Thesenpapier zur Netzintegration von Batteriespeichern

Vorschläge zur Standardisierung und Dynamisierung der Berechnungsmethodik von FCAs und deren Kombination mit Redispatch und dynamischen Netzentgelten

Im Rahmen des Projekts

STRIVE.BW



Autoren

Jonas Petzschmann (ZSW)
Catherine Adelmann (THU)
Linda Roth (ZSW)
Alisa Volkert (ZSW)
Dietmar Graeber (THU)

Datum

15. November 2026

Gefördert vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Baden-Württemberg
Ministerium für Umwelt, Klima
und Energiewirtschaft

Impressum

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Meitnerstr. 1 · 70563 Stuttgart

www.zsw-bw.de

Technische Hochschule Ulm
Institut für Energietechnik und Energiewirtschaft,
Smart Grids Forschungsgruppe

Albert-Einstein-Allee 53 · 89081 Ulm

www.thu.de

Über das Projekt

Dieses Thesenpapier ist im Rahmen des Projekts **STRIVE.BW** entstanden, das vom **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg** gefördert wird (Laufzeit: Dezember 2025 – November 2027).

STRIVE.BW – *Strategien und Betriebsmodelle zur netzdienlichen Integration von Batteriespeichern in Verteilnetze in Baden-Württemberg* – hat zum Ziel, Betriebskonzepte und regulatorische Rahmenbedingungen zu entwickeln, die eine systematisch netzdienliche Fahrweise stationärer Batteriespeicher ermöglichen, ohne deren betriebswirtschaftliche Attraktivität wesentlich zu mindern. Das vorliegende Thesenpapier fasst zentrale Erkenntnisse aus fünf strukturierten Workshops mit Vertretern von Verteilnetzbetreibern, Projektierern und Speicherbetreibern zusammen.

Weitere Informationen zum Projekt:
www.zsw-bw.de / STRIVE.BW

Ansprechpartner

Jonas Petzschmann
ZSW Stuttgart
jonas.petzschmann@zsw-bw.de

Koordination

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung BW (ZSW)

Zitiervorschlag

Petzschmann, J.; Adelmann, C.; Roth, L.; Volkert, A.; Graeber, D. (2026): *Thesenpapier zur Netzintegration von Batteriespeichern – Vorschläge zur Standardisierung und Dynamisierung der Berechnungsmethodik von FCAs und deren Kombination mit Redispatch und dynamischen Netzentgelten*. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) / Technische Hochschule Ulm. Stuttgart / Ulm.

© 2026 ZSW / TH Ulm – alle Rechte vorbehalten. Dieses Dokument darf mit Quellenangabe frei verwendet werden.
Die Graphiken wurden unter Zuhilfenahme von generativer KI erstellt.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **3**

1 Einführung und Problemstellung **6**

2 Status Quo und regulatorischer Handlungsbedarf **8**

3 Standardisierung des methodischen Ansatz zur Berechnung zeitlicher FCA-Grenzen **9**
3.1 Zeitreihenbasierte Bestimmung von zeit-variablen FCA-Grenzen 9
3.2 FCA-Kalibrierung für eine effiziente Netznutzung 14

4 Dynamisierung der zeitlichen FCA-Leistungsbegrenzungen **15**
4.1 Stufe 1 - Verbesserte Zeitreihenbasierte FCA-Grenzen 16
4.2 Stufe 2 - Prognosegestützte FCA-Grenzen 16
4.3 Stufe 3 - Echtzeitgestützte FCA-Grenzen 19
4.4 Finanzielle Risiken von dynamischen FCAs für die Projektentwicklung 20

5 Batteriespeicher im Kontext von Redispatch 2.0 **22**
5.1 Hintergrund 22
5.2 Finanzieller Ausgleich für Tagesspeicher 23
5.3 Bewertung und offene Fragen 25

6 Kombination von FCAs mit dynamischen Netzentgelten **26**
6.1 Status Quo zur Einführung von dynamischen Netzentgelten in Deutschland 26
6.2 Potential von dynamischen Netzentgelten für Speicher 28
6.3 Herausforderungen von dynamischen Netzentgelten 29

7 Ausblick im Projekt STRIVE.BW **29**

Referenzen **32**

Zusammenfassung

Das Thesenpapier zur Netzintegration von Batteriespeichern im Projekt STRIVE.BW untersucht, wie stationäre Batteriespeicher trotz begrenzter Netzkapazitäten effizienter in bestehende Stromnetze integriert werden können. Ausgangspunkt ist der starke Anstieg von Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher, der Netzbetreiber vor erhebliche technische, regulatorische und wirtschaftliche Herausforderungen gestellt hat und dies zum Teil auch noch tut. Viele Netzbetreiber lösen daher das bisherige Windhundprinzip durch das Reifegradprinzip ab, wonach bewertet wird, wie fortgeschritten das Projekt bereits ist. Die Frage nach dem ob und wie ein Netzanschluss ausgestaltet wird, stellt sich jedoch weiterhin. Batteriespeicherprojektierer beklagen weiterhin, dass sie Schwierigkeiten haben, einen Netzanschluss zu bekommen. In Fällen, in denen der Netzbetreiber einen Netzanschluss anbietet, verlangen diese meist den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (engl. Flexible Connection Agreement, FCA), die oftmals sehr restriktiv ist, weswegen die Projekte in Folge oft nicht mehr wirtschaftlich sind. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Ausgestaltung flexibler Netzanschluss- und Netzmanagementkonzepte zunehmend an Bedeutung.

Im Mittelpunkt steht daher die Weiterentwicklung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen – von einer einheitlichen Berechnung über dynamischere Leistungsgrenzen bis hin zur Verknüpfung mit Redispatch, finanziellen Ausgleichsmechanismen und dynamischen Netzentgelten. Daraus leitet das Thesenpapier mehrere Handlungsempfehlungen ab, die im Folgenden zusammengefasst werden:

1. **Ausdrücklichen gesetzlichen Anspruch auf flexible Netzanschlüsse schaffen**: Projektierer und Betreiber sollten bei fehlender Netzkapazität einen ausdrücklichen Anspruch auf ein FCA-Angebot erhalten, um Anschlussverweigerungen zu vermeiden und zusätzliche Netzkapazitäten nutzbar zu machen.

2. **Berechnung der FCA-Betriebsgrenzen standardisieren:** Die Berechnung der Einschränkungen flexibler Netzanschlussvereinbarungen sollte bundesweit einheitlich, transparent und diskriminierungsfrei erfolgen, damit Projektentwickler, Netzbetreiber und Investoren Planungssicherheit erhalten.

3. **Perzentilwahl transparent kalibrieren:** Die Wahl des Perzentils bestimmt den Zielkonflikt zwischen Netzsicherheit, nutzbarer Anschlusskapazität und Redispatchkosten. Ziel sollte eine volkswirtschaftlich effiziente Gesamtlösung sein.

4. **Prognosegestützte FCA-Grenzen einführen:** Wetter-, Last- und Marktpreisprognosen können FCA-Grenzen stärker an der tatsächlichen Netzsituation ausrichten und zusätzliche Netzkapazitäten für Batteriespeicher erschließen.

5. **Bankability dynamischer FCAs berücksichtigen:** Dynamische FCAs verbessern zwar die Netzauslastung, erschweren jedoch die langfristige Erlösprognose und damit die Finanzierung von Batteriespeicherprojekten. Daher sind quantitative Analysen der langfristigen Auswirkungen von FCAs erforderlich, um die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten fundiert bewerten und geeignete regulatorische Instrumente zur Risikobegrenzung entwickeln zu können.

6. **Finanziellen Ausgleich im Redispatch auf Batteriespeicher anwenden:** Bestehende Kompensationsregeln sollten kurzfristig auch für Batteriespeicher genutzt werden, auch wenn langfristig eine technologiespezifischere Vergütungssystematik erforderlich ist.

7. **Batteriespeicher schneller in Redispatch-Prozesse integrieren:** Speicher sollten systematisch als Flexibilitätsressource in den Redispatch 2.0 eingebunden werden. Dafür braucht es standardisierte Prozesse, Schnittstellen und technische Anforderungen.

8. **Dynamische Netzentgelte als ergänzenden Hebel nutzen:** Werden dynamische Netzentgelte

auf ausreichend viele flexible Verbraucher ausgeweitet, können Lastspitzen sinken und zusätzliche Spielräume für Batteriespeicher entstehen.

1 Einführung und Problemstellung

Ausgangspunkt ist der starke Anstieg von Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher, der Netzbetreiber vor erhebliche technische, regulatorische und wirtschaftliche Herausforderungen gestellt hat und dies zum Teil auch noch tut. Dies zeigen die stark gewachsenen Zahlen geplanter Speicherprojekte und Netzanschlussbegehren.

Boom der Anschlussanfragen für Speicher Für Großbatteriespeicher weist die Bundesnetzagentur derzeit rund 2,4 Gigawatt installierte Leistung aus [1]. Die Dynamik des Speichermarktes wird jedoch insbesondere durch die Netzanschlussanfragen sichtbar. Auf Ebene der Übertragungsnetzbetreiber lagen im Jahr 2025 rund 380 Anschlussanfragen mit einer Gesamtleistung von ca. 167 Gigawatt für Batteriespeicher vor. Auch in den Verteilnetzen nimmt die Zahl der Projekte stark zu. Bereits im Jahr 2025 verzeichneten die Verteilnetzbetreiber knapp 18.000 Anschlussanfragen in Höhe von 406,8 Gigawatt [2]. Insgesamt wird deutlich, dass die angefragte Speicherleistung die derzeit installierte Leistung um ein Vielfaches übersteigt. Diese Größenordnung unterstreicht den erheblichen Koordinationsbedarf bei Netzanschlussverfahren, Systemintegration und regulatorischer Ausgestaltung.

Viele Netzbetreiber lösen daher das bisherige Windhundprinzip durch das Reifegradprinzip ab, wonach bewertet wird, wie fortgeschritten das Projekt bereits ist. Die Frage nach dem ob und wie ein Netzanschluss ausgestaltet wird, stellt sich jedoch weiterhin. Batteriespeicherprojektierer beklagen weiterhin, dass sie Schwierigkeiten haben, einen Netzanschluss zu bekommen. In Fällen, in denen der Netzbetreiber einen Netzanschluss anbietet, verlangen diese meist den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (engl. Flexible Connection Agreement, FCA), die oftmals sehr restriktiv ist, weswegen die Projekte in Folge oft nicht mehr wirtschaftlich sind. Vor diesem Hintergrund gewinnt die Ausgestaltung flexibler Netzanschluss- und Netzmanagementkonzepte zunehmend an Bedeutung.

Systemische und marktliche Funktionen Batteriespeicher sind hochflexible Komponenten des Energiesystems und können unterschiedliche Funktionen übernehmen. Sie werden sowohl für die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Primär- und Sekundärregelleistung als auch für marktbasierte Arbitragegeschäfte eingesetzt. In absehbarer Zeit könnte auch die Bereitstellung von Momentanreserve ergänzt werden. Angesichts des rückläufigen Anteils rotierender Massen in einem zunehmend erneuerbaren Energiesystem gewinnt diese Funktion zusätzlich an Bedeutung [3].

Definitionen: Markt-, System- und Netzdienlichkeit

Wie sich die Fahrweise eines Batteriespeichers auswirken kann, wurde vom Kooperationsforum Großbatteriespeicher der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) unter den Begriffen markt-, system- und netzorientierter Betrieb zusammengefasst [4]:

- Als **marktorientiert** werden solche Speicher bezeichnet, die im Strommarkt zu einer Balance von Angebot und Nachfrage beitragen.
- Unter **systemorientiert** Betrieb versteht man Speicher, die Systemdienstleistungen für ÜNB bereitstellen und damit den sicheren Betrieb des Energiesystems unterstützen. Die Dienstleistungen werden über die Regelenergiemärkte gehandelt.
- Als **netzorientierte** Betriebsweisen bezeichnet dagegen solche Fahrweisen, die sich primär auf die Auslastung des Netzes auswirken.

Die verschiedenen Einsatzweisen schließen sich dabei nicht gegenseitig aus. Ein Speicher kann beispielsweise primär marktoptimiert betrieben werden und zugleich durch geeignete betriebliche Vorgaben system- oder netzorientiert eingesetzt werden [4].

Darüber hinaus lassen sich die Fahrweisen im netzorientierten Betrieb in drei Kategorien unterteilen:

- Als **netzdienlich** werden Betriebsweisen bezeichnet, die zu einer optimierten Netzauslastung beitragen und die Netzkosten (insbesondere Redispatch-Kosten [5]) senken, z.B. indem sie lokal überschüssige Energie aus dem Netz zwischenspeichern und später, bei geringerer Netzauslastung wieder ins Netz einspeisen.
- Als **netzneutral** werden solche Betriebsweisen bezeichnet, die keine zusätzlichen Kapazitäten beanspruchen und auch keine zusätzlichen Netzkosten verursachen.
- Als **netzbelastend** sind Fahrweisen anzusehen, die weder *netzdienlich* noch *netzneutral* sind und das Netz zusätzlich belasten [4].

Zwischen Marktoptimierung und Netzdienlichkeit Rein marktgetriebene Batteriespeicher können aus Netzsicht eine Herausforderung darstellen: Ihre Fahrweise orientiert sich primär an Erlösmöglichkeiten auf den Energie- und Regelenergiemärkten. Insbesondere der kontinuierliche Intraday-Handel ermöglicht Fahrplananpassungen bis kurz vor der Lieferung, während Netzengpässe und lokale Netzsituationen in der Optimierung grundsätzlich unberücksichtigt bleiben. Aus Sicht der Speicherbetreiber ist dieses Verhalten ökonomisch rational, kann jedoch bestehende Netzengpässe verschärfen und zusätzlichen Redispatch-Bedarf notwendig machen.
Eine von Neon durchgeführten Analysen zeigt, dass ein marktoptimierter Batteriespeicher das Netz in etwa jedem fünften Viertelstundenintervall belastet. Der Anteil netzbelastender Betriebszustände lag in den untersuchten Netzgebieten zwischen 20 (Schleswig-Holstein) und 22 Prozent (Bayern) [6].

Netzanschluss als Flaschenhals Dem wachsenden Bedarf an Batteriespeichern steht die begrenzten Kapazitäten der Netze gegenüber. Bei einer Anschlussanfrage prüft der Netzbetreiber in einer technischen Netzverträglichkeitsprüfung, ob die zusätzlichen Leistungsflüsse unter Einhaltung der netzbetrieblichen Randbedingungen aufgenommen werden können (Abbildung 1). Dabei erfolgt die Lastflussberechnung üblicherweise für definierte, statische Netz- und Betriebszustände. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist dabei die Annahme über die Gleichzeitigkeit: Während für neue Erzeugungsanlagen realistische Erfahrungswerte angesetzt werden können, sind für Batteriespeicher überwiegend Worst-Case-Annahmen die Praxis. Es werden sowohl die maximale Bezugs- als auch Einspeiseleistung eines Batteriespeichers angesetzt, unabhängig davon, wie wahrscheinlich diese Leistungen tatsächlich auftreten werden. Werden Grenzwertverletzungen festgestellt und die Möglichkeiten zur Netzoptimierung reichen nicht aus, wird die Anschlusszusage an Netzausbaumaßnahmen und einen entsprechenden Baukostenzuschuss geknüpft. Das kann mitunter ein Jahrzehnt Wartezeit bedeuten und erhebliche volkswirtschaftliche Kosten verursachen [7].

FCAs als Antwort auf den Anschlussengpass Aufgrund der im Netzanschlussverfahren zugrunde gelegten Worst-Case-Annahmen können vielerorts Batteriespeicher nicht ans Netz angeschlossen werden, obwohl kritische Netzsituationen häufig nur einen begrenzten Teil des Jahres betreffen und ihre Flexibilität eigentlich für das sich wandelnde Energiesystem benötigt werden würde.
Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) bieten Netzbetreibern die Möglichkeit, diesen Zielkonflikt aufzulösen: Der Anschluss wird gewährt und im Gegenzug wird die zulässige Einspeise- oder Entnahmeleistung zeitlich begrenzt.

Vom Einzelfall zum Massenprozess FCAs, eigentlich als Einzelfalllösung gedacht, haben sich zu einem etablierten Instrument des Netzanschlusses entwickelt. Für Speicherprojekte stellen sie heute praktisch die einzige Möglichkeit dar, einen Netzanschluss zu realisieren. Die vielfache Anwendung von FCAs wirft jedoch grundlegende technische, wirtschaftliche und regulatorische Fragestellungen auf. Es bestehen erhebliche Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung von FCAs, insbesondere bei der Herleitung zeitlicher Leistungsgrenzen. Während eine individuelle Betrachtung der lokalen Gegebenheiten aus Netzsicht notwendig erscheinen kann, birgt die Vielzahl an individuellen Ausgestaltungen für die Projektentwicklung zusätzliche Komplexität: Die Betriebseinschränkungen müssen Speicherbetreibern ausreichend Erlöspotential ermöglichen, um die Finanzierung sicherzustellen.

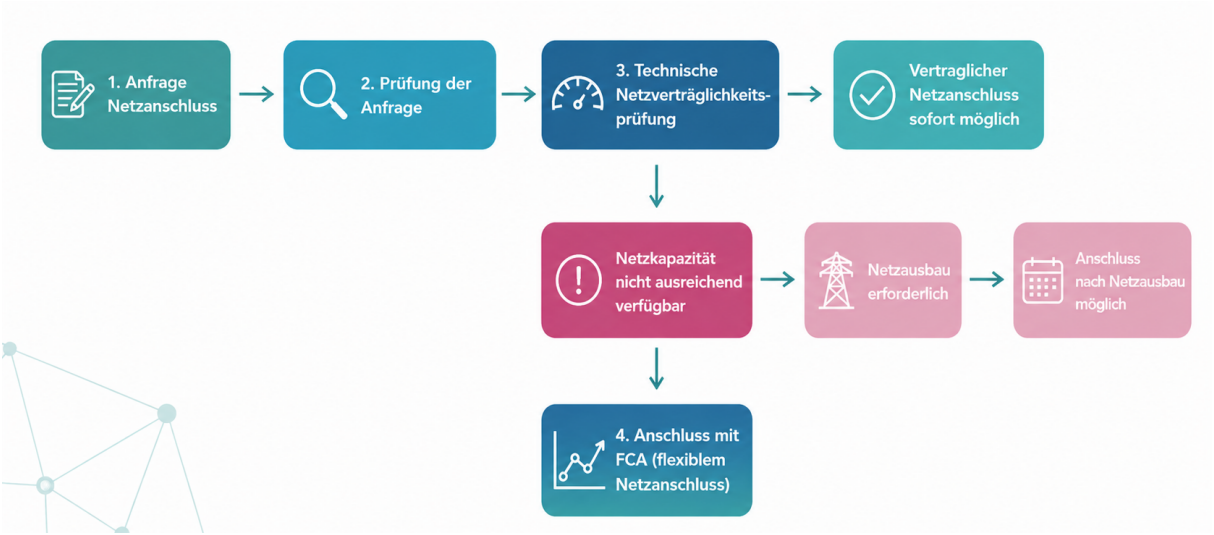


Abbildung 1: Im Anschlussverfahren wird in der Netzverträglichkeitsprüfung bewertet, ob ausreichend Netzkapazität verfügbar ist. Reicht diese für einen Anschluss nicht aus, muss auf den Netzausbau gewartet werden, oder eine flexible Netzanschlussvereinbarung getroffen werden.

2 Status Quo und regulatorischer Handlungsbedarf

Definition FCA FCAs ermöglichen es, vorhandene Netzkapazitäten für zusätzliche Anschlüsse zu nutzen. Der Anschlussnehmer verpflichtet sich, seine Bezugs- oder Einspeiseleistung in vereinbarten Situationen zu begrenzen. So kann ein Anschluss bereits vor einem erforderlichen Netzausbau ermöglicht werden. FCAs gelten daher als vielversprechender Ansatz, um den wachsenden Anschlussbedarf von Batteriespeichern mit den begrenzten Kapazitäten bestehender Stromnetze in Einklang zu bringen. Allerdings befinden sich entsprechende Konzepte derzeit noch in einer frühen Entwicklungsphase. Weder existiert ein einheitliches Zielbild für die Ausgestaltung flexibler Netzanschlüsse, noch haben sich standardisierte technische, regulatorische oder vertragliche Lösungen etabliert. Entsprechend unterscheiden sich die angebotenen FCA-Modelle teilweise erheblich in ihrer Berechnungsmethodik, Restriktionsmechanismen und vertraglichen Ausgestaltung.

Ausgestaltung von FCAs Die konkrete Ausgestaltung reicht von statischen Leistungsbegrenzungen über zeitvariable Restriktionskurven bis hin zu netzzustandsabhängigen Vorgaben. Auch hinsichtlich der Berechnungsmethodik, der zulässigen Eingriffstiefe, möglicher Kompensationsmechanismen sowie der vertraglichen Ausgestaltung bestehen erhebliche Unterschiede zwischen einzelnen Netzbetreibern und Projekten. Für Projektentwickler, Investoren und Speicherbetreiber führt dies zu einem hohen Maß an Unsicherheit gegenüber technischen Anforderungen, wirtschaftlichen Auswirkungen und regulatorischen Risiken.
Eine Möglichkeit der Ausgestaltung ist die Vereinbarung von aktiver Netzdienlichkeit. Während eine netzdienliche Betriebsweise nicht immer mit dem Markt korreliert, kann die sogenannte aktive Netzdienlichkeit in einem FCA vereinbart werden. Der Netzbetreiber hat dann die Möglichkeit, temporär eine Erhöhung der Entnahme- oder Einspeiseleistung einzufordern [8]. Sollte diese Art der Ausgestaltung eines FCA häufiger Anwendung finden, könnten Batteriespeicher eine zentrale Rolle im Einsatz im Netzengpassmanagement erhalten, wonach sie je nach lokaler Netzauslastung Energie ein- oder ausspeisen.

Kein rechtlicher Anspruch auf FCA Gleichzeitig besteht derzeit kein gesetzlicher Anspruch auf einen flexiblen Netzanschluss. Anschlussnehmer haben zwar grundsätzlich Anspruch auf eine Netzanschlussprüfung, die Bereitstellung eines FCA-Angebots liegt jedoch im Ermessen des jeweiligen

Netzbetreibers. Wird die beantragte Anschlussleistung als netztechnisch nicht integrierbar bewertet, kann der Netzanschluss weiterhin abgelehnt oder an umfangreiche Netzausbaumaßnahmen geknüpft werden. Die Bundesnetzagentur hat zuletzt bestätigt, dass Netzbetreiber den Netzanschluss von Batteriespeichern unter Verweis auf fehlende Netzkapazitäten grundsätzlich verweigern können [9]. Sowohl im EEG (Grünspeicher) als auch im EnWG (Grauspeicher) ließe sich aus Gründen der Verhältnismäßigkeit argumentieren, dass ein technisch möglicher FCA als „milderes Mittel“ gegenüber einer vollständigen Ablehnung angeboten werden muss. Die Rechtslage ist jedoch unklar, da bislang keine einheitlichen Kriterien dafür bestehen, wann ein FCA als „möglich“ anzusehen ist. Ein belastbarer gesetzlicher Anspruch lässt sich daher derzeit nicht begründen.

These 1: Ausdrücklichen gesetzlichen Anspruch auf flexible Netzanschlüsse schaffen

Projektierer und Anlagenbetreiber sollten bei fehlender Netzkapazität einen ausdrücklichen gesetzlichen Anspruch auf einen flexiblen Netzanschluss erhalten. Dadurch können zusätzliche Netzanschlusskapazitäten erschlossen, Netzanschlussverfahren beschleunigt und unnötige Netzanschlussverweigerungen vermieden werden. Damit dieser Anspruch in der Praxis auch durchsetzbar ist, muss er mit einem gesetzlichen Mindeststandard für FCAs verknüpft werden, der festlegt, welchen Aufwand Netzbetreiber zur Ermittlung freier Kapazitäten betreiben müssen.

Forderungen nach regulatorischem Rahmen Vor diesem Hintergrund wird zunehmend ein klarer regulatorischer Rahmen für flexible Netzanschlüsse gefordert. Sowohl der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW) [10] als auch der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) sprechen sich für einen gesetzlichen Anspruch auf flexible Netzanschlüsse aus. Der bne fordert außerdem bundeseinheitliche Regelungen für Standardfälle [11]. Auch das Kooperationsforum Großbatteriespeicher der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) sieht in der bislang uneinheitlichen Ausgestaltung von FCA-Konzepten ein zentrales Hemmnis, da heterogene Vertragsmodelle Diskriminierungsrisiken zwischen Projekten und Standorten sowie wirtschaftliche Unsicherheiten für Speicherbetreiber erzeugen können [4]. Eine Kurzstudie von BET und IAEW unterstreicht zudem, dass die konkrete Ausgestaltung von FCA-Restriktionen erheblichen Einfluss auf Erlöspotenziale und Wirtschaftlichkeit von Batteriespeicherprojekten hat [12]. Die Bundesnetzagentur hat nun im Rahmen der Vorstellung des AgNes Zwischenstands Ende Mai 2026 bekannt gegeben, ab 2027 parallel zu AgNes-Folgefestlegungen auch den Prozess für Verfahrensschritte zu FCAs und Baukostenzuschüssen (BKZ) zu beginnen [13].

3 Standardisierung des methodischen Ansatz zur Berechnung zeitlicher FCA-Grenzen

Während die regulatorischen Rahmenbedingungen den Einsatz von FCAs grundsätzlich ermöglichen, bestehen derzeit noch erhebliche Freiheitsgrade bei der methodischen Herleitung der Betriebsgrenzen. Insbesondere die Frage, wie verfügbare Netzkapazitäten zeitlich aufgelöst bestimmt und in zulässige Betriebsgrenzen für Speicher überführt werden, wird derzeit von Netzbetreibern unterschiedlich beantwortet. Dadurch ist die Vergleichbarkeit und Nachvollziehbarkeit der resultierenden FCA-Grenzen eingeschränkt. Im Folgenden wird eine veröffentlichte Methode zur Bestimmung von zeit-variablen Betriebsgrenzen vorgestellt, die auf historischen Messdaten basiert.

3.1 Zeitreihenbasierte Bestimmung von zeit-variablen FCA-Grenzen

Datenbasierte Methode zur Festlegung von FCAs von P3 Die von P3 Energy Solutions und Bayernwerk Netz entwickelte Methodik verfolgt das Ziel, zusätzliche Netzanschlusskapazitäten auf

Basis historischer Netzauslastungsdaten transparent, reproduzierbar und unter Einhaltung netzbetrieblicher Randbedingungen zu bestimmen [14]. Im Gegensatz zu klassischen Netzanschlussprüfungen, die auf statischen Worst-Case-Annahmen basieren, werden zeitlich hochaufgelöste Last- und Einspeisezeitreihen ausgewertet, um die tatsächlich verfügbare Netzkapazität ohne explizites Netzmodell abschätzen zu können. Im Mittelpunkt stehen die Nachvollziehbarkeit der Berechnung, die praktische Anwendbarkeit im Netzbetrieb sowie die Wahrung der Versorgungssicherheit.

Messzeitreihen als Grundlage Grundlage der Methode bilden mehrjährige Messreihen der Transformator- oder Umspannwerksauslastung. Die historischen Zeitreihen werden in saisonale Betrachtungszeiträume von jeweils drei Monaten unterteilt, um die unterschiedlichen Last- und Einspeisemuster im Jahresverlauf abzubilden. Zur Berücksichtigung zukünftiger Entwicklungen werden darüber hinaus bereits erteilte Netzanschlusszusagen in Form synthetischer Last- und Erzeugungsprofile auf die historischen Lastgänge aufaddiert. Dadurch entsteht ein prognostizierter zukünftiger Netzzustand, der sowohl die bestehende Netznutzung als auch bereits gebundene Anschlusskapazitäten berücksichtigt und als Grundlage für die Berechnung zusätzlicher FCA-Kapazitäten dient (Abbildung 2).

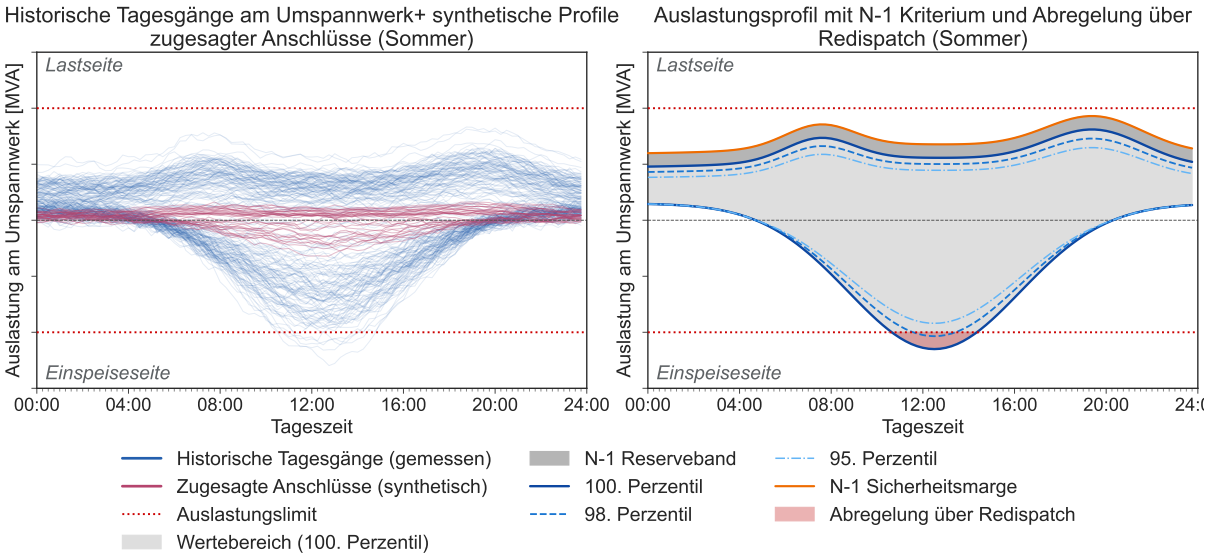


Abbildung 2: Veranschaulichung der zeitreihenbasierten Methode anhand von Beispieldaten [14]
Links: Als Rohdaten dienen historisch gemessene Tageslastgänge am Umspannwerk aus dem saisonalen Betrachtungszeitraum sowie zur Berücksichtigung neuer zugesagter Anschlüsse synthetische Profile dieser Anlagen, die addiert werden. **Rechts:** Der resultierende Wertebereich mit Veranschaulichung von drei beispielhaften Perzentilen. Für das N-1 Kriterium wird vereinfacht der Wert des größten Transformators am Umspannwerk zum 100. Perzentil addiert. Einspeiseseitig überschreitet das 100. Perzentil der gemittelten historischen Daten zur Mittagszeit die Auslastungsgrenze. Diese Energiemenge wird aktuell durch Redispatch abgeregelt, der nur einspeiseseitig verfügbar ist.

Einspeiseseitige Festlegung Für Einspeiseanlagen erfolgt die Ableitung der FCA-Grenzen mittels eines perzentilbasierten Ansatzes. Hierzu wird für jedes 15-Minuten-Intervall innerhalb eines saisonalen Betrachtungszeitraums ein charakteristischer Belastungsverlauf aus den historischen Messdaten einschließlich der bereits zugesagten Anschlussleistungen bestimmt. Durch die Wahl eines geeigneten Perzentils kann festgelegt werden, welcher Anteil historischer Belastungssituationen bereits präventiv über die FCA-Grenze berücksichtigt wird und welcher Anteil künftig über Redispatch-Maßnahmen beherrscht werden soll. Die Wahl des Perzentils beeinflusst somit unmittelbar den Zielkonflikt zwischen zusätzlicher Anschlusskapazität und zukünftigem Redispatch-Bedarf (Abbildung 3).

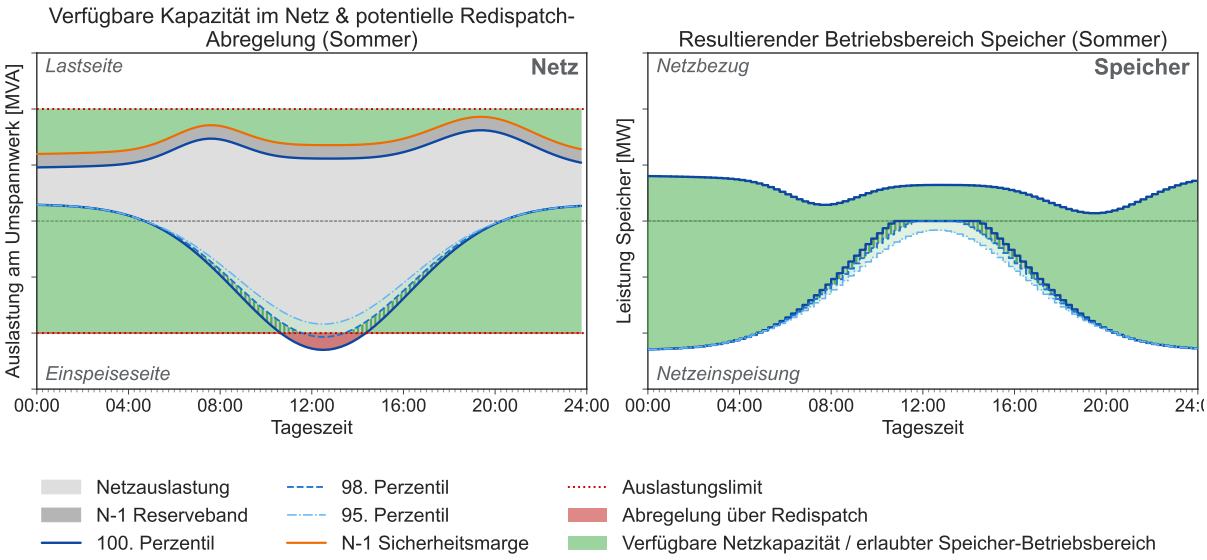


Abbildung 3: Resultierender FCA-Bereich nach der Methode von P3 [14]
Für Komponenten, wie Umspannwerke, lässt sich mit dieser Methode sowohl last- als auch einspeiseseitig je ein Bereich bestimmen, in dem der Netzanschluss genutzt werden darf (grün). Einspeiseseitig überschreitet das 100. Perzentil der gemittelten historischen Daten zur Mittagszeit die Auslastungsgrenze, was aktuell durch Redispatch abgefangen wird. Durch die Wahl eines Perzentils kleiner als 100, wie beispielsweise 98 %, als FCA-Grenze wird diese Situation noch verschärft, da in diesem Fall ca. 2 % der Lastgänge über das Auslastungslimit des USW reichen. Auf der anderen Seite ermöglicht die Wahl eines niedrigeren Perzentils (z.B. 98 %) als FCA-Grenze jedoch an durchschnittlichen Tagen freie Netzkapazität für den Speicher (in der Grafik schraffiert dargestellt).
Daraus ergibt sich der resultierende Betriebsbereich des Speichers (rechts). Der grüne Bereich zeigt die Leistung des Speichers, die über das Umspannwerk fließen darf.

Lastseitige Festlegung Für Verbrauchsanschlüsse wird ein konservativerer Ansatz gewählt. Da Lasten im Gegensatz zu Einspeiseanlagen aktuell nicht kurzfristig durch Redispatch reduziert werden können, basiert die FCA-Berechnung auf dem 100. Perzentil der historischen Belastung und damit auf einem Worst-Case-Ansatz. Optional können zusätzliche Sicherheitszuschläge berücksichtigt werden. Die verfügbare Anschlusskapazität ergibt sich aus der Differenz zwischen der maximal zulässigen Betriebsmittelauslastung und der historisch beobachteten Netzbelastung. Neben den lokalen Betriebsmittelgrenzen berücksichtigt die Methodik weitere technische Randbedingungen. Das N-1-Kriterium wird vereinfacht abgebildet, indem die Leistung des größten Transformators von der insgesamt installierten Transformatorleistung eines Umspannwerks abgezogen wird. Zusätzlich kann eine netzgebietsweite Belastungsgrenze berücksichtigt werden, um auch übergeordnete Netzrestriktionen in die FCA-Berechnung einzubeziehen. Die resultierenden zeitabhängigen Anschlusskapazitäten werden anschließend in praktikable stufenförmige Restriktionskurven überführt, die als Grundlage für die vertragliche Ausgestaltung flexibler Netzanschlüsse dienen.

Verbesserung zur Worst-Case Betrachtung Im Vergleich zu konventionellen Worst-Case Anschlussbewertungen kann die Methode (Abbildung 4) erhebliche zusätzliche Netzanschlusskapazitäten erschließen. In den von P3 und Bayernwerk untersuchten Anwendungsfällen konnten bis zu 29 Prozent zusätzliche Einspeisekapazität sowie bis zu 65 Prozent zusätzliche Anschlusskapazität für flexible Verbraucher identifiziert werden [14].

Limitierungen der Methode Gleichzeitig weist die aktuelle Methodik Grenzen auf. So werden meteorologische Einflussgrößen lediglich indirekt über historische Messwerte berücksichtigt, und auch nur über einen großen Zeitraum gemittelt betrachtet. Darüber hinaus erfolgt auch lastseitig die Aus-

wertung auf Basis saisonaler Cluster, wodurch Unterschiede zwischen Werktagen, Wochenenden oder Feiertagen unberücksichtigt bleiben. Desweiteren werden veränderliche Netztopologien und Schaltzustände nicht explizit modelliert. In vermaschten Netzstrukturen kann die vereinfachte Abbildung des N-1-Kriteriums relevante Engpasssituationen nur näherungsweise erfassen. Die vorgestellte Methodik ist daher vor allem als standardisierbarer und transparent nachvollziehbarer Ausgangspunkt für die Berechnung flexibler Netzanschlüsse zu verstehen, der im nächsten Schritt durch prognosegestützte und netzzustandsabhängige Verfahren weiterentwickelt werden sollte (siehe Abschnitt 4).

Fehlende Standardisierung Vor diesem Hintergrund besteht nicht nur bei der technischen Ausgestaltung, sondern auch bei der vertraglichen Umsetzung von FCAs weiterer Standardisierungsbedarf. Bislang fehlt ein einheitlicher Ansatz, der Netzbetreibern eine rechtssichere und praktikable Umsetzung ermöglicht und Speicherprojektierern die für Finanzierung und Investitionsentscheidungen erforderliche Planbarkeit und Bankability bietet. Erste Vorschläge für standardisierte FCA-Verträge sind nachfolgend im Infokasten vorgestellt.

Vorschläge für FCA-Standardverträge

Die *E.ON*-Tochter *Schleswig-Holstein (SH) Netz* testet bereits in Bollingstedt den Betrieb eines Batteriespeichers, der von *Eco Stor* projektiert und errichtet wurde und der im Rahmen eines FCA fährt[a] (s. Praxisbeispiel *Schleswig-Holstein Netz* in 4.2). Im Juni kündigte *E.ON* nun die Entwicklung eines FCA-Standardvertrags für all seine Verteilnetztöchter an, der auf diesem FCA aufbauen soll. Der Eigentümer des Speichers in Bollingstedt ist mittlerweile *Alpiq*, die technische Betriebsführung bleibt jedoch weiterhin bei *Eco Stor*[b].

Im Gegensatz dazu wurden von anderen Akteuren bereits FCA-Musterverträge veröffentlicht:

- Der FCA-Blue print von *Green Flexibility* sieht
  - dynamische Leistungsbegrenzungen auf Basis einer Netzprognose, die durch den VNB berechnet wird
  - ein Volllaststunden-basiertes Einschränkungsmodell
  - sowie eine systemische Steuerung der Regelleistung

  vor. Einschränkungen werden konsequent am tatsächlichen Netzzustand ausgerichtet und sind durch ein Maximalbudget an Stunden gedeckelt. Die Vertragspartner versuchen so Planbarkeit und bankability herzustellen[c].
- Die *Fachagentur Wind und Solar* hat einen ersten von drei Musterverträgen für flexible Netzanschlussvereinbarungen veröffentlicht. Verteilnetzbetreiber können hier erarbeitete Textbausteine nutzen, um einen für sie und den Batteriespeicherbetreiber passenden FCA zusammen zu stellen. Der Fokus liegt hier auf der Überbauung von Netzanschlusspunkten mittels weiterer EE-Anlagen und Grünstromspeicher[d].
  - Entschädigungsansprüche im Sinne einer Redispatch-Vergütung entstehen nur über Einschränkungsmaßnahmen, die über die bereits ohnehin vereinbarte Einschränkung hinaus gehen und nach §§ 13, 13a EnWG angeordnet werden.
  - Die in diesem Rahmen betroffenen Energiemengen werden nach EnWG bilanziert und abgerechnet.
  - Der Mustervertrag sieht drei Optionen zur Wirkleistungsbeschränkung vor:
    * statische Wirkleistungsbeschränkung
    * unterschiedliche Wirkleistungsbeschränkungen je nach zu definierendem Zeitraum
    * volldynamische Wirkleistungsbeschränkung: Da diese noch Gegenstand von Forschung und Entwicklung ist, macht die Fachagentur hier keine genaueren Vorschläge.

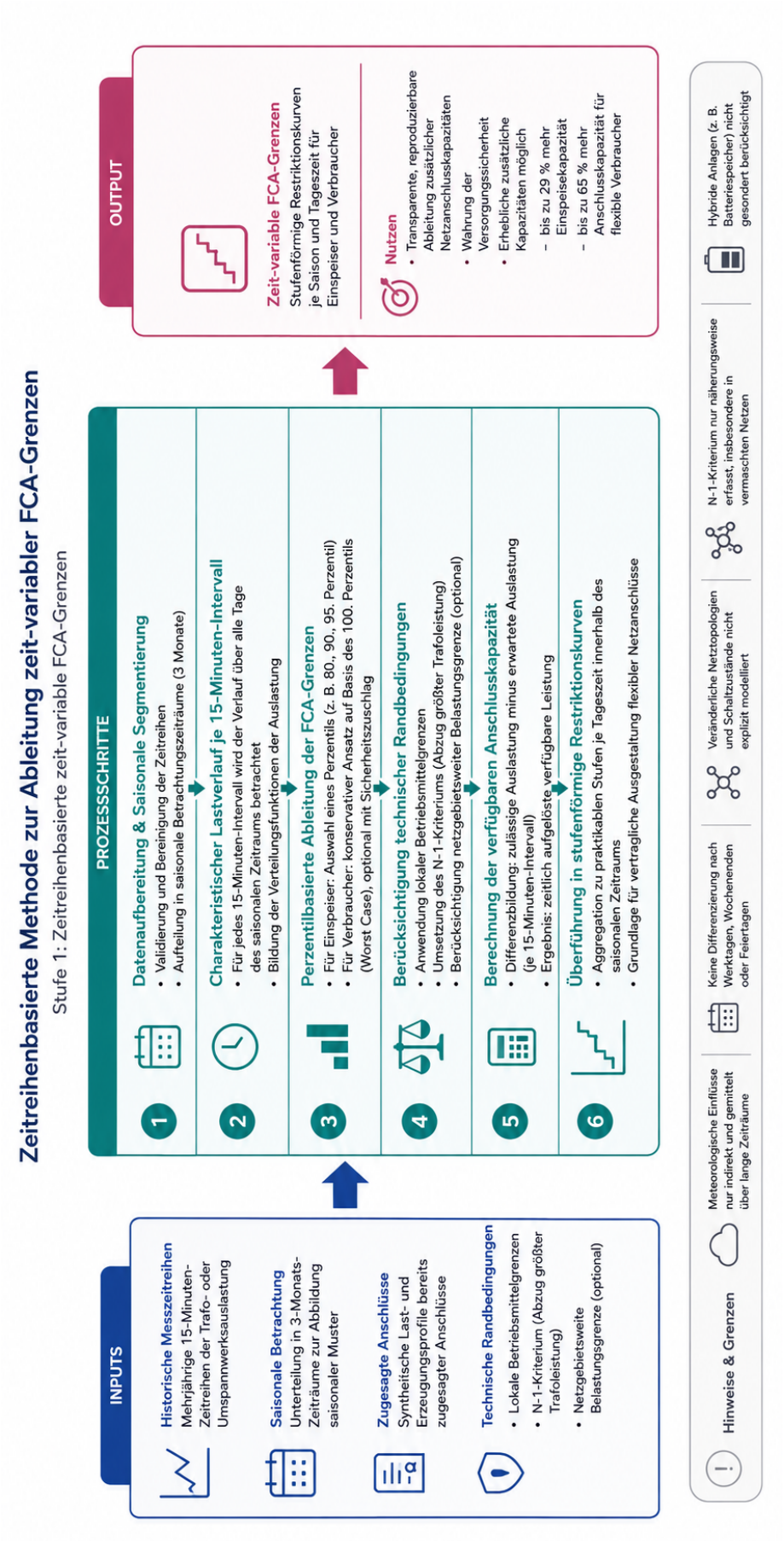


Abbildung 4: Auf Basis historischer Netzlastdaten leitet P3 [14] unter Berücksichtigung saisonaler Muster und technischer Randbedingungen mithilfe einer zeitreihenbasierten Methode zeitvariable FCA-Grenzen sowie flexible Anschlusskapazitäten für Einspeiser und Verbraucher ab.

Der Hinweis der *Fachagentur Wind und Solar* auf mangelnde Forschungsergebnisse zur Ausgestaltung und Auswirkung von volldynamischen Wirkleistungsbeschränkungen verdeutlicht die Notwendigkeit, diese zu untersuchen und zu testen.

[a] https://www.pv-magazine.de/2026/06/19/eon-will-standardisierte-fcas-fuer-batteriespeicher-bis-jahresende-deutschlandweit-ausrollen-bves-fordert-branchendialog/
[b] https://www.pv-magazine.de/2026/08/25/alpiq-uebernimmt-batteriespeicher-von-eco-stor-in-bollingstedt/?utm_source=newsletter_de&utm_medium=email&utm_campaign=daily&utm_content=20260826
[c] https://www.pv-magazine.de/2026/07/02/green-flexibility-legt-fca-blueprint-vor
[d] https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mustervertraege/mustervertrag-fcas

These 2: Standardisierte FCA-Methodik als Voraussetzung für flexible Netzanschlüsse

Die Berechnung flexibler Netzanschlüsse sollte auf einer bundesweit einheitlichen und transparenten Methodik beruhen. Standardisierte Verfahren schaffen Vergleichbarkeit und Planungssicherheit, reduzieren Verhandlungsspielräume und ermöglichen eine diskriminierungsfreie Vergabe zusätzlicher Netzanschlusskapazitäten. Einheitliche FCA-Methoden sind damit eine wesentliche Voraussetzung für die breite Anwendung flexibler Netzanschlusskonzepte.

3.2 FCA-Kalibrierung für eine effiziente Netznutzung

Die FCA-Kalibrierung beschreibt die Festlegung des Perzentilwertes, der bei der Berechnung der FCA-Grenzen verwendet wird. Technisch bestimmt dieser Parameter, welcher Anteil historischer Belastungssituationen bereits präventiv durch die FCA-Grenze berücksichtigt und welcher Anteil künftig über Redispatch-Maßnahmen beseitigt werden soll (Abbildung 3).

Ein hoher Perzentilwert führt zu einer konservativen FCA-Grenze mit geringem Redispatch-Bedarf und höheren Sicherheitsreserven. Ein niedrigeres Perzentil ermöglicht dagegen größere Anschlusskapazitäten, verlagert jedoch einen größeren Anteil potenzieller Engpasssituationen in den Redispatch-Prozess. Die FCA-Kalibrierung stellt damit einen wichtige Stellschraube für eine effiziente Netzausnutzung dar. Das grundsätzliche Spannungsfeld ist in Abbildung 5 dargestellt.

Auswirkungen einer konservativen FCA-Kalibrierung Eine konservative FCA-Kalibrierung orientiert sich an hohen Perzentilwerten bis hin zum historischen Worst-Case. Netzengpässe werden dadurch bereits bei der Anschlusszusage berücksichtigt und potenzielle Überschreitungen der Netzkapazität weitgehend vermieden. Die verfügbare Anschlusskapazität fällt jedoch entsprechend geringer aus, wodurch die Betriebs- und Erlösmöglichkeiten eines Batteriespeichers eingeschränkt werden. Die Einschränkungen erfolgen dabei über die FCA-Grenze und werden nicht gesondert vergütet.

Weniger restriktiver FCA verschiebt mehr in den Redispatch Eine weniger konservative FCA-Kalibrierung ermöglicht dagegen höhere Anschlusskapazitäten und eine bessere Ausnutzung bestehender Netzinfrastruktur. Seltene Engpasssituationen werden in diesem Fall nicht mehr präventiv durch die FCA-Grenze ausgeschlossen, sondern bei Bedarf über Redispatch-Maßnahmen aufgelöst. Die FCA-Kalibrierung bestimmt somit unmittelbar, welcher Anteil potenzieller Engpässe vom Netzanschlussvertrag in den Redispatch-Prozess verlagert wird. Für Speicherbetreiber kann dies vorteilhaft sein, da die nutzbare Anschlusskapazität steigt und Redispatch-Eingriffe grundsätzlich vergütet werden. Gleichzeitig nehmen Umfang und Kosten der Redispatch-Maßnahmen zu, die letztlich von den Netznutzern getragen werden.

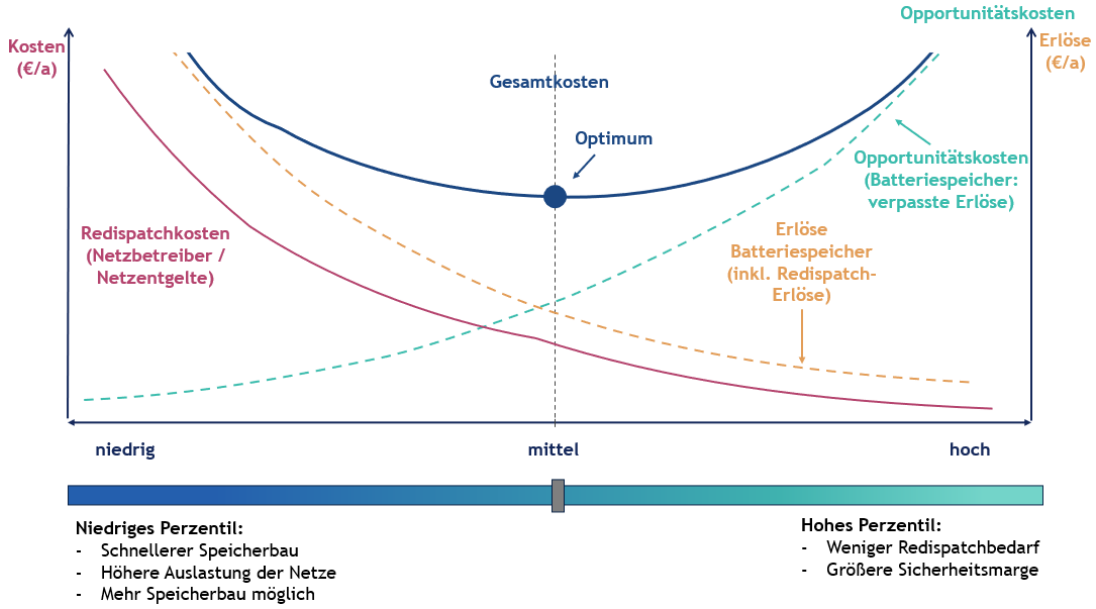


Abbildung 5: Spannungsfeld beim Setzen der Perzentilgrenzen für FCAs

Suche nach dem volkswirtschaftlichem Optimum Die FCA-Kalibrierung stellt eine volkswirtschaftliche Optimierungsaufgabe dar: Sie legt fest, welcher Anteil potenzieller Netzengpässe präventiv über Anschlussbeschränkungen und welcher Anteil kurativ über Redispatch-Maßnahmen bewirtschaftet wird. Ziel sollte eine Kalibrierung sein, die zusätzliche Anschlusskapazitäten erschließt, ohne unverhältnismäßige Redispatchkosten zu verursachen, und damit eine gesamtwirtschaftlich effiziente Nutzung der bestehenden Netzinfrastruktur ermöglicht [14].

These 3: Transparente FCA-Kalibrierung für effiziente Netznutzung

Die FCA-Kalibrierung mittels Perzentilwahl bestimmt, welcher Anteil potenzieller Netzengpässe präventiv über FCA-Beschränkungen und welcher Anteil kurativ über Redispatch-Maßnahmen bewirtschaftet wird. Ein höheres Restriktionsniveau erhöht die Netzsicherheit, reduziert jedoch die nutzbare Anschlusskapazität. Ein niedrigeres Restriktionsniveau ermöglicht zusätzliche Netzanschlüsse, führt jedoch zu höheren Redispatchkosten. Ziel sollte eine Kalibrierung sein, die die Gesamtkosten für das Energiesystem minimiert.

4 Dynamisierung der zeitlichen FCA-Leistungsbegrenzungen

Die im vorherigen Kapitel vorgestellte, zeitreihenbasierte Methode von P3 hat die Einschränkung, dass bei großer Datenstreuung der saisonale Mittelwert seine Repräsentativität verliert und das resultierende Lastgangprofil für den einzelnen Tag eine hohe Abweichung aufweisen kann. In der Debatte um FCAs wird daher von verschiedenen Akteuren [4, 12] eine dynamischere Herleitung der Leistungsbegrenzungen gefordert.

Die methodischen Ansätze zur Dynamisierung lassen sich in drei aufeinander aufbauende Stufen gliedern, wie in Abbildung 6 dargestellt. In Stufe 1 wird der von P3 [14] vorgeschlagene zeitreihenbasierte Ansatz verbessert. Die Leistungsgrenzen bleiben aber auch hier noch langfristig zeit-variabel festgelegt. Stufe 2 ermöglicht durch die Einbindung von Wetter- und Börsenprognosen eine kurzfristige Bestimmung der Leistungsbegrenzungen und verbessert damit sowohl die Prognosegenauigkeit als auch die Effizienz der Netzauslastung. In Stufe 3 werden zusätzlich Echtzeitmessungen am Umspannwerk

einbezogen, sodass die Leistungsbegrenzungen kontinuierlich an den aktuellen Netzzustand angepasst und Batteriespeicher entsprechend geregelt werden können.

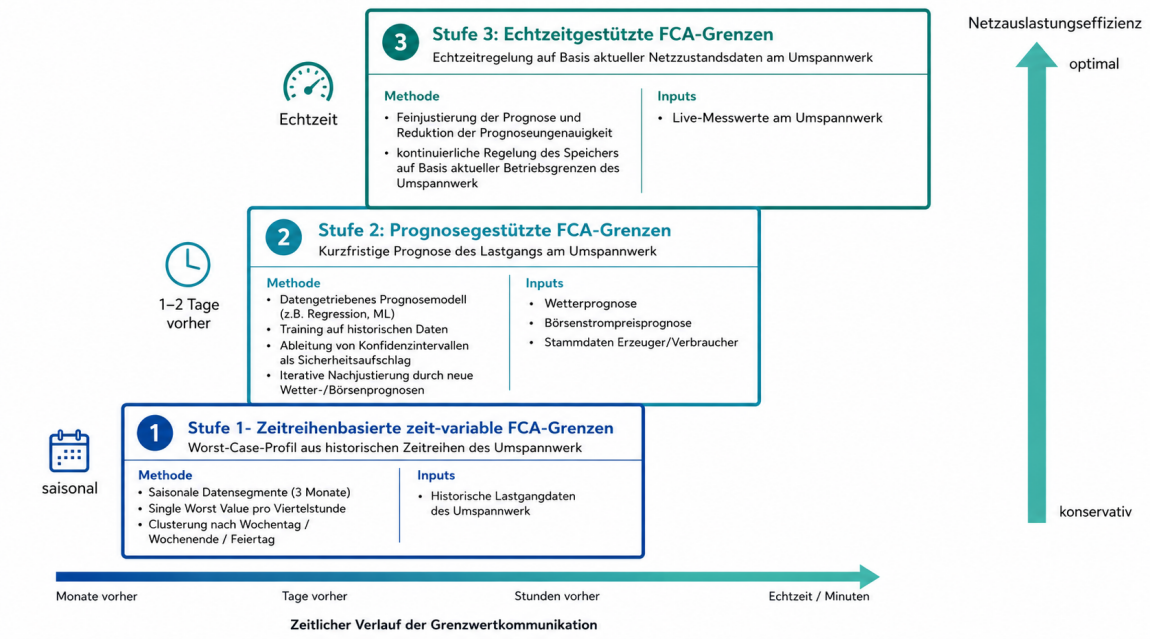


Abbildung 6: Drei methodische „Stufen“ zur Dynamisierung der FCA-Grenzen

4.1 Stufe 1 - Verbesserte Zeitreihenbasierte FCA-Grenzen

Clustern nach Wochtentag Als unmittelbar umsetzbarer Ansatz kann die bestehende zeitreihenbasierte Methode aus Unterabschnitt 3.1 durch eine differenziertere Clusterbildung verbessert werden. Ein naheliegender erster Schritt ist die Aufteilung der historischen Daten nach Wochentag und Wochenende bzw. Feiertag. Insbesondere in Netzgebieten mit Industrieanteil ist ein ausgeprägter Unterschied in der Nachfragestruktur zu erwarten, sodass diese Segmentierung die Repräsentativität der resultierenden Tagesprofile erhöhen kann.

Berücksichtigung des Wetters Für einspeisedominierte Netzgebiete liegt es nahe, zusätzlich meteorologische Größen als Clustermerkmal heranzuziehen, z.B. sonnig vs. bewölkt oder windig vs. nicht-windig. Jede weitere Segmentierung reduziert jedoch die Anzahl der je Cluster verfügbaren Tagesprofile, was die statistische Robustheit mindert und die Anfälligkeit gegenüber Ausreißern erhöht. Zudem weist die Windgeschwindigkeit keine stabile Tagesstruktur auf und ein als windig klassifizierter Tag wäre intern sehr heterogen, da Windspitzen zu beliebigen Tagesstunden auftreten können. Ähnliches gilt auch für die PV-Einspeisung. Bewölkung kann stundenweise und nicht tagesübergreifend auftreten, sodass auch hier eine tageweise Clusterbildung kein kohärentes Profil liefert.
Welche Clustermerkmale einen robusten Informationsgewinn und Verbesserung der Prognosegenauigkeit erzielen, ist Gegenstand der methodischen Weiterentwicklung im Projektverlauf.

4.2 Stufe 2 - Prognosegestützte FCA-Grenzen

Die Grundidee der zweiten Stufe besteht darin, den Lastgang am Umspannwerk mithilfe einer modellgestützten Prognose vorherzusagen und daraus tagesaktuelle FCA-Grenzen abzuleiten. Als Eingangsdaten dienen ebenfalls historische Lastgangmessungen an Umspannwerken, ergänzt um Wetterdaten wie Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur sowie Börsenstrompreise.

Zusätzlich können Stammdaten zu Erzeugungsanlagen und Verbrauchern im Netzgebiet einbezogen werden. Im Gegensatz zur zeitreihenbasierten Methode werden beim prognosegestützten Ansatz physikalische, datengetriebene oder hybride Modelle eingesetzt, die eine höhere Prognosegenauigkeit erzielen können.

Umgang mit Prognoseunsicherheit Eine wesentliche methodische Anforderung besteht darin, dass das Prognosemodell neben der Bereitstellung von Punktprognosen auch die Vorhersageunsicherheit explizit erfasst. Fehlt eine solche Quantifizierung der Unsicherheit, besteht das Risiko einer systematischen Überschätzung des verfügbaren Leistungskorridors und damit einer Fehleinschätzung der tatsächlich nutzbaren Netzkapazitäten.

Synthetische Daten als Ersatz für breite Datengrundlage Darüber hinaus stellen unvorhergesehene Ereignisse sowie Schaltvorgänge und Änderungen der Netztopologie eine besondere Herausforderung dar. Deren Auswirkungen auf den Lastgang müssen durch mehr Erfahrungswerte abgesichert werden. Bei der Verwendung datenbasierter Methoden stellt sich zudem die Frage, welcher Umfang und welche Vielfalt historischer Daten erforderlich sind, um die gesamte Bandbreite relevanter Netzsituationen ausreichend abzubilden. Analog zur zeitreihenbasierten Methode besteht das Risiko, dass für einzelne Betriebszustände nur wenige Beobachtungen vorliegen und dadurch die statistische Robustheit der Modelle eingeschränkt wird. Die Einbeziehung weiter zurückliegender historischer Daten kann die Datenbasis zwar erweitern, erfordert jedoch eine Berücksichtigung von Veränderungen der Einspeise- und Verbrauchsstrukturen sowie der Netztopologie, die nicht immer vollständig dokumentiert sind. Darüber hinaus sind seltene Extremereignisse mit langen Wiederkehrzeiten in den verfügbaren historischen Datensätzen oftmals nicht oder nur unzureichend vertreten. Als ergänzender Ansatz bietet sich daher die Generierung synthetischer Zeitreihen an, bei der mithilfe vereinfachter Netzmodelle unterschiedliche Betriebs- und Belastungssituationen simuliert und gezielt in die Trainingsdaten integriert werden können.

Rückkopplungseffekte durch Batteriespeicher Sobald eine relevante Anzahl von Batteriespeichern im Netzgebiet angeschlossen ist, enthält der historische Lastgang am Umspannwerk bereits deren Verhalten, was bei der Modellierung berücksichtigt werden muss. Das Marktverhalten von Speichern im Day-Ahead-Markt ist für Netzbetreiber grundsätzlich prognostizierbar, da es mit den Grenzkosten der Speicher und den Marktpreissignalen korreliert. Schwerer vorhersehbar ist hingegen das Verhalten einzelner Anlagen im kontinuierlichen Intraday-Handel, da dieser für die Einbindung in die Engpassberechnungen der Netzbetreiber zu nah am Lieferzeitpunkt liegt. Ebenfalls nicht vorhersehbar ist das Verhalten im Rahmen des Bilanzkreisausgleichs, da Netzbetreibern die hierfür erforderlichen Informationen nicht vorliegen. Regelenergieabrufe entziehen sich einer Prognose durch den Netzbetreiber vollständig, da sie nicht aus Marktdaten ableitbar sind. Aggregierte Verhaltenstendenzen eines Speicherportfolios lassen sich noch abschätzen, das Verhalten einzelner Anlagen hingegen kaum. Diese Unsicherheit müsste in den Lastgangsprognosen berücksichtigt werden.

Zeitpunkt der Kommunikation der Leistungsgrenzen Ein weiterer Diskussionspunkt betrifft den Zeitpunkt der Bekanntgabe der Leistungsgrenzen. Netzbetreiber tendieren zu einer möglichst frühzeitigen Festlegung, da ihre Betriebsführungsprozesse entsprechende Vorlaufzeiten erfordern. Für Speicherbetreiber hingegen ist die Möglichkeit kurzfristiger Fahrplananpassungen wirtschaftlich bedeutsam, da insbesondere im Intraday-Markt aktuell hohe Preisspreads erzielbar sind. Da Speicherbetreiber ihre Marktgebote für die Regelenergie bereits bis 08:00 bzw 10:00 Uhr des Vortags (D-1) abgeben müssen (vor gate-closure des Day-Ahead), würde es sich für Speicherberteiber anbieten, die FCA-Grenzen zwei Tage vor Lieferzeitpunkt zu erhalten (D-2). Zu diesem Zeitpunkt sind Wetterprognosen noch mit mehr Unsicherheit behaftet. Analog zum Vorgehen im Redispatch-Prozess könnte daher ein gestuftes Verfahren sinnvoll sein, bei dem eine Grobprognose zwei Tage im Voraus erstellt und anschließend bis in den Intraday-Bereich iterativ nachjustiert wird. Dieses Prinzip ist auf

Übertragungsnetzebene im Rahmen des Congestion Forecast bereits etabliert und ließe sich methodisch auf die Verteilnetzebene übertragen. Um für Speicherbetreiber dennoch genügend Sicherheit zu bieten wäre ein Toleranzband denkbar, innerhalb dessen kurzfristige Anpassungen um einen vereinbarten Prozentsatzes zulässig bleiben.

Fahrplaneinfrierung Von Netzbetreiberseite wird häufig eine Einfrierung des Fahrplans mindestens zwei Stunden vor dem Lieferzeitpunkt gefordert. Für Speicherbetreiber würde ein starres Fahrplan-Freezing jedoch den Zugang zum kontinuierlichen Intraday-Handel einschränken, der in den kommenden Jahren noch eine wesentliche Erlösquelle darstellt. Langfristig, wenn die Intraday-Märkte weniger volatil sind und sich die Erlösstruktur von Speichern stärker in Richtung Day-Ahead verschiebt, könnte eine Fahrplaneinfrierung für Speicherbetreiber wirtschaftlich eher vertretbar werden.

Anforderungen an Netzbetreiber Der prognosegestützte Ansatz setzt technische und analytische Kompetenzen beim Netzbetreiber voraus, die derzeit nicht flächendeckend vorhanden sind. Mittelfristig werden vergleichbare Modellierungskompetenzen jedoch auch für die Umsetzung dynamischer Netzentgelte und für den Redispatch-Prozess erforderlich sein, weshalb der Handlungsdruck für Netzbetreiber zum Aufbau entsprechender Fähigkeiten insgesamt hoch ist. Fortgeschrittene Netzbetreiber verfügen bereits heute über Netzzustandsprognosen bis in die Mittelspannungsebene. Für den Fall, dass eine Prognose die tatsächliche Netzauslastung unterschätzt und Speichern zu viel Kapazität eingeräumt wurde, besteht die rechtliche Möglichkeit eines kurativen Eingriffs nach § 13a EnWG. Dieser Eingriff ist ohne finanzielle Entschädigung zulässig und gibt Netzbetreibern ein wirksames Instrument zur Absicherung der Netzsicherheit, sofern die erforderliche Fernwirktechnik zuverlässig verfügbar ist. Für Speicherbetreiber bedeutet dies aber Strafzahlungen bei Nichtlieferung sowie Bilanzkreisabweichungen, die mit finanziellem Aufwand ausgeglichen werden müssen. Die Existenz dieses kurativen Instruments könnte dennoch den Übergang zu prognosegestützten FCA-Grenzen erleichtern, da Netzbetreiber Sicherheitsaufschläge weniger konservativ auslegen müssten. Für Speicherbetreiber gilt es zu bewerten, ob die durch prognosebasierte Grenzen gewonnenen zusätzlichen Netzkapazitäten einen wirtschaftlichen Vorteil bieten, sodass einzelne kurative Eingriffe als akzeptables Restrisiko einzustufen wären. Ein pragmatischer Ansatz, der beide Perspektiven berücksichtigt, könnte damit bereits kurzfristig zu einer effizienteren Netzauslastung beitragen.

Praxisbeispiel Schleswig-Holstein (SH) Netz (aktive Netzdienlichkeit)

Regelbasierte betriebsbedingte Einschränkung

Ein in der Praxis angewandte und verwandte Art von prognosebasierten FCA-Grenzen findet sich bei der SH Netz AG, die FCA-Restriktionen an die regional prognostizierte Photovoltaik- oder Windeinspeisung koppelt. In diesem Modell obliegt es den Speicherbetreibern die Erzeugungsprognosen eigenverantwortlich zu erstellen und ihre Fahrweise selbstständig entsprechend zu begrenzen. Bei drohenden Netzengpässen steuert der Netzbetreiber kurativ. Dies stellt eine nicht unerhebliche Verantwortungsverlagerung der Netzbetreiber an die Betreiber dar. Dieses Modell soll nach eigenen Angaben nur übergangsweise bis 2030 zur Anwendung kommen, bis die SH Netz die notwendigen Anforderungen für eine ihrerseits erstellte Netzauslastungsprognose erfüllt hat [15].

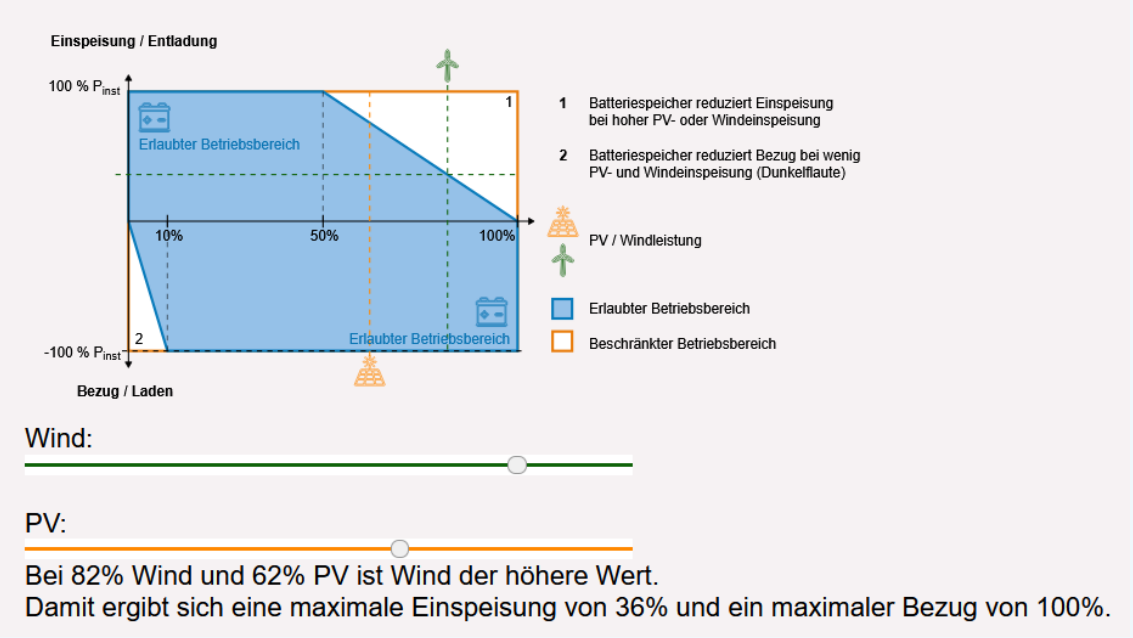


Abbildung 7: Online Tool zur Darstellung von FCA-Einschränkungen im SH Netz mit variabler EE-Einspeisung [15]

These 4: Prognosegestützte FCA-Grenzen erschließen zusätzliche Netzkapazitäten für Batteriespeicher

Prognosegestützte FCA-Grenzen können zusätzliche Netzanschlusskapazitäten erschließen und gleichzeitig Restriktionen für Batteriespeicher reduzieren. Mittelfristig sollten prognosegestützte FCA-Grenzen umgesetzt werden, die tagesaktuelle Wetterinformationen sowie wochentags- und temperaturabhängige Lastsituationen berücksichtigen. Das hierdurch erschließbare Integrationspotenzial für Batteriespeicher und die Auswirkungen auf den zukünftigen Redispatch-Bedarf sollten durch quantitative Analysen belastbar quantifiziert werden.

Offen bleiben die Fragen, wie Prognoseunsicherheiten methodisch belastbar quantifiziert und in Sicherheitsaufschläge überführt werden können, und zu welchem Zeitpunkt Leistungsgrenzen kommuniziert werden sollen, um sowohl die Betriebsführungsprozesse der Netzbetreiber als auch die Vermarktungsinteressen der Speicherbetreiber angemessen zu berücksichtigen. Das erschließbare Integrationspotenzial für Batteriespeicher sowie die Auswirkungen auf den zukünftigen Redispatch-Bedarf sollen im Rahmen von STRIVE.BW durch quantitative Analysen belastbar bewertet werden.

4.3 Stufe 3 - Echtzeitgestützte FCA-Grenzen

Ergänzend zum prognosebasierten Ansatz können Echtzeitmessungen am Umspannwerk als zusätzlicher Dateninput eingebunden werden. Dies eröffnet zwei methodisch unterschiedliche Konzepte, die sich vor allem in der Rollenverteilung zwischen Netzbetreiber und Speicherbetreiber unterscheiden.

Prognosekorrektur durch Echtzeitmessungen Beim ersten Konzept verbleibt die Verantwortung für die Grenzwertbestimmung beim Netzbetreiber. Echtzeitmessungen fließen laufend in die Prognosekorrektur ein und reduzieren die Prognoseunsicherheit für den kurzfristigen Zeithorizont. Netzbetreiber können auf dieser Grundlage kurzfristig zusätzliche Netzkapazitäten freigeben.

Direkte Regelung durch den Speicherbetreiber Das zweite Konzept sieht vor, dass Speicherbetreiber selbst Zugriff auf die Echtzeitmessungen am Umspannwerk erhalten und die zulässigen Betriebsgrenzen eigenverantwortlich ableiten. Dieser Ansatz ermöglicht theoretisch die maximale Ausnutzung der verfügbaren Netzkapazität und bietet Speicherbetreibern den Vorteil, unabhängig vom Kompetenzaufbau der Netzbetreiber im Bereich prognosebasierter FCA-Grenzen von dynamischen Betriebsgrenzen profitieren zu können. Voraussetzung sind geeignete Mess-, Kommunikations- und Regelungssysteme sowie klare Vorgaben zur Einhaltung der Netzsicherheit. Der Ansatz wird derzeit in mehreren Forschungsprojekten erprobt, darunter SURVIVE [16] von Schoenergie und Westnetz. Für eine Umsetzung dieses Ansatzes außerhalb von Forschungsprojekten fehlen bislang die regulatorischen Rahmenbedingungen und standardisierten Datenschnittstellen, die für eine belastbare Umsetzung erforderlich wären. Fragen des Datenzugangs und des Datenschutzes sind noch nicht abschließend geklärt, da Netz- und Messdaten Rückschlüsse auf Einspeise- und Verbrauchsstrukturen im Netzgebiet zulassen können.

Praxisbeispiel Ehinger Energie (aktive Netzdienlichkeit)

Batteriespeicher als Alternative zum Netzausbau

Im ländlich geprägten Netzgebiet der Ehinger Energie führt der starke Ausbau dezentraler Photovoltaikanlagen bei vergleichsweise geringem lokalem Stromverbrauch bereits heute zu erhöhten Rückspeisungen und damit zu Netzüberlastungen. Unter klassischen Planungsannahmen wäre ein Ausbau der Netzinfrastruktur erforderlich gewesen.

Als Alternative wurde ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 5 MWh geplant und 2026 errichtet. Der Speicher wird netzdienlich betrieben: An sonnenreichen Tagen mit hohem PV-Überschuss nimmt er Strom aus dem Netz auf und speist ihn in den Abend- und Nachtstunden wieder zurück. In Zeiten ohne kritische Netzbelastung kann der Speicher marktoptimiert eingesetzt werden.

Durch dieses Betriebskonzept konnten im Teilnetzgebiet Rißtissen Netzüberlastungen und ein ansonsten notwendiger Netzausbau und die damit verbundene Erhöhung der Netzentgelte um 25 % vermieden werden [17].

Mit der Verlagerung der Grenzwertbestimmung auf den Speicherbetreiber gehen jedoch Risiken einher. Speicherbetreiber müssen eigene Lastgangprognosen für das Umspannwerk erstellen, um ihren Markteinsatz zu optimieren, haben dabei jedoch gegenüber Netzbetreibern den strukturellen Nachteil, dass ihnen geplante Schaltvorgänge und Netztopologieänderungen nicht bekannt sind. Kurzfristige Anpassungen des Fahrplans infolge von Prognosefehlern können zu Fahrplanabweichungen, Ausgleichsenergiekosten oder Strafzahlungen führen. Größere Speicherportfolios können diese Risiken teilweise durch interne Kompensation abfedern, für Einzelanlagen bleibt die wirtschaftliche Bewertung jedoch anspruchsvoll.

4.4 Finanzielle Risiken von dynamischen FCAs für die Projektentwicklung

Dynamische FCA gelten als vielversprechender Ansatz, um bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und den Anschluss neuer Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen trotz begrenzter Netzkapazitäten zu ermöglichen. Studien von BET [12] sowie FfE [4] zeigen, dass dynamische Netzanschlusskonzepte im Vergleich zu statischen Anschlussbeschränkungen zu deutlich geringeren wirtschaftlichen Einbußen für Projektierer führen können. Insbesondere bei Batteriespeichern und erneuerbaren Erzeugungsanlagen treten Netzengpässe häufig nur während weniger Stunden im Jahr auf, sodass die tatsächlichen Einschränkungen deutlich geringer ausfallen als bei konservativen Worst-Case-Anschlussbewertungen.

Unsicherheit dynamischer FCAs durch langfristige Entwicklung Trotz dieser Vorteile gehen dynamische FCAs mit zusätzlichen Risiken einher. Das zentrale Risiko besteht in der Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung der verfügbaren Netzkapazitäten. Während die zum Zeitpunkt des Netzanschlusses ausgewiesenen Flexibilitätskorridore auf aktuellen Netz- und Lastsituationen basieren, können sich diese im Laufe der Betriebsdauer eines Projekts erheblich verändern. Für Investitionen in Batteriespeicher oder Erzeugungsanlagen sind jedoch häufig Planungshorizonte von 10 bis 25 Jahren relevant.

Die zukünftige Höhe verfügbarer FCAs hängt von einer Vielzahl externer Einflussfaktoren ab. Ein wesentlicher Faktor ist der weitere Ausbau erneuerbarer Energien im jeweiligen Netzgebiet. Zusätzliche Photovoltaik-, Windenergie- oder Biomasseanlagen erhöhen die Netzauslastung und können dazu führen, dass die für bestehende FCA-Kunden verfügbaren Kapazitäten sinken. Gleichzeitig kann auch die fortschreitende Elektrifizierung von Verbrauchssektoren, beispielsweise durch Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für Elektromobilität oder die Elektrifizierung industrieller Prozesse, die Belastung der Verteilnetze erhöhen und damit die nutzbaren Anschlusskapazitäten verändern.

Demgegenüber können Netzausbaumaßnahmen, zusätzliche Transformatoren, Netzverstärkungen oder neue Betriebsmittel die Situation verbessern und zu höheren verfügbaren Anschlussleistungen führen. Die Entwicklung der FCA-Kapazitäten ist somit das Ergebnis eines komplexen Zusammenspiels von Netzausbau, Erzeugungszubau, Lastentwicklung sowie regulatorischen Rahmenbedingungen. Für Projektentwickler ist daher nicht nur die aktuelle FCA-Kapazität relevant, sondern insbesondere die Frage, wie stabil diese Kapazität über die gesamte Projektlaufzeit bleibt.

Auswirkungen auf Projektfinanzierung Diese Unsicherheit stellt insbesondere Finanzierer vor Herausforderungen. Banken und Investoren bewerten Projekte auf Basis erwarteter zukünftiger Zahlungsströme. Bei einem dynamischen FCA besteht das Risiko, dass zukünftige Netzrestriktionen höher ausfallen als ursprünglich angenommen und dadurch Erlöse reduziert werden. Beispielsweise können Batteriespeicher ihre geplanten Handels-, Regelenergie- oder Netzdienstleistungsstrategien nur eingeschränkt umsetzen, wenn die verfügbare Anschlussleistung während wirtschaftlich attraktiver Zeiträume reduziert wird. Aus Sicht der Finanzierung entsteht dadurch ein zusätzlicher Unsicherheitsfaktor, der sich unmittelbar auf die Risikobewertung und die Finanzierungskosten auswirken kann. Banken werden entsprechende Risiken typischerweise durch höhere Eigenkapitalanforderungen, Risikoaufschläge auf Fremdkapital oder konservativere Annahmen hinsichtlich zukünftiger Erlöse berücksichtigen.

Kapazitätsgarantien und Cap-and-Floor Mechanismus als mögliche Lösungsansätze Zur Reduzierung dieser Unsicherheiten sind verschiedene Lösungsansätze denkbar. Eine Möglichkeit besteht in der Einführung langfristiger FCA-Garantien oder Mindestkapazitäten, bei denen Netzbetreiber für definierte Zeiträume eine garantierte Mindestanschlussleistung zusichern. Dadurch würde ein Teil des Netzrisikos vom Projektierer auf den Netzbetreiber übertragen und die Finanzierbarkeit verbessert.

Eine andere Option zur Verbesserung der Finanzierbarkeit dynamischer FCA-Projekte könnte ein Cap-and-Floor-Mechanismus sein (Cap: festgelegte Obergrenze für erzielbare Erlöse; Floor: garantierte Mindesterlöse zur Absicherung von Investitionen). Ähnlich zur Diskussion um Contract-for-Difference-(CfD)-Modelle im Bereich erneuerbarer Energien könnten dadurch Risiken aus zukünftigen Veränderungen der verfügbaren Netzkapazitäten teilweise abgesichert werden. Dies würde die Planungs- und Finanzierungssicherheit für Projektierer und Investoren erhöhen. Offen ist jedoch, wer eine solche Absicherung übernehmen und finanzieren würde. Denkbar wären staatliche Institutionen, Netzbetreiber oder branchenweite Ausgleichsmechanismen.

These 5: Bankability dynamischer FCAs berücksichtigen

Dynamische FCAs können ungenutzte Netzkapazitäten erschließen und damit eine effizientere Integration von Batteriespeichern ermöglichen. Bislang sind die Auswirkungen von FCAs auf die Erlösstruktur und die daraus resultierende Bankability von Batteriespeicherprojekten mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass Kapitalgeber die Effekte von FCAs, insbesondere über die gesamte Projektlaufzeit hinweg, derzeit nur unzureichend bewerten können. In der Folge werden häufig pauschale Risikoaufschläge angesetzt. Daher sind quantitative Analysen der langfristigen Auswirkungen von FCAs erforderlich, um die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten fundiert bewerten und geeignete regulatorische Instrumente zur Risikobegrenzung entwickeln zu können.

5 Batteriespeicher im Kontext von Redispatch 2.0

5.1 Hintergrund

Redispatch bezeichnet Eingriffe des Netzbetreibers in die Fahrweise von Erzeugungs-, Speicher- oder Verbrauchsanlagen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Seit dem Start von Redispatch 2.0 am 1. Oktober 2021 sind neben konventionellen Kraftwerken auch dezentrale Anlagen, Speicher ab 100 kW sowie fernsteuerbare Anlagen grundsätzlich in die Prozesse einbezogen. Es wird zwischen dem Planwert- und dem Prognosemodell unterschieden. Im Planwertmodell übermittelt der Einsatzverantwortliche die geplante Fahrweise der Anlage an den Netzbetreiber. Die Redispatch-Menge ergibt sich aus der Abweichung zwischen diesem Planwert und der angeordneten Fahrweise. Im Prognosemodell wird die erwartete Einspeisung dagegen durch den Netzbetreiber prognostiziert und als Grundlage für die Ermittlung der Redispatch-Menge herangezogen.

In der Praxis dominiert weiterhin der präventive Redispatch, bei dem Fahrpläne auf Basis von Prognosen angepasst werden, bevor ein Engpass eintritt. Kurativer Redispatch, also kurzfristige Eingriffe bei bereits eingetretenen oder unmittelbar bevorstehenden Engpässen, spielt bislang eine geringere Rolle, da hierfür aktuelle Netzzustandsdaten, schnelle Schnittstellen und verlässlich steuerbare Flexibilitäten erforderlich sind.

Der finanzielle Ausgleich soll Anlagenbetreiber wirtschaftlich so stellen, als hätte die Redispatch-Maßnahme nicht stattgefunden. Grundlage hierfür sind § 13a EnWG sowie die Festlegung der Bundesnetzagentur zum angemessenen finanziellen Ausgleich [18]. Neben dem grundsätzlich vorgesehenen bilanziellen Ausgleich [19] der betroffenen Energiemengen werden wirtschaftliche Nachteile ersetzt, insbesondere zusätzliche Einsatzkosten, anteiliger Werteverbrauch, entgangene Erlöse und notwendige Zusatzkosten. Ersparte Aufwendungen sind gegenzurechnen. Der Ausgleich folgt einem kostenbasierten Ansatz; frei gebotene Marktpreise kommen nicht zur Anwendung. Für eine effiziente Redispatch-Merit-Order benötigen Netzbetreiber daher bereits vor der Maßnahme belastbare Informationen zu Kosten, Opportunitäten und technischen Restriktionen.

Für Batteriespeicher ist diese Bewertung besonders komplex. Anders als konventionelle Kraftwerke erzeugen sie keinen Strom, sondern verschieben elektrische Energie zeitlich. Ihr wirtschaftlicher Wert entsteht vor allem durch Arbitrage zwischen unterschiedlichen Marktpreisen sowie durch die Bereitstellung von Flexibilität im Intraday- oder Regelleistungsmarkt. Redispatch-Eingriffe verändern den Ladezustand, beeinflussen künftige Vermarktungsmöglichkeiten und können zusätzliche Degradation verursachen. Die Bundesnetzagentur hat bislang keine eigenständige Vergütungssystematik speziell für Batteriespeicher festgelegt, hält jedoch eine Übertragung der Regelungen für Pumpspeicherkraftwerke, insbesondere für sogenannte Tagesspeicher, grundsätzlich für zulässig.

5.2 Finanzieller Ausgleich für Tagesspeicher

Die Bewertung von Tagesspeichern im Redispatch orientiert sich im Wesentlichen an den etablierten Ansätzen für Pumpspeicherkraftwerke und kurzfristige Speicher. Ausgangspunkt ist die Annahme, dass Speicher ihren wirtschaftlichen Wert aus kurzfristigen Preisunterschieden auf Spot- und Intraday-Märkten erzielen. Sie laden typischerweise in Niedrigpreisphasen und entladen in Hochpreisphasen. Redispatch-Maßnahmen können diese Fahrweise verändern und dadurch Erzeugungsauslagen, Opportunitätskosten und Werteverbrauch verursachen.

Für die Berechnung der Erzeugungsauslagen werden Einsatz- beziehungsweise Grenzpreise bestimmt. Sie beschreiben den ökonomischen Wert der im Speicher befindlichen Energie und bilden die Grundlage für die Bewertung redispatchbedingter Lade- oder Entladevorgänge. Maßgebliche Einflussgrößen sind kurzfristige Strommarktpreise, verfügbare Vollaststunden, der Wirkungsgrad des Speichersystems sowie arbeitsabhängige Netzentgelte und Umlagen.

Neben den Erzeugungsauslagen sind Opportunitätskosten zentral. Redispatch kann dazu führen, dass geplante oder mögliche Vermarktungen im Intradaymarkt nicht mehr realisiert werden können. Aufgrund der Komplexität des kontinuierlichen Intradaymarktes ist die exakte Ex-ante-Bewertung dieser Opportunitäten nur eingeschränkt möglich. Zur Bewertung entgangener Marktchancen wird auf den Weber-Ansatz zurückgegriffen. Dieser interpretiert flexible Speicheranlagen als ökonomische Optionen. Die Flexibilität besitzt einen eigenständigen Wert, weil sie es ermöglicht, auf zukünftige Preisänderungen zu reagieren.

Zusätzlich kann bei Batteriespeichern ein anteiliger Werteverbrauch angesetzt werden. Dieser vergütet kalkulatorisch die redispatchbedingte Inanspruchnahme des Speichers, bildet jedoch nicht unmittelbar die technische Degradation der Batteriezellen ab. Maßgeblich sind der verbleibende wirtschaftliche Anlagenwert, die erwartete Nutzungsdauer und der Umfang der Inanspruchnahme. Hierzu wird über eine Quotierung ermittelt, welcher Anteil der Speicherleistung durch den Redispatch gebunden war und welcher Anteil weiterhin für die marktliche Bewirtschaftung, Regelleistung oder Besicherung genutzt wurde. Eine erhöhte Quotierung ist nur bei einem positiven Markttest möglich. Dieser soll verhindern, dass strategisches oder engpassverstärkendes Marktverhalten durch einen höheren finanziellen Ausgleich begünstigt wird. Die erhöhte Quotierung ist nach der Festlegung ausschließlich auf Anlagen im Planwertmodell anwendbar.

Bewertung von Opportunitätskosten nach dem Weber-Ansatz

Der Weber-Ansatz bewertet die operative Flexibilität von Speichern als den wirtschaftlichen Wert der Möglichkeit, auf zukünftige Preisentwicklungen am Intraday-Markt zu reagieren. Dabei wird angenommen, dass die zukünftigen Preise um einen Erwartungswert streuen und näherungsweise normalverteilt sind. Die Einsatzkostenschwelle des Speichers entspricht dabei dem Ausübungspreis (Strike-Preis) der Option und definiert die Preisgrenze, ab der eine Anpassung des Speicherbetriebs wirtschaftlich vorteilhaft ist.

Call-Option:

Die Call-Option beschreibt den wirtschaftlichen Wert der Möglichkeit, von künftig steigenden Marktpreisen zu profitieren. Sie entsteht, wenn ein Speicherbetreiber auf zukünftige Hochpreisphasen reagieren kann, indem zusätzliche Energiemengen eingespeist oder geplante Ladevorgänge aufgrund der hohen Preise verschoben bzw. unterlassen werden. Die rechts der Einsatzkostenschwelle schraffierte Fläche in Abbildung 8 repräsentiert das zusätzliche Erlöspotenziale.

Put-Option:

Die Put-Option beschreibt den wirtschaftlichen Wert der Möglichkeit, von künftig fallenden

Marktpreisen zu profitieren. Sie entsteht, wenn ein Speicherbetreiber auf zukünftige Niedrigpreisphasen reagieren kann, indem Energie zu niedrigeren Preisen aufgenommen oder bereits vermarktete Energiemengen günstiger am Intraday-Markt zurückgekauft werden können. Die links der Einsatzkostenschwelle schraffierte Fläche stellt die zusätzlichen Kostenvorteile dar.

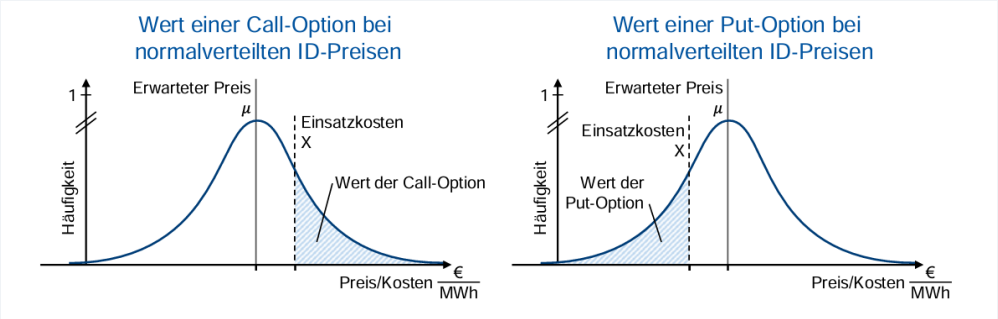


Abbildung 8: Schematische Darstellung (entnommen aus [20]) der Bestimmung des Wertes von Call- und Put-Optionen im Weber-Ansatz

Die Gesamtoptionalität ergibt sich aus der Summe von Call- und Put-Option und beschreibt den Wert der Vermarktungsflexibilität eines Speichers. Wird diese durch Redispatch eingeschränkt, entstehen Opportunitätskosten in Höhe der entgangenen Marktchancen.

Redispatch und finanzieller Ausgleich bei Co-Location Der finanzielle Ausgleich ist für Co-Location-Konfigurationen bislang nur teilweise geregelt. Nach § 13a Abs. 2 EnWG besteht grundsätzlich auch für Betreiber von Speicheranlagen ein Anspruch auf angemessenen finanziellen Ausgleich, wenn deren Wirkleistungserzeugung oder Wirkleistungsbezug im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme angepasst wird. Ein als Graustromspeicher betriebener Batteriespeicher kann daher bereits nach den bestehenden Regelungen anlagenscharf in den Redispatch einbezogen und finanziell ausgeglichen werden. Dies gilt grundsätzlich auch bei einem gemeinsam mit einer EE-Anlage genutzten Netzanschlusspunkt, sofern beide Anlagen messtechnisch, bilanziell und steuerungstechnisch getrennt behandelt werden und keine Beladung des Speichers mit Strom aus der EE-Anlage erfolgt.

Nicht abschließend geregelt ist dagegen eine integrierte Bewirtschaftung, bei der die Redispatch-Vorgabe saldiert am gemeinsamen Netzanschlusspunkt erfüllt wird. Dies betrifft insbesondere den Fall, dass EE-Strom infolge einer angeordneten Einspeisereduzierung nicht abgeregelt, sondern innerhalb der Co-Location in den Batteriespeicher geladen wird. Da der wirtschaftliche Wert dieser Energie in der Anlagenkombination erhalten bleibt und zu einem späteren Zeitpunkt vermarktet werden kann, muss er bei der Bestimmung des finanziellen Ausgleichs berücksichtigt werden, um eine Mehrvergütung zu vermeiden.

Im Kooperationsforum Großbatteriespeicher der FfE wurde vorgeschlagen, Co-Location-Anlagen ergänzend über einen gemeinsamen Fahrplan am Netzanschlusspunkt in den Redispatch-Prozess einzubinden [4]. Neben den Fahrplänen der Einzelanlagen wäre hierfür ein Netzanschlusspunkt-Fahrplan an den Netzbetreiber zu übermitteln. Auf dieser Grundlage könnte die angeforderte Leistungsanpassung innerhalb der Co-Location koordiniert durch die EE-Anlage, den Batteriespeicher oder eine Kombination beider Anlagen erbracht werden. Für die praktische Umsetzung eines solchen netzanschlusspunktbezogenen Ansatzes sind die regulatorischen, technischen und prozessualen Rahmenbedingungen weiterzuentwickeln. Dies betrifft insbesondere die koordinierte Steuerung der beteiligten Anlagen, die Abbildung der Leistungsanpassung am gemeinsamen Netzanschlusspunkt sowie die Ausgestaltung des finanziellen Ausgleichs.

5.3 Bewertung und offene Fragen

Für die finanzielle Kompensation Redispatch-bedingter Einschränkungen von Batteriespeichern existiert grundsätzlich bereits ein regulatorischer Rahmen. Die Bundesnetzagentur sieht kein grundsätzliches Hindernis, die bestehenden Regelungen zum finanziellen Ausgleich von Pumpspeichern auch auf Batteriespeicher anzuwenden. Während die entsprechenden Mechanismen für Pumpspeicherkraftwerke bereits definiert sind und im Übertragungsnetz Anwendung finden, ist eine praktische Anwendung im Verteilnetzbereich nach Kenntnis der Autoren bislang nicht etabliert.

Die Umsetzung des bestehenden Vergütungsansatzes erscheint jedoch grundsätzlich praktikabel. Für die Berechnung werden lediglich aktuelle sowie historische Börsenpreise benötigt, wobei die Bundesnetzagentur hierfür bereits ein Berechnungsbeispiel [18] in Form einer Excel-Anwendung veröffentlicht hat. Der Ansatz verursacht weder einen hohen Rechenaufwand noch erfordert er komplexe Optimierungsmodelle, wodurch eine kurzfristige Implementierung bei Netzbetreibern grundsätzlich möglich erscheint.

These 6: Bestehende Regelungen zum finanziellen Ausgleich auf Batteriespeicher anwenden

Die bestehenden Regelungen zum finanziellen Ausgleich von Redispatch-Eingriffen sollten kurzfristig auch auf Batteriespeicher angewendet werden. Zwar bildet der aktuelle Ansatz insbesondere die Opportunitätskosten des kontinuierlichen Intraday-Handels (Virtual Trading) nicht vollständig ab, dennoch stellt er eine praktikable und unmittelbar verfügbare Verbesserung gegenüber dem heutigen Zustand unvergüteter FCA-bedingter Einschränkungen dar. Parallel dazu sind vertiefte Untersuchungen erforderlich, um mittelfristig eine technologiespezifische und marktnahe Vergütungssystematik für Batteriespeicher zu entwickeln.

Aus Sicht von Batteriespeicherbetreibern weist der bestehende Vergütungsmechanismus jedoch Einschränkungen auf. Die Methodik bildet das tatsächliche Erlöspotenzial hochflexibler Batteriespeicher nur näherungsweise ab. Insbesondere die Erlösmöglichkeiten des kontinuierlichen Intraday-Handels sowie hochfrequente Handelsstrategien, beispielsweise im Bereich des algorithmischen Handels oder Virtual Tradings, werden nicht vollständig berücksichtigt. Auch der in Abschnitt 5.2 beschriebene Ansatz nach Weber basiert auf einer begrenzten Anzahl von Marktstufen und dürfte das tatsächliche Wertschöpfungspotenzial von Batteriespeicher tendenziell unterschätzen. Eine vollständige Abbildung aller kurzfristigen Vermarktungsoptionen würde deutlich komplexere Modelle und vertiefte Untersuchungen erfordern.

Gleichzeitig stehen Batteriespeicherprojektierer aktuell vor der Situation, dass FCA-bedingte Leistungseinschränkungen in der Regel vollständig unvergütet erfolgen. Vor diesem Hintergrund stellt die Anwendung des bestehenden finanziellen Ausgleichs trotz seiner Einschränkungen eine deutliche Verbesserung gegenüber dem Status quo dar. Die Übertragung der bestehenden Regelungen auf Batteriespeicher sollte daher zumindest als pragmatische Übergangslösung verfolgt werden, bis eine technologiespezifische und marktnahe Vergütungssystematik entwickelt ist.

Zentrale Umsetzungshemmnisse bleiben die technischen und prozessualen Schnittstellen. Redispatch 2.0 verlangt Stammdaten, Planungsdaten, Nichtverfügbarkeiten, Angaben zur Steuerbarkeit sowie eine funktionierende Kommunikation zwischen Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlichem, Netzbetreiber und gegebenenfalls Data Provider. In der Praxis werden hierfür standardisierte Datenformate und Plattformen wie connect+ genutzt. Für Batteriespeicher kommen zusätzliche Anforderungen hinzu, insbesondere die Abbildung des State of Charge, technische Restriktionen, Zyklusbegrenzungen sowie die aktuelle Betriebs- und Vermarktungssituation. Diese Prozesse sind bislang noch nicht vollständig definiert und erprobt und deswegen praktisch nicht umsetzbar [21].

These 7: Integration von Batteriespeichern in Redispatch-Prozesse beschleunigen

Batteriespeicher können einen wichtigen Beitrag zur Bewirtschaftung von Netzengpässen leisten und sollten daher systematisch in Redispatch-Prozesse eingebunden werden. Hierfür müssen bestehende technische und organisatorische Umsetzungshemmnisse abgebaut sowie standardisierte Prozesse und Schnittstellen etabliert werden.

6 Kombination von FCAs mit dynamischen Netzentgelten

Definition Dynamische Netzentgelte sind ein Instrument, um in einer einheitlichen Marktzone Anreize zur Lastverschiebung in Zeiten von niedrigerer Netzauslastung zu setzen. Im Gegensatz zu zeit-variablen Netzentgelten, bei denen basierend auf statistischen Analysen saisonale feste Zeitfenster für verschiedene Entgeltstufen definiert werden, werden dynamische Netzentgelte kurz vor dem Lieferzeitpunkt (z.B. day-ahead) basierend auf Netzauslastungsprognosen berechnet.
Damit stellen dynamische Netzentgelte neben FCAs und Redispatch ein drittes Instrument dar, welches das Ziel verfolgt, die engpassentlastende Wirkung von Batteriespeichern zu erhöhen. Während FCAs über die Leistungsbegrenzungen das Erlöspotential beschneiden, würden dynamische Netzentgelte für Batteriespeichern den notwendigen Preis-Spread für die Gewinnschwelle erhöhen, bzw. bei symmetrischer Gestaltung ein Erlöspotential eröffnen.

6.1 Status Quo zur Einführung von dynamischen Netzentgelten in Deutschland

Zeitliche Roadmap Die Bundesnetzagentur (BNetzA) entwickelt aktuell im Rahmen des Festlegungsverfahrens GBK-25-01-1#3 eine neue Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes), die ab 2029 die auslaufende StromNEV ablöst. Das Verfahren wurde Mitte 2025 gestartet und soll im Sommer 2026 in den ersten Festlegungsvorschlag münden, dessen Konsultation bis Ende des Jahres abgeschlossen sein soll. Für Batteriespeicher endet mit Auslaufen der gesetzlichen Übergangsregelung (§ 118 Abs. 6 EnWG) am 4. August 2029 die bisherige vollständige Entgeltbefreiung für neu errichtete netzgekoppelte Speicher, d.h. die im AgNes Prozess neu festgelegten Entgelte würden auch für Speicher gelten.

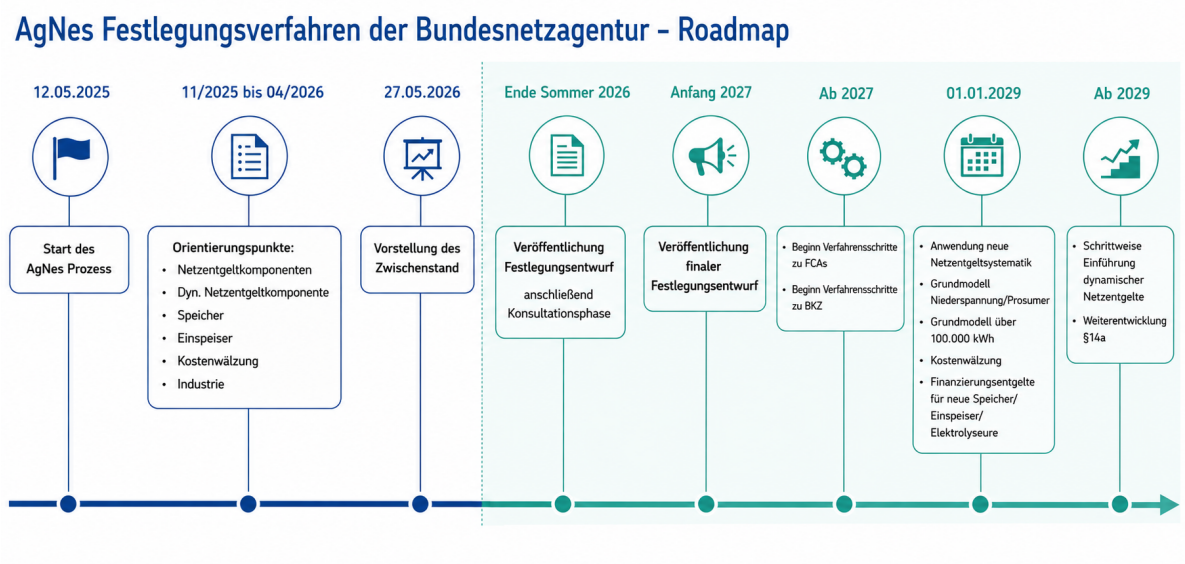


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf des AgNes Prozess

Geplante Entgeltkomponenten Der bisher veröffentlichte Festlegungsentwurf der BNetzA betont die Trennung von Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion und Entgeltkomponenten mit Anreizfunktion. Zur Finanzierung sollen im Grundmodell für Großverbraucher ab der Mittel- bzw. Niederspannungsebene oder mit einem Jahresverbrauch über 100.000 kWh/a künftig ein Kapazitätspreis (bestellte Leistung) sowie zwei statische Arbeitspreise dienen. AP 1 für Bezug unterhalb der bestellten Kapazität und einen höherer AP 2 für Überschreitungen. Anreize sollen grundsätzlich durch dynamische Netzentgelte und den Baukostenzuschuss gesetzt werden.

Zeitliche Roadmap Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 6. August 2026 den vollständigen Entwurf der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) im Festlegungsverfahren GBK-25-01-1#3 veröffentlicht. Die Stellungnahmefrist endete am 18. September 2026. Die BNetzA plant, die endgültige Festlegung noch 2026 zu veröffentlichen. Parallel zu AgNes sollen die Arbeiten an einem Regelwerk für FCAs und für Baukostenzuschüsse ab 2027 aufgenommen werden. Die neue Netzentgeltsystematik soll grundsätzlich ab 2029 angewendet werden.

Für Stromspeicher, die innerhalb des gesetzlichen Inbetriebnahmefensters bis August 2029 in Betrieb gehen und die weiteren Voraussetzungen nach § 118 Abs. 6 EnWG erfüllen, gilt die Freistellung von den Netzzugangsentgelten für den Bezug der zu speichernden Energie 20 Jahre ab Inbetriebnahme. Der AgNes-Entwurf sieht als zusätzliche Voraussetzung für die Freistellung eine endgültige Investitionsentscheidung vor Bekanntgabe der Festlegung vor.

Netzentgelte für Stromspeicher im AgNes-Festlegungsentwurf vom 6. August 2026 [22]

Finanzierungsentgelt für rein netzgekoppelte Speicher

- Das Finanzierungsentgelt besteht aus einem jährlichen Kapazitätsentgelt auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität.
- Für die Berechnung soll bundesweit derselbe Kapazitätspreis wie für Einspeiser gelten. Die Beispielrechnung im Augustentwurf ergibt rund 5 Euro je Kilowatt und Jahr. Im Mai-Zwischenstand hatte die Bundesnetzagentur eine Spanne von 4 bis 7 Euro je Kilowatt und Jahr genannt [13].
- Im Grundmodell für Letztverbraucher fällt zusätzlich zum Kapazitätsentgelt ein Arbeitspreis für den Bezug bis zur bestellten Leistung und ein höherer für den darüber hinausgehenden Bezug an. Bei rein netzgekoppelten Speichern besteht das Finanzierungsentgelt hingegen allein aus dem Kapazitätsentgelt.

Finanzierungsentgelt für anlagengekoppelte Speicher

- Das Finanzierungsentgelt wird für den Speicher und die gekoppelte Anlage gemeinsam ermittelt. Bei Erzeugungsanlagen richtet es sich nach dem Modell für Einspeiser, bei Verbrauchsanlagen nach dem Modell für Letztverbraucher. Das jeweilige Modell bestimmt auch die Bemessungsgrundlage des Kapazitätsentgelts.
- Bei Kopplung mit einer Verbrauchsanlage gelten die Arbeitspreise des Grundmodells. Davon ausgenommen sind Strommengen, die der Speicher aus dem Netz bezieht und später in dasselbe Netz zurückspeist, sofern sie sich messtechnisch vom übrigen Netzbezug abgrenzen lassen.

Dynamisches Netzentgelt als Anreizkomponente

- Zusätzlich zum Finanzierungsentgelt sieht der Entwurf für Stromspeicher an den Netz- und Umspannebenen 1 bis 5 ein dynamisches Netzentgelt vor. Nach dem Wortlaut sind rein netzgekoppelte und anlagengekoppelte Speicher erfasst.

- Das dynamische Netzentgelt soll zeitlich und regional variieren. Bei einem bezugsseitigen Engpass kann es zum Beispiel das Laden aus dem Netz verteuern und die Einspeisung begünstigen.
- Die Einführung ist frühestens zum 1. Januar 2030 und spätestens zum 1. Januar 2033 vorgesehen. Voraussetzung ist eine gesonderte Festlegung mindestens zwei Jahre vor Anwendungsbeginn. Wie das dynamische Netzentgelt bei anlagengekoppelten Speichern am gemeinsamen Netzanschluss abgerechnet wird, bleibt dabei zu klären.

6.2 Potential von dynamischen Netzentgelten für Speicher

Zusätzliches Erlöspotential Werden dynamische Netzentgelte für Speicher erhoben, entsteht ein symmetrisches Preissignal. Je nach Engpassrichtung wird Entnahme oder Einspeisung positiv oder negativ bepreist. Damit eröffnet sich für Speicher neben dem klassischen Arbitrageerlös eine zusätzliche Ertragsquelle. Die BNetzA beziffert die mögliche Höhe auf bis zu 10 ct/kWh [13]. In engpassfreien Zeiten senkt dieser Wert den notwendigen Preis-Spread zur Gewinnschwelle entsprechend.

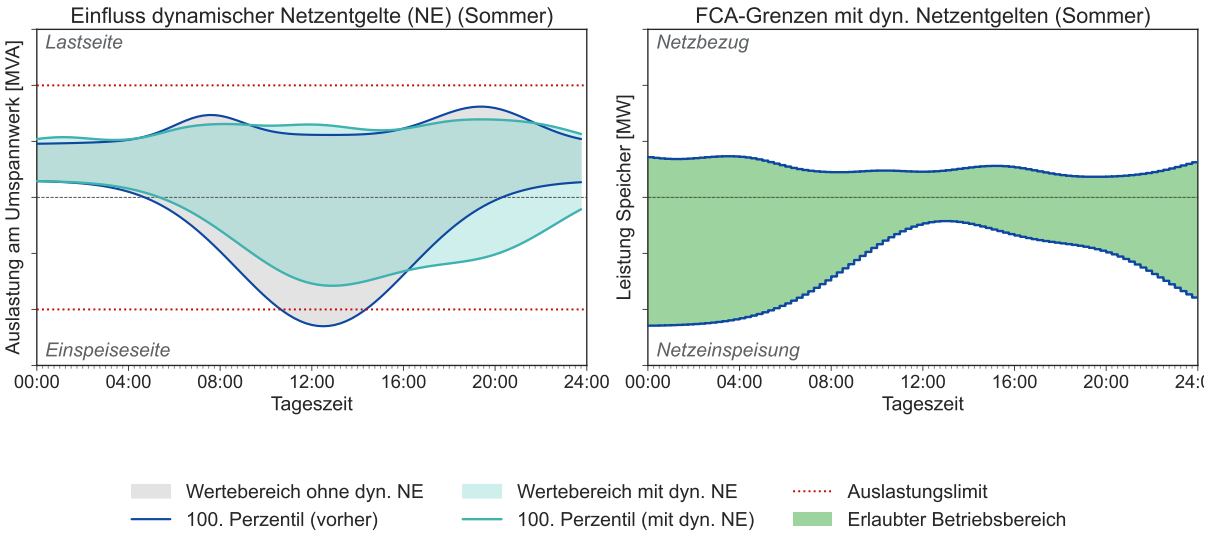


Abbildung 10: Potential durch die Einführung von dynamischen Netzentgelten bei Verbrauchern/Prosumern **Links:** Durch dynamische Netzentgelte entsteht der Anreiz, Verbrauch in Zeiten niedrigerer Netzauslastung zu verschieben. Die Auslastung am Umspannwerk könnte so geglättet werden. **Rechts:** Die resultierende freie Netzkapazität für Speicher könnte dadurch erhöht werden.

Effizientere Netzauslastung Die Wirkung verstärkt sich, wenn dynamische Netzentgelte auf weitere Nutzergruppen ausgeweitet werden. Verbraucher mit dynamischen Stromtarifen und intelligenter Steuerung haben dann einen wirtschaftlichen Anreiz, Lasten aus Engpasszeiten zu verlagern. Dies glättet die Lastkurve im Netzgebiet und verändert die Ausgangsdaten für die Berechnung von FCA-Grenzen. Sinken die Spitzenlasten durch eine effizientere Lastverteilung, können Netzbetreiber engere Grenzwerte lockern und schaffen damit mehr Spielraum für Speicher. Dadurch könnten dynamische Netzentgelte ein zu FCAs sinnvoll ergänzendes Instrument sein (siehe Abbildung 10) .

These 8: Dynamische Netzentgelte haben das Potential mehr Speicherausbau zu ermöglichen

Wenn dynamische Netzentgelte auf eine hinreichend große Gruppe von Verbrauchern ausgeweitet werden und diese ihre Flexibilität zur Kostenoptimierung einsetzen, glätten sich die Lastkurven im Netzgebiet. Sinkende Spitzenlast und veränderte Worst-Case-Szenarien verschieben die Berechnungsgrundlage für Leistungsbegrenzungen, sodass Netzbetreiber engere Grenzwerte lockern können. Damit entsteht ein indirekter positiver Effekt auf das wirtschaftlich nutzbare Potenzial netzgekoppelter Speicher, ohne dass diese selbst Gegenstand der Entgeltregelung sein müssen.

6.3 Herausforderungen von dynamischen Netzentgelten

Rückkopplungseffekt auf Prognose Das zentrale methodische Problem ist ein Rückkopplungseffekt: Dynamische Netzentgelte werden auf Basis von Prognosen über das Verhalten der Netznutzer berechnet, dieses Verhalten ändert sich aber als Reaktion auf die Entgeltsignale selbst [23]. Der Netzbetreiber muss daher nicht nur die Netzauslastung, sondern auch die Preiselastizität der Nutzer prognostizieren. Diese Herausforderung besteht unabhängig von dynamischen Netzentgelten bereits heute, da die zunehmende Verbreitung dynamischer Stromtarife das Lastverhalten im Netzgebiet zunehmend beeinflusst und in der Netzauslastungsprognose berücksichtigt werden muss.

Hinzu kommt die eingeschränkte Vorhersagbarkeit des Speicherbetriebs. Da Netzbetreiber das Lade- und Entladeverhalten eines einzelnen Speichers nur begrenzt prognostizieren können, nehmen die Unsicherheiten bei der Abschätzung künftiger Netzauslastungen zu. Mit einem steigenden Anteil von Speichern im Netzgebiet wächst der schwer vorhersehbare Anteil der Last, wodurch die Ermittlung verursachungsgerechter Netzentgelte erschwert wird und Fehlanreize entstehen können.

Keine garantierte Verhaltensanpassung Ein struktureller Unterschied zwischen dynamischen Netzentgelten und direkten Leistungsbegrenzungen liegt in der Verbindlichkeit. Leistungsbegrenzungen garantieren den gewünschten Entlastungseffekt, dynamische Preissignale nicht. Netzbetreiber bevorzugen daher direkte Steuerungseingriffe.

Auf der praktischen Ebene sehen Netzbetreiber einen hohen Umsetzungsaufwand bei der Entgeltberechnung und geringe Synergien mit bestehenden Prozessen. Die entlastende Wirkung dynamischer Preise hängt zudem vom Börsenstrompreis ab und ist nicht garantiert. Offene Haftungsfragen bei Prognosefehlern und die ungeklärte Integration von Speichern in Redispatch 2.0 verstärken die Zurückhaltung. Netzbetreiber bezweifeln zudem, ob ein signifikantes Einsparungspotential beim Netzausbau zu erzielen ist.

7 Ausblick im Projekt STRIVE.BW

Die vorangegangenen Analysen zeigen, dass flexible Netzanschlussvereinbarungen ein vielversprechender Ansatz zur Integration zusätzlicher Batteriespeicherkapazitäten in bestehende Verteilnetze sind. Gleichzeitig bestehen sowohl bei der methodischen Ausgestaltung als auch bei den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen noch erhebliche Unsicherheiten. Diese Fragestellungen sollen im Rahmen des Projekts STRIVE.BW vertieft untersucht werden.

Ein Schwerpunkt liegt auf der Weiterentwicklung der heute überwiegend zeitreihenbasierten FCA-Berechnung zu einem prognosegestützten Verfahren. Hierzu sollen Wetterprognosen, temperaturabhängige Lastentwicklungen sowie Unterschiede zwischen Werktagen, Wochenenden und Feiertagen berücksichtigt werden. Die prognosebasierte FCA-Berechnung soll in das bestehende Prognosesystem

GridSage[1] integriert werden, um dynamische Anschlusskapazitäten auf Basis aktueller Netz- und Wetterprognosen bereitstellen zu können.

Darüber hinaus soll das zusätzliche Integrationspotenzial von Batteriespeichern durch dynamische FCA-Konzepte quantitativ untersucht werden. Von besonderem Interesse ist dabei die Frage, wie sich unterschiedliche FCA-Kalibrierungen (Wahl des Perzentils, siehe Abschnitt 3.2) auf die verfügbare Anschlusskapazität, die Netzauslastung sowie den zukünftigen Redispatch-Bedarf auswirken. Ziel ist die Identifikation einer FCA-Kalibrierung, die ein volkswirtschaftlich effizientes Gleichgewicht zwischen zusätzlicher Anschlusskapazität und Redispatchkosten ermöglicht.

Ein weiterer Untersuchungsgegenstand ist die Bewertung bestehender Regelungen zum finanziellen Ausgleich von Redispatch-Eingriffen. Dabei soll analysiert werden, inwieweit die heute verfügbaren Verfahren das tatsächliche Erlöspotenzial moderner Batteriespeicher abbilden. Insbesondere die Differenz zwischen den nach aktuellem Regulierungsrahmen vergütbaren Erlösen und den tatsächlich am Markt erzielbaren Erlösen, beispielsweise durch kontinuierlichen Intraday-Handel und algorithmische Handelsstrategien, soll quantifiziert werden.

Schließlich sollen Ansätze untersucht werden, mit denen die wirtschaftlichen Risiken von FCA-basierten Speicherprojekten reduziert und deren Finanzierbarkeit verbessert werden können. Hierzu gehören insbesondere die Entwicklung geeigneter Absicherungs- und Garantieinstrumente sowie die Bewertung möglicher regulatorischer und vertraglicher Mechanismen zur Reduzierung von Erlösunsicherheiten. Ziel ist die Schaffung belastbarer Grundlagen für die Finanzierung und den breiten Markthochlauf von Batteriespeichern an flexiblen Netzanschlüssen.

[1] https://gridsage.zsw-bw.de/

Literatur

[1] Bundesnetzagentur. *Stromspeicher*. Bundesnetzagentur. 2026. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Speicher/start.html (besucht am 29. 07. 2026).

[2] Bundesnetzagentur. *Stand der Batteriespeicheranfragen 2025/2026 - Entwicklung bei ÜNB und VNB*. 2026. URL: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/221208/entwicklung-bei-uenb-und-vnb (besucht am 17. 09. 2026).

[3] F. Knoll, J. Antoni, S. Gierschner, N. Bieschke, P. Gerdun, M. Gierschner, A. Schöley, M. Schütt, R. Soliman und F. Uster. *Momentanreserve in einem überwiegend EE-basierten Stromsystem – Eine interdisziplinäre Einführung unter Berücksichtigung technischer, ökonomischer und juristischer Aspekte*. 2021.

[4] FfE. *Kooperationsforum Großbatteriespeicher – Ein gemeinsames Diskussionspapier zu aktuellen Herausforderungen und tragfähigen Lösungen*. 2026.

[5] C. Lohr, A. Eicke und L. Hirth. *Netzdienlichkeit von Großbatterien - Netzwirkung von Großbatterien heute und Instrumente zur Entlastung der Stromnetze*. 2025.

[6] L. Hirth und C. Lohr. *Netzentgelte für Großbatterien - Vorschlag für ein Batterie-Sondernetzentgelt in Form eines dynamischen Arbeitspreises zur Stärkung der Netzdienlichkeit*. 2025.

[7] VDE FNN. *Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG*. VDE FNN Hinweis. Version 1.0. Berlin: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2021.

[8] D.-I. S. von Roon, M. Nele und V. Regener. *Netzverträglicher Ausbau von Großbatteriespeichern – Lösungsansätze aus der Praxis; Whitepaper im Auftrag der green flexibility development GmbH*. 2025.

[9] Bundesnetzagentur. *Beschluss der Bundesnetzagentur vom 30.03.2026, BK6-25-325, Ziffer 2.2.3*. 2026. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2025/BK6-25-325/BK6-25-325_beschluss_vom_30.03.26.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (besucht am 16. 07. 2026).

[10] B. S. e.V. *Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. zum Gesetzentwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens*. 2026.

[11] Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (bne). *Netzanschlusskrise überwinden: Flexible Netznutzung im EEG, statt individueller Netzanschlussverträge*. Positionspapier. Berlin, 2026.

[12] L. Dr. Löhr, T. Preuß und A. Dr. Nolde. *Kurzstudie - Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben*. Techn. Ber. BET in Zusammenarbeit mit IAEW für green flexibility, 2025.

[13] Bundesnetzagentur. *Vorstellung Zwischenstand AgNes [GBK-25-01-1#3]*. Bonn, 2026.

[14] S. Beier, C. Ernst, A. Schnettler, H. Barrios und S. Neckermann. *Data-driven determination of flexible connection Agreements*. en. Techn. Ber. P3, Bayernwerk, 2026.

[15] Schleswig-Holstein Netz GmbH. *FCA – Flexible Netzanschlussvereinbarung*. Schleswig-Holstein Netz GmbH. 2026. URL: https://www.sh-netz.com/de/energie-einspeisen/fca---flexible-netzanschlussvereinbarung.html (besucht am 29. 07. 2026).

[16] SUREVIVE Forschungsprojekt. *SUREVIVE – Für ein starkes Netz*. SUREVIVE. 2026. URL: https://surevive.energy/ (besucht am 29. 07. 2026).

[17] C. Adelmann, D. Müller und D. Graeber. *Dezentrale Flexibilität statt Netzausbau? Eine Untersuchung am Beispiel Rißtissen 2037*. 2026.

[18] Bundesnetzagentur. *BK8-22-0001-A – Redispatch-Vergütung - Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien*. Bundesnetzagentur. 2024. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0001/BK8-22-0001-A_Festlegung.html (besucht am 29. 07. 2026).

[19] Bundesnetzagentur. *BK6-23-241 – Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilA-ReM)*. Bundesnetzagentur. 2026. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-241/BK6-23-241_beschluss.html (besucht am 29. 07. 2026).

[20] A. Moser. *Analyse von Redispatch-Opportunitätskosten für steuerbare EE-Anlagen*. Wissenschaftliches Gutachten für die 50Hertz Transmission GmbH. Anlage 3 zur Festlegung BK8-22/001-A, 29. September 2023. Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, 2023.

[21] C. Sametschek. *Netzbetreiberkoordinationskonzept für Redispatch 2.0*. 2025.

[22] Bundesnetzagentur. *Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) – Festlegungsentwurf [GBK-25-01-1#3]*. Bonn, 2026.

[23] A. Weidlich, A. Bublitz, W. Fichtner, G. Grimm, V. Hagenmeyer, M. Helfer, M. Herrmann, R. Hofmann, A. Jahn, S. Löbbe, D. Möst, K. Neuhoff, P. Staudt, R. Tretter, T. Weißbach und M. Zapf. *Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland*. 2025. DOI: 10.6094/UNIFR/265452.