Stellungnahme

Orientierungspunkte der BNetzA (GBK-25-01-1#3): Speicherentgelte

Berlin, 27. Februar 2026

Zusammenfassung und Allgemeine Bewertung

Allgemeine Prinzipien und Ausgestaltung der Speicherentgelte

Das skizzierte Grundmodell der BNetzA für die Speicherentgelte ist sowohl für die Standalone als auch für Multi-Use Speicher angemessen, wenn gewisse Prinzipien und Voraussetzungen erfüllt werden. Diese können sicherstellen, dass die Bereitstellung von Flexibilität nicht über die Netzentgeltsystematik unterbunden wird.

Die angestrebte Gleichstellung von Multi-Use Speichern und rein netzgekoppelten Speichern ist sinnvoll, da es sich um identische Technologien handelt, die dem Netz dieselbe Leistung stellen. Im Zuge dessen wird auch die Komplexität der Abrechnung seitens der Netzbetreiber reduziert. Da Speicher eine größere Flexibilität aufweisen und sich somit leichter anhand der dynamischen Preissignale optimieren können, ist eine frühere Umsetzung der Anreizfunktion für Speicher aus Systemsicht besonders vorteilhaft und sinnvoll. Multi-Use Speicher sollten aber schon explizit in diesem ersten Schritt mitgedacht werden. Diese sind bereits in viel größeren Umfang als rein netzgekoppelte Speicher vorhanden. Die installierte Leistung der Heim- und Gewerbespeicher liegt kumulativ bei 14.3 GW, während die Großspeicher 2.8 GW liegen. Dieses Potential wird sich perspektivisch noch erheblich über den Ausbau des Vehicle-to-Grid-Fähigkeiten erhöhen. Es sind bereits jetzt schon ungefähr 1 Millionen Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen, deren Batteriekapazitäten schon bei zirka 50 GWh liegt. Zur Einordnung der Größenordnung: Die Summe aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke liegt bei 40 GWh. Über das definierte Ziel von 15 Mio. Elektrofahrzeugen bis 2030 könnten dieses Potential perspektivisch auf 750 GWh ansteigen. Multi-Use-Modelle weisen auch trotz der Verhaltensmuster erhebliche Flexibilitätspotenziale auf. Dies ist auch bereits für Anlagen in jeder Netzebene der Fall, und diese Dynamik wird sich nach Einführung von MiSpeL weiter verstärken, da Anlagen sowohl Grün- als auch Graustrom vermarkten können.

Aktuell gibt es auch seitens der Projektentwickler enormes Interesse an Co-Location und der Nachrüstung von existierenden Solarparks. Diese Anlagen jetzt nicht mitzudenken, ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und enthält dem Netz künstlich wertvolle Leistung. Auch wenn ein Multi-Use-Speicher nicht dasselbe Maß an Flexibilität aufweist wie ein rein netzgekoppelter Speicher, ändert sich der Aufwand für die Implementierung der dynamischen Anreizkomponente für den Netzbetreiber nicht erheblich, weshalb eine gestaffelte Einführung der dynamischen Komponente nach Speichertyp kontraproduktiv wäre.

Besonders wichtig ist, wie von der BNetzA in den Orientierungspunkte ausgeführt, dass keine Doppelbelastung von Speichern über die neue Netzentgeltsystematik eingeführt wird. Mehrbelastungen über fixe Komponenten reduzieren die Anzahl gefahrener Zyklen über höhere Hürden für rentable Arbitrage, wie der Beitrag von Neon Neue Energieökonomik im Expertenaustausch untermauert hat. Solche Ineffizienzen sollten möglichst vermieden werden, um das vollständige Potential der Speicher zu entfalten. Schlussendlich sollte auch die bestellte Kapazität vom Anschlussnutzer frei gewählt werden können. Wenn dies nicht der Fall ist, dann verliert das Modell sowohl an Dynamik als auch an Optimierungspotential für den Anschlussnutzer.

Die geplante Neuregelung der Netzentgelte sollte zudem zwingend mit einer Reform des Baukostenzuschusses (BKZ) verknüpft werden. In den Jahren 2025 bis 2026 haben zahlreiche Verteilnetzbetreiber (VNB) ihre BKZ-Forderungen erheblich, in vielen Fällen um etwa 100 %, erhöht. Dabei wurde auf die bestehende regulatorische Praxis verwiesen, wonach eine explizite Deckelung des BKZ nicht vorgesehen ist und dessen Festlegung im Ermessen des jeweiligen VNB liegt, gemäß Leitfaden der BNetzA. Diese Entwicklung hat zur Folge, dass sich der Anteil der an VNB zu entrichtenden Investitionskosten bei BESS-Projekten signifikant erhöht hat. Vor dem Hintergrund der monopolistischen Stellung der VNB in ihrem jeweiligen Netzgebiet wirft dies wettbewerbs- und ordnungspolitische Fragen auf. Durch die Festlegung hoher BKZ können Investitionsentscheidungen maßgeblich beeinflusst oder Projekte faktisch verhindert werden, ohne dass eine transparente und nachvollziehbare Kostenaufschlüsselung erfolgt. Eine netzdienliche Ausgestaltung der Netzentgelte ist grundsätzlich sachgerecht und systemisch sinnvoll. Wenn jedoch Speicher durch geeignete netzentgeltliche Anreize zu netzstabilisierendem Verhalten verpflichtet oder motiviert werden, darf es nicht gleichzeitig über überhöhte BKZ-Regelungen zu strukturellen Investitionshemmnissen kommen. Eine kohärente Regulierung erfordert daher, dass eine etwaige netzdienliche Einbindung von BESS im Rahmen der Netzentgeltsystematik mit einer entsprechenden Anpassung oder Reduktion investitionsbezogener Anschlusskosten einhergeht. Andernfalls entstehen

widersprüchliche Anreizstrukturen. Im regulatorischen Diskurs sollte zudem der volkswirtschaftliche Nutzen Vorrang vor Einzelinteressen einzelner Netzbetreiber oder anderer Marktakteure haben. BESS adressieren die strukturelle Asynchronität zwischen fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und zeitlich variierendem Verbrauch, ermöglichen eine effizientere Nutzung günstiger erneuerbarer Überschüsse und tragen mittelfristig zur Reduktion des Strompreises bei. Alternative disponible Kapazitäten (Gaskraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffkraftwerke) sind nur eingeschränkt verfügbar oder skalierbar. Batteriespeicher sind gegenwärtig die technologisch einzige kurzfristig realisierbare Option zur Bereitstellung systemischer Flexibilität im deutschen Stromsystem. Eine regulatorische Ausgestaltung, die deren wirtschaftliche Realisierung durch unverhältnismäßige Anschlusskosten/Netzentgelte behindert, steht im Widerspruch zu den energie- und volkswirtschaftlichen Zielsetzungen der Bundesrepublik. Gerade Deutschland weist durch seine Transformation des Energiesystems eine besondere volkswirtschaftliche Notwendigkeit für Batteriespeicher auf.

Vorzeitiges Ende der Netzentgeltbefreiung für Speicher

Ein vorzeitiges Ende der Netzentgeltbefreiung für Speicher widerspricht dem Prinzip des Bestandsschutzes, beschränkt die bereitgestellte Flexibilität und schafft Unsicherheit im Markt. Daher ist der Vorschlag, die Befreiung als unechte Rückwirkung zu widerrufen, höchst problematisch und bremst Investitionen in den deutschen Markt, die dringend erforderlich sind, schon jetzt. Das Fraunhofer Institut rechnet mit zwischen 100 - 170 GWh an notwendiger Batteriekapazität, um erneuerbare Energien in das deutsche Stromnetz zu integrieren. Der aktuell gesetzliche definierte Zeitraum einer Befreiung bei Inbetriebnahme bis August 2029 (vgl. § 118 Abs. 6 EnWG) muss zwingend beibehalten werden. Die BNetzA sollte dringend ein Signal in den Markt senden, dass die Befreiung nicht vorzeitig beendet wird – bereits jetzt herrscht bei Kapitalgebern große Verunsicherung, die dem Wirtschaftsstandort erheblichen Schaden zufügt.

Fragen der Bundesnetzagentur

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion - Netzgekoppelt

Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden?

Der AP2 sollte nur auf die saldierten Mengen erhoben werden, um Verzerrungen für die Bereitstellung von Flexibilität durch Speicher zu reduzieren. Überschreitungen der bestellten Kapazität würden perspektivisch besonders extremen Preisdynamiken im Großhandel folgen. Hier kann ein AP2, der auf die entnommene Menge voll wirkt, dem Netz die Bereitstellung von Flexibilität vorenthalten, wenn es aus Systemsicht aber besonders sinnvoll wäre, diese zu liefern. Dies gilt zu vermeiden, um Strompreisspitzen im Großhandel zu glätten und den Mehrwert sowie die Bereitstellung von Flexibilitäten über Batterien zu maximieren. Hierfür muss der AP2 entsprechend parametriert werden. Überschreitungen der bestellten Kapazität müssen immer möglich und daher nicht mit erheblichen Mehrkosten verbunden sein. Grundsätzlich sollen auch Anreize für den netzdienlichen Nutzen der Anlage über die dynamische Anreizfunktion erfolgen und nicht eine Steuerung über die Höhe der Entgelte von AP1 und AP2. Ferner muss für das gesamte Modell der bestellten Kapazität ein klares Rahmenwerk von der BNetzA geschaffen werden, welches den Spielraum für Verteilnetzbetreiber reduziert und eine Parametrierung gewährleistet, welche die skizzierten Anreize für Flexibilität erhält.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion - Multi-use

Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?

Das Potential von Speichern mit EE-Anlagen und sonstigen Multi-Use Speicher ist bereits jetzt schon erheblich und wird in Zukunft noch stärker wachsen. Klein- und Heimspeicher sind bei weitem das größte Marktsegment, in Gewerbe und Industrie gewinnen diese Anlagen weiter an Bedeutung. Multi-Use Speicher vermarkten über Aggregatoren und Virtuelle Kraftwerke (VPPs) schon heute ihren Strom marktorientiert und liefern dem Netz über die Regelenergie Systemdienstleistungen. Viele PV-Entwickler haben starkes Interesse, bestehende Parks mit Speichern nachzurüsten und wollen in Zukunft nur noch co-located Projekte entwickeln. Das Potential wird nach Einführung von MiSpeL weiter steigen. So wird eine Veräußerung von sowohl Grün- als auch Graustrom ermöglicht, um das vollständige Potential und die Flexibilität von Speichern zu hebeln und in das Netz zu integrieren. Mit Blick auf diese enormen Potentiale sollte die BNetzA MiSpeL schnellstmöglich umsetzen und die dynamische Komponente Anfang 2029 auch für alle Multi-Use-Speicher einführen. Dies zu unterbinden, wäre volkswirtschaftlich ineffizient und würde den Trend der unzureichenden Auslastung von Multi-Use-Speichern fortsetzen.

Das enorme Potential von Multi-Use-Speichern hängt allerdings auch in erheblichem Maß von einer entsprechenden Umsetzung durch die Netzbetreiber ab. Die Saldierung ist komplexer und erfordert entsprechende Messkonzepte, besonders für die dynamische Anreizfunktion, wenn zugleich Strom vom Speicher eingespeist und aus dem Netz bezogen wird. Für diese Anwendungsfälle müssen Messkonzepte entworfen und deutschlandweit für alle Netzbetreiber standardisiert werden, damit Multi-Use-Modelle nicht systematisch benachteiligt werden. Die notwendigen Messkonzepte, Prozesse für die Marktkommunikation (MaKo), die Saldierung und Abrechnung für diesen Anwendungsfall müssen massentauglich und konsequent von Netzbetreibern umgesetzt werden. Falls Netzbetreiber die Prozesse nicht beherrschen, sollte die BNetzA mit entsprechenden Anreizen steuernd eingreifen.

Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?

Es gelten für die Ausgestaltung des Speicherentgelts für Multi-Use-Modelle die gleichen Voraussetzungen wie für den Standalone-Anwendungsfall. Überschreitungen der bestellten Kapazität müssen immer möglich sein und dürfen keine prohibitiven Mehrkosten aufweisen, um eine Bereitstellung von Flexibilität weiterhin sicherzustellen. Wie beim Standalone-Modell sollten die Arbeitspreise auch nur auf die saldierten Mengen begrenzt werden. Wenn er stets wirkt, dann werden besonders dann Überschreitungen der Kapazität unterbunden, wenn es aus Marktsicht am vorteilhaftesten ist. Genau dann, wenn Preise im Großhandel besonders extrem sind, hat der Speicher Anreize, seine volle Nennleistung zu fahren, um von der Marktsituation über die Arbitrage maximal zu profitieren. Über die Anwendung nur auf die saldierten Mengen werden im großen Stil die Anreize für Flexibilität für Multi-Use-Speichermodelle erhalten und operative Verzerrungen reduziert. Falls eine höhere Kostenbeteiligung der Speicher stattfinden sollte, muss dies über den Kapazitätspreis erfolgen, um Hemmnisse für die Bereitstellung von Flexibilität zu verhindern.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?

Ein negativer Saldo sollte im Rahmen der Anreizfunktion für die dynamische Komponente möglich sein. Es können gegebenenfalls die Anreize für das Engpassmanagement je nach Anlagenstandort nicht mit entsprechenden Signalen der Börsenpreise für Speicherung oder Entladung korrelieren. In

diesem Kontext muss die dynamische Komponente genügend Variabilität aufweisen können, um diese fehlenden Preissignale zu kompensieren. Hier sollte es bei entsprechendem langfristigen Verhalten zu einem negativen Saldo kommen können, um ein passendes Signal für das netzdienliche Verhalten dieser Anlagen zu ermöglichen. Dieser negative Saldo sollte selbstverständlich nur dann zustande kommen können, wenn der Fahrplan des Speichers in der Praxis nachweisbare Kostenreduktionen für den Netzbetrieb, für das Engpassmanagement und den Redispatch ermöglicht.

Ein Mindestbeitrag, der unabhängig von der Fahrweise des Speichers anfällt, ist kontraproduktiv und konterkariert die vorgeschlagene Logik der Finanzierungs- und Anreizfunktion. Der Beitrag zur Netzkostendeckung sollte sich aus dem Produkt dieser Komponenten ergeben und nicht pauschal festgelegt werden. Es muss sich besonders die Anreizfunktion vollständig entfalten können, um die bestmöglichen Signale für netzdienliches Verhalten sicherzustellen und dafür Anlagen entsprechend zu vergüten. Wenn ein Speicher sich aus Systemsicht vorteilhafter verhält als sein Beitrag zu den Netzkosten, indem Re-Dispatch und Engpässe nachweisbar reduziert werden, ist eine Entlastung des Speichers nur angemessen und sinnvoll.

Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?

Die zentralen Hürden für die Umsetzung der skizzierten dynamischen Anreizkomponente liegen auf Seiten der Netzbetreiber. Dies umfasst beispielsweise die Beobachtbarkeit der Netze für die Engpassprognosen, die Berechnung der notwendigen Höhe des Entgelts und Verrechnung der dynamischen Komponente zwischen unterschiedlichen Netzebenen und Netzgebieten. Allerdings ist bei weitem die größte Hürde, die von Netzbetreibern als auch der BNetzA für eine gestaffelte Umsetzung hervorgehoben wird, die Beobachtbarkeit der Niederspannung. Eine Umsetzung selbst in der Niederspannung Anfang 2029 ist realisierbar. Im Rahmen der Ultima-Ratio-Eingriffe über §14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen muss der Netzbetreiber selbst in der Niederspannung eine Beobachtbarkeit des Netzes bis Anfang 2029 ermöglichen. Eingriffe können ab 2029 nur anhand einer Netzzustandsermittlung basierend auf Echtzeit-Messwerten erfolgen, um drohende Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit des Netzes zu vermeiden. Da die Maßnahme nicht präventiv angewendet werden kann, fügt sich die dynamische Komponente exzellent in diese Struktur ein, um notwendige Ultima-Ratio-Eingriffe präventiv zu vermeiden. Eine Umsetzung ist auch mit Blick auf die Erfahrung in anderen Ländern möglich. Hier genügt ein Blick nach Großbritannien.

Hierbei handelt es sich zwar nicht um Netzentgelte, aber Day-Ahead Auktionen, die im Rahmen von lokalen Flexibilitätsmärkten stattfinden, um Engpässe in der Niederspannung marktorientiert zu beheben. Seit April 2024 werden im Netzgebiet von UKPN täglich diese Day-Ahead-Auktionen auf Basis von Engpassprognosen basierend auf Messungen in der Niederspannung ausgeschrieben und über die Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen angegangen.

Auf Seiten der Optimierer und Aggregatoren sind die Voraussetzung für eine dynamische Anreizfunktion bereits jetzt gegeben. Im Rahmen der dynamischen Komponente stellt sich die Frage, ob eine Festlegung Day-Ahead tatsächlich für die Behebung von Engpässen zielführend ist. Im Großhandel wird immer mehr gehandeltes Volumen in den Intraday verschoben. Hier wäre es sinnvoll, Möglichkeiten für Intraday-Anpassungen zu schaffen, um die realen Engpässe besser abzubilden und über entsprechende Entgelte zu beheben.

Kontakt:

[redacted]

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf LinkedIn.