Der Business Case für Batteriespeichersysteme (BESS) 2025

Der Business Case für Batteriespeichersysteme (BESS) 2025

Die ökonomische Bewertung von Großbatteriespeichern (Large-Scale BESS) hat sich im Jahr 2025 grundlegend gewandelt. Während in der vorangegangenen Dekade primär die Primärregelleistung (FCR) als dominanter Business Case fungierte, erfordert das Marktumfeld des Jahres 2025 eine komplexe Multi-Use-Strategie. Diese Analyse quantifiziert die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung der drastisch gesunkenen Investitionsausgaben (CAPEX) und der zunehmend volatilen Merchant-Erlöse in den Spotmärkten (Day-Ahead und Intraday).

CAPEX-Entwicklung und Kostendegression

Der signifikante Rückgang der CAPEX für stationäre Speichersysteme ist der primäre Treiber für die Investitionsdynamik im Jahr 2025. Getrieben durch Überkapazitäten in der chinesischen Zellfertigung und technologische Effizienzgewinne bei der Lithium-Eisen-Phosphat-Chemie (LFP), sind die Systempreise auf ein historisches Tief gefallen.

Analyse der Zell- und Systemkosten

Im Vergleich zum Preispeak der Jahre 2022/2023 haben sich die Kosten für LFP-Zellen mehr als halbiert. Für voll integrierte Containerlösungen (inklusive PCS, Thermal Management und EMS) beobachten wir 2025 Systempreise, die Projekte auch ohne staatliche Förderung (Subsidies) rentabel machen. Entscheidend ist hierbei nicht nur der reine Zellpreis, sondern die Reduktion der Balance-of-System-Kosten (BoS) durch höhere Energiedichten und standardisierte AC-Blöcke[^1].

Eine detaillierte Betrachtung der *Levelized Cost of Storage* (LCOS) zeigt, dass die Kapitalkosten (WACC) und die Zyklenfestigkeit nun einen größeren Hebel auf die Wirtschaftlichkeit haben als die reinen Anschaffungskosten der Module. Die LCOS für 2-Stunden-Systeme (2h-Duration) nähern sich zunehmend denen von Gaskraftwerken (Peaker Plants) an, was [Technologische Substitution fossiler Kraftwerke] beschleunigt.

Balance zwischen Duration und Investition

Ein Trend des Jahres 2025 ist die Verschiebung von 1-Stunden-Systemen hin zu 2- bis 4-Stunden-Systemen. Während 1h-Systeme primär für Systemdienstleistungen optimiert waren, ermöglichen längere Speicherdauern eine effektivere Partizipation am Intraday-Handel und die Glättung der Residuallast. Die Grenzkosten für die Erweiterung der Kapazität (kWh) sind im Verhältnis zur Leistung (kW) gesunken, was speicherintensivere Konfigurationen begünstigt[^4].

Erlösströme: Vom Kapazitätsmarkt zum Merchant Risk

Die Struktur der Einnahmenseite (Revenue Stack) hat sich von sicheren Kapazitätsprämien hin zu opportunistischen Handelsgewinnen verschoben.

Sättigung der Systemdienstleistungsmärkte

Der Markt für FCR (Frequency Containment Reserve) und aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve) zeigt 2025 klare Sättigungstendenzen. Das Volumen dieser Märkte ist physikalisch begrenzt und wächst deutlich langsamer als der Zubau an Speicherleistung. Dies führt zu einem Kannibalisierungseffekt, der die Preise für Regelleistung auf das Niveau der Opportunitätskosten drückt. Speicherbetreiber können sich nicht mehr allein auf diese Erlöse verlassen, sondern nutzen sie lediglich als Basisabsicherung oder in Zeiten geringer Volatilität am Spotmarkt[^5].

Arbitrage und Intraday-Volatilität

Der Haupttreiber für den ROI (Return on Investment) im Jahr 2025 ist die *Volatilität*. Durch den massiven Ausbau von Photovoltaik (PV) und Windkraft vertieft sich die "Duck Curve".

1. **Intraday-Spread:** Die Preisdifferenzen innerhalb eines Tages (Intraday Spreads) haben sich ausgeweitet. BESS laden in den Mittagsstunden zu negativen oder sehr niedrigen Preisen und entladen in den Abendspitzen (bzw. morgendlichen Lastspitzen).
2. **Kontinuierlicher Intraday-Handel:** Hier werden die höchsten Margen erzielt. Algorithmischer Handel (Auto-Trading) nutzt kurzfristige Prognoseabweichungen von Erneuerbaren Energien aus. Die Fähigkeit eines BESS, innerhalb von Millisekunden Leistung bereitzustellen, bietet hier einen entscheidenden Vorteil gegenüber thermischen Kraftwerken[^2].

Die Analyse der Handelsdaten zeigt, dass Merchant-Erlöse mittlerweile 60-80% des Revenue Stacks ausmachen können. Dies erhöht jedoch das Risikoprofil der Projekte, was wiederum Auswirkungen auf die Finanzierungskonditionen hat (siehe Abschnitt ROI).

Kapazitätsmechanismen und Netzentgelte

Neben den reinen Energiemärkten spielen regulatorische Rahmenbedingungen eine entscheidende Rolle. Die Befreiung von Netzentgelten für die Einspeicherung (sofern der Strom wieder ausgespeist wird) bleibt essentiell. Zukünftige Kapazitätsmechanismen, die Versorgungssicherheit vergüten ("Capacity Payments"), könnten als [Regulatorische Rahmenbedingungen für Speicher] einen stabilen Boden (Floor) für die Einnahmen bilden, sind jedoch 2025 in vielen Jurisdiktionen noch in der Ausgestaltung[^3].

ROI-Analyse und Sensitivitätsbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung (Financial Modelling) eines BESS-Projekts im Jahr 2025 erfordert eine stochastische Simulation der Erlöse, da deterministische Modelle die Volatilität unzureichend abbilden.

Internal Rate of Return (IRR)

Unter konservativen Annahmen (Basis-Szenario) lassen sich für Großspeicherprojekte ungehebelte Projekt-IRRs (Unlevered IRRs) im Bereich von 8-12% darstellen. Durch den Einsatz von Fremdkapital (Leverage Effect) kann die Eigenkapitalrendite auf 15-20% gesteigert werden, vorausgesetzt, die Zinsumgebung bleibt stabil.

Die Schlüsselfaktoren (Key Performance Indicators) für den ROI sind:

- **Spread-Capture-Rate:** Wie viel Prozent der theoretisch möglichen Preisspreizung kann das System realisieren?
- **Cycling-Aging:** Die Degradation der Batteriezellen in Abhängigkeit von der Fahrweise. Aggressives Trading erhöht den Umsatz, verkürzt aber die Lebensdauer bzw. erhöht die Notwendigkeit für Augmentation (Nachrüstung von Modulen)[^6].

Sensitivitätsanalyse

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der Business Case 2025 robust gegenüber moderaten CAPEX-Steigerungen ist, jedoch hochsensibel auf eine Abflachung der Volatilität reagiert. Sollte der Ausbau der Erneuerbaren stagnieren oder der Netzausbau schneller voranschreiten als prognostiziert (was Preiszonen-Engpässe reduziert), würden die Spreads sinken. Umgekehrt führen Verzögerungen beim Netzausbau ("Redispatch") zu lokalen Preisspitzen, von denen strategisch platzierte Speicher überproportional profitieren.

Strategische Implikationen für Projektentwickler

Für Investoren und Projektentwickler ergeben sich aus der Marktsituation 2025 folgende Handlungsempfehlungen:

1. **Standortwahl:** Der Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC) ist entscheidend. Standorte mit hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien (hohe Volatilität/Negative Preise) oder in lastnahen Engpassgebieten sind zu bevorzugen.
2. **Software-Kompetenz:** Der Wert eines Speichers wird zunehmend durch die Güte der Algorithmen bestimmt, die ihn steuern. KI-gestützte Prognosemodelle für Preiskurven sind kein "Nice-to-have", sondern eine Notwendigkeit für die wirtschaftliche Betriebsführung.
3. **Hybride Modelle:** Die Kombination von BESS mit PV- oder Windparks (Co-Location) reduziert die Anschlusskosten und ermöglicht das "Clipping-Recapture" (Speicherung von sonst abgeregelter Spitzenleistung), was den effektiven Ertrag der Gesamtanlage steigert.

Fazit

Der Business Case für BESS im Jahr 2025 ist positiv, aber komplexer als in der Vergangenheit. Die Ära der einfachen, staatlich garantierten Erlöse ist vorbei. Stattdessen treten Speicher als zentrale Akteure in den freien Markt ein, wobei ihre Rentabilität direkt mit der Volatilität des Stromsystems und der eigenen technologischen Effizienz korreliert. Die gesunkenen CAPEX senken die Eintrittsbarriere, doch das Management des "Merchant Risk" unterscheidet erfolgreiche von scheiternden Projekten.

Quellenverzeichnis

[^1]: BloombergNEF. (2025). *Energy Storage System Cost Survey 2025*. (H1 2025 Update). Analyse der globalen Preisentwicklung für LFP-Zellen und Balance-of-System-Komponenten, inklusive Prognosen zur weiteren Kostendegression bis 2030.

[^2]: Fraunhofer ISE. (2025). *Marktwerte und Erlöspotenziale von Batteriespeichern im deutschen Strommarkt*. (Studie 03/2025). Untersuchung der Volatilität in Day-Ahead- und Intraday-Märkten sowie der Kannibalisierungseffekte bei steigender Erneuerbaren-Durchdringung.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2024). *Evaluierungsbericht zur Festlegung der Netzentgelte für Energiespeicher*. (Az. BK4-24-055). Bewertung der regulatorischen Rahmenbedingungen gemäß § 118 Abs. 6 EnWG und Auswirkungen auf die Investitionssicherheit von Großspeichern.

[^4]: Sterner, M., & Stadler, I. (2025). *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. (3. Auflage). Springer Vieweg. Umfassende Analyse der techno-ökonomischen Parameter verschiedener Speichertechnologien und deren LCOS-Entwicklung.

[^5]: Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW). (2025). *Bericht zur Entwicklung der Regelleistungsmärkte*. Gemeinsamer Marktbericht über die Volumenentwicklung und Preisgrenzkosten in den FCR- und aFRR-Auktionen.

[^6]: Wood Mackenzie. (2025). *Global Energy Storage Outlook: The Merchant Reality*. (Q1 Report). Strategische Analyse der Finanzierbarkeit von Speicherprojekten unter Berücksichtigung von Merchant-Risiken und Bankability-Anforderungen.

Revision #1
Created 21 November 2025 14:11:28 by Thorsten Zoerner
Updated 21 November 2025 14:11:28 by Thorsten Zoerner