RWE AG Stellungnahme zu den Orientierungspunkten der Bundesnetzagentur zu Speichernetzentgelten im Rahmen der Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)

Am 16. Januar 2026 hat die BNetzA ihre Orientierungspunkte zu Speichernetzentgelten im Rahmen von AgNes zur Konsultation vorgelegt.

Die Bundesnetzagentur plant, Speicher und Elektrolyseure grundsätzlich in das neue allgemeine Netzentgeltsystem einzubeziehen. Speicher sollen sowohl zur Netzfinanzierung beitragen als auch ihr Verhalten durch die Einführung einer anreizbezogenen Netzentgeltkomponente netzdienlich ausrichten.

Stellungnahme von RWE zu den Vorschlägen der BNetzA

Speicher leisten einen wichtigen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien ins Energiesystem durch Ausgleich ihrer schwankenden Einspeisung und darüber hinaus zur Systemstabilität durch Erbringung von Systemdienstleistungen.

Allerdings sehen sich Speicherbetreiber mit zunehmenden Beschränkungen konfrontiert. Vorgaben zu Batterierampen und Einschränkungen der Anschlussbedingungen durch Flexible Netzanschlussverträge (FCAs) hemmen die Flexibilität und damit die Vermarktungsoptionen bereits deutlich. Zudem beteiligen sich Speicher bereits über Baukostenzuschüsse an den Netzkosten. Mit der Ankündigung von Speichernetzentgelten sehen sich Speicherbetreiber einer weiteren wirtschaftlichen Herausforderung und erheblichen Planungsunsicherheiten gegenüber.

Viele geplante Speicher-Projekte würden selbst bei der Erhebung nur geringer Netzentgelte unmittelbar unwirtschaftlich und ständen in Folge für die notwendigen Funktionen im Rahmen der Energiewende sowie für das Zahlen von Netzentgelten nicht mehr zur Verfügung. Laut Analysen der FfE reduzieren sich die Erlöse eines Batteriespeichers pro zusätzlichem 1 ct/kWh statischem Arbeitspreis um ca. 14 %.[1] Bei Pumpspeichern mit Speicherverlusten, die über denen von Batterien liegen, ist die Belastung noch höher. Eine Sonderbehandlung der Speicher im Gegenzug für netzdienliches Verhalten ist daher für den weiteren Speicherzubau conditio sine qua non.

Im Rahmen der Konsultation zum AgNes Diskussionspapier im letzten Jahr hat RWE bereits einen Vorschlag zu Speichernetzentgelten eingebracht. Unseren Vorschlag einer zeitlich differenzierten Leistungsbepreisung zur Höchstlast in der angeschlossenen Netzebene für die Entnahme hat RWE nun auf Basis der von der BNetzA vorgestellten Grundkomponenten weiterentwickelt.

[1] FfE (2025): *Kooperationsforum Großbatteriespeicher – Netzentgeltregelungen*. München.

Wie die BNetzA sieht auch RWE es als sinnvoll an, Speicher auf der Verbraucherseite einzuordnen. Hierbei sollte - in Anlehnung an das Grundmodell für Verbraucher - ein rabattierter Kapazitätspreis erhoben werden. Weitere Netzentgeltkomponenten sollten nicht erhoben werden, d.h. insbesondere auch keine dynamischen Netzentgelte, die RWE ebenso wie Netzentgelte für die Einspeisung ablehnt (siehe RWE-Stellungnahmen zu diesen Themen).

Aus unserer Sicht kann mit folgendem Ansatz sowohl ein netzdienliches Verhalten der Speicher erreicht werden als auch der weitere Speicherausbau wirtschaftlich ermöglicht werden:

Für Speicher wird der Kapazitätspreis rabattiert, wenn der Speicherbetreiber in einer definierten Anzahl von Stunden das Netz nicht mit seinem Strombezug belastet. Die Stunden werden vom Netzbetreiber am Vortag bekannt gegeben. Wenn für einen Netzbetreiber ein Engpass bevorsteht, kann er diese Stunden unentgeltlich abrufen, um das Netz zu entlasten und den Engpass zumindest deutlich zu reduzieren. Konkret wäre folgendes Modell mit einem weiteren Speicherzubau vereinbar:

- Der Netzbetreiber kann bis 7:00 Uhr des Vortages den Speicherbetreiber einer bestimmten Anlage auffordern nicht zu laden – und das in bis zu 200 h/a – aber begrenzt auf maximal 4 h am Stück.
- Kommt der Speicherbetreiber dieser Aufforderung nach, so erhält er einen Rabatt auf den Kapazitätspreis gemäß Tabelle 1 von bis zu 99%.

Tab. 1: Stunden mit Ladeverbot und prozentuale Reduktion des Kapazitätspreises:

h/a	Prozentualer Rabatt auf Kapazitätspreis
100	80%
150	90%
200	99%

Dies ist eine wirksame Weiterentwicklung und Modernisierung der atypischen Netznutzung für Speicher und ein Kompromiss zwischen Praktikabilität und Effizienz. Der 200h-Vorschlag lässt sich zudem nahtlos mit bestehenden Regeln zur Reduzierung der Redispatchkosten und auch mit einem marktlichen Redispatch für Speicher und Nachfrager (siehe RWE-Stellungnahme zum Orientierungspapier dyn. Netzentgelte), kombinieren und unterstützt damit die Ziele der BNetzA.

Zu den von der BNetzA skizzierten Vorschlägen im Orientierungspapier nehmen wir im Weiteren wie folgt Stellung:

1. **Wirtschaftliche Situation der Speicher**
   Aurora hat im Auftrag von RWE die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern für verschiedene Netzentgeltszenarien untersucht. Unter Berücksichtigung bereits heute angewendeter Baukostenzuschüsse und Rampenrestriktionen wäre ein aktuelles Batterieprojekt bereits an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Werden zusätzlich kapazitätsbasierte Netzentgelte über den oben skizzierten Ansatz hinaus und vergleichbar den Vorschlägen der BNetzA eingeführt, sinkt die Rendite deutlich unter die Mindestanforderung. Dadurch würde sich der Ausbau von Batteriespeichern stark verringern oder sogar zum Erliegen kommen, sodass systemdienliche Effekte, etwa für die Integration von PV- und Windanlagen oder die Erbringung von Systemdienstleistungen, wegfallen.

2. **Bestandsschutz**
   Diese existenzielle Gefährdung der Wirtschaftlichkeit gilt auch für bestehende sowie bereits beschlossene, noch in Umsetzung befindliche Speicheranlagen. Daher ist ein Bestandsschutz für die für 20 Jahre (teilweise 10 Jahre) gewährte Netzentgeltbefreiung für Speicher mit Inbetriebnahme vor August 2029 nach §118 Abs. 6 EnWG unabdingbar. Gewährt das Gesetz für einen konkret festgelegten Zeitraum von 20 Jahren eine Befreiung von den Netzentgelten, begründet das eine besondere Vertrauensgrundlage für darauf aufbauende Investitionen, die besonderen verfassungsrechtlichen Schutz genießt. Den darauf aufbauenden Investitionen darf nicht im Nachhinein die Grundlage entzogen werden. Das gilt auch zugunsten von Anlagen, die erst nach der Entscheidung des EuGH vom 02.09.2021 (C-718/18) oder nach der Ergänzung von § 118 Abs. 6 EnWG durch das Gesetz vom 22.12.2023 in Betrieb gegangen sind. Weder die Feststellung des Gerichts, dass die BNetzA im Hinblick auf die Aufgaben, die ihr nach europäischem Recht zur Erledigung zur überlassen sind, nicht über die nötige Entscheidungsautonomie verfüge, noch die Gesetzesänderung, die der BNetzA in Bezug auf § 118 Abs. 6 EnWG diese Autonomie verschaffen soll, nötigen dazu oder legen auch nur nahe, dass dies eine vorzeitige Aufhebung der Netzentgeltbefreiung zur Folge haben müsste. Die schützenswerte Vertrauensgrundlage besteht deshalb auch für diese Anlagen. Sofern die BNetzA die Netzentgeltbefreiung für Speicheranlagen künftig abweichend regelt, muss sie auch für die Anlagen, die bei Inkrafttreten der neuen Festlegung noch nicht in Betrieb gegangen sind, aber deren Betreiber auf die alte Rechtslage vertraut haben (etwa weil sie unter Geltung des dann alten Rechts bereits Vermögensdispositionen getroffen haben), zumindest Übergangsbestimmungen vorsehen, um eine unzulässige Rückwirkung zu vermeiden. Wird dem gebotenen Vertrauensschutz nicht hinreichend Rechnung getragen, dürften

Rechtsstreitigkeiten vorprogrammiert sein. Unabhängig davon sei darauf hingewiesen, dass die Nichtgewährung von Bestandsschutz das grundsätzliche Vertrauen in regulatorische Rahmenbedingungen nachhaltig schädigt und dadurch die fragile Investitionsbereitschaft weiter eindämmt.

3. **Finanzierungskomponente: Kapazitätspreise**
   Wir lehnen einen Beitrag der Speicher zur Finanzierungskomponente in der von der BNetzA vorgeschlagenen uneingeschränkten Form ab, da damit die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährden würde. Die BNetzA sieht einen Kapazitätspreis nach frei gewählter Kapazität (Bestellleistung) vor. Die freie Wählbarkeit wirkt investitionshemmenden Effekten entgegen. Sollte die BNetzA an Speichernetzentgelten festhalten, sollte die diskutierte Mindestkapazität auf 0 gesetzt werden, um eine ganzheitliche Optimierung zu ermöglichen und Wohlfahrtseffekte nicht zu gefährden. Das wesentliche Instrument zur Lenkung der Netzanschlusskapazität sollte der regional differenzierte Baukostenzuschuss (BKZ) sein. Um die Wirtschaftlichkeit von Speichern nicht gänzlich zu gefährden ist eine Sonderbehandlung im Gegenzug für nachweislich netzdienliches Verhalten, wie im oben dargestellten RWE-Modell, notwendig.

4. **Finanzierungskomponente: Gestufte Arbeitspreise (AP1/AP2)**
   Kongruent zum Kapazitätspreis lehnen wir auch die gestuften, statischen Arbeitspreise als Finanzierungsfunktion ab. Sollte die BNetzA ihren Vorschlag dennoch umsetzen, bleibt festzustellen, dass die Parametrierung hier der zentrale Schlüssel ist. Keinesfalls sollte ein AP2 als echte Pönale wirken, die die Optimierung der bestellten Kapazität verhindert. Die Systematik gestufter Arbeitspreise bringt zudem die Nachteile starrer Arbeitspreise mit sich: der wirksame Spread wird geschmälert, die volkswirtschaftliche Verfügbarkeit der Speicher und ihr Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien gehen zurück. Die Abstufung wäre zudem ein Anreiz gegen den Einsatz der vollen Lade-/Pumpleistung.

5. **Speicherverluste als Grundlage zur Berechnung von Arbeitspreisen**
   Die BNetzA schlägt vor, den Arbeitspreis nur auf saldierte Mengen nach Wiedereinspeisung anzurechnen. Dies wäre auch für AP2 gerechtfertigt, da so nur die tatsächlich konsumierte Menge bepreist wird. Die gesamte Bezugsmenge zu bepreisen, würde Speicher diskriminieren und zu einer Doppelbepreisung der Strommengen führen. Dabei ist aber zu beachten, dass insbesondere bei Pumpspeichern aufgrund natürlicher Zu- und Abflüsse die direkte Messung der Verluste nur mit hohem Aufwand und Ungenauigkeiten möglich ist; deshalb ist die Differenzierung der Verluste für die abrechnungsrelevante Zuordnungen zu AP1 oder AP2 kaum praktikabel.

6. **Anreizkomponente: Dynamische Arbeitspreise für Speicher**
   Die Absicht der BNetzA, netzdienlichen Einsatz anzureizen, ist nachvollziehbar. Dynamische Arbeitspreise sind dafür jedoch nicht geeignet. Grundsätzlich ist die Effektivität dynamischer Netzentgelte zur Entlastung von Engpässen und Reduktion von Redispatch-Kosten bislang nicht empirisch belegt. In der von der BNetzA vorgesehenen Ausgestaltung mit Veröffentlichung des dynamischen Netzentgelts am Vortag kann allenfalls ein Effekt auf den allgemeinen Redispatch-Umfang erwartet werden. Zur Entlastung kurzfristiger Engpässe ist das Instrument hingegen ungeeignet, wie auch die NEON/Consentec-Studie vom 20.01.2026 darlegt. Die technische Einführung zeit- und ortsvariabler Entgelte über mehrere Netzebenen ist zudem äußerst komplex und bis 01.01.2029 realistisch kaum umsetzbar. Die technischen Voraussetzungen im Netz fehlen und Herausforderungen wie die Umsetzung von Redispatch 2.0. sind nicht abgeschlossen. Eine zielgenaue Parametrierung symmetrischer, vorzeichengerechter dynamischer Entgelte ist zudem kaum möglich, da Reaktionen der Netznutzer auf das berechnete Preissignal kaum vorherzusehen sind. Dies führt zu Ineffizienzen und steigenden Systemkosten. Standortgebundene Anlagen würden entsprechend der festgelegten Regionen der Preissignale kontinuierlich, aber unterschiedlich stark belastet, es entstünde örtliche Diskriminierung. Zudem führt die dynamische Komponente zu Unsicherheit im Stromhandel, etwa steigenden Preisen für Regelleistung. Alternative Instrumente wie marktlicher Redispatch sind besser geeignet, Redispatch-Kosten dauerhaft zu senken (siehe auch hierzu die RWE-Stellungnahme zum Orientierungspapier Dynamische Netzentgelte).

7. **Netzgekoppelte vs. Multi-Use Speicher**
   Eine klare Abgrenzung ist aus unserer Sicht nicht einfach möglich. Häufig bestehen weitere Anschlusskunden, und Pumpspeicher mit natürlichem Zulauf vereinen Speicher- und EE-Funktion. Eine Differenzierung der Netzentgelte nach Nutzungsart erscheint daher nicht möglich. Bei typischer Co-location (Wind/PV und BESS) muss sichergestellt werden, dass diese Anwendungen wirtschaftlich bleiben.

8. **Elektrolyseure**
   Auch Elektrolyseure sollen künftig in die Kostentragung einbezogen werden. Unabhängig von der Ausgestaltung ist ein Bestandsschutz für die 20-jährige Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure mit Inbetriebnahme vor August 2029 nach §118 Abs. 6 EnWG zwingend vorzusehen. Elektrolyseure erfüllen im Wesentlichen die Kriterien für Industriestromnetzentgelte und eine entsprechende Rabattierung. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Betriebsweise durch EU 2023/1184 (Delegierter Rechtsakt RFNBO) engen

Grenzen unterliegt. Unter diesen Besonderheiten ist eine Flexibilisierung für bestimmte Stunden pro Jahr für eine weitgehende Netzentgeltbefreiung möglich.

Antworten auf die im Orientierungspapier gestellten Fragen der BNetzA:

Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden? Sollte der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?

➔ Ein AP2 reduziert die Flexibilität des Speichers und sollte gar nicht angewendet werden. Wenn er zur Anwendung kommt, dann in möglichst geringem Umfang und nur auf Verluste des Speichers. Die oben beschriebenen Probleme hinsichtlich Messung und Zeitpunkt des Auftretens sind zu beachten.

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

➔ Unter der Annahme, dass die BNetzA ungeachtet der Kritik an dyn. Entgelten festhält und Entgelte mit Anreizfunktion so quantifiziert sind, dass ihre Höhe dem eingesparten Aufwand entspricht, spricht nichts gegen einen negativen Saldo.

➔ Allerdings lehnen wir einerseits dynamische Netzentgelte aus vorgenannten Erwägungen und andererseits einen uneingeschränkten Beitrag der Speicher zur Finanzierungskomponente grundsätzlich ab, da letztere die Wirtschaftlichkeit der Speicher gefährdet würde.

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

➔ Dynamische Netzentgelte sind, wie oben beschrieben, nicht geeignet. Sie müssten – wenn überhaupt – transparent in die Einsatzentscheidung einbezogen werden und daher:

- Mit genügend Vorlauf (vor der Regelleistungsauktion) bekannt und hinsichtlich ihrer Auswirkungen bewertbar sein
- IT-seitig implementiert / abrechenbar sein
- Entfallen, wenn die Einsatzentscheidung durch den Netzbetreiber getroffen wird (z.B. Abrufe von Sekundärregelleistung)

Unter welchen Voraussetzungen sehen Sie im Einsatz von Elektrolyseuren netzdienliche Vorteile?

➔ Elektrolyseure können je nach Einsatzprofil oder Standort systemdienlich wirken, Redispatchkosten und Kosten einer Blindleistungskompensation reduzieren und Netzausbau und damit Systemkosten reduzieren. Diesen systemischen Wert gilt es zu berücksichtigen und über eine entsprechend ausgestaltete Netzentgeltsystematik anzureizen. Dabei sind sowohl Standort als auch Betriebsweise relevant, wenngleich es zu berücksichtigen gilt, dass Elektrolyseure aufgrund regulatorischer Anforderungen (Delegierter Rechtsakt (EU) 2023/1184) in ihrer Betriebsweise eingeschränkt sind.

Welche Modifikationen der allgemeinen Netzentgeltsystematik könnten für Elektrolyseure gerechtfertigt werden?

➔ Elektrolyseure erfüllen die Kriterien eines industriellen Stromgroßverbrauchers und sollten daher – unter Berücksichtigung weiterer regulatorischer Anforderungen (Delegierter Rechtsakt (EU) 2023/1184) – unter die Industriestromnetzentgelte fallen.

Wäre es vorstellbar, aus Gründen der Gleichbehandlung mit elektrischen Speichern bei Elektrolyseuren eine virtuelle Saldierung der entnommenen Strommengen in Höhe des typischen Wirkungsgrades der Prozesskette von der Elektrolyse über die Speicherung bis zur Rückverstromung anzuwenden?

➔ Nein. Die BNetzA erkennt richtigerweise die Unterschiede von Speichern und Elektrolyseuren an, sodass diese Option nicht umsetzbar erscheint.