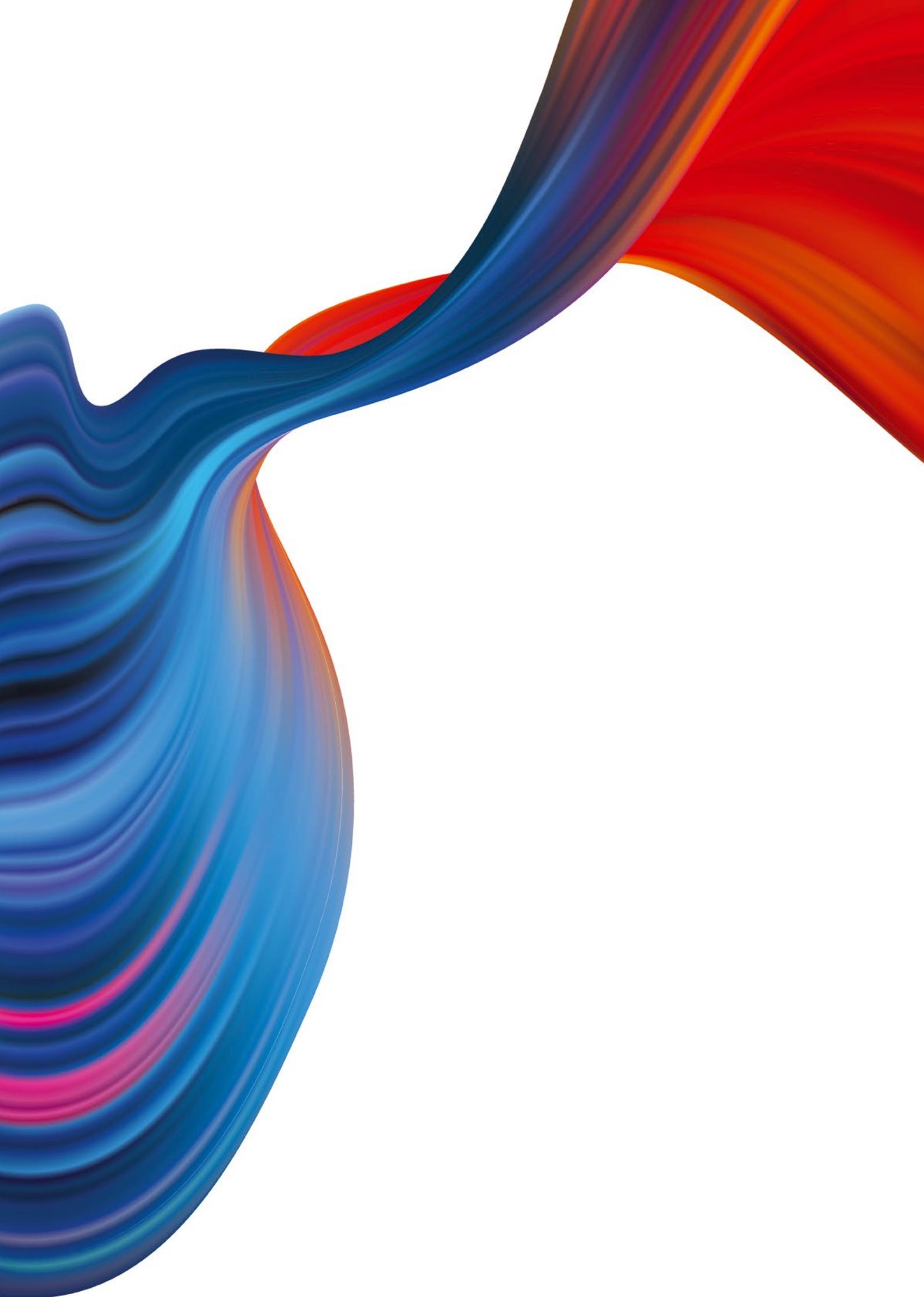




# 2021

RAPPORTO  
ADEGUATEZZA ITALIA





# Driving Energy

*EsercitiAMO il ruolo di regista e abilitatore della transizione ecologica per realizzare un nuovo modello di sviluppo basato sulle fonti rinnovabili, rispettoso dell'ambiente. Sostenibilità, innovazione e competenze distintive ispirano il nostro agire per garantire alle prossime generazioni un futuro alimentato da energia pulita, accessibile e senza emissioni inquinanti.*

Siamo il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa.

Abbiamo la grande responsabilità di assicurare l'energia al Paese garantendone la **sicurezza, la qualità e l'economicità nel tempo.**

Gestiamo la rete di trasmissione italiana in alta tensione, una delle più moderne e tecnologiche in Europa, perseguendone lo **sviluppo e l'integrazione con la rete europea**, assicurando in sicurezza **parità di accesso a tutti gli utenti.**

Sviluppiamo **attività di mercato** e nuove opportunità di business portando in Italia e all'estero le nostre competenze e la nostra esperienza.

# Executive Summary

## INTRODUZIONE E OBIETTIVI

Il settore elettrico riveste un ruolo centrale per il raggiungimento degli **obiettivi di decarbonizzazione** del sistema energetico complessivo, grazie all'efficienza intrinseca degli usi finali basati sul vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti energetiche rinnovabili (FER) come il solare e l'eolico.

Tuttavia, la **progressiva sostituzione di fonti programmabili convenzionali** con fonti non programmabili implica la necessità di **affrontare e superare importanti sfide nella gestione del sistema elettrico**, quali a esempio:

1

una **riduzione del margine di riserva alla punta** per la forte **dismissione di capacità termoelettrica** con possibili difficoltà a coprire i valori massimi di domanda e conseguente rischio di attivazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico – PESSE - che **comporta la disalimentazione a rotazione delle utenze** per evitare blackout generalizzati;

2

una progressiva **riduzione della potenza regolante e di inerzia**, a causa della modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;

3

un aumento delle **congestioni di rete** legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;

4

un forte inasprimento delle problematiche di **regolazione di tensione** (sovratensioni e buchi di tensione) e **instabilità di frequenza** (oscillazioni e separazioni di rete non controllate).

Il presente Rapporto si focalizza, in particolare, sul punto 1) dell'elenco andando a **verificare le condizioni di adeguatezza del sistema** nello scenario ipotizzato.

**L'adeguatezza** consiste nell'assicurare che la capacità produttiva disponibile, comprese le importazioni e gli accumuli, sia sufficiente a soddisfare la domanda di energia richiesta in ogni ora e in ogni zona del paese. **La sicurezza**, invece, rappresenta la capacità del sistema elettrico di resistere a modifiche dello stato di funzionamento a seguito di disturbi improvvisi, senza che si verifichino violazioni dei limiti di funzionamento del sistema stesso.

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



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



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

A seguito della Decisione ACER 23/2020 e della Delibera 507/2020/R/eel Terna, dopo aver svolto la consultazione, ha trasmesso ad ARERA uno studio sullo standard di adeguatezza per individuare range di valori delle componenti necessarie a calcolare il valore massimo di LOLE accettabile. Nella metodologia europea tale valore è definito come il rapporto fra il costo della nuova generazione necessaria per garantire l'adeguatezza (Cost Of New Entry – CONE) e il valore del carico non servito (Value of Lost Load – VOLL).

Sulla base dello studio di Terna, ARERA con la Deliberazione 370/2021 del 7 Settembre 2021 ha trasmesso a MiTE e a Terna il provvedimento finalizzato alla predisposizione di una proposta sullo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano ai sensi dell'articolo 25.2 del Regolamento (UE) 943/2019<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> <https://www.arera.it/allegati/docs/21/370-21.pdf>

Con il Decreto Ministeriale del 28/10/2021, il MiTE ha definito il **valore massimo di LOLE pari a 3 h/anno**.

Compito di Terna, come richiesto nella Delibera 856/17/R/eel, è anche quello di analizzare l'evoluzione attesa dell'adeguatezza del sistema elettrico nel medio-lungo termine (2025-2030). Con il Rapporto Adeguatezza Italia, Terna fornisce indicazioni sulle risorse necessarie per mantenere il valore di LOLE al di sotto della soglia massima definita in precedenza.

Nelle valutazioni di adeguatezza è necessario **tenere in considerazione le variazioni (casuali e non) delle principali variabili di input del modello utilizzato, tra cui l'aleatorietà legata ai fenomeni climatici** quali ad esempio la temperatura, la ventosità e l'irraggiamento che producono, a loro volta, un impatto diretto sia sulla domanda di energia elettrica sia sulla disponibilità di una sempre più consistente quota parte di generazione (le fonti rinnovabili intermittenti).

L'analisi è stata effettuata sullo scenario **National Trend Italia** pubblicato a febbraio 2021 da Terna e Snam in ottemperanza al **Parere 574/2020/R/eel e alla Delibera 539/2020/R/gas**.

Lo scenario prevede un fabbisogno in lieve crescita rispetto al 2019, arrivando fino a 326 TWh al 2025 e 331 TWh al 2030, in linea con lo **scenario Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)**. La capacità installata di eolico e solare raggiunge un valore di **45 GW al 2025 e 71 GW al 2030**. Per quanto riguarda gli accumuli, la capacità aggiuntiva al 2025 è costituita da circa 1 GW di storage distribuito accoppiato a sistemi fotovoltaici, mentre per il 2030 l'incremento di capacità rispetto al 2020 si attesta a circa +6 GW di accumuli utility-scale e +4 GW di accumuli distribuiti.

Inoltre, le analisi considerano, in linea con gli obiettivi del PNIEC, la **completa dismissione del carbone entro il 2025** (motivo per cui il presente rapporto analizza anche il phase-out del carbone sardo già al 2025 con le relative criticità che ne derivano) e la presenza in servizio di **quasi 6 GW di nuova Capacità Disponibile in Probabilità<sup>2</sup> (CDP) contrattualizzata con le aste del Capacity Market 2022-23<sup>3</sup>** (capacità che include anche impianti che ad oggi non hanno ancora completato i necessari iter autorizzativi).

<sup>2</sup> Il Capacity Market è uno strumento technology-neutral; il suo fabbisogno di capacità necessaria per garantire l'adeguatezza si misura in **Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)**. La CDP viene calcolata riducendo convenzionalmente la potenza efficiente netta attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di ciascuna specifica risorsa. **Maggiori dettagli sono riportati nel capitolo 5.**

<sup>3</sup> [https://download.terna.it/terna/Rendiconto%20EsiAsta%202023\\_8d78adbacbbe508.pdf](https://download.terna.it/terna/Rendiconto%20EsiAsta%202023_8d78adbacbbe508.pdf) e [https://download.terna.it/terna/2019\\_12\\_06\\_Rendiconto%20EsiAsta%202022\\_PUBBLICATO\\_8d7c06cc9f8470b.pdf](https://download.terna.it/terna/2019_12_06_Rendiconto%20EsiAsta%202022_PUBBLICATO_8d7c06cc9f8470b.pdf)

## RISULTATI PRINCIPALI AL 2025

Le analisi svolte<sup>4</sup> e descritte nel Rapporto evidenziano come, nonostante l'importante contributo alla adeguatezza del sistema atteso dalla nuova capacità contrattualizzata con le aste del Capacity Market 2022-23, **nello scenario analizzato il sistema elettrico italiano non è adeguato**, ovvero non rispetta il criterio di adeguatezza di un massimo di 3 ore/anno di LOLE. Permangono infatti, soprattutto nel medio termine, alcune problematiche "strutturali", quali:

1. una **forte dipendenza** delle aree Nord-Centro Nord dalla disponibilità **di import alla frontiera**;
2. la **vetustà del parco di generazione convenzionale**, soprattutto in alcune aree del sistema;
3. **inadeguatezza**, in assenza di interventi di sviluppo, nel medio-lungo termine, **della capacità di trasmissione** fra le due isole maggiori e il continente.

**Per abilitare il processo di decarbonizzazione del sistema elettrico, specie per il 2025, si renderanno necessari interventi strategici per promuovere l'autorizzazione e la realizzazione di nuova capacità** in sostituzione di quella già prevista in dismissione. Più nello specifico **la dismissione delle centrali a carbone potrà completarsi, in condizioni di adeguatezza, solo attraverso la realizzazione di nuova capacità**.

L'approvvigionamento della capacità necessaria a completare il processo di decommissioning del carbone nei tempi previsti ed al contempo raggiungere il target delle 3 h/anno di LOLE, potrà avvenire tramite **nuove aste Capacity Market**.

### LE PRINCIPALI CRITICITÀ NELLA PENISOLA E LE AZIONI NECESSARIE

Nella penisola, **le aree maggiormente esposte a rischio di adeguatezza sono quella Nord e Centro Nord**.

In particolare, al 2025 la completa dismissione del parco di generazione a carbone, non sarà adeguatamente compensata dallo sviluppo delle fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo. Nemmeno la capacità assegnata nelle aste del Capacity Market del 2019 sarà sufficiente a riportare il sistema al di sotto della soglia standard di adeguatezza; risulta invece necessario che si verifichino le seguenti condizioni:

- **la completa realizzazione della nuova capacità assegnata già nelle aste del 2019**, inclusa quella che ad oggi deve ancora completare l'iter autorizzativo presso gli uffici competenti;
- **l'acquisizione di ulteriore nuova capacità** tramite il Capacity Market.

Oltre a mantenere un livello sufficiente di capacità di generazione disponibile **attraverso le aste del Capacity Market**, il nuovo Piano di Sviluppo di Terna ha previsto una serie di interventi finalizzati a:

1. **rendere il sistema stabile ed autoregolante** attraverso l'installazione di nuovi elementi di rete come i compensatori sincroni e gli STATCOM, in particolare nella zona Sud e Centro Sud;
2. **ridurre le congestioni locali e/o tra zone di mercato** attraverso il potenziamento della rete di trasmissione, potenziando quindi le possibilità di mutuo soccorso tra zone.

I dettagli relativi ai punti 1 e 2 sono reperibili all'interno del Piano di Sviluppo 2021 di Terna.

<sup>4</sup> Dettagli nel capitolo 5.



## LE PRINCIPALI CRITICITÀ IN SARDEGNA E LE AZIONI NECESSARIE

Per la **Sardegna, la dismissione degli impianti a carbone, Fiume Santo e Sulcis (per una potenza installata complessiva di circa 1000 MW), con l'attuale capacità di trasmissione con il Continente, non permetterebbe di rispettare il valore limite delle 3 h/anno di LOLE.** In tali condizioni, il sistema sardo si considera inadeguato e insicuro, in quanto sarebbe molto probabile il verificarsi di uno o più eventi di distacco di una parte dei consumatori sardi specie in caso di fuori servizio (per guasto o manutenzioni) del collegamento HVDC SAPEI (in questa configurazione la domanda attesa potrebbe superare le risorse disponibili per soddisfarla in assenza degli impianti a carbone).

Per **risolvere le criticità in Sardegna e consentire la dismissione degli impianti a carbone sarà necessario (1) realizzare nuova capacità per circa 500 MW di CDP** distribuiti opportunamente sull'isola e **(2) realizzare il nuovo collegamento Centro Sud – Sicilia – Sardegna (Tyrrhenian Link).**

Questi interventi sono indispensabili sia per la sicurezza dell'isola attraverso la fornitura di servizi di rete (es. regolazione di frequenza e tensione) sia per la sua adeguatezza garantendo la ridondanza delle risorse minima necessaria per far fronte a tutti i possibili stati del sistema.

La localizzazione della nuova capacità minima necessaria per la Sardegna è legata a peculiarità del sistema di trasmissione dell'isola costituito da:

- una rete poco magliata;
- produzioni vincolate;
- un numero consistente di impianti di generazione FER non programmabili.

**Queste caratteristiche espongono il sistema insulare non solo a rischi per l'adeguatezza ma anche per la sicurezza del sistema.** Tali rischi potranno in gran parte essere mitigati attraverso la realizzazione del **Tyrrhenian Link**. Purtroppo le analisi svolte da Terna indicano che sarà necessario anche approvvisionare almeno **200 MW di nuova CDP nell'area nord della Sardegna e almeno 300 MW di nuova CDP nell'area sud.**

La prossima asta del Capacity Market dovrà quindi **non solo consentire l'approvvigionamento della quantità necessaria** di capacità **ma anche, nel caso della Sardegna, garantirne una precisa localizzazione**, al fine di soddisfare tutte le necessità del sistema, anche quelle legate alla sicurezza.

Il **Tyrrhenian Link** entrerà progressivamente in servizio **nel periodo 2026-2028**. Siccome la nuova CDP avrà una vita utile di almeno 20 anni Terna ha analizzato le condizioni di adeguatezza tenendo in considerazione gli effetti del Tyrrhenian Link. Per questo motivo l'analisi di adeguatezza evidenzia la necessità di soli 500 MW di nuova CDP, nonostante la dismissione di oltre 1000 MW di capacità a carbone. Di conseguenza, nella prossima asta Capacity Market Terna considera necessario approvvisionare solo la quantità di CDP necessaria "a regime", ovvero dopo l'entrata in servizio del Tyrrhenian Link.

Pertanto, per la Sardegna, si renderà necessario, ai fini della prossima asta Capacity Market:

- a. considerare **l'assetto "a regime" della Sardegna** (assenza delle centrali a carbone e presenza del **Tyrrhenian Link**);
- b. **suddividere** la zona di mercato Sardegna in **due aree distinte**.

Per soddisfare le esigenze espresse nel punto b), in particolare, si renderà necessario **definire le capacità di scambio convenzionali d'asta** fra le due aree della Sardegna e fra la Sardegna e le altre aree del continente per garantire che il fabbisogno di CDP delle due aree sarde sia coperto da impianti dislocati sull'isola ed import dal continente, assicurando sia l'adeguatezza che la sicurezza dell'isola.

La dismissione della generazione a carbone dell'isola potrà quindi avvenire in modo progressivo man mano che le nuove risorse (il **Tyrrhenian Link e i 500 MW di nuova CDP**) entreranno in servizio; la dismissione completa potrà essere realizzata solo successivamente alla completa realizzazione del nuovo collegamento e alla piena disponibilità della nuova capacità programmabile.

Contestualmente alla realizzazione della nuova capacità e del Tyrrhenian Link sarà **possibile rilassare parzialmente il vincolo di riserva primaria per gli impianti rilevanti**, che al momento per la Sardegna è fissato pari al 10% della capacità nominale, avvicinandolo progressivamente al valore previsto per il continente (1,5%).

## LE PRINCIPALI CRITICITÀ IN SICILIA E LE AZIONI NECESSARIE



La Sicilia, attualmente, presenta una parte rilevante della generazione programmabile proveniente da olio combustibile, inquinante e poco efficiente.

**La dismissione di questa quota parte della generazione nel medio termine comporterebbe una maggiore esposizione dell'area ad un rischio di mancata copertura della domanda.** In particolare, tale rischio si potrebbe manifestare in corrispondenza di elevato valore del carico (es. durante l'estate), di basso contributo del fotovoltaico (es. ore serali/notturne) e/o di ridotta capacità di scambio con la Calabria (es. periodi di manutenzione dei collegamenti).

Per consentire quindi la dismissione, nel prossimo futuro, degli impianti meno efficienti sarà necessario realizzare il previsto potenziamento della capacità di trasmissione con il Continente attraverso il ramo est del "Tyrrhenian Link".

## RISULTATI PRINCIPALI AL 2030

Le analisi di adeguatezza effettuate per l'anno orizzonte 2030 non rilevano problematiche specifiche nello scenario; tale evidenza è diretta conseguenza del fatto che lo scenario, dopo il 2025, prevede:

1. **l'incremento ulteriore della capacità installata di eolico e fotovoltaico** (+26 GW dal 2025 al 2030);
2. **l'aumento della capacità di accumulo** (+6 GW di utility-scale e +3 GW di small-scale dal 2025 al 2030);
3. **il mantenimento dello stesso valore, previsto al 2025, di capacità termoelettrica convenzionale** (anche a fronte di una riduzione del numero di ore di funzionamento dovuto all'aumento progressivo delle fonti rinnovabili non programmabili di cui al punto 1));
4. **la presenza in servizio di tutti gli investimenti sulla Rete di Trasmissione Nazionale previsti nel Piano di Sviluppo di Terna**, mirati a rafforzare la magliatura della rete, ridurre le congestioni e rimuovere vincoli puntuali.

**Il rispetto delle condizioni minime accettabili per l'adeguatezza del sistema elettrico richiederà il verificarsi di tutti i quattro punti sopra citati che dovranno essere quindi attentamente monitorati nei prossimi anni.**

# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>11</b>
	1.1 Contesto normativo	12
	1.2 Le analisi di adeguatezza Europee (ENTSO-E MAF 2020)	12
	1.3 Le principali differenze del MAF 2020 con il Rapporto Adeguatezza Italia	13
	1.4 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	15
<b>2</b>	<b>Contesto e scenario del sistema elettrico italiano</b>	<b>17</b>
	2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica e margini di adeguatezza	18
	2.2 Scenario previsionale	21
	2.2.1 <i>Lo scenario di riferimento del Rapporto adeguatezza 2021: il National Trend Italia</i>	21
	2.2.2 <i>Fabbisogno elettrico</i>	21
	2.2.3 <i>Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili</i>	22
	2.2.4 <i>I sistemi di accumulo</i>	22
	2.2.5 <i>La generazione termoelettrica e la dismissione del carbone</i>	23
	2.2.6 <i>Nuova capacità contrattualizzata con le aste Capacity Market 2022 e 2023</i>	25
	2.2.7 <i>Principali interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni</i>	26
<b>3</b>	<b>Risultati</b>	<b>29</b>
	3.1 Obiettivi dell'analisi e principali ipotesi	30
	3.2 L'adeguatezza al 2025	30
	3.2.1 <i>L'adeguatezza al 2025 - sensitivity Sicilia</i>	33
	3.3 L'adeguatezza al 2030	35
<b>4</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>37</b>
	4.1 Risoluzione delle criticità evidenziate	38
	4.2 Implicazioni per la prossima asta Capacity Market	39

# 5

<b>Allegati</b>	<b>41</b>
5.1 ANNEX I: stima dell'adeguatezza e metodo probabilistico	42
5.1.1 Simulazione del sistema elettrico	42
5.1.2 Approccio probabilistico	43
5.2 ANNEX II: Capacity Market e Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)	45

## INDICE DELLE FIGURE E TABELLE

<b>Figura 1</b> Import frontiera Nord: a) periodo estivo, b) periodo invernale	14
<b>Figura 2</b> Rapporto Adeguatezza 2019 - risultati PNIEC 2025	15
<b>Figura 3</b> Evoluzione capacità di generazione 2005 - 2020 [GW]	18
<b>Figura 4</b> Capacità di generazione disponibile (esempio)	19
<b>Figura 5</b> Massima capacità termica disponibile per adeguatezza [GW]	20
<b>Figura 6</b> Evoluzione minimo margine di adeguatezza 2013-2020 [GW]	20
<b>Figura 7</b> Evoluzione della domanda nazionale di energia elettrica (TWh)	21
<b>Figura 8</b> Capacità FRNP prevista [GW]	22
<b>Figura 9</b> Capacità di accumulo	23
<b>Figura 10</b> Andamento della generazione elettrica [TWh] a carbone (Continente)	23
<b>Figura 11</b> Potenza nominale delle centrali di produzione coinvolte nel piano phase out	24
<b>Figura 12</b> Capacità termica contrattualizzata con le aste Capacity Market 2022 e 2023 (GW)	25
<b>Figura 13</b> Principali interventi di incremento della capacità di scambio fra zone di mercato	26
<b>Figura 14</b> Principali interventi di incremento della capacità di scambio con l'estero	27
<b>Figura 15</b> Scenario base 2025, distribuzione zonale LOLE	30
<b>Figura 16</b> Carico residuo rispetto a LOLP, area Nord	32
<b>Figura 17</b> Scenario base 2025 - Distribuzione oraria del rischio di mancata copertura del carico - area Sardegna	33
<b>Figura 18</b> Scenario base 2025 - sensitivity Sicilia, distribuzione zonale LOLE	34
<b>Figura 19</b> Scenario base 2025 - sensitivity Sicilia, distribuzione oraria del rischio di mancata copertura del carico - area Sicilia	35
<b>Figura 20</b> Sintesi approccio probabilistico	43
<b>Tabella 1</b> Tassi di de-rating FRNP (Italia, Gran Bretagna, Belgio)	45
<b>Tabella 2</b> Tassi di de-rating accumulati (Italia, Gran Bretagna, Belgio)	46



1.1	Contesto normativo	12
1.2	Le analisi di adeguatezza Europee (ENTSO-E MAF 2020)	12
1.3	Le principali differenze del MAF 2020 con il Rapporto Adeguatezza Italia	13
1.4	I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia	15

# 1

## Introduzione

# Introduzione



## 1.1 Contesto normativo

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

- **art.3 del Decreto Ministeriale MiSE del 28/06/2019** che richiede di effettuare 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.
- **art.53 della Delibera 111/06 (come modificata dalla Delibera 856/17)** per il quale è prevista la pubblicazione entro il 30 settembre di ogni anno, con riferimento a un orizzonte non inferiore ai sei anni successivi, della valutazione della capacità di produzione complessivamente necessaria alla copertura della domanda.
- **art.13.5 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 report che riporta analisi di adeguatezza con orizzonte decennale;
- **art 2.1 del Decreto Ministeriale Mite del 28/10/2021** che ha definito un valore di LOLE massimo pari a 3h/anno.

In ambito europeo, invece, il pacchetto legislativo **"Clean energy for all Europeans" (CEP)**, stabilisce attraverso il **Regolamento (UE) 2019/943 - art.23**, i requisiti per lo **sviluppo da parte di ENTSO-E di una metodologia per la valutazione dell'adeguatezza di un sistema elettrico basata sull'utilizzo di approccio probabilistico comune** in ambito europeo. Tale metodologia, nota come **European Resource Adequacy Assessment (ERAA)**, approvato dall'ACER, rappresenterà **nei prossimi anni**, il riferimento per tutte le valutazioni inerenti all'adeguatezza dei sistemi elettrici nazionali.

## 1.2 Le analisi di adeguatezza Europee (ENTSO-E MAF 2020)

A partire dal 2016 ENTSO-E, ai sensi dell'articolo dell'articolo 8, comma 4 del Regolamento EC no. 714/2009, elabora il **Mid-term Adequacy Forecast (MAF)** che analizza i potenziali rischi di adeguatezza per il sistema elettrico europeo in un orizzonte di breve-medio termine.

Lo studio MAF interessa **l'intero perimetro paneuropeo** e alcune zone limitrofe interconnesse con la rete di trasmissione europea. Tutte le zone all'interno del perimetro paneuropeo sono modellate in maniera **esplicita** utilizzando **le informazioni disponibili in merito alle unità di generazione e alla domanda**. Le zone al di fuori del perimetro paneuropeo, invece, sono modellate in modo **non esplicito**, ovvero sono considerati solo gli scambi orari previsti tra questi nodi di mercato e gli altri. **Si vuole qui ricordare che le analisi di adeguatezza europee** (svolte in ambito ENTSO-E) **in generale presentano alcune semplificazioni** dovute principalmente alla necessità di coordinare modelli e approcci spesso molto diversi fra tutti i paesi UE. Tali semplificazioni non consentono, ad oggi, di effettuare tutti i necessari approfondimenti, inclusi quelli relativi alla sicurezza (specie dei sistemi isolati come per esempio la Sardegna e la Sicilia), approfondimenti che sono indispensabili per **individuare le azioni**

**strategiche necessarie per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema anche durante questo periodo di transizione ecologica.** Inoltre, l'analisi paneuropea tende a sottovalutare il rischio di scarsità contemporanea della capacità di generazione, che può risultare da una combinazione di condizioni meteo estreme e di decisioni legate alla gestione operativa dei parchi di generazione esteri non prevedibili (ad es. manutenzione non programmata degli impianti nucleari francesi).

Le ultime analisi disponibili (ENTSO-E MAF 2020) evidenziano per lo più un basso rischio di inadeguatezza nel sistema Europeo per entrambi gli anni target, analizzati con un'evoluzione positiva in alcune zone dal 2025 al 2030. Permangono però alcune aree, specie nel 2025, con valori di LOLE superiori agli standard di riferimento, in particolare **Malta, Sardegna (in assenza della generazione a carbone e del Tyrrhenian Link), Turchia e Repubblica d'Irlanda.**

**Il rischio della Sardegna si riduce fortemente all'anno target 2030,** con la prevista realizzazione del Tyrrhenian Link e delle altre risorse previste, in particolare, la nuova capacità programmabile, l'incremento di generazione da fonte rinnovabile non programmabile e i nuovi sistemi di accumulo.

I dettagli relativi al MAF 2020 **sono disponibili al sito ENTSO-E<sup>5</sup>.**

### 1.3 Le principali differenze del MAF 2020 con il Rapporto Adeguatezza Italia

Fra le semplificazioni delle analisi europee elencate in **1.2**, una di quelle che maggiormente incide sul sistema italiano è **il contributo dell'import all'adeguatezza nazionale.**

Attualmente le analisi europee **non considerano in maniera appropriata situazioni di scarsità contemporanea della capacità di generazione** in Europa, come avvenuto ad esempio a gennaio del 2017<sup>6</sup> e settembre 2020<sup>7</sup>, che determinano a loro volta l'**esposizione al rischio di mancata copertura del carico nelle aree italiane maggiormente dipendenti dall'import.**

Questo implica, specie per i Paesi maggiormente legati al **contributo dell'import** come l'Italia, di dover considerare, ad oggi, **un approccio maggiormente cautelativo quando si tratta di stabilire di quante e quali risorse necessita il sistema per essere adeguato e sicuro.**

**Nel caso del Rapporto Adeguatezza Italia si adotta un approccio basato sull'analisi dell'evoluzione storica.**

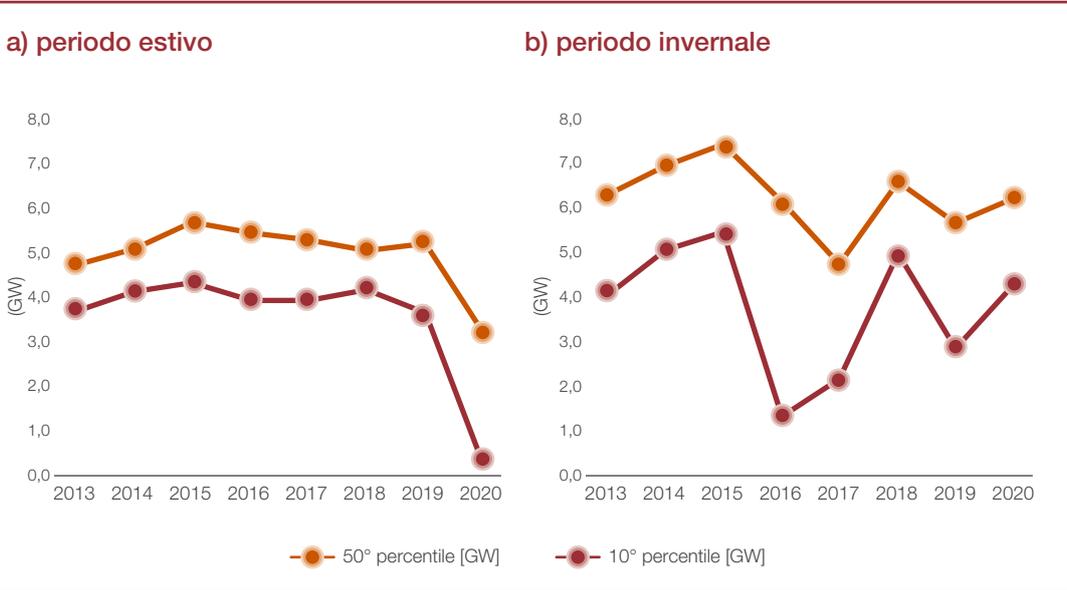
<sup>5</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

<sup>6</sup> Ondata di freddo ed indisponibilità impianti nucleari francese.

<sup>7</sup> Elevata indisponibilità impianti nucleari francesi e scarsa produzione eolica tedesca.

In *Figura 1* è riportato l'andamento del 10° e 50° percentile della curva di distribuzione dell'import annuale<sup>8</sup> per il periodo 2013-2020.

**FIGURA 1 Import frontiera Nord: a) periodo estivo, b) periodo invernale**



In particolare, il contributo dell'import negli ultimi anni ha registrato una discreta variabilità soprattutto nel periodo invernale. Questa variabilità potrebbe ulteriormente aumentare con il processo di decarbonizzazione e l'aumentare della capacità non programmabile, **portando a possibili contributi inferiori al 50° percentile dei valori storici.**

**Nelle analisi a supporto del Rapporto Adeguatezza 2021 si adatterà una disponibilità di import massima pari al 10° percentile dei valori storici.**

L'adozione di un approccio maggiormente cautelativo è coerente con le indicazioni fornite dal TSO francese RTE nel recente "Bilan prévisionnel 2021" che descrive possibili criticità per il sistema elettrico francese negli anni 2024 e 2025 a causa delle manutenzioni decennali del parco nucleare francese. Tali criticità potrebbero tradursi in una minore disponibilità di import per l'Italia.

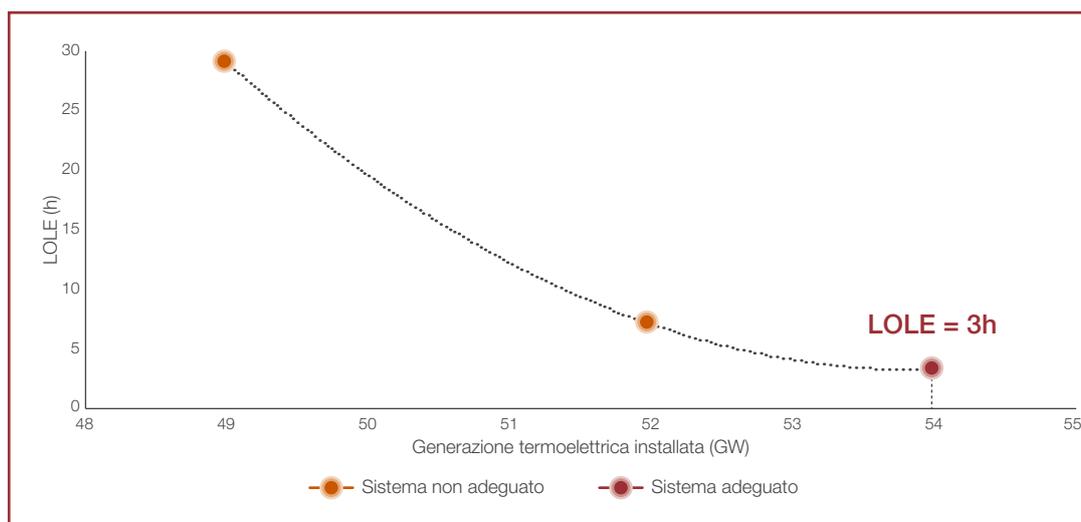
<sup>8</sup> Per i soli giorni feriali (Fonte: Transparency Platform di Terna).

## 1.4 I precedenti Rapporti Adeguatezza Italia

Le analisi svolte e descritte nel Rapporto Adeguatezza Italia del 2019<sup>9</sup>, pubblicato il 9 Agosto 2019 sul sito Terna, hanno evidenziato come, in un orizzonte di medio-lungo termine (2025-2030), il sistema elettrico italiano necessita di una **capacità di generazione termoelettrica non inferiore ai 54 GW (Figura 2) per rispettare il criterio di adeguatezza di un massimo di 3 ore LOLE per anno.**

Le analisi descritte all'interno del documento sono state svolte considerando due orizzonti temporali: medio (2025) e lungo (2030) termine, declinati sullo scenario **PNIEC** in quanto principale riferimento nazionale<sup>10</sup>.

FIGURA 2 Rapporto Adeguatezza 2019 - risultati PNIEC 2025



Al 2025 lo scenario PNIEC presentava **una riduzione attesa della capacità di generazione termoelettrica fino a circa 49 GW, dovuta principalmente al phase-out completo del carbone e degli impianti ad olio combustibile.** In assenza di nuova capacità, quindi, **le ore di LOLE sarebbero risultate pari a circa 30, valore oltre 10 volte superiore agli standard di adeguatezza adottati sia in ambito nazionale sia in ambito europeo.** In particolare, le criticità maggiori, sono state evidenziate nella **zona Nord**, e **nel Sud (inclusa la Sicilia) e in Sardegna.**

<sup>9</sup> [https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019\\_8d71cb7ff32ad37.pdf](https://download.terna.it/terna/Rapporto%20Adeguatezza%20Italia%202019_8d71cb7ff32ad37.pdf)

<sup>10</sup> Il Rapporto Adeguatezza Italia 2019 analizza anche le condizioni di adeguatezza nello scenario *Sustainable Transition*, elaborato da ENTSO-E per lo Scenario Report del TYNDP 2018. Tuttavia, le ipotesi alla base dello scenario sono da considerare superate dal Clean Energy Package.





2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica e margini di adeguatezza	18
2.2 Scenario previsionale	21

## Contesto e scenario del sistema elettrico italiano

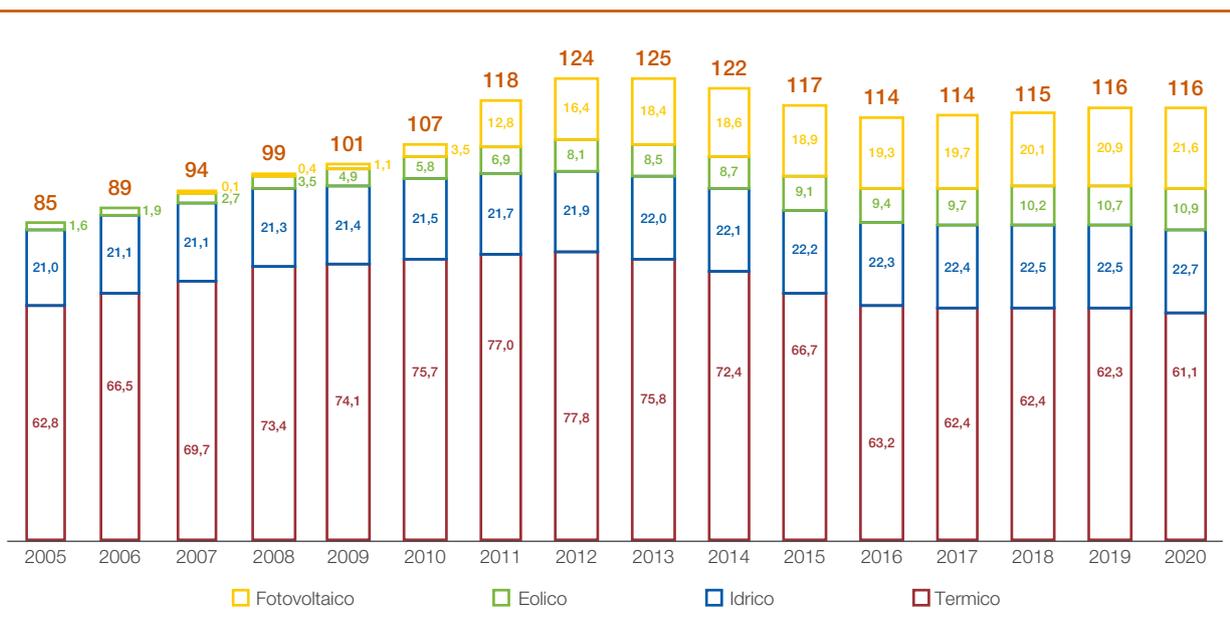
# Contesto e scenario del sistema elettrico italiano

## 2

### 2.1 Capacità di produzione dell'energia elettrica e margini di adeguatezza

Negli ultimi anni il parco di generazione in Italia ha subito importanti cambiamenti. Dal 2011 in particolare, soprattutto per la spinta di importanti politiche incentivanti, si è assistito a uno **sviluppo massivo di capacità rinnovabile**, principalmente eolica e solare. Tale capacità, in assenza di ulteriori strumenti di incentivazione, è cresciuta molto lentamente dal 2013 fino al 2018 per attestarsi intorno ai 30 GW attuali. Nel 2019 si sono registrati alcuni limitati segnali di ripresa, con un incremento annuale di capacità solare ed eolico superiore a 1 GW, un trend positivo che sembra essere confermato anche per il 2020 con un ulteriore incremento di quasi 1 GW (Figura 3).

FIGURA 3 *Evoluzione capacità di generazione 2005 - 2020 [GW]*



Allo stesso tempo si è progressivamente ridotta la **flotta termoelettrica, che dal 2013 ha perso circa 15 GW<sup>11</sup>**, come conseguenza della perdita di produzione e quindi di marginalità per la riduzione del fabbisogno residuo contestuale alla crescita esplosiva delle FER. Questa dinamica ha anche scoraggiato fortemente gli investimenti in questo settore, che non ha registrato ingressi rilevanti di nuova capacità.

**Il risultato è stato una continua riduzione del margine di adeguatezza del sistema.**

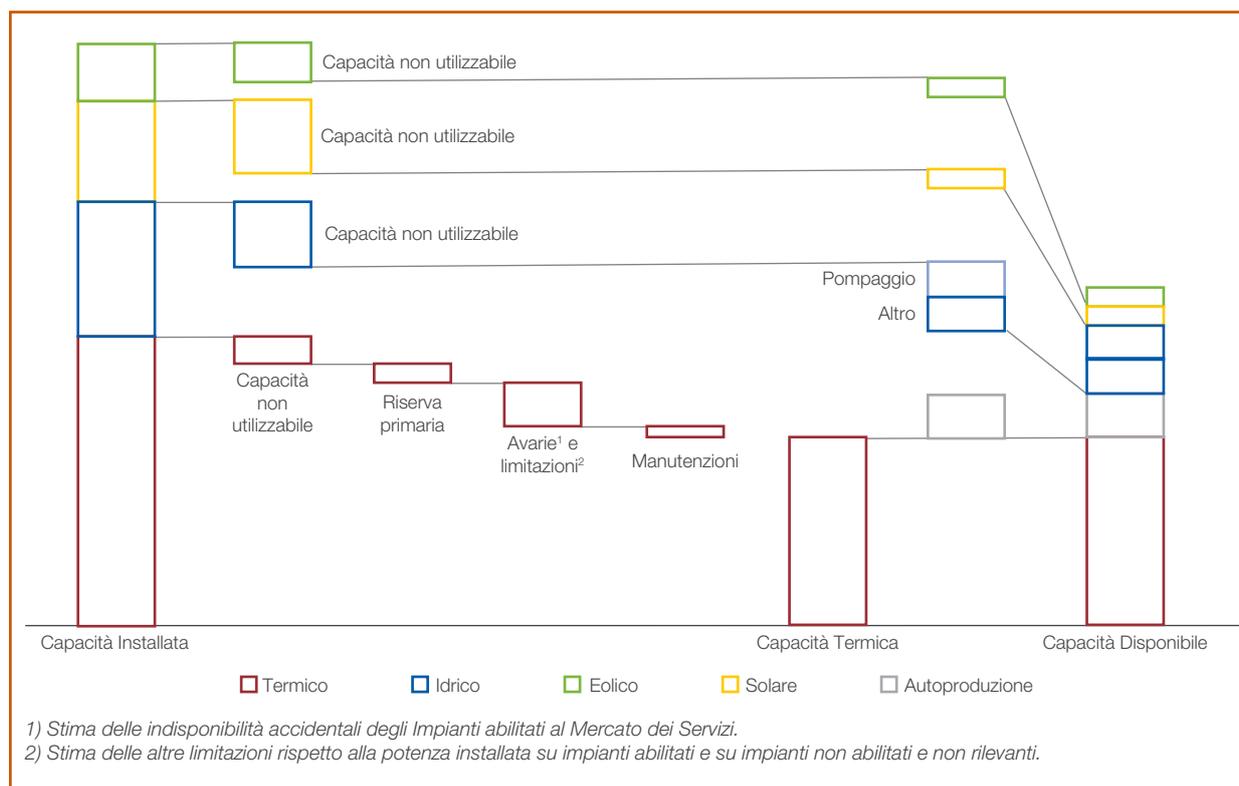
Il margine di adeguatezza individua, per ciascuna area geografica e periodo di analisi, **la differenza tra:**

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

<sup>11</sup> Solo nel 2020 è stata autorizzata la dismissione di circa 1,2 GW di capacità termoelettrica.

La **capacità di generazione disponibile** (Figura 4) è concettualmente pari alla somma delle diverse fonti, classificate in base alla tecnologia, **opportunamente corrette per tener conto della loro effettiva disponibilità e quindi del loro potenziale contribuito alla copertura della domanda**. Analogamente, il contributo atteso dell'importazione di energia elettrica dall'estero è valutato in funzione dei dati storici, delle informazioni sullo stato di adeguatezza dei paesi esteri e delle analisi svolte a livello europeo, tenendo ovviamente conto del valore della massima capacità di trasporto, ridotto in funzione delle eventuali indisponibilità di elementi di rete.

FIGURA 4 **Capacità di generazione disponibile (esempio)**



In particolare, **circa 2,1 GW** di capacità termoelettrica installata (dato aggiornato al 31/06/2021, Figura 5) non è utilizzabile già oggi alla copertura della domanda (di cui 1,6 GW per indisponibilità di lunga durata 0,5 GW a causa di limitazioni autorizzative al funzionamento). Occorre poi tener conto di **una ulteriore riduzione** (4,1 GW circa) legata, fra le altre cose, al fabbisogno di **riserva primaria** da mantenere disponibile per il bilanciamento rapido del sistema (tempo di risposta 5-30 secondi) a cui **si aggiungono altre limitazioni che riducono sistematicamente la capacità disponibile ai mercati dell'energia**.

**Il valore così ottenuto (54,9 GW) rappresenta la massima capacità termica disponibile a supporto dell'adeguatezza del sistema.**

**Il valore massimo così stimato, però, non è mai, all'atto pratico, disponibile**, in quanto devono essere considerate anche **le indisponibilità d'impianto legate a normale manutenzione, guasti e ulteriori riduzioni legate a fenomeni quali il derating<sup>12</sup> e l'ATS<sup>13</sup> (Alta Temperatura allo Scarico) delle centrali termoelettriche.**

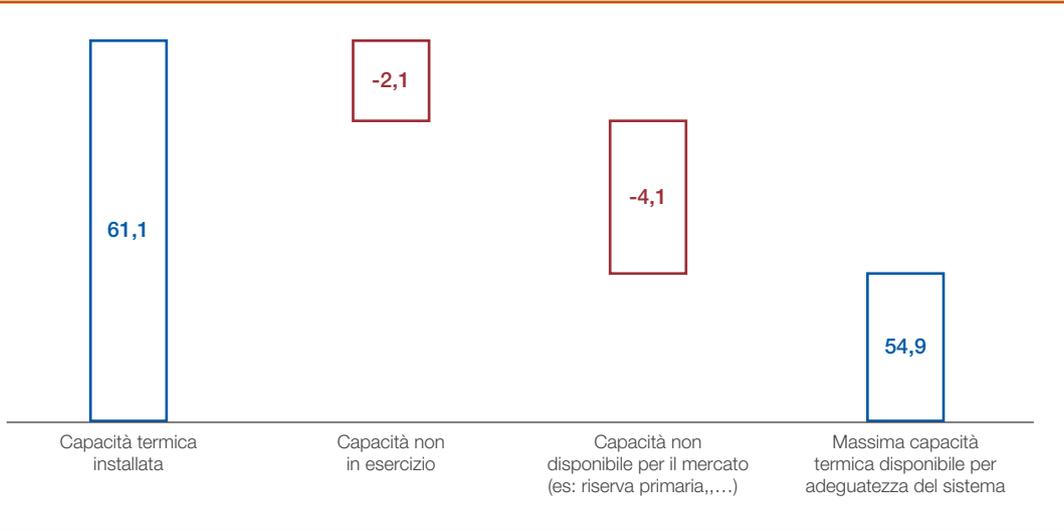
<sup>12</sup> La potenza erogabile dagli impianti termoelettrici si riduce progressivamente in presenza di temperature elevate dell'aria comburente e/o dell'acqua/aria di raffreddamento necessaria per il funzionamento.

<sup>13</sup> La temperatura allo scarico dell'acqua di raffreddamento delle centrali termiche deve essere compresa all'interno di un preciso range per non deteriorare le condizioni dell'ambiente circostante.

La riduzione della generazione disponibile ha comportato un marcato e preoccupante deterioramento del margine minimo di adeguatezza del sistema elettrico, attestandosi nel 2020 a 2 GW contro valori nell'intorno dei 25 GW o superiori registrati sino al 2014 (Figura 6).

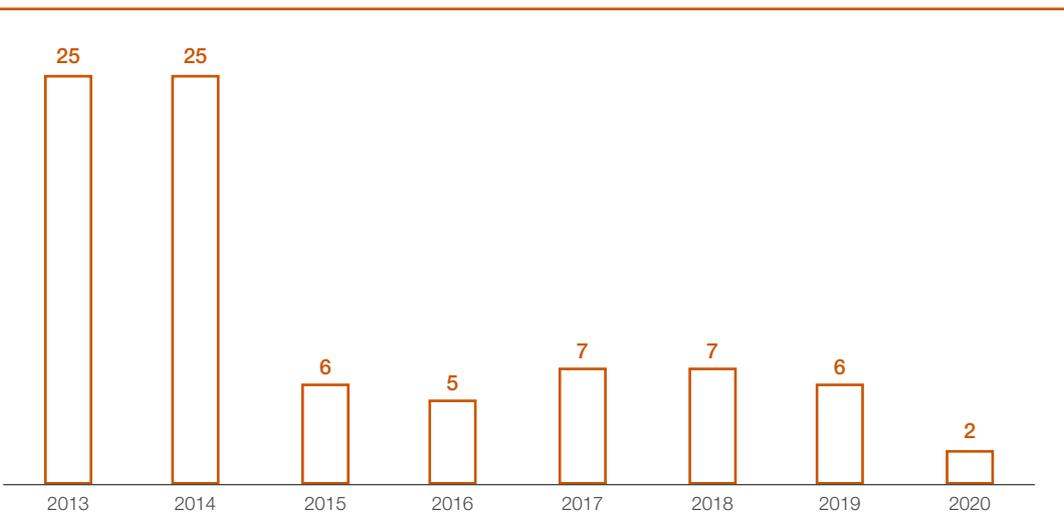
Nel 2020, in particolare, il valore così ridotto è legato anche allo slittamento di alcune manutenzioni dal periodo primaverile a quello autunnale, a causa della pandemia di COVID-19, che si sono poi sovrapposte a dei fuori servizio non programmati e a una condizione generale di *scarcity* nel resto di Europa.

FIGURA 5 *Massima capacità termica disponibile per adeguatezza [GW]*



La riduzione del margine di adeguatezza, in generale, potrebbe esporre il sistema a situazioni di stress intenso soprattutto all'occorrenza di situazioni climatiche estreme (ad esempio picchi di caldo con conseguente aumento della domanda per climatizzazione) o di problemi sulle linee di interconnessione o di tensioni contemporanee nei paesi confinanti che possono portare a limitazioni dell'import o a flussi in export.

FIGURA 6 *Evoluzione minimo margine di adeguatezza 2013-2020 [GW]*



## 2.2 Scenario previsionale

### 2.2.1 Lo scenario di riferimento del Rapporto adeguatezza 2021: il National Trend Italia

Le analisi di adeguatezza sono state svolte considerando due orizzonti temporali: medio (2025) e lungo (2030) termine entrambi declinati su un solo scenario: **National Trend Italia (NT)**.

Tale scenario è stato predisposto in ottemperanza alla **delibera n. 574/2020/R/eel** e alla delibera **n. 539/2020/R/gas**, costruito coerentemente allo scenario National Trends di ENTSOs<sup>14</sup>, unitamente a una serie di migliorie e aggiornamenti, fra cui:

- la **domanda di energia elettrica** allineata alla versione finale del PNIEC (revisione di dicembre 2019);
- la **capacità di generazione installata** in Italia allineata alla versione finale del PNIEC;
- la **producibilità eolica** maggiormente allineate all'evoluzione tecnologica attesa nell'intervallo 2025-2040;
- ipotesi di **rendimenti del parco termoelettrico** maggiormente attinenti ai valori storici.

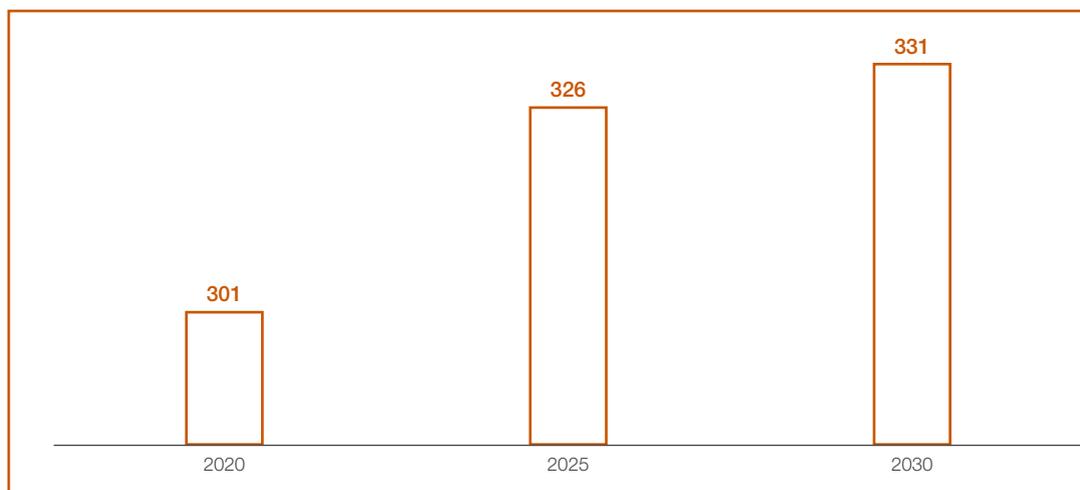
### 2.2.2 Fabbisogno elettrico

Per fabbisogno elettrico si intende la **quantità di elettricità utilizzata negli usi finali, incrementata delle perdite di rete**.

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

Nello scenario analizzato il fabbisogno elettrico arriva a poco più di 330 TWh nel 2030 (*Figura 7*).

FIGURA 7 *Evoluzione della domanda nazionale di energia elettrica (TWh)*



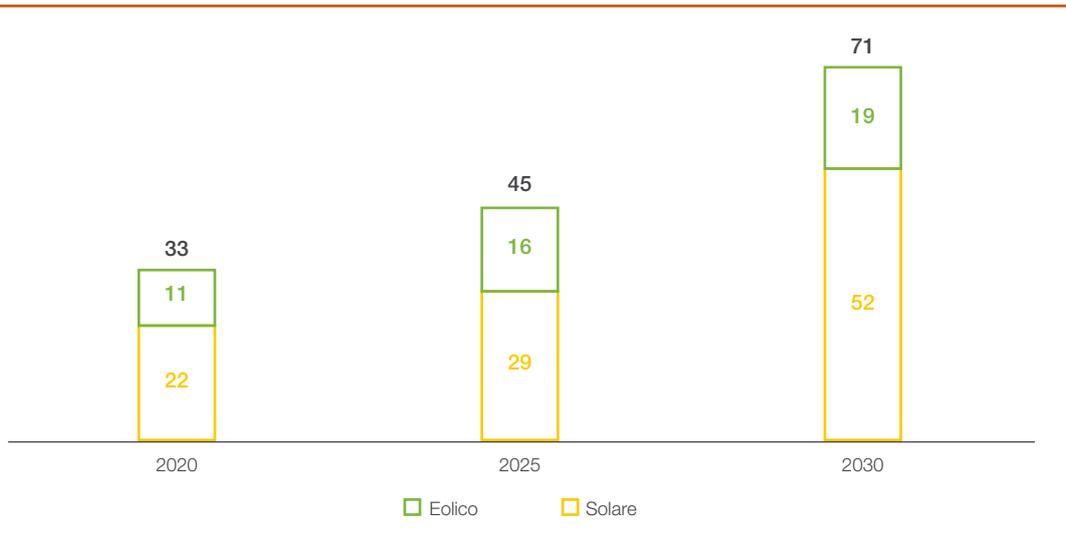
<sup>14</sup> [https://download.terna.it/terna/National%20Trends%20Italia%202021\\_8d8c8fe48cb033f.pdf](https://download.terna.it/terna/National%20Trends%20Italia%202021_8d8c8fe48cb033f.pdf)

### 2.2.3 Capacità installata fonti rinnovabili non programmabili

In linea con le più recenti policy di decarbonizzazione lo scenario di riferimento mostra un **marcato incremento della capacità da fonte rinnovabile non programmata (FRNP) installata** (Figura 8).

In totale sono previsti per il 2030 circa 38 GW di capacità rinnovabile aggiuntiva rispetto al 2020; eolico e solare raggiungono insieme una capacità di poco superiore i 70 GW.

FIGURA 8 **Capacità FRNP prevista [GW]**



### 2.2.4 I sistemi di accumulo

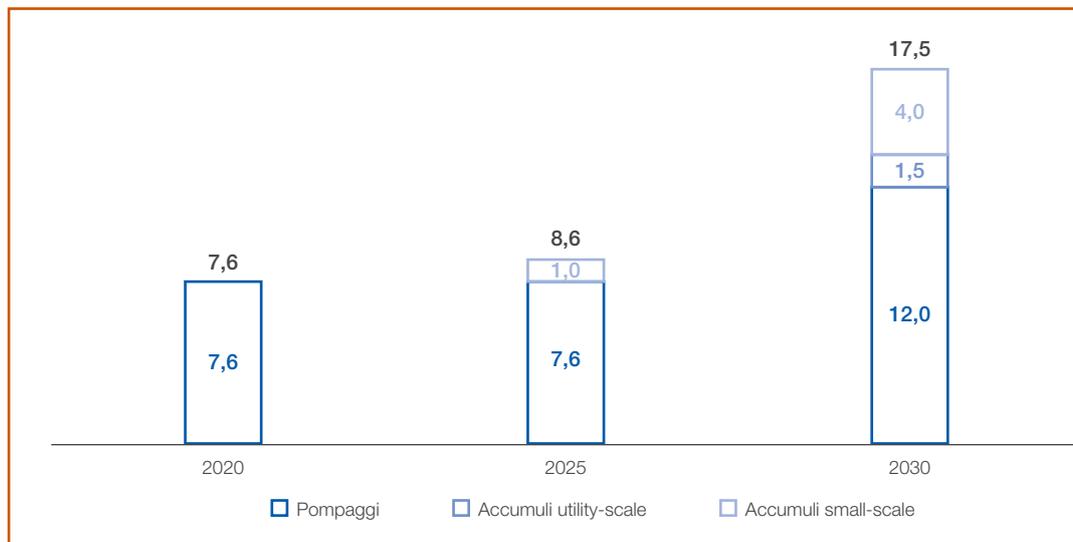
La crescente quota di capacità fotovoltaica ed eolica nel parco di generazione avrà effetti rilevanti sulla gestione del sistema elettrico, soprattutto in virtù della loro natura di fonti non programmabili. Tra questi vi sono almeno:

- il verificarsi con maggiore frequenza di congestioni di rete;
- un crescente fenomeno di overgeneration “strutturale”.

**Entrambi i fenomeni portano (ceteris paribus) ad un aumento del curtailment atteso della generazione rinnovabile non programmabile**, ovvero al “taglio” della produzione degli impianti rinnovabili, per garantire la sicurezza del sistema elettrico o, più semplicemente, perché la produzione risulta eccedentaria rispetto al carico.

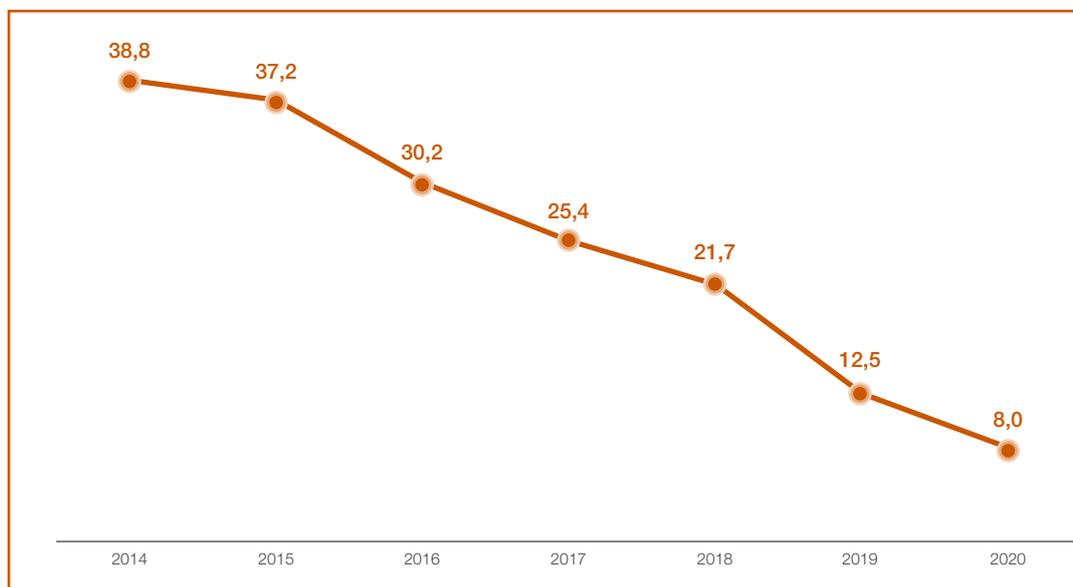
**Gli accumuli elettrici rappresentano la soluzione ideale per far fronte a tali fenomeni**, assorbendo l’energia elettrica prodotta nei periodi di overgeneration o in presenza di congestioni di rete per poi rilasciarla nel sistema elettrico nei periodi in cui la fonte rinnovabile cala o quando i vincoli tecnici si riducono.

**Ad oggi la capacità di accumulo esistente è quasi totalmente costituita da impianti di pompaggio, con una capacità di circa 7,6 GW.** Per il 2025 lo scenario NT prevede, in aggiunta a quanto già disponibile oggi, l’installazione di **1 GW di nuova capacità di accumulo distribuito (small scale)**. Per il 2030, invece, lo scenario NT Italia prevede, rispetto al 2025, una ulteriore forte crescita della capacità di accumulo distribuito (small-scale) con l’installazione di **ulteriori 3 GW di capacità di accumulo** e di **6 GW di accumuli centralizzati** (Figura 9), di cui 4,5 GW impianti di pompaggio e 1,5 GW elettrochimici. Considerando un rapporto energia/potenza pari a 8 per gli accumuli centralizzati e pari a 4 per gli accumuli distribuiti, lo scenario prevede una capacità di accumulo complessiva, aggiuntiva rispetto a quella oggi disponibile, **pari a circa 65 GWh**.

FIGURA 9 *Capacità di accumulo*

### 2.2.5 La generazione termoelettrica e la dismissione del carbone

In 2.1 e 2.2 si è già introdotto come la generazione termoelettrica, e in particolare, quella da carbone, abbia subito una forte riduzione negli ultimi anni. Negli ultimi anni la produzione elettrica da carbone si è già ridotta di circa l'80% (Figura 10) grazie alla crescita delle rinnovabili e al crescente prezzo della CO<sub>2</sub> che penalizza il carbone rispetto al gas.

FIGURA 10 *Andamento della generazione elettrica [TWh] a carbone (Continente)*

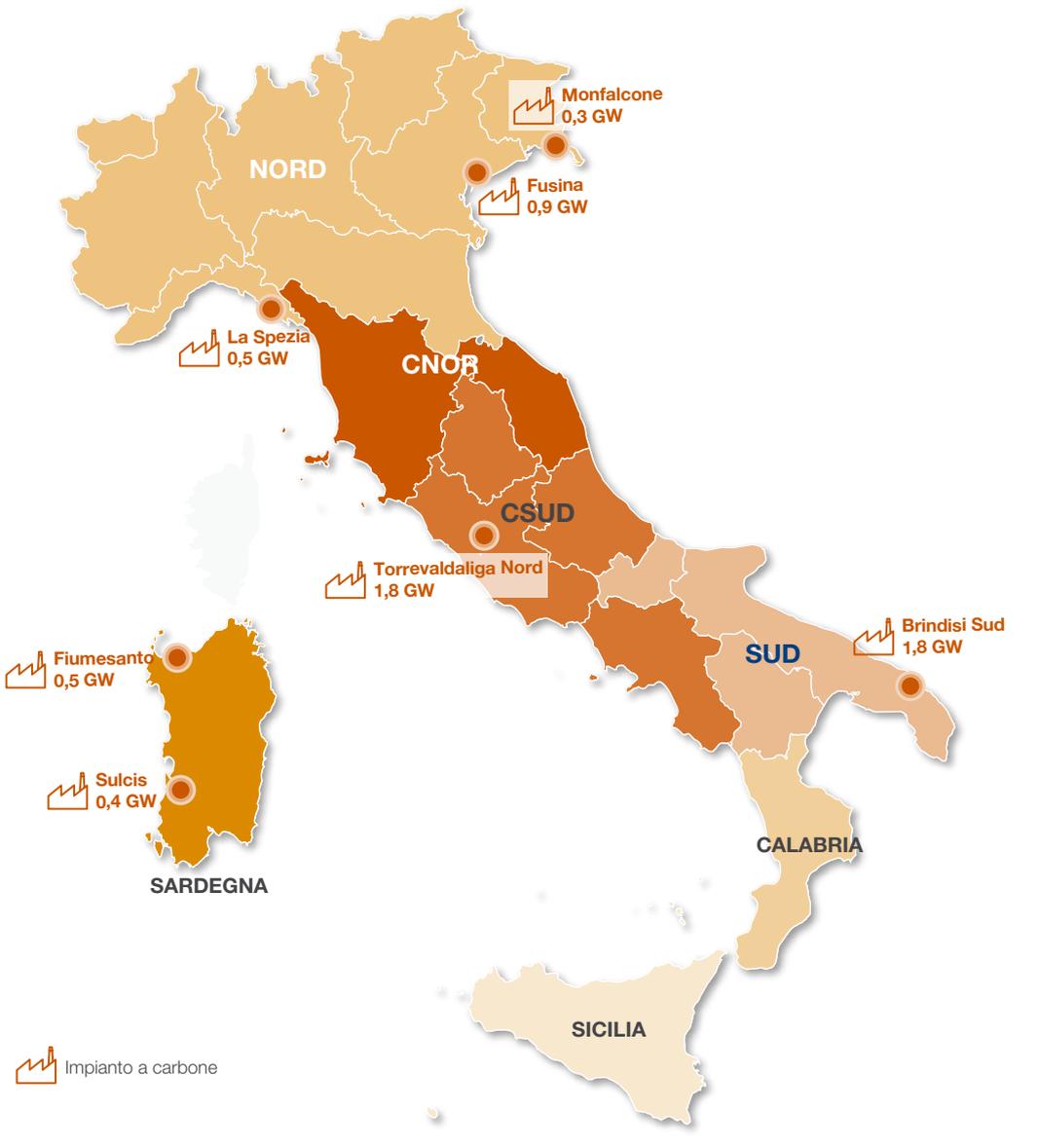
In particolare, sono già state autorizzate le dismissioni di Genova (2017), Bastardo (fine 2019) e un gruppo di Brindisi Sud (fine 2020) e più recentemente i gruppi di Fusina 1 e Fusina 2 (agosto 2021)<sup>15</sup>. Questa tendenza, anche per effetto delle più recenti politiche di decarbonizzazione è destinato a proseguire.

<sup>15</sup> Fino al 31 dicembre 2021, i due gruppi saranno comunque in grado di entrare in esercizio, su richiesta di Terna, per far fronte a situazioni di emergenza del sistema elettrico nazionale.

Tuttavia, ad oggi il sistema elettrico italiano presenta ancora **circa 6 GW di capacità di generazione** (circa il 10% della capacità termoelettrica totale in Italia) da carbone distribuiti su 7 centrali come rappresentate in *Figura 11*. Tale capacità pur contribuendo in modo marginale alla copertura del fabbisogno in energia, fornisce altresì un contributo determinante alla copertura dei picchi di carico e quindi a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico italiano.

**Il PNIEC prevede che queste centrali dovranno essere dismesse entro il 2025.**

**FIGURA 11** Potenza nominale delle centrali di produzione coinvolte nel piano phase out



Alla **dismissione della generazione a carbone** andrà ad aggiungersi la **possibile dismissione di altri impianti termoelettrici** (es: impianti ad olio vetusti e poco efficienti) che già oggi hanno difficoltà a sostenere i costi fissi tramite i soli ricavi dei mercati spot dell'energia (MGP e MSD) e che necessitano di meccanismi di remunerazione aggiuntivi che garantiscono la copertura dei costi (es. regime di essenzialità). Tali impianti sono inoltre ormai prossimi alla fine della vita tecnica utile.

## 2.2.6 Nuova capacità contrattualizzata con le aste Capacity Market 2022 e 2023

Al fine di garantire l'adeguatezza del sistema elettrico e abilitare nel contempo la dismissione delle centrali termiche a carbone, come descritta in 2.2.6, nel corso del 2019 si sono svolte le aste del **capacity market per gli anni consegna 2022 e 2023**.

**Il Capacity Market è un meccanismo che supera le criticità dei mercati spot (MGP e MSD)**, offrendo segnali di prezzo di medio-lungo termine agli operatori che sono così incentivati a mantenere in efficienza gli impianti esistenti e a costruirne di nuovi.

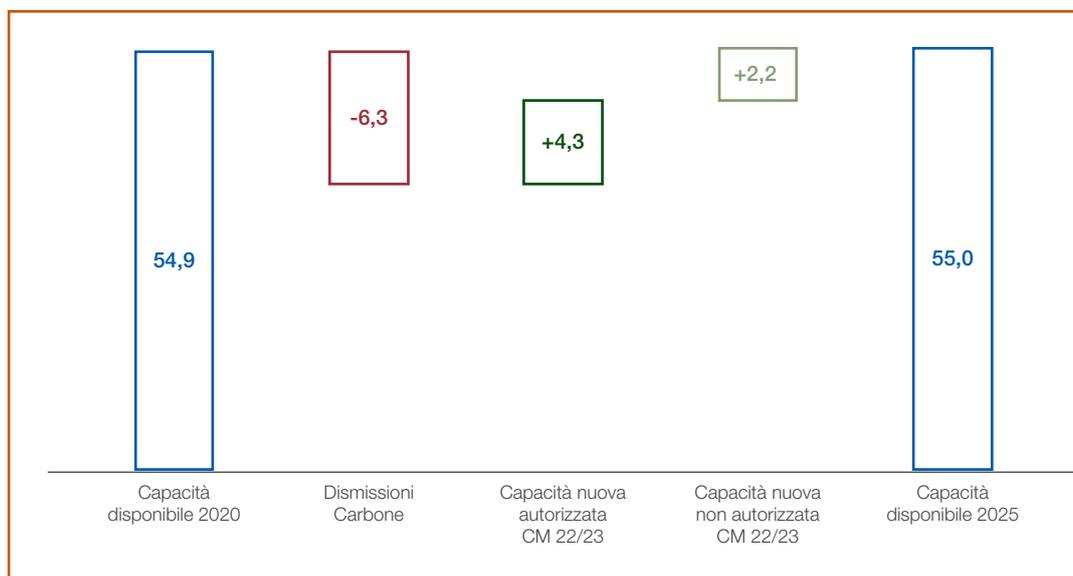
In linea con i regolamenti europei, il Capacity Market è stato costruito in un'ottica di neutralità tecnologica, considerando quindi tutte le tecnologie che possono contribuire all'adeguatezza del sistema elettrico.

Nelle aste del 2019 **sono risultati aggiudicatari di contratti circa 6,5 GW di nuova capacità termica nominale**, a cui si aggiungono oltre **310 MW di capacità solare e di accumulo**. Nella *Figura 12* è rappresentato il valore massimo della capacità termica prevista al 2025 (circa 55 GW) considerando le sole dismissioni degli impianti a carbone e l'ingresso della nuova capacità. Tale valore potrebbe anche ridursi ulteriormente in caso di altre dismissioni (es: impianti ad olio vetusti e poco efficienti).

**È necessario, tuttavia, ricordare che per circa 2,2 GW<sup>16</sup> di capacità non risulta ancora finalizzato l'iter autorizzativo.**

Sarà quindi opportuno monitorare l'effettiva conclusione dei procedimenti autorizzativi ai fini di considerare tale capacità come effettivamente disponibile al sistema o meno.

FIGURA 12 **Capacità termica contrattualizzata con le aste Capacity Market 2022 e 2023 (GW)**



<sup>16</sup> Dato disponibile al momento della redazione del report.

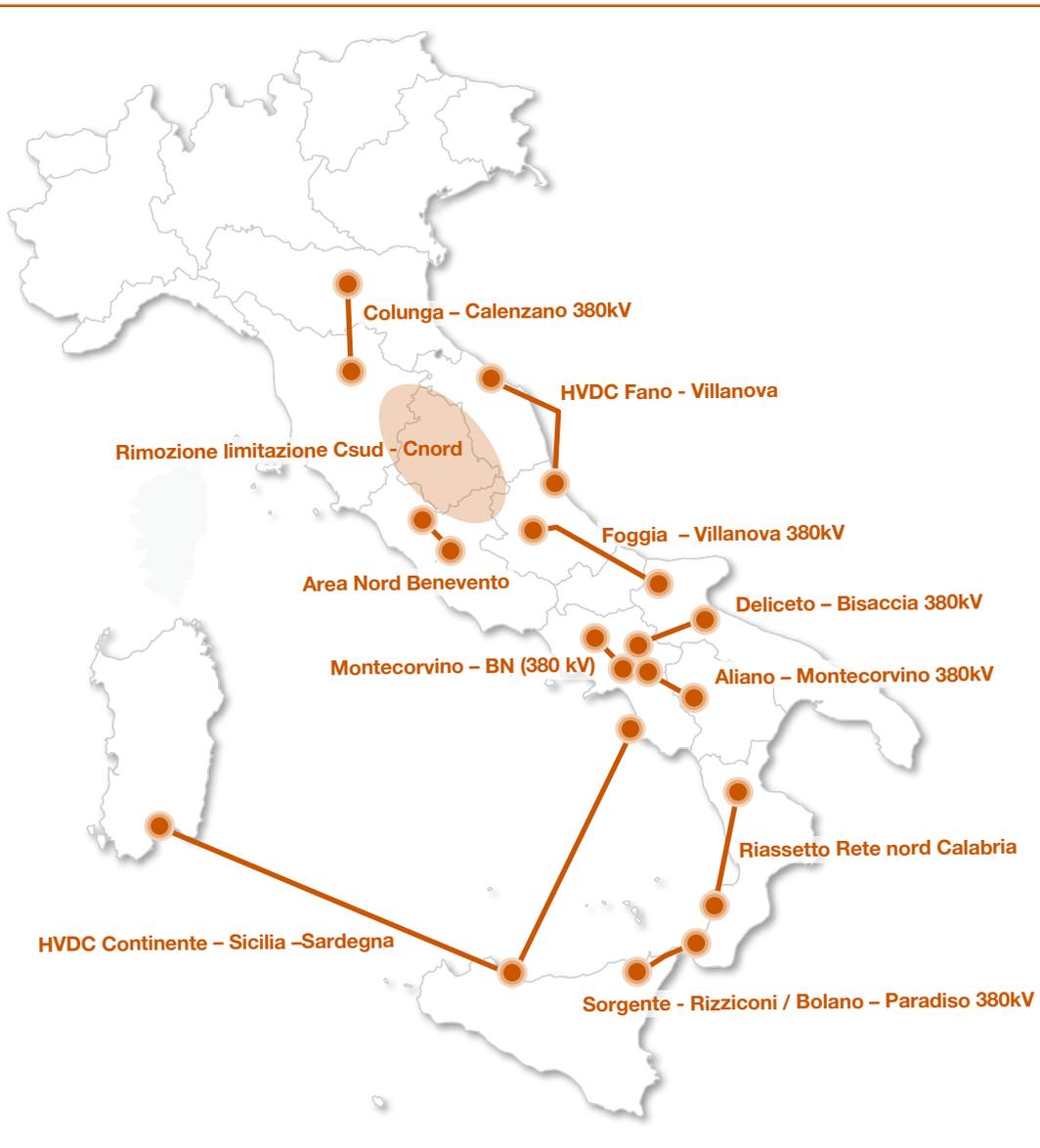
## 2.2.7 Principali interventi di sviluppo interzonali e interconnessioni

Insieme alla capacità di generazione e alla capacità di accumulo, **la capacità di trasmissione della rete è un fattore fondamentale per garantire l'adeguatezza del sistema.**

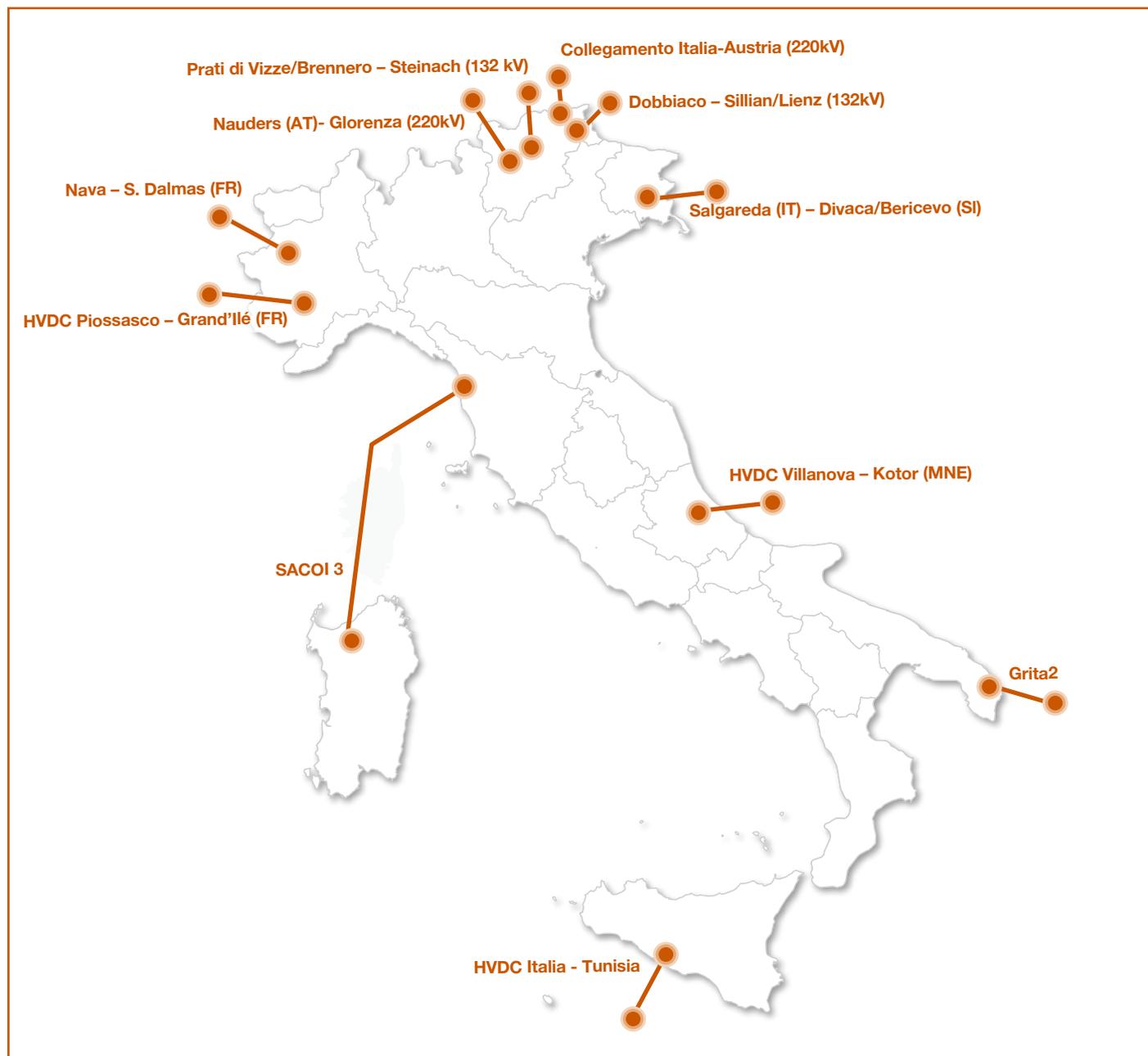
Sulla base delle analisi effettuate, e descritte nell'ambito del Piano di Sviluppo 2021, Terna ha individuato e previsto la realizzazione, nei prossimi anni, una serie di interventi ai fini dello sviluppo della **capacità di scambio interzonale e della capacità d'interconnessione con l'estero.**

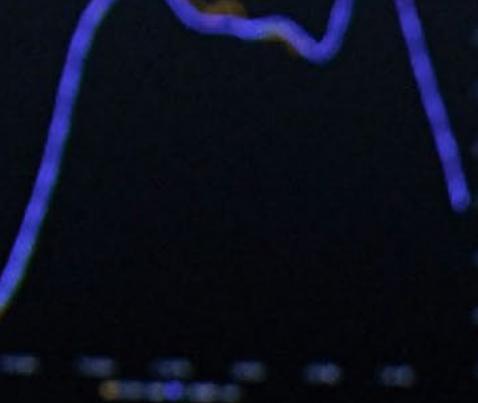
In *Figura 13* e *Figura 14* sono riportati, rispettivamente, i principali interventi di incremento della capacità di scambio fra zone di mercato e i principali interventi di incremento della capacità di scambio con l'estero, previsti nei prossimi 10 anni<sup>17</sup>.

**FIGURA 13** *Principali interventi di incremento della capacità di scambio fra zone di mercato*



<sup>17</sup> Per tutti i riferimenti e i dettagli relativi allo sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale di rimanda al Piano di Sviluppo della RTN (<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/piano-sviluppo-rete>).

FIGURA 14 *Principali interventi di incremento della capacità di scambio con l'estero*



**Scheduled Internal Exchange**



100	100	100
100	100	100
100	100	100
100	100	100
100	100	100
100	100	100
100	100	100



3.1	Obiettivi dell'analisi e principali ipotesi	30
3.2	L'adeguatezza al 2025	30
3.3	L'adeguatezza al 2030	35



Risultati

32.00 GW

# Risultati

# 3

## 3.1 Obiettivi dell'analisi e principali ipotesi

Il Rapporto Adeguatezza si pone come obiettivo principale **la verifica dell'adeguatezza e della sicurezza del sistema** elettrico italiano nel medio-lungo termine e la quantificazione delle **risorse necessarie a garantirle**.

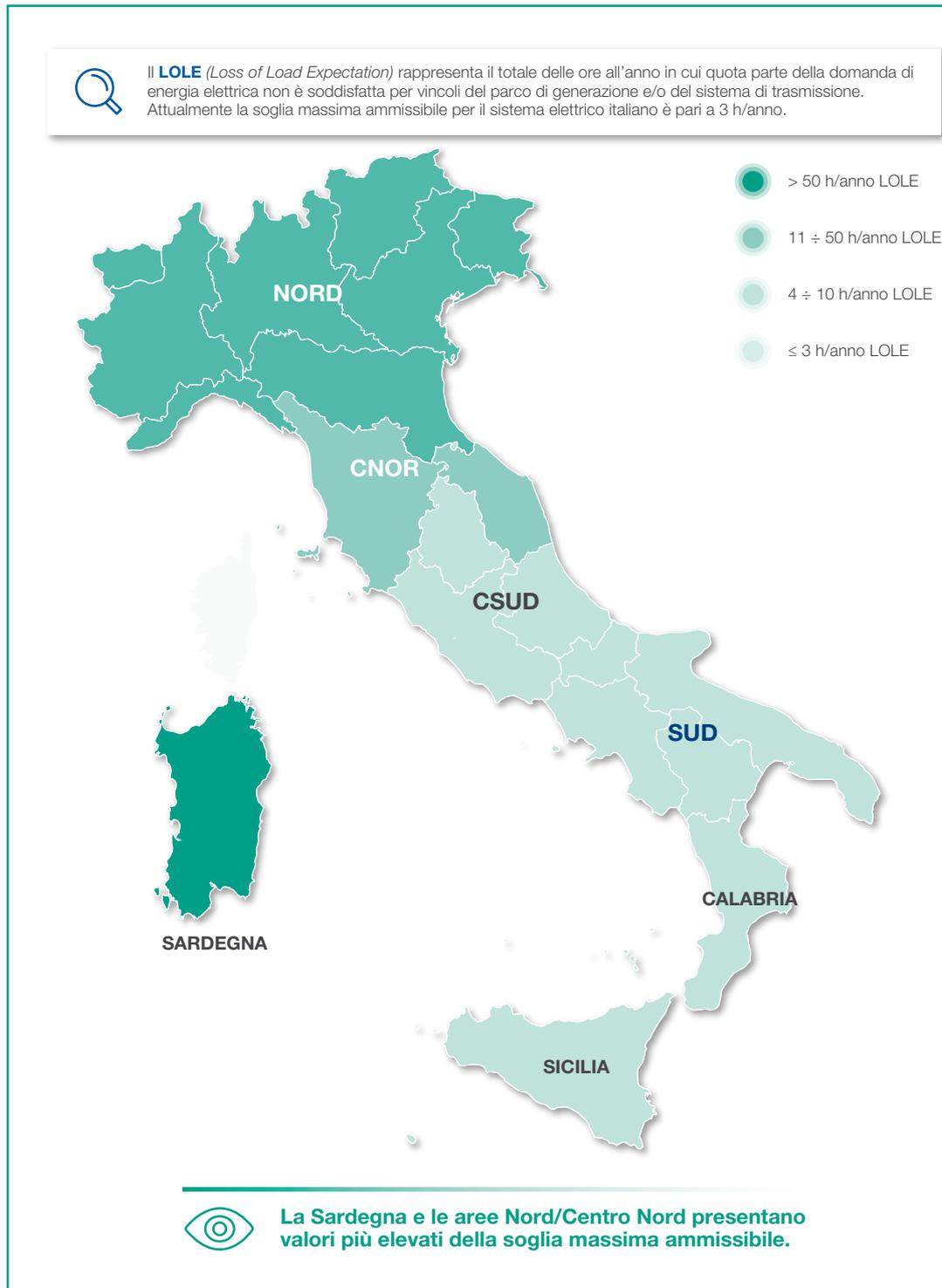
In analogia con quanto fatto per i precedenti Rapporti Adeguatezza Italia, anche quest'anno le analisi sono state svolte attraverso un **approccio probabilistico** (dettagli nel capitolo **5**), basato sulla simulazione di molteplici configurazioni del sistema, per **gli anni orizzonte 2025**, nella versione base descritta in 2.2 e in una specifica sensitivity per l'area Sicilia, **e 2030**, nella versione base sempre descritta in **2.2**.

Di seguito i principali risultati.

## 3.2 L'adeguatezza al 2025

Lo scenario 2025 base è costruito come descritto in **2.2**, in particolare:

- una capacità di generazione da fotovoltaico ed eolico di circa 45 GW;
- una capacità di generazione termoelettrica convenzionale di circa 55 GW, che include quindi la completa dismissione della capacità a carbone e l'entrata in esercizio della nuova capacità aggiudicata con le aste Capacity Market 2022-23;
- gli interventi di sviluppo rete la cui entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2024 (come da Piano di Sviluppo 2021).

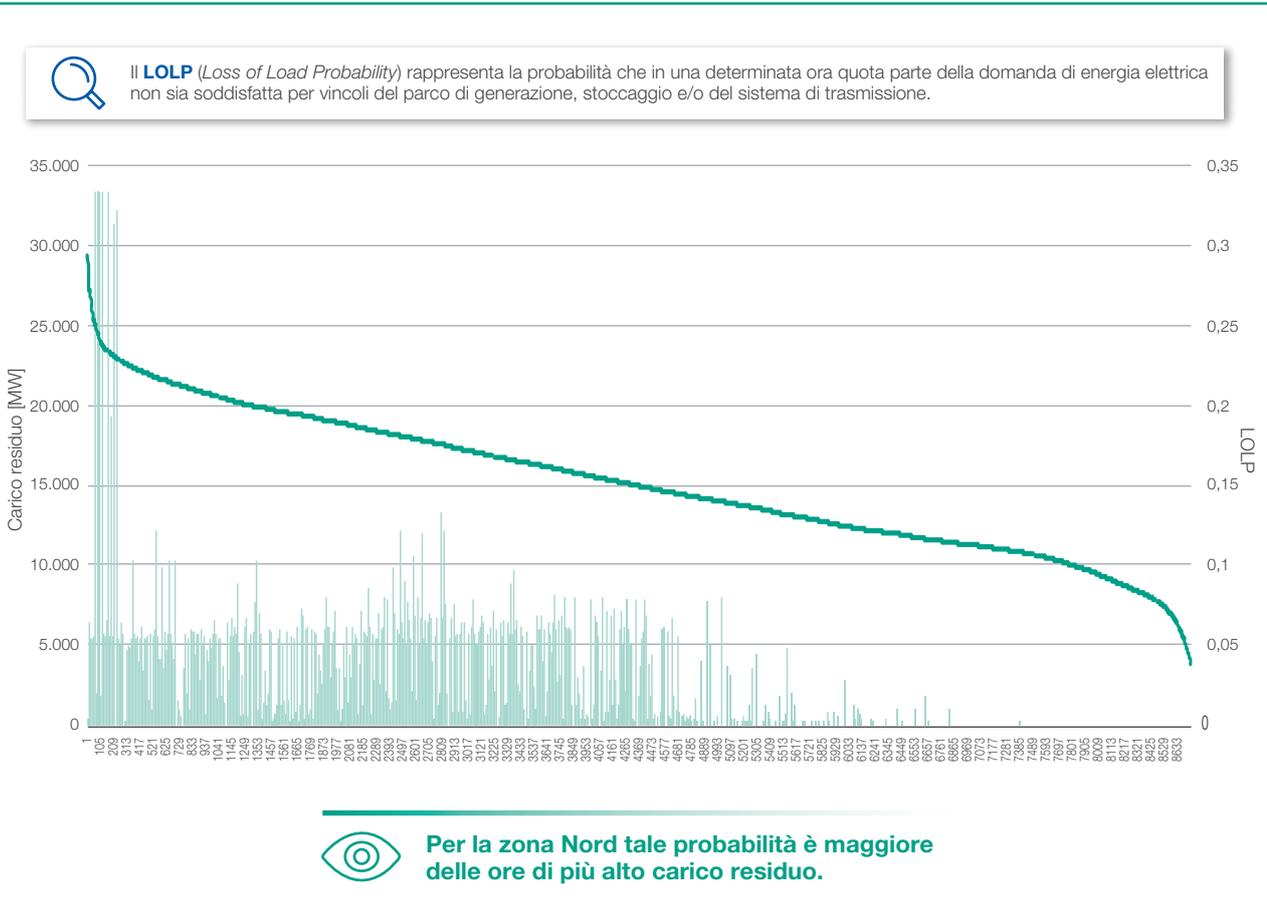
FIGURA 15 *Scenario base 2025, distribuzione zonale LOLE*

In questo contesto il sistema elettrico risulta non adeguato con un valore medio di LOLE sopra le 3 h/anno.

Le aree maggiormente esposte alla mancata copertura del carico sono (Figura 15) la Sardegna e, in misura minore, il Nord.

Per il Nord la criticità è legata principalmente all'elevato valore del carico residuo (Figura 16), definito come fabbisogno al netto della generazione da FER. Mettendo a confronto, infatti, la curva di carico residuo con il rischio di mancata copertura del carico, espresso attraverso il LOLP<sup>18</sup>, si può facilmente osservare come tale rischio si concentri soprattutto in corrispondenza della parte iniziale della curva, ovvero, in corrispondenza dei valori più alti di fabbisogno residuo.

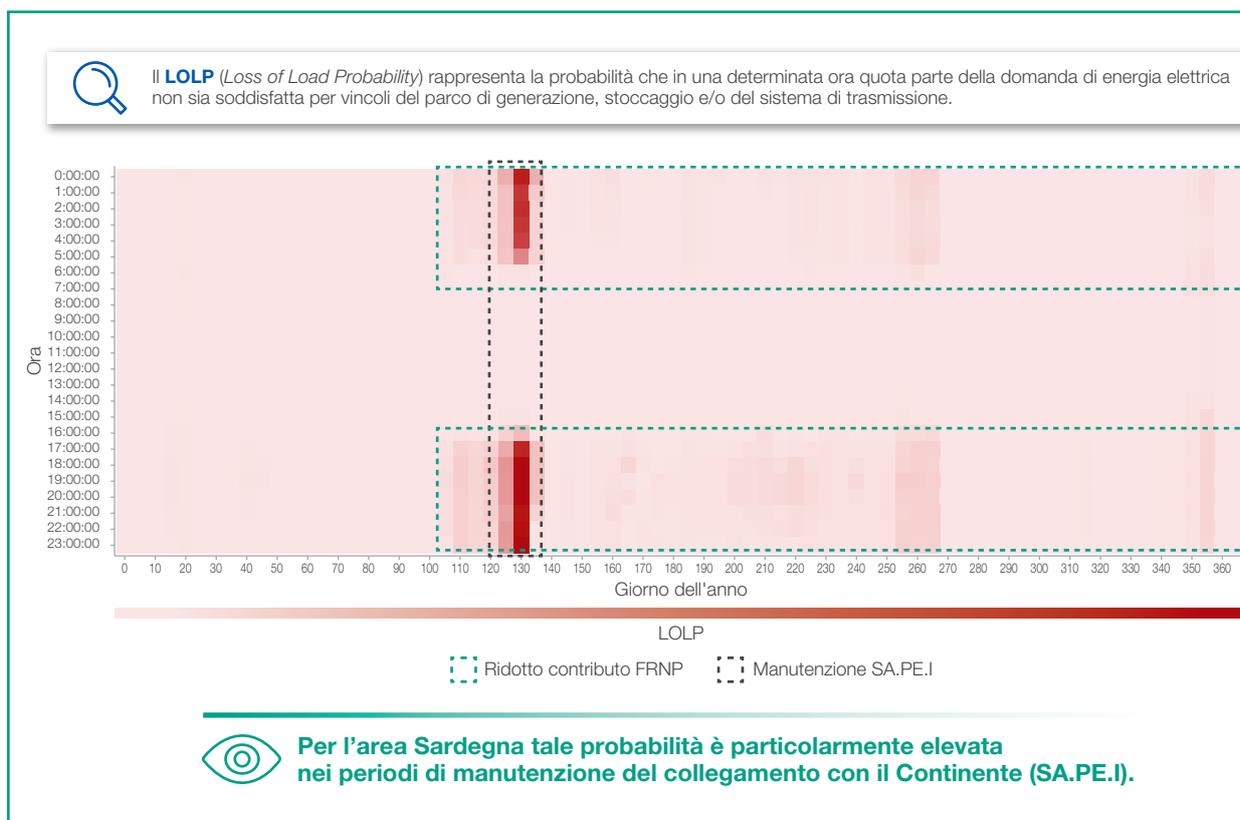
FIGURA 16 Carico residuo rispetto a LOLP, area Nord



Anche per quanto riguarda la Sardegna, i maggiori rischi di mancata copertura del carico si collocano nelle ore di elevato carico residuo, per effetto del mancato contributo delle fonti FRNP. In aggiunta però, rispetto all'area Nord, occorre considerare i periodi di manutenzione del collegamento SA.PE.I..

<sup>18</sup> Il Loss of Load Probability (LOLP) esprime il rapporto fra il numero di configurazioni simulate dove si verifica mancata copertura del carico e il numero totale delle configurazioni simulate.

FIGURA 17 *Scenario base 2025 - Distribuzione oraria del rischio di mancata copertura del carico - area Sardegna*



In *Figura 17* è riportato attraverso delle diverse gradazioni di colore il rischio di mancata copertura del carico (sempre espresso attraverso il LOLP) durante un intero anno. Le zone maggiormente scure sono localizzate in generale nelle fasce serali (basso contributo della fonte solare) e in particolare intorno alla 18<sup>a</sup> settimana, periodo nel quale è stata considerata (in fase di modellizzazione) la manutenzione del SA.PE.I..

In aggiunta alle aree Nord e Sardegna, **anche il Centro Nord**, storicamente caratterizzato da un deficit di capacità di generazione, presenta un valore di LOLE al di sopra del valore di riferimento standard. Infatti, per circa metà dell'anno la generazione programmabile disponibile non è sufficiente alla copertura del carico residuo, rendendo quest'area dipendente dal contributo delle zone limitrofe.

### 3.2.1 L'adeguatezza al 2025 – sensitivity Sicilia

Lo scenario base non presenta criticità per la zona Sicilia. Questo è dovuto principalmente alla presenza nelle analisi dell'impianto di San Filippo, la cui presenza consente di mitigare i rischi di mancata copertura del carico durante i periodi di manutenzione del collegamento con la Calabria.

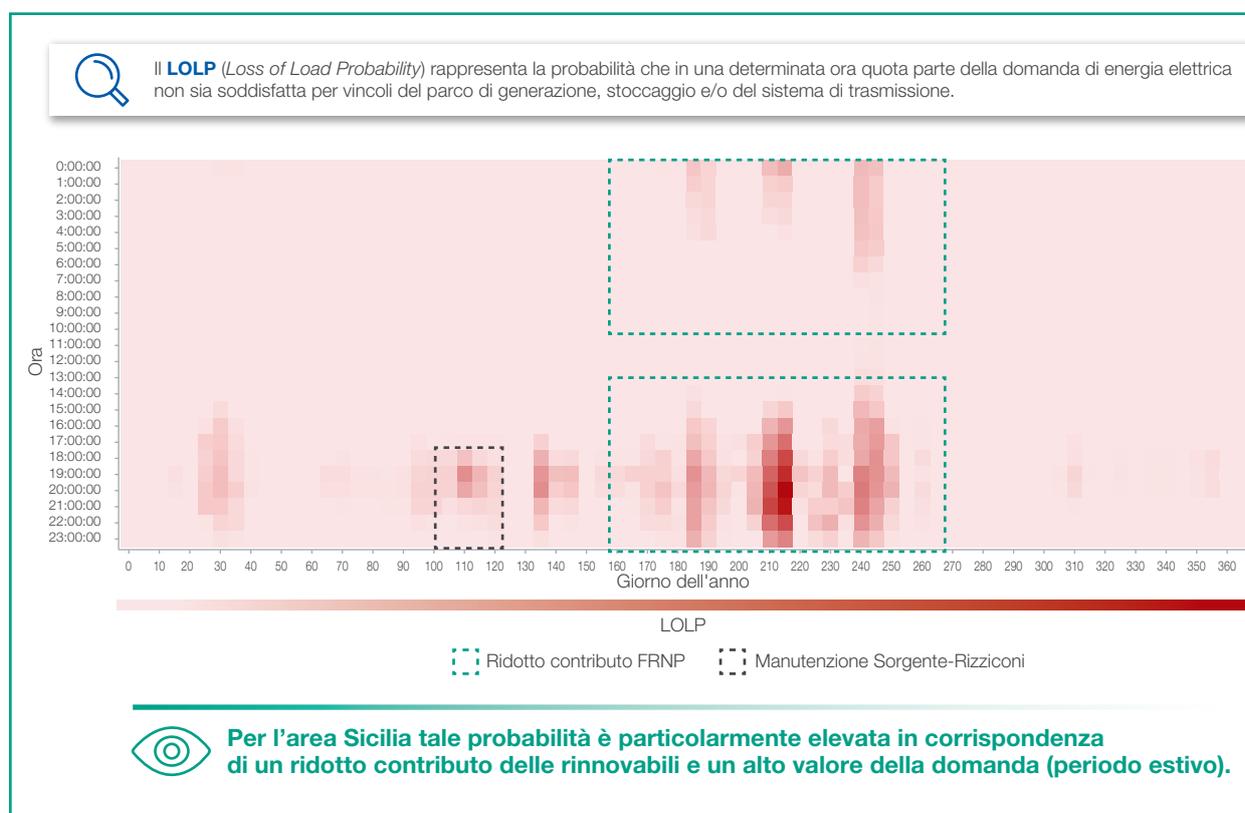
**Nel caso si ipotizzasse un decommissioning dell'impianto di generazione in esame, e in assenza di interventi di sviluppo sul sistema anche per l'area Sicilia si evidenzerebbe un rischio di mancata copertura del carico al di sopra delle 3 h/anno di LOLE (*Figura 18*).**

Analogamente a quello che succede in Sardegna i maggiori rischi per l'adeguatezza si collocano nelle **ore di elevato carico residuo**, che nel caso della Sicilia corrisponde al periodo estivo dove, nella fascia serale si combina l'elevato fabbisogno dovuto al settore turistico e il contributo nullo della fonte fotovoltaica. A questo si aggiunge l'effetto del fuori servizio, per manutenzione, del collegamento Sorgente-Rizziconi (Figura 19).

FIGURA 18 Scenario base 2025- sensitivity Sicilia, distribuzione zonale LOLE



**FIGURA 19** Scenario base 2025- sensitivity Sicilia, distribuzione oraria del rischio di mancata copertura del carico – area Sicilia



### 3.3 L'adeguatezza al 2030

Le analisi per il 2030 sono state effettuate partendo dalle indicazioni contenute nel Piano Nazionale Integrato per Energia e Clima (una capacità **fotovoltaica ed eolica** di circa **71 GW** e una capacità di **accumulo** pari a circa **17,5 GW**).

Sono considerati in esercizio **tutti gli interventi di sviluppo rete la cui data di completamento è antecedente alla fine del 2029: in particolare, per l'area Sardegna, sono presenti il Tyrrhenian Link, e 550 MW di generazione programmabile.**

**A fronte di queste ipotesi il sistema presenta un valore di LOLE medio nazionale inferiore alle 3 h/anno**, nonostante un pieno phase-out degli impianti termici alimentati a carbone.

È chiaro però che le analisi su tale orizzonte temporale sono state costruite su uno scenario energetico che, alla luce dei nuovi target di decarbonizzazione deliberati nell'ambito del Green Deal europeo, diventerà ben presto obsoleto.





4.1 Risoluzione delle criticità evidenziate	38
4.2 Implicazioni per la prossima asta Capacity Market	39

# 4

## Conclusioni

# Conclusioni

# 4

## 4.1 Risoluzione delle criticità evidenziate

Le analisi di adeguatezza svolte nel presente documento si sono focalizzate sul **medio (2025) e lungo termine (2030)** e sono basate su uno scenario (National Trend Italia) che rappresenta un aggiornamento del PNIEC, mantenendone gli stessi obiettivi al 2030. Mentre lo scenario di medio termine rappresenta sicuramente la migliore stima oggi realizzabile del futuro assetto del sistema elettrico, lo scenario di lungo termine è invece affetto da una incoerenza sostanziale con i nuovi target del Green Deal europeo e dovrà quindi essere aggiornato nelle prossime edizioni del Rapporto Adeguatezza.

Le valutazioni effettuate hanno evidenziato come, nonostante gli esiti sostanzialmente positivi delle aste Capacity Market (CM) 2022-23, **il sistema elettrico italiano mostrerà ancora, specie nel 2025, un rischio di mancata copertura del carico** superiore allo standard di adeguatezza adottato in ambito nazionale (3 h/anno di LOLE) localizzato in specifiche aree di mercato.

Tale rischio è dovuto alle criticità strutturali del sistema elettrico italiano, che tenderanno ad accentuarsi per l'effetto combinato di due fattori:

- la **riduzione attesa della capacità di generazione convenzionale**, dovuta alle **policy di decarbonizzazione** del sistema elettrico (coal phase-out) e nel caso della Sicilia **alla presenza di impianti di generazione ormai obsoleti, inquinanti ed economicamente poco efficienti**;
- **inadeguatezza della capacità di trasmissione dalle isole maggiori verso il continente**, sempre più rilevante per garantire adeguatezza e sicurezza delle isole stesse a fronte della crescita attesa delle fonti rinnovabili intermittenti.

Questo significa che nei prossimi anni, **per poter proseguire con il processo di decarbonizzazione** del settore elettrico, occorrerà **a) portare a conclusione tutti i processi autorizzativi e quindi la realizzazione e messa in esercizio** degli impianti già assegnatari di contratti per capacità nuova nell'ambito delle precedenti aste e **b) assicurarsi nuova capacità disponibile** in misura tale da colmare il deficit di offerta:

- **nelle aree Nord/Centro Nord** del sistema;
- **nell'area Sardegna** (capacità opportunamente distribuita fra il Nord e il Sud dell'isola per garantire anche il rispetto dei vincoli di sicurezza del sistema) per circa 0,5 GW.

Allo stesso tempo sarà necessario:

- garantire la realizzazione tempestiva **degli interventi di sviluppo rete finalizzati ad aumentare la capacità di trasmissione fra le zone di mercato**, in particolare fra il continente e le due isole maggiori (Tyrrhenian Link) che nel caso della Sicilia consentirà anche la possibile dismissione dell'impianto ad olio di San Filippo;
- **garantire lo sviluppo delle fonti FRNP e dei sistemi di accumulo** coerentemente con il decommissioning della generazione termoelettrica tradizionale.

Quest'ultimo aspetto diventerà di particolare importanza **su orizzonti di più lungo termine (2030)**, dove la capacità di FRNP e sistemi di accumulo prevista dallo scenario (**2.2.4 e 2.2.5**) sarà tale, che se realizzata, consentirà la **gestione del sistema in condizioni di adeguatezza e sicurezza anche senza approvvigionare nuova capacità programmabile in aggiunta a quella che si renderà necessaria per il 2025**.

## 4.2 Implicazioni per la prossima asta Capacity Market

Le prossime aste del Capacity Market dovranno, **non solo consentire l'approvvigionamento della quantità necessaria di capacità, ma anche, nel caso della Sardegna, una sua precisa localizzazione**, al fine di soddisfare tutte le necessità del sistema, **anche quelle legate alla sicurezza**. L'isola, infatti, a causa di alcune sue peculiarità, ad esempio una rete poco magliata, delle produzioni vincolate e un numero consistente di impianti di generazione FER non programmabili è esposta **non solo a rischi per l'adeguatezza ma anche per la sicurezza del sistema**.

Per **risolvere le criticità in Sardegna e consentire la dismissione degli impianti a carbone sarà necessario (1) realizzare nuova capacità per circa 500 MW di CDP** distribuiti opportunamente sull'isola e **(2) realizzare il Tyrrhenian Link**.

Questi interventi sono indispensabili sia per la sicurezza dell'isola attraverso la fornitura di servizi di rete (es. regolazione di frequenza e tensione) sia per la sua adeguatezza garantendo la ridondanza delle risorse minima necessaria per far fronte a tutti i possibili stati del sistema.

La localizzazione della nuova capacità minima necessaria per la Sardegna è legata a peculiarità del sistema di trasmissione dell'isola costituito da:

- una rete poco magliata;
- produzioni vincolate;
- un numero consistente di impianti di generazione FER non programmabili.

**Queste caratteristiche espongono il sistema insulare non solo a rischi per l'adeguatezza ma anche per la sicurezza del sistema**. Tali rischi potranno in gran parte essere mitigati attraverso la realizzazione del **Tyrrhenian Link**. Purtroppo le analisi di sicurezza svolte da Terna indicano che sarà necessario, anche, approvvigionare almeno **200 MW di nuova CDP nell'area nord della Sardegna e almeno 300 MW di nuova CDP nell'area sud**.

La prossima asta del Capacity Market dovrà quindi **non solo consentire l'approvvigionamento della quantità necessaria di capacità ma anche, nel caso della Sardegna, garantirne una precisa localizzazione**, al fine di soddisfare tutte le necessità del sistema, anche quelle legate alla sicurezza.

Il **Tyrrhenian Link** entrerà progressivamente in servizio **nel periodo 2026-2028**. Siccome la nuova capacità avrà una vita utile di almeno 20 anni Terna ha analizzato le condizioni di adeguatezza tenendo in considerazione gli effetti del Tyrrhenian Link. Per questo motivo l'analisi di adeguatezza evidenzia la necessità di soli 500 MW di nuova CDP, nonostante la dismissione di oltre 1000 MW di capacità a carbone. Di conseguenza, nella prossima asta Capacity Market Terna considera necessario approvvigionare solo la quantità di CDP necessaria "a regime", ovvero dopo l'entrata in servizio del Tyrrhenian Link.

Pertanto, per la Sardegna, si renderà necessario, ai fini della prossima asta Capacity Market:

- a. considerare **l'assetto "a regime" della Sardegna** (assenza delle centrali a carbone e presenza del **Tyrrhenian Link**);
- b. **suddividere** la zona di mercato in due aree distinte.

Per soddisfare le esigenze espresse nei punti a) e b), in particolare, si renderà necessario definire le capacità di scambio convenzionali d'asta fra le due aree della Sardegna e fra la Sardegna e le altre aree del continente **in modo tale da garantire che il fabbisogno minimo necessario di CDP sopra indicato possa venire coperto esclusivamente con impianti dislocati sull'isola**.

La dismissione della generazione a carbone dell'isola potrà quindi avvenire in modo progressivo man mano che le nuove risorse (il Tyrrhenian Link e i 500 MW di nuova CDP) entreranno in servizio; **la dismissione completa potrà essere realizzata solo successivamente alla completa realizzazione del nuovo collegamento e alla piena disponibilità della nuova capacità programmabile**.



 Terna

VERTEX  
BEST



PELZ



5.1 ANNEX I: stima dell'adeguatezza  
e metodo probabilistico 42

5.2 ANNEX II: Capacity Market e Capacità  
Disponibile in Probabilità (CDP) 45

# 5

Allegati

# Allegati

# 5

## 5.1 ANNEX I: stima dell'adeguatezza e metodo probabilistico

### 5.1.1 Simulazione del sistema elettrico

Come già anticipato nell'Executive Summary 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 massima tra aree di mercato confinanti;
- i profili orari di generazione "imposta"<sup>19</sup>, 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 termoelettrico per guasti accidentali;
- i profili orari di riduzione di capacità di scambio con le aree di mercato estere confinanti per fuori servizio accidentali.

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

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

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

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

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

<sup>19</sup> Ad esempio, la generazione geotermica, da biomassa, e tutta la generazione soggetta a vincoli di esercizio (impianti essenziali).

## 5.1.2 Approccio probabilistico

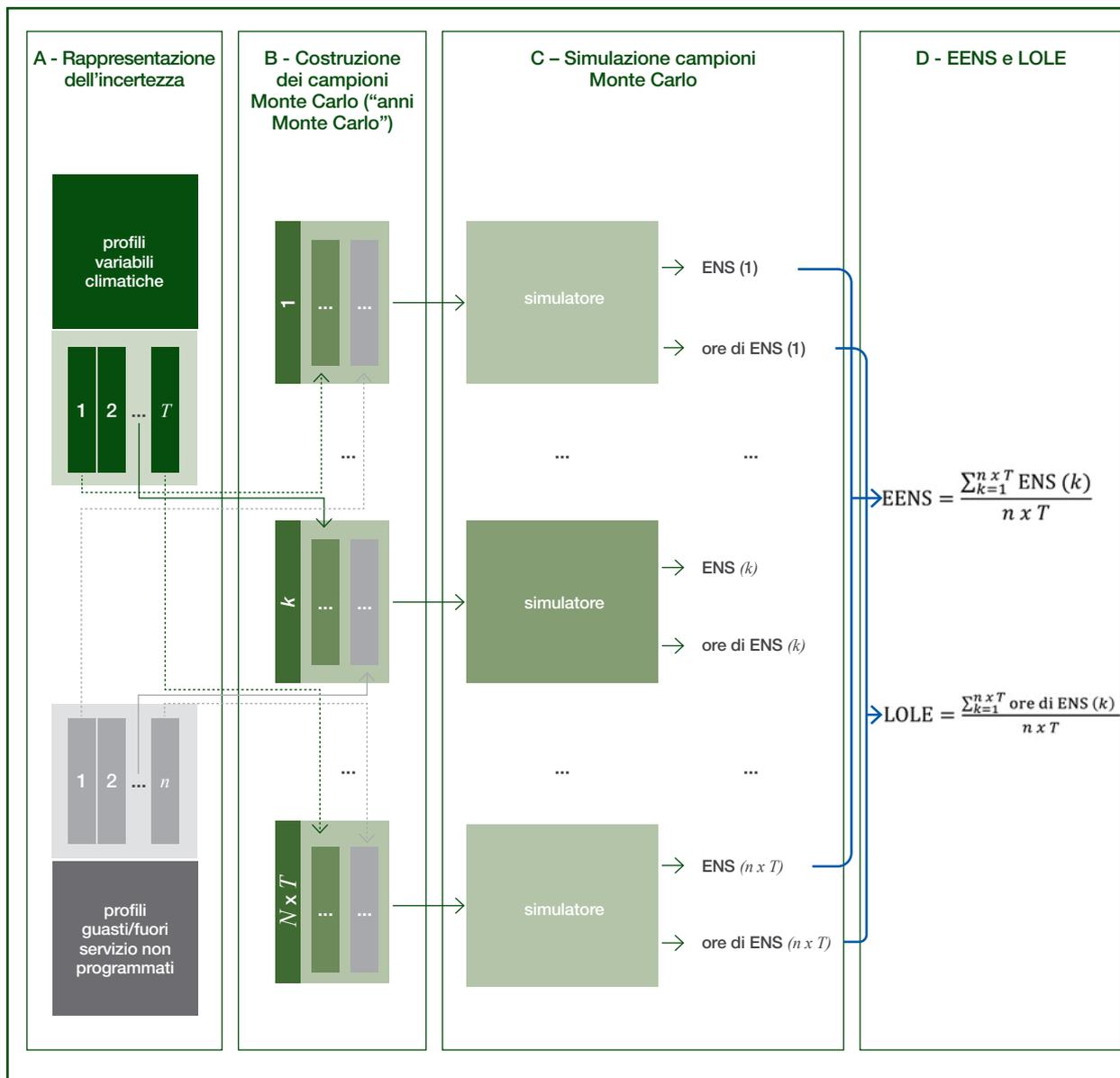
Il funzionamento quotidiano del sistema elettrico presenta una serie di elementi che, per loro natura, sono **incerti** tra cui:

- 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 20 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 20).

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

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

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

### A. Incertezza in un sistema elettrico

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

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

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

I vari anni MC da analizzare sono ottenuti raggruppando, per ciascuna zona di mercato, le condizioni climatiche associate ad uno stesso anno 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 "anno 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**.

## 5.2 ANNEX II: Capacity Market e Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)

Il **mercato della capacità** è un **meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità** di energia elettrica mediante contratti a termine aggiudicati attraverso aste competitive. Le regole di funzionamento del mercato sono definite nella Disciplina e relativi allegati approvata con Ministeriale del 28/10/2021. Le aste, organizzate da Terna, rispettano la **neutralità tecnologica**.

Per esempio, possono partecipare gli operatori titolari di unità di produzione (programmabili e non programmabili) e di accumulo. Gli operatori della capacità selezionata in esito all'asta hanno:

- l'obbligo di offrire la capacità sui mercati dell'energia e dei servizi;
- il diritto di ricevere da Terna un premio fisso annuo;
- l'obbligo di restituire a Terna la differenza, se positiva, fra il prezzo dell'energia elettrica che si realizza sui mercati dell'energia e dei servizi e un prezzo di esercizio definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).

In particolare, gli impianti che utilizzano combustibili fossili e che prendono parte al Capacity Market non possono avere emissioni superiori ai limiti definiti nelle regole di funzionamento del mercato. Alle aste possono altresì partecipare le unità di consumo (demand-response) e le risorse estere con specifici obblighi e diritti.

La **domanda di capacità** di energia elettrica **necessaria per garantire l'adeguatezza si misura in Capacità Disponibile in Probabilità (CDP)**. Nella stessa ottica, anche l'offerta di capacità di energia elettrica va misurata in CDP, calcolata attraverso appositi tassi di de-rating che tengono conto dell'effettiva disponibilità di una risorsa, considerando quindi lo stato e le incertezze di tutti i vari elementi caratteristici del sistema elettrico. Ad oggi, per esempio, su circa 115-116 GW di capacità di generazione installata, nel periodo invernale sono mediamente disponibili alla copertura dei picchi di domanda circa 54-57 GW.

Il calcolo dei tassi di de-rating varia a seconda della tipologia di impianto. Ad esempio, per le **unità di produzione termiche rilevanti**<sup>20</sup> è calcolato sulla base dell'effettiva disponibilità degli impianti stessi registrata nei tre anni solari precedenti la procedura di asta. Per le **unità di produzione da fonte rinnovabile non programmabile** (es. solare, eolico e idrico fluente) il tasso di de-rating è calcolato sulla base di dati storici, considerando (per ciascuna settimana dell'anno) un opportuno percentile della generazione media registrata da ciascuna fonte nelle ore di picco settimanale<sup>21</sup>.

I tassi di de-rating, e di conseguenza il contributo associato alle fonti rinnovabili non programmabili, considerati nel CM italiano sono leggermente più favorevoli di quelli ad esempio utilizzati nei meccanismi della Gran Bretagna e del Belgio. **Questo significa che il Capacity Market italiano considera un contributo delle FRNP all'adeguatezza maggiore di quello belga e inglese (Tabella 1).**

TABELLA 1 **Tassi di de-rating FRNP (Italia, Gran Bretagna, Belgio)**

	GRAN BRETAGNA [consegna 2025-26 <sup>22</sup> ]	BELGIO [consegna 2025-26 <sup>23</sup> ]	ITALIA [consegna 2024 – proposta in consultazione]
<b>Eolico</b>	91,4%-93,8%	85,0%-94,0%	80,0%-90,0%
<b>Fotovoltaico</b>	96,7%	96,0%	82,0%-92,0%

<sup>20</sup> [https://download.terna.it/terna/DISCIPLINA\\_PrimaAttuazione\\_8d90f10ab632750.pdf?direct=true](https://download.terna.it/terna/DISCIPLINA_PrimaAttuazione_8d90f10ab632750.pdf?direct=true)

<sup>21</sup> [https://download.terna.it/terna/DTF2\\_8d91f9e57a7adb0.pdf](https://download.terna.it/terna/DTF2_8d91f9e57a7adb0.pdf)

<sup>22</sup> <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Forms/T4%20Auction%202015.aspx>

<sup>23</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf>

In Italia, il tasso di de-rating applicato ai **sistemi di accumulo** è definito in funzione del suo rapporto energia-potenza considerando:

- un tasso medio di **accidentalità** dei sistemi di accumulo (definito in base a dati storici);
- un tasso medio di indisponibilità della produzione per **limiti di energia dei sistemi di accumulo**, calcolato tramite una metodologia<sup>24</sup>, che confronta il contributo marginale alla riduzione del carico residuo di una capacità di accumulo aggiuntiva, con quello che fornirebbe un generatore programmabile con CDP equivalente alla capacità di accumulo in analisi.

Tale approccio fornisce tassi di de-rating, e quindi un contributo dei sistemi di accumulo all'adeguatezza, in linea con i valori utilizzati, ad esempio in Gran Bretagna e Belgio (*Tabella 2*).

**TABELLA 2 Tassi di de-rating accumulati (Italia, Gran Bretagna, Belgio)**

RAPPORTO E/P [h]	GRAN BRETAGNA [consegna 2025-26]	BELGIO [consegna 2025-26]	ITALIA [consegna 2024 – proposta in consultazione]
1	75%	89%	70%-90%
2	51%	71%	50%-70%
4	26%	64%	20%-40%
≥6	5%	35%-48%	10%-30%

<sup>24</sup> [https://download.terna.it/terna/DTF2\\_8d91f9e57a7adb0.pdf](https://download.terna.it/terna/DTF2_8d91f9e57a7adb0.pdf)



Tutte le foto utilizzate sono di proprietà di Terna.

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

Mercurio GP  
Milano  
Concept creativo  
Graphic design  
Impaginazione  
Editing

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



