KONSULTATIONSBEITRAG AGNES

FCAs und Speichernetzentgelte

Ausgestaltung von FCAs, Auswirkungen auf Speichernetzentgelte und Handlungsempfehlungen

27. Februar 2026

Im Auftrag von ECO STOR

Disclaimer: Die in diesem Konsultationsbeitrag ausgesprochenen Empfehlungen wurden im Rahmen einer laufenden Studie für ECO STOR erarbeitet, spiegeln jedoch ausschließlich die Meinung des Autors wider.

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Schönleinstraße 31
10967 Berlin

Zusammenfassung

Hintergrund. Großbatterien erhalten Netzanschlüsse de facto nur noch mit flexiblen Netzanschlussregelungen (FCAs). FCAs schränken den Batteriebetrieb ein und verfolgen (idealerweise) das Ziel, deren Netzdienlichkeit zu erhöhen. Die genaue Ausgestaltung von FCAs unterscheidet sich jedoch stark zwischen Speicherprojekten und Anschluss-Netzbetreibern.

Ausgestaltung von FCAs. FCAs sind ein grundsätzlich sinnvoller Ansatz, um Herausforderungen im Netzbetreib zu adressieren. Für Großbatterien sind die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamische Netzentgelte ein sinnvolles und ausreichendes Instrument, um bereits am Vortag vorhersehbare Netzengpässe zu adressieren. In diesem Bereich sind keine zusätzlichen FCA-Beschränkungen erforderlich. Im Übertragungsnetz empfehlen wir darüber hinaus drei weitere Einschränkungen. Kurzfristige Netzengpässe können durch Trichter (Feasibility Ranges), zur maßvollen Begrenzung sehr kurzfristiger Fahrplananpassungen, und eine Deckelung der maximalen Regelleistungserbringung pro Netzanschlusspunkt adressiert werden. Darüber hinaus erscheint uns ein Verbot von abrupten Leistungssprüngen an Viertelstundengrenzen sinnvoll, wobei die betroffenen Speicherbetreiber für die daraus resultierenden Energieverschiebungen finanziell kompensiert werden sollten. Darüberhinausgehende Einschränkungen des Speicherbetriebs halten wir im Übertragungsnetz im Allgemeinen für nicht sinnvoll.

Auswirkungen. Wir sehen zwei wesentliche Auswirkungen von FCAs und ähnlich gelagerten Einschränkungen auf Speichernetzentgelte. Erstens haben FCAs einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Großbatterien und somit auf den Beitrag, den Großbatterien zur Finanzierung der Stromnetze leisten können. Zweitens werden Speicher bei geeignet ausgestalteten FCAs netzdienlicher. Ein kostenreflektives Netzentgelt würde dies honorieren.

Empfehlung. FCAs sollten bei der Höhe der Finanzierungskomponente von Speichern bei Netzentgelten berücksichtigt werden. Dies gilt ebenso für eventuelle weitere Einschränkungen und zusätzliche Kosten beim Speicherbetrieb, die auch noch durch Regulierung und Gesetzgebung eingeführt werden können. Dabei gilt: je stärker die Einschränkungen sind, desto geringer fällt der tragbare Beitrag zur Netzfinanzierung aus – im Extremfall ist kein Finanzierungsbeitrag mehr möglich. Bei der Wahl eines zu hohen Finanzierungsbeitrags besteht die Gefahr, den grundsätzlich wünschenswerten Speicherausbau abzuwürgen. Nicht gebaute Speicher tragen nicht mehr zur Systemstabilität bei, können keine Kostensenkung bei der Regelenergieerbringung und Leistungsvorhaltung bewirken, leisten keinen Beitrag zur Stabilisierung der Marktwerte von erneuerbaren Energien und keinen Beitrag zur Netzfinanzierung. Die Höhe der Speichernetzentgelte sollte sich daher nicht pauschal an anderen, völlig unterschiedlichen Netznutzern, orientieren, denen keine vergleichbaren Einschränkungen auferlegt werden.

1 Einleitung

Hintergrund. Großbatterien haben in der einheitlichen Strompreiszone keinen Anreiz, Netzengpässe in ihren Einsatzentscheidungen zu berücksichtigen. Sie sind, wie auch alle anderen Marktakteure, „blind" fürs Netz. Ihr Betrieb kann in einzelnen Stunden das Netz entlasten oder (mitunter erhebliche) zusätzliche Netzkosten verursachen. Darüber hinaus unterscheiden sich Großbatterien von anderen Marktteilnehmern insbesondere durch ihre Fähigkeit, sehr schnell ihre Leistung zu verändern. Dies ist grundsätzlich eine wertvolle und für die Energiewende hilfreiche Eigenschaft, sie stellt Netzbetreibern jedoch vor zusätzliche Herausforderungen im Systembetrieb.

FCAs. Wegen ihrer Wirkung auf Netzengpässe und ihrer deutlich schnelleren Reaktionsgeschwindigkeit, bekommen Großbatterieprojekte Netzanschlüsse heute de facto nur noch mit flexiblen Netzanschlussregelungen (FCAs). Darin kann der Anschlussnetzbetreiber Einschränkungen der Netznutzung des Speichers vorschreiben. FCAs können eine Vielzahl von Einschränkungen beinhalten und unterscheiden sich stark zwischen Speicherprojekten und Netzbetreibern. Idealerweise führen FCAs dazu, dass Großbatterien weniger Kosten im Netzbetrieb verursachen oder diese sogar senken. Da die Herausforderungen im Netzbetrieb in den nächsten Jahren eher zu- als abnehmen dürften, ist zu erwarten, dass Großbatterien einen Netzanschluss auch auf absehbare Zeit nur mit FCA erhalten werden. Die Einschränkungen des Speicherbetriebs könnten in Zukunft sogar noch stärker werden.

Negative Auswirkungen. FCAs reduzieren die Wirtschaftlichkeit von Großbatterien und verlangsamen deren Zubau. So häufen sich die Großbatterieprojekte, die trotz Zusage für einen Netzanschluss nicht gebaut werden, weil sie durch die von Netzbetreibern vorgeschriebenen FCAs unwirtschaftlich werden.

Dieser Beitrag. Dieser Konsultationsbeitrag diskutiert die grundsätzlichen Herausforderungen im Netzbetrieb durch Großbatterien und zeigt auf, durch welche FCAs diese adressiert werden könnten. Daraus ergibt sich ein konsistentes Zielbild für Einschränkungen des Batteriebetriebs im Rahmen von FCAs im Übertragungsnetz. Dieses sollte bei der Höhe des Finanzierungsbeitrags von Speichern berücksichtigt werden.

Ausblick. Wir quantifizieren die Auswirkungen verschiedener FCA-Ausgestaltungen auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten in einer Studie im Auftrag von ECO STOR. Diese wird voraussichtlich Anfang April veröffentlicht.

2 Herausforderungen im Netzbetrieb durch Großbatterien

Herausforderungen. Batterien haben mitunter erhebliche Auswirkungen auf den Netzbetrieb. Im Übertragungsnetz gibt es drei wesentliche Effekte:

- Die Wirkung des Batterieeinsatzes auf Redispatch (planbar)
- Die Wirkung kurzfristiger Einsatzänderungen auf Netzengpässe (nicht planbar)
- Die Wirkung des Batteriebetriebs auf die Frequenzstabilität

Redispatch-Bedarf. Der Betrieb von Batterien erfolgt aktuell ohne Rücksicht auf Netzengpässe. In der einheitlichen deutschen Gebotszone geben Strompreise rein marktlich betriebenen Batterien keinen Anreiz, die aktuelle Netzsituation zu berücksichtigen. Die Wirkung von Batteriespeichern auf Netzengpässe ist daher rein zufällig: ihr Betrieb kann absehbare Netzengpässe sowohl reduzieren als auch verstärken, je nachdem wie Batterieeinsatz und Netzengpässe zeitlich und räumlich zusammenfallen. In einer Studie für ECO STOR haben wir aufgezeigt, dass Batterien an vielen Standorten in Deutschland aktuell im Mittel netzentlastend sind: Nach unseren Berechnungen verringert jedes kW an Batterieleistung die Redispatch-Kosten um rund 3-6 Euro im Jahr. Das ist allerdings ein rein empirischer Befund für den Status Quo und kein systematischer Effekt.

Kurzfristig verursachte Netzengpässe. Großbatterien können, im Gegensatz zu vielen anderen Technologien, die auf dem Strommarkt oder im Rahmen von Systemdienstleistungen angefragte Flexibilität auch mit sehr kurzer Vorlaufzeit erbringen. Dies ist grundsätzlich ein großer Vorteil für das Stromsystem, bringt aber auch operative Herausforderungen mit sich. Kurzfristige Einsatzänderungen der Batterie müssen dem Übertragungsnetzbetreiber zwar angegeben werden, können aber oft nicht mehr beim geplanten Redispatch berücksichtigt werden, da dieser in der Regel mehrere Stunden Vorlaufzeit benötigt. Stattdessen müssen andere Anlagen kurzfristig abgeregelt werden, was meist durch teure Regelenergie kompensiert werden muss. Ebenso verhindert ein spontaner Batterieeinsatz keinen bereits aktivierten Redispatch und die damit verbundenen Kosten, da die Prozesse nicht rückgängig gemacht werden können.

Frequenzstabilität. Alle Bilanzkreise müssen im Mittel der 15-minütigen Bilanzierungsperiode ausgeglichen sein. Das Stromsystem muss hingegen zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Bei hochflexiblen Anlagen, wie Batterien, ist diese sehr unterschiedliche zeitliche Auflösung problematisch, weil sie ihre Betriebsweise innerhalb der Bilanzierungsperiode stark verändern können. Dies kann für Speicher insbesondere beim „physischen Mitregeln innerhalb der Bilanzierungsperiode“ finanziell attraktiv sein, also der Fahrplananpassung in Hinblick auf den erwarteten Ausgleichsenergiepreis. Darüber hinaus können Batterien sehr schnelle Laständerungen an den Grenzen von Abrechnungsperioden durchführen. Die meisten anderen Marktteilnehmer, insbesondere konventionelle Kraftwerke und Verbraucher ändern ihre Leistung hingegen über längere Zeitintervalle. Das Zusammenspiel von hochflexiblen Batterien mit

abrupten Leistungssprüngen und langsameren übrigen Marktteilnehmern führt im Gesamtsystem zu temporären Ungleichgewichten in der Systembilanz an den Übergängen zwischen zwei Bilanzierungsperioden. Beide genannten Effekte müssen über Regelenergie ausgeglichen werden und können somit zusätzliche Systemkosten verursachen.

3 Ausgestaltung von FCAs

Instrumenten-Kasten. Die drei im vorherigen Abschnitt genannten Herausforderungen lassen sich nicht durch ein einzelnes Instrument adressieren. Stattdessen braucht es einen Instrumenten-Kasten, der größtenteils in Form von FCAs implementiert werden dürfte. Im Folgenden diskutieren wir sinnvolle Einschränkungen des Batteriebetriebs entlang der drei genannten Herausforderungen und zeigen deren Wechselwirkung mit Speichernetzentgelten auf.

3.1 Vorhersehbare Netzengpässe

Herausforderung. Batterien haben einen wesentlichen Effekt auf Netzengpässe: ein engpassverursachender Betrieb kann hohe Redispatch-Kosten verursachen, während ein engpassvorbeugendes Verhalten die Kosten reduziert.

Dynamische Netzentgelte. Die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Speichernetzentgelte im Rahmen der Anreizkomponente können einen signifikanten Beitrag leisten, vorhersehbare Netzengpässe zu reduzieren. Der Ansatz führt zu einer Abwägung von Kosten und Nutzen der Verhaltensänderung. In einer effizienten Ausgestaltung entsprächen die dynamischen Netzentgelte den Kosten des vermiedenen Redispatch. Dann würden Batteriespeicher Netzengpässe nur dann vermeiden, wenn die dafür anfallenden Kosten bei der Batterie geringer sind als die resultierenden Einsparungen beim Redispatch. Ist dies nicht der Fall, ist der Redispatch anderer Marktteilnehmer eine günstigere Lösung für den Netzengpass. Diese Abwägung von Kosten und Nutzen unterscheidet dynamische Netzentgelte von nicht preisbasierten Instrumenten, wie beispielsweise am Vortag festgelegten Leitplanken des Batteriebetriebs.

Bewertung. Für die Adressierung von am Vortag vorhersehbaren Netzengpässen erscheinen dynamische Netzentgelte sinnvoll und ausreichend, sodass für diese Herausforderungen keine weiteren Beschränkungen des Batteriebetriebs im Rahmen von FCAs erforderlich sind.

3.2 Kurzfristige Netzengpässe

Herausforderung. Kurzfristige Einsatzänderungen von Batterien können Netzengpässe verursachen oder verschärfen. Diese können wegen der kurzen Vorlaufzeit unter Umständen nicht mehr durch Redispatch gelöst werden. Dies stellt den sicheren Netzbetrieb vor ernsthafte Herausforderungen.

Keine Lösung. Am Vortag festgelegte dynamische Netzentgelte sind keine Lösung gegen ein solches kurzfristig auftretendes engpassverstärkendes Verhalten. Dafür müssten Netzentgelte kontinuierlich der erwarteten Netzsituation angepasst werden, was wenig praktikabel wäre. Darüber hinaus erscheint eine freiwillige Verhaltensänderung als Reaktion auf Preissignale auch unzureichend, da Redispatch zur Kompensation eines engpassverschärfenden Verhaltens nicht mehr möglich ist.

Instrumente. Wir halten stattdessen zwei Beschränkungen der Netznutzung von Großbatterien für einen sinnvollen Ansatz zur Vermeidung von kurzfristigem netzengpassverschärfendem Verhalten:

- die Einführung von Trichtern („Feasibility ranges“)
- eine Begrenzung der maximalen Regelleistungsvermarktung

Trichter. Trichter, die auch „Flexibility Ranges“ genannt werden, schränken die kurzfristige Anpassung von Fahrplänen von Batterien ein, nicht jedoch die Lade- und Entladeleistung. Dies soll die Planbarkeit des Batterieeinsatzes erhöhen. Dazu müssten Batterien, anders als heute, anlagenscharfe Fahrpläne abgeben. Mit Annäherung an den Lieferzeitpunkt verengt sich deren Anpassungsspielraum. Kurz vor Lieferung sind Änderungen nicht mehr oder nur stark eingeschränkt möglich. Der Nutzen für den Systembetrieb, aber auch der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriebetriebs hängt wesentlich von der Parametrierung der Trichter ab: je früher und stärker der Intraday-Handel beschränkt wird, desto planbarer ist der Batteriebetrieb, aber desto höher fallen auch die finanziellen Einbußen aus.

Begrenzung der Regelleistungsvermarktung. Eine starke räumliche Konzentration der Regelleistungserbringung auf wenige Netzanschlusspunkte ist aus mehreren Gründen problematisch. Einerseits erhöht dies die Risiken eines Leitungsausfalls für die Systemführung, weil beim Ausfall eines Netzelements ein signifikanter Anteil der in Deutschland vorgehaltenen Regelleistung nicht mehr verfügbar wäre. Darüber hinaus können räumlich konzentrierte Abrufe von Regelenergie Netzengpässe kurzfristig signifikant verstärken. Aus diesen Gründen erscheint eine Begrenzung der maximalen Regelleistungserbringung pro Batterie bzw. Netzanschlusspunkt sinnvoll.

Wechselwirkung mit Netzentgelten. Diese beiden Einschränkungen des Batteriebetriebs sind bei geeigneter Ausgestaltung aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll und praktikabel. Wir halten es daher für wahrscheinlich, dass Batteriespeicher in absehbarer Zukunft einen Netzanschluss nicht mehr ohne derartige Einschränkungen erhalten werden. Trotzdem haben sie erhebliche Einschränkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern. Sie sollten daher bei der Bestimmung der Höhe des tragbaren Beitrags von Batterien zur Finanzierung der Netzkosten im Rahmen von Netzentgelten unbedingt berücksichtigt werden.

3.3 Frequenzstabilität

Herausforderung. Batterien können ihre Leistung innerhalb einer Bilanzierungsperiode stark verändern und insbesondere an Viertelstundenübergängen abrupte Leistungssprünge vollziehen, während andere Marktteilnehmer langsamer reagieren. In einem System mit viertelstündlichen Bilanzierungsperioden kann dies selbst bei einem perfektem viertelstündlichem Bilanzausgleich zu systematischen Über- und Unterdeckungen am Anfang und Ende der Bilanzierungsperiode führen.

Instrument. Eine Verkürzung der Bilanzierungsperiode würde diese Probleme reduzieren, ist jedoch kurzfristig europäisch kaum umsetzbar. Alternativ könnten Netzbettreibern Batterien Rampenbegrenzungen an den Viertelstundengrenzen vorschreiben und Leistungssprünge innerhalb der Bilanzierungsperiode verbieten. Dies würde jedoch die vermarktbare Energie reduzieren, beispielsweise weil weniger Strom innerhalb einer Viertelstunde ausgespeichert werden dürfte als technisch möglich. Dies könnte, je nach Stärke der Rampenbeschränkung, im Ausgleichsenergiemechanismus finanziell kompensiert werden: Bei einem Fahrplansprung würde genau die Energiemenge, die durch die Rampe als „Dreiecksfläche“ um den Viertelstundenwechsel entsteht, bilanziell in die benachbarte Viertelstunde verschoben. Eine solche Kompensation sollte natürlich auch für dynamische Netzentgelte erfolgen.

Wechselwirkung mit Netzentgelten. Mit finanzieller Kompensation der Speicherbetreiber für die Einschränkung, hätte dieses Instrument keine finanziellen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs. Weitere Wechselwirkungen mit Netzentgelten sind nicht zu erwarten.

3.4 Weitere Instrumente

Zusätzliche Einschränkungen. Unabhängig von diesen, bei guter Ausgestaltung, volkswirtschaftlich sinnvollen Begrenzungen des Speicherbetriebs, schreiben viele Netzbetreiber zusätzliche Einschränkungen für den Speicherbetrieb vor. Dazu zählen unter anderem strenge Rampenvorgaben, also eine Begrenzung der Schnelligkeit bei Leistungsänderungen, statische Leitplanken bzw. Hüllkurven und ein Verzicht auf eine Kompensation bei Redispatch-Aktivierung. Im Übertragungsnetz halten wir diese für nicht erforderlich. In einzelnen Verteilnetzen können zusätzliche Instrumente sinnvoll sein, insbesondere wenn Alternativen wie Redispatch auf Grund von fehlenden Prognosemöglichkeiten der Netzbetreibern nicht zur Verfügung stehen.

Wechselwirkung mit Netzentgelten. Bei den meisten dieser Instrumente ist unklar, welche der Herausforderungen im Netzbetrieb solche Einschränkungen lösen sollen. Offensichtlich ist jedoch, dass solche Einschränkungen die Wirtschaftlichkeit von Speichern stark reduzieren. Mit solchen Auflagen betriebene Batteriespeicher können dementsprechend nur einen geringeren oder sogar keinen Beitrag zur Netzkostenfinanzierung mehr leisten. Daher empfehlen wir, die Einschränkungen des Batteriebetriebs so zielgenau wie möglich auszugestalten.

4 Fazit

Das Instrument FCA gibt Netzbetreibern viele Freiheitsgrade bei der Wahl von Einschränkungen neuer Netzanschlusspetenten. Dementsprechend unterschiedlich fallen die in der Praxis beobachtbaren Ausgestaltungen aus. Wir halten, bei geeigneter Ausgestaltung, Trichter („Feasibility ranges“), eine Begrenzung der maximalen Regelleistungserbringung und ein Verbot von Leistungssprüngen zwischen und innerhalb von Bilanzierungsperioden mit Kompensation für sinnvolle Instrumente im Übertragungsnetz. Solche Einschränkungen sind grundsätzlich kompatibel mit dynamischen Netzentgelten. Sie haben jedoch einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Speicherprojekten und sollten daher so maßvoll wie möglich eingesetzt werden.