

DISKUSSION DER NETZ- UND SYSTEMDIENLICHKEIT SOWIE MÖGLICHER ANREIZ- UND STEUERUNGSMECHANISMEN IM KONTEXT VON BATTERIESPEICHERSYSTEMEN

Merle FERK*, Carsten WEGKAMP, Bernd ENGEL

elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme, TU Braunschweig,
Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, 49531/3919714, m.ferk@tu-braunschweig.de

*Nachwuchsautorin

Kurzfassung: In diesem Paper werden die Herausforderungen der Netzintegration von Batteriespeichersystemen (BESS) diskutiert. Bei der Unterscheidung zwischen Koordinationsform, Zweck und Auswirkungen von Anlagenbetrieb wird der systemorientierte aber damit nicht zwingend netzbelastende Betrieb erlösorientierter BESS deutlich. In den Analysen ergibt sich, dass sich im weiteren Verlauf auf die Konzeptionierung und Umsetzung geeigneter Anreiz- und Steuerungsmechanismen konzentriert werden sollte. Hier steht ein breites Set an planerischen und operativen Möglichkeiten zur Verfügung, welches einer passenden Koordinierung und Ausgestaltung bedarf, um zukünftig den systemischen Nutzen von BESS durch geeignete Netzintegration zu ermöglichen.

Keywords: Netzintegration, Batteriespeichersysteme, Netzdienlichkeit, Systemdienlichkeit

1 Motivation und Zielsetzung

Das sich im Rahmen der Energiewende immer stärker durch volatile erneuerbare Energien (EE) geprägte Energiesystem erfordert zunehmend eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Batteriespeichersysteme (BESS) sind hierfür essentiell und somit aus systemischer Sicht ein wichtiger Bestandteil der Energiewende [1]. Dieses Paper fokussiert sich auf Großbatteriespeichersysteme mit einer Leistung ≥ 1 MW.

Aus Betreibersicht bieten sich durch Handel an Spot- und Regelreservemärkten attraktive Erlöse, was verbunden mit sinkenden BESS-Kosten zu einer hohen Anzahl an Netzanschlussanfragen bei gleichzeitig begrenzten Netzanschlusskapazitäten und damit zu Herausforderungen bei Netzbetreibern (NB) führt [2]. Gleichzeitig kann der BESS-Betrieb z. B. durch volatile Sollwerte eine Herausforderung für die Netzbetriebsführung darstellen [3].

Vor dem Hintergrund dieses Spannungsfeldes und als Beitrag zur Herausforderung der ganzheitlich sinnvollen Netzintegration von BESS untersucht diese Arbeit qualitativ und konzeptionell grundlegende Zusammenhänge sowie verschiedene Mechanismen für eine netzorientierte BESS-Integration.

Hierfür wird in Kapitel 2 der Status Quo dargestellt. In Kapitel 3 werden die Begriffe „Netzdienlichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ anhand vorhandener Definitionen eingeordnet, verknüpft und diskutiert. Kapitel 4 analysiert mögliche Anreiz- und Steuerungsmechanismen sowie die koordinativen Herausforderungen verschiedener Instrumente. In Kapitel 5 werden die Diskussionspunkte zusammengefasst und ein Ausblick auf künftige mögliche Entwicklungen und Forschungsgegenstände gegeben.

2 Status Quo – Batteriespeichersysteme in Deutschland

2.1 Anzahl und installierte Leistung heute und in Zukunft

Stand Januar 2026 sind Großbatteriespeichersysteme mit einer Gesamtleistung 2,61 GW und einer Gesamtkapazität von 3,86 GWh in Deutschland installiert [4].

Im November 2025 veröffentlichte Auswertungen geben an, dass mindestens 729 GW Netzanschlussanfragen bei Verteilnetzbetreibern (VNB) und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) vorliegen. Hierbei ist aufgrund der aktuellen Netzanschlussverfahren von mindestens 50% Mehrfach- und spekulative Anfragen auszugehen. [5]

Die Auswertungen in [5] ergeben außerdem, dass für BESS bereits 27 GW Netzanschlusszusagen von VNB vorliegen. Gleichzeitig haben die ÜNB Netzanschlusszusagen für insgesamt 51 GW Leistung gegeben, womit ihre Netzanschlusskapazitäten laut eigener Aussage vorerst erschöpft sind [6].

Im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) Strom werden für 2045 je nach Szenario installierte Großbatteriespeicher von 21 – 44 GW mit einem Verhältnis von Energie zu Leistung (Energy-to-Power-Ratio, EPR) von 4 h angenommen. [7]

Die Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“ modelliert einen Bedarf an flexiblen Kurzzeitspeichern (z. B. stationäre BESS) von 350 GWh bis 600 GWh im Jahr 2045 [8], dies entspricht bei einem EPR von 4 h einer installierten Leistung von 87,5 GW bis 150 GW.

Zur Übersicht sind die beschriebenen BESS-Leistungen in Abbildung 1 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sehr viel mehr BESS angefragt als systemisch notwendig sind. Dies bekräftigt die Notwendigkeit der Diskussionen um Netzanschlussverfahren und Netzauswirkungen von BESS.

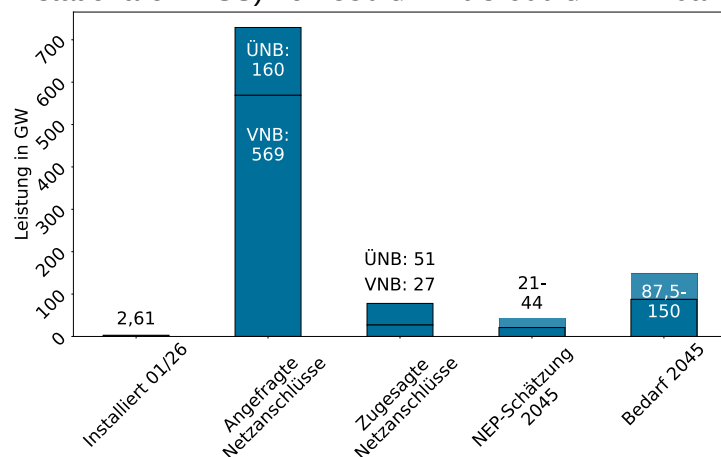


Abbildung 1: Aktuelle, angefragte, zugesagte, prognostizierte und notwendige BESS-Leistungen [4-8]

2.2 Betriebsweisen von Großbatteriespeichersystemen

Es gibt unterschiedliche Einsatz- und Vermarktungskonzepte für BESS. Für Großbatteriespeichersysteme ist vor allem zwischen Stand-Alone und Co-Located-Systemen zu unterscheiden. Stand-Alone-BESS sind alleine an einem Netzanschlusspunkt (NAP) angeschlossen, während Co-Located-BESS mit einer EE-Anlage, meist mit Wind oder Photovoltaik, an einem NAP angeschlossen sind.

Stand-Alone-Speicher werden erlösorientiert betrieben und werden typischerweise Cross-Market, also an mehreren Märkten optimiert. An Spotmärkten können durch Arbitragehandel (Kauf zu niedrigen Preisen, Verkauf zu hohen Preisen) Erlöse erzielt werden, an Regelreservemärkten geschieht dies durch das Vorhalten von Energie und Leistung für einen möglichen Regelreserveabruf [3; 9].

Co-Located-BESS können entweder als reiner EE-Zwischenspeicher (Grünstromspeicher) genutzt oder auch vermarktet (Graustromspeicher) werden, hierbei gibt es meistens jedoch Restriktionen im maximalen Wirkleistungsbezug- und/oder -einspeisung durch den geteilten Netzanschluss mit der EE-Anlage [9].

3 Diskussion der Begriffe „Netzdienlichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ im Kontext von Batteriespeichersystemen

In Debatten um die Netzintegration von BESS sind die Begriffe „Netzdienlichkeit“ und „Systemdienlichkeit“ viel diskutiert und werden sowohl qualitativ als auch quantitativ sowie als Anforderungen und zur Beschreibung von Auswirkungen genutzt. Im Folgenden werden die Begriffe im Kontext vorhandener Definitionen eingeordnet und in Zusammenhang miteinander gesetzt. Diese Veröffentlichung hat nicht das Ziel, eine neue Definition zu entwickeln, sondern zu analysieren und ordnen, inwiefern sich die bisher genutzten Definitionen ergänzen oder widersprechen und wo sich Vor- oder Nachteile ergeben.

3.1 Definitionsmöglichkeiten für Netz- und Systemdienlichkeit

Im Folgenden werden vorhandene Definitionen der Begriffe vorgestellt und diskutiert. Hierbei sei klargestellt, dass die Begriffe nicht ausschließlich für BESS, sondern auch für andere Anlagen nutzbar sein sollten. In einem Teil der Definitionen wird durch die aktuellen Diskussionen jedoch bereits spezifisch auf BESS verwiesen.

3.1.1 Definitionen von Netzdienlichkeit

Eine Übersicht über in der Literatur bzw. Branche bereits vorhandenen Definitionen zur Netzdienlichkeit ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Vorhandene Definitionen für Netzdienlichkeit

Quelle	Eigene Wiedergabe der Definition
VDE [10]	Netzorientierte Nutzung von Flexibilität hat den Zweck, den Zustand der Netze gezielt zu beeinflussen. Der Erbringungsort ist dafür entscheidend.
FfE 2021 [11]	Netzdienlich sind Anlagen, die dazu beitragen, Netzkosten zu verringern. Hierfür ist ein Verhalten in Abhängigkeit der Netzsituation notwendig.
FfE 2025 [12]	Ein netzdienlicher Speicher ermöglicht eine verbesserte Ausnutzung des Netzes und reduziert Kostenfaktoren.
BET [3]	Netzdienlichkeit hat das Ziel, Engpässe zu verhindern und das Netz zu entlasten.
neon [13]	Netzdienlich ist, wer Netzkosten reduziert und zur Quantifizierung vereinfacht, was Redispatch-Kosten senkt.
ait [14]	Netzdienlichkeit ist der Beitrag von Maßnahmen und Komponenten zur Netzsicherheit und -qualität (u.a. Betriebsmittelauslastung, Spannungsqualität, Netzverluste).
Bayernwerk Netz [15]	Netzdienlich sind Speicher, die zeitweise durch den NB begrenzt oder angefordert werden können, um Engpässe und Netzausbaubedarfe zu reduzieren. Solche Speicher können ausschließlich über §11a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ausgeschrieben werden.

Die dargestellten Definitionen der Netzdienlichkeit haben somit grundsätzlich in großen Teilen einen ähnlichen Beschreibungsgegenstand, sind jedoch in unterschiedlichen Detailgraden ausgeführt und haben teilweise andere Fokusebenen (Netzzustand = technisch, Netzkosten = ökonomisch). Zusammengefasst lässt sich sagen, dass der Begriff „Netzdienlichkeit“ eine Aussage über die Beeinflussung des Zustands bzw. der Auslastung des Netzes und damit einhergehend auch der Netzkosten enthält. Genannte Beispiele für Anwendungen sind §14a EnWG, Redispatch, zeitvariable Netzentgelte, Netzentgelte für atypische Netznutzung, lokale Flexibilitätsmärkte und Spannungshaltung durch Blindleistung. Ein Schwerpunkt der Netzdienlichkeit liegt somit beim spannungs- und strombedingten Engpassmanagement.

Einzig die Darstellung [15] der Bayernwerk Netz detailliert die Definition soweit, dass BESS, die nicht vom VNB ausgeschrieben wurden, nicht netzdienlich sein können. Dies widerspricht in Teilen den anderen Definitionen (bspw. kann ein Engpass absichtlich oder zufällig verhindert werden, ohne dass dies durch Abruf des VNB passiert) und ermöglicht auch keine Anwendung auf andere Anlagen.

3.1.2 Definitionen von Systemdienlichkeit

Der Beschreibungsraum der vorhandenen Definitionen von Systemdienlichkeit ist nicht so einheitlich wie der zur Netzdienlichkeit. Grundsätzlich unterscheiden sich die Begriffe dadurch, ob als „System“ das volkswirtschaftliche Gesamtsystem (Ansatz 2) oder das System aus Netzbetriebsführungssicht und damit die Systembilanz (Ansatz 1) gemeint ist.

Ansatz 1: Systemdienlichkeit als Beschreibung der Systembilanz

Eine Übersicht über vorhandene Definitionen, die die Systemdienlichkeit als Beschreibung der Systembilanz und somit aus Netzbetriebsführungssicht sehen, ist in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Vorhandene Definitionen für Systemdienlichkeit aus Netzbetriebsführungssicht

Quelle	Eigene Wiedergabe der Definition
VDE [10]	Systemorientierte Nutzung von Flexibilität dient der Aufrechterhaltung der ausgewogenen Wirkleistungsbilanz im Gesamtsystem, innerhalb einer Strommarktgebotszone ist der Erbringungsort somit nicht entscheidend.
FfE 2021 [11]	Systemdienlich ist der Einsatz von Anlagen, welcher zum Erhalt der Systemstabilität beiträgt.
FfE 2025 [12]	Systemdienlich sind Anlagen, welche die geforderten Systemdienstleistungen für die ÜNB bereitstellen.
BET [3]	Systemdienlichkeit hat das Ziel, die Frequenz-, Spannungs- und Betriebssicherheit zu erhalten.
ait [14]	Systemdienlichkeit ist der Beitrag von Maßnahmen und Komponenten zur Systemsicherheit und zum Ziel der Flexibilisierung des Energiesystems.

Genannte Beispiele für Anwendungen sind Regelleistungsbereitstellung, Momentanreserve und Schwarzstartfähigkeit. Nach [10] zählen auch Stromhandel oder dynamische Stromtarife zu den Anwendungen, da auch hierdurch der Aufrechterhaltung einer ausgewogenen Wirkleistungsbilanz gedient wird.

Ansatz 2: Systemdienlichkeit als übergeordneter Begriff

In Definitionen, die die Systemdienlichkeit als übergeordneten Begriff darstellen, werden damit die Auswirkungen auf das übergeordnete System (elektrisches Energieversorgungssystem

oder auch volkswirtschaftliches Gesamtsystem) beschrieben. In diesen Darstellungen ist die Netzdienlichkeit eine Teilmenge der Systemdienlichkeit, wie in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Vorhandene Definitionen für Systemdienlichkeit aus Netzbetriebsführungssicht

Quelle	Eigene Wiedergabe der Definition
neon [16]	Systemdienlichkeit ergibt sich als Summe aus Marktdienlichkeit, Netzdienlichkeit im engeren Sinne und Netzdienlichkeit im weiteren Sinne ▪ Marktdienlichkeit: Verschiebung von Energie von Zeiten niedriger Strompreise zu Zeiten hoher Strompreise ▪ Netzdienlichkeit im engeren Sinne: Wirkung auf Redispatch, Netzausbau ▪ Netzdienlichkeit im weiteren Sinne: Regelleistung, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit, Blindleistung

Die Studie [11] aus dem Jahr 2021 stellt im Rahmen einer Literaturrecherche mit zu dem Zeitpunkt verfügbaren Definitionen fest, dass Netzdienlichkeit dort häufig eine Grundlage für Systemdienlichkeit darstellt und es somit eine hierarchische Beziehung gibt. Im gleichen Zuge wird dennoch auch argumentiert, dass dies nicht möglich sei, da „der Abruf von Systemdienstleistungen netzebenenübergreifend nicht netzdienlich sein muss“ [11].

Diskussion beider Ansätze zum Begriff Systemdienlichkeit

Die Nutzung der Systemdienlichkeit als übergeordneten Begriff (Ansatz 2) bietet den Vorteil, dass eine ganzheitliche Betrachtung in einem einzelnen Diskussionsgegenstand vorhanden ist. Während bspw. in Bezug auf BESS häufig die fehlende Netzdienlichkeit postuliert wird, wird dabei meist die systemische Notwendigkeit vernachlässigt.

Gleichzeitig bringt der Ansatz 2 die Schwäche mit sich, dass die enthaltenen Teilmengen teilweise gegensätzlich sein können, Handel am Spotmarkt bspw. kann sowohl positive als auch negative Netzauswirkungen haben. Bei dem Versuch, alle Bereiche zu einem Wert oder einer Aussage zusammenzubringen, können Informationen zum Teil verloren gehen oder einzelne Bereiche und Wirkungen sich ausgleichen oder entkräftet werden, obwohl diese für verschiedene Betrachtungen nicht immer gleich gewichtet sein müssen. Gleichzeitig führt der Ansatz 2 dazu, dass mehr Begriffe notwendig sind, dies wird in [16] über eine engere und eine weitere Netzdienlichkeitsdefinition sowie den Begriff der Marktdienlichkeit gelöst.

Der Ansatz 1 (Systemdienlichkeit als Beschreibung der Systembilanz) bringt hingegen gegebenenfalls die Herausforderung mit sich, dass es nicht intuitiv verständlich ist, dass die Netzdienlichkeit kein Teil von Systemdienlichkeit ist, während das Stromnetz klar ein Teil des elektrischen Energieversorgungssystems ist.

Abgrenzung zur Marktdienlichkeit

Im vorhandenen Kontext wird zu Teilen (wie bspw. in [16]) auch der Begriff der Marktdienlichkeit genutzt. Ein Markt ist aus wirtschaftswissenschaftlicher Sicht ein Ort, an dem Angebot und Nachfrage für bestimmte Güter aufeinandertreffen und daraus ein Preis ermittelt wird [17]. Dies ist bspw. für die Frequenzhaltung der Fall, in deren Rahmen Regelreserve marktlich beschafft wird, sowie auch beim Blindleistungsmarkt. Während in den vorhergehenden Definitionen die Frequenzhaltung klar systemdienlich (Ansatz 1) bzw. netzdienlich im weiteren Sinne (Ansatz 2) ist, wäre sie bei Verwendung des Begriffes durch ihre marktliche Koordination auch marktdienlich. Die Bereitstellung von Blindleistung ist häufig als netzdienlich beschrieben, müsste aber nach Beschaffung am Blindleistungsmarkt der Logik

folgend auch als marktdienlich bezeichnet werden. In der Studie [10] wird argumentiert, dass Nutzungszweck und Auswirkungen klar von der Koordinationsform getrennt werden sollten (wie auch im folgenden Abschnitt dargestellt), weshalb dort der Begriff der Marktdienlichkeit oder Marktorientierung nicht genutzt wird.

3.2 Beschreibung von Nutzungszweck, Koordinationsform und Auswirkungen

Unabhängig der gewählten Begriffe scheint es sinnvoll, bei der Thematik zwischen Koordinationsform, Betrieb/Zweck und Auswirkungen zu unterscheiden. Für die folgenden Darstellungen wird der Systemdienlichkeitsbegriff für die Auswirkungen auf die Systembilanz und nicht als übergeordneter Begriff genutzt, analog gelten die Zusammenhänge aber auch bei anderen Begrifflichkeiten.

Der Betrieb von Anlagen wird von verschiedenen Faktoren beeinflusst. Bei Anlagen, die nicht eigenorientiert (z. B. Erhöhung der Eigenverbrauchsquote) handeln, sind diese Faktoren marktliche Preissignale, sonstige Anreizmechanismen oder Steuerungssignale/-eingriffe.

Agiert eine Anlage am Regelleistungsmarkt, durch welchen die Frequenzhaltung und damit ein Teil der Systembilanz koordiniert wird, ist der Betrieb somit *systemorientiert*. Dieser Begriff der „Orientierung“ wird in der Studie [10] eingeführt, um explizit darzustellen, dass Anlagen nicht nur einem Zweck dienen müssen, sondern sich an mehreren Faktoren orientieren können. Es ist naheliegend, dass die Auswirkungen einer am System orientiert betriebenen Anlage dem System dienen und somit als *systemdienlich* beschrieben werden können. *Netzorientiert* betriebene Anlagen hingegen haben typischerweise *netzdienliche* Auswirkungen.

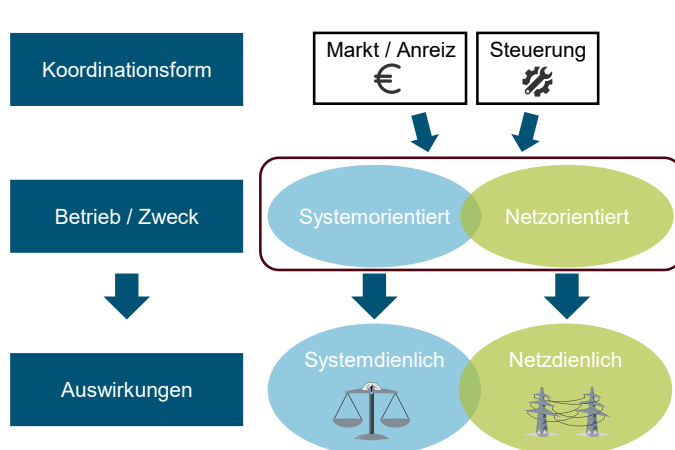


Abbildung 2: Unterscheidung zwischen Koordinationsform, Zweck und Auswirkungen des Betriebes von Anlagen, angelehnt an [18]

Diese Trennung nach Koordinationsform, Zweck und Auswirkungen, die auch in Abbildung 2 (angelehnt an [18]) dargestellt ist, ermöglicht die qualitative Betrachtung von Überschneidungen. Die Betriebsweisen können sich an verschiedenen Faktoren und somit auch an Netz und System orientieren. Genauso können die Auswirkungen Überschneidungen haben. Wie die Darstellung aufzeigt, ermöglicht die Tatsache, dass eine Anlage systemorientiert betrieben wird, nicht

die Aussage, dass sie deswegen nicht netzdienlich ist. Wie sehr sich die Auswirkungen überschneiden, hängt von der Betriebsweise aber auch von den Signalen ab. Während systemorientierter Betrieb sich durch die einheitliche Strommarktgebotszone an deutschlandweiten Signalen orientiert, müssen Signale für netzorientierten Betrieb lokal für einen Netzabschnitt sein.

3.3 Anwendung auf Großbatteriespeichersysteme

Es lässt sich feststellen, dass Stand-Alone Großbatteriespeichersysteme durch die Vermarktung an Spot- und Regelreservemärkten (wie in Abschnitt 2.2 beschrieben) systemorientiert betrieben werden. Sie werden typischerweise nicht netzorientiert betrieben, da es hierfür keine Anreize gibt (außer für Blindleistung). Stand-Alone BESS sind somit typischerweise eher systemdienlich, was jedoch, wie bereits beschrieben und in Abbildung 2 dargestellt, nicht impliziert, dass sie nicht netzdienlich sind. Die Auswirkungen, die BESS auf das Netz haben, werden aus ökonomischer Sicht als externe Effekte bezeichnet, da sie im Betrieb nicht eingepreist sind [16].

In [13] wurde untersucht, welche Auswirkungen der systemorientierte Betrieb eines BESS auf das Netz hat. Hierfür wurden ein Cross-Market optimierter Fahrplan und Redispatch-Daten in Nord- und Süddeutschland analysiert, mit dem Ergebnis, dass BESS an beiden Standorten unter den getroffenen Annahmen tendenziell zu einer Einsparung an Redispatch-Kosten führen. Allgemein lässt sich aus der Studie ableiten, dass Stand-Alone BESS nicht per se netzdienlich oder netzbelastend sind.

Co-Located-BESS als Grünstromspeicher (es wird nur EE-Strom zwischengespeichert, kein Netzbezug) haben durch den fehlenden Netzbezug keine negativen Netzauswirkungen als Verbrauchsanlage, jedoch auch keine positiven, wie auch in [16] beschrieben. In Einspeiserichtung orientiert sich auch hier das Einspeisen an Marktpreisen, was, wie auch bei Stand-Alone-BESS nicht zwingend den Netzzustand widerspiegeln muss.

Co-Located-BESS als Graustromspeicher handeln auch an den Märkten und sind somit auch systemorientiert betrieben, haben lediglich Wirkleistungseinschränkungen in Abhängigkeit der bereitgestellten Anlage.

3.4 Netz- und Systemdienlichkeit als qualitative oder quantitative Begriffe

Eine Herausforderung bei den diskutierten Begriffen der Netz- und Systemdienlichkeit, die die Auswirkungen von Anlagen beschreiben, ist die Quantifizierung dieser Begriffe.

Netzdienlichkeit als qualitativer Begriff mit binärer Unterscheidung

Grundsätzlich steckt in dem Begriff „dienen“ die Bedeutung „nützlich, vorteilhaft sein; für etwas bestimmt sein“ [19]. Hierin ist keine Quantifizierung enthalten, es lässt sich lediglich eine binäre Unterscheidung zwischen „dienlich“ und „nicht dienlich“ treffen.

Genutzt wird dies bspw. für individuelle Netzentgelte in §19 Abs. 4 S. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), wo auf das netzdienliche Verhalten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV verwiesen wird. Hiernach ist netzdienliches Verhalten der Fall, wenn „der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“.

In §35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB ist die Privilegierung von BESS im Außenbereich daran gebunden, dass das Vorhaben „der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität [...] dient“. Hieran wird von Baubehörden häufig „Netzdienlichkeit“ (also als binäre Variable) geknüpft, die vom NB bescheinigt werden soll, was dem jedoch durch die fehlende Quantifizierung nicht möglich ist [20]. Aus technischer Sicht entspricht das Dienen der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität nicht dem Begriff der Netzdienlichkeit.

Kontinuierliche Quantifizierung

Eine Quantifizierung der Netzdienlichkeit wird in [13] über die Senkung von Redispatch-Kosten durch bestimmten Anlagenbetrieb vorgenommen. Hierdurch wird eine kontinuierliche Quantifizierung ermöglicht, es besteht aber auch der Nachteil, dass Netzdienlichkeit hier auf den Redispatch-Einsatz reduziert wird, was nur einen Aspekt darstellt.

Diskrete Quantifizierung

Eine andere Form der Beschreibung von Netzauswirkungen wird in [12] vorgenommen und in anderen Quellen ähnlich verwendet, die ist in Abbildung 3 dargestellt. Anstatt für den Begriff „Netzdienlichkeit“ an sich eine Quantifizierung einzuführen, werden zusätzlich die Begriffe „Netzneutral“ und „Netzbelastend“ herangezogen, die aussagen, ob die Netzkapazitäten durch den zusätzlichen BESS-Betrieb vergrößert, nicht beeinflusst oder verringert werden.

Diese Definitionen bringen mehrere Nachteile mit sich. Erstens ist hier ein ganz klarer Fokus auf BESS gesetzt, dessen Betrieb im Vergleich zur Netzauslastung ohne BESS bewertet wird. Die Kausalität, dass der hinzukommende BESS-Betrieb der zu bewertende Teil ist, und nicht die sonstige Netzauslastung, bringt eine Ungleich- und damit auch eine unfaire Behandlung von BESS gegenüber anderen Anlagen im Netz mit sich. Die Quantifizierung ist so zudem nicht auf andere Anlagen anwendbar.

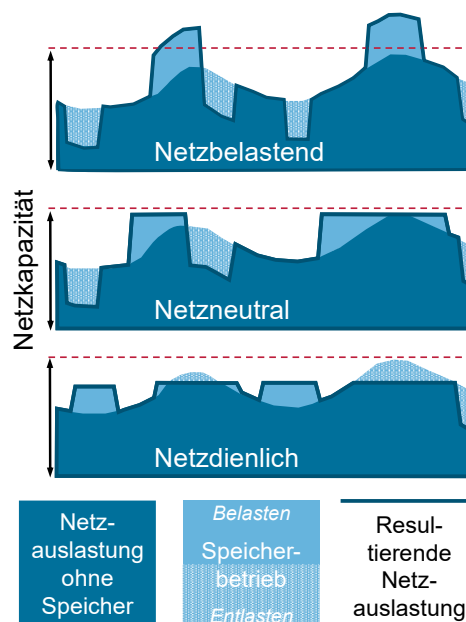


Abbildung 3: Netzdienlich, -neutral und -belastend nach [12]

Des Weiteren ist die sonstige Netzauslastung ohne Speicher zukünftig sehr viel flexibler zu erwarten, da von vielen Anlagen eine höhere Marktorientierung angestrebt wird (siehe z. B. Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten, MiSpeL [21]). Dies macht die Berücksichtigung der somit schwieriger zu prognostizierenden sonstigen Netzauslastung komplexer und bringt damit noch größere Herausforderungen für netzneutrales oder netzdienliches Verhalten mit sich.

Ein weiterer Nachteil der Nutzung dieser Definitionen ist, dass in den Begriffen wiederum die Quantifizierung fehlt. Es bleiben somit offene Fragen: Um wie viel darf/muss die Netzauslastung beeinflusst werden? In welchem Zeitraum müssen die Grenzen eingehalten werden, darf es Ausnahmen geben? Wird ein BESS durch eine Viertelstunde, in der die Grenzen nicht eingehalten wurden, von netzneutral zu netzbelastend?

3.5 Zentrale Erkenntnisse zu den Begriffen Netz- und Systemdienlichkeit

Zusammengefasst ist eine Quantifizierung des Begriffes der Netzdienlichkeit eine komplexe Herausforderung. Dies gilt auch für die Quantifizierung der Systemdienlichkeit (in beiden Definitionsmöglichkeiten). Hieraus ergibt sich die These, dass dies möglicherweise nicht zielführend ist, sondern die Begriffe lediglich zur qualitativen Post-Betrieb Beschreibung von Auswirkungen genutzt werden sollte. Daran geknüpft ist, dass hieraus keine Anforderung

entwickelt werden kann, aus der sich eine Priorisierung oder Reihenfolge ergibt. Es ist in dieser Argumentation somit nicht sinnvoll, die Netz- oder Systemdienlichkeit als Voraussetzung für z. B. den Netzanschluss zu nutzen. Im Vorhinein ließe sich lediglich einschätzen, woran der Betrieb sich orientiert. Anlagen werden bis auf vereinbarte Einschränkungen typischerweise erlösorientiert betrieben. Es ist somit notwendig, Anreiz- oder Steuerungsmechanismen für die Auswirkungen zu schaffen, die erreicht werden sollen und diese nicht einfach als Anforderungen zu postulieren. Eine häufig geforderte einheitliche Definition der Begriffe scheint nicht notwendig, da der Anwendungsbereich gering ist. Zudem unterscheiden sich die bisherigen Definitionen häufig nur in Details, bei der Thematik der Systemdienlichkeit ist jeweils der Kontext zum Verständnis notwendig. Durch die Vielzahl an bereits vorhandenen Definitionsversuchen scheint es auch nicht wahrscheinlich, dass sich eine einzelne Definition (z. B. von der Bundesnetzagentur (BNetzA)) in der Branche durchsetzen kann, da es bei Schwächen zu viele Alternativen gibt, auf die verwiesen werden kann.

4 Konzepte von Anreiz- sowie planerische und operative Steuerungsmechanismen für BESS

Auf dieser Grundlage werden mögliche Anreiz- und Steuerungsansätze für die zukünftige Handhabung und effiziente Integration von BESS in die Netzplanung und -betriebsführung diskutiert und erörtert. Hierfür wird insbesondere auch auf die Thematik der sinnvollen Organisation des vorhandenen Instrumentenkastens eingegangen.

4.1 Anreizmechanismen

Mit Anreizmechanismen sind Mechanismen gemeint, die über einen finanziellen Anreiz wirksam werden und keine festen Vorgaben mit sich bringen.

4.1.1 Netzentgelte

Aktuell ist in Deutschland die zwischengespeicherte Energie eines BESS, welches bis zum 04.08.2029 in Betrieb genommen wird, nach §118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von Netzentgelten befreit. Durch das Außerkrafttreten der bisherigen StromNEV am 31.12.2028 entfällt in einem ähnlich Zeithorizont auch die Grundlage der Netzentgeltbildung. In diesem Zusammenhang wird seit dem 12.05.2025 in der Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS) von der BNetzA auch die Thematik der Speichernetzentgelte neu erörtert [22; 23]. Hierbei wird von der BNetzA auch andiskutiert, dass die Netzentgeltbefreiung möglicherweise auch rückwirkend beendet werden könne [23].

Laut BNetzA steht in jedem Fall fest, dass die Vollbefreiung nicht weiter fortgeführt werden kann, da „auch Speicher Netzkosten verursachen“ und keine „Anreize für netzdienliches Verhalten“ gesetzt werden [23]. Künftig sollen die Netzentgelte sowohl eine Finanzierungs- als auch eine Anreizanteil beinhalten [22].

Die Netzentgeltbefreiung der zwischengespeicherten Energie hatte das Ziel, eine Doppelbelastung von durch das Netz transportierter Energie zu vermeiden. Es ist jedoch unstrittig, dass die Netzinfrastruktur bei Zwischenspeicherung von Energie tatsächlich zweimal beansprucht wird - sowohl beim Beladen als auch beim Entladen. Um der systemischen Notwendigkeit von BESS dennoch gerecht zu werden, schlägt die BNetzA vor, den

Arbeitspreis des Finanzierungsanteils der Netzentgelte für zwischengespeicherten Strom entfallen zu lassen [23]. Der Arbeitspreis des Anreizanteils hingegen hat die Möglichkeit, einen Anreizmechanismus für den netzorientierten Betrieb von BESS darzustellen. Eine mögliche diskutierte Umsetzung sind hierfür lokal unterschiedliche dynamische Arbeitspreise, die nach BNetzA für BESS auch deutlich früher als für andere Netznutzer eingeführt werden sollen, da diese durch die Flexibilität gut darauf reagieren können [23]. Eine Doppelbelastung scheint nicht gegeben, da nicht die Energiemenge direkt, sondern eher der Netzzustand bepreist wird.

Es scheint somit sehr wahrscheinlich, dass BESS zukünftig mit dynamischen Netzentgelten eine Anreizkomponente für netzorientierten Betrieb erhalten. Die großen Herausforderungen liegen hierbei in der operativen Integration (Ermittlung Netzzustand, Zeitpunkt und Art der Kommunikation) und finanziellen Ausgestaltung (Höhe, die effektiv den Betrieb beeinflusst, Investitionsentscheidungen jedoch nicht beeinträchtigt) sowie in der Finanzierungsmöglichkeit der NB.

Als Ausgestaltungsgrundlage schlägt die Studie [13] (wie auch schon in [24]) vor, einen dynamischen Arbeitspreis in Form eines Sondernetzentgeltes in Abhängigkeit des Redispatch-Bedarfs umzusetzen. In der Studie hat dieses Preissignal im Vergleich zu statischem Netzentgelt (hier nicht diskutiert, da unwahrscheinlich) und einer „dynamischen Leitplanke“ (entspricht einer Form der Wirkleistungseinschränkung, wie in Abschnitt 4.2.1 diskutiert) die höchste Effektivität in Bezug auf die gesenkten Redispatch-Kosten. Auch hier liegt die Herausforderung wahrscheinlich in der genauen operativen Ausgestaltung.

4.1.2 Strompreiszonenteilung

Anstatt die Anreizkomponente zusätzlich zu den Netto-Kosten am Strommarkt oder der Regelenenergielieferung zu erheben, besteht eine Möglichkeit auch darin, die Strommarktpreise dahingehend zu gestalten, dass sie die Übertragungskapazitäten der Leitungen sowie die Erzeugung und den Verbrauch lokaler berücksichtigen. Dies wäre durch eine Strompreiszonenteilung möglich. Hierdurch würden je nach Anzahl der Zonen keine lokalen Signale gesendet werden, eine geeignete Einteilung könnte dennoch dafür sorgen, dass Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in den Preisen besser abgebildet werden. Die Studie [25] zeigt jedoch auf, dass für eine deutliche Reduktion von Redispatch-Kosten (zwei bis vier untersuchte) Strompreiszonenteile nicht ausreichend sind, sondern knotenscharfe „nodale“ Preise notwendig werden, welche Herausforderungen in der Umsetzung mit sich bringen [26].

4.1.3 Lokaler Flexibilitätsmarkt / Marktbasierter Redispatch

Es gibt des Weiteren die Möglichkeit, den Strommarkt um einen lokalen Flexibilitätsmarkt (bzw. marktbasierten Redispatch) zu ergänzen, auf dem netzorientierte Flexibilität innerhalb eines räumlich abgegrenzten Raums beschafft wird. Es kann somit bei Beibehaltung einer Strompreisgebotszone der Markt dennoch um eine Lokalkomponente erweitert werden. Ein NB kann nach Vorhersage eines Engpasses auf dem Markt ein Gebot setzen, welches dann durch lokale Flexibilität bedient werden kann. [26]

Auch hier liegt die Herausforderung in der genauen Ausgestaltung des Marktes, welche vor allem sogenanntes Inc-Dec-Gaming (strategisches Gebotsverhalten durch Antizipieren von Engpässen [27]) vermeiden muss.

4.2 Planerische und operative Steuerungsmechanismen

Mit Steuerungsmechanismen sind die Mechanismen gemeint, durch die der NB direkte Vorgaben für den Betrieb macht, unabhängig davon, ob es hierfür eine finanzielle Entschädigung gibt. Es ist somit keine beliebig freie Betriebsentscheidung mehr möglich.

4.2.1 Vorgabe von Begrenzungen der Wirkleistung oder der Wirkleistungsgradienten

Der NB kann in verschiedenen Szenarien als planerisches Steuerungsinstrument Vorgaben zum Wirkleistungsaustausch bzw. zu Wirkleistungsgradienten machen.

Begrenzung der Wirkleistung FCAs nach §17 Abs. 2b EnWG, §8 Abs. 2 und §8a EEG ermöglichen die vertragliche Vereinbarung von anschlussseitigen Begrenzungen der maximalen Wirkleistungsflüsse. Diese können im Voraus statisch, zeitvariabel oder in Abhängigkeit von bspw. EE- oder Last-Niveau dynamisch festgelegt oder volldynamisch in Abhängigkeit von Netzprognosen durch den NB mitgeteilt werden. Ersteres hat den Vorteil, dass keine Prognosen zur Netzauslastung zur Kommunikation an den BESS-Betreiber notwendig werden, sondern die Vorgaben aus historischen Erfahrungswerten ausgestaltet werden können. Gleichzeitig muss die tatsächliche Netzsituation natürlich nicht mit im Voraus festgelegten Begrenzungen übereinstimmen, sodass die Effektivität im Vergleich zur volldynamischen Ausgestaltung reduziert ist. [3]

Begrenzung der Wirkleistungsgradienten Hohe Wirkleistungsgradienten (häufig auch Rampen genannt), wie sie von BESS vor allem bei Fahrplanwechseln auftreten können, bringen Herausforderungen in der Netzbetriebsführung sowie in der Frequenzhaltung mit sich. Der Wirkleistungsgradient wird in der Mittel- und Hochspannung durch die Technischen Anschlussrichtlinien (TAR) VDE-AR-N 4110 und 4120 jeweils im Abschnitt 10.2.4.1 unter anderem für BESS auf $39,6 \text{ \%}/\text{min} \cdot P_{\text{Inst}}$ begrenzt, Regelreservebereitstellung ist hiervon ausgenommen. Ein TAR-gerechter Wechsel von 0 % bis 100 % der Nennleistung dauert folglich mindestens 2,5 Minuten. Verschiedene NB diskutieren weitergehende Begrenzungen zwischen $6 - 20 \text{ \%}/\text{min} \cdot P_{\text{Inst}}$ [3]. Bayernwerk Netz fordert einen maximalen Wirkleistungsgradienten von $1 - 10 \text{ \%}/\text{min} \cdot P_{\text{Inst}}$ [15]. Ein Wirkleistungsgradient von $1 \text{ \%}/\text{min} \cdot P_{\text{Inst}}$ bedeutet, dass die Dauer des Wechsels von 0 % bis 100 % der Nennleistung mindestens 100 min betragen muss.

Herausforderungen Eine große Herausforderung liegt darin, dass es für FCAs keine Vorgaben und wenig Transparenz gibt, sodass es sich, bis auf die groben gesetzlichen Vorgaben, um individuelle bilaterale Verträge zwischen NB und BESS-Betreiber handelt. Je nach Ausgestaltung erfordern die Beschränkungen eine vollkommene Neugestaltung der Betriebsstrategie sowie Reduktion der Vermarktungserlöse und können somit Investitionsentscheidungen beeinflussen.

Es ist diskutierbar, ob solche Verträge durch die Regulierungsbehörde BNetzA vorgegeben, ausgestaltet oder zumindest überwacht werden sollten, da sie sich auf Investitionsentscheidungen auswirken können. BESS benötigen aus systemischer Sicht Netzanschlüsse, was somit durch das regulierte Monopol der NB nicht verhindert werden sollte. Dies gilt auch für über TAR hinausgehende Forderungen zu Wirkleistungsbeschränkungen. Zudem können sich Forderungen von VNB je nach Ausgestaltung auch auf die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z. B. Regelreserve, auswirken, was wiederum zu Herausforderungen bei den dafür verantwortlichen

ÜNB führen kann. Auch dies spricht für einheitliche Vorgaben durch die BNetzA. Gleichzeitig können Herausforderungen in den Netzen lokal sehr unterschiedlich sein, sodass NB, die ihre Netze am besten kennen, auch Ausgestaltungsmöglichkeiten in der Umsetzung haben sollten.

4.2.2 Ausschreibung von Energiespeicheranlagen nach §11a EnWG

Der §11a EnWG ermöglicht NB unter Vorgaben der BNetzA die Ausschreibung von Energiespeicheranlagen. Diese BESS können dann durch den NB in ihrer Leistung begrenzt oder angefordert werden, um Engpässe oder Netzausbaubedarfe zu reduzieren. Ausgeschrieben werden somit aber ausschließlich BESS, die vom NB benötigt werden, keine darüberhinausgehenden systemisch notwendigen BESS. Somit kann nicht das Ziel sein, nur BESS über diesen Mechanismus zu installieren.

4.2.3 Netzorientierte Steuerung nach §14a EnWG

Der §14a EnWG ermöglicht das Reduzieren von angeschlossener Leistung durch den VNB in der Niederspannung bis zu 4,2 kW je Anlage im Falle drohender Netzüberlastung und ist somit ein operativer Steuerungsmechanismus. Für Anlagenbetreiber ergibt sich eine finanzielle Entschädigung. Die Anwendung eines solchen Eingriffes wäre auch für andere Spannungsebenen und damit auch größere BESS diskutierbar, wobei eine angemessene finanzielle Entschädigung und der Bilanzkreisausgleich hier die Herausforderung wäre.

4.3 Zeitpunkt

Im Zuge der genauen Ausgestaltung der Anreiz- und Steuerungsmechanismen ergibt sich die zentrale Herausforderung des Zeitpunktes für das Senden von Signalen oder Informationen.

BESS-Fahrpläne verändern sich größtenteils spätestens ab Gate Closure Time (GCT) des Primärregelleistungsmarktes um 08:00 Uhr des Vortages bis zur letzten GCT im Intraday-Markt 5 min vor Lieferzeitpunkt.

Engpassprognosen von ÜNB beginnen bereits mit Vorlauf von einer Woche, die letzte Prognose erfolgt 2 h vor Lieferzeitpunkt. VNB legen am Vortag vor Lieferung die wesentlichen Redispatch-Maßnahmen fest, wobei die Prognosen regelmäßig aktualisiert werden. Aufgrund der rechenintensiven Netzberechnungen zur Ermittlung von Redispatchmaßnahmen ist es nicht möglich, veränderte BESS-Fahrpläne sehr kurzfristig vor dem Lieferzeitpunkt zu berücksichtigen. [3]

Sollen sich Einschränkungen des BESS-Betriebs oder veränderte Kostenstrukturen (z.B. dynamische Netzentgelte) möglichst wenig auf die Vermarktungserlöse auswirken, so wäre die Bekanntgabe dieser Beschränkungen bzw. Anreize bis vor 08:00 Uhr des Vortages notwendig, um diese in allen Kern-Vermarktungsmöglichkeiten berücksichtigen zu können. Gleichzeitig wäre dadurch für die Berechnung der Netzauslastung zu einem Zeitpunkt die Prognose von BESS-Fahrplänen notwendig, zu dem diese noch nicht bestehen. Es ergibt sich hieraus die große Herausforderung bzw. der Konflikt für alle Mechanismen, wann diese (z. B. dynamische Netzentgelte, Wirkleistungsbeschränkungen) bekanntgegeben werden sollen.

4.4 Koordination der vorhandenen Instrumente

Es zeigt sich, dass ein Instrumentenkasten, wie in Abbildung 4 dargestellt, zum Umgang mit BESS aus Netzsicht vorhanden ist. Die zentrale Herausforderung liegt aktuell jedoch in der Koordination der

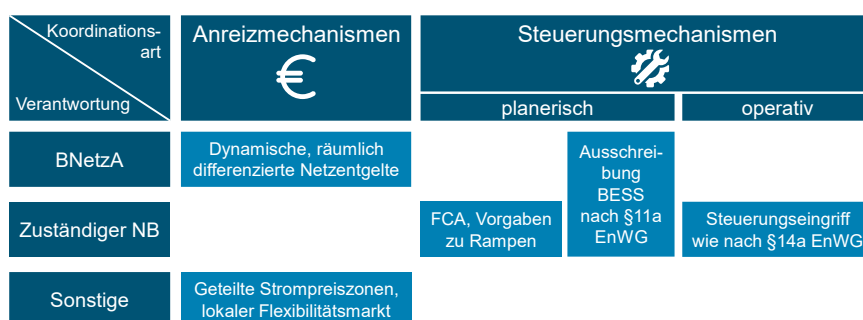


Abbildung 4: Instrumentenkasten für Anreiz- und Steuerungsmechanismen zum netzorientierten Betrieb von BESS

Instrumente. Wie in Abschnitt 4.1 dargestellt, ist eine Umsetzung von dynamischen Netzentgelten für BESS sehr wahrscheinlich, jedoch wahrscheinlich noch einige Jahre entfernt. Gleichzeitig werden aktuell aufgrund der hohen Anzahl an Netzanschlussanfragen (Abschnitt 2.1) BESS zum Teil nur mit FCAs angeschlossen, deren genaue Inhalte nicht bekannt sind. Es werden somit in Zukunft möglicherweise mindestens zwei Instrumente gleichzeitig das Ziel des netzorientierten Verhaltens von BESS haben, die wegen unterschiedlicher Verantwortlichkeit möglicherweise nicht miteinander abgestimmt sein werden. Hier ergibt sich bspw. die Fragestellung, ob der zukünftige Kapazitätspreis der Netzentgelte für die Zeiträume zu zahlen ist, in denen die Kapazität wegen Vorgaben aus einem FCA nicht genutzt werden darf. Zudem würden bspw. dynamische Netzentgelte den Netzzustand im Vergleich zu statischen Begrenzungen wahrscheinlich besser abbilden, bei möglicher Gegenläufigkeit hiervon wird der BESS-Betrieb nicht passend incentiviert (Beispielszenario: Dynamisches Netzentgelt beanregt Einspeichern, statische Begrenzung verbietet dies). Sollten die umgesetzten Instrumente noch um einen lokalen Flexibilitätsmarkt oder andere Mechanismen erweitert werden, wird die Abschätzung der Auswirkungen auf den BESS-Betrieb und das Netz noch komplexer. Gleichzeitig bleibt aber bisher auch offen, ob ein einzelner Mechanismus die Netzdienlichkeit in ausreichendem Maße sicherstellen kann.

5 Fazit, Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Veröffentlichung werden die Rahmenbedingungen und Herausforderungen der Netzintegration erlösoptimierter Großbatteriespeichersysteme diskutiert.

Bei Betrachtung des Status Quo zeigt sich, dass die dem Netzanschlussverfahren geschuldete aktuell sehr hohe Anzahl an Netzanschlussanfragen den systemischen Bedarf weit übersteigt, dieser aber gleichzeitig noch um einiges höher als die aktuell installierte BESS-Leistung ist. Es ist somit eine Überarbeitung des Netzanschlussverfahrens notwendig, gleichzeitig muss aber auch die künftige Installation von BESS sichergestellt werden.

In dieser Veröffentlichung wird zwischen der Koordinationsform (z. B. Markt), dem Betriebszweck (An was ist der Betrieb orientiert?) und den Auswirkungen (Wem oder was dient dieser Betrieb?) unterschieden. BESS werden in dem Sinne systemorientiert betrieben, dass sie durch Handel an Spot- und Regelreservemärkten zu einem Ausgleich der Wirkleistungsbilanz beitragen. Durch fehlende Anreiz- und Steuerungsmechanismen agieren BESS nicht netzorientiert. Es zeigt sich als nicht zielführend, Priorisierungen (wie z. B. im Netzanschlussverfahren) an die Netzdienlichkeit von BESS zu knüpfen, da diese schwer zu

quantifizieren ist. Zusätzlich sollte neben den Netzauswirkungen immer die systemische Notwendigkeit mitberücksichtigt werden, hierfür wird in einzelnen Veröffentlichungen ein übergeordneter Systemdienlichkeitsbegriff genutzt, der den volkswirtschaftlichen Mehrwert für das gesamte System beschreibt.

Durch die komplexe Quantifizierung und reine Möglichkeit der Beschreibung von Auswirkungen zeigt es sich nicht als zielführend, die Begriffe der Netz- und Systemdienlichkeit in den Fokus der Diskussionen zu stellen. Stattdessen müssen Anreiz- und Steuerungsmechanismen gefunden werden, die den Betrieb von Anlagen so anreizen, dass Netz- und Systemauswirkungen akzeptabel sind.

Als Anreizmechanismen sind hierbei dynamische Netzentgelte (Einführung durch BNetzA sehr wahrscheinlich), Strompreiszonen oder lokale Flexibilitätsmärkte zu nennen. Als planerische Steuerungsmechanismen stehen Vereinbarungen zwischen NB und BESS-Betreiber zum Wirkleistungsaustausch und Wirkleistungsgradienten sowie die Ausschreibung von BESS nach §11a EnWG zur Verfügung. Operativ könnte in Form eines §14a EnWG-Mechanismus vom NB direkt in den BESS-Betrieb eingegriffen werden.

Es zeigt sich, dass mehrere Instrumente für den netzorientierten Betrieb von BESS zur Auswahl stehen, die Komplexität liegt hier jeweils in der genauen Ausgestaltung, insbesondere in Bezug auf die zeitliche Komponente (Wird ein Signal vor oder nach Fahrplanerstellung geschickt?). Zudem liegt eine große Herausforderung in der Koordination des Instrumentenkastens: Die Verantwortlichkeiten liegen an unterschiedlichen Stellen und die Instrumente treten zu unterschiedlichen Zeiten in Kraft (FCAs aktuell, dynamische Netzentgelte zukünftig), sodass die Abstimmung hier komplex erscheint. Eine Lösung hierbei könnte sein, die Verantwortung der BNetzA für alle Instrumente zu adressieren, was aber angesichts der Komplexität individueller lokaler Netzherausforderungen nicht zwingend die effektivste Lösung sein muss.

Im Rahmen dieser Veröffentlichung wurde sich auf den Betrieb von BESS fokussiert. Es gibt in dem Gesamtkontext weitere Herausforderungen, wie z. B. eine mögliche Standortsteuerung (aktuell durch Baukostenzuschüsse diskutiert) und auch die Finanzierungsmöglichkeit der NB (Wie können diese dynamische Netzentgelte abrechnen?).

Abschließend lässt sich feststellen, dass die komplexen Herausforderungen in der Umsetzung einzelner Instrumente und auch in derer Koordination weitergehende Untersuchungen im Hinblick auf die tatsächlichen Netzauswirkungen von BESS, sinnvoll quantifizierten Mechanismen und die ganzheitliche Koordination hiervon erforderlich machen.

6 Danksagung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die vorliegenden Erkenntnisse wurden im Rahmen des BMW-geförderten Verbundvorhabens „GFI-Pilot“ (Förderkennzeichen 61350554) erarbeitet. Die Autor:innen danken dem BMW für die finanzielle Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autor:innen und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums GFI-Pilot wider.

7 Referenzen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Speicher für die Energiewende. Bedeutung, Handlungsfelder und Maßnahmen für Strom-, Wärme- und Wasserstoffspeicher, 13.03.2024
- [2] Agora Energiewende: Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2026, 2026
- [3] BET, IAEW: Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben, Kurzstudie im Auftrag von green flexibility, 19.11.2025
- [4] RWTH Aachen University: Battery Charts. <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>, abgerufen am 12.01.2026
- [5] BDEW: Netzanschlussanfragen und -zusagen von Speichern. Erstausswertung Speicheranfragen, 07.11.2025
- [6] pv magazine: Netzbetreiber genehmigen Netzanschluss von 46 Gigawattstunden Speicher auf Mittelspannungsebene, 12.11.2025, URL: <https://www.pv-magazine.de/2025/12/31/netzbetreiber-genehmigen-netzanschluss-von-46-gigawattstunden-speicher-auf-mittelspannungsebene-2/>, abgerufen am 23.01.2026.
- [7] Übertragungsnetzbetreiber (Juni 2024): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.
- [8] Thelen, C., et al.: Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Bundesländer im Transformationsprozess, November 2024
- [9] Next Kraftwerke: BESS Case Szenario: komplexe Technologien & sinnvolle Batterie-Konzepte für die Energiewende, 16.10.2025, URL: <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/bess-case-szenario>, abgerufen am 23.01.2026.
- [10] VDE ETG: Flexibilisierung des Energiesystems, Oktober 2023
- [11] Blume, Y., et al.: Was ist Netzdienlichkeit?, 03.03.2021
- [12] FfE: Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern. Lösungsansätze aus der Praxis, 27.05.2025
- [13] Lohr, C., et al.: Netzdienlichkeit von Großbatterien. Netzwirkung von Großbatterien heute und Instrumente zur Entlastung der Stromnetze, 01.09.2025
- [14] Kathan, J., et al.: Netzdienlicher Einsatz von elektrischen Speichersystemen. Anwendungsfälle, Systemintegration, Organisation, 22.11.2019
- [15] Bayernwerk Netz: Energiespeicher. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/energie-einspeisen/energiespeicher.html>, abgerufen am 28.01.2026.
- [16] Eicke, A., et al.: Systemdienlichkeit von Großbatterien, im Auftrag von Kyon Energy, LichtBlick, ECO STOR, Fluence, 20.01.2026
- [17] Bundeszentrale für politische Bildung: Markt, 23.06.2021
- [18] Ferk, M.: Impuls zur Netz-, Markt und Systemdienlichkeit, Vortrag bei den Niedersächsischen Energietagen, 02.12.2025
- [19] DUDEN: dienen. Duden.de, 17.05.2018
- [20] Brahms Nebel & Kollegen: Privilegierung von Batteriespeichern im Außenbereich? Heute: Die „Dienlichkeit“, 28.10.2024
- [21] Bundesnetzagentur (BNetzA): Festlegungsverfahren zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Aufsicht/MiSpeL/start.html, abgerufen am 01.02.2026.
- [22] Bundesnetzagentur (BNetzA): AgNes. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzentgelte/Anreizregulierung/Agnes/start.html>, abgerufen am 01.02.2026.
- [23] Bundesnetzagentur (BNetzA): Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3). 16.01.2026
- [24] Hirth, L., et al.: Netzentgelte für Großbatterien. Konsultationsbeitrag AgNeS, im Auftrag der ECO STOR GmbH, 24.06.2025
- [25] Knörr, J., et al.: Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market, 2024
- [26] epex spot, Kopernikus-Projekt SynErgie: „Die Zeit für Flexibilität ist jetzt“ – Erprobung eines lokalen Flexibilitätmarktes in der Energieflexiblen Modellregion Augsburg, 06.08.2024
- [27] Buchholz, S., et al.: A Sketch of Unwanted Gaming Strategies in Flexibility Provision for the Energy System, 2021