

» STELLUNGNAHME

zum Orientierungspapier „Speichernetzentgelte“ (Festlegungsverfahren AgNes)

Berlin, 06.03.2026

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.550 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit über 300.000 Beschäftigten wurden 2021 Umsatzerlöse von 141 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 17 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 60 Prozent, Wärme 88 Prozent, Trinkwasser 89 Prozent, Abwasser 45 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft entsorgt jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und hat seit 1990 rund 78 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau: 206 Unternehmen investieren pro Jahr über 822 Millionen Euro. Künftig wollen 80 Prozent der kommunalen Unternehmen den Mobilfunkunternehmen Anschlüsse für Antennen an ihr Glasfasernetz anbieten.

[Zahlen Daten Fakten 2023](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn nichts geschieht, wenn es nicht vor Ort passiert: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge. Unsere Positionen: www.vku.de

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin

Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

Der VKU ist mit einer Veröffentlichung der Stellungnahme einschließlich der personenbezogenen Daten einverstanden.

Einleitung

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen des AgNes-Festlegungsverfahrens Orientierungspunkte zur zukünftigen Ausgestaltung von Speichernetzentgelten veröffentlicht, um die Einbindung von Stromspeichern in die allgemeine Netzentgeltsystematik vorzubereiten. Mit diesen Überlegungen greift die Behörde den grundsätzlichen Ansatz des VKU aus der vorherigen Stellungnahme auf, wonach Speicher – einschließlich Elektrolyseuren, Power-to-Heat-Anlagen und vergleichbaren Technologien – sich künftig an den Netzkosten beteiligen sollen. Gleichzeitig zeigt sich jedoch, dass das vorgeschlagene Modell trotz dieser Annäherung weiterhin hinter den Kernzielen der Netzentgeltreform zurückbleibt: Die konsequente Ausrichtung auf Netzdienlichkeit, die Aktivierung dezentraler Flexibilität sowie eine systemisch klare und kostenreflexive Allokation von Netzkosten werden aus Sicht des VKU nicht hinreichend erreicht.

Im konsultierten Dokument wird erstmals auf die Absicht der BNetzA hingewiesen, die vollständige Netzentgeltbefreiung für Speicheranlagen zu einem bestimmten Stichtag auch für bereits an das Stromversorgungsnetz angeschlossene Speicheranlagen zu beschränken bzw. entfallen zu lassen. Dies würde für Letztere einer Verkürzung der gesetzlich vorgesehenen Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG darstellen. Hierdurch würden die in der Vergangenheit in Vertrauen auf die Netzentgeltbefreiung getätigten und nicht unerheblichen Investitionen in Speicheranlagen rückwirkend - und ohne jedwede Gegensteuermöglichkeit - entwertet. Eine Refinanzierung der Investitionskosten wäre folglich in der eingeplanten Zeit nicht mehr möglich. Die Abschaffung der Netzentgeltbefreiung für Bestandsanlagen dürfte demnach eine echte Rückwirkung darstellen.

Selbst wenn man eine unechte Rückwirkung unterstellen würde, greift der Hinweis der BNetzA auf die EuGH-Entscheidung zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde sowie auf die Regelung des § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG und die damit verbundene „Erschütterung des Vertrauens“ in die Fortgeltung der Netzentgeltbefreiung zu kurz. Dies lässt unberücksichtigt, dass gleichzeitig mit § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG auch eine Erweiterung des zeitlichen Anwendungsbereichs in § 118 Abs. 1 Satz 1 EnWG erfolgte. Es handelt sich demnach um „gegenläufige“ Änderungen, welche die Erschütterung des Vertrauens in den Fortbestand der Netzentgeltbefreiung zumindest relativieren dürften. Der Verweis auf die Abweichungsbefugnis der BNetzA ist nicht ausreichend, um eine rückwirkende Abschaffung der Netzentgeltbefreiung ab 2029 zu rechtfertigen, zumal diese ja sowohl Verschärfungen als auch Erweiterungen des Anwendungsbereichs des § 118 Abs. 6 EnWG zulässt.

Um die Verhältnismäßigkeit des geplanten Eingriffs der BNetzA zu gewährleisten, ist es daher umso wichtiger, dass neue Regelungen frühzeitig angekündigt und mit ausreichenden Übergangsfristen versehen werden. Um die Verhältnismäßigkeit des durch die BNetzA geplanten Eingriffs zu wahren, müssen angemessene Übergangsregelungen die Refinanzierung der im berechtigten Vertrauen auf die Netzentgeltbefreiung getätigten Investitionen oder eine entsprechende Entschädigung vorsehen.

Unabhängig von der verfassungsrechtlichen Bewertung steht die geplante Abschaffung der Netzentgeltbefreiung für Speicheranlagen im Widerspruch zu den politischen Zielset-

zungen der vergangenen Jahre, in denen Speicher als Infrastruktur von überragendem öffentlichem Interesse eingestuft und ausdrücklich politisch befördert wurden. An der vorstehend erwähnten im November 2023 vorgenommenen Erweiterung des zeitlichen Anwendungsbereichs des § 118 Abs. 6 EnWG um drei Jahre (auf den 4. August 2029) mit dem Ziel, Investitionen zu priorisieren und den Hochlauf der Speicher zu ermöglichen, haben sich viele Unternehmen orientiert. Eine faktisch gesehen rückwirkende Abschaffung der Netzentgeltbefreiung würde diese wichtigen gesetzgeberischen Signale entwerten und grundlegendes Vertrauen in verlässliche politische Rahmenbedingungen unterminieren. Der Vertrauensschutz würde hierdurch nachhaltig zerstört.

Rückwirkende oder kurzfristige regulatorische Änderungen führen unmittelbar zu ökonomischer und planerischer Unsicherheit. Investitionsentscheidungen für Großspeicher werden nicht kurz vor der Inbetriebnahme getroffen, sondern Jahre im Voraus. Werden die gesetzlich gesetzten Investitionsanreize nachträglich infrage gestellt, entstehen erhebliche wirtschaftliche Unsicherheiten, die die Projektrealisierung vollständig gefährden können. Kapitalintensive Speicherprojekte reagieren empfindlich auf regulatorische Eingriffe. Eine abrupte, zusätzliche finanzielle Belastung kann die Wirtschaftlichkeit nicht nur beeinträchtigen, sondern vollständig kippen. Es geht dementsprechend nicht um eine schrittweise Reduzierung von Margen, sondern um die Frage, ob ein Projekt unter diesen Bedingungen überhaupt noch realisierbar ist.

Allein die Ankündigung der BNetzA, von ihrer Abweichungskompetenz Gebrauch machen zu wollen, setzt bestehende Stichtagslogiken faktisch außer Kraft und führt bereits heute zu Investitionszurückhaltung und im schlimmsten Fall zu „Stranded“ Investments. Zentral ist daher eine schnelle Klarstellung, wie eine sinnvolle und verhältnismäßige Regelung für die Einbeziehung von Netzentgelten in verschiedene Speicherprojekte geregelt wird, ansonsten droht das Szenario, dass in den nächsten Monaten keine weiteren Projektentwicklungen stattfinden, die Projekte wären on hold gesetzt.

Hinzu kommt, dass selbst auf Seiten der Netzbetreiber erhebliche Zweifel bestehen, ob die im Rahmen von AgNes diskutierten neuen Netzentgeltmodelle kurzfristig, flächendeckend und belastbar umsetzbar sind. Diese Einschätzung wurde auch in den bisherigen Fachdialogen und Workshops deutlich. Wenn aber sowohl Investoren als auch Netzbetreiber vor erheblichen Umsetzungsunsicherheiten stehen, spricht das zusätzlich gegen eine Anwendung neuer Entgeltsysteme.

Um Investitionssicherheit und politische Verlässlichkeit zu gewährleisten, ist eine klare Übergangsregelung zu einem neuen Netzentgeltsystem erforderlich, die weit fortgeschrittene Projekte schützt. Eine rückwirkende Einführung von Netzentgelten würde nicht nur Investitionen in Speicher riskieren. Sie wäre ein Einstieg in eine Entwicklung, die grundlegende Investitionsentscheidungen der Energiewende infrage stellt. Die Bundesnetzagentur hat mit ihrer Positionierung bereits große Unsicherheit ausgelöst und erheblich Vertrauen beschädigt. Wenn auf geltende Gesetze kein Verlass ist, sind Investitionen unsicher und werden nicht getätigt. Daher muss nach Auffassung des VKU auch im AgNes-Prozess verlässliches Gesamtbild bestehen, in dem man auf die gültige Gesetzeslage vertrauen kann.

4. Sachstand der Überlegungen zu SpeicherNE

Der VKU lehnt die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Ausgestaltung der dynamischen Komponente in ihrer derzeitigen Form ab. Diese Ablehnung erstreckt sich uneingeschränkt auch auf eine analoge Anwendung des Modells auf potenzielle Speichernetzentgelte. Die mit dem Modell verbundenen strukturellen und prozessualen Herausforderungen bestehen in gleicher Weise und würden im Bereich der Speicher sogar noch verstärkt zum Tragen kommen.

Aus Sicht der kommunalen Unternehmen wären dynamische Speichernetzentgelte nach dem von der BNetzA intendierten Mechanismus mit einem erheblichen administrativen Mehraufwand verbunden – sowohl für Netzbetreiber als auch für Anlagenbetreiber. Das Modell würde komplexe Datenerhebungen, kurzfristige Prognosen, umfangreiche IT-Anpassungen und fortlaufende bilanzielle Abgrenzungen erfordern. Der systemische Nutzen der vorgesehenen Aufwendungen ist bislang nicht hinreichend dargelegt. Aus Sicht des VKU bleibt offen, inwieweit die Maßnahmen einen messbaren Mehrwert für das Gesamtsystem entfalten und wie dieser Nutzen in Relation zu den entstehenden Kosten steht.

Der VKU empfiehlt daher dringend, bereits in der laufenden Konzeptionsphase eine vertiefte und transparente Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen.

Insbesondere wird aus der Praxisperspektive der Netzbetreiber im VKU der behauptete Steuerungs- bzw. Lenkungseffekt durch kurzfristig dynamisierte Netzentgeltanteile als gering eingeschätzt. Folgt man dem Sachstand des Orientierungspapiers zu dynamischen Netzentgelten in Ziffer 5, wonach “möglichst keine Überreaktionen hervorgerufen werden sollen, damit Flexibilität nicht unnötig stark netzorientiert eingesetzt und damit dem Markt entzogen wird” und den Ausführungen im Workshop vom 30.01.2026 wird deutlich, dass auch durch die BNetzA ohnehin keine nennenswerte Hebelwirkung durch Netzentgelte erwartet wird. Speicher reagieren aufgrund ihrer Betriebslogiken ohnehin primär preis- bzw. systemorientiert; eine zusätzliche netzentgeltseitige Dynamisierung schafft daher keinen substantziellen Mehrwert, erhöht jedoch die Komplexität erheblich.

Gegenstand der Ablehnung ist das konkrete Modell der BNetzA – nicht jedoch die grundsätzliche Notwendigkeit einer wirksamen Anreizfunktion. Der VKU erkennt ausdrücklich an, dass für Speicher eine tarifliche Ausgestaltung sinnvoll sein kann, die netzdienliches Verhalten unterstützt, Lastspitzen reduziert und die Systemeffizienz fördert. Voraussetzung hierfür ist jedoch ein praxisnahes, einfach handhabbares und verursachungsgerechtes Modell, das den besonderen Betriebscharakteristika von Speichern Rechnung trägt und die Netzbetreiber nicht mit unverhältnismäßigen Implementierungs- und Betriebsaufwänden belastet.

Aus Sicht des VKU ist es unstrittig, dass auch Speicher an den Netzkosten beteiligt werden sollen; zugleich kann ihr Netzentgelt bei netzdienlicher Betriebsweise aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften deutlich reduziert werden. Da in der aktuellen Systematik Netzentgelte für Netzentnahme berechnet werden, schlägt der VKU vor, dieses Verständnis aus Vereinheitlichungsgründen auch auf Speicher anzuwenden. Es müsste geklärt werden, für welche Dimension bzw. Größe der Speicher Netzentgelte anzuwenden wären. Der VKU

empfiehlt hierzu, das Augenmerk auf Speicher oberhalb der Niederspannung zu richten. Kleine Speicher in der Niederspannung sind meist eigenverbrauchsgetrieben und daher i.d.R. nicht netzdienlich.

Für Speicher existieren mehrere Möglichkeiten zum netzdienlichen Verhalten: bspw. Ausrichtung des Speicherbetriebs an der Netzbelastung, Bereitstellung von gesicherter Kapazität oder Abschaltung im Falle netzkritischer Netzzustände. Es können Vereinbarungen ("FCAs") abgeschlossen werden, die verschiedene Abstufungen netzdienlichen Verhaltens der Speicher mit einer entsprechend gestuften Reduktion z. B. von Baukostenzuschüssen koppeln. Möglich wären u. a. Vorab-Bestimmung von Zeitfenstern, bei denen Speicher entweder Strom beziehen oder diesen einspeisen. Denkbar sind auch Reaktionen auf Weisung des Anschlussnetzbetreibers oder direkte (dauerhafte) Steuerung durch den Anschlussnetzbetreiber.

Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass Flexible Connection Agreements (FCA) in der aktuellen Situation beschränkter Netzkapazitäten eine zentrale Voraussetzung dafür darstellen, dass Speicheranlagen überhaupt ans Netz angeschlossen werden können. Ohne die Möglichkeit, über FCA netzbedingte Leistungsbegrenzungen zu vereinbaren, wären zahlreiche Speicherprojekte unter den derzeitigen Netzrestriktionen schlicht nicht realisierbar. In vielen Fällen wäre ein Netzanschluss ohne FCA entweder technisch unmöglich oder nur mit erheblichen, zeitlich nicht darstellbaren Netzausbauinvestitionen erreichbar gewesen. FCA ermöglichen den Hochlauf von Speicherkapazitäten trotz bestehender Anschlussengpässe und gleichzeitig die Netzsicherheit zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund erscheint es folgerichtig, dass der AgNes-Prozess das Ziel verfolgen sollte, die Standardregelungen zu FCA bundesweit zu vereinheitlichen. Eine harmonisierte Ausgestaltung würde den Anschlussprozesse für Netzbetreiber vereinfachen und zum Beschleunigungsfaktor beitragen. Zudem würden klare, einheitliche Standards den administrativen Aufwand reduzieren und Auslegungsspielräume begrenzen, die bislang zu regional divergierenden Verfahren führen. Aus VKU-Sicht sollte die Vereinheitlichung der FCA-Regelungen deshalb zu den weiteren wichtigen Zielen des AgNes-Prozesses gehören.

Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion

Netzgekoppelte Speicher

Eine Beteiligung von Speichern an den Netzkosten sollte über das Entgelt mit Finanzierungsfunktion erfolgen. Da das bisher geplante Buchungsmodell für Kapazitätspreise kombiniert mit statischen Arbeitspreisen zu hohe Verzerrungen aufweist, sprechen wir uns gegen dieses Modell aus. Wir befürworten für alle Abnahmestellen oberhalb der Niederspannung einen Kapazitätspreis auf Grundlage der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität sowie für alle anderen Kunden aus Vereinfachungsgründen differenzierte Grundpreise. Für Speicher sollte in jedem Fall ein Kapazitätspreis, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität gelten, auch wenn für andere Netznutzer oberhalb der Niederspannung am Kapazitätsbuchungssystem festgehalten würde. Damit

könnte auf die aufwändige „Saldierung“ für Speicher verzichtet werden. Um die besondere Situation von Speichern zu berücksichtigen, würde ein reduzierter Kapazitätspreis ausreichen.

Falls ein reduzierter Kapazitätspreis aus Sicht des Diskriminierungsverbots von der BNetzA kritisch gesehen wird, lässt sich aus Sicht des VKU dem entgegen, dass eine Mindestkapazität und der Entfall des Arbeitspreises (vorgeschlagene Modifikation für Speicher) ebenfalls eine Abweichung vom Grundmodell darstellen und damit in gleicher Weise ein reduzierter Finanzierungsbeitrag erfolgt.

Der VKU teilt die Einschätzung, dass, sofern es zur Einführung von Einspeiseentgelten mit Finanzierungsfunktion kommt, Speicher nicht doppelt an der Netzfinanzierung beteiligt werden sollten.

Multi-Use Speicher

Multi-Use-Speicher sollten nicht separat mit Netzentgelten belegt werden, sondern die Anschlussstelle als solche. Dadurch können Abgrenzungsprobleme vermieden werden und es ist keine besondere Modifikation des Grundmodells wie bei den netzgekoppelten Speichern erforderlich. Das alleinige Vorhandensein eines Speichers sollte zu keiner Besserstellung des Kunden in Bezug auf dessen Finanzierungsbeitrag führen.

Für Niederspannungskunden unter 100.000 kWh, für die der VKU differenzierte Grundpreise vorschlägt, wäre eine Einstufung von Co-Location Speicher als netzgekoppelte Speicher grundsätzlich nicht sinnvoll, weil bei diesen das Kapazitätsbuchungssystem ebenfalls nicht angewendet wird.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Wir unterstützen die Einschätzung der BNetzA, dass die Netzentgeltregelungen für Speicher – vor allem zur Komponente mit Anreizfunktion – für alle Arten von Speichern in gleicher Weise gelten sollten. Eine Betätigung von Speichern an den Stromhandelsmärkten und den Märkten für Regelenergie sollte unter ungleichen Voraussetzungen im Hinblick auf die Netzentgelte möglich sein.

Falls die neue Netzentgeltsystematik in diesem Fall eine Opt-in-Option vorsehen würde, würde sich „der Markt“ bei entsprechend attraktiven Anreizen für netzdienliches Verhalten für diese Lösung entscheiden, so dass die Notwendigkeit einer Diskussion über unechte Rückwirkung entfallen könnte.

5. Baukostenzuschüsse

Der VKU sieht es als sachgerecht an, dass Speicher weiterhin Baukostenzuschüsse zahlen sollen, die sich nach der Anschlusskapazität richten. Dabei sollte eine Reduzierungsmöglichkeit eingeräumt werden, wenn die Speicherbetreiber im Gegenzug einen FCA mit dem

Netzbetreiber abgeschlossen haben. Das wäre ein sinnvoller Beitrag zum einen, um Speicher schneller an das Netz anschließen zu können und zum anderen, um Sicherheit für die Netzplanung zu erhalten.

6. Elektrolyseure

Für die Finanzierungskomponente wäre die Einführung von Kapazitätspreisen für Elektrolyseure, bemessen an der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität, eine sinnvolle Option. Das vereinfacht die Sonderbehandlung von Stromspeichern und Elektrolyseuren, die mit einem reduzierten Kapazitätspreis beaufschlagt werden könnten. Damit könnten, anders als bisher von der BNetzA angedacht, Elektrolyseure und Speicher gleichbehandelt werden. Es sollte hierbei die besondere Rolle der Elektrolyseure berücksichtigt werden, die aufgrund der EU-Rechtsvorgaben überschüssigen EE-Strom nutzen und somit zur Entlastung der Netze beitragen können.

Der regulatorische Rahmen auf europäischer und nationaler Ebene stellt bereits heute eine erhebliche Belastung für die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffprojekten dar und trägt somit maßgeblich zur derzeit ausbleibenden Hochlaufdynamik bei.

Die angedachte Anreizkomponente, ist mit der Herstellung von grünem Wasserstoff nach RFNBO-Kriterien nicht vereinbar. Der delegierte Rechtsakt zur Erneuerbaren-Energien-Richtlinie definiert hier strikte Kriterien, die der Gesetzgeber bereits im Hinblick auf die Systemdienlichkeit formuliert hat. Der systemdienliche Betrieb ist daher bereits im notwendigen Umfang sichergestellt, weitere zeitliche regulatorische Signale – wie dynamische Netzentgelte – können im Betrieb nicht sinnvoll berücksichtigt werden und bilden ein schwer prognostizierbares finanzielles Risiko für die Anlagenbetreiber.

Ein Finanzierungsentgelt, beispielsweise in Form eines Baukostenzuschusses, führt ebenfalls zu höheren Wasserstoffgestehungskosten.

Die aktuellen Äußerungen der Bundesnetzagentur erweitern diese Unsicherheit auch auf Anlagen, die sich bereits im Bau befinden. Dies betrifft insbesondere die von der EU-Kommission notifizierte IPCEI-Projekte, die bereits eine nationale Förderung erhalten haben und ihre Wirtschaftlichkeitsrechnung auf der gesetzlichen Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG stützen.

Für diese bereits in der Umsetzung befindlichen Projekte muss der Vertrauensschutz uneingeschränkt gelten. Der Gesetzgeber hatte sich ausdrücklich für eine Verlängerung der Netzentgeltbefreiung um die drei Jahre, die die EU für die beihilferechtliche Prüfung verwendet hat, von 2026 auf Ende 2029 entschieden. Für die Planungs- und Investitionssicherheit beim Wasserstoffhochlauf ist der Vertrauensschutz auf den Bestand gesetzlich festgelegter Regelungen elementar.

Die zukünftige Netzentgeltsystematik sollte darauf ausgerichtet sein, die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren weiter auszuschöpfen. Dies gelingt insbesondere durch gezielte Anreize für eine netzdienliche Standortwahl von Elektrolyseuren. Als Standortfaktor für

eine Netzentgeltbefreiung bieten sich die von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesenen §13k-EnWG-Entlastungsregionen als geeigneter Referenzmaßstab an.

Ansprechpartner:

Bereich Netzwirtschaft

Victor Fröse

Tel: +49 30 58580-195

Mobil: +49 170 8580195

froese@vku.de