

**Fabbisogno di nuova capacità di  
stoccaggio al 2028  
approvato con D. M. del 27 febbraio 2025**

## 1. EXECUTIVE SUMMARY

Il futuro del sistema elettrico sarà dominato da un crescente utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili, essenziali per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione del PNIEC. Per ottimizzare l'utilizzo di tali fonti, è necessario integrare questo sviluppo con quello delle reti di trasmissione e distribuzione e con quello della capacità di accumulo.

Quest'ultima risulta necessaria per massimizzare l'utilizzo delle energie rinnovabili, stoccando energia quando in eccesso (fenomeno di overgeneration) e restituendola in momenti di carenza (servizio di time-shifting). Questo servizio risulta particolarmente importante, dato il peso significativo dell'energia solare nel mix energetico previsto, per contenere l'overgeneration, favorendo il raggiungimento dei target di decarbonizzazione con un quantitativo di installato rinnovabile inferiore rispetto a quello necessario in assenza di capacità di accumulo. Lo sviluppo della nuova capacità di accumulo sarà garantito dal Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), il sistema di contrattualizzazione a termine approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)). Con il presente documento si trasmette la **proposta di fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio per l'anno orizzonte 2028, redatta ai sensi dell'Art. 10 della Disciplina MACSE**. L'Articolo 18 del Decreto Legislativo n. 210/2021 stabilisce inoltre che Terna, in qualità di Gestore della rete di trasmissione nazionale debba identificare una **proposta di progressione temporale del fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio** "al fine di massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Il presente documento è strutturato come segue: nella sezione 2 sono delineati gli aspetti metodologici da considerare per determinare una proposta di progressione temporale del fabbisogno accumuli. Terna ritiene opportuno giungere alla definizione di tale metodologia attraverso un processo di consultazione pubblica che garantisca il più ampio coinvolgimento di tutti gli stakeholder. Tale processo non risulta tuttavia compatibile con l'obiettivo di effettuare la prima asta (anno orizzonte 2028) nel primo semestre 2025. Pertanto, nel presente documento proponiamo un dimensionamento "prudenziale" per questa prima asta, basato sulla metodologia conservativa e semplificata descritta nella sezione 3. Successivamente, nella sezione 4, viene illustrato lo scenario elettrico per l'anno di riferimento 2028, in termini di fabbisogno, rinnovabili e capacità di trasporto. Infine, sono presentati i risultati delle simulazioni e il fabbisogno accumuli.

Per l'individuazione del fabbisogno con anno di consegna 2028 sono stati considerati i benefici derivanti dall'installazione degli accumuli in termini di overgeneration evitata (valorizzata al costo variabile di un ciclo combinato alimentato a gas naturale) e in termini di adeguatezza di sistema, valorizzata a 8 k€/MWh/anno (facendo riferimento - per il 2028 - a tecnologie con capacità di accumulo di 4 ore).

Questi benefici devono essere confrontati con i costi di installazione degli accumuli, stimati pari a 43 k€/MWh/anno. Per effettuare tale confronto si è effettuato un insieme di simulazioni, variando la capacità di accumulo installata e, per ogni simulazione, si è calcolato il beneficio netto (i.e., beneficio overgeneration evitata + beneficio adeguatezza - costo accumuli) della capacità di accumulo installata. Il fabbisogno ottimo di capacità di accumulo abilitata a MSD si ottiene quando il beneficio netto calcolato raggiunge il suo massimo.

Dalle simulazioni effettuate per l'anno 2028, considerando a scopo cautelativo anche solo una parte del beneficio di overgeneration evitata, **il fabbisogno nazionale corrisponde a una capacità di accumulo di 10 GWh**. Per quel che riguarda la distribuzione di tali accumuli, si

identifica un quantitativo massimo di capacità per ciascuna delle seguenti Aree: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud e Calabria, Sicilia e Sardegna.

Tale quantitativo massimo è definito in funzione dell'installato FER previsto all'anno orizzonte analizzato e dalle caratteristiche del sistema elettrico in tali aree (cfr. Tabella 1).

*Tabella 1 - Minimi e massimi del fabbisogno di accumuli abilitati a MSD, per zona di mercato al 2028*

[GWh]	MIN	MAX
<b>Nord</b>	0	0
<b>Centro Nord</b>	0	0
<b>Centro Sud</b>	0	3,0
<b>Sud e Calabria</b>	0	7,0
<b>Sicilia</b>	0,5	1,5
<b>Sardegna</b>	0,5	1,0

Il fabbisogno nazionale ivi rappresentato sarà eventualmente ridotto per tener conto dell'ulteriore capacità di stoccaggio che, a livello nazionale, entrerà in esercizio o sarà approvvigionata tramite il Capacity Market nel periodo compreso tra la pubblicazione di suddetto documento (Documento fabbisogni approvato dal MASE) e la pubblicazione del contingente nazionale (20 giorni prima dell'asta).

## 2. METODOLOGIA PER DETERMINARE LA PROPOSTA DI PROGRESSIONE TEMPORALE DEL FABBISOGNO DI NUOVA CAPACITA' DI STOCCAGGIO

La Disciplina MACSE richiede delle comunicazioni preliminari allo svolgimento delle aste. In particolare, l'Articolo 10 prevede che Terna debba trasmettere al MASE un Documento fabbisogni e, una volta approvato, pubblicarlo sul suo sito internet almeno 180 giorni prima della procedura concorsuale (Art. 47).

Inoltre, l'Articolo 18 del Decreto Legislativo 210/2021 stabilisce che Terna, in qualità di Gestore della rete di trasmissione nazionale, in coordinamento con i Gestori delle reti di distribuzione, debba identificare una **proposta di progressione temporale del fabbisogno di nuova capacità di stoccaggio, articolato per le zone rilevanti della rete di trasmissione**, tenendo conto della presumibile concentrazione geografica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e degli sviluppi di rete. Tale proposta dovrà essere finalizzata a **massimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e favorire l'integrazione nei mercati dell'energia e dei servizi ancillari**, nonché al fine di assicurare la maggiore flessibilità del sistema.

Tale esigenza è diretta conseguenza del fatto che, come previsto dal PNIEC, il sistema elettrico sarà caratterizzato da un contributo sempre crescente di generazione da fonti rinnovabili non programmabili. Lo sviluppo della generazione rinnovabile risulta indispensabile per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal PNIEC, ma la sua efficiente integrazione nel sistema elettrico non può prescindere da uno sviluppo altrettanto rilevante delle reti di trasmissione e distribuzione e di una adeguata capacità di accumulo elettrico.

In particolare, la capacità di accumulo risulta indispensabile proprio per massimizzare lo sfruttamento dell'energia rinnovabile, consentendo di immagazzinarla quando in esubero (c.d. fenomeno di overgeneration, imputabile in generale sia a congestioni di rete sia a disallineamenti temporali strutturali tra domanda e offerta) e di restituirla al sistema nelle ore in cui invece la domanda eccede la generazione rinnovabile (cd. servizio di time shifting). In assenza di accumuli in tali ore risulterebbe altrimenti necessario soddisfare il carico con una tecnologia di generazione programmabile alimentata da fonti fossili.

Per definire una proposta di progressione temporale del fabbisogno di accumulo è necessario dotarsi di una metodologia di analisi quantitativa che consenta di determinare le quantità "ottime" in funzione del raggiungimento di una specifica funzione obiettivo. Con riferimento all'art. 18 del D.Lgs. 210/2021 tale funzione obiettivo deve sicuramente perseguire la "massimizzazione dell'utilizzo dell'energia elettrica rinnovabile, l'integrazione nei mercati e la disponibilità della flessibilità necessaria al sistema".

Tali concetti non sono però sufficienti per definire una funzione obiettivo univoca: la massimizzazione dell'utilizzo della energia elettrica rinnovabile potrebbe infatti tradursi in un obiettivo di minimizzazione della cd. "overgeneration" ma tale funzione obiettivo, se non opportunamente controbilanciata dai costi sostenuti dal sistema per approvvigionare la capacità di accumulo addizionale, porterebbe ad un inevitabile sovradimensionamento della proposta.

Nel definire quindi la metodologia da adottare per determinare la proposta di progressione temporale del fabbisogno di accumulo si rende necessario identificare e quantificare tutti i benefici e i costi per il sistema elettrico associati allo sviluppo degli accumuli e la loro

progressiva integrazione nei mercati. A titolo esemplificativo, ma non esaustivo, è riportata nel seguito una lista di voci da valutare:

- **Riduzione dell’overgeneration.** L’utilizzo degli accumuli sui mercati consente di “spiazzare” tecnologie alimentate da fonti fossili (essenzialmente gas naturale) che sarebbero altrimenti necessarie nelle ore in cui si verifica un deficit di generazione rinnovabile rispetto alla domanda (tipicamente nelle ore serali), consentendo così di ridurre il costo dell’energia in tali ore grazie al risparmio sui costi di acquisto del combustibile (e degli associati diritti di emissione di CO<sub>2</sub>);
- **Minori costi di sviluppo FER necessari per raggiungere il target di penetrazione rinnovabile nei consumi finali elettrici.** L’integrazione di energia rinnovabile nel sistema, resa possibile grazie alla presenza di accumuli, permette di raggiungere i target di decarbonizzazione previsti dallo scenario energetico di policy (227 TWh di generazione rinnovabile al 2030). In assenza di accumuli, per arrivare al medesimo risultato sarebbe necessario installare una quantità superiore di capacità rinnovabile, cui sarebbero associati ulteriori costi. In ogni caso, soprattutto considerando il forte peso relativo della fonte solare previsto nel PNIEC, senza accumuli risulterebbe tecnicamente impossibile integrare, oltre certi limiti, volumi crescenti di generazione rinnovabile (basti considerare che il PNIEC pianifica al 2030 circa 80 GW di capacità solare installata a fronte di un sistema elettrico italiano che presenta un carico medio annuo oggi pari a circa 36 GW);
- **Minori costi per adeguatezza sul Capacity Market.** Lo sviluppo di capacità di accumulo elettrico concorre a garantire la adeguatezza del sistema elettrico, riducendo di conseguenza la capacità di cui Terna si approvvigiona attraverso le aste del Capacity Market. Pertanto, i nuovi sistemi di accumulo sostituiranno volumi equivalenti di CDP (Capacità Disponibile in Probabilità) che, in loro assenza, Terna avrebbe approvvigionato al costo della capacità esistente;

Terna ritiene opportuno giungere alla definizione della metodologia per la determinazione della progressione temporale del fabbisogno accumuli attraverso un processo di consultazione pubblica che garantisca il più ampio coinvolgimento di tutti gli stakeholder. Tale processo non risulta tuttavia compatibile con l’obiettivo di effettuare la prima asta (anno orizzonte 2028) nel primo semestre 2025. Pertanto, nel presente documento si propone un dimensionamento “prudenziale” per questa prima asta, basato sulla metodologia semplificata e conservativa di seguito descritta.

### 3. APPROCCIO METODOLOGICO PER L'ASTA 2028

Per la prima asta 2028 Terna ha sviluppato un approccio metodologico semplificato che considera i benefici degli accumuli in termini di gas evitato e il loro contributo all'adeguatezza rispetto allo scenario di riferimento atteso. Tale scenario è descritto nella sezione successiva.

In generale, gli accumuli consentono di recuperare energia rinnovabile in esubero, per poi rilasciarla in un momento successivo, spiazzando così la tecnologia marginale a gas. Questo recupero di energia rinnovabile altrimenti tagliata rappresenta un beneficio per il sistema in termini di costo evitato della tecnologia marginale. Tale valore è stato assunto pari al costo variabile standard di una unità di produzione di tipo ciclo combinato alimentato a gas naturale, calcolato usando i prezzi del gas naturale e della CO<sub>2</sub> riportati nel PNIEC 2024<sup>1</sup>.

Si considera inoltre il beneficio degli accumuli in termini di adeguatezza. La nuova capacità di accumulo ridurrà il fabbisogno di capacità esistente nel Capacity Market, con un beneficio netto quantificabile in circa 8,0 k€/MWh/anno<sup>2</sup>.

Tale beneficio si confronta con il costo degli accumuli, rappresentato dalla stima del premio *medio* della capacità di accumulo aggiudicataria nelle procedure concorrenziali del MACSE in cui ciascuna offerta accettata viene remunerata al prezzo dalla stessa indicato (c.d. sistema "pay-as-bid") e non a quello marginale (c.d. "pay-as-clear"). Come evidenziato nello studio sulle tecnologie di accumulo predisposto da Terna, nel breve termine si stima un costo compreso nell'intervallo 31 - 51 k€/MWh/anno, con un valore di riferimento pari a 43 k€/MWh/anno. Per determinare il volume efficiente di accumulo, si effettua una serie di simulazioni del mercato dell'energia<sup>3</sup> con volumi crescenti di accumulo per l'anno di riferimento 2028. Convenzionalmente, nelle simulazioni si considerano accumuli con un rapporto energia-potenza pari a quattro ore. Da uno screening di alcune iniziative RTN con iter autorizzativo avanzato si evince che tale durata rappresenta la durata tipica dei progetti che potrebbero partecipare alla prima asta. In ogni caso, almeno per i primi anni di consegna, dalle analisi effettuate non emergono differenze sostanziali se si considerassero accumuli con una durata superiore (6/8 ore).

Per ciascuna simulazione si possono quantificare i costi e benefici per il sistema in funzione degli accumuli presenti nello scenario. Al crescere dell'installato di accumuli si osserva una sorta di effetto di "cannibalizzazione", perché aumenta la competizione per assorbire l'energia rinnovabile in esubero. Di conseguenza, si verifica un andamento decrescente del beneficio *marginale* degli accumuli all'incremento degli stessi.

---

<sup>1</sup> Al 2030, il PNIEC indica un prezzo del gas naturale pari a 32,4 €<sub>2023</sub>/MWh<sub>th</sub> e un prezzo CO<sub>2</sub> di 95 €<sub>2023</sub>/t. Per il ciclo combinato si considera un rendimento del 45%, inferiore a quello in condizioni ideali. Con la crescita attesa delle FER è lecito attendersi un degrado del rendimento, considerando che in queste circostanze i cicli combinato funzioneranno sempre meno in modalità "baseload" e sempre di più in modo discontinuo. Con questi parametri, il costo variabile standard di un ciclo combinato con rendimento è pari a circa 118 €<sub>2023</sub>/MWh<sub>el</sub>.

<sup>2</sup> Il costo evitato è assunto pari a 48 k€/MW di CDP (Capacità Disponibile in Probabilità), ovvero al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente (valido per l'asta 2028). La CDP degli accumuli con una durata di 4 ore è calcolata considerando un tasso di rating pari al 67%.

<sup>3</sup> La simulazione tiene conto dei vincoli per soddisfare la riserva del sistema.

Nella metodologia semplificata qui proposta si analizzano i costi e i benefici relativi al solo anno target 2028, adottando quindi un approccio conservativo.

Nella Figura 1 è rappresentato, in maniera qualitativa, l'andamento della funzione dei benefici cumulati al netto dei costi cumulati (c.d. funzione dei benefici netti cumulati). Il dimensionamento efficiente è raggiunto quando la derivata della funzione dei benefici netti cumulati è pari a 0.

Il calcolo dell'ottimo è stato effettuato considerando la struttura zonale odierna del sistema elettrico italiano e i relativi limiti di scambio sottesi allo scenario simulato, che di fatto rappresentano i vincoli del problema. La distribuzione zonale dei sistemi di accumulo è determinata in modo tale da massimizzare il beneficio estraibile in termini di mitigazione dell'overgenerazione nel rispetto di tutte le condizioni di vincolo, ivi inclusi i limiti di scambio tra le zone.

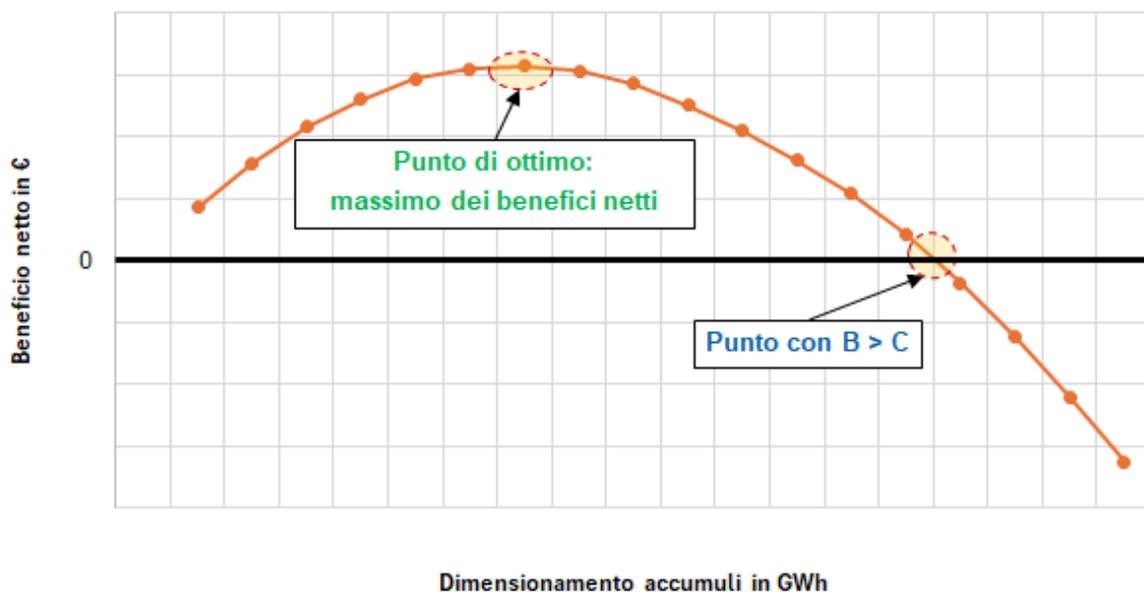


Figura 1: Andamento illustrativo dei benefici netti al crescere della capacità di accumulo ( $B = \text{benefici}$ ,  $C = \text{costi}$ )

## 4. SCENARIO ELETTRICO 2028

Ai sensi delle delibere 654/2017/R/eel e 689/2017/R/gas, Terna e SNAM hanno il compito di redigere, ogni due anni, il Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) che descrive gli scenari di riferimento propedeutici all'elaborazione del piano di sviluppo nazionale della rete di trasmissione nazionale di energia elettrica e della rete di gas naturale.

Il DDS'24 è stato pubblicato a inizio ottobre 2024<sup>4</sup> e riguarda gli anni 2030, 2035 e 2040.

Per determinare il fabbisogno 2028 di accumuli è necessario sviluppare una granularità temporale maggiore rispetto a quanto riportato nel DDS. Lo scenario 2028 è stato sviluppato

<sup>4</sup> <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/programmazione-territoriale-efficiente/piano-sviluppo-rete/scenari>

considerando lo stato del sistema registrato nel corso del 2023, quanto previsto nel DDS'24 per lo scenario PNIEC Policy 2030 (coerente con il PNIEC<sup>5</sup> pubblicato a giugno 2024) e la tendenza di crescita del fabbisogno e delle FER ivi prevista.

Di seguito si descrivono le grandezze principali che caratterizzano lo scenario 2028.

*Tabella 2 – Grandezze principali dello scenario 2028*

	2023	2028	2029	2030
<b>Fabbisogno (TWh)</b>	<b>306</b>	<b>335</b>	<b>344</b>	<b>362</b>
<b>Capacità FRNP (GW)</b>	<b>42,6</b>	<b>83,3</b>	<b>92,1</b>	<b>107,4</b>
.. di cui solare	30,3	63,8	70,6	79,3
.. di cui eolico	12,3	19,5	21,5	28,1
<b>Accumuli distribuiti (GWh)</b>	<b>6,6</b>	<b>12,8</b>	<b>13,4</b>	<b>14,0</b>

Per il fabbisogno elettrico si prevede un incremento che è parzialmente imputabile alla crescita attesa del PIL che costituisce un driver importante per lo sviluppo della domanda elettrica. L'altro driver di crescita della domanda elettrica è il processo di elettrificazione che porta ad un aumento sostanziale del fabbisogno elettrico negli scenari futuri. In particolare, per il 2028 si prevede un fabbisogno complessivo di circa 335 TWh.

Come previsto nel PNIEC 2024, la capacità di eolico e solare dello scenario al 2030 è pari a 107 GW (+65 GW rispetto al 2023). Tale crescita è guidata dallo sviluppo della tecnologia solare che raggiunge i 79,3 GW, mentre il contributo della tecnologia eolica arriva a 28,1 GW al 2030. Per il 2028 si prevede un installato FRNP pari a circa 83 GW (+40 GW rispetto al 2023). Si segnala che nel periodo da gennaio a ottobre 2024 la capacità rinnovabile in esercizio è aumentata di 6,0 GW. Inoltre, l'ammontare delle iniziative RTN per cui il procedimento autorizzativo si è concluso con esito positivo e che si trovano nelle ultime fasi del processo di connessione (essendo già stata richiesta a Terna l'elaborazione della Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio per la progettazione esecutiva delle opere RTN) è pari a circa 8 GW. Tale capacità potrà entrare in esercizio a breve.

Gli accumuli distribuiti si configurano come batterie elettrochimiche con una durata relativamente breve (tipicamente 2-4 ore). Il loro sviluppo è legato principalmente alla diffusione del solare fotovoltaico di piccola taglia e potrebbe raggiungere circa 13 GWh al 2028, a fronte di quasi 7 GWh installati oggi. Ne consegue che anche la distribuzione zonale di questa tecnologia è fortemente correlata alla distribuzione del fotovoltaico di piccola taglia. In passato la realizzazione degli accumuli distribuiti è stata oggetto di incentivazione. L'evoluzione verso i valori dello scenario presuppone il mantenimento di un quadro incentivante per tali impianti. Se non sarà realizzata tutta la capacità di accumulo di piccola taglia indicata, la quota mancante potrà essere approvvigionata tramite il meccanismo d'asta (MACSE).

Come anticipato, il fabbisogno accumuli qui rappresentato tiene conto della capacità già contrattualizzata tramite le aste Capacity Market. Quest'ultimo è uno strumento attraverso cui Terna si approvvigiona della capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico. Il meccanismo è disegnato secondo il principio della neutralità tecnologica ed è pertanto aperto non solo alla capacità di generazione, ma anche alla domanda e agli accumuli. Gli

<sup>5</sup> PNIEC 2024: [https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC\\_2024\\_revfin\\_01072024.pdf](https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2024_revfin_01072024.pdf)

accumuli contrattualizzati con il Capacity Market possono contribuire non solo all'adeguatezza del sistema ma anche supportare l'integrazione delle rinnovabili. Con specifico riferimento alla nuova capacità di accumulo, nell'ultima asta del Capacity Market, tenutasi a luglio 2024 (con anno consegna 2025) sono stati assegnati circa 0,4 GWh, che si vanno ad aggiungere ai 7,0 GWh assegnati nelle precedenti aste (con anno di consegna 2022, 2023 e 2024) svoltesi fra il 2019 e il 2022 (cf. Tabella 3).

Tabella 3 - Capacità di accumulo contrattualizzata con CM per Zdm [GWh]

<b>ACCUMULI CM[GWh]</b>	<b>Totale aste 2022-25</b>
<b>Nord</b>	3,1
<b>Centro Nord</b>	0,1
<b>Centro Sud</b>	0,9
<b>Sud</b>	0,1
<b>Calabria</b>	0,0
<b>Sicilia</b>	0,0
<b>Sardegna</b>	3,2
<b>TOTALE</b>	<b>7,5</b>

Pertanto, il fabbisogno nazionale ivi rappresentato sarà eventualmente ridotto per tener conto dell'ulteriore capacità di stoccaggio che, a livello nazionale, entrerà in esercizio (laddove non già considerata tra la capacità già contrattualizzata con aste precedenti del Capacity Market) o sarà approvvigionata tramite le prossime aste Capacity Market nel periodo compreso tra la pubblicazione di suddetto documento e la pubblicazione del contingente nazionale (20 giorni prima dell'asta).

Per integrare in modo efficiente il volume di FER previsto nello scenario, oltre ad una adeguata capacità di accumulo sarà necessario garantire lo sviluppo della rete di trasmissione attraverso una serie di opere di rete finalizzate ad incrementare strutturalmente la capacità di trasporto fra le zone di mercato. Il dimensionamento del fabbisogno di accumuli proposto nel presente documento presuppone quindi la realizzazione delle opere necessarie per incrementare la capacità di trasporto della rete così come previsto nel Piano di Sviluppo di Terna.

Dic. 2023

2028

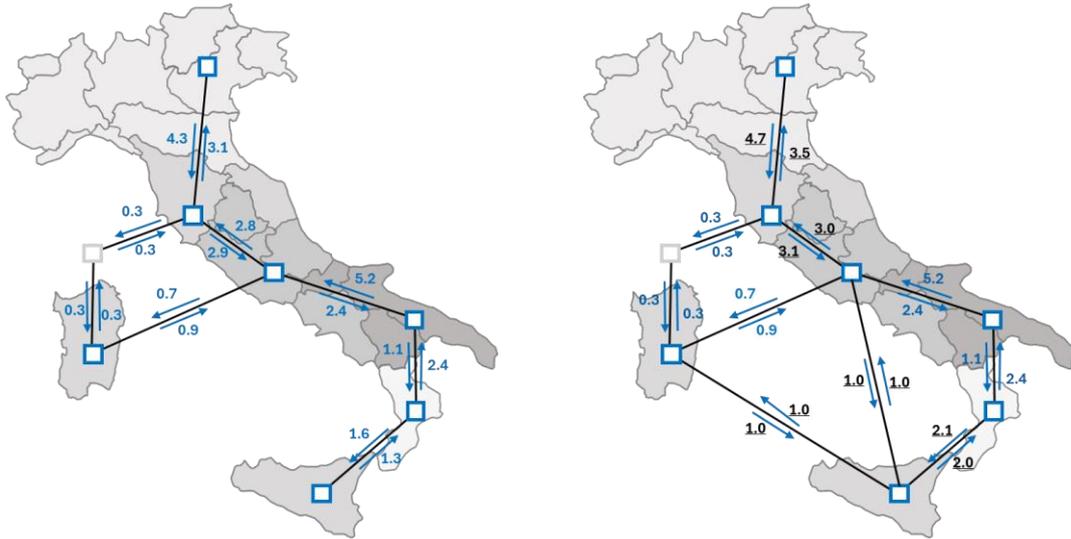


Figura 2 - Capacità massima di scambio fra le zone di mercato [GW]

## 5. FABBISOGNO ACCUMULI

Per identificare un livello efficiente di capacità di accumulo abilitato a MSD all'anno orizzonte 2028 è stato applicato allo scenario energetico caratteristico dell'anno analizzato, l'approccio metodologico descritto nella sezione 3.

In particolare, sono state effettuate simulazioni con risoluzione oraria, variando la capacità di stoccaggio da 0 a 20 GWh con gradini da 1 GWh e considerando una durata di quattro ore per gli accumuli aggiunti nelle iterazioni.

Per ogni simulazione si quantifica l'overgeneration evitata rispetto al caso senza accumuli aggiuntivi. Tale valore rappresenta la produzione evitata della tecnologia marginale (ciclo combinato alimentato a gas naturale). Si calcolano quindi i benefici di gas evitato, a cui si sommano quelli di adeguatezza che la capacità addizionale di accumulo concorre a determinare. Inoltre, esiste un beneficio dovuto alla riduzione di selezioni per riserva secondaria derivante dalla partecipazione dei sistemi di accumulo a suddetto servizio, che in ogni caso non è stato quantificato. Infine, i benefici elencati vengono confrontati con i costi di installazione di questi accumuli.

La Figura 3 seguente riporta la curva dei benefici netti (benefici – costi), ottenuta per le simulazioni effettuate. Il dimensionamento ottimo di accumuli è raggiunto quando la derivata della funzione dei benefici netti cumulati è pari a 0. Valorizzando tutti i benefici al 100%, il **massimo dei benefici netti per il sistema al 2028 risulta 14 GWh**.

In maniera prudentiale, non essendo certi che il contingente rinnovabile definito nello scenario sia quello effettivamente installato all'anno orizzonte analizzato, si propone di valorizzare solo l'85% dell'overgeneration evitata. **In tale contesto, il fabbisogno accumuli nazionale sarebbe pari a 10 GWh**.

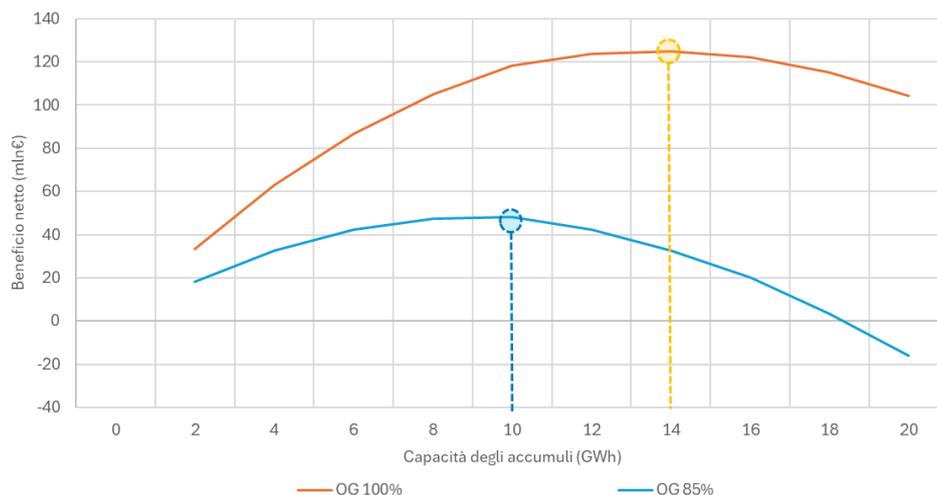


Figura 3 - Benefici netti degli accumuli al variare della capacità energetica

Rispetto alla localizzazione di tale capacità, di seguito si riportano i fabbisogni massimi acquistabili in ciascuna macroarea, i cui valori sono frutto di considerazioni basate sull'installato FER previsto e su caratteristiche del sistema elettrico tipiche delle zone individuate.

Tabella 4 - Minimi e massimi del fabbisogno di accumuli abilitati a MSD, per zona di mercato al 2028

[GWh]	MIN	MAX
<b>Nord</b>	0	0
<b>Centro Nord</b>	0	0
<b>Centro Sud</b>	0	3,0
<b>Sud e Calabria</b>	0	7,0
<b>Sicilia</b>	0,5	1,5
<b>Sardegna</b>	0,5	1,0

## ANNEX: DETTAGLI ZONALI FER E ACCUMULI DISTRIBUITI

Tabella 5 – Capacità installata FRNP per ZdM, anni 2023, 2028, 2030 [GW]

FRNP [GW]	2023	2028	2030
<b>Nord</b>	14,8	24,3	35,1
<b>Centro Nord</b>	2,7	6,6	8,7
<b>Centro Sud</b>	7,2	15,2	18,2
<b>Sud</b>	9,0	16,3	18,3
<b>Calabria</b>	1,9	4,1	4,9
<b>Sicilia</b>	4,5	11,0	13,9
<b>Sardegna</b>	2,5	5,8	8,3
<b>TOTALE</b>	<b>42,6</b>	<b>83,3</b>	<b>107,4</b>

Tabella 6 - Capacità di accumulo distribuita per ZdM, anni 2023, 2028, 2030 [GWh]

ACCUMULI DISTRIBUITI [GWh]	2023	2028	2030
<b>Nord</b>	3,8	7,6	8,4
<b>Centro Nord</b>	0,6	1,1	1,2
<b>Centro Sud</b>	1,1	1,9	2,1
<b>Sud</b>	0,4	0,7	0,7
<b>Calabria</b>	0,2	0,3	0,3
<b>Sicilia</b>	0,4	0,8	0,8
<b>Sardegna</b>	0,2	0,4	0,4
<b>TOTALE</b>	<b>6,6</b>	<b>12,8</b>	<b>14,0</b>