adottato dal Governo a luglio 2024.

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.

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 dell'energia elettrica, 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.

La verifica di adeguatezza è preceduta dall'analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA, Economic Viability Assessment) che ha lo scopo di verificare la capacità degli impianti esistenti di coprire i propri costi sul mercato dell'energia nei diversi anni orizzonte oggetto dello studio. L'esito dell'analisi EVA, pertanto, definisce il perimetro di generazione che rimarrà disponibile all'esercizio in quanto economicamente sostenibile. Questo implica che verrà considerata dismessa la capacità che non copre i propri costi fissi, consentendo di eseguire con maggior accuratezza l'analisi di adeguatezza e di verificare il rispetto degli standard definiti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito: ARERA) nella Delibera 370/2021/R/EEL.



Risultati

L'importante incremento delle FRNP e accumuli previsto negli Scenari - ed in parte già registrato - determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrica a gas, con conseguente contrazione del valore del mercato della generazione termoelettrica e crescente rischio di dismissione per insostenibilità economica di una parte del parco. Infatti, già negli ultimi anni si è osservata una progressiva riduzione del numero di ore di funzionamento degli impianti e - di conseguenza - della produzione termoelettrica. Più nel dettaglio, la produzione termoelettrica (escludendo la produzione da biomassa e geotermoelettrica) è passata da 175 TWh nel 2022 a 131 TWh nel 2024. Tale contrazione è particolarmente rilevante per gli impianti a gas non cogenerativi, che rappresentano la quota del mercato elettrico contendibile: nel 2024 questa quota si attesta a circa 52 TWh, in calo di quasi 30 TWh rispetto al 2022, ed è attesa in ulteriore diminuzione nel medio-lungo termine. Poiché il parco di generazione presenta livelli di efficienza piuttosto eterogenei, la riduzione della produzione si concentra in maniera più che proporzionale sugli impianti meno efficienti.

L'analisi condotta mostra come la capacità termoelettrica complessivamente stimata in perdita, ovvero con un primo margine inferiore ai costi fissi, supera 26 GW già nel 2030. Le simulazioni effettuate mostrano che tale capacità avrà al 2030 meno di 1.000 ore di funzionamento annue. Se tale capacità venisse effettivamente dismessa, la capacità termoelettrica disponibile scenderebbe al di sotto del livello minimo necessario a garantire l'adeguatezza del sistema, con il risultato di un sistema esposto a centinaia di ore di LOLE, ossia ore in cui la domanda attesa supera la capacità disponibile. Va inoltre rilevato che l'analisi di sostenibilità economica non è stata applicata al parco di generazione cogenerativo asservito a cicli industriali interni, assumendone la continuità operativa anche tramite interventi di rinnovo, laddove necessari. In assenza di tali interventi, il mancato ammodernamento del parco cogenerativo peggiorerebbe ulteriormente le criticità di adeguatezza.

Tali evidenze confermano che un sistema privo di meccanismi a termine, e quindi affidato ai soli segnali provenienti dai mercati spot, tenderebbe a un livello di capacità programmabile determinato esclusivamente dall'equilibrio economico di breve periodo, non compatibile con



gli standard di adeguatezza. Tali rischi permangono anche considerando nell'analisi la capacità di accumulo già contrattualizzata nella prima asta MACSE in cui sono stati contrattualizzati 10 GWh di capacità di accumulo corrispondenti a 1,2 GW in CDP, un ammontare che non modifica in modo sostanziale l'equilibrio di adeguatezza del sistema elettrico italiano. Si ricorda inoltre che lo scenario considera una crescita significativa degli accumuli, che al 2030 raggiungono 50 GWh di capacità energetica. Tuttavia, dalle analisi di adeguatezza si osserva che il contributo marginale delle BESS aggiuntive all'adeguatezza decresce in funzione della loro penetrazione nel sistema elettrico. Infatti, con l'aumento progressivo della capacità di accumulo in sostituzione di altre fonti programmabili, le BESS non riescono più a raggiungere livelli di carica sufficienti per contribuire pienamente all'adeguatezza nelle ore critiche.

Occorre infine evidenziare che le valutazioni di adeguatezza presentate in questo documento si basano su scenari europei che nel prossimo decennio prevedono l'ingresso di una quota significativa di nuova capacità programmabile "da policy" (circa 170 GW di gas e sistemi di accumulo), ovvero individuata nei diversi PNIEC per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. Tuttavia, non tutti gli Stati Membri hanno anche implementato dei meccanismi di policy in grado di garantire che tali risorse entrino effettivamente e tempestivamente in esercizio. Questo disallineamento tra le traiettorie reali e quelle previste dalle politiche nello sviluppo della capacità programmabile potrebbe tradursi in un livello di risorse disponibili significativamente inferiore rispetto alle attese su scala europea, con rischi tangibili anche per l'Italia, legati alla minore affidabilità delle importazioni nei momenti critici.

Si ricorda che il Rapporto Adeguatezza Italia adotta, in via cautelativa, un contributo dell'import all'adeguatezza nei momenti critici di almeno 4.000 MW sulla frontiera Nord, mentre in esito alle valutazioni europee (ERAA) risulta un contributo dell'import all'adeguatezza italiana mediamente pari a 9 GW. Sarà opportuno valutare nel tempo l'effettiva realizzazione della capacità programmabile prevista a livello europeo, al fine di confermare la disponibilità di almeno 4.000 MW di import negli anni futuri in ogni condizione di esercizio.





Conclusioni

Come sopra richiamato, le analisi effettuate confermano che un mercato elettrico privo di meccanismi a termine tesi a garantire l'adeguatezza e quindi, in cui il mantenimento dell'adeguatezza sia affidato ai soli segnali provenienti dai mercati spot, porterebbe il sistema elettrico a disporre di un livello di capacità programmabile non compatibile con gli standard di adeguatezza.

Per gestire tale criticità, diversi Paesi europei hanno introdotto meccanismi di capacità garantendo così la disponibilità di risorse programmabili. Francia, Polonia, Belgio e Irlanda hanno adottato un Capacity Market, in cui gli operatori si aggiudicano contratti di capacità a termine per assicurare la disponibilità degli impianti nei momenti critici. Finlandia, Germania e Svezia utilizzano invece una riserva strategica, che prevede la contrattualizzazione di impianti dedicati: tali unità non possono partecipare ai mercati dell'energia e vengono attivate solo in situazioni di emergenza.

Come noto, per garantire l'adeguatezza del sistema italiano è in vigore il Capacity Market che prevede lo svolgimento di aste annuali. Nelle prime edizioni, queste aste hanno svolto il compito di sostenere la realizzazione di nuova capacità, per colmare gap di adeguatezza preesistenti e contemporaneamente permettere la sostituzione degli impianti più obsoleti. Con le aste del Capacity Market svolte finora sono stati contrattualizzati nuovi impianti per circa 9 GW di CDP che equivalgono, in potenza massima, a circa 10,8 GW (di cui circa 7,9 GW di nuova capacità a gas e circa 2,9 GW di nuovi accumuli), al netto delle iniziative risolte. Nelle aste più recenti, il sistema ha mostrato un minor bisogno di nuova capacità, suggerendo che l'adeguatezza può essere assicurata soprattutto sfruttando la capacità già presente o sostituendola quando necessario. In tale contesto, il Capacity Market assume un ruolo fondamentale nell'evitare la dismissione della capacità esistente per ragioni di insostenibilità economica.

Con il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 9 maggio 2024, n. 180, è stato approvato lo svolgimento delle procedure concorsuali per l'approvvigionamento di capacità fino all'anno di consegna 2028. Il medesimo decreto, all'articolo 3, comma 2, prevede che entro il 31 dicembre 2026 Terna presenti al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e all'ARERA un'analisi in merito alle condizioni per l'eventuale ricorso al sistema di remunerazione della capacità per gli anni di consegna successivi al 2028.

Le analisi di adeguatezza contenute in questo rapporto indicano la necessità di mantenere un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità finalizzato a mantenere adeguati standard di adeguatezza nel sistema elettrico anche negli anni successivi all'orizzonte 2028. Si propone quindi che questo documento possa essere utilizzato e valutato anche per le finalità previste dal decreto soprarichiamato.

Considerando l'evoluzione prevista del sistema e del mercato elettrico, il Capacity Market si configura come un meccanismo strutturale per garantire l'adeguatezza del sistema. Pertanto, si ritiene necessario proseguire con le aste dell'attuale meccanismo nei limiti indicati dalla

Decisione C(2019)4509 del 14 giugno 2019 della Commissione Europea che consente l'esecuzione di aste fino all'anno 2028, con ultimo anno di consegna 2032. Sarà inoltre importante contrattualizzare la capacità necessaria tempestivamente e con congruo anticipo rispetto all'anno di consegna, in modo da consentire una adeguata pianificazione delle iniziative di investimento.

Le analisi confermano infine che, in permanenza di un Capacity Market efficiente in grado di garantire la sostenibilità economica degli impianti, il sistema futuro non solo risulterà adeguato, ma potrà potenzialmente anche rinunciare ad una parte della capacità termoelettrica esistente. L'esatta entità delle dismissioni ammissibili risulta però fortemente dipendente dall'evoluzione della capacità di generazione, degli accumuli e del fabbisogno, nonché dall'effettiva realizzazione degli sviluppi di rete previsti dal Piano di Sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale.

Un adeguato meccanismo di remunerazione della capacità, inclusa una corretta definizione e valorizzazione dei cosiddetti "coefficienti di derating", così come una corretta interazione di quest'ultimo coi meccanismi a termine dedicati ad accumuli e rinnovabili (segnatamente il Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico - nel seguito MACSE e le aste a termine per la realizzazione di nuove rinnovabili svolte dal Gestore dei Sistemi energetici o GSE) risulta in ogni caso fondamentale per guidare le eventuali dismissioni fornendo i giusti segnali economici agli operatori.

L'applicazione di coefficienti di derating alle diverse tecnologie di generazione e di accumulo nell'ambito del Capacity Market, così come nella definizione dei fabbisogni dei sistemi di accumulo ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, ha la finalità di confrontare tecnologie differenti su una base comune, ovvero di normalizzarne il contributo all'adeguatezza del sistema elettrico e le relative capacità prestazionali.

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

L'attuale disegno di mercato presuppone, infatti, la definizione di un fabbisogno di sistemi di accumulo approvvigionato tramite l'asta MACSE che tenga conto dell'evoluzione delle rinnovabili, valorizzando altresì il contributo all'adeguatezza dei sistemi di accumulo nella valutazione dei benefici di questi ultimi, per il tramite di appropriati coefficienti di derating. D'altronde, nella determinazione della quantità di risorse da approvvigionare nell'ambito del Capacity Market si tiene conto del contributo all'adeguatezza degli accumuli così come di quello degli impianti rinnovabili, proprio tramite i coefficienti di derating.

Indice

1	Introduzione	10
	1.1 Contesto normativo	12
	1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	12
	1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2025	13
2	Contesto ed evoluzione del sistema elettrico	14
	2.1 Evoluzione del sistema elettrico	16
	2.1.1 <i>Fabbisogno elettrico</i>	16
	2.1.2 <i>Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili</i>	18
	2.1.3 <i>Esiti delle aste Capacity Market</i>	20
	2.1.4 <i>Capacità d'accumulo del sistema elettrico</i>	22
	2.1.5 <i>Capacità termoelettrica</i>	23
	2.1.6 <i>Rete di riferimento e principali interventi di sviluppo interzonali</i>	25
	2.2 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	25
3	Valutazione di sostenibilità economica degli impianti	30
	3.1 Processo EVA	32
	3.2 Risultati EVA perimetro europeo	33
	3.3 Perimetro di analisi per l'Italia	34
	3.4 Risultati EVA per l'Italia	34
4	Valutazione di adeguatezza	36
	4.1 Adeguatezza negli scenari di riferimento in assenza di dismissioni	38
	4.2 Impatto sull'adeguatezza del rischio di dismissione degli impianti programmabili	38

5	Allegati	42
	ANNEX I: Confronto con ERAA 2025	42
	ANNEX II: Analisi di adeguatezza	48
	5.1 Simulazione del sistema elettrico	48
	5.2 Approccio probabilistico	49
	ANNEX III: Considerazioni sulle future aste del Capacity Market	51

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1	<i>Evoluzione storica del fabbisogno e proiezione da scenario (TWh)</i>	16
Figura 2	<i>Evoluzione picco di carico (GW) nel medio e lungo termine (valore medio, 10° e 90° percentile tra le diverse condizioni simulate)</i>	17
Figura 3	<i>Evoluzione storica delle FRNP e proiezione da scenario (GW)</i>	18
Figura 4	<i>Evoluzione della CDP FRNP (GW)</i>	18
Figura 5	<i>Capacità FRNP esistente e già contrattualizzata (GW)</i>	19
Figura 6	<i>Capacità nuova assegnata in esito delle aste Capacity Market e relativo prezzo</i>	20
Figura 7	<i>CDP nuova capacità per stato d'avanzamento</i>	21
Figura 8	<i>Capacità nuova contrattualizzata CM per tipologia [GW]</i>	21
Figura 9	<i>Evoluzione capacità di accumulo (GWh)</i>	22
Figura 10	<i>Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2005-2024</i>	23
Figura 11	<i>Massima potenza installata (GW) per l'adeguatezza negli scenari considerati</i>	24
Figura 12	<i>Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato</i>	25
Figura 13	<i>Margine minimo di adeguatezza (GW) nel periodo 2013-2025</i>	26
Figura 14	<i>Evoluzione produzione netta a carbone 2019-2025</i>	28
Figura 15	<i>Evoluzione del parco europeo (termoelettrico, DSR e accumuli elettrochimici) per dinamiche economiche nel periodo 2026-2035</i>	34
Figura 16	<i>Perimetro di analisi di sostenibilità economica negli anni 2030/2035</i>	34
Figura 17	<i>Capacity factor delle unità alimentate a gas nell'anno 2025 e nello scenario atteso al 2030 (media dei sei scenari climatici oggetto di EVA)</i>	35
Figura 18	<i>Evoluzione parco di generazione termoelettrico nazionale per dinamiche economiche (2030-35)</i>	35
Figura 19	<i>Ore di LOLE ed EENS al Missing Money in funzione della variabilità climatica (2030-35)</i>	39
Figura 20	<i>Heatmap del Loss of Load Probability per uno scenario climatico medio e gli anni di riferimento 2030 e 2035</i>	40
Figura 21	<i>Distribuzione annuale con granularità orario dell'EENS</i>	40
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>	41
Figura 23	<i>Sintesi approccio probabilistico</i>	49



1.1 Contesto normativo	12
1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	12
1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2025	13



1 Introduzione

Introduzione



1.1 Contesto normativo

In ambito europeo e nazionale, il Rapporto Adeguatezza Italia è redatto sulla base di una serie di atti normativi. In particolare:

- a livello **europeo**, il **Regolamento (UE) 2019/943, all'articolo 24**, disciplina le valutazioni nazionali dell'adeguatezza (National Resource Adequacy Assessment – NRAA);
- in ambito nazionale, l'**articolo del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019** che richiede di effettuare ed 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;
- l'**articolo 2.1 del Decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 09 maggio 2024, n. 180**, che ha definito un valore di LOLE massimo pari a **3h/anno**;
- l'**articolo 3.2 del medesimo decreto**, stabilisce che Terna debba presentare al Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica e all'ARERA un'analisi in merito alle condizioni per l'eventuale ricorso al sistema di remunerazione della capacità per gli anni di consegna successivi al 2028.

Inoltre, il presente rapporto è redatto in attuazione dell'articolo **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 riporta una analisi di adeguatezza con orizzonte decennale.

1.2 Precedenti Rapporti Adeguatezza Italia

Il Rapporto Adeguatezza Italia 2024 ha analizzato gli anni orizzonte 2028, 2030, 2035 mostrando che l'importante incremento delle FRNP e degli accumuli determinerà una sostanziale riduzione delle ore di funzionamento del parco di generazione termoelettrico a gas, con contrazione dei margini di guadagno e conseguente rischio di dismissione per insostenibilità economica.

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.

Le analisi effettuate hanno evidenziato che, senza meccanismi di contrattualizzazione a termine della capacità necessaria, il sistema si porterebbe a un punto di equilibrio economico non compatibile con gli standard di adeguatezza.

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 confermavano che, in assenza di dismissioni per insostenibilità economica e ipotizzando la permanenza in esercizio della capacità già contrattualizzata nelle precedenti aste del Capacity Market, il sistema futuro non solo risulterà adeguato, ma potrà parzialmente anche rinunciare a una parte della capacità termoelettrica esistente.

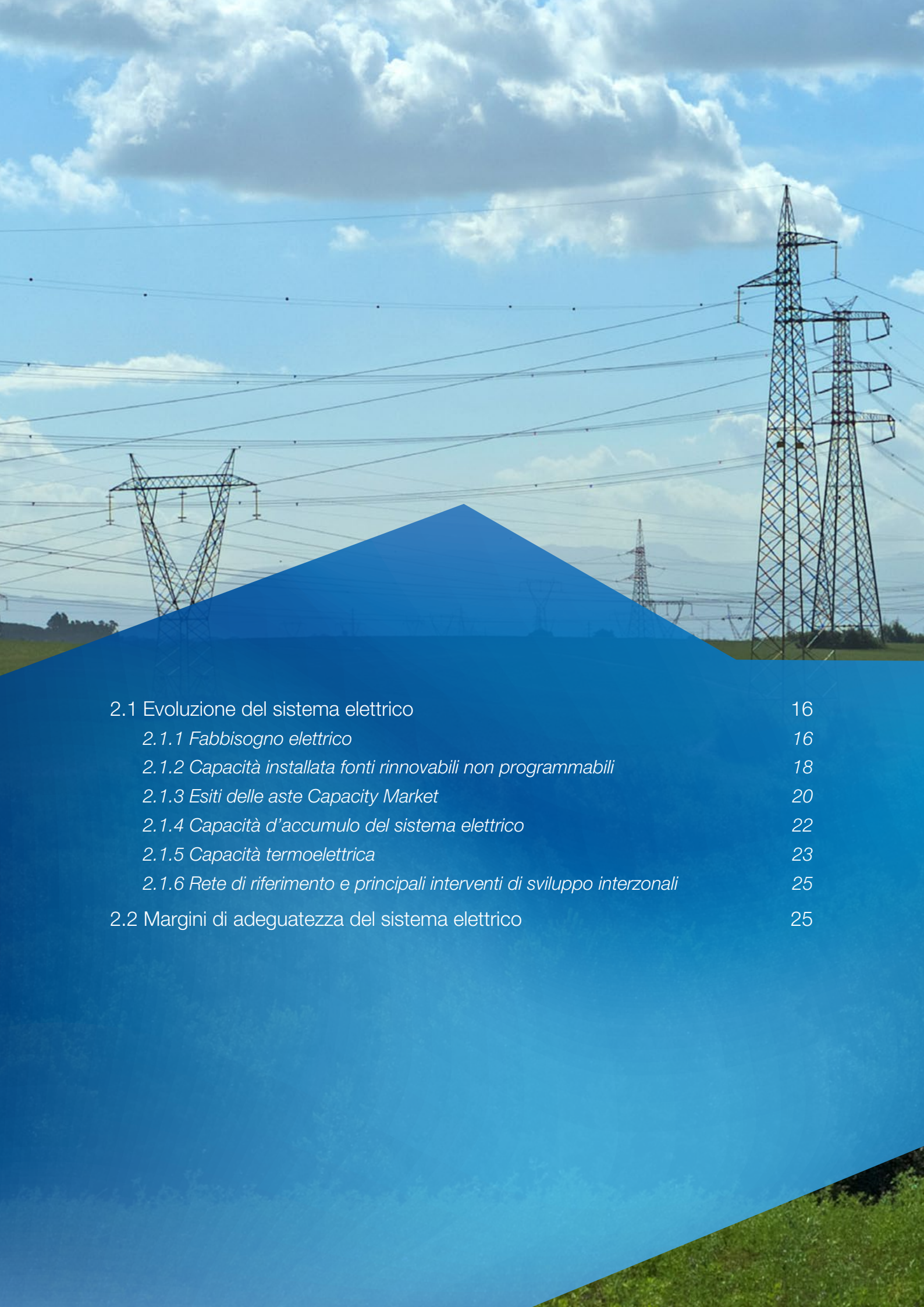
1.3 Principali novità del Rapporto Adeguatezza Italia 2025

Il presente rapporto si pone in continuità con la versione precedente e consolida ulteriormente la metodologia applicata alle analisi di adeguatezza, perseguendo un processo di miglioramento continuo.

L'analisi di sostenibilità economica è stata svolta su sei differenti scenari climatici in tutti gli anni target di ERAA 2025 (2028, 2030, 2033 e 2035), introducendo fattori atti a rappresentare in modo più accurato l'avversione al rischio di un reale investitore.

Nell'analisi di adeguatezza sono stati introdotti degli elementi che migliorano la caratterizzazione del sistema elettrico italiano quali le indisponibilità per ATS (Alta Temperatura allo Scarico) dei gruppi termoelettrici ed i profili di disponibilità dei collegamenti in HVDC che modellizzano in maniera più accurata guasti e manutenzioni di questi elementi.

In continuità con quanto sviluppato nel precedente rapporto per la frontiera Nord, è stata infine rafforzata la modellizzazione del contributo dell'import alle frontiere con Grecia e Montenegro, così da considerare l'evoluzione del sistema elettrico europeo e le condizioni di esercizio che incidono sui limiti di scambio transfrontaliero.



2.1 Evoluzione del sistema elettrico	16
2.1.1 <i>Fabbisogno elettrico</i>	16
2.1.2 <i>Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili</i>	18
2.1.3 <i>Esiti delle aste Capacity Market</i>	20
2.1.4 <i>Capacità d'accumulo del sistema elettrico</i>	22
2.1.5 <i>Capacità termoelettrica</i>	23
2.1.6 <i>Rete di riferimento e principali interventi di sviluppo interzonali</i>	25
2.2 Margini di adeguatezza del sistema elettrico	25



2

**Contesto ed
evoluzione del
sistema elettrico**

Contesto ed evoluzione del sistema elettrico

2

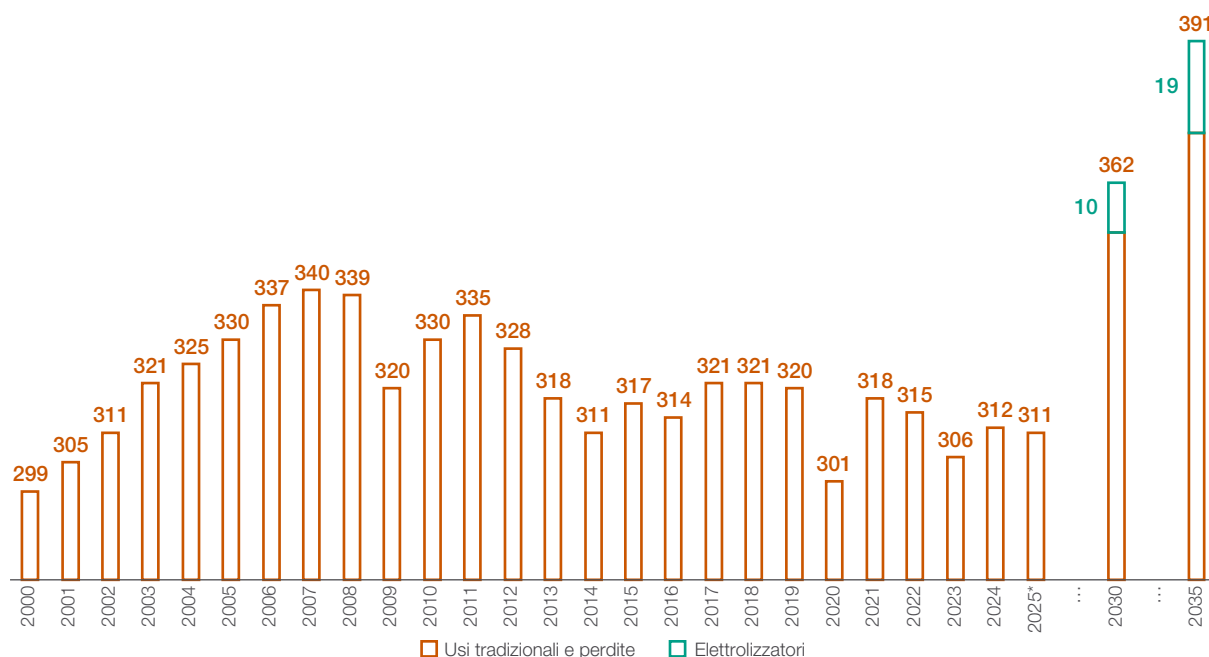
2.1 Evoluzione del sistema elettrico

Ai fini delle analisi svolte in questo documento sono stati considerati gli scenari energetici e l'evoluzione delle principali variabili di scenario descritte nel Documento di Descrizione degli Scenari 2024 (DDS 24) in coerenza con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 2024. In particolare, per il 2030 è stato utilizzato lo scenario PNIEC policy mentre per il 2035 si è utilizzata una media delle traiettorie descritte dagli scenari DE-IT e GA-IT. Gli stessi dati utilizzati per le analisi nazionali sono stati forniti ad ENTSO-E nell'ambito della data collection di ERAA 25.

2.1.1 Fabbisogno elettrico

Nella [Figura 1](#) è rappresentato l'andamento del fabbisogno elettrico dal 2000 fino al 2035. Si nota come il fabbisogno elettrico sia cresciuto negli anni fino al 2008, con una contrazione durante le crisi economiche del 2009 e del 2012, fino a rimanere pressoché costante negli anni 2017-18-19. Nel 2020 le misure per il contrasto e il contenimento della pandemia da Covid-19 hanno provocato un arresto di alcune attività economiche con conseguente riduzione del fabbisogno elettrico. Dopo una ripresa del fabbisogno e dell'economia in generale nel 2021, negli anni 2022 e 2023 si osserva una minore correlazione tra crescita economica e crescita della domanda di energia elettrica, fenomeno noto anche come "decoupling".

Figura 1 *Evoluzione storica del fabbisogno e proiezione da scenario (TWh)*

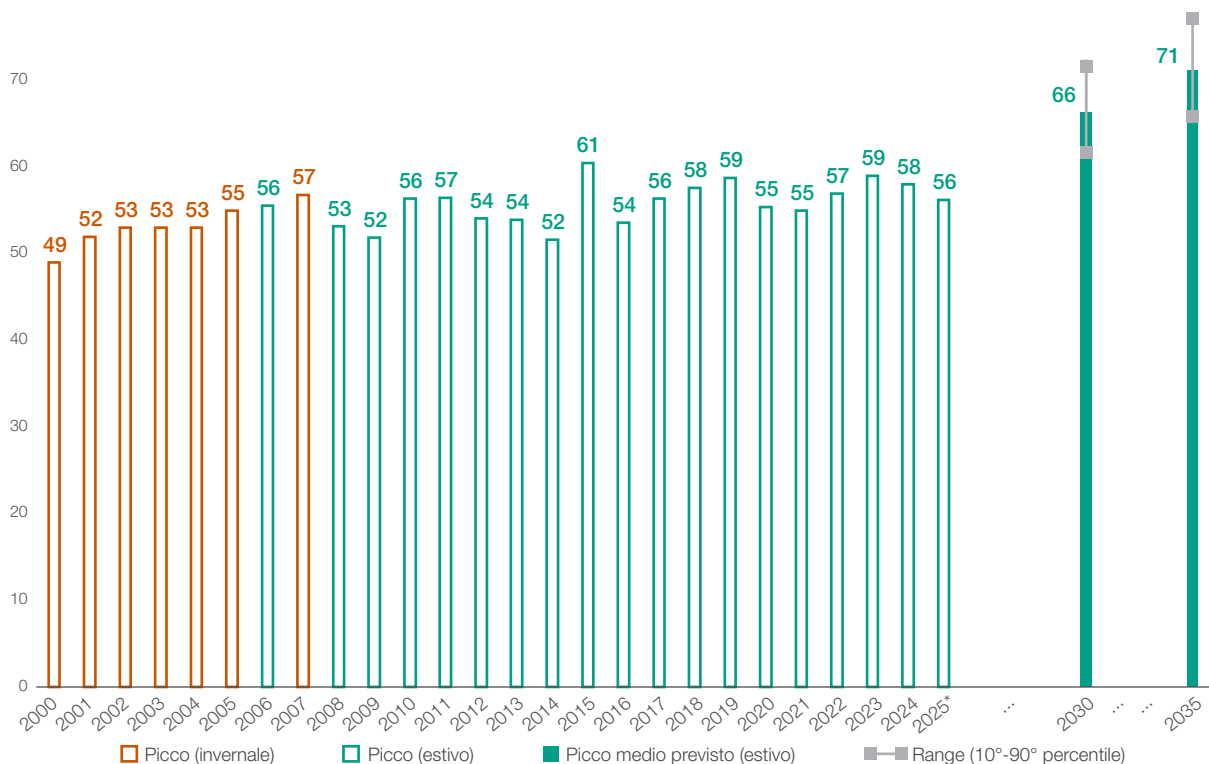


* Dato provvisorio.

Lo scenario futuro considera un aumento dell'efficienza energetica, lo sviluppo atteso di data center, veicoli elettrici, pompe di calore e fattorizza i consumi necessari per la produzione nazionale di idrogeno verde da elettrolisi. Nello scenario analizzato, il fabbisogno elettrico cresce fino a circa 362 TWh al 2030 per poi arrivare a circa 391 TWh nel 2035.

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 metodologia 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)*

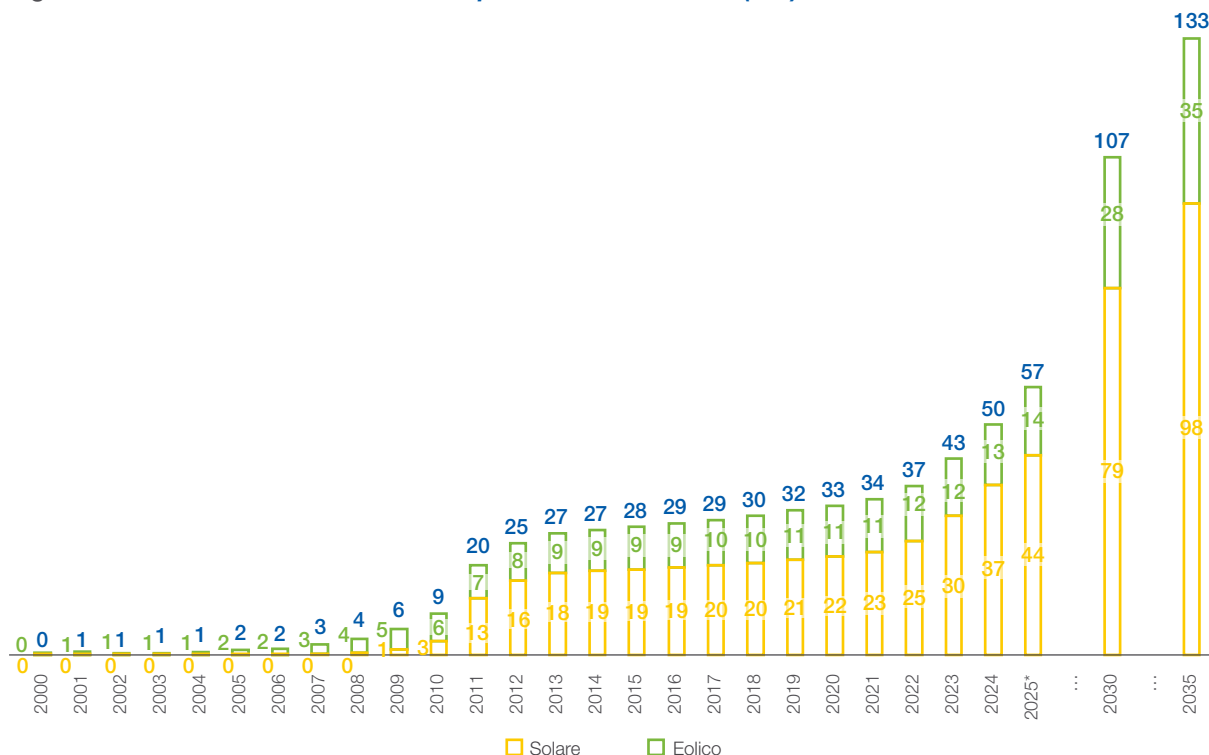


* Dato provvisorio.

2.1.2 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili

A fine 2025, il totale della capacità installata di eolico e solare è arrivato a 57 GW, a fronte di un target PNIEC 2030 pari a 107 GW. Il ritmo annuo di nuova capacità rinnovabile installata si conferma a buoni livelli: +7,1 GW nel 2025, in linea con quella del 2024 e in crescita rispetto agli anni 2021-23 (+1,4 GW nel 2021, +3,0 GW nel 2022 e +5,7 GW nel 2023).

Figura 3 *Evoluzione storica delle FRNP e proiezione da scenario (GW)*

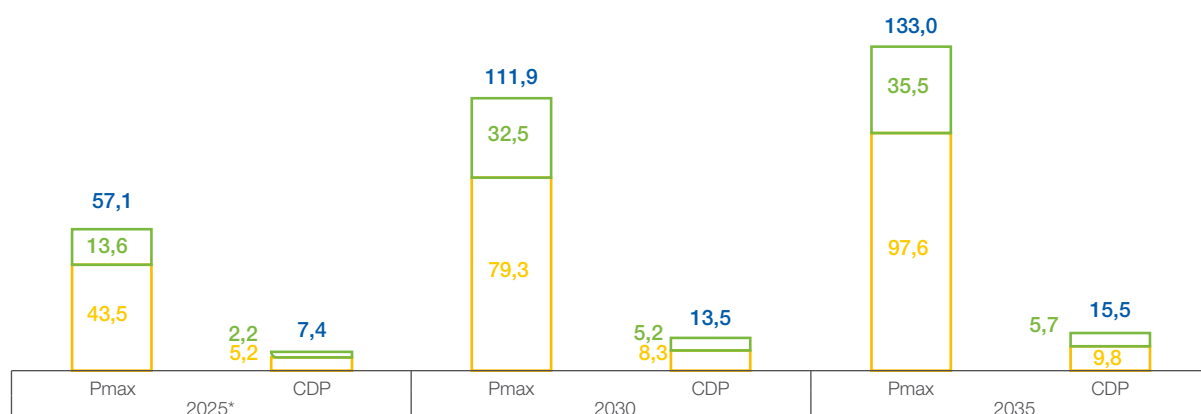


* Dato provvisorio.

Per poter valutare in modo approssimato l'impatto della crescita delle FRNP sull'adeguatezza del sistema elettrico, si fa 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 alla capacità nominale prevista negli scenari oggetto del presente documento, emerge chiaramente (*Figura 4*) come a fronte di grandi capacità installate di FRNP, il contributo medio all'adeguatezza cresca meno rispetto all'aumento della capacità nominale.

Figura 4 *Evoluzione della CDP FRNP (GW)*



* Dato provvisorio.

FOCUS

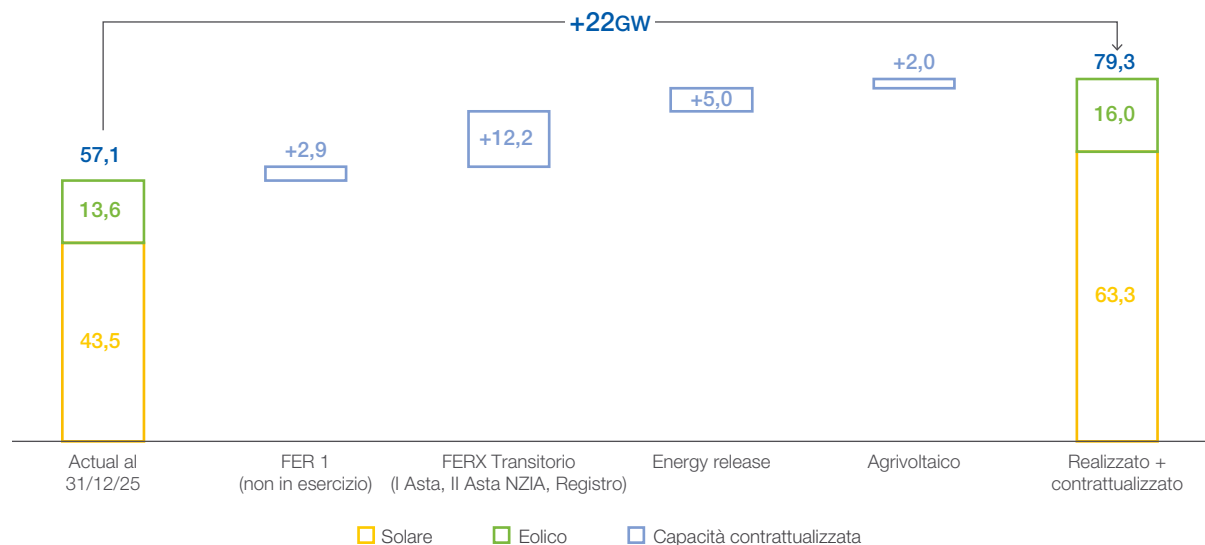
Capacità FRNP esistente vs contrattualizzata e autorizzata

Gli obiettivi del PNIEC prevedono una capacità complessiva da fonti rinnovabili non programmabili (solare ed eolico) pari a circa 107 GW. Al 31 dicembre 2025 risultano già installati 57,1 GW, cui si aggiungono almeno altri 22 GW contrattualizzati attraverso gli strumenti di policy attualmente in vigore — tra cui FER1, FERX Transitorio, energy release e l'agrivoltaico — la cui entrata in esercizio è attesa nei prossimi anni.

Dai dati puntuali emerge che la crescita è trainata soprattutto dalla fonte solare, mentre l'eolico procede a ritmi più lenti rispetto ai target previsti, dovuto principalmente a iter autorizzativi complessi, vincoli paesaggistici e alla limitata disponibilità di siti idonei. Questa tendenza è confermata dagli esiti della prima asta del FERX Transitorio, che ha visto assegnare integralmente il contingente solare, mentre quello dedicato all'eolico è rimasto sottoutilizzato.

In termini di potenza complessiva, l'obiettivo 2030 resta sfidante ma raggiungibile, sia per l'effetto di crescita "inerziale" degli impianti di piccola e media taglia, sia grazie alle future aste FER (*Figura 5*).

Figura 5 Capacità FRNP esistente e già contrattualizzata (GW)



2.1.3 Esiti delle aste Capacity Market

Fino ad oggi si sono tenute sei aste del Capacity Market, relative a inizio del periodo di consegna dal 2022 al 2027.

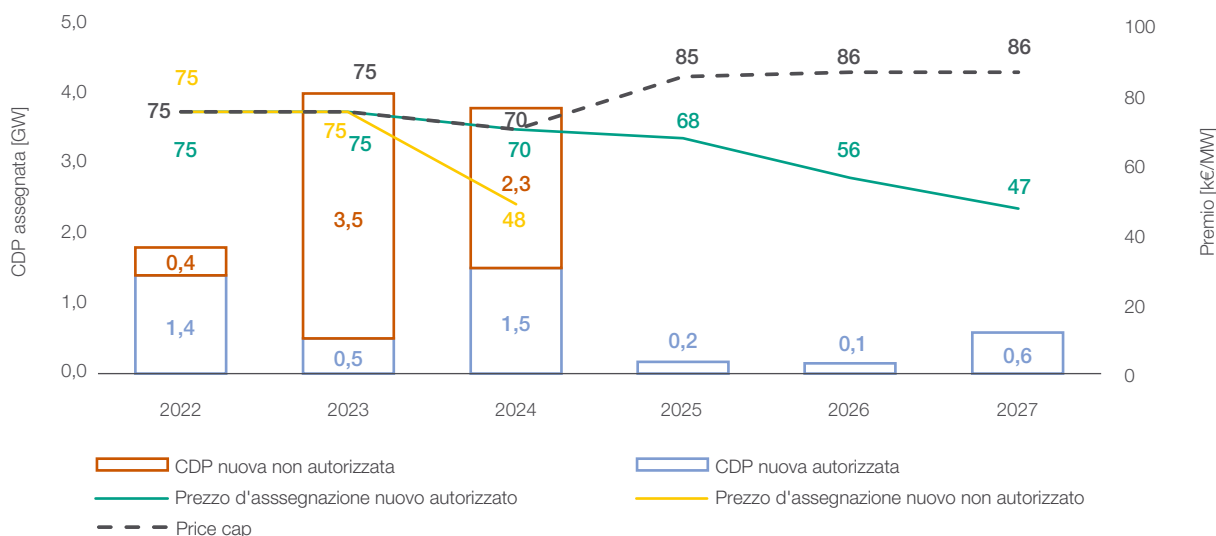
Grazie a questo meccanismo è stato possibile contrattualizzare circa 10,5 GW_{CDP} (di cui 1,5 GW_{CDP} successivamente risolti) di nuovi impianti che, a loro volta, hanno permesso il rinnovo del parco di generazione elettrico italiano. Nel corso di questi anni, il meccanismo di remunerazione della capacità ha quindi favorito la decarbonizzazione, contrattualizzando nuova capacità in sostituzione di quella a carbone da dismettere. Inoltre, il Capacity Market ha consentito di mantenere in esercizio la quota di capacità esistente necessaria a garantire l'adequazione.

L'evoluzione del meccanismo di remunerazione della capacità trova riscontro anche nella [Figura 6](#) che mostra la quantità di capacità nuova, sia autorizzata che non autorizzata, che è stata contrattualizzata nel corso delle aste e il relativo prezzo d'assegnazione confrontato con il price cap previsto per ciascun anno di consegna.

In particolare, possiamo notare che circa il 90% della nuova capacità è stata contrattualizzata nelle aste 2022, 2023 e 2024. In questo periodo, i prezzi di assegnazione della capacità nuova autorizzata sono stati pari al price cap, mentre quelli della capacità nuova non autorizzata sono stati pari al price cap solo nelle prime due aste (CM22 e CM23) per poi ridursi a circa 48 k€/MW nell'asta CM24.

Nelle aste 2025, 2026 e 2027 più del 90% della capacità complessivamente assegnata risulta essere esistente, indicando che il sistema ha espresso minor bisogno di capacità nuova rispetto alle aste precedenti. Di conseguenza, i prezzi di assegnazione sono stati sensibilmente inferiori al price cap con una tendenza in netta decrescita. A conferma di ciò, nell'asta 2027 il prezzo di assegnazione della nuova capacità ha eguagliato il price cap previsto per la capacità esistente. In quell'asta, infatti, la nuova capacità (autorizzata) è entrata in diretta competizione con l'esistente, sostituendone circa 600 MW_{CDP}. Per la prima volta, non tutta la capacità esistente offerta è risultata assegnataria di un contratto annuale.

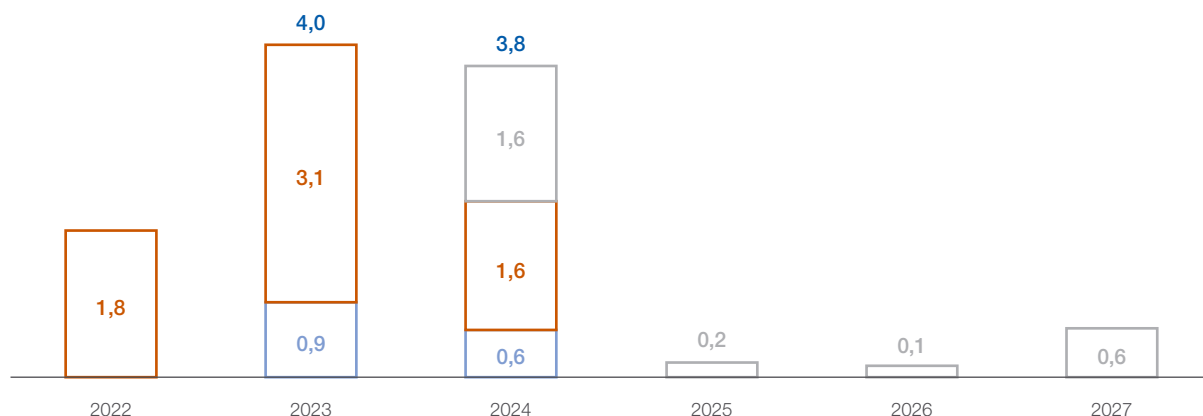
Figura 6 Capacità nuova assegnata in esito delle aste Capacity Market e relativo prezzo



Relativamente a quanto descritto nella [Figura 6](#), è significativo notare che una parte della nuova capacità contrattualizzata è stata oggetto di risoluzione contrattuale per inadempimento. In particolare, nelle aste CM23 e CM24 parte della capacità assegnata è stata successivamente risolta principalmente a causa del mancato ottenimento dei titoli autorizzativi nei tempi previsti. Complessivamente, ad oggi, è stata **risolta una capacità di circa 1,6 GW di CDP** ripartita tra le varie aste come mostrato in [Figura 7](#). È importante osservare, inoltre, che la nuova capacità non sempre è entrata in esercizio entro l'anno di consegna previsto.

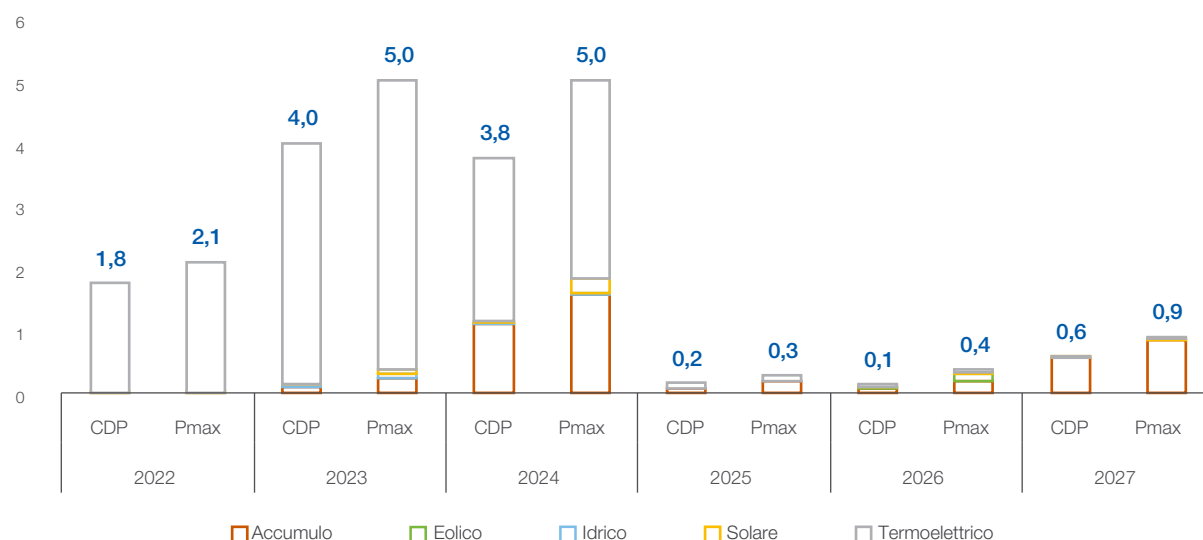
Ad oggi, la capacità assegnataria in esito alle prime due aste (2022-2023) è completamente stata realizzata ed è entrata in esercizio, mentre circa 1,6 GW_{CDP} assegnati in asta CM24 non sono stati ancora costruiti e si stima che entrino in esercizio nell'anno in corso. Inoltre, finora solo un'iniziativa facente parte della capacità assegnata in esito alle aste dell'ultimo triennio è entrata in esercizio mentre l'avvio delle restanti iniziative non è previsto prima della fine del 2026.

Figura 7 CDP nuova capacità per stato d'avanzamento



Nella **Figura 8**, è possibile apprezzare le tecnologie (tipologia di impianto) assegnatarie nelle aste del Capacity Market; si è, inoltre, rappresentato il confronto tra la CDP contrattualizzata e i corrispondenti valori in potenza installata. È bene ricordare che gli obblighi vigenti per gli operatori titolari di contratti Capacity Market sono riferiti al valore di CDP contrattualizzata e non al valore corrispondente di potenza installata, proprio per questo i valori di potenza installata riportati in figura sono puramente indicativi e non costituiscono alcun vincolo.

Figura 8 Capacità nuova contrattualizzata CM per tipologia [GW]



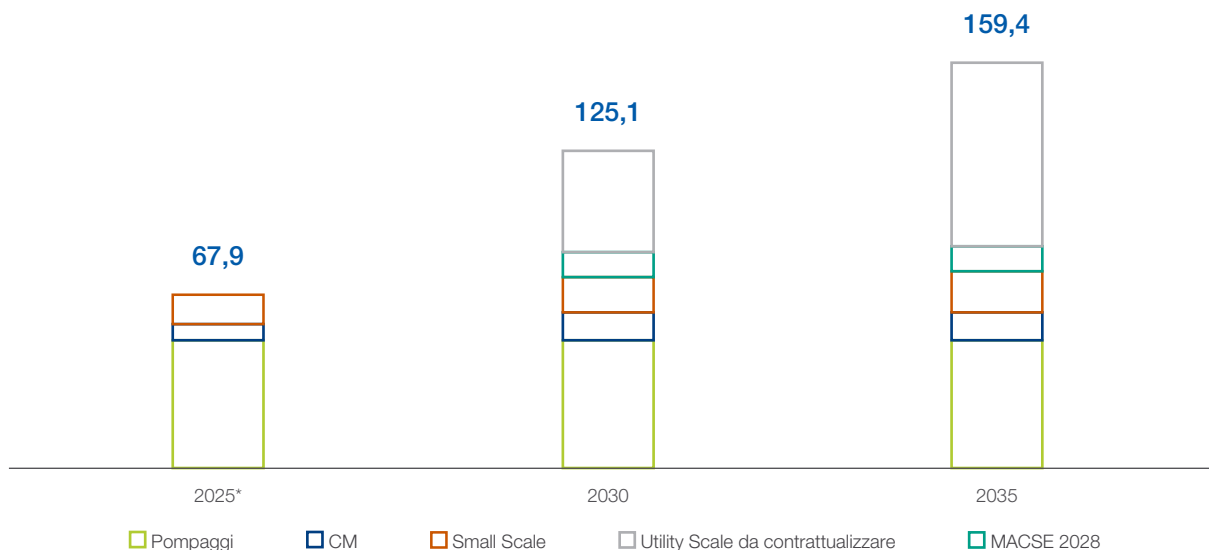
2.1.4 Capacità d'accumulo del sistema elettrico

Per favorire l'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili nel sistema elettrico sarà necessario sviluppare nuova capacità di accumulo. La capacità d'accumulo presente negli scenari (*Figura 9*) è composta da: (1) accumuli esistenti (principalmente impianti di pompaggio), (2) nuovi accumuli "small scale", che si configurano come batterie elettrochimiche con una durata media di circa 2 ore, pensate soprattutto per affiancare lo sviluppo del solare fotovoltaico di piccola taglia per massimizzare l'autoconsumo, (3) accumuli contrattualizzati durante le aste del mercato della capacità caratterizzati da una durata media di circa 4 ore e (4) accumuli "utility scale" contrattualizzati o da contrattualizzare con le aste MACSE.

Analogamente alle considerazioni fatte per le FRNP, anche per queste tecnologie il contributo all'adequazione si ottiene applicando dei tassi di de-rating al valore di potenza installata, che nel caso degli accumuli dipendono principalmente dalla loro durata (Vedi ANNEX III: considerazioni sulle future aste del Capacity Market).

La capacità d'accumulo, coerentemente agli scenari alla base di questo studio, cresce fino a 159,4 GWh nel 2035 secondo quanto riportato in *Figura 9*.

Figura 9 Evoluzione capacità di accumulo (GWh)



* Dato provvisorio.

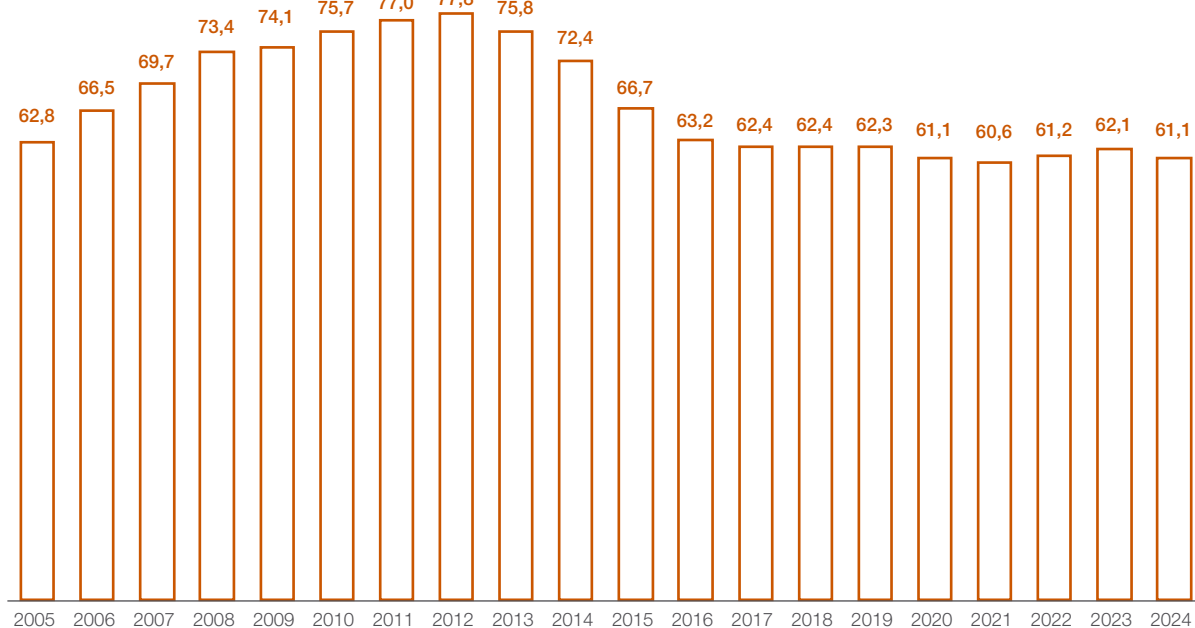
Il 30 settembre 2025 si è svolta la prima asta MACSE con anno di consegna 2028, durante la quale sono stati assegnati 10 GWh di accumuli tra Centro Sud, Calabria, Sud e Isole, coprendo l'intero fabbisogno richiesto. L'asta si è conclusa con l'assegnazione della capacità con un prezzo medio ponderato pari a quasi 13.000 €/MWh-anno, circa un terzo del premio di riserva di 37.000 €/MWh-anno.

2.1.5 Capacità termoelettrica

Nel periodo compreso tra il 2013 e il 2017 la capacità della flotta termoelettrica si è ridotta significativamente. Questo andamento è proseguito negli anni successivi, anche se in maniera più contenuta, con una riduzione di poco meno di 2 GW tra il 2018 e il 2021 (*Figura 10*).

A partire dal 2021, si osserva un contenimento di questa tendenza e un conseguente miglioramento della capacità termoelettrica favorito dall'entrata in esercizio dei primi impianti approvvigionati tramite il Capacity Market. Tale evoluzione si è manifestata nonostante il proseguimento del processo di dismissione degli impianti a carbone, che non è ancora completato.

Figura 10 *Evoluzione capacità di generazione termoelettrica 2005-2024*



Come opportunamente sottolineato nel paragrafo precedente però, pur essendo prevista ulteriore nuova capacità termoelettrica contrattualizzata con il Capacity Market, una quota di circa 1,6 GW di CDP deve ancora essere realizzata; pertanto, l'evoluzione complessiva della capacità installata sarà guidata principalmente dai seguenti driver:

- Il completamento del processo di dismissione degli impianti a carbone e olio combustibile;
- la realizzazione della capacità già contrattualizzata ma non ancora in esercizio, relativa alle aste 2024, 2025, 2026 e 2027;
- l'eventuale nuova capacità derivante da meccanismi di contrattualizzazione a termine;
- l'eventuale entrata in esercizio di nuova capacità merchant.

È importante ricordare che una parte della capacità installata non risulta effettivamente utilizzabile ai fini della copertura della domanda. Ad oggi risultano circa 3,5 GW di capacità non utilizzabile, di cui circa 1,5 GW a causa di indisponibilità di lunga durata e/o limitazioni autorizzative al funzionamento e circa 2 GW a causa di altre limitazioni.

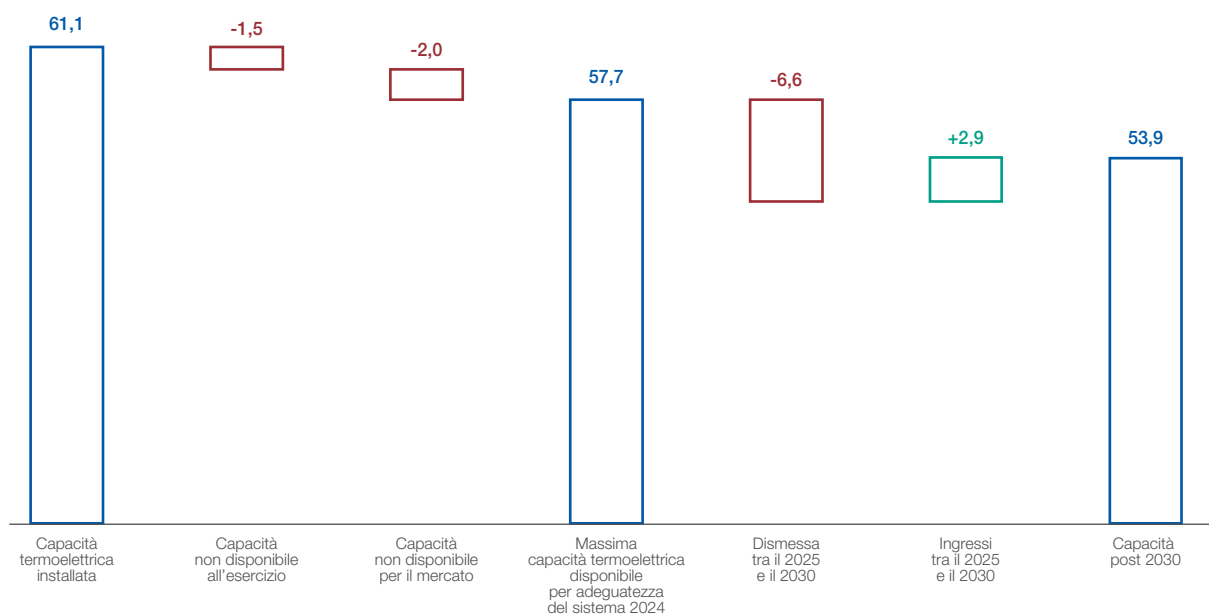
Di conseguenza, il valore di capacità termoelettrica ad oggi disponibile a fini dell'adeguatezza risulta essere circa 57,7 GW, a fronte di 61,1 GW installati¹.

Occorre inoltre considerare che, all'atto pratico, tale capacità non è mai contemporaneamente disponibile, in quanto devono essere considerate anche le indisponibilità legate a normale manutenzione, guasti e ulteriori riduzioni dovute a fenomeni quali de-rating e ATS delle centrali termoelettriche.

¹ Fonte: Terna, *Annuario Statistico 2024*

In assenza di ulteriori dismissioni rispetto a quelle attese (6,6 GW) e considerando gli ingressi di nuova capacità previsti, la massima capacità termoelettrica disponibile, come evidenziato in [Figura 11](#), scenderà a circa 54 GW nell'anno orizzonte 2030.

Figura 11 *Massima potenza installata (GW) per l'adequazione negli scenari considerati*



Va notato che questa rappresentazione non include le possibili ulteriori dismissioni di impianti termoelettrici dovute alla riduzione delle ore di funzionamento e ai margini di profitto più bassi. Questo aspetto è approfondito nell'analisi di sostenibilità economica del Capitolo 4.

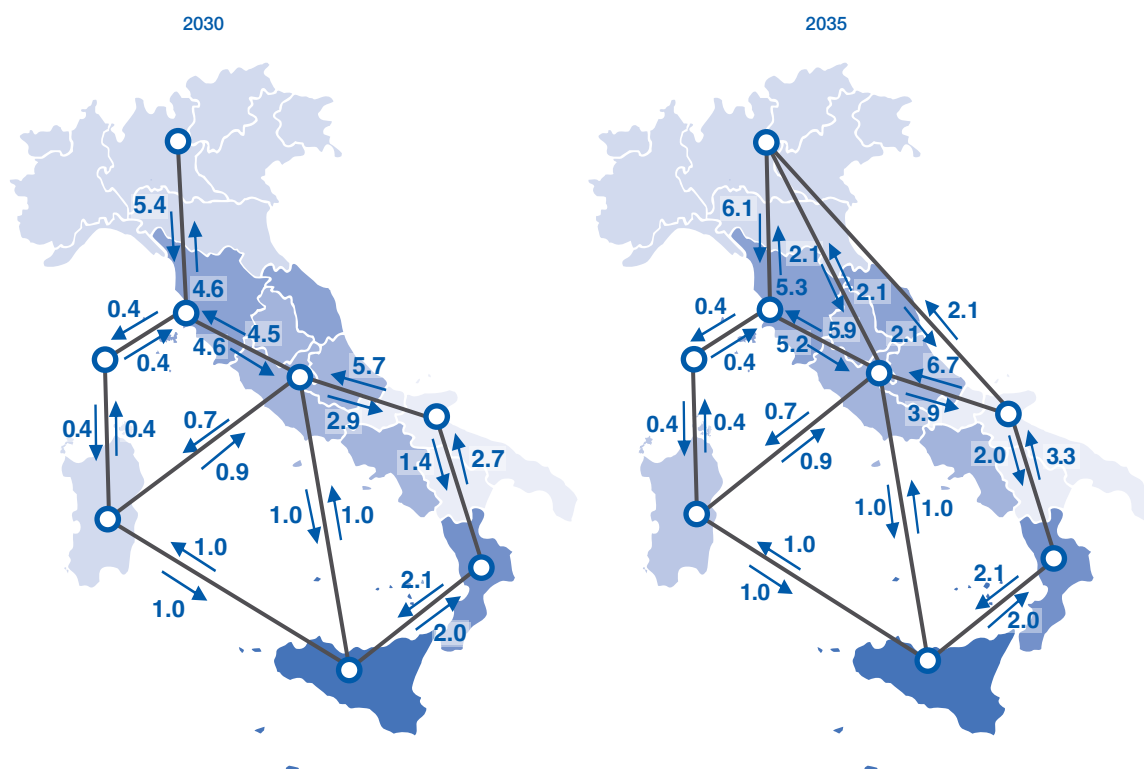


2.1.6 Rete di riferimento e principali interventi di sviluppo interzonali

Il Piano di Sviluppo (PdS) 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. 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 FER) verso le regioni del Nord in cui la maggior parte del carico è concentrata.

Nelle analisi riportate all'interno del presente documento sono state considerate le opere con entrata in esercizio negli anni orizzonte oggetto di questo studio (2030 e 2035). L'evoluzione prevista della capacità di trasporto è rappresentata nella *Figura 12*.

Figura 12 *Evoluzione capacità di scambio (GW) fra zone di mercato*



2.2 Margini di adeguatezza del sistema elettrico

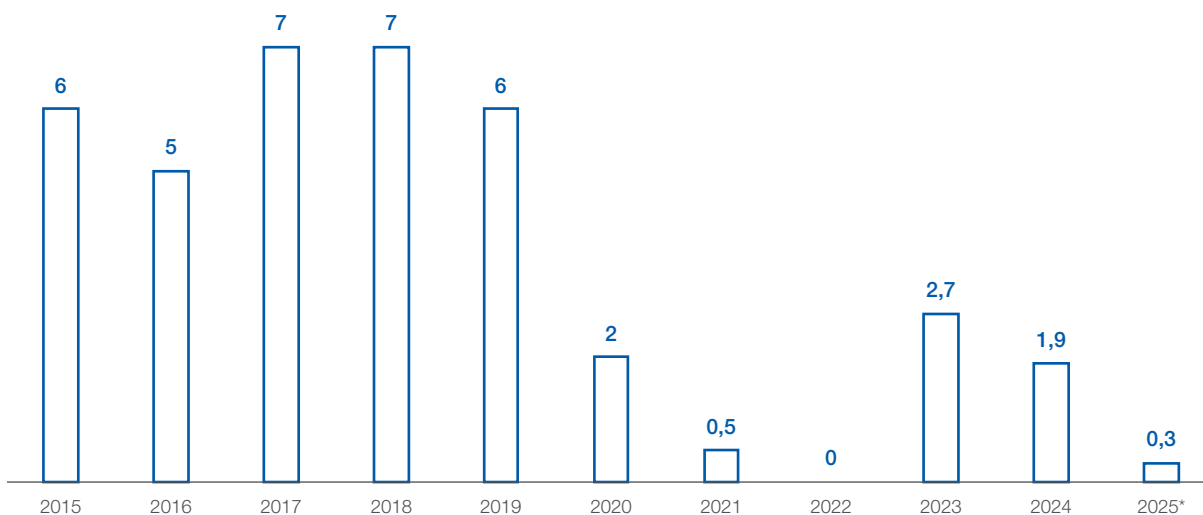
Il margine di adeguatezza è un parametro deterministico che individua, per ciascuna area geografica e periodo di analisi, la differenza tra:

- 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 (intesa come capacità produttiva resa disponibile al Gestore ai fini dell'incremento dell'immissione di energia elettrica nell'ambito del bilanciamento).

Risulta di particolare interesse il minimo margine di adeguatezza, ovvero quello registrato nell'ora più critica dell'anno, che si verifica generalmente nel periodo estivo. Nel periodo 2017-2020 si è osservata una progressiva riduzione del minimo margine di adeguatezza, a causa della riduzione della capacità di produzione disponibile e del contributo dell'import dai Paesi europei limitrofi. In particolare, nel 2022 si è registrato un minimo margine pari a 0 GW, a causa di eventi contingenti come 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, durante periodi di elevato fabbisogno dovuti alle alte temperature, e a una scarsa disponibilità di import dai paesi confinanti (*Figura 13*).

Successivamente al 2022 l'entrata in esercizio della nuova capacità approvvigionata tramite Capacity Market unitamente alle più favorevoli condizioni di idraulicità, ha contribuito a migliorare il livello del margine minimo di adeguatezza. Tuttavia, tali condizioni positive non sono sufficienti a garantire margini elevati in modo sistematico, poiché il valore effettivo del margine dipende anche dal contributo dell'importazione. Come osservato nel 2025, in presenza di specifiche condizioni del mercato a livello europeo, si possono verificare flussi tali da determinare una riduzione del margine fino a livelli appena sufficienti.

Figura 13 Margine minimo di adeguatezza (GW) nel periodo 2013-2025



* Dato provvisorio.

L'andamento dell'indicatore conferma come le trasformazioni in atto in tutta Europa (dismissione di impianti programmabili fossili, crescente diffusione della generazione intermittente, crescente elettrificazione) stiano rendendo il sistema elettrico nazionale più esposto alle condizioni di esercizio dei paesi confinanti e alla variabilità dei fenomeni climatici. 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. 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 maggiore di zero. La tempestività della 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 maggiormente esposta alla variabilità delle condizioni climatiche nonché a forti limitazioni e accidentalità del parco termoelettrico dovute a fenomeni di ATS. Questi fenomeni stanno diventando sempre più comuni a causa dell'aumento delle temperature medie dei fiumi e dei mari, compromettendo il corretto funzionamento degli impianti termoelettrici che utilizzano sistemi di raffreddamento a circuito aperto, in cui l'acqua viene prelevata direttamente da una fonte naturale esterna.

FOCUS

L'adeguatezza del sistema europeo nel periodo estivo 2025 e invernale 2025/26

Winter Outlook 2025-26

L'entrata in esercizio a pieno regime delle unità di produzione termoelettriche contrattualizzate con il Capacity Market, un fabbisogno pressoché costante e l'aumento dell'installato FER fanno in modo che per l'inverno 2025-26 non si ravvedano particolari criticità. In particolare, nel Winter Outlook 2025 pubblicato da ENTSO-E a novembre 2025 si evidenziano margini di adeguatezza in leggero miglioramento rispetto agli inverni precedenti, in linea con le analisi nazionali.

Sebbene il sistema elettrico italiano risulti adeguato nel prossimo inverno, permangono dei casi in cui l'export dall'Italia verso altri Paesi potrebbe portare ad una condizione di margine d'adeguatezza ridotto. Questo non a causa di una scarsità di risorse interne, quanto per scarsità di risorse nel perimetro europeo.

Summer Review 2025

L'estate 2025 è stata caratterizzata da temperature medie inferiori a quelle che hanno contraddistinto l'estate 2024. Ciò ha influito nella contrazione del fabbisogno che si è registrata rispetto allo scorso anno (-1,4%). La diminuzione del fabbisogno, unita a una buona idraulicità e all'aumento della capacità di generazione — in particolare da FER e sistemi di accumulo — ha garantito margini di adeguatezza positivi durante l'estate. Tuttavia, nella prima settimana di luglio in corrispondenza delle ore di massimo fabbisogno, pur in concomitanza di una buona disponibilità del parco termoelettrico nazionale, si è osservato un significativo livello di export, fino a 2,8 GW. Ciò ha comportato una riduzione del margine di adeguatezza con valori minimi pari a 0,3 GW.

Nonostante ciò, 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.

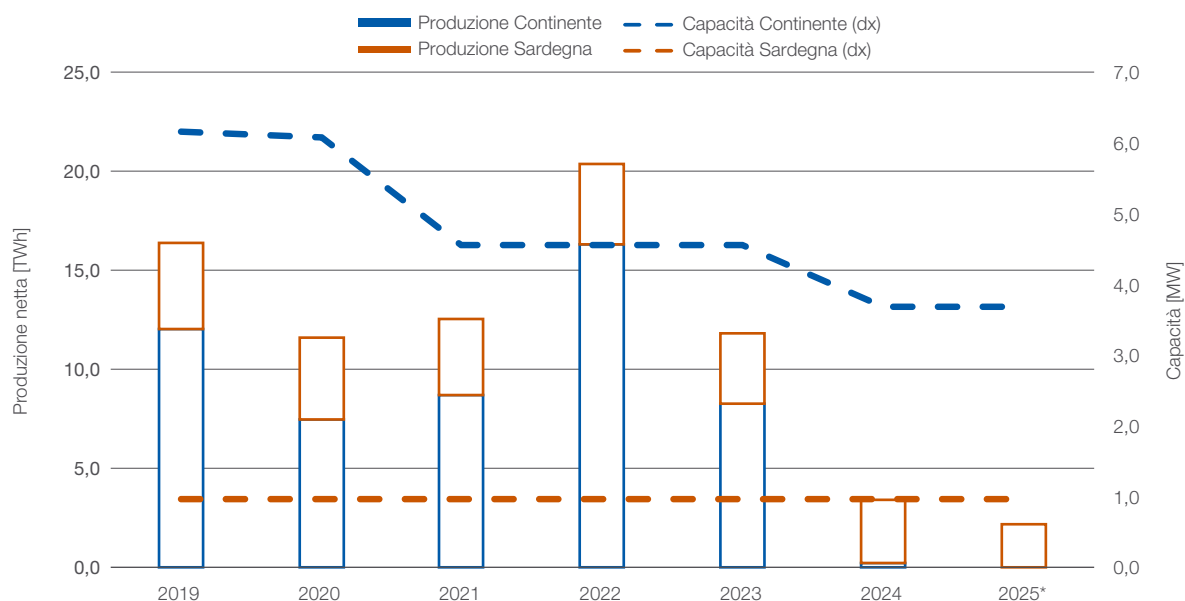
FOCUS

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 a carbone.

Analizzando la produzione netta di energia elettrica da carbone degli ultimi sei anni (dati relativi al 2025 ancora provvisori) si può notare una tendenza in netta decrescita (*Figura 14*). In particolare, nel 2024 e 2025 la produzione a carbone nel Continente si è praticamente azzerata, anche perché gli impianti a carbone risultano ormai poco competitivi rispetto alle altre tecnologie disponibili per ragioni economiche.

Figura 14 *Evoluzione produzione netta a carbone 2019-2025*



* Dato provvisorio.

A fine 2025 risultano ancora in esercizio impianti a carbone con una potenza di circa 4,7 GW, di cui circa 1,0 GW in Sardegna e circa 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. 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 oltre che il completamento del Tyrrhenian Link sono condizioni indispensabili per abilitare il *coal phase-out* nell'Isola oggi previsto nel 2029 in funzione delle condizioni tecniche di cui sopra.





3.1 Processo EVA	32
3.2 Risultati EVA perimetro europeo	33
3.3 Perimetro di analisi per l'Italia	34
3.4 Risultati EVA per l'Italia	34



3

**Valutazione
di sostenibilità
economica
degli impianti**



Valutazione di sostenibilità economica degli impianti

3

3.1 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 e svolto anche nei rapporti europei (European Resource Adequacy Assessment, ERAA). Una differenza chiave fra rapporto nazionale ed europeo è che, almeno fino alle edizioni 2025, il RAI adotta un approccio EVA basato sui ricavi e costi attesi dei singoli produttori (c.d. "Revenue-based"), mentre ENTSO-E ha optato per un approccio EVA basato sulla minimizzazione dei costi di sistema (c.d. "Cost-based"). Entrambi gli approcci risultano pienamente conformi alla metodologia ERAA.

ACER, nel corso del 2024 e a valle dell'approvazione del documento ERAA '23, ha raccomandato a ENTSO-E di eseguire un Revenue-based EVA, in quanto tale metodologia risulta più idonea a rappresentare il comportamento di un operatore razionale e avverso al rischio. A seguito di tale indicazione, l'edizione del 2024 dell'ERAA ha presentato un caso studio di implementazione dell'approccio Revenue-based che si basa su quanto sviluppato da Terna nei suoi studi nazionali degli anni precedenti. Nell'ERAA 2025 questa metodologia è stata ulteriormente irrobustita e riportata in una versione più matura. L'implementazione del Revenue-based così sviluppata è stata applicata nel presente documento sull'intero perimetro europeo e su tutti gli anni orizzonte analizzati in ambito ERAA 25 (2028, 2030, 2033 e 2035).

Nelle simulazioni EVA le offerte degli impianti termoelettrici sono definite sulla base del costo variabile (comprensivo di combustibile e CO₂, in relazione allo specifico rendimento dell'impianto). Inoltre, nella definizione delle offerte, è considerata una scarcity function che prevede che nelle ore in cui il carico non può essere coperto o quando un singolo impianto risulta – nella relativa zona di mercato – indispensabile per la copertura del carico, il prezzo offerto è posto pari a 1.000 €/MWh². Tale approccio segue le indicazioni dell'Art. 24 del Regolamento UE 2019/943, che permette di effettuare un'analisi di adeguatezza nazionale a condizione che utilizzi la metodologia europea approvata da ACER. In particolare, l'articolo 6 della metodologia specifica che i ricavi attesi degli impianti devono basarsi sui prezzi attesi dei mercati, requisito che, nel progetto ERAA 2025, ENTSO-E ha quindi adottato nei termini sopra descritti.

Rispetto alla precedente edizione del RAI, sono stati implementati i seguenti sviluppi:

- È stata introdotta la modellizzazione dei guasti sui generatori e gli elementi di rete;
- Sono stati considerati i limiti di esercizio della rete derivanti dalla necessità di preservare un margine sull'MGP per la riserva di bilanciamento.
- Poiché l'EVA è svolta al livello europeo, sono stati adottati costi di investimento medi per tutti i Paesi allo scopo di evitare di introdurre distorsioni nel sistema all'equilibrio finale³.
- La qualità dei risultati dell'EVA dipende dalla fedeltà con cui l'analisi riproduce le dinamiche reali. Per rappresentare nel modello l'avversione al rischio degli investitori, oltre a considerare un incremento rispetto al costo medio ponderato del capitale (c.d. "hurdle premium"), già presente nella passata edizione del RAI, è stato introdotto un meccanismo che mitiga l'impatto di prezzi estremi sulla valutazione degli investimenti. In particolare, in un sondaggio condotto

² Valido per il 2028. Il valore varia in funzione dell'anno target oggetto di analisi EVA.

³ L'unica eccezione è rappresentata dalla Demand Side Response (DSR) che è contemplata soltanto per alcune Nazioni e ha costi particolarmente variabili.

da ENTSO-E presso gli investitori europei nel maggio 2025, è emerso che basare un business plan principalmente sull'aspettativa di prezzi estremi viene considerato poco realistico⁴. Per questo motivo, l'EVA adotta un tetto alle aspettative dei ricavi orari nella valutazione dei nuovi investimenti, così da riflettere scenari di mercato più plausibili.

Il presente documento adotta quindi un'EVA più completo rispetto all'analisi svolta nella precedente edizione del RAI, integrando anche alcune specificità del contesto italiano che lo studio europeo non considera. Tra queste rientra, ad esempio, la quota di capacità ripotenziata remunerata tramite contratti quindicennali, emersa nelle aste del Capacity Market relative agli anni 2022-2027.

3.2 Risultati EVA a perimetro europeo

La valutazione della sostenibilità economica degli impianti viene applicata all'intero sistema elettrico europeo, così da ottenere uno scenario post EVA coerente e consistente. Pertanto, nel modello di calcolo utilizzato, ogni Stato è rappresentato con le relative informazioni di carico e del parco di generazione. Le interconnessioni previste nei vari anni orizzonte collegano elettricamente le reti dei singoli Stati.

La rappresentazione unità per unità dell'approccio Revenue based EVA consente un'analisi più dettagliata dell'evoluzione della capacità, distinguendo in modo esplicito i fattori esogeni di origine nazionale (raccolti dai TSO nella fase di data collection) da quelli endogeni, determinati dal modello. In questo modo è possibile separare le dismissioni e i nuovi ingressi guidati dalle politiche energetiche nazionali da quelli riconducibili alla (in)sostenibilità economica attesa.

La [Figura 15](#) illustra gli sviluppi previsti per il 2030 e il 2035.

Le tecnologie rappresentate compongono la parte programmabile della capacità installata, e sono:

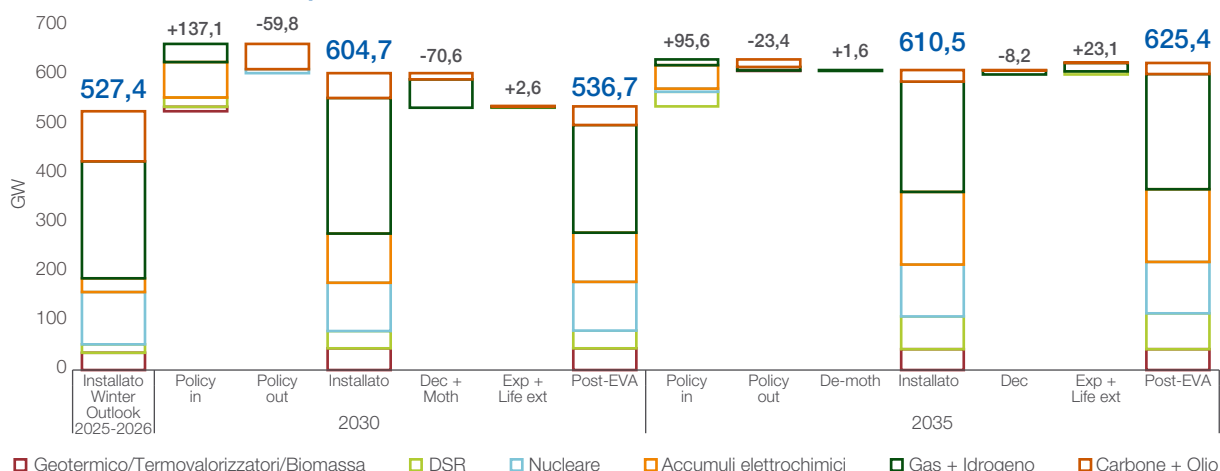
- Impianti termoelettrici;
- DSR;
- Accumuli elettrochimici.

Più nello specifico, le politiche nazionali dei singoli Stati Membri prevedono l'ingresso di nuova capacità programmabile per circa 137 GW entro il 2030 e circa 96 GW entro il 2035. Complessivamente è previsto l'ingresso in esercizio di circa 64 GW di capacità termoelettrica, 120 GW di accumuli elettrochimici e 49 GW di DSR. Inoltre, secondo le previsioni nazionali, nei prossimi 5 anni saranno dismessi circa 60 GW di centrali a carbone che al 2030 avranno raggiunto la fine della loro vita operativa. È importante ricordare che i nuovi ingressi "da policy" sono stati individuati nei diversi PNIEC per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione. In particolare, si riscontra un aumento della capacità di accumulo finalizzata alla gestione del crescente volume di energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. Tuttavia, non tutti gli Stati Membri hanno anche implementato dei meccanismi di policy in grado di garantire che tali risorse entrino effettivamente e tempestivamente in esercizio. Questo disallineamento tra le traiettorie reali e quelle previste dalle politiche nello sviluppo della capacità programmabile potrebbe tradursi in un livello di risorse disponibili significativamente inferiore rispetto alle attese su scala europea, con rischi tangibili anche per l'Italia, legati alla minore affidabilità delle importazioni nei momenti critici.

Per quanto riguarda l'evoluzione legata all'EVA si può osservare un effetto netto negativo nel 2030, con la capacità in dismissione che supera i potenziali nuovi ingressi. Complessivamente, nel 2030 si stimano quasi 71 GW di capacità in dismissione per ragioni economiche in esito alle analisi EVA, costituiti principalmente dalle più vetuste centrali a gas e carbone. Occorre evidenziare che gli ingressi "da policy"⁵ del 2030 sopra citati potranno – qualora effettivamente realizzati – al più compensare la capacità dismessa, ma non saranno sufficienti per garantire l'adeguatezza in un contesto caratterizzato da un fabbisogno elettrico in crescita.

⁴ I risultati di questo sondaggio sono stati pubblicati sul sito ENTSO-E e reperibili al seguente link: "Investor Survey: How can ERAA better reflect real investment behaviour?"

⁵ I valori di "Policy in" e "Policy out" riportati in [Figura 15](#) riflettono l'effetto netto tra i nuovi ingressi e le uscite da policy appartenenti alle medesime tecnologie.

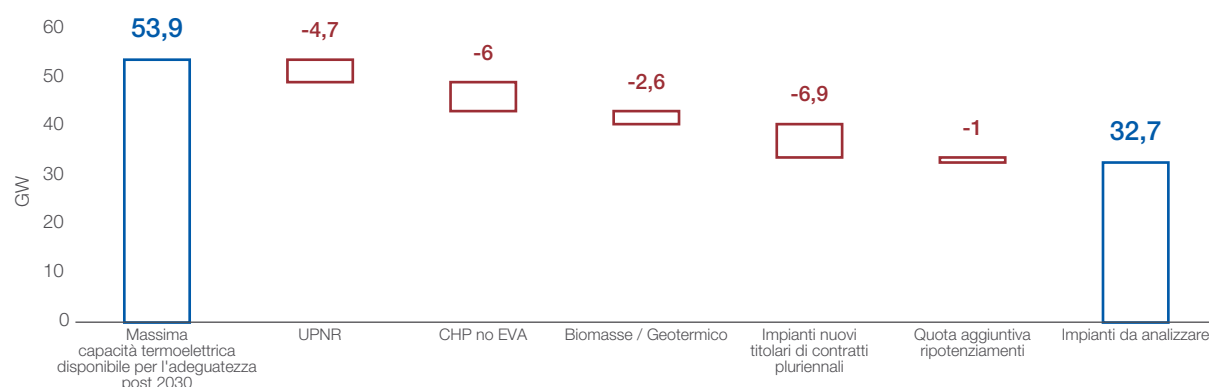
Figura 15 Evoluzione del parco europeo⁶ (termoelettrico, DSR e accumuli elettrochimici) per dinamiche economiche nel periodo 2026-2035

3.3 Perimetro di analisi per l'Italia

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

- Unità di produzione non rilevanti (<10 MVA);
- Impianti cogenerativi che conseguono rilevanti ricavi in aggiunta a quelli ottenuti sui mercati dell'energia elettrica come, ad esempio, impianti di teleriscaldamento e impianti cogenerativi asserviti ad impianti industriali gestiti dallo stesso produttore (ad es. impianti asserviti a raffinerie). L'ipotesi sottostante è che le esigenze dei relativi processi produttivi inducano l'operatore a mantenere in esercizio gli impianti collegati. Invece, gli impianti cogenerativi fortemente dipendenti dai profitti derivanti dal mercato dell'energia elettrica sono sottoposti all'analisi;
- Termoelettrico rinnovabile (biomasse, geotermico e termovalorizzatore);
- Nuova capacità aggiudicataria di un contratto quindicennale nelle aste del Capacity Market relative agli anni 2022-2027;
- Capacità ripotenziata: quota della capacità di impianti esistenti che ha ottenuto contratti quindicennali nelle aste del Capacity Market relative agli anni 2022-2027.

La capacità complessiva sottoposta a valutazione di sostenibilità economica nel presente rapporto è pari a circa 33 GW (Figura 16), superiore a quella analizzata nella precedente edizione del RAI (29,1 GW).

Figura 16 Perimetro di analisi di sostenibilità economica negli anni 2030/2035

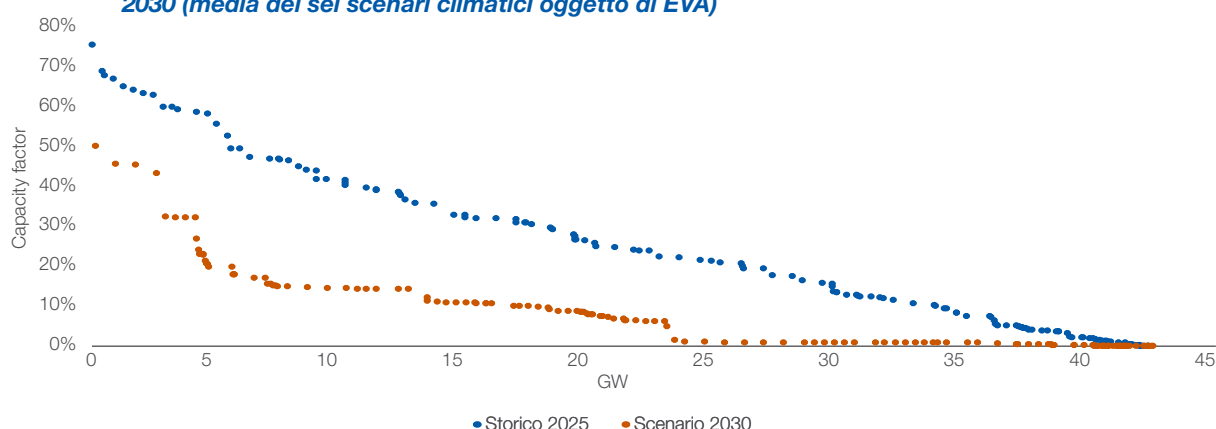
3.4 Risultati EVA per l'Italia

Come mostrato in Figura 17, nello scenario energetico nazionale atteso, si assisterebbe a una riduzione delle ore equivalenti di funzionamento delle centrali termoelettriche a gas esistenti rispetto ai valori osservati nel 2025,

⁶ È rappresentato il perimetro europeo dell'ERAA'25, escludendo Turchia e Ucraina. Tale perimetro comprende UE-27, Norvegia, Svizzera e i paesi Balcanici.

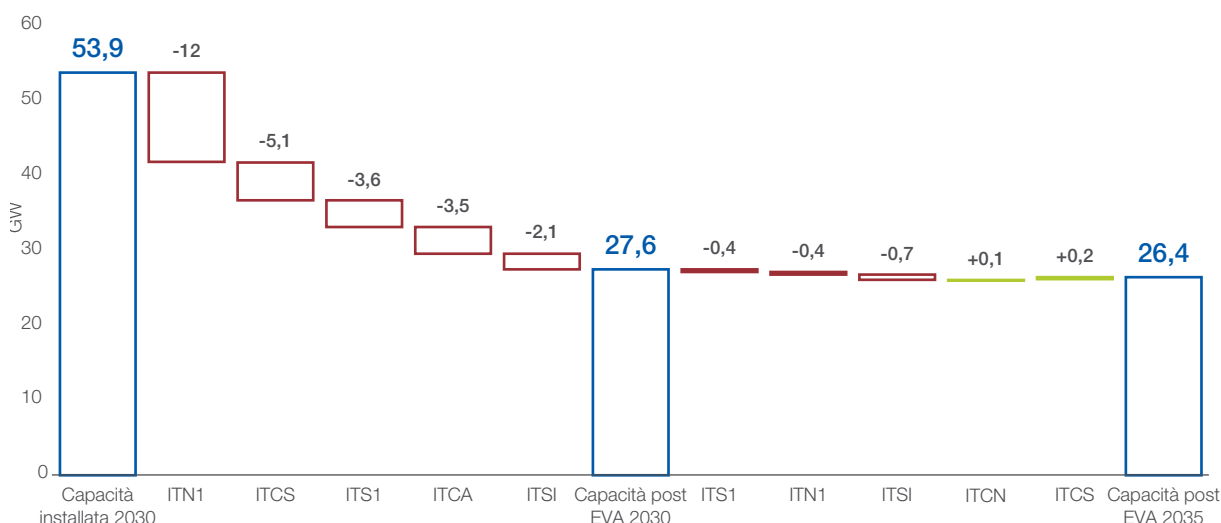
tale da compromettere la capacità di molte di esse di coprire i costi fissi non evitabili. Di conseguenza, una parte significativa del parco di generazione termoelettrico sarebbe a rischio di dismissione e non potrebbe contribuire all'adeguatezza del sistema. Occorre tuttavia ricordare che anche le unità di produzione con un basso numero di ore di funzionamento svolgono un ruolo importante ai fini dell'adeguatezza, poiché permettono di far fronte a situazioni di stress come, ad esempio, il picco di consumo in anni climatici con bassa idraulicità o la gestione di guasti, anche multipli, degli altri elementi del sistema. Per contrastare tale rischio sarà necessario garantire il mantenimento in esercizio di un adeguato livello di capacità programmabile.

Figura 17 *Capacity factor delle unità alimentate a gas naturale nell'anno 2025 e nello scenario atteso al 2030 (media dei sei scenari climatici oggetto di EVA)*



La possibile evoluzione del parco di generazione termoelettrico nazionale per ragioni economiche emersa dall'EVA, in assenza di un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità, è sintetizzata in [Figura 18](#).

Figura 18 *Evoluzione parco di generazione termoelettrico nazionale per dinamiche economiche (2030-35)*



Si osserva una concentrazione del rischio di dismissione **entro il 2030** per cui, **in assenza di un meccanismo di contrattualizzazione a termine della capacità**, ben **26,3 GW non sarebbero economicamente sostenibili e potrebbero essere dismessi**.

Negli anni successivi la crescente penetrazione della generazione rinnovabile non programmabile spingerebbe fuori dal mercato ulteriori impianti termoelettrici comportando la dismissione di ulteriori 1,5 GW per ragioni economiche. Inoltre, nelle zone del centro Italia si osserva una variazione positiva dell'installato per 300 MW causata dall'aumento del carico previsto nel lungo termine. Per quanto riguarda la distribuzione zonale delle dismissioni, si può osservare che nel 2030 gran parte della capacità non profittevole sarebbe concentrata nella zona Nord, caratterizzata da un parco di generazione vetusto e in competizione con l'import proveniente dai Paesi confinanti. Nel 2035 la dismissione residuale è distribuita pressoché equamente fra la zona Nord, Sud e la Sicilia.



4.1 Adeguatazza negli scenari di riferimento in assenza di dismissioni	38
4.2 Impatto sull'adeguatezza del rischio di dismissione degli impianti programmabili	38



4

Valutazione di adeguatezza

Valutazione di adeguatezza

4

4.1 Adeguatezza negli scenari di riferimento in assenza di dismissioni

Le valutazioni di adeguatezza del sistema elettrico italiano riferite agli anni orizzonte 2030 e 2035 effettuate senza prendere in esame potenziali dismissioni per insostenibilità economica e quindi considerando:

- l'entrata in esercizio di tutta la capacità contrattualizzata attraverso le aste Capacity Market;
- una crescita del fabbisogno, delle FRNP e degli accumuli come descritto nel DDS24;
- un'evoluzione della capacità di scambio interzonale come descritto nel DDS24;

ed escludendo:

- ulteriori dismissioni di capacità termoelettrica rispetto a ciò che è già previsto nel piano di dismissione del carbone e olio;
- condizioni estreme dovute ad eventi contingenti (es. condizioni climatiche siccitose e combinazione di eventi particolarmente gravosi e rari) evidenziano che il sistema risulta essere adeguato con un valore di LOLE medio nazionale inferiore allo standard di 3 h/anno.

4.2 Impatto sull'adeguatezza del rischio di dismissione degli impianti programmabili

Di seguito si riportano i risultati dell'analisi di adeguatezza eseguite sullo scenario post-EVA, ovvero tenendo conto della capacità a rischio di dismissione. L'analisi di adeguatezza è probabilistica e considera anche la variabilità climatica futura⁷, simulando 36 diverse condizioni climatiche equiprobabili.

L'analisi EVA svolta per l'anno orizzonte 2030 ha evidenziato la presenza di circa 26,3 GW di potenza non economicamente sostenibile. Se tutta la capacità stimata in perdita venisse effettivamente dismessa, il sistema elettrico risulterebbe fortemente inadeguato (oltre 150 ore annue di LOLE), anche considerando l'entrata in esercizio di tutti i sistemi di accumulo contrattualizzati con l'asta MACSE 2028.

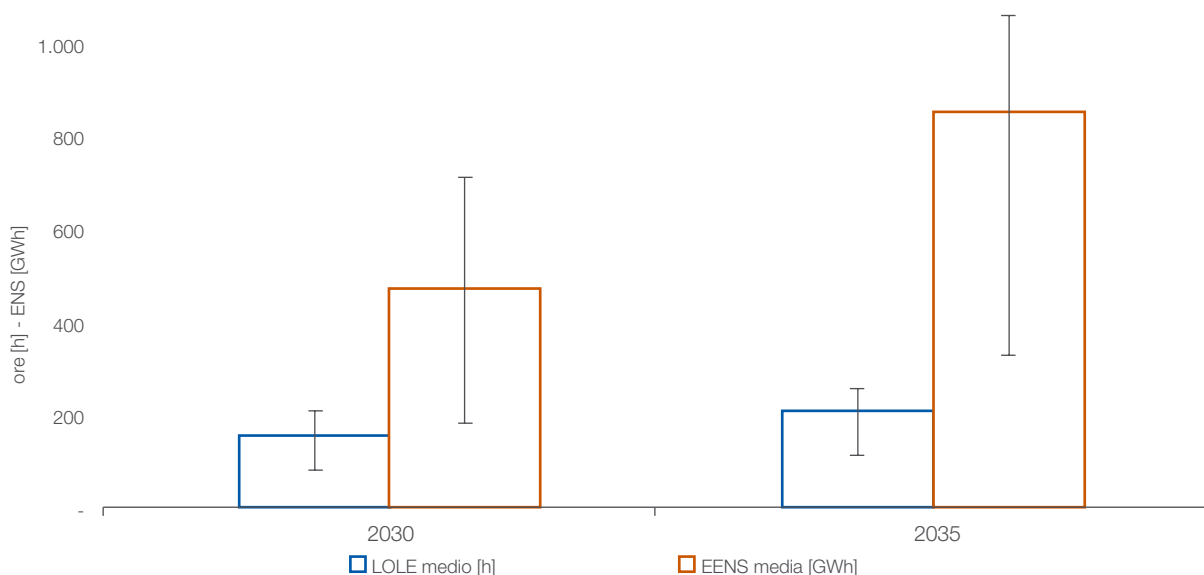
Per l'anno di riferimento 2035, la perdita di tutta la capacità termoelettrica economicamente insostenibile (-27,5 GW) metterebbe il sistema in una situazione di significativa inadeguatezza, con oltre 200 ore all'anno di LOLE.

⁷ A partire dal RAI 2024 Terna ha adottato per le simulazioni un database climatico, condiviso a livello europeo (PECD), composto di proiezioni climatiche future che tengono conto del fenomeno del riscaldamento globale. Il database climatico mantiene una correlazione spaziale e temporale delle variabili climatiche europee.

Nella [Figura 19](#) sono rappresentate le ore di LOLE e il carico non coperto (EENS) negli anni 2030 e 2035. Oltre al fatto che le ore di LOLE superano nettamente lo standard di adeguatezza di 3 ore/anno, si può osservare come le condizioni di adeguatezza peggiorino dal 2030 al 2035. Sui risultati incide l'aumento notevole del picco di fabbisogno previsto dal 2030 al 2035 (legato alla maggiore elettrificazione del settore civile tramite pompe di calore, e allo sviluppo dei data center), oltre che l'ulteriore capacità termoelettrica prevista in dismissione per "missing money".

La figura mostra inoltre la dispersione degli indici di adeguatezza LOLE e EENS. Si noti come la variabilità dei risultati delle simulazioni di adeguatezza, pur diminuendo leggermente dal 2030 al 2035, si attesta su valori superiori al 60%, a prova del fatto che in un sistema ad alta integrazione FER le sue condizioni di esercizio dipenderanno fortemente dalle condizioni climatiche.

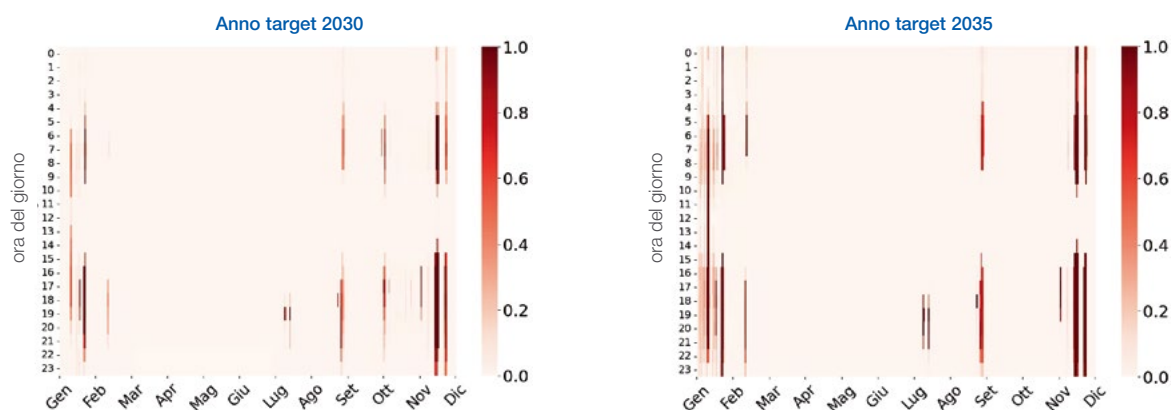
Figura 19 Ore di LOLE ed EENS al Missing Money in funzione della variabilità climatica (2030-35)



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 26) risulta essere caratterizzato da una estate mite, una stagione invernale non particolarmente rigida e generazione FRNP nella media.

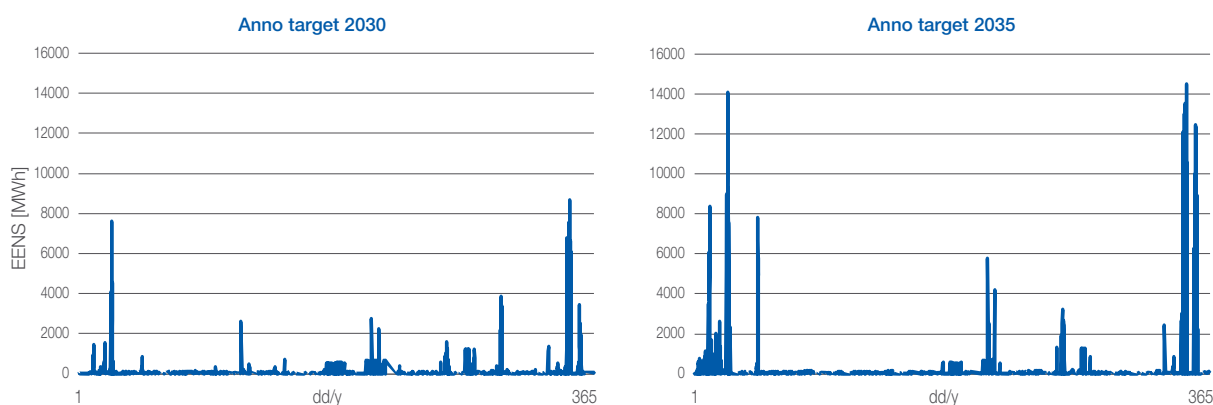
Per tale condizione climatica si sono studiate le heatmap del Loss Of Load Probability (LOLP, probabilità di distacco di carico). Come illustrato nella [Figura 20](#) i maggiori rischi di distacco di carico si verificano nelle ore serali e nel periodo invernale e, in misura minore, anche nel periodo estivo, dove il picco di carico assoluto è maggiore. Le analisi evidenziano come sia necessaria la presenza di accumuli 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 per uno scenario climatico medio e gli anni di riferimento 2030 e 2035*



Osservando l'evoluzione delle heatmap, dall'anno target 2030 all'anno target 2035 si può notare come le criticità estive vadano gradualmente aumentando di intensità, pur rimanendo evidenti in situazioni di particolare criticità (es. limitazioni alla produzione termoelettrica per Alta Temperatura allo Scarico, ATS), soprattutto grazie alla crescente penetrazione di fotovoltaico e accumuli. Tuttavia, nei mesi invernali, a causa della limitata producibilità fotovoltaica e dell'incremento del numero di 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.

Figura 21 *Distribuzione annuale con granularità oraria dell'EENS*



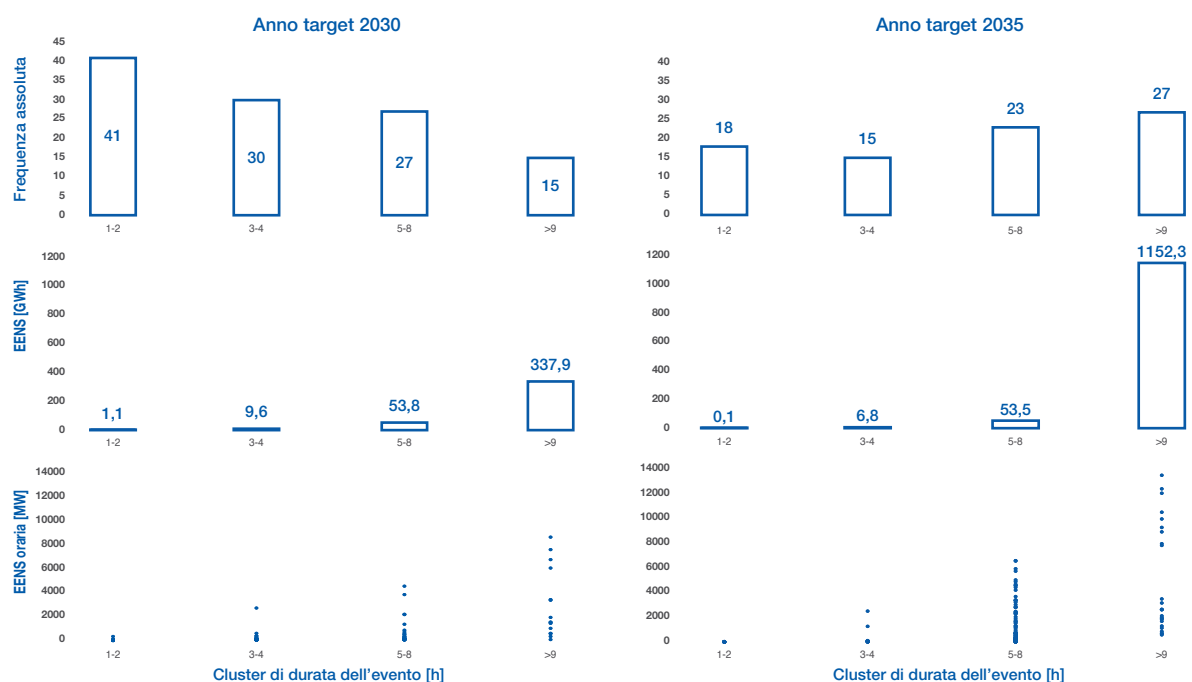
La distribuzione temporale nel corso dell'anno dell'energia non servita (EENS) conferma che l'evento di distacco di carico, a parità di probabilità di accadimento, genererebbe impatti maggiori sul sistema nei mesi invernali ([Figura 21](#)).

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;
- EENS;
- Magnitudo dell'evento.

In **Figura 22** sono riportati i grafici di queste grandezze per la condizione climatica (Weather Scenario) media. È possibile osservare che gli eventi maggiormente critici risultano essere eventi lunghi (maggiori di 8 h), sia in termini di energia non servita totale, sia in termini di potenza istantanea non coperta. Nell'anno target 2035 si osserva una progressiva diminuzione degli eventi di EENS con durata minore di 8 ore, principalmente grazie alla crescente penetrazione di accumuli con rapporto E/P=8h. Osservando questi indicatori è possibile dedurre come il solo aumento dei sistemi di accumulo odierni in sostituzione degli impianti termici in dismissione non rappresenterebbe una soluzione completa per garantire l'adeguatezza del sistema, perché sarebbe necessaria una durata degli accumuli ben superiore rispetto agli attuali standard tecnologici.

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: Confronto con ERAA 2025	42
ANNEX II: Analisi di adeguatezza	48
5.1 Simulazione del sistema elettrico	48
5.2 Approccio probabilistico	49
ANNEX III: Considerazioni sulle future aste del Capacity Market	51



5 Allegati

Allegati

5

ANNEX I: Confronto con ERAA 2025

Lo European Resource Adequacy Assessment 2025 (ERAA 2025), pubblicato da ENTSO-E nel mese di dicembre 2025, è uno studio complementare al presente rapporto volto a monitorare su scala pan-Europea i rischi di adeguatezza nei 10 anni successivi a quello di pubblicazione.

Le tempistiche del processo di raccolta dati, e le semplificazioni dovute alla scala europea delle analisi dell'ERAA portano ad avere delle differenze intrinseche rispetto al rapporto 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 solida 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, 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. Congiuntamente, i rapporti 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 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 target da analizzare ritenuti più significativi. Pertanto, l'ERAA 25 ha come arco temporale il periodo che va dal 2026 al 2035 ed esamina gli anni 2028, 2030, 2033 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 25 analizza gli anni 2030 e 2035. Quindi, sebbene l'analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA) sia eseguita sugli stessi anni orizzonte di ERAA, l'analisi di adeguatezza del RAI si concentra sullo studio degli anni 2030 e 2035.

Economic Viability Assessment:

Nel rapporto ERAA 25 sono riportati i risultati di due approcci distinti per effettuare l'analisi di sostenibilità economica degli impianti (EVA):

1. L'Approccio basato sulla minimizzazione dei costi di sistema (Cost-based approach), i cui risultati costituiscono lo scenario di riferimento per le analisi di adeguatezza in ERAA25;
2. L'approccio basato sulla stima dei ricavi attesi dei produttori (Revenue-based approach), i cui risultati vengono mostrati al fine di evidenziarne la maturità e la possibile piena applicazione nelle prossime edizioni dell'ERAA. Tale approccio ha l'obiettivo di individuare una condizione di equilibrio coerente con i criteri economici effettivamente adottati dagli operatori del mercato elettrico.

Quest'ultimo approccio, come descritto, viene applicato anche all'analisi di sostenibilità economica del RAI 25, la quale, rispetto all'analisi effettuata in ambito ERAA 25, introduce le seguenti peculiarità per il perimetro italiano:

1. Riserva secondaria: L'approvvigionamento della capacità di riserva nel RAI 25 è modellato in modo più accurato, garantendo che il fabbisogno minimo di riserva necessaria per il sistema sia sempre coperto utilizzando tutte le risorse abilitate (incluse le BESS). Questo, oltre a garantire coerenza simulativa evitando situazioni di potenziale shortage di riserva, implica che le unità di generazione oggetto di analisi economica risultano maggiormente esposte al rischio di insostenibilità economica in quanto in competizione con altre risorse per la fornitura di riserva.
2. Perimetro EVA: La capacità di generazione italiana sottoposta ad analisi EVA in ERAA 25 ammonta a 33,7 GW. Nel RAI 25, invece, questa capacità è stata portata a 32,7 GW attraverso le considerazioni dettagliate nel paragrafo 4.3. In particolare, la riduzione della capacità nel perimetro di analisi è attribuibile all'esclusione della capacità ripotenziata degli impianti esistenti coperta da contratti quindicennali attraverso le aste del Capacity Market.

In [Tabella 1](#) sono riportati gli effetti netti dei tre processi EVA nei due anni di riferimento del RAI 25.

Tabella 1 Scenario post-EVA, effetto netto (Expansion - Decommissioning) [GW]

	2030	2035
Revenue-based RAI 25	-26,3	-27,5
Revenue-based ERAA 25	-22,3	-25,0
Cost-based ERAA 25	-18,3	-20,3

Analisi di Adeguatezza:

Si riportano le principali differenze tra la metodologia adottata in ERAA e quella 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 zone di mercato italiane e Malta, la quale viene modellata esplicitamente in coerenza con ERAA 25. Sono modellati come “generatori equivalenti” tutti gli altri Paesi esteri confinanti:
 - I Paesi esteri confinanti con la frontiera Nord sono modellati come un nodo equivalente, a cui è associato un generatore ideale con capacità pari all’NTC massima sulla frontiera e disponibilità di import pari a quanto risultante dall’Economic Viability Assessment, condotta su perimetro pan-europeo;
 - Il valore di NTC alla frontiera Nord è stato modellato 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;
 - Grecia e Montenegro sono modellati come nodi equivalenti, a cui è associato un generatore ideale con profilo di producibilità pari alla disponibilità di import e un profilo di domanda pari all’export verso i suddetti nodi risultanti dall’Economic Viability Assessment.
- Il fabbisogno di **riserva secondaria** nel RAI 25 è modellato garantendo sempre la copertura del quantitativo minimo necessario per il sistema;
- Nel Rapporto Adeguatezza Italia vengono estratti e analizzati **100 anni Monte Carlo (MC)** mentre in ERAA solamente 15. Tale differenza risulta rilevante in quanto un numero elevato di anni MC permette di eseguire una analisi più completa ed 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.

Vi sono, inoltre, ulteriori differenze minori, tra cui l’utilizzo di profili di manutenzione e tassi di guasto aggiornati per le linee e una modellizzazione più dettagliata del parco termoelettrico. Ad esempio, sono stati considerati i vincoli per ATS che consentono di caratterizzare al meglio l’esercizio degli impianti in funzione della temperatura ambiente.



Sintesi dei risultati dell'analisi di adeguatezza ERAA 2025

Nell'**ERAA 2025** gli indicatori di adeguatezza per ciascuna zona di mercato europea sono espressi come un **intervallo di valori**, riflettendo l'impiego di **due differenti modellazioni del comportamento degli investitori** nell'ambito dell'Economic Viability Assessment (EVA). In entrambe le configurazioni viene applicato un hurdle rate per incorporare nel modello una maggiore avversione al rischio e quindi un aumento dei costi di investimento. Tuttavia, solo in una delle due varianti viene introdotto anche un **tetto ai ricavi orari di mercato (Revenue Cap)**, volto a limitare l'esposizione degli operatori alla volatilità dei prezzi.

L'inclusione del Revenue Cap, come evidenziato nei documenti metodologici e nelle analisi di confronto riportate anche nei Country Comments (Annex 6), tende a generare esiti più cautelativi: la riduzione della possibilità di catturare i prezzi di scarsità rende infatti più difficile la redditività degli impianti, con conseguente maggior probabilità di dismissione e quindi un peggioramento degli indicatori di adeguatezza. Questo effetto emerge con particolare evidenza confrontando gli scenari con solo hurdle premium rispetto a quelli con hurdle premium + revenue cap, nei quali si osservano riduzioni significative della capacità convenzionale economicamente sostenibile.

Indipendentemente dall'approccio adottato per rappresentare l'avversione al rischio degli investitori, l'ERAA 2025 identifica per l'Italia **situazioni di inadeguatezza** (LOLE > 3 ore/anno) **in tutti gli anni orizzonte analizzati**. Tale risultato è coerente con quanto riportato nel rapporto, secondo cui – in assenza di adeguati meccanismi di remunerazione della capacità – la dismissione degli impianti termoelettrici economicamente non sostenibili comporterebbe criticità persistenti per tutto il decennio.

Nella **Tabella 2** si riporta inoltre, a titolo informativo, il valore di LOLE relativo al 2030 derivante dall'applicazione dell'**implementazione A della metodologia revenue based EVA**, già utilizzata nel **RAI 2025** e inclusa nell'Appendice 5 dell'ERAA 2025 come proof of concept del passaggio metodologico verso un approccio pienamente basato sui ricavi.

Tabella 2 Valori di LOLE [h] pubblicati per l'Italia all'interno dell'ERAA 2025 e confronto con RAI 25

LOLE (H) IN FUNZIONE DELLA METODOLOGIA EVA	2030	2035
ERAA 25, cost-based EVA (risk aversion model parziale)	6	5
ERAA 25, cost-based EVA (risk aversion model completo)	9	10
RAI 25, revenue-based EVA (risk aversion model completo)	155	208

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), ed 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 degli impianti di accumulo (inclusi i bacini idroelettrici) unitamente al 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.

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

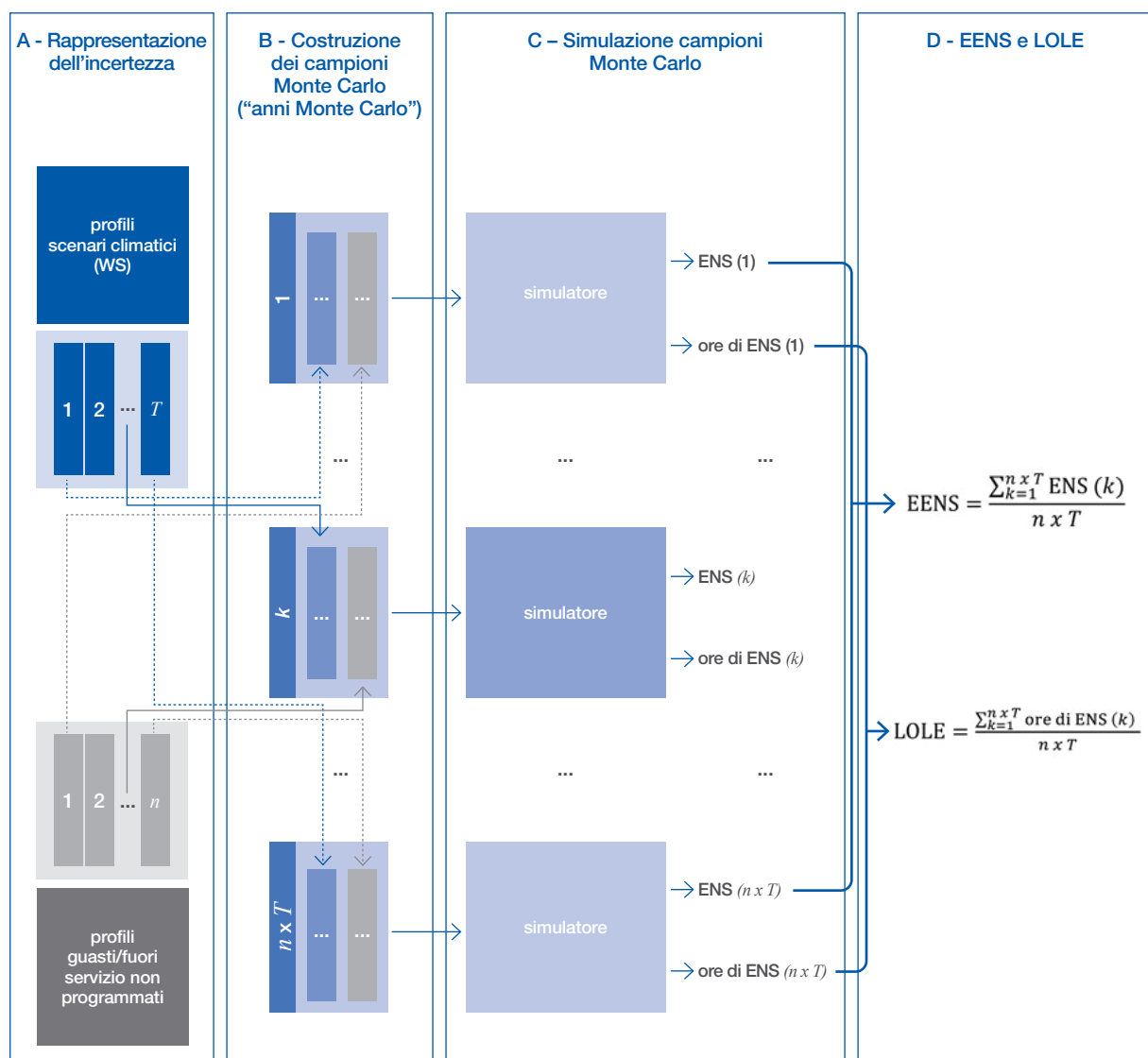
5.2 Approccio probabilistico

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 ad 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 ad 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*).

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 "scenario 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 ad uno stesso scenario climatico con i profili di disponibilità per ciascun generatore nella zona di mercato 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, ed 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 "scenario climatico" (come descritto in A) 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.

ANNEX III: Considerazioni sulle future aste del Capacity Market

Come evidenziato nel paragrafo 3.1.3, la capacità nuova aggiudicata tramite Capacity Market ha svolto un ruolo determinante nel guidare la decarbonizzazione e nel garantire l'adeguatezza del sistema negli ultimi anni.

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

Per le prossime aste del Capacity Market si prevede una naturale prosecuzione del trend già verificatosi nelle scorse aste: la capacità nuova tenderà ad assumere un peso sempre più marginale, mentre la crescente competitività – trainata dallo **sviluppo delle FRNP** e gli **accumuli**, unitamente alla moderata crescita del fabbisogno elettrico – renderà improbabile che tutto il parco esistente venga aggiudicato al price cap.

Aggiornamento dei tassi di de-rating per solare e accumuli

Nell'ambito del mercato della capacità, il contributo in CDP di ciascuna risorsa viene calcolato riducendo convenzionalmente la potenza efficiente netta attraverso appositi tassi di *derating*, che tengono conto dell'effettiva disponibilità di ciascuna specifica risorsa. Tale termine permette di confrontare tecnologie differenti su una base comune.

Si pensi a titolo esemplificativo alla tecnologia fotovoltaica che raggiunge il massimo della sua produzione nelle ore centrali della giornata. Con la crescita delle FRNP negli ultimi anni, tale fascia oraria risulta ormai caratterizzata da un carico residuo⁹ ridotto, talvolta anche minore di zero, mentre le ore critiche si stanno progressivamente spostando verso la fascia serale. Ne consegue che, all'aumentare della capacità solare complessiva, il contributo incrementale della tecnologia alla copertura dei fabbisogni tende a ridursi.

Nel caso dei sistemi di accumulo elettrochimico (BESS), tale coefficiente assume particolare rilievo poiché queste risorse sono caratterizzate da energia limitata e la loro effettiva capacità di funzionamento dipende dalla possibilità di caricarsi stoccando energia prodotta dagli altri impianti (sia rinnovabili sia termoelettrico convenzionale), ovvero dal contesto di sistema elettrico e dalla zona di mercato in cui operano. In generale, si può osservare come le BESS possano sostituire i generatori termoelettrici, garantendo al contempo l'adeguatezza e riducendo i picchi di carico residuo solo entro certi limiti. All'aumentare della loro penetrazione nel sistema elettrico, diminuisce il contributo incrementale all'adeguatezza della nuova capacità di accumulo.

L'aggiornamento dei coefficienti di *derating* per l'asta del Capacity Market con anno di consegna 2028, così come per la definizione del fabbisogno di sistemi di accumulo, si rende quindi necessario principalmente per la prevista maggiore diffusione dei sistemi di accumulo, inclusi quelli aggiudicati nell'asta MACSE con consegna 2028, rispetto al livello di diffusione considerato nelle aste precedenti. A ciò si aggiunge anche il possibile fenomeno di sostituzione già osservato nell'asta del mercato della capacità con consegna 2027, in cui nuova capacità BESS ha sostituito capacità termoelettrica.

Per l'asta Capacity Market 2028 si intende calcolare (come per le precedenti aste) un coefficiente nazionale sia per la fonte solare che per le BESS. Con riferimento alla tecnologia BESS si calcola un tasso di rating unico per tutte le

⁹ Il carico residuo è definito come differenza tra fabbisogno elettrico totale e produzione da FRNP.

zone di mercato, distinto per diversi rapporti energia/ potenza. A riguardo, al fine di calcolare in maniera prudentiale il contributo fornito all'adeguatezza delle risorse BESS, il rating proposto coincide con quello attribuibile alla zona di mercato Nord, maggiormente critica dal punto di vista dell'adeguatezza.

Per misurare il rating della tecnologia (solare o BESS) in funzione della sua diffusione, è stato adottato un processo iterativo, con l'obiettivo di identificare il rapporto di sostituzione tra capacità BESS e capacità programmabile ideale: partendo dal sistema atteso al 2028 si aggiunge capacità (solare o BESS) a incrementi definiti a fronte di una conseguente riduzione della capacità programmabile nella stessa zona e in quantità tale da mantenere costante il livello di adeguatezza del sistema. Tale capacità programmabile ideale diminuisce all'aumentare della capacità aggiunta (solare o BESS). Il fattore di de-rating viene quindi calcolato come complemento a 1 del rapporto tra la riduzione della capacità programmabile ideale (CDP) e l'incremento della capacità aggiunta di fotovoltaico o accumuli necessario a garantire l'adeguatezza.

In tal modo, si ottiene una curva (per ciascuna tecnologia e per ciascuna durata) funzione della capacità incrementale, che a ciascun valore di capacità addizionale associa il relativo tasso di rating.

Gestione esercizio in Sicilia

Il sistema elettrico siciliano presenta alcune peculiarità che ne condizionano la robustezza e l'affidabilità:

- una quota significativa del parco di generazione programmabile è ancora alimentata da impianti vetusti a olio combustibile;
- la generazione programmabile è soggetta a indisponibilità o limitazioni operative legate a fenomeni di ATS sempre più frequenti;
- la penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili è in forte crescita, confermato anche dagli esiti delle recenti aste FER-X in cui sono stati aggiudicati circa 4,5 GW sull'Isola;
- l'interconnessione con le altre zone di mercato è ancora limitata, considerando che la piena operatività del Tyrrhenian Link sarà possibile solo dal 2029, a seguito del completamento dei due rami previsto per il 2028.

Questi elementi rendono il sistema siciliano particolarmente vulnerabile, soprattutto nel medio termine, qualora si procedesse alla dismissione della generazione meno efficiente e affidabile, senza poter contare ancora sul pieno supporto del Tyrrhenian Link. In tali condizioni, il rischio di mancata copertura della domanda diventerebbe concreto, in particolare:

- nei periodi di carico elevato (ad esempio durante l'estate);
- nelle ore serali o notturne, quando il contributo del fotovoltaico è minimo;
- nei momenti di ridotta capacità di scambio con la Calabria, ad esempio durante le manutenzioni dei collegamenti.

In questo scenario dinamico e complesso, la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico siciliano dipendono dalla disponibilità del parco di generazione programmabile locale.

Per questo motivo, l'asta del Capacity Market 2028 rappresenta un'occasione per assicurare la capacità necessaria direttamente in Sicilia, limitando in sede d'asta il ricorso alla capacità di scambio con il continente. Terna sottolinea così l'importanza di un approvvigionamento mirato, che garantisca stabilità e resilienza al sistema isolano, accompagnando la transizione verso un mix energetico più sostenibile.

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

