



LA SOSTENIBILITÀ FINANZIARIA DEGLI ACCUMULI UTILITY SCALE

Alessandro Marangoni

XI Energy Summit

“Energy storage: un pilastro fondamentale nel processo di decarbonizzazione.

A che punto siamo sugli accumuli utility scale?”

Milano, 7 novembre 2023



IL MERCATO ITALIANO DEGLI ACCUMULI

1 **L'Italia** ha bisogno di sviluppare lo storage per:

- Time shifting energia rinnovabile
- Servizi ancillari
- Adeguatezza del sistema

2

I **pompaggi** esistenti non sono sufficienti perché localizzati principalmente al nord mentre la maggioranza della produzione FER proviene dalle regioni meridionali

3

Il **mercato nazionale** BESS sta crescendo rapidamente (2,3 GW)¹ ma si tratta quasi esclusivamente di settore residenziale (<20 Kwh)

4

Il **settore utility scale** è invece ancora agli inizi e sconta incertezze regolatorie, difficoltà di approvvigionamento e costi crescenti

5

Prevista forte crescita nei prossimi anni verso obiettivi del **PNIEC**

¹ Quasi esclusivamente batterie al litio (99%)

I progetti di storage sono in forte crescita

- richieste di connessione a RTN continuano ad aumentare: quasi un raddoppio in soli 6 mesi
- 1,4 GW di nuovi progetti nel 2022, 54% batterie e 46% pompaggi (Irex Annual Report)
- Le stime preliminari per primo semestre 2023: +72% rispetto a 1H2022

Richieste di connessione alla RTN utility scale (MW)

Accumuli	31/12/2022	%	30/06/2023	%
Stand-alone	19.683	46%	54.400	66%
Integrati	14.639	34%	19.900	24%
Pompaggi	8.144	19%	7.900	10%
Totale	42.466	100%	82.200	100%

Fonte: Terna

Progetti storage - dati preliminari 1H2023 (Irex)

MW	IH2022			IH2023			Growth rate % I H2023 vs IH2022	
	Projects	Auth. requests	Authorized	Projects	Auth. requests	Authorized	Projects	Auth. requests
Hydro pumps	500	500	0	540	328	212	8,0%	-34,4%
Battery (stand-alone)	22	0	0	360	10	350	1536,4%	-
Total storage	522	500	0	900	338	562	72,4%	-32,4%

Fonte: Irex - Althesys



PNIEC: 22,5 GW al 2030

+11 GW BESS utility scale stand-alone +4 GW distribuiti, oltre 7 GW pompaggi esistenti

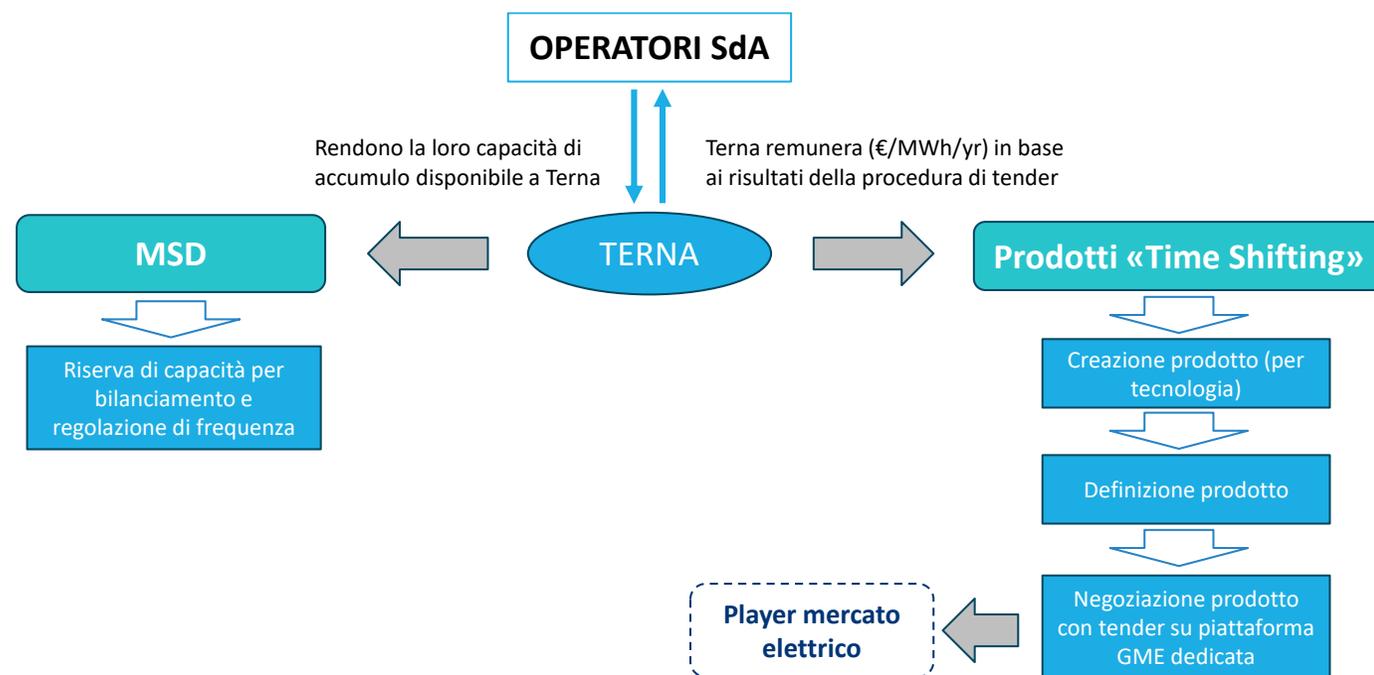
IL QUADRO REGOLATORIO NAZIONALE ...

Meccanismo di remunerazione della capacità di accumulo (**art. 18 D.lgs. 210/2021**)

Delibera 247/2023 di Arera stabilisce un mercato dedicato ai nuovi e già autorizzati SdA per offrire prodotti di «time shifting» e servizi su MSD secondo il seguente schema:

- Terna definisce uno o più contratti standard e organizza procedure dedicate per ogni contratto;
- remunerazione si basa sui risultati aste (€/MWh/anno) ma possono esserci ricavi addizionali (MSD);
- Terna ha pubblicato il 31 ottobre 2023 la «Disciplina del meccanismo di approvvigionamento di capacità di stoccaggio elettrico» MACSE
 - Quota OPEX (costi fissi / premio di riserva): 10%
 - Coefficienti di derating per durate di carica/scarica
 - Prezzi MSD legati a prezzi MGP
 - Restituzione a Terna del 95% del «margine di contribuzione» realizzato su MSD

Schema di funzionamento remunerazione capacità d'accumulo



... E LA SOSTENIBILITÀ DEGLI INVESTIMENTI

La sostenibilità economico-finanziaria degli investimenti nei SdA dipende dai costi delle tecnologie, oltre che dai ricavi (regolati o di mercato) attesi.

Le criticità del contesto macroeconomico, la volatilità dei prezzi energetici e le incertezze regolatorie rendono oggi complesso valutare il ritorno degli investimenti nei BESS.

I dati Terna nella consultazione 8/2023 per definire perimetro di azione e tecnologie paiono superati dall'evoluzione dei mercati delle tecnologie e finanziari.

CAPEX (durata nominale stoccaggio 8 ore)

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
CAPEX [k€/MWh]	207 - 228	213 - 363
Power-related CAPEX [k€/MW]	133 - 147	1.300 - 1.700
Energy-related CAPEX [k€/MWh]	190 - 210	50 - 150

OPEX (durata nominale stoccaggio 8 ore)

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION	POMPAGGIO IDROELETTRICO
OPEX [k€/MWh/anno]	2,1 - 2,8	1,4 - 4,5

CONE (durata nominale stoccaggio 8 ore)

PARAMETRI ECONOMICI	BATTERIA LI-ION		POMPAGGIO IDROELETTRICO	
COSTI DI INVESTIMENTO [k€/MWh]	207 - 228		213 - 363	
COSTI FISSI ANNUALI [k€/MWh/ANNO]	2,1 - 2,8		1,4 - 4,5	
WACC [%]	6		8	
STATO DI CARICA MINIMO [%]	17		-	
VITA UTILE ECONOMICA [ANNI]	12	14	30	50
CONE [k€/MWh _{UTILIZZABILE} /ANNO]	[31 - 35]	[29 - 32]	[20 - 37]	[19 - 34]

Fonte: Terna

Caso studio BESS

DATI TECNICO-ECONOMICI

(Base da DCO 8.2023 Terna)



Tecnologia: batteria a ioni di litio
Potenza nominale: 10 MW
Durata: 8 ore
Vita utile: 15 anni (12-14 DCO 10.2023 Terna)
Efficienza (RTE): 85%
Profondità di scarica (DOD): 83%
Tasso di degrado: 2%/anno

Costo unitario investimento: 207.000 - 228.000 €/MWh
Costo investimento: 16.560.000 - 18.240.000 €
Costo di esercizio unitario annuo: 2.100 – 2.800 €/MWh
Costo di esercizio primo anno: 168.000 - 224.000 €
Costo smantellamento: 0 €



Entrata in esercizio: 2025
Zona di mercato: Sud
Connessione: RTN
Tipologia: *Front-of-the-meter*
Accoppiamento con FER/altro: no



Quota finanziamento: 70%
Durata finanziamento: 10 anni
Tasso di interesse: 7%
WACC: 8%

Strategia di mercato

MODELLO A MERCATO

MERCATI DELL'ENERGIA
MGP+MI

Arbitraggio

Con tetto al prezzo se CM

MERCATI DEI SERVIZI
Riserva terziaria (mFRR)
Fast Freq. Reserve (FFR)

Vendita servizi di rete

Con tetto al prezzo se CM (no p. pilota)

MODELLO IBRIDO (MERCATO + CM)

MERCATO DELLA CAPACITÀ
(in caso di nuove aste)

Remunerazione disponibilità di capacità



Alternativi

MODELLO GARANTITO

ASTE TERNA

Disponibilità della capacità contrattualizzata a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati *time-shifting*

Remunerazione disponibilità di capacità

Vendita servizi di rete

Con limiti di prezzo e restituzione 95% margine di contribuzione

MERCATI DEI SERVIZI
Bilanciamento
Riserva secondaria

Gli scenari considerati

Tre scenari: *Worst*, *Central*, *Best* basati sui 3 scenari di NET Market & Pricing SP, **PNIEC**, **UE55**

		COSTI Investimento Esercizio	PREZZI DI MERCATO Fonti primarie Carbonio	PREMI FRR, CM, ART. 18	PENETRAZIONE FER
Worst	Simula le peggiori condizioni di mercato	Alti	Bassi	Bassi	Bassa
Central	Simula condizioni di mercato intermedie	Medi	Medi	Medi	Media
Best	Simula le migliori condizioni di mercato	Bassi	Alti	Alti	Alta

Modello a mercato Arbitraggio giornaliero

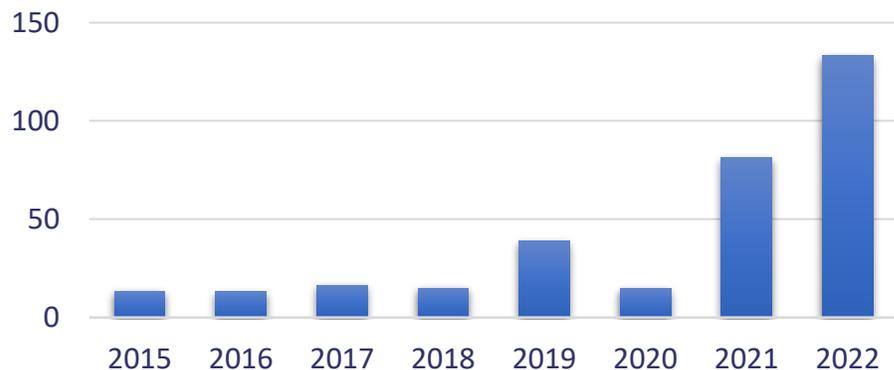
Due possibili **indici di profittabilità** per l'arbitraggio sui mercati dell'energia:

- **Variabilità differenza dei prezzi annuali:** misura la dispersione dei dati su base annuale, valutando la differenza giornaliera dei prezzi, considerando prezzi bassi per la ricarica e alti per la scarica. Quantificabile con la deviazione standard media dei prezzi su base giornaliera
- **Confronto tra massimo e minimo dei prezzi:** differenza tra i prezzi massimi e minimi giornalieri. Dovrebbe considerare le differenze tra i giorni feriali e pre-festivi/festivi. Non fornisce raccomandazioni sul *c-rate* ottimale dell'accumulo.

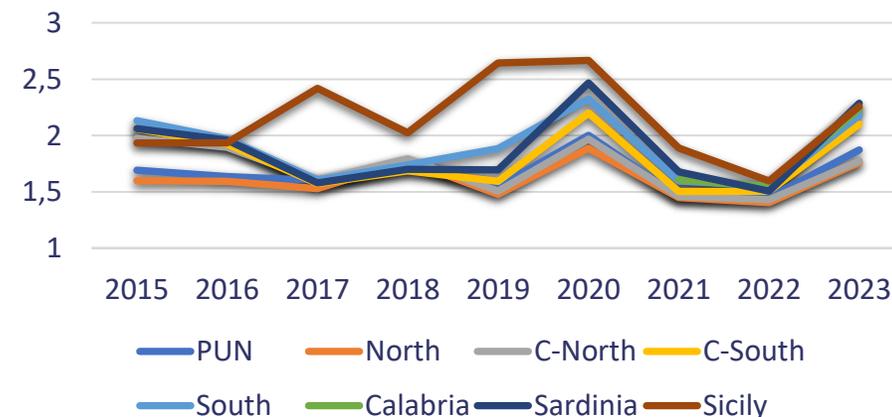
Arbitraggio giornaliero sui mercati spot dell'energia

Indici di profittabilità

Standard deviation of hourly prices
(Single National Price - €/MWh)



Avg. daily price spreads
(Spring)



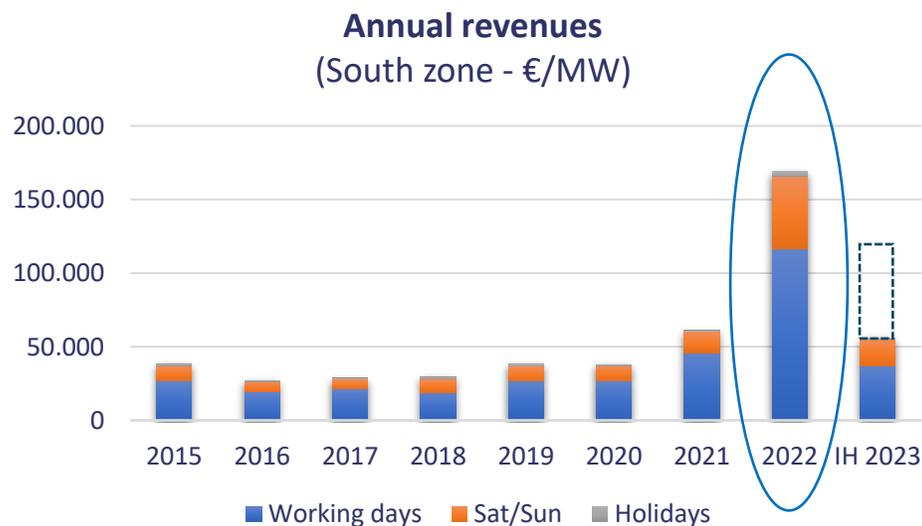
Fonte: elaborazioni su dati Entso-e

Quanto vale la volatilità ?

La crisi energetica fa bene all'operatività degli accumuli. La fiammata del 2022 sta, comunque, rientrando.

- Stima del valore alla **volatilità**: $\approx 30\%$ dei ricavi (dal confronto con simulatore dati medi orari per ciascun mese)
- Giorni non lavorativi non sono i più profittevoli: valgono $\approx 28\%$ dei ricavi in media, essendo 29% dei giorni dell'anno

Simulazione di funzionamento nel passato Ricavi da arbitraggio sul MGP



Hp: perfect foresight

Volatilità:
 è possibile
 catturarla?

Picchi rari
 e casuali



Fonte: elaborazioni su dati Entso-e e Terna

Il futuro dell'arbitraggio

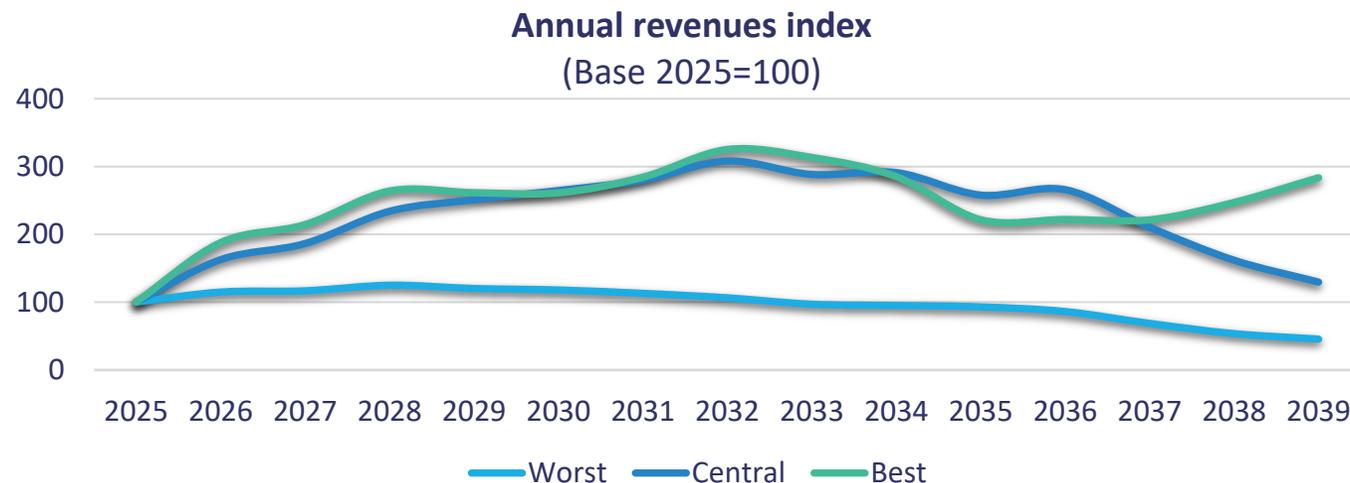
I futuri prezzi di mercato sono previsti con modello NET.

- Ricavi annuali possono triplicare rispetto all'anno base
- Ricavi dipendono principalmente dal livello di penetrazione delle FER e dagli investimenti di rete

Simulazione di funzionamento nel futuro

Ricavi da arbitraggio sul MGP

Hp: business case



Fonte: elaborazioni NET Althesys

Modello a mercato MSD e progetti pilota Terna

Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)

- MSD opaco
- Previsti prezzi più alti rispetto ai mercati dell'energia
- Crescente penetrazione FER potrebbe aumentare la profittabilità di partecipazione al mercato anche in modo sensibile
- Concorrenza di altre risorse flessibili potrebbe ridurre i margini/tassi di accettazione delle offerte da parte del TSO

Fast frequency reserve (FFR)

- Nuovo TIDE prevede che servizio possa diventare strutturale
- Asta discriminatoria (*PAB*) con prezzo di riserva 80.000 €/MW
- Requisiti partecipazione: taglia 5 - 25 MW
- Limita potenza e capacità della batteria per 1.000 ore/anno

Hp: 1) contratti di 5 anni rinnovati per 3 volte
2) potenza impegnata: 20%
3) no nuove aste (*Worst*), competizione alta (*Central*) e bassa (*Best*)



Modello ibrido Mercato della capacità

La necessità di nuove aste per approvvigionare a termine capacità dipende dall'evoluzione dell'adeguatezza di sistema.

Gli stoccaggi hanno partecipato alle aste 2023 (96 MW, 2,4% della CDP nuova) e 2024 (1.121 MW, 29,7%).

Nel 2022 i premi sono stati di 70.000 €/MW per la capacità autorizzata e compresi tra 33.000 e 51.000 € per quella non autorizzata.

Premi attesi (durata contratto: 15 anni)



I prezzi di aggiudicazione sono ipotizzati in base all'atteso livello di partecipazione all'asta (da alto per «Worst» a basso per «Best»).

DURATA (h)	DERATING
1	76%
2	66%
4	33%
6	19%
8	10%

Modello garantito **MACSE** ex art. 18 D.Lgs. 210/2021

I prezzi di equilibrio ipotizzati per la partecipazione alle aste di lungo termine per l'approvvigionamento di capacità di stoccaggio sono basati sui valori del CONE (*Cost of New Entry*) di cui al DCO di Terna sulle tecnologie di riferimento.

Premi attesi (durata contratto: 15 anni)



CRITERI E CONDIZIONI

Del. 247/2023/R/eel ARERA

Tipo di asta
Requisito aut.

Discriminatoria (*pay as bid*)
Impianto autorizzato

Risultati: indicatori finanziari

MODELLO A MERCATO

MODELLO IBRIDO

MODELLO GARANTITO

IRR

PBT

IRR

PBT

IRR

PBT

Worst

-

-

-

-

8%

12

Central

-

-

-

-

12%

11

Best

-

-

4%

14

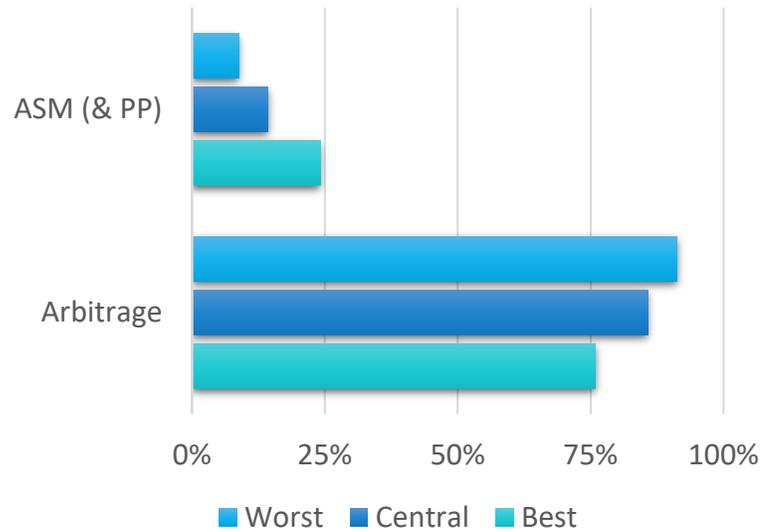
18%

7

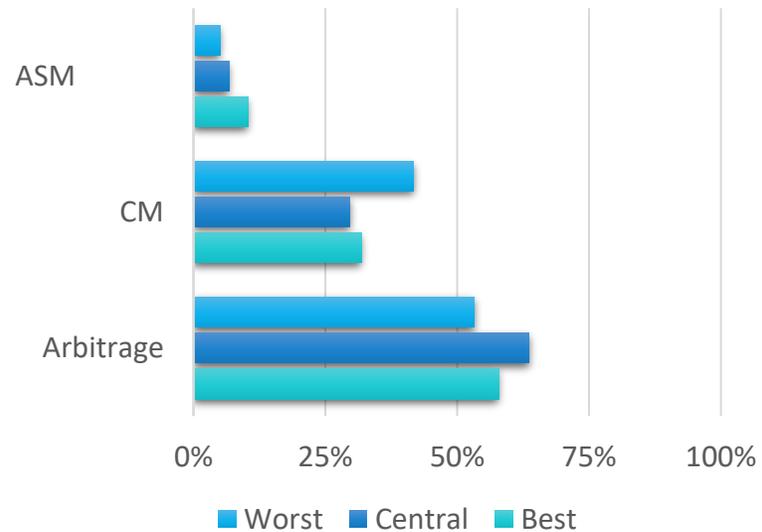
Fonte: elaborazioni NET Althesys

Risultati: revenue streams

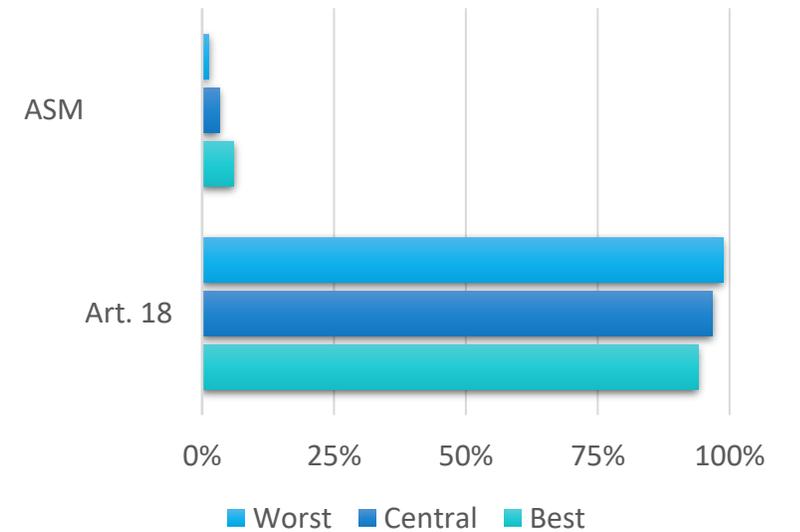
MODELLO A MERCATO



MODELLO IBRIDO



MODELLO GARANTITO

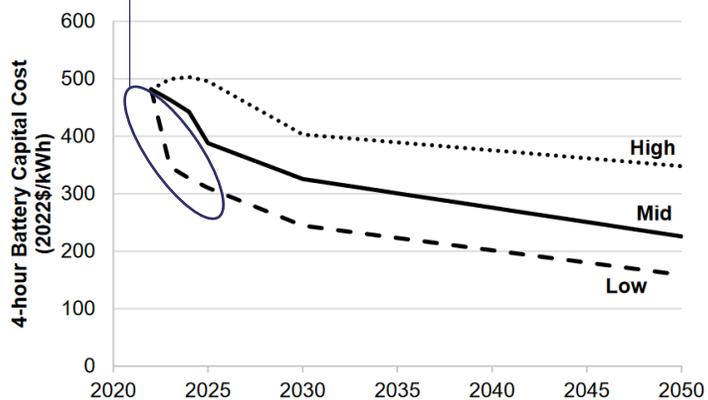


In prospettiva

Con una riduzione dei costi di investimento del 40%...

Scenario Low di NREL:
- 36% al 2025 vs. 2022

Proiezione costo di una batteria al litio (4h)



 **sfidante ma non impossibile!**

MODELLO A MERCATO

MODELLO IBRIDO

	MODELLO A MERCATO		MODELLO IBRIDO	
	IRR	PBT	IRR	PBT
Worst	-	-	-	-
Central	-	-	8%	11
Best	9%	12	19%	7

Fonte: elaborazioni NET Althesys

Conclusioni

MODELLI A MERCATO E IBRIDO

Gli accumuli elettrochimici di grande taglia a servizio della rete non sono ancora attrattivi in Italia.

Un ulteriore consistente **calo dei costi** della tecnologia è necessario per gli investimenti a mercato o ibridi (in caso di future aste del mercato della capacità). Qualora accadesse, rimarrebbero rischi dovuti a:

- effetto della **concorrenza** degli impianti garantiti sulla remuneratività dei mercati di interesse
- sensibilità dei ricavi agli **investimenti di rete** del TSO

MODELLO GARANTITO

La partecipazione alle aste di lungo termine indette da Terna (art. 18 D.Lgs. 210/2021) potrà inviare i corretti segnali di prezzo agli investitori.

Nonostante vincoli economici su operatività MSD, con alti prezzi di mercato **remuneratività aggiuntiva** interessante.

- Per il resto, il profilo di rischio è basso e sconta:
- **competizione** sui prezzi di equilibrio
 - effetto dell'**inflazione** sulla remunerazione fissa

© Copyright Althesys 2023. Tutti i diritti riservati.

È vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza autorizzazione scritta.



Via Larga, 31 - 20122 Milano - Italia
Tel: +39 02 5831.9401 - info@althesys.com
www.althesys.com

 [althesys-strategic-consultants](#)

 [@althesys](#)

 [Althesys Strategic Consultant](#)
