

**Fabbisogno di nuova capacità
di stoccaggio al 2029
approvato con D.M. del 20 maggio 2026**

1. EXECUTIVE SUMMARY

Il sistema elettrico sta evolvendo verso un crescente utilizzo di fonti rinnovabili non programmabili, essenziali per il conseguimento degli obiettivi previsti dal PNIEC. Il contributo di queste fonti può essere massimizzato solo attraverso un parallelo sviluppo delle infrastrutture di rete e della capacità di accumulo.

Quest'ultima risulta necessaria per una migliore integrazione ed utilizzo delle energie rinnovabili, stoccando la produzione di questa energia quando è in eccesso (fenomeno di overgeneration) e restituendola in momenti di carenza (servizio di time-shifting), tenendo conto di criteri e vincoli tecnici ed economici. Dato il peso significativo dell'energia solare nel mix energetico previsto, il servizio risulta particolarmente importante 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)). Terna ha ritenuto opportuno giungere alla definizione della **metodologia per la determinazione della progressione temporale del fabbisogno accumuli** prevista dell'Articolo 18 del Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 210 attraverso un processo di consultazione pubblica per garantire il più ampio coinvolgimento di tutti gli stakeholder.

Per la definizione della progressione temporale del fabbisogno accumuli relativa alle aste successive, Terna ha consultato due possibili metodologie basate su due approcci differenti:

- **Metodologia 1: Beneficio overgeneration evitata e contributo adeguatezza.** Questa metodologia si basa sulla valorizzazione dei benefici di overgeneration evitata e del contributo all'adeguatezza apportato al sistema, derivanti dall'installazione di una determinata capacità di accumulo. I benefici vengono calcolati considerando il costo variabile standard di un'unità di produzione a ciclo combinato alimentata a gas naturale ed un contributo all'adeguatezza dovuto alla riduzione del fabbisogno di capacità nel Capacity Market. Definito il costo degli accumuli è possibile individuare la capacità che massimizza il Valore Attuale Netto (VAN) dei benefici netti all'anno di consegna, tenendo conto dell'intera durata contrattuale.
- **Metodologia 2: Beneficio investimenti evitati.** Questa metodologia prende in esame gli investimenti necessari per raggiungere un determinato target di quota rinnovabile sul fabbisogno, in funzione di vari contingenti di capacità rinnovabile e di accumulo. Infatti, un sistema con meno accumuli comporterebbe una overgeneration maggiore e avrebbe pertanto bisogno di più installazioni FER per raggiungere lo stesso obiettivo. Il punto di minimo degli investimenti FER e accumuli rappresenta il fabbisogno ottimo per quell'anno.

A seguito del processo di consultazione **la maggior parte di operatori ed associazioni di categoria ha espresso preferenza per la metodologia 1 "Beneficio overgeneration evitata e contributo adeguatezza"**. Tale metodologia risulta coerente con quella applicata per determinare il fabbisogno dell'asta 2028 ed è stata dunque utilizzata per la definizione della progressione temporale del fabbisogno accumuli. Si basa sul confronto tra costo della nuova capacità di accumulo e 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 (contabilizzando la potenziale riduzione dei costi del Capacity Market).

2. FABBISOGNO ACCUMULI ANNO 2029

Sulla base delle attuali previsioni di crescita della generazione rinnovabile, la progressione temporale del fabbisogno di capacità di accumulo risulta, ad oggi, crescente nel tempo.

La metodologia considera diversi parametri di input (e.g. prezzi del gas, CONE), data la naturale incertezza che deriva dal considerare orizzonti temporali di medio-lungo termine. Cautelativamente e nelle more della definizione dei tassi di derating delle BESS validi nelle prossime aste Capacity Market, data la peculiarità degli accumuli rispetto ad altre fonti di produzione presenti nel sistema elettrico, si è considerato nullo il contributo all'adeguatezza.

Nella Figura 1 è rappresentato l'andamento della progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio considerando differenti ipotesi:

- **Caso base (traiettoria blu):** beneficio relativo alla overgeneration evitata, contabilizzato utilizzando il prezzo gas previsto dallo scenario PNIEC (pari a 32,4 €/MWh al 2030) e CONE pari al prezzo *medio* di aggiudicazione dell'asta 2028 (13 k€/MWh/anno)
- **Sensitivity conservativa (traiettoria rossa):** beneficio relativo alla overgeneration evitata, contabilizzato considerando un prezzo gas ridotto (22 €/MWh) e CONE pari al premio *marginale* di aggiudicazione dell'asta 2028 sulle Isole, maggiorato del 10% (20,9 k€/MWh/anno).

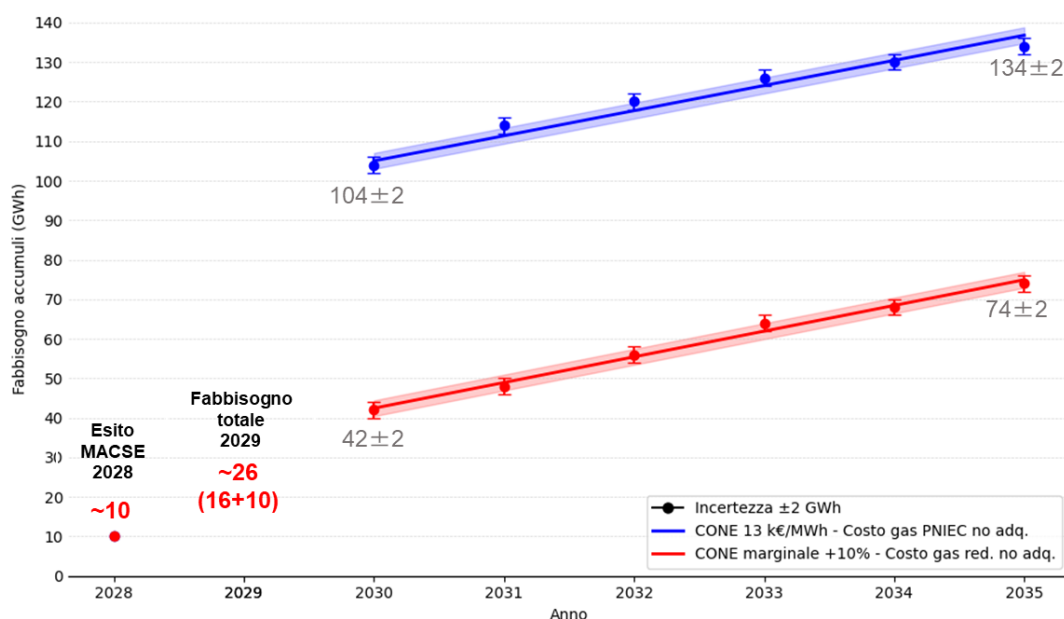


Figura 1 - Andamento della progressione temporale della capacità di stoccaggio

A riguardo, si ricorda che il premio marginale registrato nell'asta con consegna 2028 sul Continente è stato pari a 16,6 k€/MWh/anno e che - quindi - la stima adottata di 20,9 k€/MWh/anno risulta particolarmente cautelativa, sia perché fa riferimento al premio marginale, più elevato, emerso nelle Isole (19 k€/MWh/anno), sia perché incorpora un incremento del 10% rispetto al premio marginale riferito alle isole.

Nel caso base, al 2030, risulta un dimensionamento efficiente di circa 104 GWh di accumuli, fino ad arrivare al 2035 a circa 134 GWh (comprensivi dei 10 GWh già approvvigionati nella prima asta). Con la sensitivity conservativa, al 2030 il dimensionamento efficiente è di 42±2 GWh, che in linea di massima conferma il fabbisogno accumuli previsto dal PNIEC. Considerando i 10 GWh già

approvvigionati nell'asta 2028, la quantità acquistabile nelle prossime due aste MACSE sarebbe pari a 32 GWh. Tenendo in considerazione l'elevata competitività dell'asta 2028, si propone di approvvigionare nell'asta 2029 il 50% del quantitativo identificato nella sensitivity prudenziale al 2030.

Pertanto, **per l'anno di consegna 2029, valorizzando esclusivamente il beneficio dell'overgeneration evitata ad un prezzo gas prudenziale ed un costo accumuli significativamente superiore agli esiti delle aste 2028, si identifica cautelativamente un fabbisogno nazionale pari a 16 GWh.**

Si precisa altresì che per l'individuazione del fabbisogno per gli anni successivi al 2029, tali valutazioni potranno essere riviste alla luce delle stime più aggiornate del costo della nuova capacità di stoccaggio, del prezzo del gas, della progressione temporale di entrata in esercizio delle rinnovabili, nonché rispetto alla valorizzazione del contributo all'adeguatezza della nuova capacità di stoccaggio, adottando la stima più aggiornata dei coefficienti di derating utilizzati per le aste del mercato della capacità.

Per quel che riguarda la distribuzione zonale del fabbisogno accumuli, si identifica un quantitativo minimo e massimo di capacità per le seguenti aree, le quali rappresentano un aggregato di una o più zone di mercato: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria e Sicilia, Sardegna.

La definizione delle aree, così come dei quantitativi associati ad ognuna, si basa sull'installato FER previsto all'anno orizzonte analizzato, sulle caratteristiche del sistema elettrico previsionale in tali aree, e sul garantire un buon livello di competitività dell'asta.

Tabella 1 - Minimi e massimi del fabbisogno di accumuli abilitati a MSD, per area geografica al 2029

[GWh]	MIN	MAX
Nord	0	0
Centro Nord	0	0
Centro Sud	1,0	3,0
Sud, Calabria	3,0	11,5
Sicilia	1,0	6,0
Sardegna	0,5	3,0

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).