ENERTRAG
Eine Energie voraus

Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA GBK-25-01-1#3

ENERTRAG SE

27. Februar 2026

Zunächst bedanken wir uns bei der BNetzA für die Bemühungen, die Branche im AgNes-Verfahren umfassend einzubinden, für die frühzeitige Möglichkeit zur Stellungnahme sowie für die transparente Kommunikation während des gesamten Verfahrens. In diesem Dokument legen wir unsere Position zu den Vorschlägen der BNetzA bzgl. Speicherentgelte dar und stehen gerne für einen vertieften fachlichen Austausch zu einzelnen Themen zur Verfügung.

1 Allgemeines

1.1 Bestands- und Vertrauensschutz

In den von der BNetzA veröffentlichten Orientierungspunkten wurde eine Aufhebung des Bestandsschutzes für die Netzentgeltbefreiung von Speichern diskutiert. Wir weisen darauf hin, dass ein Aufheben des Bestandsschutzes massive Beeinträchtigungen für bestehende Speicher mit sich bringt, was zum Teil auch systemstabilitätsrelevante (schwarzstartfähige und Momentanreserve erbringende) Stromspeicher und netzdienliche Elektrolyseure massiv beeinträchtigen würde.

Betreiber von Stromspeichern und Elektrolyseuren können sich auf Vertrauensschutz berufen, soweit sie ihre Investitionsentscheidungen im Vertrauen auf die geltende Rechtslage getroffen haben. Anlagen, die unter Geltung des § 118 Abs. 6 EnWG geplant, errichtet oder in Betrieb genommen wurden, haben die dort vorgesehene Netzentgeltentlastung als wesentlichen wirtschaftlichen Faktor berücksichtigt. Teilweise dürfte sie sogar ausschlaggebend für die weitere Entwicklung von Projekten und Investitionsentscheidung gewesen sein.

Eine vorzeitige Belastung dieser Anlagen mit Netzentgelten vor Ablauf der gesetzlich vorgesehenen Entlastungsdauer wäre daher nicht vertretbar. Angesichts der hohen Investitionen im Bereich der Energiewende kommt stabilen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zentrale Bedeutung zu; Eingriffe in bestehendes Vertrauen sind nur in engen Grenzen zulässig.

Der Gesetzgeber hat die Entlastungsregelung im November 2023 ausdrücklich verlängert und damit sowohl ihren Fortbestand bekräftigt als auch zusätzliche Investitionsanreize gesetzt. Zwar besteht eine Abweichungsbefugnis der Bundesnetzagentur, diese hebt den durch Gesetz begründeten Vertrauensschutz jedoch nicht auf, sondern eröffnet lediglich einen Handlungsspielraum.

Da § 118 Abs. 6 EnWG auch die Dauer der Entlastung ausdrücklich festlegt, ist diese zeitliche Komponente selbst Teil des Vertrauensschutzes. Eine vorzeitige Beendigung würde das berechtigte Vertrauen der Betreiber daher erheblich beeinträchtigen.

1.1.1 Derzeit keine belastbare Wirtschaftlichkeitsbewertung für Batteriespeicher möglich

Die im Rahmen des AgNes-Verfahrens bislang von der BNetzA bereitgestellten Informationen erlauben keine konkrete und belastbare Berücksichtigung potenzieller Netzentgelte in der Wirtschaftlichkeitsberechnung von Spcihern.

Die aktuell verfügbaren Analysen von Modo Energy[1], Enervis[2] und Aurora[3] zeigen übereinstimmend, dass sämtliche diskutierten Entgeltkomponenten (abhängig von ihrem jeweiligen Niveau sowie in Kombination mit flexiblen Netzanschlussvereinbarungen) Investitionen in Stromspeicher schnell unwirtschaftlich machen können.

1.1.2 Konsequenzen der regulatorischen Unsicherheit im Verhältnis zu den erwarteten Vorteilen

Die durch die BNetzA geschaffene Unsicherheit hinsichtlich einer möglichen frühzeitiger Abschaffung der Netzentgeltbefreiung für Stromspeicher führt aus unserer Sicht zu folgenden Konsequenzen:

- Pausierung von Projektentwicklungen und Investitionsentscheidungen (mindestens bis zur Klarstellung der Absicht der BNetzA im Rahmen der Festlegung Ende 2026 und ggf. bis zur Veröffentlichung des konkreten Niveaus der einzelnen Netzentgeltkomponenten durch die Netzbetreiber Ende 2028), da derzeit keine belastbaren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gegeben sind.
- Verzögerungen beim Ausbau dringend benötigter Speicher- und Elektrolysekapazitäten in Deutschland, die einen wesentlichen Beitrag zur Senkung von Strom- und Netzkosten, Systemstabilität und Dekarbonisierung leisten würden.
- Risiko erheblicher Stranded Costs in bereits fortgeschrittenen Projekten, deren Wirtschaftlichkeit nun infrage steht (u. a. Kosten für Flächensicherung, Engineering, Netzanschlussplanung und Genehmigungsverfahren).

Aus unserer Sicht überwiegen die negativen Konsequenzen der geschaffenen Unsicherheit die potenziellen Vorteile, die sich die BNetzA von einer vorzeitigen Abschaffung der Netzentgeltbefreiung verspricht. Um die angedachte Verletzung des Vertrauensschutzes zu rechtfertigen, sollten diese Vorteile zunächst näher erläutert und soweit möglich quantifiziert werden:

---

[1] German grid fees: What financing-based charges mean for BESS returns - Research | Modo Energy
[2] 4_BVES_ECO.pdf (Seite 7)
[3] https://www.linkedin.com/posts/philipp-hesel-8b708a151_battery-business-case-under-grid-fees-activi...

- Verbreiterung der Finanzierungsbasis: Welchen konkreten Finanzierungsbeitrag würden die betroffenen Anlagen tatsächlich leisten? In welchem Umfang würde sich dies auf die Netzentgelte auswirken?
- Diskriminierungsfreiheit: Welche konkreten operativen Marktverzerrungen entstehen durch parallele Netzentgeltregime? Und welche volkswirtschaftlichen Effekte sind damit tatsächlich verbunden?
- Netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern: Der regulatorische Rahmen für eine netzdienliche Steuerung von Batteriespeichern ist mit § 13 Abs. 1 EnWG bereits vorhanden. Welche zusätzlichen volkswirtschaftlichen Vorteile erwartet die BNetzA durch dynamische Netzentgelte für Stromspeicher und warum wird der aktuelle Rahmen in der Praxis bislang nicht konsequent angewendet?

1.1.3 Möglichkeit eines Opt-in für Anlagen mit Inbetriebnahme vor August 2029

Sollten entgegen der ausdrücklichen Position der Branche Netzentgelte auch für Anlagen mit Inbetriebnahme vor August 2029 eingeführt werden, sollte zumindest ein Opt-in-Mechanismus vorgesehen werden. Betreiber müssten auf Basis der finalen Ausgestaltung und des konkreten Netzentgeltniveaus entscheiden können, ob sie in das neue Regime wechseln möchten. Dies sollte konsistent für Finanzierungs- und Anreizkomponenten gelten.

Die nachfolgenden Ausführungen und Vorschläge beziehen sich daher ausschließlich auf Stromspeicher und Elektrolyseure, die nach August 2029 in Betrieb gehen, sowie auf frühere Projekte, die sich freiwillig für einen Wechsel in die neue Netzentgeltsystematik entscheiden.

1.2 Netzentgelterhebung am Netzanschlusspunkt

Eine optimierte und abgestimmte Vorgehensweise zur Erhebung der Netzentgelte am Netzanschlusspunkt ist eine erhebliche Voraussetzung für eine sachdienliche Umsetzung der Netzentgeltsystematik. Wir werden dazu in der Stellungnahme zu Einspeisenetzentgelten ausführlich Stellung beziehen.

Es ist dabei zu betonen, dass sämtliche Netzentgeltkomponenten (sowie Baukostenzuschüsse) perspektivisch ausschließlich für den Bezug bzw. die Einspeisung auf Netzanschlusspunkt-Ebene und dabei technologieneutral abgerechnet werden sollen.

Eine solche Systematik stellt sicher, dass keine strukturelle Benachteiligung oder Privilegierung einzelner Technologien erfolgt, sondern gleiche Rahmenbedingungen für alle Marktakteure

gelten. Die Abrechnung auf NAP-Ebene schafft Transparenz, verhindert Doppelbelastungen innerhalb hybrider Anlagenkonzepte und setzt effiziente Investitions- und Betriebsanreize. Technologieneutralität ist dabei eine wesentliche Voraussetzung für innovationsoffene Lösungen und die kosteneffiziente Weiterentwicklung des Energiesystems.

In diesem Zusammenhang sollten auch FCAs konsequent technologieneutral ausgestaltet und ausschließlich auf Ebene des Netzanschlusspunkts definiert werden, nicht auf Ebene einzelner Assets.

2 Stromspeicher

2.1 Allgemeines

2.1.1 Klassifizierung von Speichern

Wir befürworten die Differenzierung zwischen Multi-Use- und rein netzgekoppelten Speichern, da sie die effiziente Nutzung bestehender Netzanschlusspunkte fördert und hybride sowie netz- und systemdienliche Betriebsmodelle von Erzeugern und Speichern unterstützt. Dabei sollte eine Reduzierung der Netzentgeltbelastung gezielt solchen Speichern zugutekommen, die eine netzdienliche Betriebsweise nachweislich erbringen, im Unterschied zu Speichern, deren Fahrweise Redispatch-Bedarfe erhöht.

Vor diesem Hintergrund begrüßen wir den Vorschlag, Multi-Use-Speicher nicht separat mit Netzentgelten zu belasten. Insbesondere unterstützen wir die vorgesehene Systematik, Netzentgelte am Netzanschlusspunkt, statt auf Ebene des einzelnen Speichers zu berechnen.

Es besteht weiterhin Klärungsbedarf hinsichtlich der Methodik zur Ermittlung und Abgrenzung von Speicherverlusten. Dieses Problem würde sich jedoch faktisch erledigen, wenn auf einen Arbeitspreis verzichtet und stattdessen ausschließlich ein kapazitätsbasiertes Entgelt angewendet würde (siehe Argumentation unten).

2.1.2 Doppelbelastung von Speichern

Mehrere Instrumente zur Steigerung der Netzdienlichkeit (darunter FCA, geografisch differenzierte BKZ, dynamische Netzentgelte sowie Privilegierungen im Netzanschlussverfahren) werden derzeit parallel eingeführt und sollten kohärent aufeinander abgestimmt werden. Dabei ist zwingend sicherzustellen, dass eine Harmonisierung erfolgt und keine übermäßigen Belastungen / Einschränkungen entstehen, die zu einem Ausbaustopp führen könnten. Insbesondere ist zu berücksichtigen, dass BKZ und/oder Kapazitätspreise für Anlagen mit FCA deutlich reduziert werden sollen und somit im Gesamtdesign angemessen berücksichtigt werden müssen.

Die Doppelbelastung von FCA und einen Kapazitätspreis wird in einer Analyse von Modo Energy[4] aufgezeigt. Die Ergebnisse zeigen, dass bei unbeschränkten Batterien mit Inbetriebnahme im Jahr 2029 bereits ein Kapazitätspreis von 42 k€/MW/a ausreicht, um Investitionen wirtschaftlich unattraktiv zu machen. Bei Batteriespeichern mit zusätzlicher Einschränkung durch einen FCA sinkt die interne Verzinsung sogar schon ab einem Kapazitätspreis von 6 k€/MW/a deutlich unter 10 % und liegt damit klar außerhalb eines investierbaren Bereichs. Eine quantitative Analyse von Enervis[5] kommt zu einem sehr ähnlichen Ergebnis bei einem angenommenen Kapazitätspreis von 10 k€/MW/a.

2.2 Komponenten mit Finanzierungsfunktion

2.2.1 Kapazitätspreis

Eine starke Schwankung des Kapazitätspreises von einem Jahr zum nächsten (wie bislang bei Leistungspreisen zu beobachten) würde die Finanzierbarkeit von Batteriespeicher-Projekten erheblich erschweren und/oder zu höheren Kapitalkosten führen. Um ausreichende Planungssicherheit zu gewährleisten, sollte der Kapazitätspreis für einen längeren Zeitraum festgelegt und frühzeitig kommuniziert werden: Beispielsweise fixiert für eine gesamte Regulierungsperiode und mindestens zwei Jahre vor deren Beginn veröffentlicht. Die Erhöhung der Kapazitätspreises zwischen Regulierungsperioden sollte auch gedeckelt werden.

Der Kapazitätspreis sollte zudem auf einem Niveau angesetzt werden, das den Business Case von Batteriespeichern nicht strukturell gefährdet (vgl. oben genannte Analysen).

Für Grünstrom- bzw. Multi-Use-Speicher sollte kein Kapazitätspreis erhoben werden, sofern keine zusätzliche Netzanschlusskapazität (gemessen am Netzanschlusspunkt) in Anspruch genommen wird.

Ebenso sollte bei Vorliegen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) kein Kapazitätspreis (oder ein stark reduzierter Kapazitätspreis) erhoben werden. Eine solche Vereinbarung stellt bereits einen netzverträglichen Einsatz sicher und begrenzt gleichzeitig die Erlösmöglichkeiten der Batterie. Die zusätzliche Erhebung eines Kapazitätspreises würde eine Doppelbelastung darstellen und in den meisten Fällen den Business Case des Speichers gefährden.

Um Marktverzerrungen und Fehlanreize zu vermeiden, sollte der Kapazitätspreis je Spannungsebene bundesweit einheitlich festgelegt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass (analog zur

[4] German grid fees: What financing-based charges mean for BESS returns - Research | Modo Energy
[5] 4_BVES_ECO.pdf (Seite 7)

heutigen Situation bei Leistungspreisen im Verteilnetz) Speicher primär in Regionen mit niedrigen allgemeinen Netzkosten verortet werden. Diese Standortentscheidung wäre dann nicht durch den tatsächlichen netzdienlichen Mehrwert bestimmt.

2.2.2 Statischer Arbeitspreis

Nach der vorgeschlagenen Mechanik der BNetzA wird, solange der Bezug innerhalb der gewählten Kapazität bleibt, ausschließlich der niedrigere AP1 erhoben. Wenn die Bezugsleistung des Netznutzers die bestellte Kapazität jedoch übersteigt, bezahlt er für die Mengen, die oberhalb der bestellten Kapazität bezogen werden, den höheren AP2. Die Eingespeisten Mengen, die markt- oder netzdienlich zeitversetzt wieder in das Netz der allgemeinen Versorgung zurückgespeist werden, sind vom Arbeitspreis befreit. Der AP1 wird also nur auf Speicherverluste erhoben.

Auch wenn der Arbeitspreis „nur" auf die Speicherverluste erhoben wird, beeinflusst er den marktdienlichen Einsatz des Speichers. Die Kosten pro Zyklus steigen, wodurch sich der Mindest-Spread erhöht, ab dem die Batterie wirtschaftlich eingesetzt werden kann. Dies mindert den preisdämpfenden Effekt von Batterien im Day-Ahead- und Intraday-Markt und damit ihren volkswirtschaftlichen Mehrwert, und dies ohne positiven Effekt auf Engpassmanagementkosten.

Für einen vergleichbaren Finanzierungsbeitrag ist daher ein angemessen ausgestalteter, langfristig definierter Kapazitätspreis einem Arbeitspreis (selbst wenn dieser nur auf Speicherverluste angewendet wird) vorzuziehen. Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, auf den Arbeitspreis für Stromspeicher vollständig zu verzichten. Dies vereinfacht auch deutlich die Netzentgeltabrechnung.

2.3 Komponenten mit Anreizfunktion

Unsere Position zum dynamischen Arbeitspreis für Stromspeicher haben wir in unserer Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgelten ausführlich dargestellt.

3 Elektrolyseure

3.1 Allgemeines

Mit Blick auf die Bedeutung von Elektrolyseuren für die Energiewende möchten wir ihre besondere Rolle ausdrücklich hervorheben. Elektrolyseure übernehmen nicht nur eine zentrale Energiespeicher- und Sektorenkopplungsfunktion, sondern ermöglichen durch ihre netzdienliche Fahrweise auch eine systemstabilisierende Integration erneuerbarer Energien. Darüber hinaus sind sie ein integraler Bestandteil der Klima- und Industrietransformationsziele.

Vor diesem Hintergrund adressieren wir die nachfolgenden Punkte, um zu verdeutlichen, dass die formulierten Forderungen eine notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende darstellen.

3.2 Komponenten mit Finanzierungsfunktion

Da sich der Hochlauf des Wasserstoffmarktes verzögert, würde die aktuell geltende Übergangsfrist zur Netzentgeltbefreiung den Ausbau faktisch beenden. Die Unklarheit hinsichtlich des „Stichmonats" August 2029 ist aktuell eine große Hürde für die Entwicklung von Elektrolyse-Projekten.

Deshalb sollte eine Verlängerung der Netzentgeltbefreiung bis 2035 erfolgen, da ab diesem Zeitpunkt angenommen werden kann, dass aufgrund des höheren Anteils an erneuerbaren Energien im Strommix die geltenden Strombezugskriterien zu deutlich weniger Einschränkungen im Elektrolysebetrieb führen, da bei 90% EE-Anteil im Netz laut RFNBO-Regulierung die Kriterien der Zusätzlichkeit und Zeitgleichheit entfallen.

Damit Elektrolyseure das Stromnetz entlasten können, sehen wir zusammenfassend folgende Maßnahmen als zielführend:

- Befreiung von Netzentgeltkomponenten mit Finanzierungsfunktion für Elektrolyseure, die in EE-Überschuss-Regionen angeschlossen werden,
- Berücksichtigung von dynamischen Netzentgelten bei den RFNBO-Kriterien ist notwendig, um eine Doppelbelastung zu vermeiden und den Hochlauf nicht zu beenden. Genauere Ausführung dazu haben wir in unserer Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten dargestellt (siehe unsere Stellungnahme zu dynamischen Netzentgelten).

Eine solche temporäre Sonderregelung steht nicht im Widerspruch zum Zielbild gleicher Netzentgelte, sondern bildet vielmehr die notwendige Brücke, um dieses Ziel unter realistischen Marktbedingungen überhaupt erreichen zu können.

3.3 Komponenten mit Anreizfunktion

3.3.1 Baukostenzuschüsse

Räumlich differenzierte Baukostenzuschüsse können einen maßgeblichen Einfluss auf die Ansiedlung großer Elektrolyseure haben. Entscheidend ist dabei:

- **Abbildung der tatsächlichen Netzsituation:** Die Höhe des BKZ sollte die jeweilige Netzsituation widerspiegeln und eine netzdienliche Standortwahl neuer Verbrauchsanlagen fördern, analog zur bestehenden Praxis auf der Höchstspannungsebene. Der derzeitige ÜNB-BKZ von 20-60 % des Leistungspreises in netzdienlichen Regionen ist jedoch weiterhin zu hoch, um wirksame Anreize für eine systemdienliche Verortung von Elektrolyseuren bzw. für deren wirtschaftlichen Bau zu setzen. Wenn der BKZ primär eine Lenkungsfunktion erfüllen soll, müsste er an Netzknoten, an denen der Anschluss eines Elektrolyseurs zu einer Reduktion der Engpassmanagementkosten führt, auf null reduziert werden.
- **Differenzierung auch auf Verteilnetzebene:** Auch auf Ebene der Verteilnetze sollten BKZ die lokale Netzsituation berücksichtigen und konsequent nach dem netzdienlichen Beitrag zusätzlicher Lasten differenziert ausgestaltet werden.

3.3.2 Dynamische Netzentgelte

Unsere Position zum dynamischen Arbeitspreis für Elektrolyseure haben wir in unserer Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgelten ausführlich dargestellt.