

LB≡BW

Nachhaltigkeit
Blickpunkt

LBBW Research | Sustainability

Batteriespeicher: Ein weiteres Modul der sicheren Versorgung

In aller Kürze:

- Energiesysteme mit einem hohen Anteil volatiler Erzeugung brauchen Flexibilitäten, die das Netz entlasten, Last verschieben und Preisausschläge reduzieren.
- Die Finanzierung von Batteriespeichern ist herausfordernd, da der Markt sich aktuell noch schnell verändert.
- Regelmäßige und sichere Cashflows, verlässliche Vertragspartner, ein optimierter Einsatz sowie technische Aspekte machen Batteriespeicher finanzierbar.

Sabrina Kremer
Senior Sustainability Analyst
+49 711 / 127-74551
Sabrina.Kremer@lbbw.de

Jochen Flaig
Executive Director
Infrastructure Finance
+49 61 316 433 530
Jochen.Flaig@lbbw.de

Alan Quigley
Executive Director
Infrastructure Finance
+44 7716 226916
Alan.Quigley@lbbw.com

LBBWResearch@LBBW.de
www.LBBW.de/Research

Einleitung

Die Energiewende ist ein grundlegender Strukturwandel und kommt einer industriellen Revolution gleich. Wahrscheinlich stellt sie die größte Herausforderung für Wirtschaft und Gesellschaft in diesem Jahrhundert dar. Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet weltweit voran. Doch so positiv sich in diesem Bereich auch alles entwickelt, zeigt sich zugleich, dass viele kleine und regionale Erzeugungsanlagen das Stromnetz vor Herausforderungen stellen. Denn sie stehen nicht immer dort, wo der Strom auch benötigt wird, und insbesondere im Sommer besteht ein deutliches Überangebot an Strom in den Mittagsstunden, während in den Abendstunden und der Nacht die Nachfrage das Angebot mitunter deutlich übersteigt. Batteriespeicher können Abhilfe schaffen. Eine erhebliche Rolle spielt dabei ihr Anwendungsgebiet, denn Batteriespeicher können auf ganz unterschiedliche Art und Weise das neue Stromsystem unterstützen. Für Finanzierer geht es hingegen vor allem darum, die richtige Balance zwischen Ertragspotenzial, Risiko und Finanzierungssicherheit zu finden. Verlässliche Einnahmen sind dafür eine zentrale Voraussetzung.

Speicher sind die Partner volatiler Erzeugungsarten

ERSTELLT AM: 20.11.2026 15:36 ERSTMALIGE WEITERGABE AM: #PDFRELEASE_DATE#

BITTE BEACHTEN SIE DEN DISCLAIMER UND WICHTIGE OFFENLEGUNGSTATBESTÄNDE IM APPENDIX.

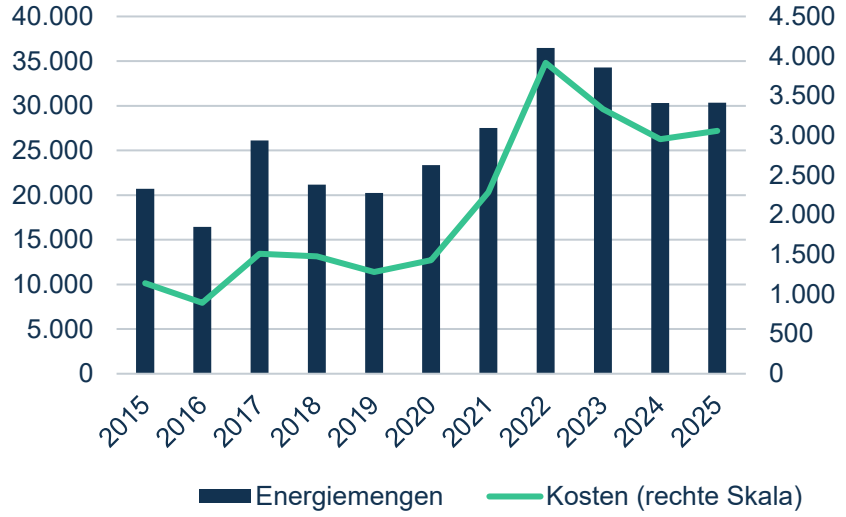
LB≡BW

Blick auf den Energiemarkt

Im ersten Halbjahr 2026 stammten laut Destatis 136,4 der 230,6 TWh eingespeisten Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energieträgern, 6,5 % mehr als im ersten Halbjahr 2025. Das entspricht 59,1 % der Gesamtstromerzeugung im ersten Halbjahr 2026. Gleichzeitig ist in den vergangenen zehn Jahren das Volumen von Redispatch-Maßnahmen (siehe Infokasten) gestiegen. Zumeist trifft die Abregelung PV- und Windenergie-Anlagen (mehr als 50 %). Der Bedarf an Strom ist grundsätzlich da, nur nicht unbedingt dort, wo der Strom entsteht – ein klassisches Beispiel ist ein hohes Windaufkommen im Norden und ein hoher Bedarf im Süden Deutschlands. Das Netz, durch das der Strom theoretisch fließen könnte, kann die Menge nicht durchgehend aufnehmen. Dafür braucht es das sogenannte Netzengpassmanagement – Eingriffe, die eine Überlastung vermeiden sollen –, und das kostet Geld. Dazu zählen Kosten für den Einsatz konventioneller Kraftwerke, Entschädigungen für abgeregelte Erneuerbare, Kosten für Reservekraftwerke sowie Countertrading. Bei letzterem entschärfen Netzbetreiber über Stromgeschäfte Engpässe am Markt. Kosten und Volumen stiegen über die vergangenen Jahre sukzessive auf etwa 3 Mrd. EUR und 30 TWh jährlich an (siehe Abb. 1).

Redispatch
Stromerzeuger ändern auf Anweisung der Netzbetreiber ihre geplante Stromproduktion: Vor dem Engpass produzieren sie weniger Elektrizität, dahinter mehr. Dadurch fließt weniger Strom durch den betroffenen Netzabschnitt und eine Überlastung wird vermieden. Bei Bedarf kommen auch Reservekraftwerke zum Einsatz.

Abb. 1: Netzengpassmanagement: Volumen und Kosten
in GWh und Mio. EUR



Quelle: SMARD (Bundesnetzagentur), LBBW Research

3 Mrd. EUR jährlich für Netzengpassmanagement

Fast 40 % der Kosten entfallen auf den Einsatz konventioneller Anlagen, also Marktkraftwerke, die auf Anweisung der Netzbetreiber für das Engpassmanagement die Leistung erhöhen. Vorhaltung und Einsatz von Reservekraftwerken verursachen mehr als 44 %. Der Ausgleich für Erneuerbare kommt auf lediglich 14 %. Entsprechend muss der Netzausbau eines der großen Handlungsfelder der kommenden Jahre sein.

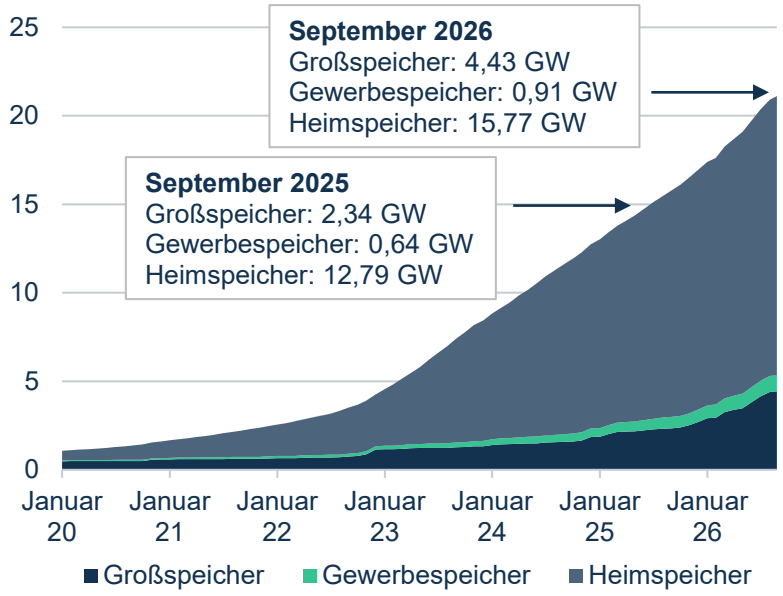
Die Energiewende stellt das bestehende Energiesystem vor Herausforderungen. Doch der Netzausbau alleine wäre eine teure Lösung. Der aktuelle Netzentwicklungsplan veranschlagt, dass die Netzbetreiber 360 Mrd. EUR bis 2045 investieren müssen (Entwicklungspfad A). Daher ist es wichtig, alle Technologien zu nutzen, die derzeit verfügbar sind. Flexibilitäten sind ein essentieller Bestandteil in einem System mit hohem Anteil an Sonnen- und Windenergie. Das zeigt sich nicht zuletzt in der Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen, die von 457 im Jahr 2024 auf 573 im Jahr 2025 stieg, während der niedrigste Preis von minus 135 EUR je MWh auf minus 250 EUR je MWh fiel. Am 01. Mai 2026 erreichte der Strompreis sogar einen Wert von minus 499 EUR je MWh – ein Re-

573 Stunden mit negativen Preisen

kordwert, der nur knapp über der damaligen technischen Grenze von minus 500 EUR lag und ein eindeutiges Signal eines Marktes, der mehr Abnehmer zu bestimmten Zeiten fordert. Batteriespeicher können in solchen Fällen eine strategische Rolle übernehmen: Sie können den Strom aus den erneuerbaren Anlagen aufnehmen, die bisher abgeregelt werden müssen. Das sind immerhin etwa 3 % der Leistung. Und sie können den Einsatz von Markt- und Reservekraftwerken reduzieren. Dafür muss der Ausbau von Großbatteriespeichern deutlich an Tempo zulegen. Der aktuelle Netzentwicklungsplan geht von einer installierten Leistung von Großbatteriespeichern von 41,1 GW bis 2037 aus. Danach verharrt die Leistung bis 2045 im Hauptszenario (A) auf diesem Niveau. Heim- und Gewerbespeicher (bis 1 MW Leistung) sollen sogar bei 46,7 (2037) respektive 59,7 (2045) GW liegen. Damit müsste der Großbatteriespeichermarkt in den kommenden elf Jahren auf etwa das Neunfache anwachsen. Von September 2025 bis September 2026 war immerhin nahezu eine Verdopplung möglich (Abb. 3), das Ziel bleibt aber ambitioniert. Batteriespeicher stabilisieren nicht einfach nur den Status quo, sondern ermöglichen auch den weiteren Ausbau Erneuerbarer.

Verneunfachung der Leistung von Großbatterien bis 2037

Abb. 2: Entwicklung von Batteriespeichern in Deutschland in GW



Quelle: battery-charts.de; Figgener et al., The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023), LBBW Research

Großspeicher: ≥1.000 kWh oder ≥1.000 kW

Gewerbespeicher: <1.000 kWh und <1.000 kW

Heimspeicher: <30 kWh und <20 kW

Einsatz und Finanzierbarkeit

Umsatzmodelle von Batteriespeichern

Batteriespeicher zeichnen sich durch ihre extrem schnelle Reaktionszeit aus. Sie stehen bei Frequenzabweichungen im Netz fast unmittelbar zur Verfügung – typischerweise innerhalb von 100 bis 500 Millisekunden, teilweise sogar noch schneller. Damit sind sie für den Einsatz als **Regelleistung** (siehe Infokasten) besonders gut geeignet. In Deutschland schreiben die vier Übertragungsnetzbetreiber den Bedarf an Regelleistung für den Folgetag auf einer gemeinsamen Plattform aus. Unterschieden wird zwischen Primärregelleistung (FCR), Sekundärregelleistung (aFRR) und Minutenregelleistung (mFRR), wobei die ersten beiden Märkte am relevantesten sind. Die Einnahmemöglichkeiten dort unterscheiden sich und schwanken saisonal teilweise stark. Hinzu kommt, dass immer mehr Batteriespeicher insbesondere in den Regelenergiemärkten miteinander konkurrieren.

Als **Regelleistung** bezeichnet man die Vorhaltung von Leistung zur Systemstabilisierung.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit ist die **Arbitrage**, also der Kauf von günstigem Strom und dessen Weiterverkauf zu höheren Preisen. Angesichts aktuell starker Strompreisschwankungen und gesunkener Batteriespeicherpreise können sich Projekte relativ schnell amortisieren. Die tatsächliche Amortisationsdauer hängt von Standort, Vermarktungsstrategie, Investitionskosten und Preisentwicklung ab. Allerdings sinkt mit zunehmender Zahl von Speichern im Energiesystem die Spanne zwischen niedrigen und hohen Preisen und damit der potenzielle Gewinn.

Für das Frühjahr 2027 steht die erste Ausschreibung im **Kapazitätsmarkt** für Erzeugungskapazitäten an, unter die auch Batteriespeicher fallen können. Damit wird eine Anlage nicht für die Lieferung von Strom, sondern für das Bereithalten von Leistung bezahlt. Die Anlage darf auch im Strommarkt zum Einsatz kommen, solange sie im Notfall lieferfähig ist. Aus Finanzierungsperspektive ist das ein sehr interessantes Modell: Erhält ein Projekt einen Zuschlag, lassen sich die vertraglich zugesicherten Kapazitätszahlungen in der Cashflow-Planung als gesicherte Erlöse berücksichtigen und reduzieren damit das Risikoprofil der Finanzierung.

2027 erste Ausschreibung für kurzfristige Speicherung

Durch **Co-Location** zu PV- und Windparks können Batteriespeicher beispielsweise unmittelbar als Abnehmer einspringen, wenn der Markt nicht mehr aufnahmefähig ist oder ein Netzengpass weitere Aufnahme verhindert. Zudem erleichtern sie in dieser Konstellation auch die Finanzierbarkeit von Erneuerbaren. Deren Wirtschaftlichkeit leidet unter immer häufigeren und immer tieferen negativen Preisen sowie ihrem strukturellen Preisverfall bei ihrem weiteren Ausbau.

Finanzierbarkeit – zwischen Rendite und Risiko

Der zunehmende Bedarf an Batteriespeichern ruft Investoren und Finanzierer auf den Plan. Für eine Finanzierung müssen Risiko und Rendite den Anforderungen der Banken genügen. Zwar sind die Kosten für Batterien über die vergangenen Jahre deutlich gesunken – laut einer Bloomberg-Umfrage fielen die Preise für Battery Packs pro kWh zwischen 2010 und 2025 um etwa 93 % –, die Einnahmen der Speicher hängen jedoch häufig von ihrem Einsatz und von stark schwankenden Strompreisen ab. Die Frage ist also, wie sich langfristig stabile Einnahmen sicherstellen lassen, um die Kapitaldienstfähigkeit eines Projekts über die gesamte Laufzeit zu gewährleisten. Banken bemessen die Höhe der Finanzierung in der Regel an den erwarteten Cashflows und verlangen einen ausreichenden Puffer zwischen verfügbaren Mitteln und Schuldendienst, den sogenannten Schuldendienstdeckungsgrad. Grundsätzlich lassen sich drei Geschäftsmodelle unterscheiden.

Preise für Battery Packs sind massiv gesunken

Bei einer vollständig marktabhängigen Vermarktung, dem sogenannten **Merchant-Modell**, erzielt der Betreiber etwa durch den Handel mit Strom oder die Bereitstellung von Regelleistung Erlöse. Die Einnahmen hängen unmittelbar von den jeweiligen Marktbedingungen ab. Bei Strompreisschwankungen lassen sich durch Arbitrage attraktive Erträge erwirtschaften. Das Modell setzt auf die Chancen, die der Markt bietet. Allerdings fehlt ein Sicherheitsnetz für Phasen, in denen die Preisdifferenzen länger gering sind und Regelleistungserlöse sinken – etwa bei einem gleichmäßig hohen Preisniveau oder einem anhaltend starken Speicherausbau. Der wachsende Wettbewerb unter Batteriespeichern kann die Margen überdies in den kommenden Jahren verringern.

Alternativ können die Batteriespeicherbetreiber langfristige Verträge mit Energieversorgern oder Energiehändlern abschließen – sogenannte **Tolling Agreements**. Dabei stellt der Speicherbetreiber dem Vertragspartner die Kapazität gegen eine vertraglich vereinbarte, meist feste Vergütung zur Verfügung. Damit übernimmt der Vertragspartner einen wesentlichen Teil des Marktpreisrisikos. Seine Bonität spielt für die Finanzierung eine erhebliche Rolle, da nur dann sichere Einnahmen fließen, wenn er zahlungsfähig ist. Im Gegenzug verzichtet der Betreiber auf die Chance, von einer positiven Marktentwicklung zu profitieren. In

Merchant-Modell, Tolling Agreement oder Misch-Modell?

der Praxis sind die Laufzeiten solcher Verträge häufig kürzer als die angestrebte Kreditlaufzeit. Nach Vertragsende verbleibt ein Marktrisiko, das in der Finanzierungsstruktur Berücksichtigung finden muss.

In der Praxis überwiegen **Misch-Modelle**, bei denen die Betreiber einen Teil der Kapazität vertraglich absichern und den Rest vermarkten.

Was macht einen Batteriespeicher bankfähig?

Banken und Investoren strukturieren Batteriespeicher in der Regel als Projektfinanzierung. Dabei dient allein der künftige Cashflow des Projekts als Grundlage für Zins und Tilgung. Banken müssen die Risiken und insbesondere die Einnahmeströme daher genau verstehen und eingehend prüfen. Eine entscheidende Rolle spielt, wie die Einnahmen zusammengesetzt sind: Welcher Anteil der Erlöse ist vertraglich gesichert, welcher hängt vom Markt ab, aus welchen Märkten stammen die Erlöse und wie verlässlich sind die Vertragspartner? Diese Zusammensetzung bestimmt maßgeblich Höhe und Konditionen der Projektfinanzierung.

Zusammensetzung der Erlöse ist wesentlich

Für eine Bank ist nicht die Rendite entscheidend, sondern ob die Anlage ihre Betriebs- und Finanzierungskosten über die Laufzeit decken kann. Um das zu beurteilen, ist es nötig, **unterschiedliche Szenarien** zu betrachten, die beispielsweise abnehmende Strompreisschwankungen, geringere Regelleistungserlöse oder höhere Betriebskosten simulieren. Das ist umso relevanter, je mehr der Batteriespeicher vom Markt abhängt. Üblich ist eine differenzierte Betrachtung: Für vertraglich gesicherte Erlöse genügen geringere Deckungsquoten, für marktabhängige Erlöse empfehlen sich deutlich höhere. Je höher der Anteil marktabhängiger Erlöse, desto geringer fällt die mögliche Fremdfinanzierung aus und desto höher die Anforderungen an das Eigenkapital. Vertraglich zugesicherte, fixierte Einnahmen lassen sich besser prognostizieren, was sich sowohl auf Finanzierungskonditionen als auch -höhe auswirkt.

Während die Wirtschaftlichkeit von tarifbasierten Wind- und Solarparks vor allem von der technischen Verfügbarkeit, den Wetterbedingungen und der möglichen Abregelung abhängt, ist bei Batteriespeichern die Vermarktungsstrategie entscheidend. Je effizienter ein Batteriespeicher eingesetzt ist, desto höher fallen die tatsächlich erzielten Einnahmen aus. Die Erlöse hängen also maßgeblich von der **Qualität des Vermarkters** ab – ein Aspekt, den Banken bei der Prüfung gesondert bewerten. Neben den finanziellen Aspekten müssen auch Netzanschluss und technische Leistungsfähigkeit langfristig gesichert sein. Diese Voraussetzungen betrachten wir weiter unten näher.

Die Finanzierung von Batteriespeichern unterscheidet sich in einigen Punkten von der konventioneller erneuerbarer Erzeugungsanlagen. Anders als bei Wind- und Solarparks, für die über Jahrzehnte Betriebs- und Ertragsdaten vorliegen, gibt es mit Großbatteriespeichern nur **relativ wenig Erfahrung**. Die komplexere Vermarktung, die begrenzte Historie und die Unsicherheit der Marktentwicklung führen dazu, dass Banken in der Regel konservativere Annahmen treffen, kürzere Finanzierungslaufzeiten ansetzen oder höhere Eigenkapitalanteile verlangen.

Noch gibt es nur wenige Erfahrungswerte

Zur Absicherung gegen eine schwächere Marktentwicklung kommen in der Finanzierungsstruktur zudem verschiedene **Schutzmechanismen** zum Einsatz. Dazu zählen etwa Cash-Sweep-Regelungen, bei denen überschüssige Mittel in die vorzeitige Tilgung fließen, Ausschüttungssperren bei Unterschreiten bestimmter Kennzahlen sowie Reservekonten für den Schuldendienst. Teilweise wählen Banken auch Finanzierungen mit kürzerer Laufzeit und anschließender Refinanzierung, was wiederum ein Refinanzierungsrisiko mit sich bringt.

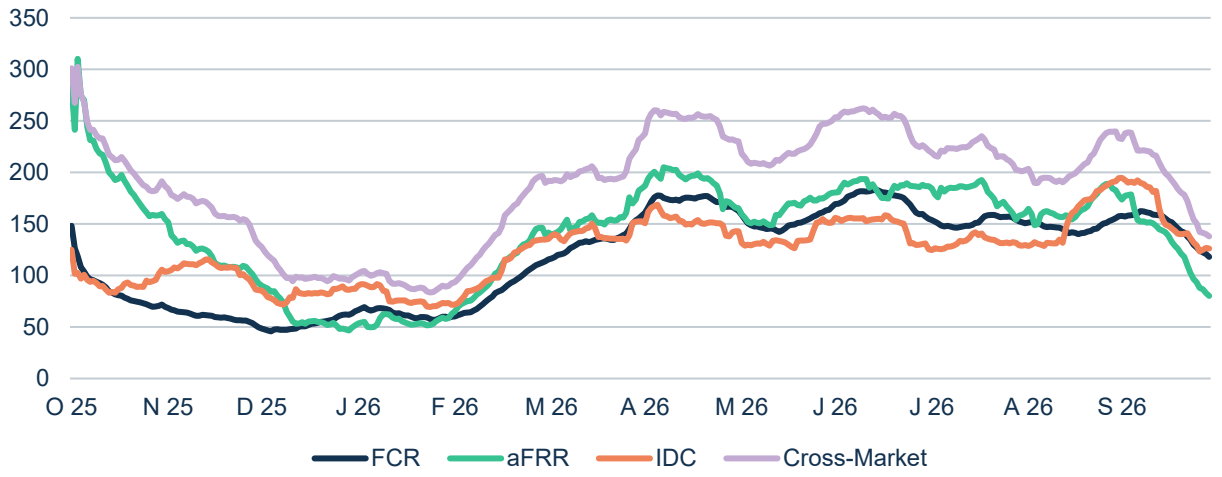
Entscheidend ist also nicht, dass ein Batteriespeicher unter günstigen Marktbedingungen hohe Erträge erzielen kann. Vielmehr muss ein Projekt so ausgestaltet sein, dass auch bei ungünstigerer Marktentwicklung eine **ausreichende Schuldendienstfähigkeit** gewährleistet bleibt.

Umsatzrisiken und Absicherungsstrategien

Mit zunehmendem Wettbewerb und dem weiteren Ausbau von Batteriespeichern können Erlöse sukzessive zurückgehen. Insbesondere in der Regelleistung besteht das **Risiko einer Marktsättigung**, da diese Märkte im Verhältnis zum geplanten Speicherzubau vergleichsweise klein sind: Je mehr Speicher ihre Kapazität anbieten, desto stärker setzt der Wettbewerb die erzielbaren Vergütungen unter Druck.

Modelle, die eine Kombination aus abgesicherten und marktabhängigen Erlösen ermöglichen, gewinnen vor diesem Hintergrund an Attraktivität. Während langfristige **Tolling Agreements** die Einnahmen planbar machen, bieten **Floor Arrangements** eine Mindestabsicherung bei gleichzeitiger Beteiligung an zusätzlichen Markterträgen. Im Gegenzug für die Mindestvergütung erhält der Vertragspartner dabei häufig eine Beteiligung, wenn die Erlöse oberhalb des Floors liegen. Welche Vertragsform wirtschaftlich am attraktivsten ist, hängt neben der vereinbarten Vergütung auch von der Marktentwicklung ab.

Abb. 3: Modellierte Erlöse verschiedener Vermarktungsstrategien für denselben Batteriespeicher mit einer Speicherdauer von 2 Stunden und 2 Zyklen pro Tag
Annualisierter 30-Tage-Durchschnitt, in Tsd. EUR je MW pro Jahr



Quelle: battery-charts.de, LBBW Research

Eine wichtige Rolle spielen dabei spezialisierte Vermarktungsunternehmen, sogenannte **Optimizer**. Sie steuern den Einsatz der Batteriespeicher und entscheiden, an welchen Märkten die verfügbaren Kapazitäten teilnehmen. Sie greifen auf automatisierte Handelsstrategien und Prognosemodelle zurück. Ihre Vergütung erfolgt über feste Entgelte oder eine Beteiligung an den Einnahmen. Für Finanzierer sind Erfahrung, Erfolgsbilanz und Bonität des Optimizers sowie Regelungen für einen möglichen Wechsel des Vermarkters wichtige Prüfpunkte. Abb. 4 vergleicht modellierte Erlöspotenziale – keine tatsächlichen Erlöse – verschiedener Vermarktungsstrategien für denselben Batteriespeicher. Dazu zählen Erlöse aus:

- FCR – Primärregelleistung: Der Speicher reagiert auf Schwankungen im Stromnetz. Er nimmt Strom auf oder gibt ihn ab und hilft dadurch, das Stromnetz zu stabilisieren.

Aggregierte Erlöse der letzten 365 Tagen für ein 2 Stunden/2 Zyklen-Batteriesystem je MW pro Jahr:
FCR: 119,08 TEUR
aFRR: 143,77 TEUR
Cross-Market-Ansatz: 190,92 TEUR

- aFRR – Sekundärregelung: Der Speicher gleicht auf Anforderung des Netzbetreibers Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch aus. Diese Regelung löst die schnelle erste Reaktion der FCR ab.
- IDC – kontinuierlicher Intraday-Handel: Der Speicher kauft oder verkauft Strom kurzfristig. Dabei nutzt er Preisunterschiede.

Der **Cross-Market-Ansatz** kombiniert die Möglichkeiten. Das Modell entscheidet alle vier Stunden zunächst zwischen FCR und dem aFRR-Leistungsmarkt. Die noch freien Ressourcen verteilt es nach festen Regeln auf den aFRR-Energiehandel und den Intraday-Handel. Das Modell legt also die Aufteilung der Speicherressourcen fest, nicht den Anteil der Erlöse aus jedem Markt. Das Modell optimiert die Aufteilung mithin nicht völlig frei. Im betrachteten Zeitraum erzielt der Cross-Market-Ansatz durchgehend höhere Erlöse als die einzelnen Vermarktungsstrategien.

Neben den Optimizern gibt es die sogenannten **Offtaker** oder Toller. Sie nehmen den Speichern Kapazität oder bestimmte Dienstleistungen ab und vergüten sie einem Vertrag entsprechend. Je nach Ausgestaltung kann das die Vermarktung erleichtern und zur Absicherung der Einnahmen beitragen. Die Verträge können sowohl eine feste Vergütung vorsehen als auch von Markterlösen abhängen. In der Praxis übernehmen Offtaker und Optimizer teilweise beide Rollen. Laufzeit, Vergütungsstruktur und die Bonität des Vertragspartners sind für Finanzierer zentrale Kriterien für die Finanzierbarkeit.

Die optimale Vermarktungsstrategie ist entsprechend nicht zwangsläufig die mit den höchsten Erlösen. Vielmehr geht es darum, die **richtige Balance** zwischen Ertragspotenzial, Risiko und Finanzierungssicherheit zu finden. Je höher der angestrebte Fremdkapitalanteil, desto wichtiger wird die langfristige Erlössicherheit.

Projektstruktur und technische Risiken

Neben der Absicherung der Einnahmen ist die technische und vertragliche Ausgestaltung eines Batteriespeicherprojekts für dessen Finanzierbarkeit wichtig. Schließlich müssen die Speicher über viele Jahre zuverlässig laufen, um die prognostizierten Einnahmen erwirtschaften und den Kapitaldienst erbringen zu können. Für finanzierende Banken ist daher entscheidend, **technische Risiken möglichst frühzeitig zu identifizieren** und durch geeignete Vertragsstrukturen zu begrenzen.

Zentrale Voraussetzung für den Betrieb eines Batteriespeichers ist ein **gesicherter Netzanschluss**. Ohne eine belastbare Anschlusszusage sowie Klarheit über die verfügbaren Kapazitäten für Strombezug und Einspeisung lässt sich die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers kaum verlässlich beurteilen. Denn ein physischer Anschluss allein garantiert noch nicht, dass die benötigte Leistung jederzeit verfügbar ist. Hinzu kommen mögliche **Baukostenzuschüsse**. Der Bundesgerichtshof hat im Juli 2025 bestätigt, dass Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen einmalig Baukostenzuschüsse für netzgekoppelte Batteriespeicher erheben dürfen. Sie erhöhen die Investitionskosten und müssen deswegen in die Finanzierung einfließen.

Seit 2025 können Baukostenzuschüsse anfallen

Bereits während des Baus spielt die Wahl der Vertragspartner eine wichtige Rolle. Häufig kommen sogenannte **EPC-Verträge** (Engineering, Procurement and Construction) zum Einsatz, bei denen ein Generalunternehmer Planung, Beschaffung und Errichtung der Anlage übernimmt. Eine solche Vertragsstruktur kann die Schnittstellen zwischen den einzelnen Gewerken reduzieren und die Verantwortlichkeiten klarer regeln. Bei Batteriespeichern werden die Lieferung der Batteriesysteme und die Errichtung der Anlage mittlerweile häufig getrennt beauftragt. In diesen Fällen muss es klare Verantwortlichkeiten an den Schnittstellen geben, um Risiken zu minimieren. Insbesondere verbindliche Fertigstellungs-

termine, Leistungszusagen und vertraglich vereinbarte Entschädigungen bei Verzögerungen oder Nichterfüllung können dazu beitragen, die Risiken während der Bauphase zu begrenzen.

Im laufenden Betrieb steht die langfristige Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers im Vordergrund. Im Laufe der Zeit nimmt seine nutzbare Kapazität ab – Alter und Anzahl der Ladezyklen spielen dabei eine Rolle. Diese sogenannte **Degradation** beeinflusst die verfügbare Speicherkapazität und damit die Erlöse. Für die Wirtschaftlichkeits- und Cashflow-Berechnung sind daher realistische Annahmen erforderlich, die zur gewählten Vermarktungsstrategie passen. Denn eine intensive Nutzung erhöht die Erlöse, beschleunigt aber auch die Alterung. Herstellerseitige Leistungsgarantien können das Risiko begrenzen, müssen aber hinsichtlich Laufzeit, zugesicherter Kapazität und möglicher Einschränkungen, etwa zur maximalen Zyklenzahl, sorgfältig geprüft werden.

Alterung der Batterie berücksichtigen

Manche Projekte wirken der Degradation entgegen, indem sie im Laufe der Betriebsdauer neue Module einbauen, um den Kapazitätsverlust auszugleichen. Dieses Vorgehen wird als **Augmentation** bezeichnet. Damit verbunden sind weitere Investitionen, die in die Finanzierungsplanung einfließen müssen, etwa über Rücklagen aus dem laufenden Cashflow. Andernfalls besteht das Risiko, dass spätere Ersatzinvestitionen die verfügbaren Mittel für Zins- und Tilgungszahlungen verringern.

Auch **Wartungs- und Betriebsführungsverträge** sind für die Finanzierung relevant. Sie sollen Ausfälle wegen technischer Störungen möglichst kurz halten und der Anlage eine hohe Verfügbarkeit ermöglichen. Neben Leistungsumfang und Reaktionszeit ist auch hier die Bonität des Dienstleisters von Bedeutung für den Finanzierer. Garantien bieten schließlich nur dann einen Schutz, wenn die Vertragspartner ihre Verpflichtungen erfüllen können. Da bei Batteriespeichern häufig nur wenige Hersteller und Systemintegratoren beteiligt sind, achten Banken zudem auf deren Erfahrung und Marktstellung.

Leistungsfähigkeit sicherstellen

Insgesamt zeigt sich, dass die Finanzierbarkeit eines Batteriespeichers nicht allein von dessen erwarteten Markterlösen abhängt. Erst das Zusammenspiel aus belastbaren Einnahmeprognosen, klar geregelten Verantwortlichkeiten, verlässlichen Vertragspartnern und einer langfristig gesicherten technischen Leistungsfähigkeit schafft die Voraussetzungen für eine tragfähige Projektfinanzierung.

Einfluss regulatorischer Entwicklungen auf Finanzierungen

Neben den technischen und wirtschaftlichen Risiken beeinflussen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen die Finanzierbarkeit von Batteriespeichern. Derzeit befinden sich mehrere Gesetzes- und Reformvorhaben in der Umsetzung oder politischen Diskussion, die sich auf Netzanschluss, Investitionskosten und künftige Einnahmemöglichkeiten auswirken können. Für finanzierende Banken ist dabei insbesondere relevant, inwieweit mögliche Änderungen bereits in die langfristige Wirtschaftlichkeitsberechnung oder Risikobetrachtung einfließen müssen. Da Kredite über viele Jahre laufen, stellen Änderungen etwa bei Netzentgelten oder Abgaben ein Risiko dar, das sich vertraglich kaum absichern lässt und die Banken daher in Szenarien abbilden.

Regulatorik kann Erlössituation verändern

Die folgende Übersicht (Abb. 5) verdeutlicht, dass regulatorische Entwicklungen sowohl die anfänglichen Investitionskosten als auch die langfristige Ertragskraft eines Batteriespeichers beeinflussen können. Für die Finanzierung ist daher entscheidend, bestehende Regelungen von geplanten Änderungen zu unterscheiden und frühzeitig zu berücksichtigen, wie sie sich auf die Kapitaldienstfähigkeit auswirken können.

Abb. 4: Aktuelle Entwicklungen

Regelung	Aktueller Stand*	Bedeutung für die Finanzierung
Netzanschlusspaket	Regierungsentwurf im parlamentarischen Verfahren	Geplante Änderungen bei der Vergabe von Netzanschlusskapazitäten können die Realisierungswahrscheinlichkeit und zeitliche Planung beeinflussen.
EEG-Novelle 2027	Regierungsentwurf im parlamentarischen Verfahren	Änderungen bei der Förderung und Marktintegration Erneuerbarer können insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Kombination mit Wind- und Solaranlagen beeinflussen.
MiSpeL – Marktintegration von Speichern und Ladepunkten	Festlegung der Bundesnetzagentur vom Oktober 2026	Neue Möglichkeiten zur gemeinsamen Speicherung von erneuerbarem und grauem Strom können die Vermarktungsflexibilität kombinierter Projekte erhöhen.
AgNes – Reform der Netzentgeltsystematik	Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur	Änderungen bei den Netzentgelten können die laufenden Kosten und damit die langfristige Kapitaldienstfähigkeit beeinflussen.
Baukostenzuschüsse	BGH hat im Juli 2025 die grundsätzliche Zulässigkeit bestätigt	Einmalzahlungen für den Netzanschluss können die Anfangsinvestitionen erhöhen und den Finanzierungsbedarf beeinflussen.

*Stand: Oktober 2026
Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Bundesnetzagentur, Bundesgerichtshof, LBBW Research

Zwei Märkte im Vergleich

Großbritannien ist innerhalb Europas der Markt, auf dem Großbatteriespeicher bislang am besten etabliert sind. Der deutsche Markt zeichnet sich hingegen durch ein großes Wachstumspotenzial aus. Allerdings sind Markt- und Finanzierungsstrukturen erst in der Entwicklung. Beide Länder stehen vor ähnlichen energiewirtschaftlichen Herausforderungen, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich ihrer Erlösmodelle und der Möglichkeit, Einnahmen langfristig abzusichern. Ein wesentlicher Unterschied ist der bereits etablierte **Kapazitätsmarkt** in Großbritannien. Batteriespeicher erhalten für die sichere Bereitstellung von Leistung bei angespannter Stromversorgung eine Vergütung. Sie können zusätzlich Einnahmen über den Stromhandel oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen generieren. Die Kapazitätsverträge werden über Auktionen vergeben, die üblicherweise vier Jahre vor dem Lieferzeitraum stattfinden. Die Vertragslaufzeiten können bis zu 15 Jahre betragen. Für Banken stellt dieser Baustein eine weitere sichere Einnahmequelle dar, die das Risiko der Transaktion erheblich reduziert. Allerdings unterliegen die Vergütungen im britischen Kapazitätsmarkt erheblichen Schwankungen. Während die Auktion für den Lieferzeitraum 2028/2029 im März 2025 noch einen Zuschlag von 60 GBP je Kilowatt und Jahr ergab, waren es bei der Auktion für 2029/2030 im März 2026 nur noch 27,10 GBP. Ein Minus von rund 55 %. Demnach bietet auch ein etablierter Kapazitätsmarkt keine Garantie für dauerhaft hohe Einnahmen.

UK verfügt über einen etablierten Kapazitätsmarkt

Ein weiteres Instrument in Großbritannien zur langfristigen Absicherung von Einnahmen ist das **Cap-and-Floor-System für Langzeitspeicher** (Long Duration Electricity Storage, LDES). Es gilt für Speicher, die Strom über einen Zeitraum von mindestens acht Stunden mit ihrer

Nennleistung abgeben können. Anders als am Kapazitätsmarkt beschränken regulatorisch festgelegte Ober- und Untergrenzen die Einnahmen und Verluste. Unterschreiten die Markterlöse den Floor (Untergrenze), erhält der Speicherbetreiber einen finanziellen Ausgleich. Liegen sie über dem Cap (Obergrenze), werden die Übergewinne zugunsten der Stromverbraucher abgeschöpft. Das soll die Finanzierung kapitalintensiver Langzeitspeicher erleichtern. Im Juni 2026 wurden zum ersten Mal 16 Projekte mit einer Gesamtleistung von rund 7,65 GW für eine Förderung ausgewählt. Darunter sind elf Lithium-Ionen-Batteriespeicher. Einen vergleichbaren regulatorischen **Absicherungsmechanismus** für Langzeitspeicher gibt es in Deutschland bisher nicht.

Zusätzliches Instrument zur langfristigen Absicherung

Deutsche Großbatteriespeicher sind stärker auf Einnahmen aus dem Stromhandel und der Regelleistung sowie auf privatwirtschaftliche Vermarktungs- und Absicherungsverträge angewiesen. Während Großbritannien über langjährige Erfahrung mit einem Kapazitätsmarkt verfügt, befindet sich ein solcher in Deutschland noch im Aufbau. Mit dem im Juli 2026 verabschiedeten **Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG)** bestehen die Voraussetzungen, Batteriespeicher in Deutschland in einen Kapazitätsmarkt einzubinden. Der Mechanismus soll zur Sicherung der Stromversorgung im Jahr 2031 beitragen und sieht mehrere Ausschreibungsrunden vor. Die Teilnahme von Batteriespeichern hängt von der Ausgestaltung der Ausschreibungen ab. Die ersten Ausschreibungen sind auf Anlagen mit einer längerfristigen Bereitstellung gesicherter Leistung ausgerichtet. Im Mai 2027 kommen dann zwei Gigawatt ohne entsprechendes Langzeitkriterium. Für die Versorgungssicherheit ab 2032 ist ein umfassender Kapazitätsmarkt vorgesehen, dessen Ausgestaltung noch nicht geregelt ist. Zahlungen aus dem **Kapazitätsmarkt** stellen entsprechend noch keine gesicherten Einnahmen dar, könnten die Finanzierbarkeit künftig aber verbessern.

Deutschland plant einen Kapazitätsmarkt

Der **Netzanschluss** stellt auch in Großbritannien eine Herausforderung dar. Die Warteschlange für neue Erzeugungs- und Speicherprojekte lag zeitweise bei mehr als 700 GW. Um umsetzungsreife Projekte zu priorisieren, hat die britische Regulierungsbehörde Ofgem das Netzanschlussverfahren grundlegend reformiert. Kriterien sind nun die Realisierungsreife und der Nutzen für die strategischen Ausbauziele. Nach Angaben der Ofgem befanden sich im September 2026 nur noch rund 90 GW Batteriespeicherleistung sowohl im Betrieb (7,4 GW) oder waren im priorisierten Status des reformierten Anschlussverfahrens (83,2 GW). Das übersteigt den prognostizierten Bedarf von rund 29 GW bis 2035 immer noch erheblich. Auch in Deutschland übersteigt die Zahl der Netzanschlussanfragen die kurzfristig verfügbaren Kapazitäten erheblich. Die Vielzahl geplanter Projekte muss nicht in einen entsprechend hohen Zubau münden. Deutschland und Großbritannien unterscheiden sich im Wesentlichen in der **Reife ihrer Markt- und Finanzierungsstrukturen**.

Fazit

Batteriespeicher sind unverzichtbare Bausteine der Energiewende. Sie gleichen Schwankungen der Stromerzeugung aus, stabilisieren das Stromsystem und erhöhen die Flexibilität im Strommarkt. Sinkende Technologiekosten und ein wachsender Bedarf an Flexibilitäten eröffnen attraktive Marktchancen. Die Finanzierung erfordert jedoch einen gesicherten Netzanschluss, belastbare Erlösprognosen, eine ausgewogene Mischung aus gesicherten und marktabhängigen Erlösen sowie eine auch bei ungünstiger Marktentwicklung tragfähige Finanzierungsstruktur. Der Blick nach Großbritannien zeigt, dass langfristige Vergütungs- und Absicherungsmechanismen die Finanzierbarkeit unterstützen können. Der weitere Ausbau von Batteriespeichern wird sowohl von der Weiterentwicklung der Technologie als auch von den Chancen des Marktes und der Finanzierbarkeit der Geschäftsmodelle abhängen.

Speicher haben attraktive Chancen am Markt

Disclaimer

Diese Publikation richtet sich ausschließlich an Empfänger in der EU, Schweiz und in Liechtenstein.
Diese Publikation wird von der LBBW nicht an Personen in den USA vertrieben und die LBBW beabsichtigt nicht, Personen in den USA anzusprechen.

Aufsichtsbehörden der LBBW: Europäische Zentralbank (EZB), Sonnemannstraße 22, 60314 Frankfurt am Main und Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin), Graurheindorfer Str. 108, 53117 Bonn / Marie-Curie-Str. 24-28, 60439 Frankfurt.

Diese Publikation beruht auf von uns nicht überprüfbaren, allgemein zugänglichen Quellen, die wir für zuverlässig halten, für deren Richtigkeit und Vollständigkeit wir jedoch keine Gewähr übernehmen können. Sie gibt unsere unverbindliche Auffassung über den Markt und die Produkte zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses wieder, ungeachtet etwaiger Eigenbestände in diesen Produkten. Diese Publikation ersetzt nicht die persönliche Beratung. Sie dient nur Informationszwecken und gilt nicht als Angebot oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf. Für weitere zeitnähere Informationen über konkrete Anlagemöglichkeiten und zum Zwecke einer individuellen Anlageberatung wenden Sie sich bitte an Ihren Anlageberater.

Wir behalten uns vor, unsere hier geäußerte Meinung jederzeit und ohne Vorankündigung zu ändern. Wir behalten uns des Weiteren vor, ohne weitere Vorankündigung Aktualisierungen dieser Information nicht vorzunehmen oder völlig einzustellen.

Die in dieser Ausarbeitung abgebildeten oder beschriebenen früheren Wertentwicklungen, Simulationen oder Prognosen stellen keinen verlässlichen Indikator für die künftige Wertentwicklung dar.

Die Entgegennahme von Research Dienstleistungen durch ein Wertpapierdienstleistungsunternehmen kann aufsichtsrechtlich als Zuwendung qualifiziert werden. In diesen Fällen geht die LBBW davon aus, dass die Zuwendung dazu bestimmt ist, die Qualität der jeweiligen Dienstleistung für den Kunden des Zuwendungsempfängers zu verbessern.

Mitteilung zum Urheberrecht: © 2014, Moody’s Analytics, Inc., Lizenzgeber und Konzerngesellschaften ("Moody’s"). Alle Rechte vorbehalten. Ratings und sonstige Informationen von Moody’s ("Moody’s-Informationen") sind Eigentum von Moody’s und/oder dessen Lizenzgebern und urheberrechtlich oder durch sonstige geistige Eigentumsrechte geschützt. Der Vertriebshändler erhält die Moody’s-Informationen von Moody’s in Lizenz. Es ist niemandem gestattet, Moody’s-Informationen ohne vorherige schriftliche Zustimmung von Moody’s ganz oder teilweise, in welcher Form oder Weise oder mit welchen Methoden auch immer, zu kopieren oder anderweitig zu reproduzieren, neu zu verpacken, weiterzuleiten, zu übertragen zu verbreiten, zu vertreiben oder weiterzuverkaufen oder zur späteren Nutzung für einen solchen Zweck zu speichern. Moody’s® ist ein eingetragenes Warenzeichen.

