SOTTO EMBARGO FINO ALLE 13:00 CET DI GIOVEDÌ 26 NOVEMBRE 2026

REPORT · NOVEMBRE 2026

L’accumulo di energia può aiutare a ridurre i prezzi dell’elettricità in Italia

Con un quadro normativo stabile, l’Italia può accelerare la diffusione delle rinnovabili e degli accumuli elettrici e ridurre la dipendenza dalla generazione a gas, la fonte più costosa, anche quando la produzione solare ed eolica è bassa, come già mostrano le esperienze di altri Paesi.

DATA DI PUBBLICAZIONE	26 novembre 2026
DISPONIBILE ANCHE IN	Inglese

AUTORI

Ember Beatrice Petrovich, Gianluca Geneletti
Cleantech for Italy Federico Cuppoloni
Energy Square Michele Torsello, Silvia Bodoardo, Pierpaolo Cazzola, Maurizio Delfanti, Emanuele Taibi

Executive summary 3

Le batterie possono ridurre i prezzi dell’elettricità nelle ore di punta e valorizzare meglio le rinnovabili 6

1.1 In Italia, l’energia solare ed eolica accumulata nelle batterie costa fino al 49% in meno della generazione a gas 6

1.2 Le batterie iniziano a sostituire il gas in Italia, come già avviene altrove 8

Il parco di accumuli a batteria in Italia è quasi raddoppiato in due anni, ma la crescita dei grandi impianti resta inferiore al fabbisogno al 2035 10

2.1 Le batterie di grande taglia trainano la crescita degli accumuli in Italia, quintuplicate in due anni 10

2.2 L’ulteriore crescita potrebbe avvenire senza costi aggiuntivi per i consumatori italiani, ma deve accelerare 12

L’Italia ha il potenziale per costruire una propria industria nazionale delle batterie per l’accumulo 15

3.1 La crescita degli accumuli in Italia crea domanda per un’industria nazionale delle batterie 15

3.2 Gli stabilimenti in realizzazione potrebbero produrre 16 GWh di celle l’anno, più di quanto l’Italia dovrebbe installare 15

3.3 Le tecnologie italiane di lunga durata potrebbero aggiungere accumulo oltre le otto ore 17

Proposte operative di policy per sfruttare appieno il potenziale dell’accumulo 18

Materiali di approfondimento 20

A.1 Un piano d’azione per l’accumulo in Italia 20

A.2 Metodologia 22

A.3 Ringraziamenti 24

A.4 Uso dell’IA 24

Informazioni sul report

Questa analisi congiunta di Ember, Cleantech for Italy ed Energy Square esamina come gli accumuli a batteria possano contribuire a ridurre i prezzi dell’elettricità in Italia. Confronta il costo dell’energia solare ed eolica accumulata con quello della generazione a gas, valuta l’impatto delle aste MACSE per l’accumulo e il loro costo per i consumatori, e compara la crescita prevista degli accumuli rispetto alle stime di Terna sul fabbisogno futuro. Esamina inoltre la filiera italiana delle batterie e il ruolo degli accumuli di lunga durata, e formula proposte operative di policy.

Executive summary

L’accumulo di energia sta diventando centrale per il sistema elettrico italiano, poiché consente un uso più efficiente delle rinnovabili e contribuisce a contenere i prezzi dell’elettricità nelle ore di punta. La seconda asta MACSE, il meccanismo italiano di approvvigionamento centralizzato di capacità di accumulo, contribuirà a portare le batterie di grande taglia a 38 gigawattora (GWh) entro il 2029, rispetto ai 7 GWh attuali.

La programmazione dei contratti MACSE copre attualmente i prossimi tre anni, ma l’Italia deve guardare oltre il 2030. La crescita prevista resta inferiore alla capacità di accumulo che Terna, il gestore della rete di trasmissione nazionale, stima necessaria entro il 2035. Un piano d’azione nazionale per l’accumulo può colmare questo divario. Insieme a una crescita più sostenuta delle rinnovabili, una diffusione più rapida degli accumuli può ridurre la forte dipendenza dell’Italia dalla costosa generazione a gas quando il sole non splende e il vento non soffia, come già avviene in altri paesi.

Per le celle e i materiali delle batterie, l’Italia, come il resto d’Europa, dipende dalle importazioni. La sua attuale produzione di celle è limitata, ma il paese ha già punti di forza concreti nella realizzazione di sistemi di accumulo stazionari, e gli stabilimenti in fase di progettazione possono ampliare in modo significativo la produzione di celle. La sfida, ora, è trasformare questi progetti in una produzione competitiva e duratura.

01 **In Italia, l’energia solare ed eolica accumulata nelle batterie costa fino al 49% in meno rispetto alla generazione a gas.** L’energia rinnovabile accumulata di giorno e utilizzata la sera potrebbe costare 106 €/MWh, contro 210 €/MWh per la generazione a gas ai prezzi del gas di ottobre 2026.

02 **Le aste MACSE per l’accumulo dovrebbero dare un forte impulso al parco di batterie di grande taglia del paese e potrebbero non comportare costi per i consumatori.** La capacità messa all’asta a novembre 2026 è pari al doppio degli accumuli di grande taglia operativi in Italia a luglio 2026. I ricavi di mercato potrebbero coprire l’intero costo dell’asta. Tuttavia, la capacità prevista resta inferiore agli scenari di fabbisogno al 2035 del gestore di rete Terna: l’Italia deve quindi fare di più e più in fretta, soprattutto se i prezzi del gas resteranno alti.

03 **Gli stabilimenti in programma a Teverola e Brindisi potrebbero produrre una capacità nominale di celle per batterie fino a 16 GWh l’anno entro il 2030, un ordine di grandezza comparabile o superiore alla crescita annuale attesa degli accumuli stazionari in Italia (11 GWh).** La competitività dell’industria italiana delle batterie dipenderà anche dalla possibilità di contare su una domanda stabile e prevedibile. Un calendario pluriennale delle aste per gli accumuli, accompagnato da contratti di acquisto di medio-lungo periodo e dall’introduzione graduale di criteri europei di resilienza vincolanti, potrebbe favorire gli investimenti nella produzione nazionale e rafforzare le prospettive commerciali delle imprese italiane.



L’Italia dispone di abbondante energia solare, ma nelle ore serali dipende ancora dal gas, più costoso. Le batterie possono cambiare questa situazione, rendendo disponibile l’energia rinnovabile a basso costo nelle ore in cui i prezzi sono più alti. L’Italia è già tra i Paesi dell’UE più avanzati per capacità di batterie connesse alla rete elettrica. Se l’Italia definirà le regole giuste, più accumuli e più rinnovabili potranno portare prezzi dell’elettricità più bassi per i consumatori.

Beatrice Petrovich
Principal Energy Analyst – Europa, Ember



La sfida per l’Italia non è soltanto installare più batterie, ma costruire un sistema elettrico capace di valorizzare appieno l’energia rinnovabile. Accumuli, reti e nuova capacità di generazione devono svilupparsi insieme. Con la crescita delle rinnovabili, il valore di ciascun investimento dipende sempre più dalla sua integrazione con gli altri. Sfruttare queste complementarità è essenziale per ridurre i costi complessivi del sistema elettrico.

Michele Torsello
Director, Energy Square



Ogni batteria installata in Italia è anche un’opportunità industriale. Con un portafoglio ordini chiaro per il prossimo decennio, le fabbriche italiane potrebbero soddisfare la domanda di accumulo del Paese e competere sul mercato europeo. La finestra è aperta proprio ora, mentre l’industria europea delle batterie per l’accumulo di rete sta ancora prendendo forma, spinta da fattori tanto industriali quanto di sicurezza.

Federico Cuppoloni
Director, Cleantech for Italy

CAPITOLO 1

Le batterie possono ridurre i prezzi dell'elettricità nelle ore di punta e valorizzare meglio le rinnovabili

L'Italia ha già compiuto passi importanti nello sviluppo degli accumuli, anche con l'introduzione di aste centralizzate per i progetti di grande taglia (aste del Mercato della Capacità ed aste MACSE). Consolidare i progressi compiuti e accelerare lo sviluppo degli accumuli può offrire diversi benefici: valorizzare la crescente produzione rinnovabile, ridurre l'esposizione dei prezzi elettrici alle quotazioni del gas nelle ore di maggiore domanda e fornire servizi essenziali per la stabilità della rete.

1.1 In Italia, l'energia solare ed eolica accumulata nelle batterie costa fino al 49% in meno della generazione a gas

La generazione termoelettrica a gas è il modo più costoso di produrre elettricità. Una maggiore capacità di accumulo tramite batterie permetterebbe all'Italia di dipendere meno dal gas quando la domanda è più alta, abbassando i prezzi all'ingrosso in quelle ore. Le batterie si caricano quando l'energia costa poco e si scaricano quando è cara: più batterie possono ridurre quindi il divario tra i prezzi più alti e quelli più bassi.

Secondo l'analisi di Ember, l'energia solare o eolica accumulata in una batteria e spostata nel tempo potrebbe avere un costo medio compreso tra 106 e 122 €/MWh, a seconda del momento esatto in cui la batteria si ricarica. La stima utilizza un prezzo prudenziale dell'energia di carica di 57-73 €/MWh, basato sulle aste per le rinnovabili del 2025. Assume inoltre costi delle batterie in linea con i sistemi aggiudicatari della prima asta MACSE, che implicano un costo di 'time-shifting' (il costo livellato dello stoccaggio, LCOS) pari a 49 €/MWh (si veda la Metodologia). L'LCOS stimato è il costo medio per accumulare e spostare nel tempo un'unità di elettricità, tenendo conto dei costi di investimento e del tasso di utilizzo (si veda la Metodologia).

Anche con questa stima prudenziale, l'energia pulita spostata nel tempo con una batteria costerebbe comunque fino al 49% in meno del costo di produzione dell'elettricità con una tipica centrale termoelettrica a gas, che in Italia è stato in media di 210 €/MWh con i prezzi del gas di ottobre 2026.

La stima prudenziale del prezzo di carica riflette i prezzi medi di aggiudicazione (strike price) delle aste FER X del 2025, relative a contratti per differenza per la produzione rinnovabile (57 €/MWh per il solare e 73 €/MWh per l'eolico). In alcune ore, tuttavia, le batterie potrebbero ricaricarsi a prezzi molto più bassi: nelle ore di forte produzione solare il prezzo dell'elettricità in

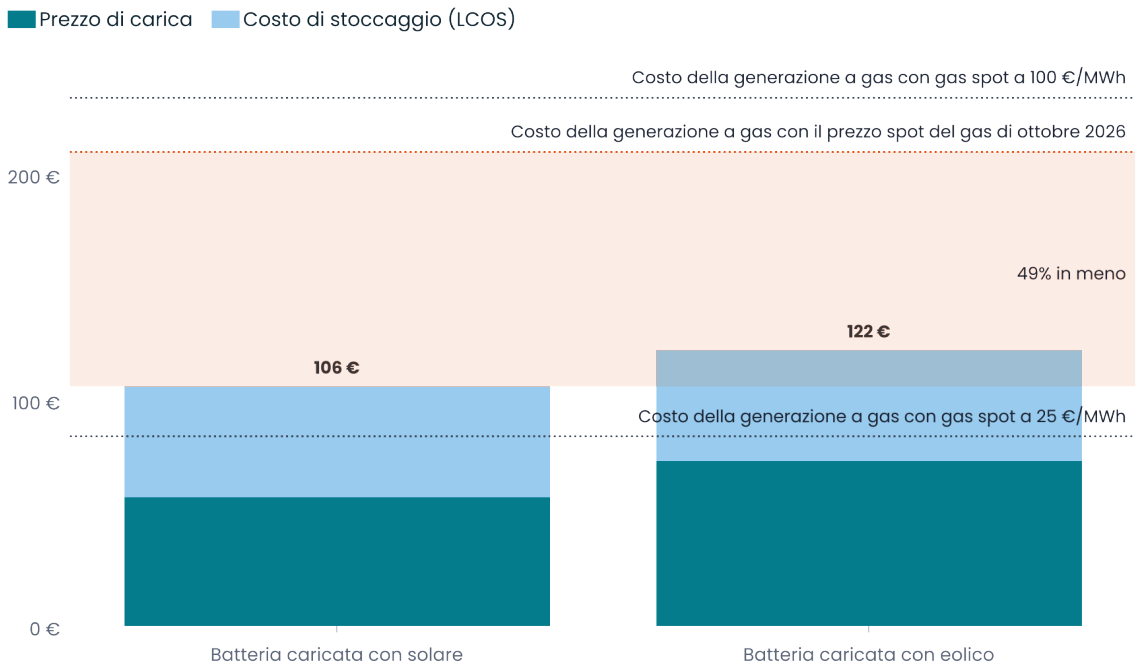
Italia può scendere sotto i 20 €/MWh. In questi casi, l'energia solare o eolica accumulata in una batteria e spostata alla sera potrebbe costare appena 64 €/MWh in Italia.

La crescita degli accumuli potrà contribuire a ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità, soprattutto nelle ore di punta del mattino e della sera. Offrendo energia a prezzi potenzialmente inferiori a quelli delle centrali a gas, le batterie aumenteranno la concorrenza, riducendo il potere di mercato dei generatori fossili e sostituendo parte della produzione degli impianti meno efficienti. L'effetto sui prezzi dipenderà tuttavia da due condizioni: la crescita della generazione solare ed eolica, senza la quale i benefici degli accumuli sarebbero limitati, e un'effettiva concorrenza tra gli operatori, anche attraverso le aste secondarie del MACSE e gli accumuli merchant.

FIGURA 1

In Italia l'energia solare ed eolica accumulata nelle batterie potrebbe costare fino al 49% in meno dell'elettricità prodotta con il gas

Costo medio stimato dell'energia rinnovabile accumulata e rilasciata da una batteria, rispetto al costo dell'elettricità prodotta con il gas (€/MWh)



Fonte: GSE, ARERA, analisi Ember. Costo di stoccaggio: levelised cost of storage (LCOS) per un sistema simile ai vincitori della prima asta MACSE italiana – costo di investimento complessivo di 120 USD/kWh, vita utile di 20 anni, efficienza round-trip del 90%. Costo marginale della generazione a gas: costo marginale di breve periodo di una tipica centrale termoelettrica a gas italiana – rendimento del 50% (PCS), 0,37 tCO2e/MWh, prezzo permesso di emissione di 86,5 €/tCO2e, costi variabili di esercizio e manutenzione di 2 €/MWh. Prezzo di carica: risultati delle aste italiane 2025 con contratti per differenza (FerX) per solare ed eolico.

1.2 Le batterie iniziano a sostituire il gas in Italia, come già avviene altrove

Nel primo semestre 2026 le batterie hanno coperto in media il 2,8% della domanda serale di punta in Italia, più del doppio rispetto al primo semestre 2025 (1,3%). È poco rispetto al 40% coperto dalle fonti fossili, ma la quota potrebbe crescere rapidamente con l'entrata in esercizio dei progetti aggiudicati.

I mercati in cui la capacità di accumulo è proporzionalmente superiore mostrano cosa potrebbe accadere in Italia con l'accelerazione della diffusione delle batterie.

Nell'UE, il parco di batterie di grande taglia della Bulgaria è passato da quasi zero nel 2024 a quasi 3 GWh a fine 2025 e a 16 GWh ad agosto 2026, superando quello italiano nonostante un sistema elettrico di scala notevolmente più piccola.

Nel primo semestre 2026 le batterie hanno regolarmente coperto oltre un quarto della domanda elettrica della Bulgaria (28%) nel picco serale delle 20:00, rispetto al 4% dell'anno precedente, mentre la quota delle fonti fossili nel picco serale è scesa dal 35% al 31%. Le esportazioni di elettricità del paese hanno contribuito anche a ridurre l'uso di fonti fossili nei paesi confinanti nelle ore di punta serali.

Durante l'ondata di calore dell'estate 2026 la Bulgaria ha registrato picchi di prezzo meno estremi rispetto ai paesi confinanti, e la forte immissione in rete delle batterie è stata uno dei fattori di mitigazione. La Bulgaria è diventata una destinazione per l'energia solare diurna in eccesso delle vicine Grecia e Romania, che poi restituisce oltre confine durante i picchi di prezzo serali, contribuendo ad abbassare i prezzi nella regione e a migliorare la sicurezza energetica.

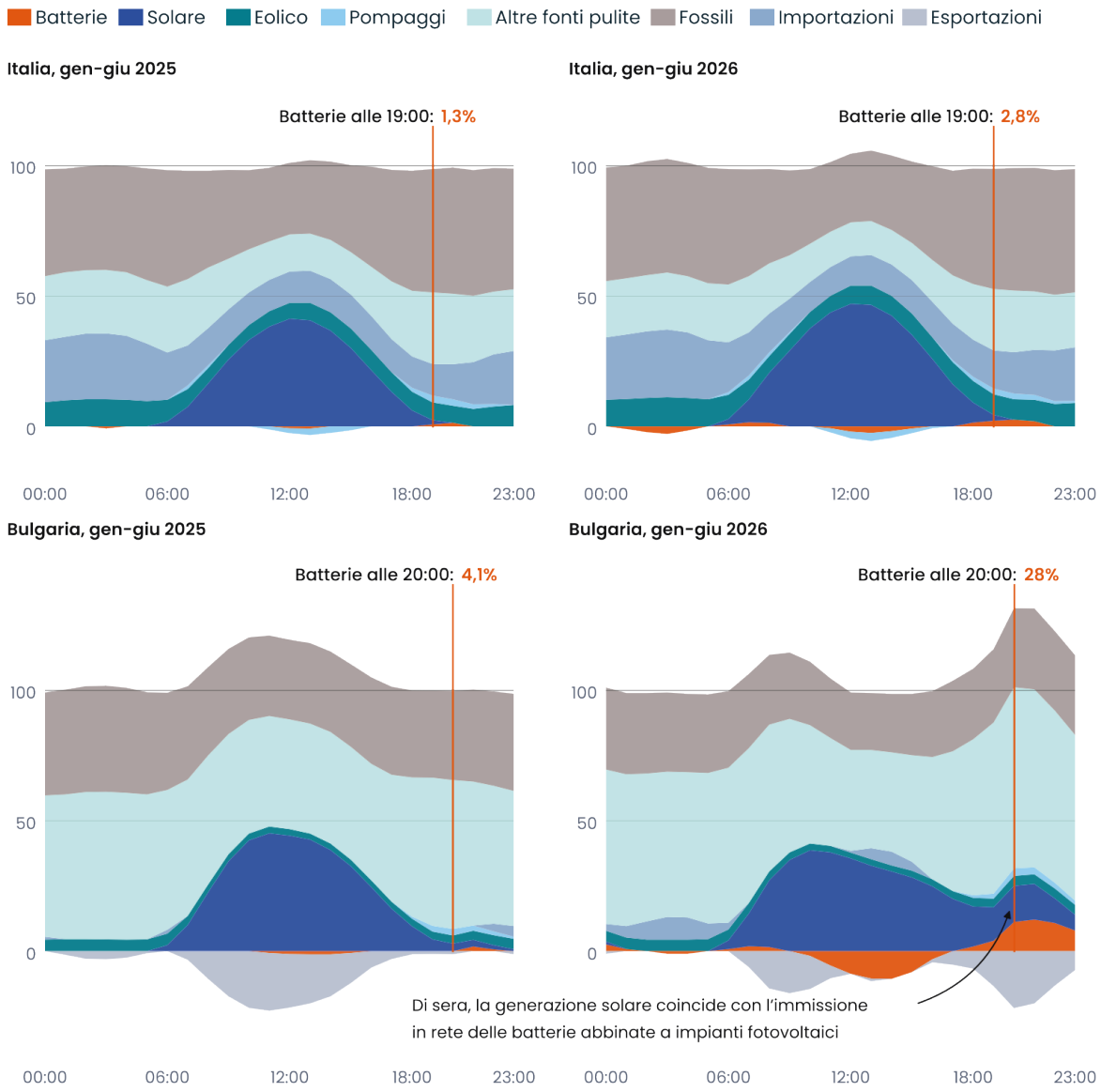
In Australia, l'energia spostata nel tempo dalle batterie di grande taglia è più che triplicata su base annua nel terzo trimestre 2026. Le batterie hanno fissato il prezzo in quasi la metà (48%) degli intervalli di dispacciamento, rispetto al 18% nello stesso trimestre del 2025. Questo ha limitato le ore in cui il gas fissava il prezzo dell'elettricità e ha contribuito a un calo del 27% dei prezzi medi all'ingrosso nel terzo trimestre 2026 rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente.

Per seguire un percorso simile, oltre ad accelerare la diffusione delle batterie, l'Italia deve tenere conto di due fattori decisivi. Primo, senza una base consistente di solare ed eolico, l'accumulo avrà un impatto limitato sulla riduzione dei prezzi dell'elettricità attraverso la sostituzione della generazione a gas. Secondo, è essenziale promuovere una concorrenza tra gli operatori di batterie, perché l'aumento della capacità di accumulo si traduca davvero in prezzi di mercato più bassi.

FIGURA 2

La quota della domanda serale di punta coperta dalle batterie è più che raddoppiata in Italia, raggiungendo il 3% nel primo semestre 2026, mentre in Bulgaria è passata dal 4% al 28%

Quota della domanda elettrica coperta per fonte, media oraria (%)



Fonte: dati orari di generazione, Ember. Sotto lo zero: carica di batterie e impianti di pompaggio, ed esportazioni. In Bulgaria il solare serale è l’immissione in rete delle batterie abbinate a impianti fotovoltaici. Dati nel titolo: quota media della domanda coperta dalle batterie nell’ora di punta serale (19:00 in Italia, 20:00 in Bulgaria), gennaio–giugno.

CAPITOLO 2

Il parco di accumuli a batteria in Italia è quasi raddoppiato in due anni, ma la crescita dei grandi impianti resta inferiore al fabbisogno al 2035

Le batterie di grande taglia sostenute dai contratti del mercato della capacità hanno trainato gran parte di questa crescita, e sono in programma altre aste. Con i piani attuali, tuttavia, la diffusione non raggiungerà i livelli che Terna stima necessari per l’Italia.

2.1 Le batterie di grande taglia trainano la crescita degli accumuli in Italia, quintuplicate in due anni

A giugno 2026, l’Italia contava 19 GWh (7,7 GW) di capacità di accumulo a batteria distribuiti su 919.000 installazioni, tutte agli ioni di litio. La maggior parte (circa 11 GWh) è costituita da piccoli impianti, spesso sistemi residenziali abbinati al fotovoltaico sui tetti. Il resto è di grande taglia (7 GWh), ed Enel detiene oltre l’85% della capacità in esercizio.

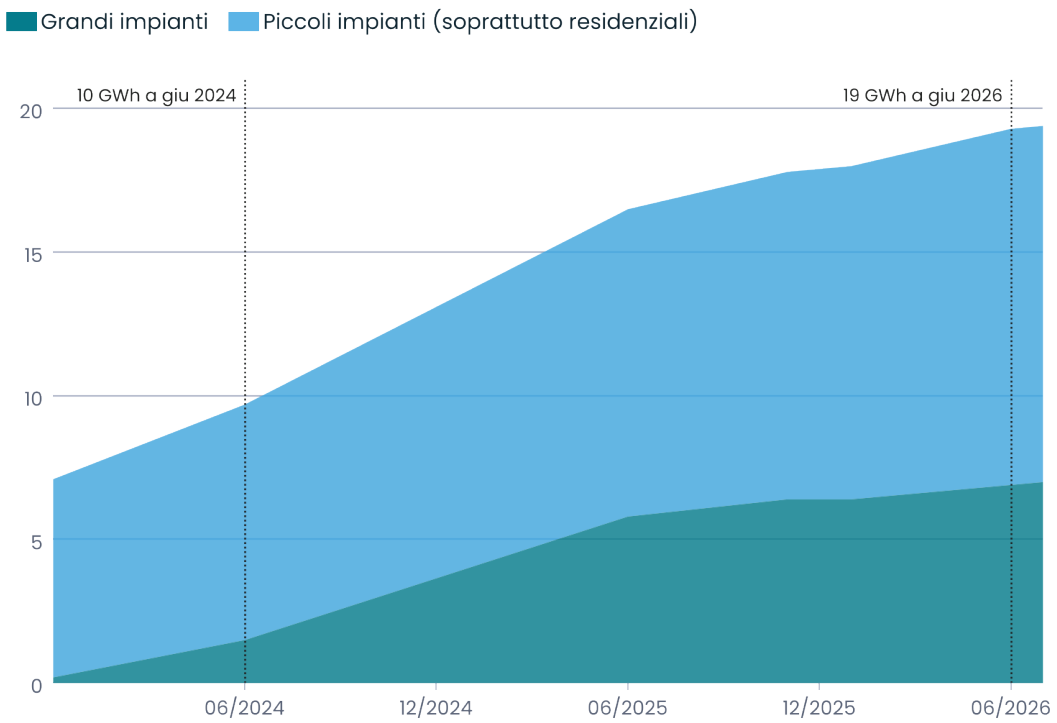
La capacità complessiva di accumulo a batteria in Italia a giugno 2026, inclusi i piccoli sistemi domestici, è quasi raddoppiata rispetto a due anni prima. La crescita dei piccoli impianti è stata trainata dagli incentivi agli investimenti (Superbonus ed Ecobonus) e rischia di rallentare con il progressivo esaurimento di questi strumenti. Le batterie di grande taglia sono cresciute ancora più rapidamente, grazie ai progetti che si sono aggiudicati contratti del mercato della capacità, raggiungendo 7 GWh, cinque volte il livello di due anni prima.

Grazie a questa crescita, quasi un quinto della capacità di batterie operativa nell’UE si trova in Italia, che è così uno dei paesi UE più avanzati per batterie connesse alla rete elettrica.

FIGURA 3

In Italia la capacità di accumulo a batteria operativa al giugno 2026 è quasi raddoppiata rispetto a due anni prima

Capacità installata cumulata di batterie in Italia (GWh)

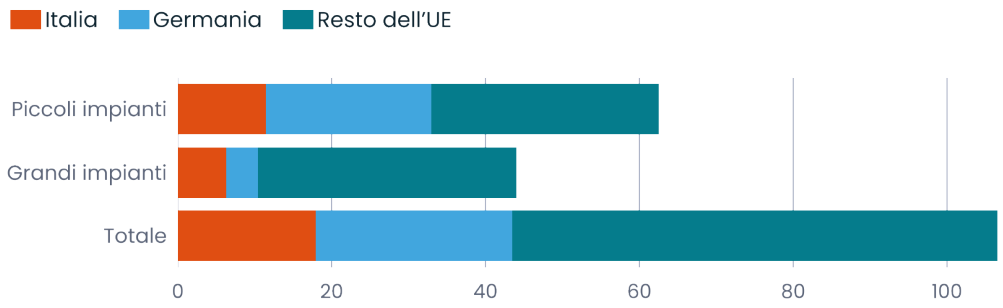


Fonte: report mensili di Terna. Grandi impianti: sistemi con capacità superiore a 10 MW. Si assume una durata di 3,5 ore quando il dato in GWh non è riportato per i grandi impianti.

FIGURA 4

A fine 2025 quasi un quinto della capacità di batterie operativa nell'UE si trovava in Italia

Capacità installata cumulata per segmento e paese, fine 2025 (GWh)



Fonte: report mensili di Terna, Bundesnetzagentur tramite battery-charts.de. Capacità di batterie nell'UE stimata da diverse fonti (JRC, fonti nazionali, Solar Power Europe). Piccoli impianti: batterie installate dietro il contatore.

2.2 L'ulteriore crescita potrebbe avvenire senza costi aggiuntivi per i consumatori italiani, ma deve accelerare

Entro il 2029 si prevede un'ulteriore crescita di almeno cinque volte delle batterie di grande taglia in Italia, soprattutto grazie alle aste MACSE per l'accumulo (si veda il box di approfondimento), che, insieme alle aste del mercato della capacità, contribuiranno a portarle ad almeno 38 GWh entro il 2029. Se la seconda asta MACSE, in programma il 24 novembre 2026, sarà interamente aggiudicata, garantirà un aumento della capacità di accumulo di grande taglia pari al doppio di quella esistente a luglio 2026, operativo entro il 2029.

BOX DI APPROFONDIMENTO

Aste MACSE: il meccanismo italiano, primo nel suo genere, per l'approvvigionamento centralizzato di accumuli di grande taglia

Il MACSE (Meccanismo di Approvvigionamento di Capacità di Stoccaggio Elettrico) è il meccanismo italiano di approvvigionamento centralizzato di nuova capacità di accumulo di grande taglia. Si basa su aste competitive organizzate da Terna, il gestore della rete elettrica di trasmissione nazionale. Possono partecipare gli operatori che intendono realizzare nuovi impianti di accumulo.

Gli aggiudicatari ricevono da Terna un premio annuo fisso, espresso in €/MWh/anno, in cambio della realizzazione del sistema di accumulo e della messa a disposizione della sua capacità per la rete. Terna aggrega la capacità impegnata di tutte le batterie MACSE e ne vende l'utilizzo tramite contratti di time-shifting aperti a qualsiasi produttore o trader.

Con un contratto di time-shifting, qualsiasi produttore rinnovabile può spostare nel tempo la propria produzione senza possedere o controllare una batteria propria. La piattaforma per questi contratti sarà gestita dal GME. La capacità non venduta per il time-shifting sarà offerta per i servizi ancillari sul Mercato per il Bilanciamento e il Ridispacciamento (MBR).

I ricavi dei contratti di time-shifting, più l'80% dei ricavi dai servizi ancillari, aiutano Terna a coprire il premio annuo fisso. Se questi ricavi non sono sufficienti, la differenza viene recuperata con un onere sulle bollette elettriche, incluso negli oneri di sistema legati al dispacciamento.

La prima asta MACSE si è svolta il 30 settembre 2025. Terna ha assegnato 10 GWh di capacità di accumulo in esercizio dal 2028 – il 100% della capacità richiesta – e ha ricevuto offerte per oltre quattro volte la capacità disponibile. Il prezzo medio ponderato è stato di circa 13.000 €/MWh/anno, circa un terzo del prezzo massimo dell'asta di 37.000 €/MWh/anno. La seconda asta è in programma il 24 novembre 2026. Metterà a disposizione 16 GWh con consegna nel 2029 e un prezzo massimo di 27.000 €/MWh/anno.

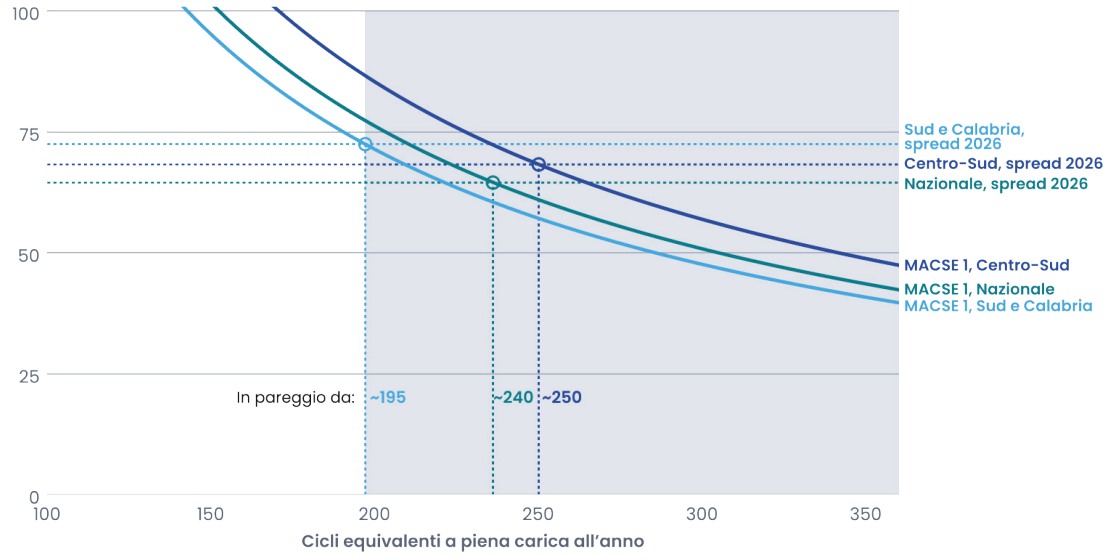
Il MACSE potrebbe non costare nulla ai consumatori italiani. Le offerte nella prima asta sono state così competitive che i ricavi di Terna dalla vendita dei prodotti di time-shifting potrebbero coprire l'intero costo dei premi annui, o persino restituire un credito ai consumatori. Secondo le nostre stime, se il differenziale di prezzo tra ore solari e non solari (lo spread di prezzo infragiornaliero, si veda la Metodologia) restasse ai livelli del 2026 e il prezzo dei contratti di time-shifting lo riflettesse, la prima asta MACSE non costerebbe nulla ai consumatori a condizione che le batterie completino almeno 200 cicli l'anno. È una soglia realistica, dato che i sistemi di accumulo di grande taglia da quattro ore effettuano in genere 1,2 cicli al giorno (circa 440 cicli l'anno) e quelli da otto ore un ciclo al giorno.

Nonostante i progressi, l'Italia ha ancora un divario da colmare nell'accumulo. Le aste dovrebbero portare la capacità operativa delle batterie di grande taglia a 38 GWh entro il 2029, rispetto ai 7 GWh di metà 2026. Un valore ancora inferiore ai 76-96 GWh di accumulo necessari entro il 2035 negli scenari di Terna e Snam, dove l'intervallo dipende dal ritmo atteso di diffusione delle rinnovabili. Il fabbisogno potrebbe arrivare a 134 GWh, ipotizzando prezzi del gas di circa 32 €/MWh. Un quadro normativo stabile può aiutare a colmare il divario.

FIGURA 5

Le aste italiane per l'accumulo dovrebbero ripagarsi con i ricavi di mercato, senza oneri aggiuntivi in bolletta

Spread di prezzo necessario alle batterie per andare in pareggio (linee continue) e spread per il 2026 (linee tratteggiate), €/MWh

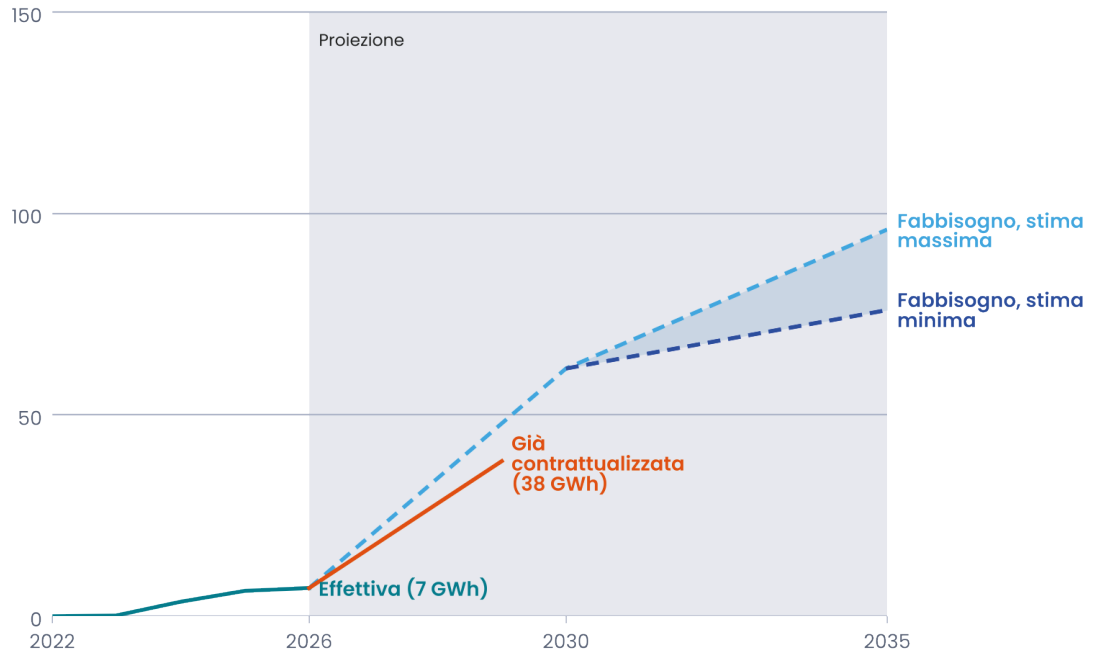


Fonte: GME, Terna. Il pareggio considera solo i ricavi da time-shifting, esclusi i mercati di bilanciamento, e quindi sottostima i ricavi reali. Per i sistemi di accumulo a batteria (BESS) si assume un'efficienza round-trip dell'85%. Spread: mercato del giorno prima, spread su 7 ore, gen–set 2026. MACSE: asta centralizzata per la capacità di stoccaggio elettrico, gestita da Terna.

FIGURA 6

L’Italia ha contrattualizzato 38 GWh di batterie di grande taglia operative entro il 2029, ben al di sotto dei 76–96 GWh necessari entro il 2035

Capacità di batterie di grande taglia in Italia (GWh)



Fonte: Terna, DDS 2026 per il fabbisogno al 2030 e al 2035. Dati 2026 fino a luglio 2026. Già contrattualizzata: capacità esistente più accumuli a batteria di grande taglia che hanno ottenuto un contratto del mercato della capacità o MACSE, operativi entro il 2029. Fabbisogno: stima di Terna del fabbisogno di accumulo al 2030 e al 2035, al netto dei pompaggi esistenti e inclusi i volumi del mercato della capacità.

CAPITOLO 3

L'Italia ha il potenziale per costruire una propria industria nazionale delle batterie per l'accumulo

La crescita degli accumuli in Italia si basa su batterie importate, ma le fabbriche in programma potrebbero dare al paese un'industria delle batterie commisurata alla propria domanda, con un sostegno nella fase di avvio e un portafoglio ordini prevedibile.

3.1 La crescita degli accumuli in Italia crea domanda per un'industria nazionale delle batterie

Oltre il 90% degli accumuli stazionari installati nel mondo nel 2025 ha utilizzato batterie al litio ferro fosfato (LFP), un tipo di batteria agli ioni di litio. La Cina produce oltre il 98% delle celle LFP mondiali e del materiale catodico LFP, e domina anche la lavorazione di diversi altri input chiave per le batterie. Il MACSE, il meccanismo italiano di approvvigionamento degli accumuli, è tecnologicamente neutro e non prevede criteri di origine. Pertanto, in assenza di specifici criteri di origine per le celle, tuttora in discussione a livello europeo, le batterie aggiudicate nelle sue aste si basano in larga parte su celle cinesi, grazie al loro vantaggio di costo.

L'Italia ha già punti di forza nelle fasi finali della filiera delle batterie, tra cui l'integrazione di sistema, l'assemblaggio dei pack, i macchinari di produzione e il riciclo. Le principali lacune restano nella produzione di celle e nei materiali per batterie. Colmarle aiuterebbe a diversificare l'approvvigionamento di uno dei principali mercati europei dell'accumulo.

3.2 Gli stabilimenti in realizzazione potrebbero produrre 16 GWh di celle l'anno, più di quanto l'Italia dovrebbe installare

Entro il 2030 gli stabilimenti in via di realizzazione a Teverola (Seri Industrial) e Brindisi (Eni, con Seri Industrial) dovrebbero raggiungere una capacità produttiva annua di 16 GWh di celle per batterie al litio ferro fosfato (LFP). È più della media di 11 GWh di accumuli stazionari che l'Italia dovrebbe installare ogni anno fino al 2030 secondo lo scenario di Terna e Snam. A questi investimenti si aggiunge il progetto Intertoll–Renesys Energy a Termoli, per una capacità produttiva iniziale complessiva di circa 685 MWh annui, con oltre 200 milioni di euro per la produzione di batterie LFP e sistemi BESS, sostenuto anche attraverso il Contratto di sviluppo Net Zero.

Queste fabbriche colmerebbero anche una lacuna in Europa. L'UE produce già celle per batterie, ma soprattutto per veicoli elettrici e con chimica nichel-manganese-cobalto (NMC): nel 2024 l'LFP rappresentava appena lo 0,2% della capacità produttiva di celle dell'UE. L'Italia diventerebbe uno dei primi poli europei di produzione LFP dedicati all'accumulo stazionario.

I progetti per la produzione di materiali attivi (catodici, anodici ed elettroliti), oltre al riciclo e al recupero di materiali dalle batterie a fine vita, estenderebbero la presenza italiana più a monte nella catena del valore delle batterie. La fabbrica di Brindisi prevede di aggiungere la produzione di materiale catodico LFP, oggi realizzato quasi interamente in Asia. Sul fronte del riciclo, l'Italia effettua già il pretrattamento delle batterie a fine vita, mentre gli scarti delle nuove fabbriche garantirebbero ai riciclatori un flusso prevedibile di materiali.

La competitività delle celle italiane dipenderà da diversi fattori, che ne determineranno la diffusione sul mercato. Le politiche dell'UE riconoscono l'importanza delle batterie e ne supportano la diversificazione della produzione, con l'obiettivo di sviluppare una filiera industriale competitiva. La Battery Booster Strategy individua esplicitamente la produzione di celle e la fase di scale-up industriale come strategiche per la sicurezza delle filiere sia dell'automotive sia dell'accumulo di energia, e la sua Battery Booster Facility da 1,5 miliardi di euro offre prestiti a tasso zero, legati alle prestazioni, ai produttori europei di celle nella fase critica di passaggio dalla pre-serie alla piena produzione commerciale.

La scelta europea è significativa anche per l'accumulo stazionario: il sostegno è per la produzione della cella e per la fase di avviamento industriale, non al solo assemblaggio. La piena capacità produttiva deve tradursi in produzione reale e continuativa. Per l'Italia, mantenere e sviluppare la produzione di celle significa quindi conservare competenze di processo e capacità industriale in un segmento strategico della filiera, oltre alle già solide competenze nell'assemblaggio, nei sistemi e nei macchinari.

Gli stabilimenti produttivi devono raggiungere rapidamente rese produttive elevate, il che richiede linee di produzione efficienti e automatizzate. Hanno inoltre bisogno di ordini costanti per lavorare vicino alla piena capacità e di input a costi accessibili, dai materiali all'elettricità, perché la produzione di celle è ad alta intensità energetica.

3.3 Le tecnologie italiane di lunga durata potrebbero aggiungere accumulo oltre le otto ore

Spostare l’energia dalle ore centrali della giornata alla notte diventa più prezioso man mano che l’Italia aggiunge capacità di generazione solare. Oggi le batterie agli ioni di litio sono la tecnologia più competitiva per l’accumulo di breve e media durata e possono essere configurate anche per circa otto ore. Oltre questa soglia, ogni ora aggiuntiva richiede l’acquisto di più celle, ma quelle ore servono in meno giorni all’anno e sono quindi più difficili da ripagare. Altre tecnologie accumulano energia in materiali a basso costo e possono quindi aggiungere ore di accumulo con un costo aggiuntivo ridotto. Con l’aumentare della durata, le tecnologie in cui energia e potenza possono essere dimensionate in modo più indipendente potrebbero diventare sempre più competitive, a seconda del sito, dell’applicazione e delle condizioni di mercato.

L’Italia dispone di proprie tecnologie di lunga durata, basate in gran parte su materiali ampiamente disponibili: accumulo a CO2 (Energy Dome), batterie a flusso (SinergyFlow, Green Energy Storage) e accumulo termico per il calore industriale (Magaldi, Enel, Eni). Si va dai primi impianti commerciali ai prototipi, e gare con durate, volumi e date di consegna definiti le aiuterebbero a crescere in Italia e all’estero.

CAPITOLO 4

Proposte operative di policy per sfruttare appieno il potenziale dell’accumulo

Il parco di batterie italiano, in rapida crescita, può rendere il sistema elettrico più efficiente, ridurre la dipendenza dalla generazione a gas e contenere i prezzi dell’elettricità. Un piano d’azione nazionale per l’accumulo, insieme a una diffusione più rapida delle rinnovabili, dovrebbe concentrarsi su sei priorità.

1

Dare certezze agli investitori oltre il 2030

Un calendario pluriennale delle aste per l’accumulo, coordinato con le aste per le rinnovabili, permetterebbe a investitori e produttori di pianificare. I meccanismi futuri dovrebbero inoltre premiare l’accumulo di più lunga durata.

2

Garantire una concorrenza equa tra accumuli e centrali a gas

L’Italia dovrebbe rivedere le regole del mercato della capacità che penalizzano le batterie, a partire dai loro fattori di de-rating molto bassi, e rimuovere le barriere ai mercati dei servizi di rete. Le centrali a gas ancora necessarie nei rari periodi di bassa produzione rinnovabile potrebbero essere mantenute in una riserva strategica con costi trasparenti.

3

Accelerare connessioni alla rete e autorizzazioni

La riforma delle connessioni alla rete andrebbe accelerata, con accordi di connessione flessibili, connessioni per le batterie abbinate agli impianti rinnovabili che tengano conto della loro complementarità e priorità per gli ex siti a carbone. Un commissario potrebbe subentrare nelle procedure quando i termini autorizzativi non vengono rispettati, e schemi di compensazione standard aiuterebbero i comuni ospitanti ad accettare i progetti.

4

Rendere competitiva la produzione italiana di batterie

Il sostegno pubblico nell’ambito del quadro UE sugli aiuti di Stato (CISAF) dovrebbe essere temporaneo e legato a miglioramenti misurabili di costi e produttività e alla formazione della forza lavoro. Accordi di acquisto congiunto darebbero ai produttori ordini costanti.

5

Diversificare gli approvvigionamenti e rafforzare la resilienza della filiera

Le future aste potrebbero assegnare una quota significativa della capacità a requisiti minimi di diversificazione degli approvvigionamenti, premiare gradualmente le prestazioni ambientali e la diversificazione dei fornitori, e limitare i fornitori ad alto rischio per i componenti più sensibili, come gli inverter. Gli investimenti nei materiali per batterie e nel riciclo ridurrebbero la dipendenza più a monte.

6

Sbloccare gli investimenti privati oltre le aste pubbliche

L’Italia dovrebbe adottare tariffe che premino la flessibilità e semplificare l’accesso ai mercati dei servizi di rete per clienti e aggregatori. Il leasing, i modelli di storage-as-a-service e la trasparenza sui vincoli di rete aiuterebbero a orientare gli investimenti dove l’accumulo è più utile.

Materiali di approfondimento

A.1 Un piano d’azione per l’accumulo in Italia

Un piano d’azione nazionale per l’accumulo, insieme a una diffusione più rapida delle rinnovabili, dovrebbe concentrarsi su sei priorità.

1 Dare certezze agli investitori oltre il 2030

L’Italia ha bisogno di un calendario pluriennale delle aste per l’accumulo, coordinato con le aste per le rinnovabili previste da FER X e FER Z e inquadrato come meccanismo di sostegno alla flessibilità non fossile nell’ambito del nuovo assetto del mercato elettrico UE. La valutazione del fabbisogno di accumulo dovrebbe essere guidata più direttamente dall’ARERA, con il supporto di soggetti terzi (RSE, università), e non affidata esclusivamente a un esercizio congiunto dei gestori di rete. Segnali chiari su volumi e tempistiche permetterebbero agli investitori di pianificare i progetti e ai produttori di pianificare la capacità produttiva. I futuri meccanismi di sostegno dovrebbero inoltre premiare le tecnologie in grado di accumulare energia più a lungo, garantendo la sicurezza del sistema quando la produzione rinnovabile resta bassa per più giorni.

2 Garantire una concorrenza equa tra accumuli e centrali a gas

Le regole del mercato elettrico devono riflettere il crescente contributo dell’accumulo alla sicurezza e alla flessibilità del sistema. L’Italia dovrebbe rivedere le regole del mercato della capacità che penalizzano le batterie, a partire dai loro fattori di de-rating molto bassi. Dovrebbe inoltre rimuovere le barriere ai mercati dei servizi di rete, anche per quanto riguarda il dispacciamento delle batterie nel bilanciamento, e remunerare adeguatamente la flessibilità fornita dalle diverse tecnologie. Le centrali a gas ancora necessarie nei rari periodi di produzione rinnovabile molto bassa potrebbero essere mantenute attraverso una riserva strategica dedicata, con costi trasparenti e un utilizzo limitato a quanto effettivamente necessario al sistema.

3 Accelerare connessioni alla rete e autorizzazioni

Procedure autorizzative complesse e ritardi nelle connessioni alla rete rischiano di rallentare gli investimenti. L’Italia dovrebbe accelerare la riforma del processo di connessione già prevista dalla normativa recente, introducendo accordi di connessione flessibili come previsto dal pacchetto UE sulle reti. Le connessioni per le batterie abbinate agli impianti rinnovabili dovrebbero tenere conto della complementarità tra i due impianti, anziché sommarne semplicemente la capacità, e gli ex siti delle centrali a carbone dovrebbero avere priorità per l’accumulo. I termini

autorizzativi previsti per legge devono essere rispettati: quando non lo sono, un commissario potrebbe subentrare nella procedura entro 60 giorni. Schemi di compensazione chiari e coerenti per i comuni ospitanti, con accordi standard forniti dalle regioni, aiuterebbero inoltre le comunità locali ad accettare i nuovi progetti.

4 Rendere competitiva la produzione italiana di batterie

Il crescente mercato italiano dell'accumulo può sostenere un'industria nazionale delle batterie in grado di competere a livello europeo, in un contesto sempre più condizionato da criteri di resilienza della filiera. Il sostegno pubblico nell'ambito del quadro UE sugli aiuti di Stato (CISAF) dovrebbe essere temporaneo e legato a miglioramenti misurabili in termini di rese, automazione e costi. Dovrebbe essere accompagnato da formazione delle competenze e della forza lavoro e dall'accesso a elettricità pulita a prezzi competitivi. Accanto a un calendario pluriennale delle aste, accordi di acquisto congiunto tra più sviluppatori, con volumi minimi e finestre di consegna concordate, darebbero ai produttori ordini costanti. La qualificazione delle celle italiane presso gli integratori di sistema europei aprirebbe mercati oltre l'Italia.

5 Diversificare gli approvvigionamenti e rafforzare la resilienza della filiera

La dipendenza da pochi fornitori riguarda non solo le celle, ma anche i materiali e i componenti delle batterie. Nelle future aste, una quota significativa della capacità messa all'asta dovrebbe essere soggetta a requisiti minimi di diversificazione degli approvvigionamenti. I criteri di aggiudicazione potrebbero anche premiare le migliori prestazioni ambientali. In linea con la proposta di Industrial Accelerator Act, la disciplina delle aste dovrebbe prevedere anche l'introduzione progressiva di requisiti di origine europea per il sistema di gestione della batteria e, in una fase successiva, per le celle e altri componenti chiave. Quota e calendario andrebbero definiti nel rispetto delle norme UE, valutando la disponibilità di forniture, la concorrenza e tenendo sotto controllo i costi aggiuntivi. Per i componenti più sensibili e critici per la cybersicurezza, come gli inverter, la disciplina delle aste potrebbe adottare le restrizioni sui fornitori ad alto rischio già applicate ai finanziamenti UE. Gli investimenti nei materiali per batterie e gli accordi tra produttori e riciclatori, a partire dagli scarti di produzione, ridurrebbero la dipendenza più a monte.

6 Sbloccare gli investimenti privati oltre le aste pubbliche

La crescita dell'accumulo non dovrebbe dipendere solo dagli appalti pubblici. Anche famiglie e imprese hanno bisogno di condizioni migliori per investire nelle batterie e gestirle in modo efficiente. Un accesso più semplice ai mercati dei servizi di rete, per clienti e aggregatori, aggiungerebbe nuove fonti di ricavo. I sistemi informatici andrebbero aggiornati per evitare il sottoutilizzo sistematico della flessibilità pulita nel bilanciamento della rete. Leasing, modelli di storage-as-a-service e test indipendenti delle prestazioni potrebbero facilitare gli investimenti per le imprese con capitale iniziale limitato. Una maggiore trasparenza sui vincoli di rete e sull'energia rinnovabile tagliata aiuterebbe inoltre a orientare gli investimenti dove l'accumulo porta i maggiori benefici al sistema elettrico.

A.2 Metodologia

Prezzo di offerta delle batterie che spostano nel tempo l'energia rinnovabile

Il prezzo di offerta delle batterie italiane che operano spostando nel tempo la produzione rinnovabile è approssimato come somma di due componenti di costo:

- Prezzo di carica: anche se nella realtà i BESS possono assorbire dalla rete energia prodotta da diverse tecnologie, con la crescente penetrazione della capacità rinnovabile è ragionevole attendersi che il prezzo a cui un sistema di accumulo si ricaricherà nel prossimo futuro coincida con il prezzo medio catturato da questi impianti. Pertanto, i due esempi riportati ('Batteria caricata con solare' e 'Batteria caricata con eolico') sono stati stimati a partire dai prezzi di esercizio medi ponderati dei risultati delle aste italiane CfD 2025 (FER X) (~57 €/MWh per il fotovoltaico e ~73 €/MWh per l'eolico). Storicamente in Italia i prezzi dell'elettricità sono stati inferiori a questi valori nelle ore di forte produzione solare, quindi questa stima può essere considerata un limite superiore.

- Costo livellato dello stoccaggio (LCOS): calcolato con il calcolatore online sviluppato da Ember, che consente agli utenti di stimare questo indicatore in base alle proprie ipotesi, con un fattore di utilizzo del 90% e un CAPEX di 120 USD/kWh (equivalente ai risultati della prima asta MACSE, pubblicati a ottobre 2025). Il valore risultante è di ~49 €/MWh.

Calcolo del pareggio del MACSE

I costi delle aste MACSE in Italia dovrebbero essere recuperati da Terna (il gestore della rete di trasmissione nazionale) attraverso tre canali:

1. La vendita di contratti di time-shifting, la cui esecuzione fisica è garantita dagli aggiudicatari del meccanismo (sistemi a batteria).
2. La fornitura di servizi ancillari (MBR) con la capacità che gli aggiudicatari non hanno utilizzato per il time-shifting (1).
3. L'eventuale quota residua dei costi, non coperta dai ricavi dei contratti di time-shifting (1) e dei servizi ancillari (2), viene recuperata dai consumatori attraverso un onere aggiuntivo in bolletta.

Il calcolo del pareggio considera il caso di un progetto aggiudicatario della prima asta MACSE, ipoteticamente operativo nelle condizioni di mercato del 2026, con le seguenti ipotesi:

- Efficienza round-trip media dei BESS: 85%
- Rapporto energia/potenza dei BESS: 7 ore
- Il costo dei contratti di time-shifting riflette lo spread che la batteria è in grado di catturare in condizioni di previsione perfetta, dove un ciclo equivale a una carica e una scarica complete. Di conseguenza, dal punto di vista del BESS, ripagarsi equivale a catturare uno spread

infragiornaliero medio per almeno un certo numero di cicli in ogni anno di vita operativa, per un ricavo annuo pari o superiore al premio MACSE annuo della zona di mercato in cui si trova l'impianto.

L'ambito geografico comprende l'aggregato nazionale ('Prezzo Unico Nazionale', PUN), il Centro-Sud (CSUD) e Sud e Calabria (solo SUD), queste ultime due le più rilevanti in base alla distribuzione dei volumi risultante dalla prima asta per l'accumulo.

Gli 'spread di prezzo infragiornalieri' sono calcolati come differenza media tra la media dei 7 prezzi orari più alti e quella dei 7 più bassi di ciascun giorno, tra gennaio e settembre 2026 (inclusi). Questo passaggio è stato convalidato calcolando anche gli spread per il 2024 (~46 €/MWh PUN) e il 2025 (~48 €/MWh PUN), sulla base delle dichiarazioni di rappresentanti di Terna secondo cui il MACSE potrebbe ripagarsi con il solo time-shifting.

I prezzi orari del Mercato del Giorno Prima sono stati ottenuti dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

Chi è Ember

Ember è un think tank indipendente sull'energia con sede a Londra e una prospettiva globale. Il nostro obiettivo è accelerare la transizione verso l'energia pulita attraverso dati e analisi di policy, offrendo approfondimenti mirati per promuovere politiche che spostino con urgenza il mondo verso un futuro energetico pulito ed elettrificato.

Chi è Cleantech for Italy

Cleantech for Italy è una coalizione che riunisce innovatori, investitori e istituti di ricerca per rafforzare la leadership dell'Italia nelle tecnologie pulite. Attraverso attività di ricerca e dialogo con le istituzioni, promuove politiche industriali che trasformino i punti di forza dell'Italia nell'innovazione e nella manifattura in una leadership nel cleantech.

Chi è Energy Square

Energy Square è un think tank indipendente che mette in contatto ricerca, imprese, finanza e istituzioni. Il suo obiettivo è sostenere la transizione energetica e industriale dell'Italia con analisi rigorose e proposte di policy basate sui dati e sulle migliori pratiche internazionali.

A.3 Ringraziamenti

Izabela Urbańska, Jivan Zhen Thiru, Sachin Sreejith, Josie Murdoch, Kostantsa Rangelova.

A.4 Uso dell’IA

L’analisi, i grafici e i testi di questo report sono stati prodotti dagli autori, sulla base di ricerche e contributi di esperti. Strumenti di intelligenza artificiale sono stati utilizzati per verificare i risultati, rifinire i testi e produrre una prima bozza della traduzione italiana. Tutti i contenuti realizzati con il supporto dell’IA sono stati rivisti dagli autori e da colleghi di Ember.

In linea con la policy di Ember sull’uso dell’IA, la responsabilità della qualità e dell’accuratezza dei contenuti spetta agli autori.

EMBER

Cleantech for Italy

ENERGY SQUARE E²