

STUDIO SULLE TECNOLOGIE DI RIFERIMENTO PER LO STOCCAGGIO DI ENERGIA ELETTRICA



Gennaio 2025

Adempimento della Delibera 247/2023/R/EEL

Sommario

Indice delle Tabelle	3
Indice delle Figure.....	3
Executive Summary	4
Definizioni	8
1. Ruolo della capacità di stoccaggio nel sistema elettrico.....	9
2. Individuazione delle tecnologie di riferimento	10
2.1 Maturità tecnologica e commerciale	11
2.2 Rendimento round-trip	12
2.3 Tecnologie di riferimento.....	13
3. Caratteristiche tecniche e prestazionali.....	14
3.1 Durata dello stoccaggio	14
3.2 Indisponibilità.....	16
3.3 Vita utile e degrado delle prestazioni	16
3.4 Tempo di realizzazione	17
3.5 Prestazioni in regolazione.....	18
3.6 Altre caratteristiche prestazionali	19
4. Costi di investimento ed esercizio	21
4.1 CAPEX.....	21
4.2 OPEX	24
4.3 CONE.....	25
5. Potenziali di sviluppo	26
6. Rischi.....	26
Bibliografia	27

Indice delle Tabelle

Tabella 1 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 4-8 ore.....	6
Tabella 2 – Vita utile, numero di cicli e degrado annuo.....	17
Tabella 3 – Tempi di realizzazione.....	18
Tabella 4 – Prestazioni in regolazione.....	19
Tabella 5 – Altre caratteristiche prestazionali.....	21
Tabella 6 – Valori CAPEX. Fonte: elaborazione Terna su interviste dedicate e studi elencati in bibliografia.....	22
Tabella 7 – Valori OPEX con durata nominale di stoccaggio pari a 4-8 ore. Fonte: elaborazione Terna su interviste dedicate e studi elencati in bibliografia.....	25
Tabella 8 – Principali rischi delle due tecnologie di riferimento individuate.....	26

Indice delle Figure

Figura 1 – Utilizzo giornaliero dello storage al 2030 (illustrativo). Fonte: Terna.....	9
Figura 2 – Posizionamento delle diverse tecnologie. Fonte: elaborazioni Terna su dati WEO.....	13
Figura 3 – Degrado della capacità (energia nominale) negli anni.....	17
Figura 4 – Andamento costi carbonato di Litio e Grafite.....	24

Executive Summary

1. Il presente studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico è stato redatto da Terna in adempimento a quanto richiesto dalla delibera 247/2023/R/EEL.
2. Gli impianti di stoccaggio avranno un ruolo fondamentale negli scenari futuri caratterizzati da una crescente diffusione delle fonti di energia rinnovabile (FER), in quanto permetteranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il “time-shifting” e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e l’adeguatezza del sistema elettrico. Gli accumuli consentiranno di spostare «strutturalmente» parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità, gestendo la loro “overgeneration” in maniera efficiente e garantendo pertanto il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.
3. Il Decreto Legislativo N. 210/21 prevede l’introduzione di un nuovo Meccanismo di Approvvigionamento a termine della Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE), che è stato approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)). Tale meccanismo garantirà l’integrazione delle rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.
4. Le analisi svolte da Terna e pubblicate nel Documento di Descrizione Scenari (DDS) 2024, mostrano come, nello scenario “PNIEC Policy” 2030, si renderà necessario sviluppare circa 50 GWh di nuova capacità di stoccaggio utility-scale (ulteriore rispetto a quello già approvvigionato nelle aste del mercato della capacità finora svolte). Si precisa che il fabbisogno effettivo in GWh di nuova capacità di stoccaggio dovrà essere rivalutato nel tempo in funzione dello sviluppo effettivo e della localizzazione geografica delle FER nel territorio italiano.
5. Con la delibera 247/2023/R/EEL, ARERA ha demandato a Terna il compito di elaborare il presente rapporto, il quale passa in rassegna le tecnologie di stoccaggio elettrico, ivi incluse quelle in fase di sviluppo che non hanno ancora raggiunto la piena maturità commerciale. Lo studio, fra le varie tecnologie idonee a fornire i servizi menzionati, individua quelle di riferimento che dimostrano di aver raggiunto una comprovata maturità tecnologica e commerciale. Per queste tecnologie di riferimento, il presente studio ne descrive le caratteristiche prestazionali, i costi di investimento e di esercizio, nonché i potenziali di sviluppo.
6. Ad oggi, è presente una vasta gamma di tecnologie di stoccaggio che si differenziano non solo sotto il profilo tecnico ed economico ma anche in termini di maturità tecnologica e commerciale e che possono essere più o meno adatte a fornire un determinato servizio al sistema elettrico. Ai fini del presente documento, si distinguono gli stoccaggi elettrochimici (agli ioni di litio o non), i pompaggi idroelettrici, gli accumuli meccanici che utilizzano aria o altri gas come fluido vettore, il power-to-gas-to-power, il power-to-heat-to-power e altre tipologie di stoccaggio (elettrostatico e magnetico, elettromeccanico).
7. Ad oggi, le tecnologie che presentano una comprovata maturità tecnologica e commerciale sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Per quanto riguarda le batterie al litio utility-scale operative nel settore elettrico, a inizio 2024 risultano installati circa 89 GW / 190 GWh di impianti utility-scale a livello mondiale e le previsioni stimano un target di 800 GW al 2030. Inoltre, la capacità globale installata delle batterie Li-Ion per tutte le applicazioni (e-mobility, elettronica, accumulo residenziale, UPS, ecc.) raggiunge circa 1.500 GWh. Per quanto riguarda gli accumuli idroelettrici la potenza installata globale è pari a circa 160 GW, di cui 50 GW in Europa. Si prevede che entro il 2028 si supereranno i 400 GW a livello globale. Tutte le altre tecnologie di accumulo sopra citate mostrano invece un livello di installato globale di ordini di grandezza inferiore rispetto a batterie al litio e pompaggi.
8. Pertanto, le tecnologie di riferimento per questo studio sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Entrambe le tecnologie possono offrire i servizi necessari per integrare le rinnovabili e per gestire il sistema elettrico in maniera efficiente. A tale riguardo, vale la pena ricordare come le batterie agli ioni di litio ed i pompaggi idroelettrici presentino alcune sostanziali differenze, sia in termini di servizi forniti al sistema (es. inerzia, potenza di corto circuito, ri-

alimentazione del sistema) che in termini di caratteristiche (es. prestazione nel tempo, vita utile). Pertanto, anche il fabbisogno accumulato si potrebbe declinare in modo differenziato tra le due diverse tecnologie, in funzione dei servizi e prestazioni necessari.

9. In aggiunta alla comprovata maturità tecnologica e commerciale, le due tecnologie di riferimento individuate presentano anche un elevato rendimento che risulta pari a circa 70-75% per i pompaggi e 80-90% per le batterie al litio. Il rendimento dei sistemi di accumulo è un parametro di fondamentale importanza, in quanto l'utilizzo di tecnologie di stoccaggio a basso rendimento comporterebbe grosse inefficienze di sistema che metterebbero a rischio il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ed integrazione delle FER nel sistema. Per esempio, ipotizzando uno scenario in cui 50 GWh di accumuli operano con un ciclo giornaliero di carica-scarica, con un rendimento dell'85%, le perdite ammonterebbero a circa 3 TWh/anno che aumenterebbero fino a circa 9 TWh/anno se gli stoccaggi avessero un rendimento del 50%. A parità di target di decarbonizzazione da raggiungere, le extra-perdite richiederebbero quindi ulteriori investimenti non solo in nuovi impianti di generazione rinnovabile (es. circa 4 GW di solare fotovoltaico addizionale) ma anche in infrastrutture di rete per la connessione degli ulteriori impianti.
10. Si ricorda infine che l'iniziativa in oggetto non si configura come una sperimentazione o un test pilota ai fini di studio o di ricerca, ma come un'iniziativa di mercato funzionale alla decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, che comporta la messa in esercizio di ingenti volumi di capacità di stoccaggio. Pertanto, trattandosi di impianti che saranno funzionali alla gestione del sistema elettrico nei prossimi decenni, si intende contrattualizzare principalmente tecnologie che dimostrano una comprovata affidabilità e maturità tecnica e commerciale, testimoniata dalla presenza, già oggi, di numerosi impianti di taglia rilevante. Tuttavia, si riconosce che l'inclusione nel MACSE di altre tecnologie potrebbe promuovere l'innovazione tecnologica e ridurre i rischi connessi alla catena di approvvigionamento. Seppur ribadendo che, ad oggi, le tecnologie di riferimento per il MACSE sono le batterie al litio e i pompaggi idroelettrici, una partecipazione limitata delle tecnologie innovative potrebbe comportare dei benefici nel lungo termine, a condizione che tali tecnologie abbiano prestazioni tecniche equivalenti a quelle di riferimento e che siano competitive in termini di costo.
11. Come già indicato dalla delibera 247/2023/R/EEL, Terna dovrà aggiornare il presente studio almeno ogni due anni, al fine di integrare la lista delle tecnologie di riferimento includendo ulteriori soluzioni tecnologiche, la cui maturità fosse comprovata da un significativo aumento del tasso di installazione a livello globale. La restante parte di questo studio si focalizza quindi nel descrivere le ulteriori caratteristiche prestazionali esclusivamente per le batterie agli ioni di litio e per i pompaggi idroelettrici.
12. Le due tecnologie identificate si differenziano significativamente sotto alcuni aspetti prestazionali, tra cui il costo, la vita utile e il tempo di realizzazione.
13. Le batterie agli ioni di litio ad oggi hanno una vita utile stimabile intorno ai 15 anni, valore che potrebbe aumentare in futuro grazie alle continue innovazioni tecnologiche. Tuttavia, le prestazioni delle batterie al litio non rimangono costanti durante il corso della vita utile, ma tendono invece a diminuire nel tempo come conseguenza dell'utilizzo stesso e in funzione anche delle caratteristiche del ciclaggio. I pompaggi idroelettrici, invece, hanno una vita utile pari ad almeno 60 anni. A differenza delle batterie al litio, il degrado delle prestazioni di un impianto di pompaggio nel tempo può essere considerato trascurabile. La manutenzione ordinaria delle componentistiche elettriche e meccaniche garantisce infatti il mantenimento delle prestazioni senza particolari fenomeni di invecchiamento irreversibili.
14. Per quanto riguarda le tempistiche di realizzazione¹, per un impianto con batterie agli ioni di litio utility scale sono necessari circa 2 anni. Per i pompaggi idroelettrici, invece, il tempo di realizzazione di un nuovo impianto dipende molto dalle caratteristiche del progetto e, in ogni caso, è superiore ai 5 anni. Tali tempistiche si riducono nei casi di ripotenziamento di impianti esistenti o di riconversione degli impianti idroelettrici in impianti di pompaggio.

¹ Il tempo di realizzazione non include il processo autorizzativo in quanto tale tempistica non rileva ai fini del meccanismo d'asta, essendo ammessi solo impianti già autorizzati

15. Il costo complessivo di un nuovo impianto di stoccaggio può essere rappresentato attraverso il CONE (Cost of New Entry), ovvero il ricavo annuale necessario per recuperare pienamente i costi di costruzione, di finanziamento e quelli operativi. I principali parametri relativi al calcolo del CONE sono i CAPEX, gli OPEX, il WACC e la vita utile. La formula per il calcolo del CONE è riportata nella decisione della Commissione Europea (CE)².
16. Il CAPEX, in particolare, dipende principalmente da due parametri: il primo è la potenza dell'impianto, il secondo è la capacità energetica di accumulo. Da questo punto di vista, le batterie agli ioni di litio differiscono rispetto agli accumuli idroelettrici. Per i pompaggi, infatti, il CAPEX legato alla potenza è tipicamente notevolmente superiore a quella delle batterie elettrochimiche. Viceversa, il CAPEX legato alla capacità energetica è inferiore per i pompaggi rispetto alle batterie. Per questo motivo, il confronto tra i costi complessivi delle due tecnologie dipenderà dalla durata nominale di stoccaggio.
17. La Tabella 1 mostra i valori economici per le due tecnologie di riferimento, sia per una durata di stoccaggio pari a 8 ore (batterie, pompaggi) che per una durata pari a 4 ore (solo batterie agli ioni di litio).

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION 4 H	BATTERIA LI-ION 8 H	POMPAGGIO IDROELETTRICO
COSTI DI INVESTIMENTO [k€/MWh]	191 – 282	189 – 267	213 - 389
COSTI FISSI ANNUALI [k€/MWh/ANNO]	2,3 – 7,0	2,1 - 6,3	1,4 - 6,0
VITA UTILE [ANNI]	15-20	15 – 20	≥60
PERIODO DI CONSEGNA [ANNI]	15	15	30

Tabella 1 – Parametri economici per impianti di stoccaggio di durata pari a 4-8 ore.

Si precisa che i CAPEX indicati in tabella non tengono conto del rischio della variabilità dei costi, particolarmente significativo per le batterie al litio i cui prezzi di mercato sono soggetti a forte volatilità come conseguenza di un equilibrio domanda/offerta che risente anche dei mutamenti geopolitici in atto. Nel 2024, i prezzi di una batteria da 4 ore di durata (esclusi i costi di connessione, sviluppo e acquisto del terreno) sono scesi di circa il 40-45% rispetto ai valori registrati nel 2022. Inoltre, il CAPEX delle batterie al litio è anche soggetto al rischio cambio \$/€, in quanto la produzione delle batterie avviene principalmente in paesi extra-UE. Sarà quindi opportuno tener conto di entrambi i rischi al momento della definizione dei parametri economici dell'asta.

18. È importante evidenziare come l'applicazione diretta della formula riportata nella decisione della CE³ con i parametri di costo indicati nella Tabella 1, porterebbe a sottostimare il valore di CONE necessario per garantire una adeguata remunerazione dell'investimento. Infatti, tale formula non tiene in considerazione i seguenti due elementi: in primo luogo è necessario sovradimensionare l'impianto al fine di rispettare i vincoli contrattuali del MACSE (es. degrado massimo ammissibile). Inoltre, è necessario tenere conto del tempo di realizzazione. Trattandosi di un tempo significativo (circa 2 anni), lo sviluppatore dovrà internalizzare i costi di finanziamento durante il periodo di costruzione. Complessivamente, per tenere conto di questi due elementi, nel presente studio i valori di CAPEX e OPEX indicati nella Tabella 1 sono stati incrementati rispettivamente del 21% e del 12% ai fini del calcolo del CONE⁴. Con queste ipotesi di costo, assumendo, ad esempio, un WACC nominale pari al 9% e una durata contrattuale di 15 anni risulta un CONE pari a:

- 31 - 47 k€/MWh/anno per le batterie agli ioni di litio da 8 ore
- 31 - 50 k€/MWh/anno per le batterie agli ioni di litio da 4 ore

² State Aid SA.104106 (2023/N), Recital 68

³ Ibid

⁴ L'incremento del 21% del CAPEX può essere scomposto in due elementi. La prima componente, pari al 12%, è imputabile al sovradimensionamento necessario per rispettare i vincoli sul degrado ammissibile specificati nella relazione tecnica del MACSE. Il restante 9% è imputabile agli oneri finanziari sostenuti durante il periodo di costruzione, assumendo che il tempo di realizzazione sia pari a 2 anni. Gli OPEX sono invece stati maggiorati del 12%, per tener conto del solo effetto dell'oversizing.

19. Il potenziale di sviluppo delle batterie al litio non è soggetto a particolari vincoli che ne limiterebbero lo sviluppo in grandi volumi e in predefinite localizzazioni geografiche. I pompaggi idroelettrici, invece, sono soggetti a vincoli geografici legati alla disponibilità della risorsa idrica e alla geomorfologia del territorio. Questa differenza si riflette anche nelle richieste di connessione ricevute da Terna. A inizio luglio 2023 sono pervenute 7,9 GW di richieste da parte di impianti di pompaggio idroelettrico e 74,3 GW di richieste da parte di impianti a batteria agli ioni di litio (di cui 54,4 GW sono impianti stand-alone e 19,9 GW sono impianti di stoccaggio integrati principalmente con impianti eolici e solari).

Definizioni

Le seguenti definizioni hanno validità solo ed esclusivamente all'interno del presente documento. Si precisa che, ai fini della corretta interpretazione della Disciplina, varranno le definizioni incluse all'interno della Disciplina stessa.

C-rate massimo: velocità di carica/scarica, cioè il rapporto tra corrente massima di scarica (espressa in ampere) ed energia estraibile in scarica (espressa in ampere-ora); si tratta di una specifica fornita dal costruttore dei moduli di batterie elettrochimiche.

Curva di capability: curva identificata nel piano cartesiano (P, Q), che descrive le possibili condizioni di funzionamento stabili del sistema di accumulo interfacciato alla rete tramite convertitore elettronico sulla base delle condizioni operative (tensione, stato di carica, fattore di potenza, ecc.); le indicazioni puntuali sulla capability, variabili in funzione della tensione di connessione, sono fornite dai requisiti di connessione (ad esempio si veda l'Allegato A79 del Codice di Rete per il rispettivo campo di applicazione).

Durata nominale in scarica dello stoccaggio o Durata nominale [h]: rapporto tra l'energia nominale in scarica (misurata al punto di connessione) e la potenza nominale di scarica.

Durata nominale in carica dello stoccaggio [h]: rapporto tra l'energia nominale in carica (misurata al punto di connessione) e la potenza nominale di carica; può differire dalla Durata nominale.

Energia (capacità) nominale in scarica o Energia (capacità) nominale [Wh]: quantità massima di energia che il sistema di accumulo è in grado di erogare in rete, misurata nel punto di connessione, durante una scarica completa a potenza nominale di scarica dal valore massimo accettabile al valore minimo accettabile di stato di carica.

Energia (capacità) nominale in carica [Wh]: quantità massima di energia che il sistema di stoccaggio è in grado di assorbire dalla rete, misurata nel punto di connessione con la rete, durante una carica completa a potenza nominale di carica dal valore minimo accettabile al valore massimo accettabile di stato di carica.

Potenza nominale di scarica o Potenza nominale [W]: è la massima potenza attiva che può essere stabilmente erogata dall'impianto di stoccaggio al punto di connessione con la rete, con continuità alle condizioni nominali, ovvero nel range di stato di carica che non comporta limitazioni di potenza; può variare in funzione delle condizioni operative.

Potenza nominale di carica [W]: è la massima potenza attiva che può essere stabilmente prelevata dall'impianto di stoccaggio al punto di connessione con la rete, con continuità alle condizioni nominali, ovvero nel range di stato di carica che non comporta limitazioni di potenza; può variare in funzione delle condizioni operative.

Profondità di scarica o Depth of Discharge (DoD) [%]: valore percentuale, complementare al SoC, pari al rapporto percentuale, riferito ad un determinato istante di tempo, tra l'energia scaricata dall'accumulo, e l'Energia nominale.

Rendimento Round-trip netto o net Round-trip Efficiency (nRTE) [%]: è pari all'energia, espressa in MWh, che può essere immessa in rete per ogni MWh che il SdS ha precedentemente prelevato dalla stessa.

Stato di carica o State of Charge (SoC) [%]: rapporto percentuale, riferito ad un determinato istante di tempo, tra l'energia immagazzinata nell'accumulo ed erogabile durante una fase di scarica continuativa a potenza nominale di scarica fino al raggiungimento del valore minimo accettabile di stato di carica, e l'Energia nominale.

1. Ruolo della capacità di stoccaggio nel sistema elettrico

Il Decreto Legislativo N. 210/21 prevede l'introduzione di un nuovo Meccanismo di Approvvigionamento a termine della Capacità di Stoccaggio Elettrico (MACSE). Tale meccanismo, che è stato approvato dalla Commissione Europea a dicembre 2023 (State Aid SA.104106 (2023/N)), garantirà l'integrazione delle rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration, tenendo conto degli sviluppi di rete progettati.

Il fabbisogno della capacità di stoccaggio è funzione della quantità di rinnovabili installata e della loro localizzazione geografica. Con il "Documento di Descrizione degli Scenari" (DDS), a ottobre 2024 Terna ha pubblicato possibili futuri scenari del sistema energetico ed elettrico italiano che includono anche una stima del fabbisogno di accumuli. Prima dello svolgimento delle procedure d'asta tale fabbisogno verrà opportunamente rivisto per tenere conto di aggiornamenti di contesto.

Il DDS presenta diversi scenari con anni orizzonte 2030, 2035 e 2040, tutti caratterizzati da un forte incremento della generazione da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) e dalla progressiva penetrazione del vettore elettrico negli usi finali energetici, elementi abilitanti per il raggiungimento dei target. Fra gli scenari descritti nel documento, lo scenario PNIEC Policy con orizzonte 2030 riveste un ruolo particolare, perché riguarda gli obiettivi del governo al 2030, ipotizzando un mix efficiente di investimenti in infrastrutture di rete, fonti rinnovabili, accumuli e nuove tecnologie digitali compatibili con i principali vincoli tecnici, economici ed amministrativi che altrimenti potrebbero impedire la realizzabilità dello scenario in tempi così stretti. Lo scenario PNIEC Policy prevede che saranno necessari circa 107 GW di impianti solari ed eolici installati al 2030 per raggiungere gli obiettivi di policy, con un incremento di ben +65 GW rispetto al 2023.

In tutti gli scenari di elevata diffusione FER, gli impianti di stoccaggio avranno un ruolo fondamentale per l'integrazione delle rinnovabili, in quanto consentiranno di fornire una serie di servizi utili al sistema elettrico, tra cui il "time-shifting" e i servizi di dispacciamento, funzionali a garantire la sicurezza e l'adeguatezza del sistema elettrico. Gli accumuli permetteranno di spostare «strutturalmente» parte della produzione delle Fonti Rinnovabili Non Programmabili (FRNP) dalle ore di alta disponibilità della risorsa alle ore di bassa o nulla disponibilità (cf. Figura 1), gestendo la loro "overgeneration" in maniera efficiente e garantendo pertanto il raggiungimento dei target di decarbonizzazione.

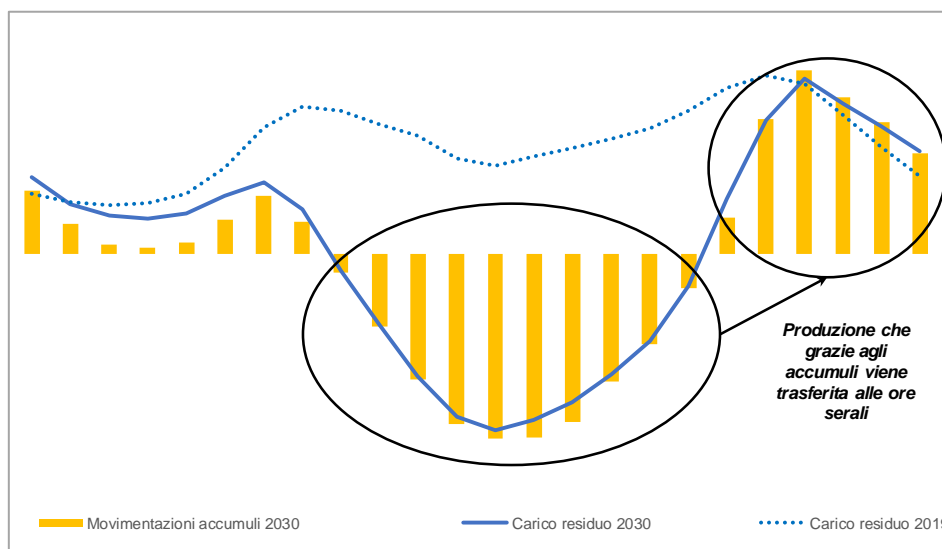


Figura 1 – Utilizzo giornaliero dello storage al 2030 (illustrativo). Fonte: Terna

Le analisi svolte da Terna dimostrano che, al 2030, si renderà necessario sviluppare circa 50 GWh di capacità di stoccaggio aggiuntiva, oltre allo storage distribuito essenzialmente associato al solare

di piccola taglia e allo storage già aggiudicatario di contratti a termine a seguito delle aste del Capacity Market.

Negli scenari di medio-lungo termine la potenza nominale in scarica e in carica di questi impianti di stoccaggio è pari a un ottavo dell'energia nominale in scarica e in carica, ovvero una durata nominale in carica e in scarica pari alle 8 ore. Pertanto, per soddisfare l'intero fabbisogno 2030 identificato nel DDS, gli stoccaggi dovranno essere realizzati con una potenza sia in assorbimento sia in rilascio indicativamente pari a circa 6 GW.

Si evidenzia come, a parità di energia nominale, impianti con una potenza superiore a un ottavo dell'energia nominale fornirebbero un contributo aggiuntivo alla stabilità e adeguatezza del sistema attraverso servizi "in potenza". Tuttavia, il costo di tali impianti sarebbe anche più alto rispetto a quello di impianti con potenza pari a un ottavo dell'energia nominale. Viceversa, impianti con potenza inferiore a un ottavo dell'energia nominale, comporterebbero un risparmio economico per il sistema, a discapito però di un minor contributo alla sicurezza e all'adeguatezza del sistema. Il giusto compromesso tra la potenza degli stoccaggi e il costo per il sistema dovrà essere valutato accuratamente in fase di definizione dei parametri d'asta.

2. Individuazione delle tecnologie di riferimento

Ad oggi, è presente una vasta gamma di tecnologie di stoccaggio, che si differenziano non solo sotto il profilo tecnico ed economico ma anche in termini di maturità tecnologica e commerciale e che possono essere più o meno adatte a fornire un determinato servizio al sistema elettrico. Si precisa che il presente Studio è focalizzato sui sistemi di stoccaggio elettrico, capaci quindi di assorbire energia elettrica dalla rete, per poi reimmetterla in rete in un momento successivo. Nell'ambito del presente studio si possono quindi distinguere le seguenti sette macrocategorie tecnologiche:

1. **Stoccaggio elettrochimico agli ioni di litio (Li-Ion):** Batterie agli ioni di litio che sfruttano fenomeni di scambio di ioni attraverso l'elettrolita tra catodo, costituito da composti del litio, ed anodo;
2. **Stoccaggio idroelettrico (Pumped Hydro Energy Storage - PHES):** accumulo meccanico di energia elettrica sotto forma di energia potenziale gravitazionale dell'acqua che viene spostata in bacini o serbatoi posizionati a quote diverse;
3. **Stoccaggio ad aria compressa (Compressed Air Energy Storage - CAES) e simili:** accumulo meccanico di energia elettrica mediante compressione di fluidi in varie modalità: aria compressa immagazzinata in caverne sotterranee naturali; liquefazione dell'aria (LAES); sistemi con utilizzo di gas diversi rispetto all'aria, ecc.;
4. **Stoccaggio elettrochimico non Li-Ion:** Batterie che accumulano energia elettrica attraverso reazioni chimiche di varia tipologia, tra le quali si possono distinguere: batterie a flusso (caratterizzate da circuiti per la circolazione di elettroliti liquidi, es. Vanadium-Redox-Flow); batterie ibride (che sfruttano materiali diversi dal litio e non prevedono il pompaggio di elettrolita liquido, es. batterie allo zinco); batterie ad alta temperatura (che richiedono di mantenere i materiali a temperature elevate per permettere lo scambio elettronico, es. NaS, Zebra); batterie allo stato solido (con elettrolita solido); ecc.;
5. **Stoccaggio chimico power-to-gas-to-power e termico power-to-heat-to-power:** la tecnologia power-to-gas-to-power permette di produrre idrogeno (o metano) consumando energia elettrica rinnovabile nei processi di elettrolisi (e metanazione), per poi comprimere e accumulare tale gas sintetico in un serbatoio. Nei periodi in cui la generazione solare ed eolica viene meno, questi gas vengono poi riconvertiti in energia elettrica attraverso fuel cell o cicli termodinamici convenzionali. La tecnologia power-to-heat-to-power converte invece energia elettrica in energia termica, che può essere immagazzinata impiegando diverse soluzioni tecnologiche. L'energia termica è poi utilizzata per la produzione di vapore o l'espansione di fluidi che, tramite l'impiego di turbomacchine, erogano energia elettrica;
6. **Stoccaggio elettrostatico, magnetico e simili:** tecnologie che permettono l'accumulo di energia elettrica sotto forma di campo elettrico o magnetico, tra le quali si possono

distinguere i sistemi a supercondensatori o supercapacitori (di varia tipologia), i sistemi basati su magneti superconduttori (SMES), ecc.;

7. **Stoccaggio elettromeccanico:** tale categoria comprende sia le soluzioni di accumulo a volano (che immagazzinano energia elettrica sotto forma di energia cinetica rotazionale di una massa detta volano o *Flywheel*, attraverso l'incremento della velocità di rotazione, in fase di carica, e il decremento della velocità della stessa, durante il processo di scarica), sia le soluzioni di accumulo gravitazionale (che movimentano grandi masse per sfruttarne la variazione di energia potenziale gravitazionale).

Nella scelta delle tecnologie di riferimento per la presente relazione, è importante evidenziare che nelle aste verranno potenzialmente contrattualizzate decine di GWh di capacità di stoccaggio. Considerando il significativo ammontare del fabbisogno e il conseguente elevato costo di investimento associato e i servizi che tale capacità dovrà fornire (sia in termini di time shifting che di servizi ancillari), si ritiene che il parametro principale per la selezione delle tecnologie di riferimento debba essere individuato nella comprovata maturità tecnologica e commerciale.

Infine, si ricorda che lo scopo del MACSE è quello di abilitare l'integrazione delle rinnovabili con un livello efficiente di overgeneration. Si ricorda, a titolo di esempio, che nel DDS si stimano 22 TWh di energia rinnovabile accumulata al 2030. Pertanto, anche il rendimento round-trip degli stoccaggi rappresenta un parametro di confronto estremamente rilevante.

Gli altri parametri tecnici e prestazionali che caratterizzano le diverse tecnologie di stoccaggio, come ad esempio la vita utile, i tempi di realizzazione, le prestazioni in regolazione, ecc., pur essendo rilevanti per la definizione della disciplina dell'asta, non rappresentano un requisito vincolante per la partecipazione al MACSE. Tali parametri sono descritti nel capitolo 3 di questo documento per le tecnologie di riferimento individuate.

2.1 Maturità tecnologica e commerciale

Una caratteristica fondamentale per l'individuazione delle tecnologie di riferimento è la comprovata maturità tecnologica e commerciale. Si ricorda, infatti, che l'iniziativa in oggetto non si configura come una sperimentazione o un test pilota ai fini di studio o di ricerca, ma come un'iniziativa di mercato funzionale alla decarbonizzazione del sistema elettrico italiano, che comporta la messa in esercizio di ingenti volumi di capacità di stoccaggio. Pertanto, trattandosi di impianti che saranno funzionali alla gestione del sistema elettrico nei prossimi decenni, si intende contrattualizzare principalmente tecnologie dalla comprovata affidabilità, testimoniata dalla presenza, già oggi, di numerosi impianti di taglia rilevante e da un utilizzo diffuso e significativo a livello globale.

Il know-how di Terna sulle tematiche inerenti ai sistemi di accumulo, sviluppato a partire dai progetti pilota di cui alle delibere 66/2013 e 43/2013, è stato ampliato ed aggiornato attraverso studi sull'attuale maturità delle tecnologie, analisi di mercato e delle evidenze relative all'installato. Le evidenze sperimentali sinora raccolte hanno mostrato come spesso le tecnologie innovative, soprattutto quelle a basso livello di maturità tecnologica e con limitata esperienza nell'esercizio continuativo degli impianti, necessitano di molti anni di sviluppo per giungere al livello di affidabilità minimo necessario per poter essere ammesse a partecipare ad un'asta come quella in oggetto.

Per quanto riguarda le batterie al litio, a inizio 2024 nel mondo sono inoltre installate circa 89 GW/190 GWh di batterie stazionarie per lo stoccaggio energetico⁵, e le previsioni stimano che si sfioreranno gli 800 GW al 2030⁶. A livello europeo, nel 2023 si segnalano circa 33 GW/44 GWh di installato. Inoltre, la capacità globale installata delle batterie Li-Ion per tutte le applicazioni (e-mobility, elettronica, accumulo residenziale, UPS, ecc.) raggiunge circa 1.500 GWh⁷. Solo nel 2022, si sono

⁵ La maggior parte di queste batterie viene utilizzata per energy shifting. Si includono anche le batterie installate a livello residenziale e commerciale, tipicamente connesse a pannelli fotovoltaici

⁶ Bloomberg, 1H 2024 Energy Storage Market Outlook, 2024

⁷ S&P Global Mobility su dati "IHS markit", 2022

raggiunti i 700 GWh/anno⁸ di produzione globale di celle al litio (a copertura anche del settore della mobilità elettrica), con vari player attivi sul mercato da più di 10 anni.

Gli accumuli idroelettrici presentano invece nel mondo 160 GW⁹ di potenza installata, di cui 50 GW in Europa. Si prevede che entro il 2028, a livello globale, si supererà quota 400 GW con la crescita più attesa in Cina, Stati Uniti, Unione Europea e India¹⁰.

Tutte le altre tecnologie di accumulo sopra citate mostrano un livello di installato globale di ordini di grandezza inferiore rispetto a batterie al litio e pompaggi. I sistemi ad aria compressa, tradizionali e innovativi, presentano una potenza installata di 1,2 GW¹¹; l'insieme delle batterie basate su chimiche diverse da Li-Ion raggiunge una potenza installata di 1,2 GW¹²; gli accumuli elettromeccanici installati risultano circa 0,9 GW¹³ mentre sono al momento trascurabili le capacità installate di impianti power-to-gas-to-power¹⁴, power-to-heat-to-power¹⁵ e di sistemi elettrostatici e magnetici in applicazioni di stoccaggio energetico¹⁶.

Pertanto, ad oggi, le uniche tecnologie ad alta maturità tecnologica e commerciale sono le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici. Entrambe le tecnologie possono offrire i servizi necessari per integrare le rinnovabili e per gestire il sistema elettrico in maniera efficiente. A tale riguardo, vale la pena ricordare come le batterie agli ioni di litio ed i pompaggi idroelettrici presentino alcune sostanziali differenze, sia in termini di servizi forniti al sistema (es. inerzia, potenza di corto circuito, ri-alimentazione del sistema) che in termini di caratteristiche (es. prestazione nel tempo, vita utile). Pertanto, anche il fabbisogno accumuli si potrebbe declinare in modo differenziato tra le due diverse tecnologie, in funzione dei servizi e prestazioni necessari.

2.2 Rendimento round-trip

Il rendimento dei sistemi di accumulo è un parametro di fondamentale importanza: la stessa Commissione europea ha più volte enfatizzato il concetto di «*efficiency first*», considerandolo il fattore chiave del processo di transizione energetica in atto.

Per i sistemi di accumulo si utilizza il concetto del rendimento round-trip netto (nRTE, *net round-trip efficiency*) valutato al punto di connessione con la rete elettrica, che tiene conto quindi sia dell'intero processo di carica e scarica, sia dei consumi e delle perdite degli impianti ausiliari a supporto dell'impianto. Un livello adeguato di rendimento deve essere garantito per limitare l'energia rinnovabile che viene "persa" nei processi di accumulo, conversione e trasformazione. Ad esempio, un impianto con nRTE dell'80% caricato con 10 MWh di energia prodotta da FER sarà in grado di restituire 8 MWh al sistema, con una perdita di 2 MWh di energia rinnovabile che, pur essendo stata prodotta e trasmessa sulla rete, non potrà essere utilizzata dal consumatore finale quando necessaria.

L'utilizzo di tecnologie di stoccaggio a basso rendimento porterebbe a creare grosse inefficienze di sistema che metterebbero a rischio il raggiungimento dei target di decarbonizzazione ed integrazione delle FER nel sistema. Per esempio, ipotizzando uno scenario in cui 50 GWh¹⁷ di accumuli operano con un ciclo giornaliero di carica-scarica, con un rendimento netto dell'85%, le

⁸ McKinsey, *Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular*, 2023

⁹ IEA, *Energy Technology Perspectives*, 2023

¹⁰ IEA, *Renewables 2023 - Analysis and forecast to 2028*, 2024

¹¹ Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022

¹² Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022, e BASF, *Stationary Energy Storage*

¹³ Frost & Sullivan, *Future Developments for Global Energy Storage*, 2020 e Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022

¹⁴ Si segnala che sono stati realizzati circa 1,4 GW di progetti di elettrolisi, in grado di convertire energia elettrica in idrogeno, ma senza la possibilità di restituirla al sistema elettrico. Fonte: IEA, *Global Hydrogen Review*, 2022

¹⁵ MIT, *The Future of Energy Storage*, 2022 e Bloomberg, *Beyond Lithium-ion long duration storage technologies*, 2022

¹⁶ Innoenergy, *Unlocking New Possibilities Through Innovative Energy Storage*, 2020; EERA, *Superconducting Magnetic Energy Storage*, 2019

¹⁷ Energia nominale in scarica

perdite ammonterebbero a circa 3 TWh/anno che aumenterebbero fino a circa 9 TWh/anno se gli stoccaggi avessero un rendimento netto del 50%. A parità di target di decarbonizzazione da raggiungere, le extra-perdite richiederebbero quindi ulteriori investimenti non solo in nuovi impianti di generazione rinnovabile (es. circa 4 GW di solare fotovoltaico addizionale) ma anche in infrastrutture di rete per la connessione degli ulteriori impianti.

In Figura 2, le varie categorie di accumulo vengono caratterizzate in funzione del rendimento *round-trip* netto e del range tipico di durata nominale di scarica.

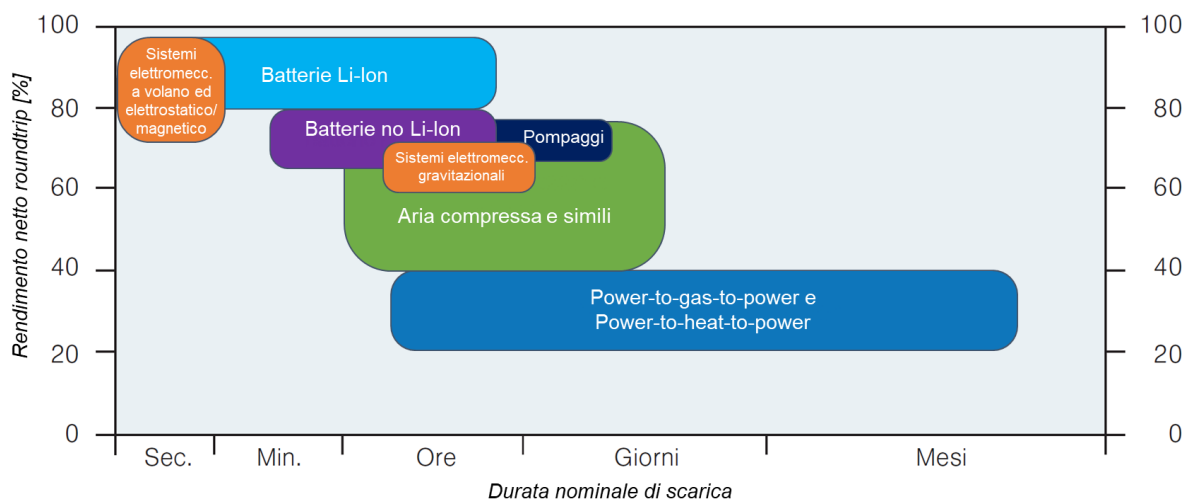


Figura 2 – Posizionamento delle diverse tecnologie. Fonte: elaborazioni Terna su dati WEO

Si nota come la variabilità del nRTE risulta molto ampia: i valori più elevati caratterizzano le batterie al litio (80-90%), così come anche i sistemi a volano e quelli elettrostatici (75-90%). Seguono a breve distanza lo stoccaggio idroelettrico (70-75%), le altre tipologie di stoccaggio elettrochimico (65-80%) e i sistemi gravitazionali (60-75%). I sistemi CAES e similari presentano un'ampia variabilità di nRTE (40-75%) per via delle diverse caratteristiche termodinamiche dei fluidi impiegati nel processo e delle specificità di ogni soluzione tecnologica. Sui livelli più bassi (20-40%) si posizionano infine i sistemi power-to-gas-to-power e power-to-heat-to-power, fortemente penalizzati dalla doppia trasformazione da energia elettrica a chimica o termica e viceversa.

Ad oggi, considerata l'ampia variabilità del rendimento tra le tecnologie di accumulo analizzate, dipendenti in parte anche delle configurazioni impiantistiche, non si ritiene opportuno definire la tecnologia di riferimento in base al rendimento. Piuttosto, a valle della identificazione delle tecnologie di riferimento, si prevede l'individuazione dei valori minimi di rendimento da esplicitare all'interno della disciplina.

Le tecnologie di accumulo analizzate, oltre a presentare diversi range di rendimento, si differenziano anche sulla base dell'evoluzione dello stesso nell'arco della vita utile dell'impianto.

2.3 Tecnologie di riferimento

Come già descritto nella sezione 2.1, la maturità tecnologica e commerciale rappresenta il parametro determinante al fine di identificare le tecnologie di riferimento. In particolare, la diffusione in termini di installato mondiale è ritenuta adeguata qualora sia almeno dello stesso ordine di grandezza del fabbisogno di accumulo previsto (quindi compresa nel range 10-100 GWh).

Su questa base, ad oggi solo le batterie agli ioni di litio e i pompaggi idroelettrici presentano la comprovata maturità tecnologica e commerciale richiesta.

Considerando l'esercizio che tali sistemi di accumulo saranno chiamati ad effettuare, l'altro parametro potenzialmente discriminante è la nRTE che, come abbiamo visto, presenta valori

fortemente variabili tra le tecnologie analizzate (20-90%). Del resto, si registra oggi una importante coerenza tra le tecnologie più mature e quelle più efficienti.

Come già indicato dalla delibera 247/2023, Terna dovrà aggiornare il presente studio almeno ogni due anni, al fine di integrare la lista delle tecnologie di riferimento includendo ulteriori soluzioni tecnologiche, la cui maturità fosse comprovata da un significativo aumento del tasso di installazione a livello globale.

Sebbene solo le tecnologie di riferimento menzionate dimostrino una comprovata maturità tecnologica e commerciale, si riconosce che l'inclusione di altre tecnologie nel MACSE potrebbe promuovere l'innovazione tecnologica e ridurre i rischi connessi alla catena di approvvigionamento. Pertanto, seppur ribadendo che, ad oggi, le tecnologie di riferimento per il MACSE sono le batterie al litio e i pompaggi idroelettrici, una partecipazione limitata al meccanismo delle tecnologie innovative potrebbe comportare dei benefici nel lungo termine, a condizione che tali tecnologie abbiano prestazioni tecniche equivalenti a quelle di riferimento e che siano competitive in termini di costo.

La restante parte di questo studio si focalizza nel descrivere le ulteriori caratteristiche prestazionali esclusivamente per le batterie agli ioni di litio e per i pompaggi idroelettrici.

3. Caratteristiche tecniche e prestazionali

Le performance operative degli impianti di accumulo di energia elettrica possono essere descritte attraverso una serie di parametri tecnici e prestazionali che variano in funzione della tecnologia di riferimento, tra cui il già introdotto concetto di rendimento netto *round-trip*, che rappresenta l'efficienza delle tecnologie di stoccaggio.

Così come per la nRTE, anche per le altre caratteristiche tecniche è fondamentale assicurare il mantenimento di prestazioni accettabili, entro limiti di degrado prestabiliti, durante tutta la durata del periodo di consegna.

3.1 Durata dello stoccaggio

La durata nominale dello stoccaggio è il tempo che impiega un impianto di accumulo a scaricarsi completamente, assumendo che sia inizialmente completamente carico e che venga scaricato a potenza nominale di scarica, al netto del consumo degli ausiliari. Ad esempio, un impianto di accumulo che possa erogare 8 MWh di energia e che abbia una potenza nominale in scarica di 1 MW, avrà una durata pari a 8 ore.

Per le batterie elettrochimiche è necessario distinguere tra durata dell'impianto di stoccaggio e C-rate massimo, una specifica costruttiva dei moduli batteria, che rappresenta la corrente massima con cui la batteria può essere scaricata in rapporto alla capacità energetica. Ad oggi, il valore del C-rate massimo dei moduli in commercio varia tra 0,25C e 6C. Un C-Rate massimo pari a 0,25C indica che il modulo batteria impiegherà 4 ore a scaricarsi a corrente massima; un C-rate massimo pari a 1C indica invece che il modulo impiegherà 1 ora per scaricarsi. I moduli con C-rate massimo superiori a 1C sono utilizzati tipicamente per applicazioni di mobilità elettrica, nelle quali la prestazione di potenza in termini di tempi di accelerazione ridotti è particolarmente rilevante, mentre potranno essere impiegati moduli con C-rate massimi inferiori (ad esempio tra 0,25C e 1C), per applicazioni di accumulo energetico stazionario. Si precisa che, se il C-rate massimo fornisce un'indicazione sulla massima rapidità (e quindi sulla massima corrente) con la quale si può scaricare il modulo, esso non pone vincoli sull'utilizzabilità dello stesso modulo a valori più bassi di corrente di scarica. Infatti, dimensionando opportunamente tutta la catena di conversione DC/AC, interfaccia e trasporto, è possibile, a parità di C-rate massimo dei moduli, variare la durata nominale dell'impianto in carica e scarica, andando a limitare la corrente massima (e quindi la massima rapidità) con cui le batterie potranno esser scaricate o caricate. Ad esempio, un impianto di accumulo con moduli batteria aventi

C-rate massimo 0,25C potrebbe avere una durata di 4h qualora la catena di conversione DC/AC, interfaccia e trasporto sia dimensionata per la corrente nominale delle batterie, o durata 8h qualora sia dimensionata appositamente. Si ribadisce che tale configurazione non ha un impatto sulle prestazioni dell'impianto, qualora la progettazione dell'impianto tenga adeguatamente in conto il C-rate massimo dei moduli utilizzati e i dati di targa della catena di conversione DC/AC, interfaccia e trasporto.

Tuttavia, si evidenzia che aumentando la taglia della catena di conversione DC/AC, interfaccia e trasporto, si realizzerebbe un impianto più performante in termini di potenza rispetto al requisito ideale citato (ossia potenza nominale pari almeno ad 1/8 dell'energia nominale). Tale impianto, più performante in termini di potenza, sarebbe in grado non solo di fornire la medesima capacità di stoccaggio energetico ma anche di contribuire in quota maggiore alla stabilità e adeguatezza del Sistema attraverso servizi "in potenza".

Analizzando la situazione di installato in Italia in termini di durata degli impianti di accumulo, le batterie di piccola taglia (oltre 650.000 impianti aventi potenza nominale media pari a circa 6kW) connesse alla rete di bassa tensione, tipicamente accoppiate con fotovoltaico su tetto per massimizzare l'autoconsumo, presentano una durata nominale dello stoccaggio pari a circa 2 ore. Con riferimento agli impianti di accumulo utility scale contrattualizzati con meccanismi a termine, si rileva che nel caso della Fast Reserve (circa 250 MW) la capacità di stoccaggio è relativamente bassa in quanto il servizio di Fast Reserve è pensato per fornire una risposta rapida in potenza per un periodo relativamente breve, mentre la durata media di stoccaggio degli impianti contrattualizzati con il Capacity Market (circa 2,2 GW) non eccede le 4 ore.

Per quanto riguarda i pompaggi idroelettrici, la durata nominale dell'accumulo può notevolmente differire tra carica e scarica. Infatti, se il dimensionamento energetico è legato esclusivamente alle caratteristiche topografiche dei bacini, i valori di potenza in carica e scarica variano in funzione delle caratteristiche del progetto e differiscono in funzione delle scelte impiantistiche, ossia del dimensionamento delle condotte forzate e dei gruppi di pompaggio e turbinaggio. In Italia gli impianti di pompaggio esistenti presentano una potenza in scarica di circa 7,6 GW, con una durata media dello stoccaggio pari quindi a circa 7 ore¹⁸, tuttavia alcuni impianti presentano un netto divario tra le potenze nominali in carica e scarica.

È importante sottolineare come, rispetto alle batterie agli ioni di litio, gli impianti di pompaggio presentano la massima versatilità in termini di rapporto energia-potenza in quanto la capacità energetica (dimensione degli invasi) è completamente indipendente dalle potenze in carica/scarica, aspetto tanto più rilevante quanto maggiore sarà il fabbisogno di flessibilità di lungo periodo da parte del sistema elettrico. Come già specificato, nel presente studio ci si focalizzerà sulla durata in scarica dello stoccaggio, indicata come nominale.

In conclusione, non essendo stati posti vincoli alla durata dell'impianto, e non essendoci limitazioni tecniche alla realizzazione di impianti con una durata nominale di 4-8 ore, entrambe le tecnologie risultano idonee a fornire i servizi essenziali per l'integrazione delle rinnovabili e la gestione dell'overgeneration. A scanso di equivoci, si ribadisce che la Disciplina, insieme alla Relazione Tecnica, chiarisce i criteri che verranno adottati per confrontare impianti con diverse durate.

Infine, si ricorda che in ottica di lungo termine (>2030/2035) e con la progressiva penetrazione del vettore elettrico anche per il riscaldamento e mobilità, aumenterà progressivamente anche la necessità di stoccaggio su base settimanale/mensile/stagionale. In tale contesto, la versatilità dei pompaggi in termini di rapporto energia-potenza può rappresentare un elemento rilevante per declinare in modo differenziato il fabbisogno tra le due diverse tecnologie.

¹⁸ *The European House Ambrosetti, Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica, marzo 2023*

3.2 Indisponibilità

Il tasso di indisponibilità, espresso come percentuale delle ore dell'anno, rappresenta i periodi in cui l'impianto risulta indisponibile all'esercizio a causa di manutenzioni ordinarie o straordinarie in seguito a guasti.

Per le batterie al litio, tale valore si aggira tipicamente intorno al 2-5% delle ore annue, con un eventuale incremento nel corso della vita utile per via del ciclaggio dell'impianto. Anche per i pompaggi, il livello di indisponibilità atteso è estremamente ridotto – a meno di eventi eccezionali - in quanto si basano su un numero relativamente ridotto di componenti elettromeccanici tecnologicamente maturi e che presentano elevati livelli di affidabilità.

Da questo punto di vista, quindi, le due tecnologie presentano entrambe elevati livelli di affidabilità.

3.3 Vita utile e degrado delle prestazioni

La vita utile tecnica di un impianto è definita come il periodo in cui l'impianto può essere operato in condizioni di funzionamento normali prima che il degrado delle prestazioni richieda la sostituzione totale o parziale dei componenti. Il progressivo deterioramento delle caratteristiche prestazionali dell'impianto rispetto alle specifiche di inizio vita è correlato alle sue ore di utilizzo ma non è omogeneo per tutte le tecnologie. Infatti, il degrado nel tempo delle prestazioni delle batterie a ioni di litio differisce notevolmente rispetto a quello dei pompaggi idroelettrici, comportando quindi una significativa differenza nella vita utile delle due tipologie di impianti.

Per le batterie agli ioni di litio, l'energia nominale tende a diminuire nel tempo a causa dell'utilizzo stesso delle batterie in funzione anche delle caratteristiche del ciclaggio. I fenomeni di invecchiamento legati al ciclaggio delle batterie causano sia un incremento della resistenza interna dei moduli, sia una riduzione annua della capacità energetica della batteria la quale, ipotizzando un ciclo al giorno, è stimabile nel range 1-3% della capacità a inizio vita, con un degrado più marcato nei primi anni di vita. Tali fenomeni hanno effetto anche sul valore di nRTE dell'impianto, per via della diminuzione dell'energia nominale in carica e in scarica rispetto alle perdite ed ai consumi ausiliari.

Pur assicurando una adeguata manutenzione ordinaria degli stoccaggi elettrochimici agli ioni di litio, le prestazioni delle batterie al litio si degradano progressivamente nel tempo. Assumendo, a titolo di esempio, che l'impianto compia un ciclo completo di carica-scarica ogni giorno, dopo circa 15 anni la batteria raggiunge un livello di capacità energetica pari a circa il 70% del valore di inizio vita, limite convenzionalmente associato al fine vita della batteria.

È importante ricordare che il degrado ammissibile ai sensi della Disciplina MACSE è riportato nella Relazione Tecnica del meccanismo. Qualora il vincolo fosse più stringente rispetto al degrado "naturale" della tecnologia, lo sviluppatore del sistema di stoccaggio avrebbe due strade alternative (o complementari) per il soddisfacimento di tale vincolo:

- il sovradimensionamento della capacità energetica installata in fase di realizzazione dell'impianto;
- l'aumento delle capacità energetiche installate nel corso della vita utile (noto come "augmentation").

La soluzione preferita, in base a diversi confronti con gli operatori del settore, risulta essere il sovradimensionamento, in quanto offre una minore complessità nella gestione della compatibilità tecnologica nel tempo.

La Figura 3 mostra come sarebbe necessario sovradimensionare l'impianto del 12% rispetto alla capacità impegnata ai sensi della Relazione Tecnica del MACSE, qualora il degrado annuo ammissibile fosse l'1%.

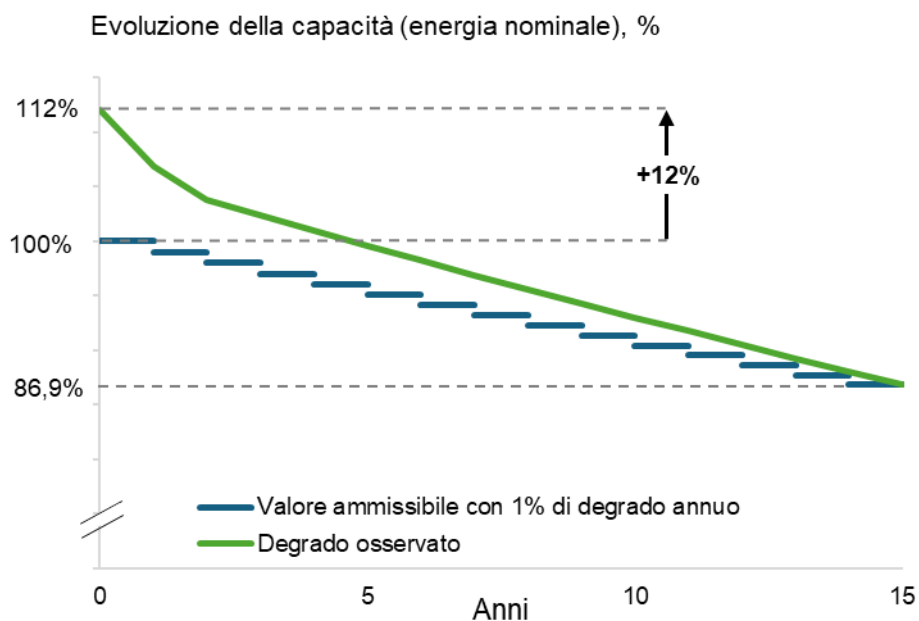


Figura 3 – Degrado della capacità (energia nominale) negli anni

A differenza delle batterie, il degrado delle prestazioni di un impianto di pompaggio nel tempo può essere considerato trascurabile. La capacità di stoccaggio di un impianto di pompaggio, infatti, dipende esclusivamente dalle caratteristiche geomorfologiche del bacino, che ne definiscono il volume di acqua immagazzinabile a monte e a valle dell'impianto, nonché dal salto idrico che collega i due bacini. Oltre alle caratteristiche geomorfologiche, un altro elemento che caratterizza l'impianto di pompaggio è la sezione di potenza, ossia le pompe e le turbine, entrambe soggette a fenomeni di naturale usura meccanica. Tuttavia, la manutenzione ordinaria delle componentistiche elettriche e meccaniche può garantire il mantenimento nel tempo delle prestazioni senza particolari fenomeni di invecchiamento irreversibili. La vita utile di un impianto di pompaggio idroelettrico è ben superiore a quella delle batterie agli ioni di litio, e si può considerare pari ad almeno 60 anni.

CARATTERISTICA	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
VITA UTILE [ANNI]	15 - 20	≥ 60
NUMERO DI CICLI	> 5.000	> 50.000
DEGRADO ANNUO	Riduzione capacità di 1-3% annuo	Trascurabile

Tabella 2 – Vita utile, numero di cicli e degrado annuo

3.4 Tempo di realizzazione

Per tempo di realizzazione si intende il numero di anni necessari a realizzare l'impianto di stoccaggio, comprendendo la progettazione, la fornitura, l'installazione e il collaudo dell'impianto in tutte le sue componenti. Il tempo di realizzazione non include il processo autorizzativo in quanto tale tempistica non rileva ai fini del meccanismo d'asta, essendo ammessi solo impianti già autorizzati. Le batterie agli ioni di litio e gli impianti di pompaggio idroelettrico differiscono notevolmente per quanto riguarda i tempi di realizzazione.

Un impianto *utility-scale* con batterie agli ioni di litio richiede circa 2 anni dall'inizio alla fine del processo di costruzione, di cui una parte rilevante (circa la metà) è necessaria per completare la fase di approvvigionamento dei componenti dell'impianto. I pompaggi idroelettrici, invece, sono opere strettamente vincolate alla morfologia del territorio e il cui tempo di realizzazione è pari ad almeno 5 anni e comunque fortemente dipendente dalla estensione e complessità delle opere civili. Tali tempistiche si riducono nei casi di ripotenziamento di impianti esistenti o di riconversione degli impianti idroelettrici in impianti di pompaggio.

CARATTERISTICA	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPO [ANNI]	2	> 5

Tabella 3 – Tempi di realizzazione

3.5 Prestazioni in regolazione

Per prestazioni in regolazione si intende la capacità degli impianti di stoccaggio di contribuire al mantenimento della sicurezza e stabilità del sistema elettrico, attraverso la regolazione e il controllo della potenza attiva e reattiva oltre ad ulteriori funzionalità avanzate.

I processi di carica/scarica nelle batterie agli ioni di litio sono basati su scambi ionici tra anodo e catodo attraverso l'elettrolita: per propria natura tali fenomeni, nei limiti delle condizioni operative, sono particolarmente rapidi con transitori quasi istantanei. Inoltre, le batterie, che funzionano naturalmente in corrente continua, sono connesse in rete attraverso convertitori elettronici DC/AC, le cui prestazioni dinamiche elevate sono ben note in vari ambiti di applicazione. Pertanto, pur considerando i ritardi introdotti dai sistemi di controllo e misura, un impianto di accumulo a batterie è in grado di passare da una condizione di scambio nullo con la rete ad un valore di riferimento in potenza attiva in carica o in scarica in tempi di circa 1 secondo, nel rispetto delle prescrizioni dinamiche del transitorio (es. errore a regime, limiti di rampa, ecc.)¹⁹. Attività di test in campo²⁰ hanno mostrato come, con opportune configurazioni di controllo, partendo dalla condizione di scambio nullo con la rete, è possibile passare ad uno stato di erogazione di potenza attiva nell'ordine delle centinaia di millisecondi, con inversioni complete dalla massima potenza in carica alla massima potenza in scarica in meno di 200 millisecondi. I sistemi elettrochimici possono contribuire anche alla regolazione di tensione in funzione delle condizioni operative (livello di tensione, SoC, fattore di potenza, ecc.), nei limiti del dimensionamento dell'impianto e, soprattutto, dei convertitori elettronici. Pur fornendo regolazioni molto rapide, i sistemi di accumulo elettrochimici, stazionari per natura e interfacciati alla rete con convertitori DC/AC, non sono in grado di fornire contributo inerziale naturale alla rete elettrica (essendo ovviamente privi di masse rotanti): tuttavia, è possibile implementare degli opportuni algoritmi di controllo che possano massimizzarne il contributo alla stabilità della rete, tramite, ad esempio, la fornitura di inerzia sintetica.

Gli impianti di pompaggio idroelettrico prevedono varie configurazioni possibili di interfaccia verso la rete. I pompaggi tradizionali tipicamente impiegano una macchina elettrica sincrona e presentano quindi le capacità di regolazione tipiche di un impianto sincrono in funzionamento da generatore, con risposte lente nell'ordine dei minuti, viceversa in pompaggio tipicamente non sono possibili regolazioni flessibili della potenza assorbita (funzionamento on/off), se non agendo sul numero di macchine attive. Tuttavia, la connessione sincrona di una macchina rotante ha il vantaggio di poter fornire un contributo inerziale meccanico alla rete, utile per la stabilità della frequenza. Per ovviare alla mancanza di regolazione durante il funzionamento in pompaggio, negli anni sono state sviluppate ulteriori configurazioni impiantistiche dette "a velocità variabile": esse prevedono l'impiego di macchine asincrone a doppia alimentazione (*Doubly Fed Induction Generator* o *DFIG*) o macchine sincrone interfacciate con la rete mediante convertitore elettronico (*full-converter*), le quali garantiscono una maggiore flessibilità di modulazione comportando tuttavia, limitatamente alla tecnologia *full-converter*, una limitazione o azzeramento del contributo inerziale. Sono inoltre disponibili ulteriori soluzioni basate su gruppi ternari con corto-circuito idraulico che permettono la regolazione di potenza attiva in assorbimento senza limitazioni al contributo inerziale meccanico alla rete.

¹⁹ Terna, *Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT e Sistemi di protezione regolazione e controllo (Allegato CdR A.79)*

²⁰ Terna, *Rapporto di fine sperimentazione progetti power intensive Storage Lab* <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>

Seppur in grado di fornire i medesimi servizi al sistema, le batterie agli ioni di litio ed i pompaggi idroelettrici presentano alcune differenze sostanziali:

- I gruppi di pompaggio sincroni garantiscono al sistema un'inerzia meccanica naturale, a differenza delle batterie agli ioni di litio che, seppur in grado di fornire un servizio di inerzia, non riescono a fornirlo con lo stesso livello di qualità ai fini dell'esercizio del sistema elettrico (cd. "inerzia sintetica" che, pur presentando un valore importante per il sistema elettrico, non può essere equiparata all'inerzia di natura elettromeccanica garantita al sistema dalle macchine sincrone).
- In particolare, mentre gli impianti di pompaggio possono fornire al sistema un contributo inerziale in modo continuativo, nella misura in cui sono in grado di rispondere anche a micro-perturbazioni di rete (in un sistema elettrico interconnesso in ogni istante si verificano continue perturbazioni dovute alla combinazione di manovre, guasti, fluttuazioni di carico e di generazione che eccitano le variabili elettriche del sistema, provocando costantemente fluttuazioni di frequenza assimilabili ad un rumore bianco, dell'ordine di decine di mHz), gli inverter delle batterie elettrochimiche forniscono il servizio solo al superamento di una certa soglia di derivata di frequenza condizionata ad una soglia in frequenza pura (pur essendo la risposta inerziale proporzionale alla derivata di frequenza, al fine di evitare una continua sollecitazione alla batteria guidata da un rumore, la risposta inerziale viene condizionata al superamento di una soglia, tipicamente tarabile tra 100 e 200 mHz). In altri termini, l'inerzia fornita dai pompaggi idroelettrici contribuisce direttamente alla riduzione dell'entità delle deviazioni di frequenza, mentre l'inerzia sintetica agisce modulando la potenza attiva solo successivamente, in risposta ad una deviazione di frequenza.
- I gruppi di pompaggio sincroni forniscono una maggiore potenza di cortocircuito rispetto alle batterie agli ioni di litio, il cui contributo alla potenza di corto circuito è limitato dalle caratteristiche degli inverter. Inoltre, analogamente a quanto evidenziato con riferimento all'inerzia, le batterie possono fornire potenza di corto circuito (attraverso i propri convertitori di potenza) solo a seguito del superamento di una determinata soglia di tensione ed in maniera discontinua a differenza dei pompaggi che forniscono predetto contributo in modo non discreto.

CARATTERISTICA	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
PRESTAZIONI IN REGOLAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> - Fast response (< 1 sec.) - Assenza di inerzia naturale (solo sintetica) - Regolazione di tensione in funzione delle prestazioni del convertitore DC/AC - Contributo discreto e limitato ai livelli di cortocircuito mediante funzionalità di supporto al guasto 	<ul style="list-style-type: none"> - Risposta lenta (<5 - 25 min.) in funzione della configurazione d'impianto - Inerzia meccanica naturale per gruppi sincroni o gruppi ternari con corto-circuito idraulico; assenza di inerzia naturale (solo sintetica) per full-converter - Regolazione tensione come impianto sincrono o in funzione delle prestazioni del convertitore DC/AC, a seconda della configurazione d'impianto - Contributo continuo ai livelli di cortocircuito

Tabella 4 – Prestazioni in regolazione

In conclusione, in termini di prestazioni in regolazione le due tecnologie presentano alcune differenze distintive di cui bisognerà tenere opportunamente conto in fase di definizione del fabbisogno.

3.6 Altre caratteristiche prestazionali

Oltre alle caratteristiche tecniche già menzionate, ve ne sono altre che è opportuno citare e che sono strettamente correlate all'utilizzo operativo delle tecnologie di stoccaggio:

- **Temperatura di esercizio:** temperatura ottimale di esercizio dell'impianto che deve essere assicurata al fine di massimizzare le prestazioni delle tecnologie di stoccaggio. La temperatura di esercizio ottimale rileva soltanto per le batterie agli ioni di litio e si colloca nel range compreso tra circa 15°C e 30°C, più o meno ampio a seconda delle specifiche dei

moduli batteria. Si rileva tuttavia che le temperature ambientali possono raggiungere estremi ben più elevati o più bassi rispetto la temperatura ottimale di esercizio (-10 °C / + 45 °C, in funzione della localizzazione geografica). Sarà comunque cura dell'operatore, anche mediante l'eventuale installazione di opportuni sistemi di climatizzazione, garantire che le performance operative delle batterie rispettino le specifiche contrattuali.

- **Autoscarica:** processo chimico interno alla batteria mediante il quale il contenuto di energia immagazzinata tende a ridursi quando la batteria non viene utilizzata per lunghi periodi, al quale si aggiunge eventualmente anche l'effetto degli ausiliari che è necessario alimentare anche in caso di scambio nullo con la rete. Considerando che, come dimostrano le analisi Terna al 2030, le tecnologie di accumulo compiranno prevalentemente cicli giornalieri, l'impatto dell'autoscarica sulle prestazioni delle batterie si può considerare trascurabile per questa frequenza di utilizzo. Anche per i pompaggi il fenomeno di autoscarica è considerato trascurabile. Tuttavia, per cicli di lunga durata (settimanale/mensile/stagionale) assume rilevanza la differenza tecnologica legata al fenomeno di autoscarica. Infatti, le batterie elettrochimiche risultano soggette a una perdita di energia immagazzinata superiore a quella degli impianti di accumulo idroelettrico in caso di permanenza nel tempo ad un determinato stato di carica, la cui velocità è funzione del livello di carica iniziale e della temperatura esterna. Pertanto, qualora sorgesse la necessità di realizzare tecnologie di stoccaggio di lunga durata, la minore autoscarica può rappresentare un elemento rilevante per declinare in modo differenziato il fabbisogno tra le due diverse tecnologie.
- **Minimo tecnico:** il minimo tecnico, espresso in percentuale rispetto alla potenza nominale, indica il valore minimo di potenza erogabile stabilmente dall'impianto in condizioni operative nominali. Mentre gli accumuli elettrochimici non hanno un vero e proprio minimo tecnico, potendo quindi regolare stabilmente per tutto il range di potenza che va dalla potenza di massima carica alla potenza di massima scarica, il minimo tecnico degli impianti di pompaggio dipende dalle specifiche dell'impianto (ad esempio, il minimo tecnico dipende dal numero di pompe e di turbine che compongono l'impianto stesso e dalla presenza o meno di regolatori di velocità). Tuttavia, il minimo tecnico degli impianti pompaggio idroelettrico può notevolmente ridursi mediante l'utilizzo di dispositivi full-converter.
- **Regolazione di potenza attiva in fase di assorbimento:** mentre gli accumuli elettrochimici hanno la naturale capacità di regolare la potenza attiva in tutto il range di funzionamento in potenza, solo gli impianti di pompaggio idroelettrico double-fed o full-converter o le soluzioni basate su gruppi ternari con corto-circuito idraulico possono essere in grado di fornire servizi di modulazione della potenza attiva in fase di assorbimento (regolazione primaria, secondaria e terziaria).
- **Servizio di riaccensione:** entrambe le tecnologie sono in grado di fornire il servizio di riaccensione (black start), se opportunamente considerato in fase di progettazione. Tuttavia, il servizio di black start erogato dalle batterie agli ioni di litio presenta delle limitazioni intrinseche di carattere tecnologico (quale ad esempio l'energizzazione di macchine a vuoto come i trasformatori), per cui l'erogazione del servizio – a differenza degli impianti di pompaggio per cui peraltro le prestazioni sono state già concretamente sperimentate - non è adottabile in qualsiasi condizione
- **Regolazione di tensione:** entrambe le tecnologie esaminate (accumuli elettrochimici e pompaggi idroelettrici) sono in grado di fornire efficacemente servizi di regolazione di tensione.
- **Inquinamento armonico** le macchine sincrone contribuiscono a ridurre il livello di inquinamento armonico della rete, mentre le macchine basate su inverter - come le batterie elettrochimiche - tipicamente costituiscono una sorgente di correnti armoniche. I gruppi di pompaggio potranno quindi contribuire a mantenere stabile il livello di inquinamento armonico, in un contesto in cui aumenterà la diffusione di dispositivi basati su inverter.

CARATTERISTICA	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPERATURA DI ESERCIZIO [°C]	15 - 30	N/A
MINIMO TECNICO [%]	0	variabile in funzione delle specifiche d'impianto
AUTOSCARICA [%]	Trascurabile per cicli giornalieri	Trascurabile per cicli giornalieri
REGOLAZIONE DI POTENZA ATTIVA IN FASE DI ASSORBIMENTO	Sì	Solo gli impianti di pompaggio idroelettrico double-fed o full-converter o le soluzioni basate su gruppi ternari con corto-circuito idraulico
SERVIZIO DI RIACCENSIONE	Black start (con limitazioni)	Black start
REGOLAZIONE DI TENSIONE	Sì	Sì
INQUINAMENTO ARMONICO	Sorgente di corrente armonica	Contributo naturale al filtraggio delle armoniche

Tabella 5 – Altre caratteristiche prestazionali

4. Costi di investimento ed esercizio

Questa sezione presenta i principali parametri relativi ai costi dei sistemi di stoccaggio per le tecnologie di riferimento individuate in questo studio. Tali costi si suddividono in:

- **CAPital EXPenditure (CAPEX)**
- **OPerational EXPenditure (OPEX)**
- **Cost Of New Entry (CONE)**

Tali voci di costo possono variare notevolmente a seconda di diversi fattori, tra cui la tipologia della tecnologia di accumulo e le specifiche del progetto. Si precisa che tutti i costi sono espressi in €₂₀₂₄ e che i valori di CAPEX indicati nel documento sono da intendersi *ordinari*, ovvero non internalizzano i costi di finanziamento durante il periodo di costruzione.

4.1 CAPEX

Il CAPEX ("*CAPital EXPenditure*" o spesa di capitale), include gli investimenti iniziali necessari per acquisire, costruire o migliorare gli asset fisici di un impianto.

Le principali voci di costo che compongono il CAPEX per i sistemi di stoccaggio a Li-Ion sono di seguito elencate:

1. Batteria: tale componente copre circa il 50% del CAPEX e include il modulo batteria, racks e BoS (Balance of System). Tale voce di costo varia notevolmente in funzione dei materiali impiegati (ad esempio in base alla specifica chimica del litio), della capacità di stoccaggio desiderata, del C-rate massimo e del fornitore selezionato;
2. Elettronica di potenza: include il Power Converting System (PCS), l'Energy Management System e il Trasformatore;
3. Ingegneria, approvvigionamenti vari e costruzione (EPC), i costi di integrazione del sistema (inclusi i margini di profitto), spedizione e dazi, installazione e messa in servizio
4. Altre voci di costo non tipicamente incluse nei valori di benchmark internazionali, tra cui: i costi di connessione²¹, sviluppo progetto, permitting, acquisizione e preparazione del sito.

I valori di CAPEX riportati riflettono solo i costi di investimento e non tengono conto dei margini di profitto degli sviluppatori.

Per quanto riguarda i costi CAPEX relativi ai sistemi di stoccaggio idroelettrici, essi hanno un valore naturalmente più eterogeneo in relazione alla eterogeneità delle relative configurazioni e morfologie e alla disponibilità o meno di invasi esistenti. Gli elementi che impattano su di essi sono:

²¹ Include le opere civili, i cablaggi e l'installazione di altri componenti necessari per un'adeguata connessione alla rete elettrica (quadri elettrici, sviluppo sottostazione MT/AT, servizi ausiliari, ecc.), nonché il costo della Soluzione Minima Tecnica Minima Generale

1. Costruzione dei serbatoi di accumulo: la progettazione e la costruzione può variare in base alla dimensione e alla capacità di stoccaggio desiderata e soprattutto dalla presenza o meno di dighe/bacini già esistenti;
2. Realizzazione delle opere idrauliche: condotte, tubazioni e valvole per consentire il flusso controllato dell'acqua tra il serbatoio superiore e quello inferiore;
3. Acquisto di turbine, generatori e sistemi di regolazione per gestire il flusso dell'acqua e il funzionamento delle turbine come i sistemi di controllo, sensori, misuratori, regolatori di velocità e altri dispositivi necessari per il corretto funzionamento del sistema;
4. Realizzazione di opere di ingegneria civile e infrastrutture: l'adeguamento del terreno, l'edificazione di strutture di supporto e la realizzazione di infrastrutture accessorie come strade di accesso, ponti o canali;
5. Ingegneria, approvvigionamenti vari e costruzione (EPC) e connessione alla rete: le opere civili, i cablaggi e l'installazione di altri componenti necessari per un'adeguata connessione alla rete elettrica (quadri elettrici, trasformatore, servizi ausiliari, ecc.).

La Tabella 6 mostra le assunzioni Terna sui costi delle batterie agli ioni di litio²² e dei pompaggi idroelettrici.

L'analisi di benchmark effettuata da Terna con fornitori, sviluppatori e operatori di mercato, ha evidenziato come i sistemi di stoccaggio di ultima generazione possano essere eserciti all'interno del range completo di carica-scarica, senza perdite di efficienza ulteriori rispetto al degrado osservato e mostrato in Figura 3²³. Di conseguenza, la capacità installata deve essere intesa come disponibile all'esercizio nella sua interezza.

CATEGORIZZAZIONE	COMPONENTE DI COSTO	BATTERIA LI-ION 4H	BATTERIA LI-ION 8H	POMPAGGIO IDROELETTRICO 8H
INSIDE BATTERY LIMITS ²⁴	BATTERIA [k€/MWh]	100 - 123	100 - 123	
	ELETTRONICA DI POTENZA [k€/MWh]	14 - 27	12 - 24	
	EPC E ALTRO [k€/MWh]	60 - 78	60 - 78	
OUTSIDE BATTERY LIMITS ²⁵	COSTO SVILUPPATORE, TERRENO E CONNESSIONE ALLA RETE [k€/MWh]	17 - 54	17 - 42	
CAPEX TOTALE [k€/MWh]		191 - 282	189 - 267	213 - 389

Tabella 6 – Valori CAPEX. Fonte: elaborazione Terna su interviste dedicate e studi elencati in bibliografia

Per gli accumuli elettrochimici è importante sottolineare che, ad oggi, non sono commercialmente diffuse soluzioni con una durata pari a 8 ore, e che la chimica delle batterie è ottimizzata per una durata pari a 2 o 4 ore. Gli stessi benchmark internazionali non riportano i costi per una durata superiore alle 4 ore. La stima dei costi per impianti con una durata pari a otto ore si basa su interviste con produttori e sviluppatori di batterie.

Per realizzare impianti con durata di 8 invece che 4 ore (ma tenendo costante la capacità energetica) si agisce principalmente sul dimensionamento delle componenti di potenza (inverter, trasformatore) in modo da ridurre la potenza nominale. Tuttavia, al fine di garantire la sicurezza dell'impianto e gestire la corrente di corto circuito, spesso non si può semplicemente dimezzare il numero di inverter passando da 4 a 8 ore. Di conseguenza, almeno per le soluzioni commercialmente diffuse oggi, la

²² Si sottolinea come i costi delle batterie agli ioni di litio sono coerenti con le stime più recenti di BNEF che si hanno a disposizione (Energy Storage System Cost Survey 2024, Dicembre 2024)

²³ Pertanto, rispetto a quanto riportato nella versione precedente dello studio tecnico, pubblicata per consultazione ad agosto 2023, in questo documento è stato eliminato ogni riferimento alla necessità di operare i sistemi di stoccaggio mantenendo un livello minimo di carica superiore allo 0%

²⁴ Comprende tutte le apparecchiature, i processi, le strutture e i sistemi che si trovano all'interno dei confini funzionali del sistema principale

²⁵ Comprende tutte le infrastrutture e i servizi esterni ai confini funzionali principali del sistema, necessari per supportare il funzionamento delle apparecchiature "Inside Battery Limits"

riduzione dei costi (espressi in €/kWh) è contenuta passando da 4 a 8 ore. È probabile che tra circa 3-5 anni si vedranno economie di scala anche sulla chimica delle 8 ore.

Infine, si sottolinea che, a differenza di molti benchmark internazionali²⁶, i costi riportati in Tabella 6 sono da intendersi comprensivi anche dei costi di connessione, della sottostazione MT/AT, di sviluppo progetto, autorizzazione, acquisizione e preparazione del sito. Tali costi rappresentano una componente non trascurabile del CAPEX e possono variare in funzione delle specifiche di progetto. Il solo costo di connessione alla rete di alta tensione e per la realizzazione di una nuova sottostazione MT/AT incide per oltre 30 k€/MWh sull'ampiezza dei valori indicati in Tabella 6. Ulteriori efficienze si potrebbero realizzare per progetti *brownfield* che utilizzano infrastrutture di rete esistenti e/o ottimizzando il dimensionamento delle singole componenti (es. battery rack, inverter, prima elevazione di tensione da BT in MT).

Si evidenzia inoltre come, per le batterie al litio, esiste un rischio legato alla variabilità del tasso di cambio \$/€. Infatti, la produzione delle batterie avviene principalmente in paesi extra-UE. Al momento della definizione dei parametri economici delle aste, sarà fondamentale tenere in considerazione non solo il valore corrente del tasso di cambio, ma anche il potenziale rischio connesso alla sua variabilità nel tempo.

Infine, sia per le batterie al litio che per i pompaggi idroelettrici, esiste il tema oggettivo relativo alla variabilità dei costi. Tale rischio è particolarmente significativo per le batterie al litio, i cui prezzi di mercato sono soggetti a forte volatilità come conseguenza di un equilibrio domanda/offerta che risente anche dei mutamenti geopolitici in atto.

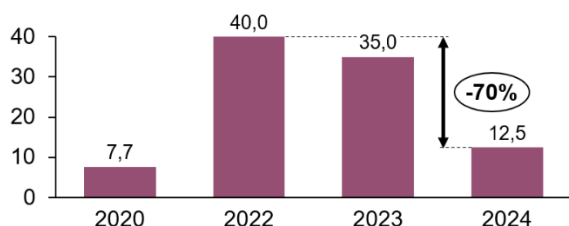
Nel 2022, i prezzi di una batteria da 4 ore di durata (esclusi i costi di connessione, sviluppo e acquisto del terreno) sono aumentati di quasi il 40% rispetto al 2021. Tale fenomeno, in controtendenza rispetto all'andamento storico dei prezzi delle batterie, è stato principalmente causato da instabilità geopolitiche e dinamiche inflazionistiche a livello globale che hanno poi avuto ripercussioni negative sui prezzi di mercato delle batterie al litio.

Nel 2022-24, i costi delle batterie al litio sono poi scesi del 40-45%, causato dai seguenti fenomeni:

- La diminuzione del costo delle materie prime utilizzate per produrre le celle al litio (vedi Figura 4), che pesa il 40-45% della riduzione 2022-24: i prezzi del carbonato di litio, della grafite e di altri materiali hanno raggiunto un picco nel 2022 a causa del forte aumento della domanda post-Covid, e sono ora rientrati ai livelli pre-crisi, grazie alla crescita nella capacità di estrazione e raffinazione che risulta ora sufficiente a sostenere la domanda.
- La crescita della capacità produttiva delle celle al litio, che pesa per il 25% della riduzione 2022-24: nel periodo 2022-24, si è passati da una capacità produttiva di 200 GWh/anno a oltre 800 GWh/anno, di cui il 98% è in Cina.
- Dinamiche di mercato dei System Integrator (SI), fattore che pesa per il 25-30% della riduzione 2022-24: diversi SI hanno infatti standardizzato la produzione delle BESS in soluzioni containerizzate, riducendo così i costi dell'ingegneria della System Integration. Inoltre, si è assistito ad una strategia di pricing particolarmente aggressiva da parte delle aziende cinesi, nel tentativo di aumentare il dominio sul mercato delle BESS a livello mondiale.

²⁶ Ad esempio: BloombergNEF, "Energy Storage System Cost Survey", dicembre 2023

Prezzo del carbonato di litio, k\$/t



Prezzo della grafite (e.g., coke ad ago calcinato), k\$/t

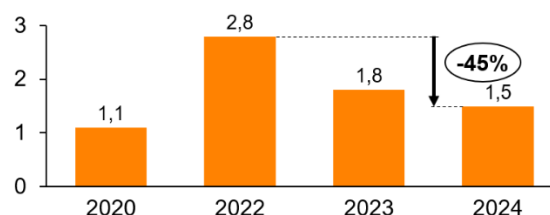


Figura 4 – Andamento costi carbonato di Litio e Grafite

L'evoluzione futura dei prezzi delle batterie dipende da variabili difficilmente prevedibili. Le stime di mercato prevedono una lieve diminuzione del costo delle batterie al litio (3-4% per anno) nei prossimi due o tre anni. Tuttavia, dinamiche di mercato o eventi geopolitici simili a quelli qui sopra descritti, potrebbero nuovamente avere un impatto sull'evoluzione dei prezzi delle batterie. A dimostrazione dell'esistenza di questa intrinseca variabilità dei prezzi delle materie prime e della gestione dell'intera filiera delle batterie, nei contratti di acquisto è infatti pratica diffusa indicizzare il costo delle batterie al "Raw Material Index".

È importante notare che la potenziale variabilità dei costi può essere significativa, e andrà pertanto valutata opportunamente in fase di definizione dei parametri economici dell'asta.

4.2 OPEX

I costi OPEX (*Operational EXPenditure*) rappresentano le spese operative ricorrenti necessarie per assicurare il normale funzionamento del sistema di accumulo.

Le componenti di tale voce di costo possono includere, a titolo di esempio:

1. La manutenzione ed esercizio (O&M): l'ispezione e le verifiche delle batterie o delle macchine elettriche e altre apparecchiature, la sostituzione di componenti difettosi, la manutenzione dei servizi ausiliari, degli apparati di misura, monitoraggio e controllo dell'impianto;
2. Le polizze assicurative per la protezione da eventi imprevisti come incendi o danni causati da calamità naturali;
3. Ulteriori spese di manutenzione straordinaria per sostituzione di alcune componenti rilevanti dell'impianto in seguito a guasto o fenomeni di invecchiamento precoce, al fine di garantire le caratteristiche prestazionali del sistema di accumulo.

La Tabella 7 mostra i valori di OPEX relativi alle due tecnologie di riferimento²⁷. La variabilità degli OPEX è dovuta a diversi fattori. Ad esempio, per gli impianti di pompaggio la dimensione e la complessità dell'impianto impattano sui costi OPEX. Per le batterie al litio, il range di variabilità è connesso principalmente ai diversi contratti di servizio e coperture assicurative che possono essere sottoscritte.

Si specifica, inoltre, che gli OPEX riportati in tabella non comprendono il costo dei consumi energetici dei sistemi ausiliari. In linea con i benchmark internazionali, il valore massimo dell'OPEX delle batterie agli ioni di litio è pari a circa il 3% del CAPEX²⁸. Tale valore coprirebbe anche l'estensione delle garanzie a 15 anni, necessarie per assicurare l'esercizio del sistema di stoccaggio nel rispetto delle specifiche di prestazione dichiarate dal fornitore durante tutto il periodo di consegna.

PARAMETRO	BATTERIA LI-ION 4H	BATTERIA LI-ION 8H	POMPAGGIO IDROELETTRICO 8H
OPEX [k€/MWh/anno]	2,3 – 7,0	2,1 – 6,3	1,4 - 6,0

²⁷ Il valore minimo di Opex riportato nel range si riferisce al solo valore minimo di Capex riportato in Tabella 6, viceversa il valore massimo di Opex si riferisce al solo valore massimo del Capex

²⁸ Capex relativo alle sole componenti "Inside Battery Limits", ovvero al netto dei costi di connessione, sviluppo e acquisto del terreno

4.3 CONE

Il CONE (*Cost Of New Entry*) rappresenta il ricavo annuale necessario durante il periodo di consegna per recuperare pienamente i costi di costruzione, di finanziamento e quelli operativi, nonché la giusta remunerazione dell'investimento. I parametri principali ai fini della valutazione del CONE sono i costi di investimento, i costi fissi annuali, la durata del contratto e il costo del capitale (WACC).

La formula per il calcolo del CONE è riportata nella decisione della Commissione Europea²⁹. È importante evidenziare come l'applicazione di questa formula direttamente con i parametri di costo indicati nella Tabella 6 e nella Tabella 7 porterebbe a sottostimare il valore di CONE necessario per garantire una adeguata remunerazione dell'investimento. Per una corretta stima del CONE è fondamentale tenere in considerazione due elementi chiave.

Il primo elemento riguarda la necessità di dover sovradimensionare la capacità installata dell'impianto al fine di rispettare eventuali vincoli contrattuali più stringenti rispetto alle prestazioni tipiche della tecnologia. Come illustrato nel capitolo 3.3, si prevede un sovradimensionamento della capacità nominale, che comporta un aumento del CAPEX totale riportato in Tabella 6 del 12%. Di conseguenza, anche il valore di OPEX, utilizzato ai fini del calcolo del CONE, è stato sovradimensionato del 12%.

Il secondo elemento riguarda il tempo di realizzazione: è necessario considerare che gli impianti di stoccaggio agli ioni di litio non sono costruiti "overnight"³⁰, ma richiedono mediamente 2 anni per essere realizzati, come indicato in Tabella 3. Lo sviluppatore inizierà a ricevere il premio d'asta solo a progetto ultimato e all'avvio del periodo di consegna. Di conseguenza, lo sviluppatore dovrà internalizzare i costi di finanziamento durante il periodo di costruzione. Ai fini della corretta applicazione della formula, il costo di investimento da considerare deve rappresentare il costo di costruzione equivalente che internalizza già i costi di finanziamento durante il periodo di costruzione. Considerando un periodo di costruzione pari a 2 anni, coerentemente con i vincoli contrattuali previsti del MACSE, il CAPEX è stato maggiorato di un ulteriore 9% rispetto al CAPEX totale riportato in Tabella 6.

Inoltre, come descritto nella Sezione 4.1, esiste il rischio oggettivo della volatilità dei prezzi, rischio tanto più alto quanto maggiore è la distanza fra la data in cui viene definito il cap all'asta, e l'avvio della procedura concorsuale. Più nel concreto, il rischio è che, a valle della decisione sul cap all'asta, si verifichino degli avvenimenti a livello geopolitico o di mercato che facciano aumentare i costi delle batterie, riducendo notevolmente il numero di progetti offerti in asta, e rischiando quindi di non soddisfare il fabbisogno di capacità di stoccaggio. Il rischio legato alla variabilità dei costi è difficilmente quantificabile, pertanto, non è stato esplicitato all'interno di questo studio ai fini della definizione del CONE. Tuttavia, è un elemento che dovrebbe essere opportunamente attenzionato in fase di definizione del cap dell'asta.

Complessivamente, nel presente studio, i valori di CAPEX riportati nella Tabella 6 sono stati incrementati del 21% ai fini del calcolo del CONE. L'incremento del 21% è così scomponibile: la prima componente, pari al 12%, è imputabile all'oversizing necessario per rispettare i vincoli sul degrado ammissibile imposti dal MACSE. Il restante 9% è imputabile agli oneri finanziari sostenuti durante il periodo di costruzione, assumendo che il tempo di realizzazione sia pari a 2 anni. Sempre ai fini del calcolo del CONE, i valori di OPEX riportati in Tabella 7 sono invece stati incrementati del 12%, per tener conto del solo effetto dell'oversizing.

²⁹ State Aid SA.104106 (2023/N) (recital 68)

³⁰ L'uso dei costi di investimento "overnight" implica un periodo di costruzione pari a zero

Con queste ipotesi di costo e assumendo, ad esempio, un WACC nominale pari al 9% e una durata contrattuale di 15 anni per le batterie agli ioni di litio, risulta un CONE pari a:

- 31 - 47 k€/MWh/anno per le batterie agli ioni di litio da 8 ore
- 31 - 50 k€/MWh/anno per le batterie agli ioni di litio da 4 ore

5. Potenziali di sviluppo

La nuova capacità di stoccaggio dovrà essere realizzata in maniera coerente con lo sviluppo previsto delle rinnovabili (principalmente localizzate a sud e isole, dove è maggiore la risorsa eolica e solare) e tenendo conto degli sviluppi attesi della rete elettrica.

Per stimare il potenziale di sviluppo delle batterie al litio e dei pompaggi idroelettrici è necessario esaminare i vincoli specifici che impattano sull'effettivo sviluppo nel territorio delle due tecnologie di riferimento.

L'occupazione di suolo per gli impianti elettrochimici deve tener conto, oltre alla sezione batteria e relativi ausiliari, anche dei sistemi di conversione e pertanto risulta variabile anche in funzione della durata dell'accumulo. A livello indicativo, prendendo ad esempio la tecnologia Litio Ferro Fosfato (LFP) per un impianto utility-scale di durata 4-8 ore, l'occupazione del suolo di un impianto agli ioni di litio è stimabile in circa 50-400 MWh/ettaro³¹, comprendendo le batterie, i sistemi di conversione, trasformazione e controllo, e l'eventuale stallo di alta tensione. Inoltre, sono possibili configurazioni flessibili dell'impianto che potrebbero ridurre l'occupazione del suolo all'aumentare del dimensionamento energetico.

In termini di localizzazione, pertanto, le batterie agli ioni di litio non presentano particolari vincoli che ne possano limitare lo sviluppo sia con riferimento alla taglia d'impianto sia alla sua localizzazione geografica. I pompaggi idroelettrici, invece, sono soggetti a vincoli geografici legati alla disponibilità della risorsa idrica e alla geomorfologia del territorio. Infatti, le richieste di connessione pervenute a Terna per gli impianti di pompaggio idroelettrico sono di circa un ordine di grandezza inferiore rispetto a quelle delle batterie agli ioni di litio.

6. Rischi

Le caratteristiche economiche e prestazionali che differenziano le due tecnologie di riferimento si riflettono anche sui rischi connessi allo sviluppo delle stesse.

Nella Tabella 8 vengono riportati i principali rischi associati alle due tecnologie di riferimento. I valori qualitativi indicati rappresentano un valore indicativo medio del rischio; tuttavia, il valore di rischio percepito potrebbe variare da operatore a operatore.

PRINCIPALI RISCHI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
TEMPI DI REALIZZAZIONE	BASSO	ALTO
VARIABILITÀ DEI COSTI A CONSUNTIVO RISPETTO A QUANTO PREVENTIVATO	ALTO	ALTO
PROCUREMENT E CATENA DI FORNITURA	MEDIO	MEDIO
RISCHIO TECNOLOGICO	MEDIO	BASSO

Tabella 8 – Principali rischi delle due tecnologie di riferimento individuate

³¹ Elaborazione Terna sulla base dei dati rilevati dagli operatori

Bibliografia

- Terna e Snam, *“Documento di Descrizione degli Scenari 2024”*, ottobre 2024
- Terna, *“Piano di Sviluppo 2023”*, marzo 2023
- Terna, *“Il ruolo degli accumuli per la decarbonizzazione del sistema elettrico”*, articolo pubblicato sulla rivista RIE a novembre 2022
- Terna, *“Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico - Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT e Sistemi di protezione regolazione e controllo (Allegato CdR A.79)”*, marzo 2023
- Terna, *Rapporto di fine sperimentazione progetti power intensive Storage Lab*
<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/innovazione-sistema/progetti-pilota-accumulo>
- BloombergNEF, *“Energy Storage System Cost Survey”*, dicembre 2023
- BloombergNEF, *“Energy Storage System Cost Survey”*, dicembre 2024
- Bloomberg, *“Beyond Lithium-ion long duration storage technologies”*, febbraio 2022
- McKinsey, *“Battery 2030: Resilient, sustainable, and circular”*, gennaio 2023
- IEA, *“Renewables 2021 - Analysis and forecast to 2026”*, dicembre 2021
- IEA, *“Energy Technology Perspectives”*, gennaio 2023
- IEA, *“Global hydrogen review”*, settembre 2022
- The European House Ambrosetti, *“Il ruolo strategico dei pompaggi idroelettrici nella transizione energetica”*, marzo 2023
- BASF, *“Stationary Energy Storage: High-energy, long-duration sodium-sulfur battery”*, febbraio 2023
- S&P Global Mobility su dati *“IHS markit”*, maggio 2022
- Frost & Sullivan, *“Future Developments for Global Energy Storage”*, 2020
- Innoenergy, *“Unlocking New Possibilities Through Innovative Energy Storage”*, 2020
- EERA, *“Superconducting Magnetic Energy Storage”*, 2019
- MIT, *“The Future of Energy Storage”*, giugno 2022