Entrix

Stellungnahme

Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3)

München, 27. Februar 2026

Allgemeine Bewertung

Grundsätzliche Einordnung

- **AgNes als Chance für ein zukunftsfähiges Netzentgeltsystem:** Wir begrüßen die Überprüfung der Netzentgelte im Rahmen der AgNes-Reformen. Die Reformen sind eine wichtige Chance, die Entgeltsystematik an ein zunehmend dezentrales und flexibles Stromsystem anzupassen.
- **Zielbild und Leitplanken als richtiger Rahmen:** Wir unterstützen das von der BNetzA formulierte Zielbild, Netzentgelte entlang der Leitplanken der Kostenorientierung, Anreizfunktion, Finanzierungsbeteiligung und Umsetzbarkeit weiterzuentwickeln.
- **Netzentgelte als Hebel zur Senkung von Engpass- und Redispatchkosten:** Aus unserer Sicht haben dynamische Netzentgelte erhebliches Potenzial, Verhaltensanreize zu setzen, die Netzengpässe reduzieren, Redispatch-Kosten senken und damit zur Bezahlbarkeit für Stromverbraucher beitragen.
- **Umsetzungsschwerpunkt bei Netzbetreibern, nicht bei Batteriespeichern:** Auf dynamische Entgeltsignale zu reagieren und den Betrieb entsprechend anzupassen, ist für Batteriespeicher grundsätzlich kurzfristig umsetzbar. Die zentralen Hürden liegen bei Netzbetreibern (Signale, Daten, Messung, Abrechnung, Settlement) und damit auch im Verantwortungsbereich der Regulierung. Wenn Netzbetreiber über Entgeltsignale steuern sollen, braucht es transparente, klare und verlässliche Leitplanken der BNetzA. Nur so hängt die Anwendung in der Praxis nicht von wechselnden Interpretationen ab, und Investitionsentscheidungen können belastbar getroffen werden. Dafür braucht es klare Anforderungen, Meilensteine und konsequentes Monitoring durch die BNetzA.
- **Wirksame Anreizfunktion nur mit wirklich dynamischen Signalen:** Erforderlich ist daher, dass das Entgeltsignal nicht nur day-ahead auf Delivery-Period-Ebene festgelegt wird, sondern kurzfristig im Intraday bei relevanten Änderungen der Netzlage aktualisiert wird. So liegt das Preissignal näher an der tatsächlichen Engpasssituation und kann Flexibilität gezielter aktivieren. Batteriespeicher können sehr kurzfristige Aktivierungssignale operativ umsetzen, wie es im Regelleistungsmarkt bereits heute Standard ist.
- **Speichernetzentgelte im Gesamtpaket der Praxisrestriktionen bewerten:** Speicherprojekte unterliegen bereits heute vielen Vorgaben, die darauf abzielen, netzseitige Engpässe und Systemanforderungen zu adressieren. Dazu zählen FCA-Auflagen beim Netzanschluss, technische

Betriebsleitplanken im Verteilnetz (z. B. Wirkleistungsgradienten/Rampen), temporäre Wirkleistungsbegrenzungen (Einspeiserestriktionen), Begrenzungen von Regelleistung sowie Einschränkungen im Redispatch-Prozess (z. B. Limitierung von Fahrplanabweichungen). Diese Vorgaben begrenzen zunehmend die Fahrweise von Batteriespeichern in der Praxis. Zudem unterscheiden sich die Auslegung und Anwendung Restriktionen je nach VNB teils stark und sind nicht durchgängig standardisiert oder transparent.

- **Dynamische Netzentgelte können eine standardisierte und transparente Steuerungslogik schaffen, die andere Restriktionen ersetzt:** Dynamische Netzentgelte können eine einheitliche, transparente und marktbasierte Steuerungslogik schaffen. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen Netzentgelte so weit wie möglich über das dynamische Preissignal die bestehenden Restriktionen und Eingriffe ersetzen, um Fehlanreize zu vermeiden und marktorientierte Flexibilität nicht unnötig zu behindern. Zusätzliche Vorgaben sollten nur in zwingend begründeten Ausnahmefällen und mit klaren, ex-ante definierten Kriterien greifen. Entscheidend ist die Planbarkeit. Marktakteure müssen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wissen, welche Bedingungen und Einschränkungen bei einem Netzanschluss auftreten können. Dadurch wird es ermöglicht, dass Investitionsentscheidungen belastbar getroffen werden können.
- **Kostenallokation muss am Systemwert ausgerichtet sein, nicht einseitig auf Batteriespeicher verlagert werden:** Die Kosten und Investitionen eines modernisierten, flexibilitäts-fähigen Netzes sollten systemisch getragen werden und sollten nicht zu einseitig auf Batteriespeicher verlagert werden, die diese Flexibilität bereitstellen.
- **Die Einführung von dynamischen Netzentgelten braucht klare Vorgaben, Meilensteine und Monitoring durch die BNetzA:** Die BNetzA sollte verbindlich festlegen, welche Zielsetzungen künftig primär über dynamische Netzentgelte erreicht werden sollen und welche Restriktionen im Gegenzug zurückgefahren werden. Mindeststandards für Transparenz und Standardisierung unter Netzbetreibern sind dabei entscheidend, damit die Dynamisierung in der Praxis wirkt und nicht zusätzliche Komplexität erzeugt.

Übergang von der Netzentgeltbefreiung für Speicher unter § 118 Abs. 6 S. 1, EnWG

- **Netzentgelte können nur Anreize setzen, wenn diese grundsätzlich erhoben und systematisch ausgestaltet werden:** Wir teilen die Grundlogik, dass Anreize über Netzentgelte nur dann ihre Wirkung entfalten können, wenn diese grundsätzlich erhoben werden. So kann die Entgeltsystematik Markt- und Netzsignale wirksam in das Verhalten der Netznutzer übersetzen und auch gezielt positive Anreize ermöglichen, etwa über entlastungswirksame Vergütungen
- **Vertrauensschutz darf nicht pauschal infrage gestellt werden, Umsetzbarkeit muss gesichert werden:** Wir nehmen zur Kenntnis, dass grundsätzlich eine rechtliche Möglichkeit besteht, von bestehenden Netzentgeltbefreiungen abzuweichen. Die pauschale Infragestellung von Vertrauensschutz halten wir jedoch für problematisch und für die Umsetzung kontraproduktiv. Sie ist mit der Leitplanke

„Umsetzbarkeit“ nicht vereinbar, insbesondere im Hinblick auf Transparenz, Klarheit, Vorhersehbarkeit und Akzeptanz.

- **Unnötige Unsicherheit beenden, Übergangsregeln zügig klarstellen:** Die pauschale Infragestellung der Netzentgeltbefreiung hat erhebliche Unsicherheit im Markt ausgelöst. Wir halten es für erforderlich, zeitnah klare Aussagen zu Zeitplan, Übergangsregeln und Bestandsschutz zu schaffen, damit Investitions- und Finanzierungsentscheidungen für Batteriespeicher belastbar bleiben. Ohne diese Klarheit werden Projekte verzögert (oder nicht gebaut) und die Akzeptanz für die Reform unnötig geschwächt.
- **Abkehr von der Befreiung nur bei nachweislichem Systemmehrwert und Erhalt der Investitionsattraktivität:** Da viele Projekte unter der Annahme der Netzentgeltbefreiung entwickelt und finanziert wurden und der Flexibilitätsbedarf im Stromnetz weiter steigt, sollte eine Abkehr von der Befreiung nur erfolgen, wenn die neue Entgeltsystematik nachweislich einen klaren Systemmehrwert liefert und die Investitionsattraktivität für Batteriespeicher erhält. Im Sinne der Leitplanke „Finanzierungsbeteiligung“ geht es dabei auch um Kostentragfähigkeit und langfristig erschwingliche Netzentgelte, wofür investierbare Flexibilität ein zentraler Baustein ist.
- **Freiwillige Migration als pragmatischer Übergangspfad:** Unter der Leitplanke „Umsetzbarkeit“ regen wir eine Option zur freiwilligen Migration heute privilegierter Batteriespeicher in das neue System an. Wenn das Anreizdesign sachgerecht ausgestaltet ist und netzdienliches Verhalten vergütet, erwarten wir, dass Betreiber freiwillig in die neue Netzentgeltsystematik wechseln. Eine solche freiwillige Migration erhöht die Veränderungsakzeptanz und reduziert Umsetzungsrisiken im Übergang.

Fragen der Bundesnetzagentur

Im Folgenden nutzen wir die Gelegenheit, auf einzelne Fragen der Bundesnetzagentur einzugehen.

1. Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion – Netzgekoppelte Speicher

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

- **AP1/AP2 birgt das Risiko eines unerwünschten operativen Preissignals in der Finanzierungskomponente:** Die Grundlogik von AP1 und AP2 passt aus unserer Sicht nicht vollständig zu dem in den Orientierungspunkten zu dynamischen Netzentgelten (Sachstand, Punkt 3) dargestellten Verständnis, wonach Entgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion nicht auf eine Verhaltenssteuerung der Netznutzer abzielen und Fehlanreize vermieden werden sollen. Die derzeit vorgeschlagene AP1/AP2-Mechanik birgt das Risiko, dass über die Finanzierungskomponente faktisch ein kurzfristiges operatives Preissignal gesetzt wird.
- **AP2 kann netzdienliche Hochleistungs-Einsätze ungewollt verteuern:** Für Batteriespeicher kann dies in der Praxis zu folgender Situation führen.

  - Es besteht eine netzdienliche Einsatzgelegenheit, die eine schnelle Reaktion mit hoher Leistung erfordert.
  - Diese Fahrweise führt dazu, dass die bestellte Kapazität überschritten wird und AP2 greift.
  - Im Ergebnis kann der Betreiber den Einsatz zurückhalten, obwohl er dem Netz geholfen hätte.

- **AP2 wirkt dann als Einsatzstrafe statt als reiner Finanzierungsmechanismus:** Damit wirkt AP2 im Speicher-Kontext nicht nur als Finanzierungsmechanismus bzw. Kapazitätsdisziplinierung, sondern als operative Strafkomponente, die netzdienliches Verhalten im Einzelfall ungewollt verteuern kann. Das steht im Spannungsfeld zur Zielsetzung, Anreize kosteneffizient und netzwirksam über die Anreizkomponente zu setzen.
- **Operative Lenkung über Anreizkomponente, Finanzierung über Netzkostendeckung**: Die operative Lenkungswirkung sollte über die Entgelte mit Anreizfunktion erfolgen, während die Entgelte mit Finanzierungsfunktion auf Netzkostendeckung fokussieren sollten.
- **Wenn AP1/AP2 bleibt, Mengensaldierung als Standard zur Reduktion von Fehlanreizen:** Wenn die BNetzA trotz der genannten Risiken an einer AP1/AP2-Struktur festhält, sollte für netzgekoppelte Speicher die Mengensaldierung als Standard gelten. Der arbeitsbasierte Finanzierungsanteil sollte auf die saldierten Nettomengen angewandt werden und nicht auf den Bruttobezug beim Laden. Dadurch wird die operative Verzerrung durch AP1/AP2 reduziert, und Negativanreize gegen Zyklenbetrieb und Systemdienstleistungen werden verringert.

2. Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion – Multi-Use-Speicher

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

- **Mehrfachnutzung / Co-Location hat hohes und wachsendes Potenzial:** Wir sehen ein hohes und weiter zunehmendes Potenzial, dass Speicher an EE-Standorten nicht nur zur Optimierung von Netzanschlusskosten und Einspeisemanagement eingesetzt werden, sondern Mehrfachnutzung ermöglichen und mehrere Anwendungen parallel abdecken. Dazu zählen insbesondere Arbitrage, Regelenergie/Regelleistung, weitere Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und Blindleistung, sowie eine engpass- und abregelungsorientierte Optimierung im Zusammenspiel mit EE-Erzeugung.
- **Co-Location-Projekte kombinieren Markt- und Systemdienstleistungserlöse mit standortbezogener Optimierung:** Co-Located-Speicher werden typischerweise nicht ausschließlich auf Anschluss- und Abregelungsoptimierung ausgelegt, sondern auf eine Kombination zusätzlicher Erlösquellen aus Markt- und Systemdienstleistungen. Die Attraktivität solcher Projekte hängt daher zunehmend davon ab, diese Erlöse mit standortbezogenen Optimierungen sinnvoll zu kombinieren, statt sich allein auf die Netzanschlusslogik zu stützen.

- **Entgeltsystematik soll Mehrfachnutzung ermöglichen, nicht ungewollt einschränken:** Die Entgeltsystematik sollte Mehrfachnutzung nicht ungewollt erschweren, sondern technologie- und anwendungsneutral ausgestaltet sein, damit Speicher dort betrieben werden können, wo sie systemisch und volkswirtschaftlich den größten Nutzen stiften.

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

- **AP2 kann auch im Multi-Use-Kontext Fehlanreize setzen und netzdienliche Einsätze verteuern:** Auch bei Co-Located-Speichern kann AP2 Fehlanreize setzen, weil Überschreitungen häufig genau dann auftreten, wenn Flexibilität systemisch wertvoll ist. Daher sollte geprüft werden, ob die klassische AP2-Logik im Multi-Use-Kontext den gewünschten Effekt erzielt oder netzdienliche Einsätze ungewollt verteuert.
- **Wenn AP1/AP2 bleibt, Mengensaldierung als Standard zur Reduktion von Fehlanreizen:** Aus unserer Sicht gilt der gleich Ansatz für Multi-Use-Speicher wie bei netzgekoppelten Speichern: Wenn die BNetzA trotz der genannten Risiken an einer AP1/AP2-Struktur festhält, sollte für Multi-Use-Speicher die Mengensaldierung als Standard gelten. Der arbeitsbasierte Finanzierungsanteil sollte auf die saldierten Nettomengen angewandt werden und nicht auf den Bruttobezug beim Laden. Dadurch wird die operative Verzerrung durch AP1/AP2 reduziert, und Negativanreize gegen Zyklenbetrieb und Systemdienstleistungen werden verringert.
- **Saldierung erfordert saubere Definitionen und Messkonzepte für Transparenz und Umsetzbarkeit:** Eine Begrenzung der Arbeitspreis-Komponente auf saldierte Mengen ist im Grundsatz sinnvoll. Diese muss bei Co-Located-Anlagen über saubere Definitionen, Messkonzepte und Abgrenzungen erfolgen. Entscheidend ist, dass nur die tatsächlich relevanten Entnahme- und Einspeisemengen saldiert werden und die Methodik transparent und prüfbar ist. Das ist zentral für die Leitplanke Umsetzbarkeit, insbesondere Transparenz und Verständlichkeit.

3. 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?

- **Negativer Saldo zulässig, wenn die Anreizkomponente wirksam Netzkosten senkt:** Ein negativer Saldo aus Finanzierungs- und Anreizkomponenten sollte für Speicher grundsätzlich zulässig sein. Die Anreizkomponente ist nicht auf Netzkostendeckung ausgelegt, sondern soll netzdienliches Verhalten auslösen. Wenn sie wirksam ist, kann sie den Finanzierungsanteil im Ergebnis übersteigen.
- **Negative Salden nur bei nachweisbarer Kostenreduktion als Gegenwert für alle Netznutzer:** Voraussetzung muss sein, dass das Verhalten nachweislich Netzkosten reduziert, etwa durch geringere Engpasskosten, weniger Redispatch oder eine Entlastung der Netzinfrastruktur. Dann wäre ein negativer Saldo kein „Subsidy-Effekt“, sondern die Vergütung eines Gegenwerts für alle Netznutzer. Das entspricht

der Leitplanke Kostenorientierung, wenn die Vergütung an nachweisbare Netzkostenreduktion gekoppelt ist.

- **Statt Mindestbeitrag: Klare Kriterien, um Lenkungswirkung und Akzeptanz zu sichern:** Eine pauschale Mindestzahlung zur Netzkostendeckung würde die Lenkungswirkung verwässern. Sinnvoller sind klare Kriterien und Abrechnungsregeln, die negative Salden nur dort zulassen, wo der Beitrag zur Netzkostenreduktion nachvollziehbar ist. Damit werden Transparenz und Vorhersehbarkeit gestärkt und die Leitplanke Umsetzbarkeit unterstützt.

4. Umsetzbarkeit

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

- **Batteriespeicher sind technisch bereit:** Die Einführung dynamischer Entgelte für Batteriespeicher bis 2029 ist aus unserer Sicht grundsätzlich umsetzbar, ggf. auch früher. Die technische Voraussetzung und die operative Reaktionsfähigkeit sind auf Anlagenseite bereits vorhanden. Auch Betreiber und Vermarkter sind grundsätzlich kurzfristig umsetzungsfähig. Entscheidend ist jetzt, dass belastbare Klarheit zum weiteren Vorgehen und zur Ausgestaltung geschaffen wird, damit Investitionsentscheidungen getroffen werden können.
- **Umsetzungsengpass liegt bei ÜNB/VNB, daher klare Vorgaben, Meilensteine und Transparenz als Voraussetzung:** Die maßgeblichen Hürden liegen in der operativen Umsetzung bei ÜNB/VNB, insbesondere bei Signaldefinition, Datenverfügbarkeit, Messkonzepten sowie Abrechnung und Settlement. Wir regen an, dass die BNetzA klare Anforderungen und Meilensteine setzt und ÜNB/VNB konsequent daran misst, damit die Umsetzung rechtzeitig gelingt. Das ist aus Sicht der Leitplanke Umsetzbarkeit entscheidend, um Transparenz, Vorhersehbarkeit und eine termingerechte Umsetzung sicherzustellen. Ein klar definierter Übergangpfad ist zentral, um Transparenz und Umsetzbarkeit zu schaffen. Es ist nicht erforderlich, dass das neue Entgeltsystem bis 2029 vollständig umgesetzt wird. Allerdings muss die Umsetzung jetzt konsequent angestoßen werden, um zu vermeiden, dass sich ein suboptimaler Kompromiss für 2029 als dauerhafte Lösung etabliert.
- **Transparenz als zentraler Hebel für die Lenkungswirkung und Reduzierung von Systemkosten:** Heute sind Informationen zu Kosten und Engpässen oft nicht granular und standortspezifisch genug. Standardisierte, knotenscharfe Auslastungs- bzw. Lastprofile würden temporäre Engpässe von strukturellen Kapazitätsgrenzen besser trennen und damit ermöglichen, Speicherprojekte bereits in der Standort- und Auslegungsentscheidung systematisch nach ihrer erwarteten Netzwirkung zu bewerten.
- **Nur wirklich dynamische Signale liefern die gewünschte Anreiz- und Lenkungswirkung:** Damit die Anreizwirkung greift, müssen die Signale die tatsächliche Netzsituation und Engpasslagen abbilden. Zu statische oder zu grob granulare Signale würden die gewünschte Verhaltenswirkung deutlich abschwächen und Akzeptanzrisiken erhöhen. Nur ein tatsächlich dynamisches Signal erfüllt die

Leitplanke Anreizfunktion, weil es Netz- und Marktsignale wirksam abbildet. Außerdem spiegeln zu grobe Signale die tatsächlichen Kosten nicht wider und stehen damit im Widerspruch zur Leitplanke der Kostenorientierung.

Über Entrix

Wir sind Energiehändler und Martkführer für die Vermarktung von flexiblen Energiesystemen in Europa.

Entrix bietet zusätzlich zu Stromhandel basierend auf künstlicher Intelligenz, innovative Produkte zu langfristiger Umsatzabsicherung und netzdienlichen Steuerung von Batteriespeichern. Mit unserem Rundum-Sorglos-Paket begleiten wir unsere Kunden über alle Projektphasen von der technischen Auslegung und Integration, über die kontinuierliche Optimierung bis zu 24/7 Betreuung im laufenden Betrieb – inklusive Anpassung an Marktveränderungen und Erschließung neuer Erlöspotenziale.

Mit über 2.8 GW und 8,1 GWh sowie 61 Batteriespeicherprojekten unter Vertrag ist Entrix in Deutschland, Polen, Italien, Spanien und Portugal aktiv und mit Büros in München, Warschau, Mailand und Madrid vertreten. Entrix optimiert als Pionier einen der ersten Batteriegroßspeicher in Deutschland und ist heute der bevorzugte Partner führender Infrastrukturunternehmen sowie eine Vielzahl lokaler Stadtwerke.