Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern

Lösungsansätze aus der Praxis

Kernaussagen

1 **Netzwirkung – insbesondere Netzbelastung – ist kein exklusives Phänomen von Großbatteriespeichern.**

2 **Damit der dynamische Ausbau von Großbatteriespeichern nicht ausgebremst wird, braucht es spezifische, praktikable und maßvolle Lösungen.**

3 **Um geeignete Lösungen zu diskutieren, braucht es ein einheitliches Verständnis für netzneutrales und netzdienliches Verhalten.**

4 **Für die Bewältigung der aktuellen Herausforderungen braucht es Instrumente, die bereits beim Anschluss der Großbatteriespeicher ans Netz wirken.**

5 **Vertraglich vereinbarte Leitplanken stellen sich in der Praxis als eine erste pragmatische Lösung für Gebiete mit bereits begrenzten Anschlusskapazitäten dar.**

Inhalt

1 Der aktuelle Hochlauf von Großbatteriespeichern 1

2 Herausforderungen beim Ausbau von Großbatteriespeichern 2

3 Abgrenzung wichtiger Begrifflichkeiten 4

3.1 Erlösquellen und damit verbundene Betriebsweisen von Großbatteriespeichern 4

3.2 Netzorientierte Betriebsweisen 5

3.3 Kompatibilität der verschiedenen Betriebsweisen 6

3.4 Werkzeuge zur Erreichung der gewünschten Netzwirkung 7

4 Erste Lösungsansätze aus der Praxis 8

4.1 Lösungsansätze aus der Praxis 8

4.2 Gestaltungsspielräume und Grenzen des aktuellen regulatorischen Rahmens 12

5 Kernaussagen und Ausblick 14

6 Literatur 16

1 Der aktuelle Hochlauf von Großbatteriespeichern

Die Entwicklung von Großbatteriespeicherprojekten boomt derzeit. Allein bei den vier Übertragungsnetzbetreibern liegen mittlerweile über 220 GW an Netzanschlussanfragen vor. Für den starken Zuwachs gilt es nun, Lösungen für eine effiziente und effektive Integration ins Energiesystem zu finden.

Derzeit sind ca. 1,9 GW an Großbatteriespeichern installiert, bis 2030 könnte dieser Wert zweistellig werden. Seit Ende des letzten Jahres häufen sich Schlagzeilen zum „Batterie-Tsunami" [1], der Deutschland überrollt und zur „Goldgräberstimmung" auf dem Markt für Batteriespeicher. Zum Jahresbeginn 2025 sollen allein bei den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) über 220 GW an Netzanschlussanfragen eingegangen sein [2]. Hintergründe dafür sind u. a. die fallenden Preise für Lithium-Ionen-Batterien und freigewordene Kapazitäten bei chinesischen Batterieherstellern durch geringe Absatzzahlen bei Elektrofahrzeugen. Auch wenn in den meisten Presseartikeln bereits betont wird, dass nur ein Teil der angefragten Projekte tatsächlich realisiert wird, schürt die zugespitzte Berichterstattung Bedenken bei Netzbetreibern, Kommunen und mittlerweile auch Bürger:innen.

Zur Einordnung: Derzeit sind ca. 1,9 GW an Großbatteriespeichern[1] installiert [3]. Zur künftigen Entwicklung gibt es eine Reihe von Unsicherheiten, was die Bandbreite der Annahmen in Abbildung 1 zeigt. Trotz eines erwartbaren steilen Anstiegs beim Ausbau ist davon auszugehen, dass nur ein geringer Prozentsatz der derzeitigen Netzanschlussanfragen realisiert wird. Der Bundesverband der Energiespeicher (BVES) erwartet einen Zubau von 18 GW bis 2030 [4] Daher sollte die aktuelle Entwicklung nicht mit Alarmismus betrachtet werden.

Denn Batteriespeicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems. Dazu gehören:

- die **Integration erneuerbarer Energien** (EE) durch die zeitliche Verschiebung von Stromüberschüssen in Zeiten mit wenig verfügbarem EE-Strom,
- die **Bereitstellung von Systemdienstleistungen**, wie bereits heute in der Primär- und Sekundärregelleistung und perspektivisch in der Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve etc. und

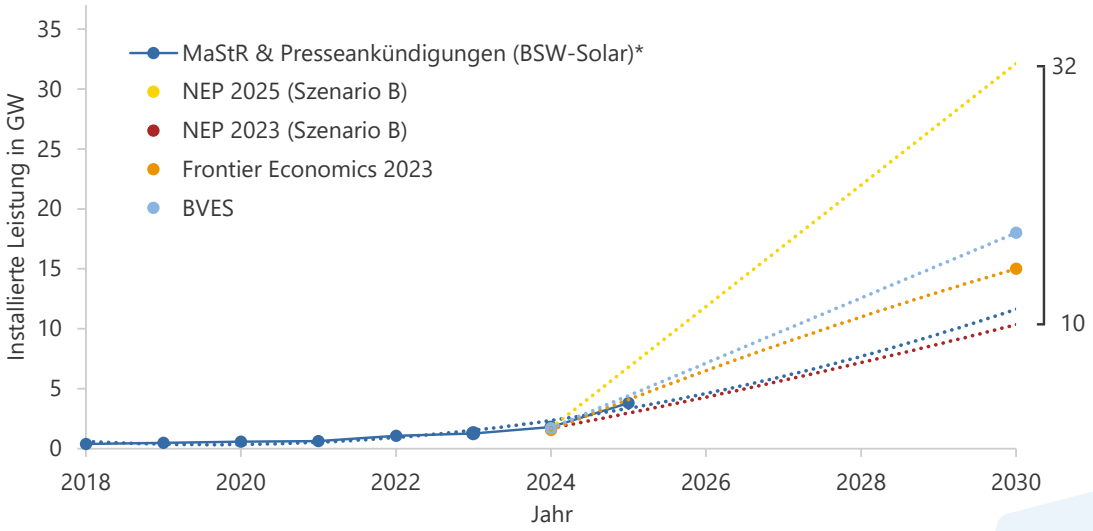


Abbildung 1: Ausbau von Großbatteriespeichern bis 2030. FfE basierend auf [4], [5], [6], [7], [8].

Hinweis: Die gestrichelten Linien wurden inter- bzw. extrapoliert. Dabei wurden auch Werte nach 2030 berücksichtigt.

[11] Nach [3] werden Batteriespeicher > 1 MW Anschlussleistung als Großbatteriespeicher verstanden. Im vorliegenden Dokument liegt der Fokus auf netzgekoppelten Batteriespeichern. Diese sind auch gemeint, wenn im Folgenden verkürzt von Batteriespeichern oder Speichern die Rede ist.

- die **Senkung der Netzbetriebs- und ausbaukosten** in Zukunft, z. B. durch den Einsatz als Netzbooster.

Statt den starken Zuwachs als Problem zu sehen, sollte der Fokus vielmehr darauf liegen, wie Großbatteriespeicher **effizient und effektiv ins Energiesystem integriert** werden können, also ihre vielfältigen, potenziellen Mehrwerte erschlossen werden können, ohne an anderer Stelle (bspw. in den Netzen) zu hohe Kosten zu verursachen.

In der Praxis werden von einigen Netzbetreibern und Projektierern bereits Lösungen erprobt, um eine gewisse netzneutrale Integration von Batteriespeichern zu ermöglichen. In der aktuellen Diskussion fällt auf, dass die Lösungsansätze wenig bekannt sind und wenn sie diskutiert werden, Begriffe wie netzdienlich, netzverträglich und netzneutral vermischt werden. Das vorliegende *Whitepaper* soll daher über die aktuelle Diskussion informieren und diese strukturieren, indem:

- eine **Übersicht zu aktuellen Herausforderungen** gegeben wird,
- wichtige **Begrifflichkeiten abgegrenzt** werden,
- **Beispiele für Lösungsansätze** aus der Praxis vorgestellt werden und
- diese **eingeordnet und Weiterentwicklungsmöglichkeiten** genannt werden.

2 Herausforderungen beim Ausbau von Großbatteriespeichern

Trotz der hohen Anzahl an Netzanschlussanfragen bestehen derzeit eine Reihe von Herausforderungen beim Ausbau von Großbatteriespeichern. Tatsächlich ist die Flut an Anfragen ein Grund, warum der Ausbau ins Stocken geraten könnte. Einen nicht abschließenden Überblick über die bestehenden Herausforderungen gibt das folgende Kapitel.

Durch die dynamische Entwicklung ergeben sich eine Reihe von neuen Herausforderungen und Fragestellungen bei der Planung, der Genehmigung, dem Bau und der Netzintegration von Batteriespeichern. Diese betreffen nicht nur Projektierer, sondern auch Akteure wie Netzbetreiber, Bauämter oder Kommunen und Gemeinden. Die folgende Übersicht sortiert die Herausforderungen grob in die Themenbereiche: Netze, Genehmigungsrecht und Energierecht. Fokussiert wird dabei auf Punkte mit entscheidendem Einfluss auf den weiteren Ausbau. Damit wird der Hintergrund beschrieben, vor dem Akteure derzeit nach neuen Lösungsansätzen suchen.

Netze

Die hohe Anzahl an Netzanschlussfragen führt bereits zu Verzögerungen bei der Planung von Großbatteriespeicherprojekten. Durch die steigende Anzahl an Netzanschlussanfragen (nicht nur für Großbatteriespeicher) stoßen viele Netzbetreiber an personelle Grenzen. Eine Netzverträglichkeitsprüfung ist aufwendig. Dazu sind die Netzanschlussprozesse häufig nur begrenzt digitalisiert und standardisiert. Dies bedeutet, dass es keine einheitliche Vorgehensweise aller Netzbetreiber für den Netzanschlussprozess von Großbatteriespeichern gibt. Häufig werden erst im Prozess Unterlagen schrittweise nachgefordert. Mittlerweile dauern Prozesse teilweise bis zu einem Jahr. Für Projektierer ist die Netzanschlussanfrage einer der ersten Schritte der Planungs- und Genehmigungsphase. Eine Netzanschlusszusage ist notwendig für weitere Schritte wie z. B. die Baugenehmigung. Teilweise wird jedoch auch für den Netzanschlussprozess ein aktiver Bauantrag gefordert, wodurch ein Henne-Ei-Problem entstehen kann. Im Ergebnis ergeben sich heute langwierige Warteschleifen, die die Planung der Projekte verzögern und Kostenaufwände verursachen, bei geringer Planungssicherheit für Projektierer.

Begrenzte Netzkapazitäten entscheiden häufig über die Durchführbarkeit von Projekten. An vielen Standorten ist eine Erweiterung der Netzkapazität zum Anschließen eines Großbatteriespeichers notwendig. Gegebenenfalls stehen die Speicher auch in Konkurrenz zu anderen Netzanschlussanfragen, bspw. Erweiterungen von Industrie- und Gewerbeanschlüssen. Fehlende Kapazität im Netz ist per se kein Grund für die Ablehnung eines Netzanschlusses. Dennoch bedeutet eine Erweiterung der Netzkapazität eine

erhebliche Verzögerung und damit Verschlechterung des Business Cases, denn Lieferzeiten für Netzkomponenten können mehrere Jahre betragen [9]. Damit rutscht ein Projekt leicht in eine Inbetriebnahme (IBN) nach 2029 und wird durch das Wegfallen der Netzentgeltbefreiung schwer kalkulierbar (siehe Herausforderungen Energierecht). Da für Projektierer wenig Transparenz zu Standorten mit verfügbarer Netzkapazität besteht, erfolgen viele „Blind-Anfragen".

Fehlende Erfahrungswerte führen zu Unsicherheit über die Auswirkungen von Großbatteriespeichern im Netz. Der Betrieb von Batteriespeichern kann in bestimmten Fällen (siehe Kapitel 3.3) ohne lokale Signale und ohne eine substanzielle installierte Kapazität zu zusätzlichen oder verstärkten Netzengpässen führen, wobei dieses Problem in einem zonalen Stromsystem nicht spezifisch für Großbatteriespeicher ist. Durch ihre hohe spezifische Anschlussleistung und schnelle Reaktionszeit stellt sich jedoch bei Großbatteriespeichern eine besondere Herausforderung im Vergleich zu anderen Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlagen. Durch fehlende Erfahrungen mit dem Abbilden der Betriebsweise sind die Auswirkungen für Netzbetreiber schwer einschätzbar. Derzeit sind uns keine Meldungen oder Studien bekannt, die das Verstärken oder Provozieren von Engpässen durch Großbatteriespeicher bereits in der Praxis beobachten. Es ist eher davon auszugehen, dass entsprechende Probleme erst ab einer gewissen installierten Leistung auftreten [10].

Genehmigungsrecht

Eine große Heterogenität bei den Genehmigungsregimen und geringe Erfahrungswerte mit der Technologie führen zu langwierigen Verfahren. Für Großbatteriespeicher gelten Genehmigungsanforderungen auf Bundes- und Landesebene. Die Anforderungen an das Baugenehmigungsverfahren unterscheiden sich nach der jeweiligen Landesbauordnung. Die Heterogenität führt dazu, dass für jedes Projekt geprüft werden muss, welches Genehmigungsregime Anwendung findet. Dazu haben die Behörden wenig Erfahrung mit der Technologie und Stromspeicher fallen nicht eindeutig in bestehende Kategorien wie Sonderbauten oder technische Anlagen. Im Ergebnis führt dies zu Unsicherheit bei notwendigen Gutachten und Vorschriften beim Brandschutz, Umweltauflagen und sonstigen baulichen Anforderungen.

Unklarheit bei der Außenbereichsprivilegierung erschwert die Planung von Projekten und schafft Verunsicherung bei Behörden. Viele potenzielle Flächen für Großbatteriespeicherprojekte liegen im Außenbereich. Derzeit gibt es jedoch keine grundsätzliche Außenbereichsprivilegierung von Großbatteriespeichern bzw. Stromspeichern. Ob Großbatteriespeicher schon heute unter bestehende Außenbereichsprivilegierungen fallen könnten, wird jedoch (z. B. durch das Erfordernis der Ortsgebundenheit oder der überörtlichen Bedeutung eines Stromspeichers) von Behörden unterschiedlich beurteilt. In jedem Fall führt die Unklarheit zu Mehraufwand bei Projektierern und Behörden, denn derzeit ist immer eine Einzelfallprüfung notwendig. In Bayern wurde durch die neueste Novelle der Landesbauordnung die Ortsgebundenheit beispielsweise u. a. an die Durchführung von Verfahren nach § 11a EnWG geknüpft [11]. Da eine Nutzung von § 11a EnWG gerade erst im Rahmen von Pilotvorhaben getestet wird, bedeutet diese Regelung im Zweifelsfall keine Außenbereichsprivilegierung für viele Projekte.

Energierecht

Durch die Unklarheit über künftige Regelungen zu Netzentgelten entwickeln die meisten Projektierer ihre Projektpipeline nur bis 2029. Die Befreiung von Netzentgelten für 20 Jahre nach § 118 (6) EnWG gilt nur für netzgebundene Stromspeicher, die vor 2029 in Betrieb genommen werden. Derzeit ist noch nicht absehbar, ob und in welcher Form Stromspeicher künftig Netzentgelte zahlen müssen. Dadurch entstehen für Projektierer große Unsicherheiten bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Projekten.

Regelungen zur Erhebung des Baukostenzuschusses (BKZ) werden den künftigen Ausbau beeinflussen. Derzeit gibt es keinen einheitlichen Umgang zur Erhebung des BKZ zwischen den Netzbetreibern. Ob Stromspeicher wie Verbraucher zu behandeln sind, wird derzeit vor dem Bundesgerichtshof verhandelt. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in einem Positionspapier zum BKZ zumindest weiterhin keine Differenzierung für die Berechnung des BKZ vorgenommen [12]. Die BNetzA möchte jedoch durch eine Reduzierung des BKZ eine bessere Synchronisation zwischen dem Ausbau verschiedener Technologien (inkl. Elektrolyseure, Großverbraucher, Batteriespeicher) und der verfügbaren Netzkapazität erreichen (als Lenkungsinstrument). Dafür werden auf Übertragungsnetzebene bereits konkrete Standorte vorgeschlagen, in denen ein reduzierter BKZ gelten könnte [13]. Auch wenn das Dokument nicht rechtsbindend ist, orientieren sich die Netzbetreiber im Allgemeinen an der Auffassung der BNetzA. Aufgrund des BGH-Urteils kann es jedoch erforderlich werden, diese zu überarbeiten. Die Erhebung des BKZ (gerade auf Übertragungsnetzebene) hat Auswirkungen auf die Profitabilität von Projekten und die Attraktivität von Standorten. Änderungen werden den künftigen Ausbau daher beeinflussen.

3 Abgrenzung wichtiger Begrifflichkeiten

Batteriespeicher gelten als Schweizer Taschenmesser der Energiewende. Sie können Flexibilität für die verschiedensten Einsatzzwecke bereitstellen und sich damit an der Strombörse vermarkten, Systemdienstleistungen erbringen oder netzorientiert eingesetzt werden. Im folgenden Kapitel werden die Betriebsweisen voneinander abgegrenzt und dargelegt, wo ggf. Synergien oder Konflikte zwischen den verschieden Einsatzarten auftreten können.

3.1 Erlösquellen und damit verbundene Betriebsweisen von Großbatteriespeichern

Durch die volatile Einspeisung von EE-Anlagen wird die Fähigkeit zum zeitlichen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch durch Batteriespeicher immer relevanter. Je nach Zeithorizont existieren verschiedene Märkte für die Vergütung dieses Ausgleichs. Kurzfristige Schwankungen der Netzfrequenz werden mittels Regelleistung bzw. Regelenergie ausgeglichen. Für den längerfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch wird der Handel an den Strombörsen genutzt.

Systemdienlichkeit

Im Zusammenhang mit kurzfristigen Schwankungen der Netzfrequenz kaufen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung bzw. Regelenergie ein, um die Systemstabilität zu gewährleisten, wozu sie nach § 13 EnWG verpflichtet sind. Durch die Beschaffung dieser Systemdienstleistungen halten sie die Netzfrequenz und Systembilanz in den zulässigen Grenzen für einen sicheren Betrieb. Systemdienlich sind in diesem engeren Sinne elektrische Anlagen, die die geforderten Systemdienstleistungen für die ÜNB bereitstellen. Weitere Systemdienstleistungen umfassen beispielsweise Spannungshaltung, Betriebsführung und den Versorgungswiederaufbau, wobei diese Bereiche weit weniger lukrativ sind als insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung. Im weiteren Sinn kann Systemdienlichkeit auch markt- und netzdienliche Betriebsweisen umfassen, da beide ebenfalls einen Beitrag zur Erreichung des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit) leisten.

Batteriespeicher sind aufgrund ihrer technischen Eigenschaften sehr gut für die Erbringung von Primärregelleistung geeignet. Speicher mit einem E/P Verhältnis von zwei oder mehr eignen sich zusätzlich auch sehr gut für die Erbringung von Sekundärregelleistung. Durch geringe Vorhaltekosten und damit konkurrenzfähige Leistungspreise konnten sie ihre Präsenz in den entsprechenden Märkten in den vergangenen Jahren sukzessive ausbauen. Mittlerweile übertrifft die präqualifizierte Leistung von Batteriespeichern in Deutschland mit über 800 MW Leistung den gesamten deutschen PRL-Bedarf (589 MW, Stand 2024) [14]. Auch wenn weiterhin hohe Erlösmöglichkeiten in der Regelleistung existieren, nehmen Speicherbetreiber zunehmend auch andere Märkte in den Blick.

Ein im engeren Sinne systemdienlicher Speicher stellt Systemdienstleistungen für ÜNB bereit und unterstützt damit den sicheren Betrieb des Energiesystems.

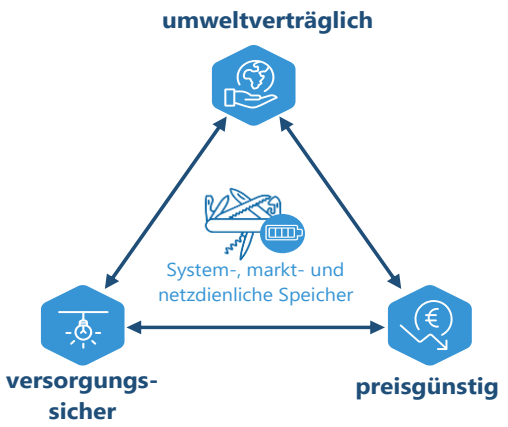


Abbildung 2: System-, markt- und netzdienliche Speicher leisten einen Beitrag zum energiepolitischen Zieldreieck.

Marktdienlichkeit

Durch die zunehmend attraktiven Arbitragemöglichkeiten an der Strombörse sind die Spotmärkte stärker in den Fokus der Speicherbetreiber gerückt. Durch den deutlich gestiegenen Anteil von EE an der Stromerzeugung traten im Jahr 2024 an 459 Stunden im Jahr negative Strompreise am Day-Ahead-Markt auf – ein neuer Rekord. Gleichzeitig führen der weiterhin hohe Gaspreis und der steigende CO_2-Preis dazu,

dass in Zeiten mit einer hohen Residuallast auch hohe Börsenstrompreise auftreten. Diese Effekte haben zur Folge, dass die täglichen Preisspreads 2024 mit 117,4 €/MWh am Day-Ahead-Markt bzw. 183,8 €/MWh am Intradaymarkt (Intraday-Auktion d-1, 15 Uhr) gegenüber dem Vorjahr deutlich zugenommen haben [15]. Die anhaltend hohen Preisspitzen zeigen den derzeitigen Flexibilitätsbedarf auf.

Während diese starken Preisschwankungen für unflexible Erzeuger und Verbraucher durchaus problematisch sein können, bieten sie für Großbatteriespeicher Arbitragemöglichkeiten und damit ein weiteres Geschäftsmodell. Eine marktdienliche Betriebsweise orientiert sich an diesen Preissignalen, dämpft die Preisspitzen und -täler und verringert die Differenz zwischen dem minimalen und maximalen Strompreis z. B. durch die Aufnahme von überschüssigem EE-Strom, um ihn später wieder abzugeben. Durch eine aktive Marktteilnahme trägt der Speicher damit zu einer Maximierung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt bei.

Ein marktdienlicher Speicher optimiert sich an den Strombörsen und trägt damit zur Dämpfung von Preisspitzen bei.

3.2 Netzorientierte Betriebsweisen

Für netzgekoppelte, privat finanzierte Speicher machen die markt- und systemdienlichen Betriebsweisen – also der längerfristige und der sehr kurzfristige zeitliche Ausgleich von Angebot und Nachfrage – heute den überwiegenden Anteil der Erlöse aus. Jedoch handelt es sich bei beiden um Anwendungsfälle „auf der Kupferplatte“, denn weder Regelleistung noch der Handel an den Strombörsen besitzen eine regionale Komponente, welche die örtlichen Gegebenheiten des Stromnetzes berücksichtigt. Je nach aktueller Netzsituation und Standort können diese Betriebsweisen jedoch unterschiedlich auf das Netz wirken. Demgegenüber gibt es Betriebsweisen, die sich konkret an der aktuellen Netzsituation orientieren. Zur Unterscheidung der Wirkung auf das Netz sollen im Folgenden die Begrifflichkeiten „netzbelastend“, „netzneutral“ und „netzdienlich“ abgegrenzt werden (siehe Abbildung 3) [16].

Wichtig ist, dass diese Definitionen nicht an konkrete Instrumente bzw. Werkzeuge des Netzbetreibers gebunden sind, sondern Netzneutralität und Netzdienlichkeit über verschiedene Ansätze erreicht werden können, die im Abschnitt 3.4 erläutert werden. Zudem stellen die Definitionen per se keine pauschalen Anforderungen an Speicher dar. Weswegen auch die Ausgestaltung bzw. der Einsatz von Instrumenten nicht pauschal erfolgen sollte, sondern sich immer an der lokalen Netzsituation (d. h. örtlich und zeitlich begrenzten Netzrestriktionen) orientieren sollte.

Netzbelastend

Wenn sich die Betriebsweise eines Speichers nicht an der tatsächlichen Netzauslastung orientiert, muss davon ausgegangen werden, dass der Speicher in manchen Situationen zusätzliche Netzkapazitäten beansprucht. Die Anschlussherstellung eines solchen Speichers verursacht daher i. d. R. Kosten für den Ausbau des allgemeinen Netzes (investives Kriterium), wofür der BKZ entrichtet wird. Ebenso könnte die Fahrweise eines netzbelastenden Speichers (zusätzliche) Netzbetreibereingriffe i. S. v. Redispatch oder § 14a EnWG verursachen (operatives Kriterium). Ein Beispiel dafür wäre die Netzeinspeisung aus dem

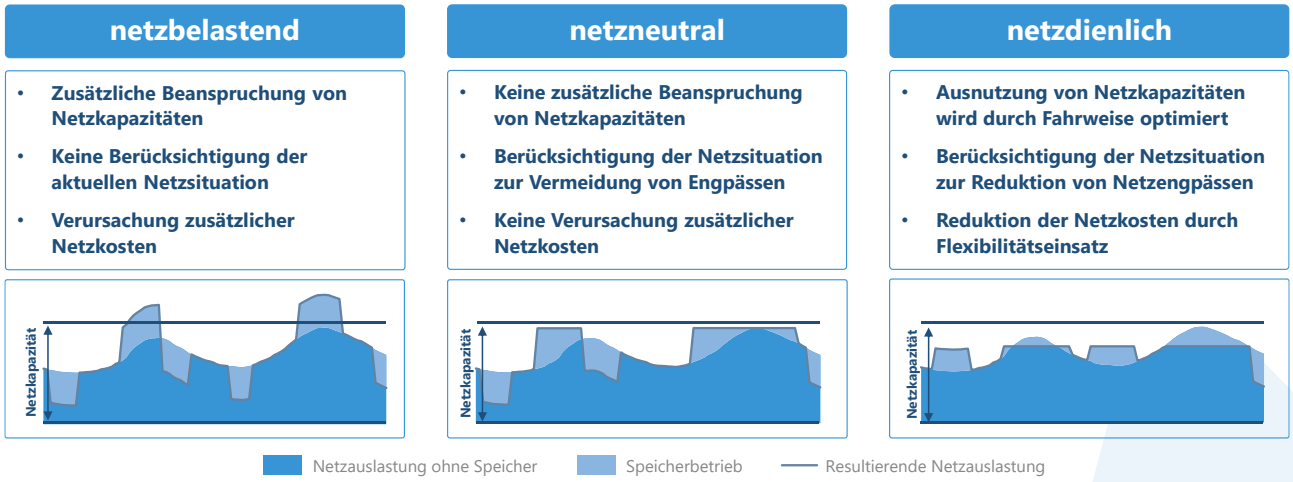


Abbildung 3: Abgrenzung der netzorientierten Betriebsweisen

Speicher bei gleichzeitiger Abregelung umliegender EE-Anlagen.

Netzneutral
Ein netzneutraler Speicher berücksichtigt in seiner Betriebsweise die aktuelle Netzsituation und beansprucht daher keine zusätzlichen Netzkapazitäten. Dementsprechend verursacht auch die Anschlussherstellung an diesem Standort keine Kosten für den Ausbau des allgemeinen Netzes.

Netzdienlich
Ein netzdienlicher Speicher geht noch einen Schritt weiter. Er ermöglicht eine verbesserte Ausnutzung von Netzkapazitäten, indem er sich in netzkritischen Situationen netzentlastend verhält. Durch seine kontextabhängige Fahrweise (z. B. durch gezielte Einspeisung oder Lastaufnahme) reduziert er Kostenfaktoren wie die Leistungsspitze zum überlagerten Netz und Redispatch-Eingriffe.

Kostenwirkung und Anreize
Die drei angeführten Definitionen aus Abbildung 3 zielen im Kern auf eine Netzwirkung bzw. auf eine Wirkung auf die Netzkosten ab. Dabei ist es entscheidend, als Referenzsystem immer die aktuelle Vergleichskonfiguration ohne die betreffende Anlage heranzuziehen. Das ermöglicht es, die Netzwirkung der einzelnen Anlage isoliert zu betrachten.

Da die angepasste Betriebsweise Auswirkungen auf die Netzausbaukosten haben kann, sollte der Einsatz von Instrumenten (siehe Kapitel 3.3) bereits beim Anschluss des Speichers berücksichtigt werden. Dies schafft auch Investitionssicherheit für Projektierer. Anreize bzw. Signale für eine netzneutrale oder netzdienliche Betriebsweise können dann auch im Rahmen des Netzanschlussverfahrens gesetzt werden. Verursacht ein netzneutraler Speicher keine Kosten für den Ausbau des allgemeinen Netzes, kann dies bspw. in der BKZ-Erhebung berücksichtigt werden. Um darüber hinaus eine netzdienliche Fahrweise zu erwirken, sollten zusätzliche Anreize geschaffen werden, die den kostensenkenden Effekt durch die Speicher adäquat widerspiegeln.

3.3 Kompatibilität der verschiedenen Betriebsweisen

Eine marktdienliche Betriebsweise muss nicht zwangsläufig die Netzauslastung erhöhen. Stattdessen ist die Netzwirkung eines Speichers, der sich an den Strombörsen vermarktet, immer zeit- und standortabhängig. In Deutschland ist der Strompreis heute an den Spotmärkten stark durch die PV-Erzeugung geprägt. Ist viel PV-Strom vorhanden, sinkt meist der Börsenstrompreis und umgekehrt [10].

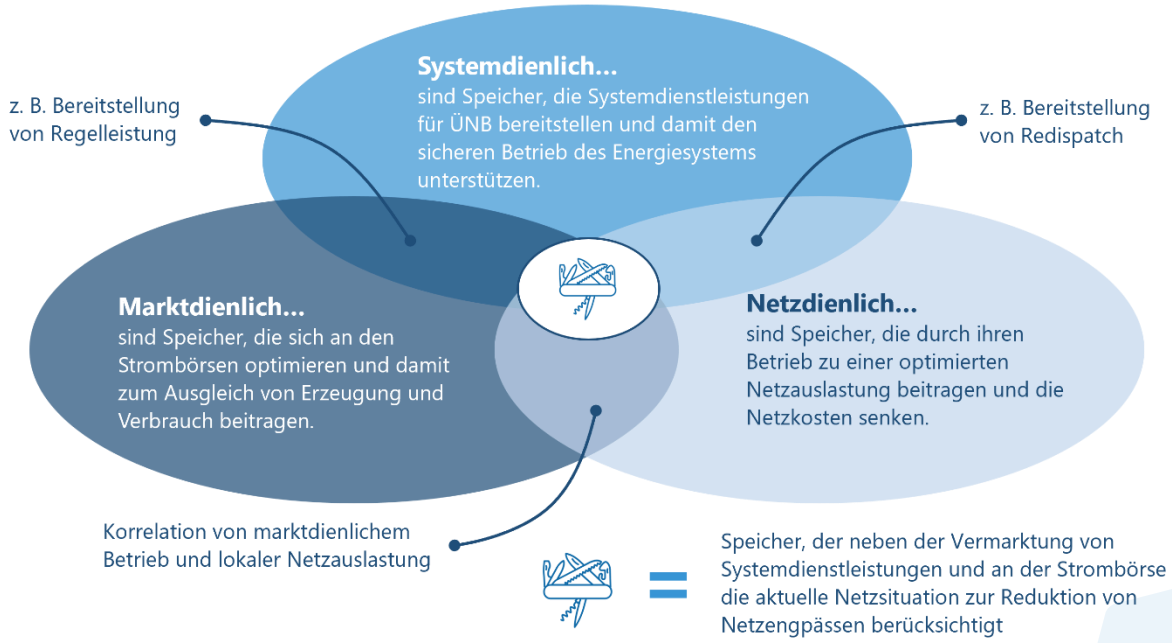


Abbildung 4: Kompatibilität der verschiedenen Speicherbetriebsweisen.

Hinweis: Systemdienlich im weiteren Sinn sind alle drei Bereiche zusammen.

Ein marktdienlicher Speicher an einem PV-geprägten Standort kann also allein durch die Ausrichtung am Börsenstrompreis überschüssigen PV-Strom aus dem Netz nehmen und damit das lokale Netz entlasten.

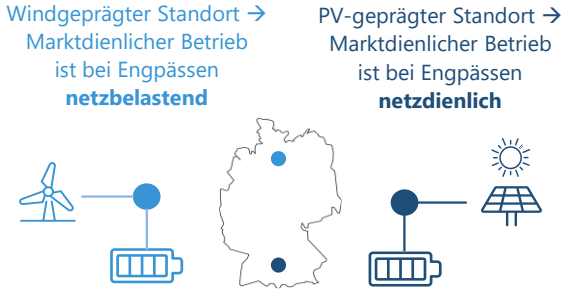


Abbildung 5: Wirksamkeit eines marktdienlichen Speichers an unterschiedlichen Netzknoten (heutige Perspektive).

Steht derselbe Speicher, wie in Abbildung 5 dargestellt, in einem Gebiet beispielsweise mit vielen Windenergieanlagen, tritt dieser entlastende Effekt weniger auf. Ein rein marktdienlicher Speicher würde sich eher an dem PV-geprägten Börsenstrompreis orientieren, statt lokale Überschüsse aufzunehmen.

Für Speicher, die Regelleistung erbringen, existieren keine grundlegenden Zusammenhänge, die an bestimmten Standorten eine inhärent netzentlastende Wirkung belegen könnten. Stattdessen folgt die Leistungskurve dieser Speicher sehr kurzfristigen Ausschlägen der Netzfrequenz, sodass es zu einem „Zappeln" mit Spitzen in Bezugs- und Einspeiserichtung kommt, wenn auch meist deutlich unterhalb der vollen Leistung. Ein systemdienlicher Speicher, der hingegen Redispatch erbringt, wäre im selben Zug auch netzdienlich, wie Abbildung 4 darstellt.

3.4 Werkzeuge zur Erreichung der gewünschten Netzwirkung

Wenn die markt- und systemdienliche Default-Betriebsweise eines Speichers an einem bestimmten Standort nicht mit der Netzauslastung kompatibel ist, existieren verschiedene Werkzeuge, um eine entsprechende Netzorientierung im Speicherbetrieb zu erreichen.

Monetärer Anreiz durch zeitvariable oder dynamische Netzentgelte: Niedrige, keine oder sogar negative Netzentgelte regen zusätzlichen Verbrauch an, wenn ein örtlicher EE-Überschuss vorherrscht. Hohe Netzentgelte machen den Bezug unattraktiv, wenn das Netz lastbedingt ohnehin stark ausgelastet ist. Da Netzentgelte in Deutschland nur von Verbrauchern getragen werden, haben diese aktuell keinen Einfluss auf die Einspeiserichtung. Zudem sind netzgekoppelte Batteriespeicher nach § 118 Abs. 6 EnWG bisher von der Netzentgeltpflicht befreit. Für die Umsetzung dieses Werkzeugs sollten daher zunächst grundsätzliche Reformen der Netzentgeltsystematik angestrebt werden.

Leitplanken, die einen „Flexraum" für den Speicher abstecken: Diese Leitplanken ermöglichen es, die Einspeisung und den Bezug in Abhängigkeit von der lokalen Netzsituation zu begrenzen, um eine Netzüberlastung zu vermeiden. Für die praktische Umsetzung der Leitplanken sind verschiedene Modelle denkbar (bspw. eine vertragliche Zusicherung des Speicherbetreibers zum Einhalten der Leitplanken). Bei netzdienlichen Speichern können diese Leitplanken auch ein temporäres Bezugs- oder Einspeiseverbot enthalten, je nachdem, ob es sich um einen last- oder einspeisegeprägten Standort handelt. Im zweiten Fall würde es dem Speicher mit den Leitplanken bspw. untersagt sein, zur Mittagszeit bei maximaler PV-Erzeugung zusätzlich Energie ins Netz einzuspeisen. Für netzdienliche Speicher können diese Leitplanken sogar gezielt Einspeisung oder Verbrauch forcieren, wenn dies der Netzentlastung dient.

Gezielte Steuereingriffe durch den Netzbetreiber: Statt über vorab kommunizierte Leitplanken, kann der Netzbetreiber ad hoc mit gezielten Steuereingriffen bspw. im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen auf Speicher zugreifen. Da der Netzbetreiber diese Maßnahmen nach den Einsatzkosten koordiniert, erfüllen diese Eingriffe das Kriterium der Netzdienlichkeit (durch Vermeidung des Einsatzes teurerer Flexibilitätsoptionen). Das Instrument „Nutzen statt Abregeln" nach § 13k EnWG wäre in der Theorie ein Beispiel dafür, wobei strenge Zusätzlichkeitskriterien eine wirtschaftliche Teilnahme von Speichern bisher verhindern.

4 Erste Lösungsansätze aus der Praxis

In der Praxis werden bereits erste Lösungsansätze zwischen Netzbetreibern und Projektierern erprobt, um mit aktuellen und perspektivischen Herausforderungen umzugehen. Im folgenden Kapitel werden vier Lösungsansätze aus der Praxis vorgestellt, eingeordnet und miteinander verglichen.

4.1 Lösungsansätze aus der Praxis

Insbesondere die Flut an Netzanschlussanfragen und begrenzte Netzanschlusskapazitäten (siehe Kapitel 2) zählen zu den akuten Herausforderungen. Einige Netzbetreiber und Projektierer erproben daher bereits Lösungen im Rahmen von Pilotprojekten. Bisher sind diese Beispiele in der Branche und bei Entscheidungsträger:innen wenig bekannt. Hinzu kommt, dass bei der öffentlichen Beschreibung von Projekten die Begrifflichkeiten aus Kapitel 3 oft unterschiedlich verwendet werden. So werden Projekte als netzdienlich bezeichnet, obwohl kein aktiver Beitrag des Batteriespeichers zur Senkung der Netzkosten (bspw. reduzieren von Engpassmanagement) vorgesehen ist. Das erschwert einen Vergleich der Ansätze.

Um einen Einblick in die Praxis zu geben, werden vier unterschiedliche Lösungsansätze in Form von Steckbriefen vorgestellt. Dafür wurden Interviews mit den jeweiligen Netzbetreibern AllgäuNetz, LEW Verteilnetz, Bayernwerk Netz und WEMAG Netz geführt sowie mit green flexibility als Projektierer und Betreiber. Auf den Steckbriefen erfolgt eine Einordnung des jeweiligen Lösungsansatzes aus unserer Sicht. Darüber hinaus werden in Kapitel 4.2 die Ansätze miteinander verglichen und eingeordnet. Eine Übersicht über die betrachteten Beispiele liefert Tabelle 1.

Neben den vier betrachteten Lösungsansätzen gibt es auch noch weitere Beispiele in der Praxis. Dazu gehören beispielsweise Pilotprojekte mit dem Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz oder 50Hertz mit dem Projektierer und Betreiber ECO STOR. In diesen Projekten liegt der Fokus auf einer selbstverpflichteten, netzneutralen Fahrweise. Ein weiteres Beispiel ist der von Amprion zusammen mit den Lechwerken geplante „dezentrale Netzbooster". Hier basiert die Ausschreibung für den Bau und Betrieb der Anlagen auf § 11a EnWG [17].

Tabelle 1: Übersicht über die betrachteten Lösungsansätze in der Praxis.

Segment	„BESI"	„Einspeisesteckdose"	„Netzd. ES"	„Netzspeicher"
Unternehmen	AllgäuNetz, green flexibility	LEW Verteilnetz, u. a. green flexibility	Bayernwerk Netz, noch nicht festgelegt	WEMAG Netz, mea Energieagentur
Werkzeug	dynamische Leitplanken mit Limitierung	Ausschreibung Anschlusskapazität & dyn. Leitplanken mit Limitierung	Ausschreibung Anschlusskapazität & Betriebsbereiche je nach Saison und Jahr	dynamische Leitplanken ohne Limitierung
Gegenleistung	BKZ-Reduktion, schnellerer Netzanschluss	Schnellerer Netzanschlussprozess	BKZ-Reduktion; Dienstleistungsentgelt	Netzanschluss vor Kapazitätserweiterung
Angestrebte Betriebsweise	netzneutral	netzneutral	netzdienlich	netzdienlich

Batteriespeicherprojekt in Immenstadt (BESI)

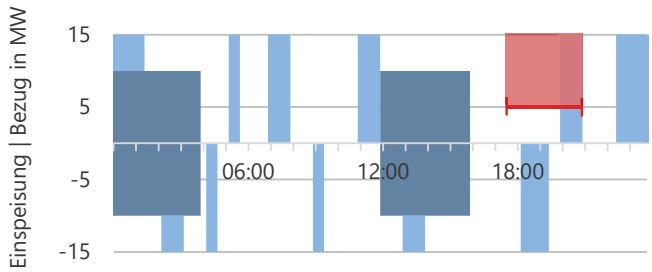
Beschreibung

In dem Pilotprojekt wird ein Batteriespeicher von green flexibility direkt an das Umspannwerk des Netzbetreibers AllgäuNetz angeschlossen. Das lokale Netz ist im Sommer einspeisegeprägt, für den Anschlusspunkt sind jedoch insbesondere die Lastspitzen im Winter relevant. Daher wurde vereinbart, dass in 10 % der Jahresviertel-stunden eine Reduktion der Bezugsleistung angefordert werden darf. So soll verhindert werden, dass eine lokale Lastspitze durch den Speicherbezug verstärkt wird.

AllgäuNetz
green flexibility

Leistung	15,2 MW
Kapazität	32 MWh
Netzebene	4 (Umspannung HS/MS)
Status	vrstl. IBN Q3 2025
Standort	Immenstadt im Allgäu

Illustrative Darstellung - Auswirkung auf den Batteriespeicherbetrieb



Vermarktung am:
- Spotmarkt
- PRL
- Leitplanke

Im Beispiel: Durch die Leitplanke ist eine Vermarktung der Bezugsleistung im Zeitraum von 17:30-21:00 Uhr nur bis 5 MW möglich.

Bilaterale Vereinbarung (zum Netzanschlussvertrag)

Werkzeug	dyn. Leitplanken in max. 10% der Jahresviertel-stunden
Anreiz	Reduktion des Baukostenzuschusses & schnellerer Netzanschluss

Umsetzung

- **Kriterien für Leitplanken** sind vertraglich umrissen
- **Kommunikation** einer Einschränkung des Leistungs-bezugs (Höhe und Dauer) erfolgt **bis d-2; 23:59 Uhr**
- Kommunikation erfolgt über eine **gesicherte Datenschnittstelle** und ggfs. über Fernsteuerung
- Leistungsreduzierung wird **in der Vermarktung berücksichtigt** und vertraglich vom Speicherbetreiber sichergestellt

Einordnung

- Die kurzfristige Festlegung der Eingriffe schafft die Möglichkeit, **situativ und bedarfsorientiert** in den Speicherbetrieb einzugreifen.
- Eine gewisse Planungssicherheit (auf beiden Seiten) wird durch die **Kommunikation der Leitplanken vor Ende der PRL- und Day-Ahead-Auktion** sowie eine **maximale Stundenzahl** und das Festlegen von bestimmten **Merkmalen für Eingriffssituationen** geschaffen.
- Die konkrete Ausgestaltung der Leitplanke sollte sich an der **lokalen Netzsituation** orientieren.
- Der Speicher wird **nicht aktiv netzdienlich genutzt**, um zu Netzentlastungen beizutragen.
- Mit einer **größeren Anzahl** an Speichern wird ein Abbilden von Netzneutralität über Leitplanken **zunehmend komplex**, weswegen sich noch offene Fragen zur **Skalierbarkeit** des Konzepts innerhalb eines Netzgebiets stellen.

„Einspeisesteckdose“ mit netzneutralen Batteriespeichern

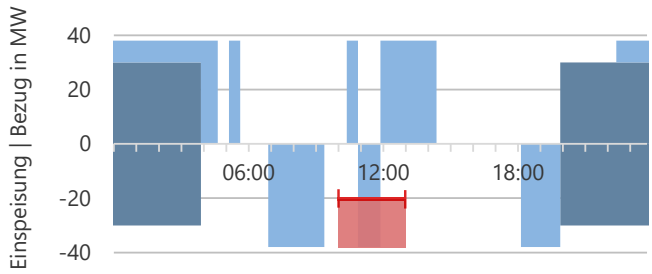
Beschreibung

Als Teil des Pilotprojekts „Einspeisesteckdose“ wird ein Batteriespeicher von green flexibility mit zwei weiteren Batteriespeichern sowie Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen an einen neu errichteten Transformator der LEW Verteilnetz angeschlossen. Die Anschlussleistung der Anlagen übersteigt die Leistung des Transformators. Dafür kann die Einspeiseleistung der Batteriespeicher in maximal 1000 Stunden im Jahr beim Auftreten von Einspeisespitzen eingeschränkt werden.

LEW Verteilnetz
u.a. green flexibility

Leistung	38,3 MW
Kapazität	82,5 MWh
Netzebene	4 (Umspannung HS/MS)
Status	vrstl. IBN Anfang 2026
Standort	Balzhausen in Günzburg

Illustrative Darstellung - Auswirkung auf den Batteriespeicherbetrieb



Im Beispiel: Durch die Leitplanke ist eine Vermarktung der Einspeiseleistung im Zeitraum von 10:00-13:00 Uhr nur bis -20 MW möglich.

Ausschreibung & bilaterale Vereinbarung

Die verfügbare Anschlussleistung wurde ausgeschrieben und Einschränkungen im Netzanschlussvertrag vereinbart.

Werkzeug	dyn. Leitplanken in max. 1000 Stunden im Jahr
Anreiz	schnellerer Netzanschlussprozess

Umsetzung

- **Kriterien für Leitplanken** wurden in der Ausschreibung transparent gemacht & dann vertragl. festgelegt; Festlegung der Leitplanken erfolgt anhand der Auslastung des Trafos & vorgelagerten Netzes
- **Kommunikation** einer Einschränkung der Einspeiseleistung (Höhe und Dauer) erfolgt **bis d-2; 16:00 Uhr** & erfolgt über Connect+.
- Leistungsreduzierung wird **in der Vermarktung berücksichtigt** & vertragl. vom Speicherbetreiber sichergestellt.

Einordnung

Durch die Ähnlichkeit bei der Umsetzung der Leitplanken gelten die Punkte zum Pilotprojekt „BESI“ der AllgäuNetz auch hier. Das Beispiel wirft jedoch die Frage auf, nach welchen **Kriterien** eine **Reduktion des Baukostenzuschusses** als Gegenleistung begründbar ist.

Zur Einordnung der weiteren, nicht speicherspezifischen Elemente des Konzepts „Einspeisesteckdose“:

- Ausschreibungen von Anschlusskapazitäten können **Transparenz** (auch zu angedachten Anforderungen und Gegenleistungen) schaffen und **Anfragen zielgerichtet steuern**. Gerade beim ersten Aufsetzen bedeuten sie jedoch auch einen hohen organisatorischen Aufwand.
- Das Konzept ist bei **Umspannwerken** umsetzbar, die nur zum **Anschluss von erneuerbaren Energien Anlagen und Stromspeichern** gedacht sind. Dann kann auf das Kriterium der n-1 Absicherung verzichtet werden.

Netzdienliche Energiespeicher (Netzd. ES)

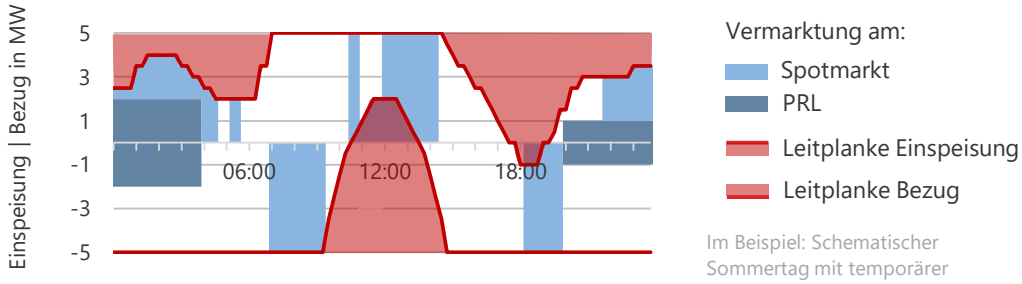
Beschreibung

Bayernwerk Netz schreibt im Sinne des § 11a EnWG in Wutzldorf einen netzdienlichen Speicher aus. Das bedeutet, dass der Speicher je nach Netzsituation eine bestimmte von Bayernwerk vorgegebene Fahrweise einhalten muss. Der ausgeschriebene Speicher ersetzt die Verstärkung einer Mittelspannungsleitung. Die Ausschreibung endete im März 2025, die Gebote werden derzeit ausgewertet. Geboten wird auf ein jährliches Dienstleistungsentgelt für das Einhalten der Leitplanken.

Bayernwerk Netz
tbd

Leistung	5 MW
Kapazität	20 MWh
Netzebene	5 (Mittelspannung)
Status	Vergabephase
Standort	Wutzldorf

Illustrative Darstellung - Auswirkung auf den Batteriespeicherbetrieb



Im Beispiel: Schematischer Sommertag mit temporärer Einspeise- und Bezugsanforderung

Ausschreibung & bilaterale Vereinbarung

Die Rahmenbedingungen wurden ausgeschrieben und Regelungen im Dienstleistungs- und im Netzanschlussvertrag vereinbart.

Werkzeug	Betriebsbereiche je nach Saison und Jahr
Anreiz	BKZ-Reduktion; Dienstleistungsentgelt

Umsetzung

- Das Dienstleistungsentgelt darf die **Kosten für alternativen Redispatch** und **Netzausbau nicht übersteigen.**
- **Kriterien für Betriebsbereiche** wurden in der Ausschreibung transparent gemacht & werden im Dienstleistungsvertrag mit 10 Jahren Laufzeit festgelegt
- Festlegung der Betriebsbereiche erfolgt **jährlich** differenziert nach **Wochentag** und **Saison**
- Speicherbetreiber ist **vertraglich** zur Einhaltung der Leitplanken **verpflichtet**

Einordnung

- Bei dem Pilotprojekt handelt es sich um die **erste Ausschreibung im Sinne des § 11a EnWG** in Deutschland durch einen Verteilnetzbetreiber.*
- Die Anforderungen an den netzdienlichen Speicher gehen über die an einen netzneutralen Speicher hinaus, daher wird zusätzlich zur BKZ-Reduktion ein **individuelles Dienstleistungsentgelt** gezahlt.
- Die Begrenzung des Dienstleistungsentgelts auf die Höhe alternativer Werkzeuge ist sinnvoll, darüber hinaus stellen sich jedoch Fragen bezüglich der **Skalierbarkeit** und der **Adaption der Berechnungsvorschrift** für verschiedene Netzgebiete und Betriebsbereiche.
- Die Leitplanken sind aktuell noch **statisch** definiert und können bei Bedarf **jährlich angepasst** werden. Um den prognostizierten und standortindividuellen Netzbedarf künftig berücksichtigen zu können, müssen technische und regulatorische Rahmenbedingungen in Einklang gebracht werden.

*Amprion führt aus der Rolle ÜNB derzeit ebenfalls eine Ausschreibung nach § 11a durch

Pilotprojekt „Netzspeicher“

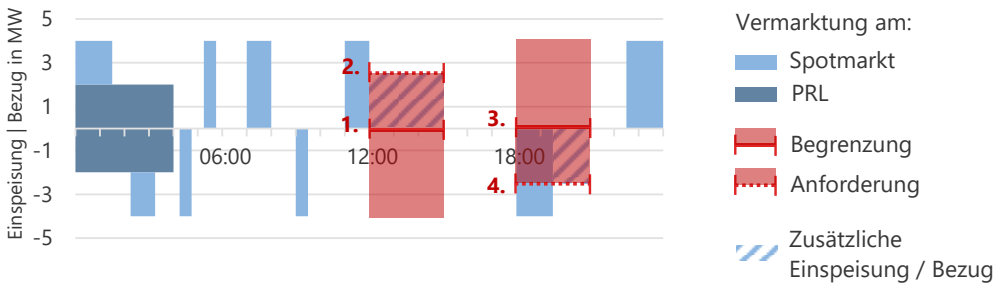
Beschreibung

Zur Beschleunigung des Ausbaus von Speicherkapazitäten an bereits hoch ausgelasteten Netzstrukturen erprobt die WEMAG Netz die Fahrweise eines Batteriespeichers, bei der Netz-Restriktionen berücksichtigt werden. Dafür wird ein „Flexibilitätsraum“ temporär vorgegeben. Dieser soll bspw. der Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) im Netzgebiet Vorrang gewähren. Nach Abschluss der Pilotphase wird geprüft, ob diese Anlagenfahrweise auch für weitere Speicheranlagen anwendbar ist.

WEMAG Netz
mea Energieagentur Mecklenburg-Vorpommern

Leistung	4 MW
Kapazität	8 MWh
Netzebene	4 (Umspannung HS/MS)
Status	IBN bis Ende 2025
Standort	Neustadt-Glewe

Illustrative Darstellung - Auswirkung auf den Batteriespeicherbetrieb



Ausschreibung & bilaterale Vereinbarung

Die Rahmenbedingungen wurden in einer Flexibilitätsvereinbarung zwischen WNG und Speicher festgehalten.

Werkzeug	dyn. Leitplanken
Anreiz	Netzanschluss vor Kapazitätserweiterung des Umspannwerks

Umsetzung

- **Ableiten des Flexibilitätsraums** aus automatisierten Netzanalyseprozessen
- In **unkritischen Netzkonstellationen** erfolgt **freie Bewirtschaftung** am Markt
- Mögliche **Restriktionen**:
  1. Einspeisebegrenzung, **2.** Lastanforderung,
  3. Lastbegrenzung, **4.** Einspeiseanforderung
- Angestrebter Vorlauf für Restriktionsanmeldung: **t-1h**
- Kommunikation über angepasste **Redispatch-Prozesse**

Einordnung

- Die Pilotanlage ist insbesondere auf „Stand-Alone-Speicher“ ausgerichtet. Fokus liegt auf der netztechnischen bzw. betriebsprozessualen Netzintegration im Rahmen eines **präventiven Engpassmanagements**.
- Derzeit wird die Anwendung ähnlicher Konzepte im Rahmen der Regelungen zur Überbauung von Netzkapazitäten nach § 8a EEG geprüft.
- Durch den Ansatz kann die **Abregelung von EE-Anlagen vermieden** werden und damit auch die Konkurrenz mit bereits installierter sowie zusätzlich reservierter Anschlussleistung von EE-Anlagen.
- Für die Übertragbarkeit stellt sich die Frage, inwiefern geeignete **Anreize** und eine **Balance zwischen Planungssicherheit** für Speicherbetreiber und **kurzfristigen Eingriffsmöglichkeiten** durch den Netzbetreiber gefunden werden kann.

4.2 Gestaltungsspielräume und Grenzen des aktuellen regulatorischen Rahmens

Über vertragliche Vereinbarungen zum Netzanschlussvertrag können individuelle Lösungen vereinbart werden. Die vier betrachteten Beispiele zeigen, dass die bestehenden Gestaltungsspielräume der Regulatorik im Rahmen von bilateralen Vereinbarungen beim Netzanschlussprozess genutzt werden, um eine gewisse Betriebsweise der Speicher sicherzustellen. Damit möchten die Netzbetreiber primär begrenzte Netzanschlusskapazitäten effektiver nutzen. Während einzelne Netzbetreiber die Projekte explizit als Pilot und Übergangslösung betrachten, sehen andere die Lösungen als eine Art Standard für den Anschluss von Großbatteriespeichern.

In den vier Praxisbeispielen werden den Batteriespeichern in unterschiedlicher Weise feste Leitplanken vorgegeben (siehe Tabelle 1). Kapitel 3.4 zeigt, dass auch andere Umsetzungsvarianten für Netzneutralität denkbar wären. Im Detail unterscheiden sich die Konzepte jedoch in Bezug auf die Gegenleistungen, die zeitliche Auflösung und wie restriktiv sie sind. Eine individuelle Ausgestaltung ist grundsätzlich durch die lokale Netzsituation gerechtfertigt, einheitliche Kriterien wären jedoch aus Aspekten der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu begrüßen.

Für Projektierer bzw. Betreiber von Speichern und Netzbetreibern müssen Instrumente ausreichend Flexibilität und gleichzeitig Planungssicherheit bieten. Netzbetreiber brauchen eine gewisse Sicherheit für eine netzneutrale oder -dienliche Fahrweise des Speichers, um diese bei der Anschlussherstellung und in der Netzplanung berücksichtigen zu können. Dabei sind die Höhe und Anzahl von Engpässen je nach Netztopologie und Digitalisierungsgrad für Netzbetreiber jedoch häufig schwer vorhersehbar. Auf der anderen Seite brauchen auch Projektierer und Betreiber von Speichern eine gewisse Planungssicherheit zum Umfang (Zeit und Höhe) der „Eingriffe" bzw. Vorgaben für die Finanzierung ihrer Projekte.

In den vier vorgestellten Praxisbeispielen werden diese Interessen unterschiedlich abgebildet. Bei den Ansätzen der AllgäuNetz und LEW Verteilnetz erfolgt eine Kommunikation der Leitplanken vor Ende der PRL- und Day-Ahead-Auktion. Dieser Vorlauf ist wichtig, damit die Speicherbetreiber die Leitplanken in ihrer Vermarktung berücksichtigen können. Für die Projektplanung bzw. die Finanzierung des Projekts wurde durch die Festlegung einer maximalen Stundenzahl und das Festlegen von bestimmten Merkmalen für Eingriffssituationen eine gewisse Planungssicherheit geschaffen. Die jährlich und saisonal festgelegten Leitplanken des Bayernwerks sind zwar gut planbar, setzen jedoch relativ starre Grenzen für den Speicherbetrieb. Demgegenüber könnten die sehr kurzfristigen Signale beim Piloten der WEMAG für Projektierer und Betreiber schwer kalkulierbar sein.

Aus Systemsicht ist es wichtig, dass Leitplanken die markt- und systemdienlichen Mehrwerte nicht übermäßig beschneiden. Die Ausgestaltung der Leitplanken in den Beispielen ist je nach Verständnis der Definition „netzneutral", der lokalen Netzsituation und ggf. auch nach verschiedenen Risikoabwägung der einzelnen Netzbetreiber unterschiedlich restriktiv gewählt. Grundsätzlich ist es den Projektierern freigestellt unter Abwägung der Wirtschaftlichkeit, solche Verträge mit den Netzbetreibern einzugehen. Es wird auch kein Anschluss verwehrt, wenn sie es nicht tun. Wenn jedoch ansonsten Ausbaumaßnahmen im Netz notwendig sind, ist dies mit Blick auf das Auslaufen der Netzentgeltbefreiung bis 2029 für Projektierer häufig eine faktische Ablehnung. Durch den Zeitdruck und die hohe Konkurrenz um begrenzte Netzkapazitäten können die Verhandlungspositionen ungleich verteilt sein. Aus Systemsicht ist das relevant, da bei zu restriktiven Vorgaben die Mehrwerte, die die Batteriespeicher im Markt erbringen, über die Maße beschnitten werden könnten. Das Risiko eines übermäßigen Begrenzens der markt- und systemdienlichen Mehrwerte ist bei starren (zeitlich gering aufgelösten) Leitplanken in jedem Fall höher.

Für netzdienliche Lösungsansätze setzt der aktuelle regulatorische Rahmen noch Grenzen oder es fehlt an Leitlinien für die Anwendung. Für das präventive Vermeiden von Netzengpässen sind weitere Gegenleistungen bzw. Anreize für ein angepasstes Verhalten der Batteriespeicher notwendig. Für solche Konzepte brauchen Netzbetreiber die Sicherheit, dass bzw. wie entstehende Kosten (bspw. für Entschädigungen) angerechnet werden. Derzeit ist die Anwendung von § 11a EnWG auf Einzelfälle begrenzt. Im Allgemeinen herrscht noch Unsicherheit wie bzw. in welchen Fällen § 11a EnWG anwendbar ist.

Daneben gibt es noch weitere Ansatzpunkte im regulatorischen Rahmen (bspw. § 13k EnWG, § 14c EnWG oder perspektivisch lokale Signale über Netzentgelte), die bisher noch nicht weiter ausgestaltet sind. Für eine sinnvolle und umfassende Integration von Speichern braucht es Klarheit über die Möglichkeiten zur Nutzung der Instrumente sowie eine gewisse Vereinheitlichung in der Anwendung. Eine Ausgestaltung dieser Regelungen ist nicht nur für Großbatterie-speicher relevant, sondern auch für neue Anlagentypen, wie z. B. Elektrofahrzeuge, Elektrolyseure.

5 Kernaussagen und Ausblick

Kernaussagen

Netzwirkung – insbesondere Netzbelastung – ist kein exklusives Phänomen von Großbatteriespeichern. Für einen überwiegenden Teil der Anlagen, die an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, ist die Beanspruchung von Netzkapazitäten ohne Einschränkungen die Regel bzw. das Zielbild. In diesem Zielbild haben und brauchen Anlagenbetreiber keine Informationen zu begrenzten Netzkapazitäten für Investitionsentscheidungen und im Betrieb. Mit der Energiewende kommt dieses Zielbild durch verzögerten und teuren Netzausbau an seine Grenzen. Eine Reihe der Herausforderungen ließen sich in der Breite – also auch zur Netzintegration von EE-Anlagen, steuerbarer Verbraucher, Elektrolyseuren - durch grundlegende Anpassungen des Strommarktdesigns lösen.

Damit der dynamische Ausbau von Großbatteriespeichern nicht ausgebremst wird, braucht es spezifische, praktikable und maßvolle Lösungen. Da grundlegende Marktdesignreformen Zeit brauchen, können sie nicht bei den akuten Herausforderungen des jetzt stattfindenden Hochlaufs bis 2029 helfen. Daher braucht es zunächst praktikable und zielgerichtete Instrumente als Übergangslösung zur Begleitung der ersten Hochlaufphase. Denn Batteriespeicher leisten durch ihre system- und marktdienliche Betriebsweise einen wichtigen Beitrag für die Energiewende. Für die Instrumente muss jedoch berücksichtigt werden, dass jeder netzorientierte Eingriff in den Speicherbetrieb die Flexibilität für markt- und systemdienliche Anwendungsfälle beeinträchtigt. In einem kosteneffizienten Zielbild muss abgewogen werden, wo die Flexibilität den größten Mehrwert liefert. Dies gilt auch für die Frage, inwieweit sich system- und marktdienliche Einsätze netzseitigen Restriktionen unterordnen sollten, um Netzausbau zu vermeiden.

Ein einheitliches Verständnis für netzneutrales und netzdienliches Verhalten ist notwendig für die Diskussion geeigneter Lösungen. Nach unserer Definition in Kapitel 3.2 beanspruchen netzneutrale Anlagen keine zusätzlichen Netzkapazitäten und verursachen damit auch keine zusätzlichen Netzkosten. Netzdienliche Anlagen gehen noch einen Schritt weiter und entlasten mit ihrer Fahrweise das Netz. Wichtig ist, dass diese Definitionen nicht an konkrete Instrumente des Netzbetreibers gebunden sind, sondern Netzneutralität und Netzdienlichkeit über verschiedene Ansätze erreicht werden können. Die Definitionen sind nicht als pauschale Anforderungen an Speicher gedacht. Die Einigung auf die genannten Begrifflichkeiten ermöglicht es, geeignete Anreize festzulegen. Für einen netzneutralen Batteriespeicher ließe sich bspw. ein vorrangiger Netzanschluss oder ein reduzierter BKZ begründen. Für netzdienliche Speicher sollten darüber hinaus die erzielten Netzkosteneinsparungen adäquat über Anreize abgebildet werden.

Für die Bewältigung der aktuellen Herausforderungen müssen Instrumente bereits beim Anschluss eines Speichers ans Netz wirken. Die vielen Netzanschlussanfragen führen zu Prozessverzögerungen und kommen vielerorts zu bereits ohnehin knappen Anschlusskapazitäten hinzu. Das Verstärken von Netzengpässen durch Großbatteriespeicher ist hingegen noch keine akute Herausforderung. Dennoch ist die Fahrweise des Speichers bereits bei der Anschlussherstellung für die Netzverträglichkeitsprüfung relevant. Instrumente (seien es monetäre Anreize, Leitplanken oder Steuereingriffe), die die Betriebsweise der Batteriespeicher beeinflussen und so begrenzte Kapazitäten nutzbar machen können, müssen daher ebenfalls bereits beim Anschluss berücksichtigt werden. Für den Umgang mit zahlreichen Anfragen helfen dagegen auch standardisierte Prozesse und Informationen zu Orten mit noch verfügbaren Netzkapazitäten.

Vertraglich vereinbarte Leitplanken stellen sich in der Praxis als pragmatische Lösung für Gebiete mit begrenzten Anschlusskapazitäten dar. Grundsätzlich ließe sich eine angepasste Betriebsweise über monetäre Anreize oder das Eingreifen der Netzbetreiber im Rahmen von Engpassmanagementmaßnahmen (wie bei § 14a EnWG) bei der Anschlussdimensionierung berücksichtigen. Für beides fehlt jedoch der regulatorische Rahmen. Die in der Praxis vertraglich vereinbarten Leitplanken zur Fahrweise beim Netzanschluss stellen eine pragmatische Lösung für Gebiete dar, die bereits heute begrenzte Anschlusskapazitäten haben. Allerdings stellen sich Fragen zur Skalierbarkeit der Ansätze. Zudem wird die Wechselwirkung zwischen Planungssicherheit und Flexibilität bei „Eingriffen" bzw. Vorgaben in den Praxisbeispielen unterschiedlich ausgestaltet. Zwar braucht es

Freiheiten bei der Ausgestaltung, um lokale Gegebenheiten zu berücksichtigen, jedoch wäre ein einheitliches Verständnis für die Kriterien solcher Leitplanken nicht nur aus Transparenzgründen wünschenswert. Denn auch aus Systemsicht können starre Leitplanken die markt- und systemdienlichen Mehrwerte nicht übermäßig beschneiden. Zudem sollte die Höhe der Begrenzung nicht als Priorisierungsinstrument der Anfragen genutzt werden.

Die Rolle von netzdienlichen Speichern in Zukunft

Es müssen prozessuale/regulatorische Voraussetzungen für einen netzdienlichen Einsatz von Großbatteriespeichern geschaffen werden. Sowohl Netz- als auch Speicherbetreibern ist das enorme Potenzial von Großbatteriespeichern für den netzdienlichen Einsatz bewusst. Die Anlagen wären prozessual einfacher in das Engpassmanagement einzubinden als haushaltsnahe Flexibilitäten (wie Ladepunkte oder Wärmepumpen) und ihr primärer Einsatzzweck liegt ohnehin bereits im Energie- und nicht im Verkehrs- oder Wärmebereich. Daher stellt sich die Frage, wie gerade Großbatteriespeicher in einem kosteneffizienten Zielbild tatsächlich netzdienlich eingesetzt werden können, um u. a. die aktuellen Kosten für das Engpassmanagement in Deutschland von 3,1 Mrd. Euro im Jahr 2023 senken zu können [18].

Dazu ist es notwendig, die entsprechenden prozessualen/regulatorischen Voraussetzungen zu schaffen:

- Die Ausschreibungen für netzdienliche Speicher beruhen bislang hauptsächlich auf individuellen Vereinbarungen. Diese sollten auch in Zukunft möglich sein, jedoch ist für eine flächendeckende, zügige Adaption ein **allgemeingültiger Leitfaden zur Anwendung des § 11a EnWG** nötig.
- Neben langfristigen Ausschreibungen würden **kurzfristigere Engpassmanagementmechanismen** den Speicherbetreibern zusätzliche Freiheiten ermöglichen und damit neue Potenziale erschließen. Die strengen Zusätzlichkeitskriterien des § 13k EnWG „**Nutzen statt Abregeln**" machen die Teilnahme für Speicher jedoch zum aktuellen Zeitpunkt wirtschaftlich unattraktiv, da im Gegenzug auf eine Beteiligung am Börsenhandel nahezu vollständig verzichtet werden müsste. Dies wird daran deutlich, dass bis März 2025 noch keine Abregelungsstrommengen zugeteilt werden konnten [19].
- In das **Redispatch 2.0 Regime** sind Batteriespeicher zwar offiziell eingebunden, der aktuelle kostenbasierte Vergütungssatz erscheint jedoch ungeeignet, um die tatsächlichen Kosten beim Speicherbetreiber abzubilden. Daher werden Batteriespeicher im Redispatch bislang kaum eingesetzt, obwohl sie das Potenzial hätten, teurere fossile Anlagen zu ersetzen und damit die Netzkosten zu reduzieren. Dafür braucht es jedoch eine Reform der Vergütungssätze, – ggf. sogar ein marktbasiertes Verfahren – um den tatsächlichen Einsatzkosten von Batteriespeichern gerecht zu werden.
- Eine ähnliche Möglichkeit zur aktiven Einbindung von Speichern in ein marktbasiertes Engpassmanagement bietet der **§ 14c EnWG**, der als Umsetzung von Art. 32 EBM-RL und Art. 13 EBM-VO im nationalen Recht bislang jedoch lediglich eine leere Hülle darstellt, solange keine Spezifikation durch die Bundesnetzagentur erfolgt. Trotz weiterer Spezifizierungen im Rahmen des europäischen Network Code Demand Response ist eine weitere Ausgestaltung noch nicht absehbar.
- Wenn die geltende Netzentgeltbefreiung für Speicher im Jahr 2029 ausläuft, sollte die Bundesnetzagentur das grundlegende Erhebungsverfahren novellieren, um eine bessere Kostenreflexivität zu erreichen und gleichzeitig den Speicherhochlauf nicht zum Erliegen zu bringen. Mit entsprechenden – **z. B. dynamischen – Entgeltmodellen** ließe sich je nach Ausgestaltung eine netzorientierte Betriebsweise auch adäquat abbilden.

Für einen netzdienlichen Einsatz sind im Zielbild grundsätzliche Marktdesignanpassungen gegenüber Sonderlösungen zu bevorzugen. Die geltende Regulatorik bietet bereits einige Anknüpfungspunkte für einen netzdienlichen Einsatz in Zukunft. Dabei gilt es jedoch, die verschiedenen Instrumente noch auszugestalten, um sie für die Nutzung netzdienlicher Speicher zu befähigen. Die genannten Instrumente verhalten sich teilweise komplementär und teilweise konkurrierend zueinander. Daraus ergibt sich jedoch auch eine gewisse Unsicherheit bezüglich des Zielbilds, die Projekte verzögern kann. Während aktuell zielgerichtete, pragmatische (Übergangs-)Lösungen notwendig sind, um den Hochlauf zu unterstützen und zu lenken, sind für das Zielbild grundsätzliche Marktdesignanpassungen gegenüber Sonderlösungen für einzelne Technologien zu bevorzugen. Denn ein Marktdesign aus einem Guss erlaubt eine einfachere Koordination zwischen den Instrumenten und Akteuren mit weniger unerwünschten Wechselwirkungen. Es besitzt gegenüber einem Flickenteppich aus Sonderlösungen Vorteile in puncto Diskriminierungsfreiheit und Transparenz, um Netzdienlichkeit marktwirtschaftlich skalierbar zu machen.

6 Literatur

[1] Nicola de Paoli (2025): „Zahlreiche Großbatteriespeicher-Projekte werden wohl nie umgesetzt - „Tsunami" an Anträgen?". Verfügbar unter: https://www.merkur.de/wirtschaft/zahlreiche-grossbatteriespeicher-projekte-werden-wohl-nie-umgesetzt-tsunami-an-antraegen-zr-93575577.html

[2] Sandra Enkhardt (2025): „Übertragungsnetzbetreibern liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor". Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/

[3] Jan Figgener et al. (2025): "Battery Charts". Verfügbar unter: https://battery-charts.rwth-aachen.de/

[4] Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (2025): „Endspurt 2030; Die Speicheragenda zur 21. Legislaturperiode". Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2025/02/BVES_Endspurt2030_Speicheragenda_21_Legislaturperiode.pdf

[5] Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2024): „Verfünffachung der Großspeicher-Kapazität geplant". Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/2024/10/02/verfuenffachung-der-grossspeicher-kapazitaet-geplant/

[6] Bundesnetzagentur (2025): „Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045". Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/250430_Genehmigung_Szenariorahmen_2025_0.pdf

[7] Bundesnetzagentur (2022): „Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045". Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf

[8] Frontier Economics (2023): „Wert von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem". Verfügbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/jmxlrpul/frontier-economics_wert-von-bess-im-deutschen-stromsystem_-final-report.pdf

[9] Nikolaus J. Kurmayer (2024): „Transformatoren: Das drohende Hindernis im europäischen Stromnetz". Verfügbar unter: https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/transformatoren-das-drohende-hindernis-im-europaeischen-stromnetz/

[10] TenneT TSO GmbH (2024): „Quo Vadis, Großbatteriespeicher?". Verfügbar unter: https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2024-12/QuoVadis3_Webversion.pdf

[11] Bayerisches Staatsministerium für Wohnen, Bau und Verkehr (2025): „Erstes und Zweites Modernisierungsgesetz Bayern - Vollzugshinweise zu den Änderungen der Bayerischen Bauordnung". Verfügbar unter: https://www.stmb.bayern.de/assets/stmi/buw/baurechtundtechnik/24_baybo-vollzugshinweise_2025-modg-1-2.pdf

[12] Bundesnetzagentur (2024): „Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen". Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/Positionspapier_DL.pdf

[13] Bundesnetzagentur (2024): „Netzkarte". Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/Netzkarte_DL.pdf

[14] Regelleistung Online (2025): „Entwicklung der PQ-Leistung Dezember 2024". Verfügbar unter: https://www.regelleistung-online.de/entwicklung-der-pq-leistung-dezember-2024/

[15] FfE (2025): „Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2024". Verfügbar unter: https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-im-jahr-2024/

[16] Bayernwerk Netz GmbH (2025): „Energiespeicher". Verfügbar unter: https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/energiespeicher.html

[17] Niklas Tenberge (2024): „Amprion startet Ausschreibung für dezentralen Netzbooster“. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_75521.html

[18] Bundesnetzagentur (2024): „Netzengpassmanagement im Jahr 2023“. Verfügbar unter: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/213590

[19] Regener (2025): „Wie läuft Nutzen statt Abregeln? – Eine erste Zwischenbilanz zur Erprobungsphase von § 13k EnWG“. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-laeuft-nutzen-statt-abregeln-eine-erste-zwischenbilanz-zur-erprobungsphase-von-%C2%A7-13k-enwg/

Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Whitepaper
Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern – Lösungsansätze aus der Praxis

Veröffentlicht am
27.05.2025

Projektleitung
Nele Maas, Vincenz Regener

Mitarbeit
David Busley (Edu)

Stellv. wissenschaftlicher Leiter
Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Christoph Pellinger
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Andrej Guminski
Dr.-Ing. Anna Gruber

Im Auftrag von
green flexibility development GmbH

Als End-to-End-Partner für Batteriespeichersysteme plant, baut und betreibt green flexibility Batteriespeicher an strategisch wichtigen Punkten des Stromnetzes in ganz Europa. Dabei übernimmt green flexibility sämtliche Projektschritte: von der Identifizierung geeigneter Standorte bis hin zur Vermarktung der Speichersysteme. Das Unternehmen, gegründet von erfahrenen Energieunternehmern, vereint mehr als 100 Jahre Erfahrung und Expertise und unterstützt die Energiewende mit innovativen Lösungen für großflächige Batteriespeichersysteme, die eine nachhaltige und sozialverträgliche Integration erneuerbarer Energien ermöglichen

Bitte zitieren als
FfE (2025): Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern –Lösungsansätze aus der Praxis; Whitepaper im Auftrag der green flexibility development GmbH