Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Speichernetzentgelte der Bundesnetzagentur

Az. GBK-25-01-1#3

Februar 2026

Allgemeines

Stromspeicher spielen im Stromsystem eine zentrale Rolle, weil sie zwei der größten Herausforderungen der Energiewende adressieren: die steigende Netzbelastung und die hohe Volatilität erneuerbarer Energien. Speicher können überschüssigen Strom aufnehmen, wenn viel Erzeugung vorhanden ist, und ihn zu Zeiten geringer Einspeisung wieder abgeben. Bei entsprechender Fahrweise gleichen sie Schwankungen aus und erhöhen die Versorgungssicherheit. Gleichzeitig entlasten sie die Netze: Indem sie lokal Strom zwischenspeichern und zeitversetzt einspeisen, reduzieren sie Lastspitzen und vermeiden Netzengpässe sowie kostspielige Abregelungen erneuerbarer Anlagen. Dadurch sinkt der Bedarf an Netzausbau und das Stromsystem wird insgesamt effizienter und stabiler.

Es ist nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur in der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik ein besonderes Augenmerk auf Speicher legt, da es sich weder um klassische Erzeuger noch um reine Verbraucher handelt – vielmehr nehmen Speicher eine eigenständige Rolle ein, die bislang in der Regulatorik nicht ausreichend abgebildet ist. Neue regulatorische Eingriffe sollten aus Sicht von Uniper allerdings immer im Kontext bereits existierender regulatorischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen betrachtet werden. Dabei ist insbesondere zwischen Batterie- und Pumpspeichern zu unterscheiden.

Elektrolyseure zur Erzeugung von grünem Wasserstoff werden in der heutigen Regulatorik (Energiewirtschaftsgesetz) ähnlich wie Speicher behandelt. Dies wird ihrer speziellen, sektorkoppelnden Rolle im Energiesystem jedoch nicht gerecht: Elektrolyseure entlasten nicht nur das Stromsystem sondern erzeugen zugleich dringend benötigten grünen Wasserstoff – und stärken damit die Resilienz des Energiesystems insgesamt. Aufgrund dieser speziellen Rolle können Elektrolyseure mit Blick auf Netzentgelte nicht wie Verbraucher oder Speicher behandelt werden. Vielmehr braucht es einen eigenständigen Regulierungsansatz, der europäische Vorgaben und die spezielle Bedeutung des Wasserstoffhochlaufs für die deutsche Energieversorgung berücksichtigt.

Netzentgelte für Speicher

Vertrauensschutz für Bestandsanlagen und laufende Projekte würdigen

Die Bundesnetzagentur verfolgt in der Netzentgeltbehandlung von Speichern einen klaren Paradigmenwechsel. Die bislang geltende gesetzliche Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG sowie individuelle Netzentgelte gemäß § 19 StromNEV werden als unvereinbar mit dem Europarecht gesehen und sollen durch eine dauerhafte Einbindung von Speichern in die Netzkostenfinanzierung abgelöst werden. Sogar der Vertrauensschutz für Bestandsanlagen wird infrage gestellt, sodass bisherige Netzentgeltbefreiungen nach § 118 Abs. 6 EnWG zum Außerkrafttreten der StromNEV zum 01.01.2029 oder bereits früher auslaufen könnten. Sogar ein rückwirkendes Auslaufen zum September 2021 oder zum Dezember 2023 sei denkbar.

Aus Sicht von Uniper ist die Wahrung des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen, denen auf Grundlage von § 118 Abs. 6 EnWG eine zeitlich befristete Netzentgeltbefreiung von zehn bzw. zwanzig Jahren gewährt wurde, zwingend erforderlich. Eine vorzeitige Beendigung dieser gesetzlich vorgesehenen Befreiungen durch regulatorische Festlegungen der Bundesnetzagentur würde die berechtigten Erwartungen der Betreiber unterlaufen und die Investitionssicherheit nachhaltig beeinträchtigen.

Die Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG stellt keine freiwillige oder widerrufliche Fördermaßnahme dar, sondern eine ausdrücklich gesetzlich normierte Übergangsregelung. Der Gesetzgeber hat den Befreiungszeitraum bewusst klar definiert, um Planungssicherheit für kapitalintensive Speicherinvestitionen zu schaffen. Auf dieser Grundlage wurden verbindliche Investitions- und Finanzierungsentscheidungen getroffen. Eine nachträgliche Verkürzung der Befreiungsdauer würde in bestehende Vermögenspositionen eingreifen und den verfassungsrechtlich geschützten Grundsatz des Vertrauensschutzes verletzen.

Auch ordnungspolitisch ist eine vorzeitige Beendigung der Netzentgeltbefreiung problematisch. Speicherinvestitionen sind durch hohe Anfangsinvestitionen und lange Amortisationszeiträume gekennzeichnet – bei Pumpspeicherkraftwerken liegt ein typischer Investitionszyklus bei 40 Jahren. Wenn selbst gesetzlich vorgesehene Befreiungszeiträume nachträglich relativiert werden, erhöht dies die regulatorische Unsicherheit und wirkt sich negativ auf zukünftige Investitionsentscheidungen aus.

Schließlich ist festzuhalten, dass die fortgeltende Netzentgeltbefreiung für Bestandsanlagen keine dauerhafte Wettbewerbsverzerrung darstellt. Sie ist zeitlich begrenzt, auslaufend und betrifft ausschließlich Anlagen, die unter einem anderen regulatorischen Rahmen errichtet wurden. Neue Speicherprojekte können ihre Investitionsentscheidungen bereits an den absehbaren zukünftigen Netzentgeltregelungen ausrichten.

→ Netzentgeltbefreiungen für Bestandsanlagen und (Pump-) Speicher, die bis zum August 2029 in Betrieb gehen, sollten uneingeschränkt bis zum gesetzlich vorgesehenen Ablauf fortgeführt werden. Andernfalls droht nicht nur die Gefahr von Stranded Assets, da Anlagen unter die Wirtschaftlichkeitsschwelle fallen, sondern es sind insbesondere auch negative Auswirkungen für die System- und Netzstabilität zu erwarten. Eine vorzeitige Beendigung durch regulatorische Festlegungen sollte ausdrücklich ausgeschlossen werden.

Dynamische Speichernetzentgelte müssen netz- und systemdienliches Verhalten insgesamt belohnen – Fokus auf Engpässe greift zu kurz

Die Bundesnetzagentur unterscheidet bei der künftigen Netzentgeltbehandlung von Speichern zwischen einer Finanzierungs- und einer Anreizkomponente. Die Finanzierungskomponente dient der Deckung der Netzkosten. Sie besteht wie im Grundmodell aus einer kapazitätsbasierten Komponente, die sich an einer vom Betreiber gebuchten Kapazität orientiert, und zwei Arbeitspreisen (AP1 für Mengen innerhalb der gewählten Kapazität und AP2 für Mengen darüber). Dabei soll eine Doppelbelastung vermieden werden: Arbeitspreise werden nicht auf jede Entnahme und Einspeisung erhoben, sondern nach Saldierung nur auf den Netto-Bezug – faktisch die Speicherverluste.

Die Anreizkomponente verfolgt demgegenüber explizit das Ziel, netzdienliches Speicherverhalten zu fördern, und soll über dynamische Arbeitspreise umgesetzt werden. Diese sollen symmetrisch ausgestaltet sein, d. h. sie können sowohl positiv (Kostenbelastung) als auch negativ (Kostenentlastung) ausfallen. Die Bundesnetzagentur deutet an, dass dynamische Arbeitspreise ausschließlich in Netzengpasssituationen erhoben werden sollen – und damit zeitlich und lokal begrenzt sind. Zudem soll im Gegensatz zur Finanzierungskomponente sowohl der Bezug als auch die Einspeisung bepreist werden, wodurch standortbedingte Benachteiligungen vermieden werden sollen. Durch eine

Saldierung von Finanzierungs- und Anreizkomponente soll ein Netzentgelt auch bei ≤ 0 liegen können.

Uniper begrüßt den grundsätzlichen Ansatz der Bundesnetzagentur, einer doppelten Belastung von Arbeit für die Ein- und Ausspeicherung entgegenzuwirken. Allerdings muss darauf hingewiesen werden, dass die Speicherverluste bei Pumpspeicherkraftwerken und Langfristspeichern (Flow-Batterien) in der Regel deutlich höher als bei kurzfristigen Batteriespeichern sind. Daher würden Arbeitspreise für den Netto-Verbrauch nach Saldierung / Speicherverluste diese Anlagen in signifikanter Weise schlechterstellen. Vor diesem Hintergrund sind Arbeitspreise innerhalb der Finanzierungskomponente abzulehnen. Auch der Kapazitätspreis ist entsprechend abzulehnen, da er im Modell der Bundesnetzagentur nur im Zusammenspiel mit dem Arbeitspreis seine Wirkung entfaltet.

Der Vorschlag der Bundesnetzagentur, über eine Anreizkomponente dynamische Arbeitspreise einzuführen, die durch eine vorzeichengerechte und symmetrische Ausgestaltung eine netzdienliche Speicherfahrweise anreizen, scheint aus Sicht des Stromnetzsystems zunächst plausibel zu sein. Wenn die dynamischen Netzentgelte allerdings erst viertelstundenscharf vor der Day-Ahead-Auktion bekanntgegeben werden, wie von der Bundesnetzagentur angedeutet, ergeben sich negative Auswirkungen auf den Strommarkt. So würde das Hedging von Pumpspeicherkraftwerken im Terminmarkt grundsätzlich erschwert, da im Day-Ahead-Markt kommunizierte dynamische Netzentgelte nicht zuverlässig eingepreist werden können. Gleiches gilt für konventionelle Kraftwerke, für die die Bundesnetzagentur einen ähnlichen Mechanismus plant. Aufgrund dieser Planungsunsicherheit hält es Uniper daher für sehr wahrscheinlich, dass das Volumen von preislicher Absicherung insgesamt abnimmt und damit auch die Liquidität in Terminmärkten. Zudem verteuern dynamische Netzentgelte Regelleistung, da das Netzentgelt für die Wiederbefüllungskosten des Beckens eines Pumpspeicherkraftwerkes zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion nicht bekannt und somit auch nicht preislich absicherbar ist.

Aus Sicht von Uniper sollten dynamische Netzentgelte, sofern sie trotz der Risiken für den Strommarkt eingeführt werden, nicht ausschließlich als punktuelles Instrument zur Vermeidung von Redispatch verstanden werden, sondern netzdienliches Verhalten insgesamt anreizen. Insbesondere Pumpspeicherkraftwerke wirken durch ihre „atypische“ Fahrweise bereits heute system- und netzdienlich, da eine Netzentgeltbefreiung oder -reduktion voraussetzt, dass der Höchstlastbeitrag der Anlagen erheblich von der Jahreshöchstlast der Netz- oder Umspannebene abweicht (vgl. § 118 Abs. 6 S. 4–5 EnWG sowie § 19 Abs. 2 StromNEV). Pumpspeicherkraftwerke, die unter diesen Voraussetzungen marktbasierte Arbitrage und Systemdienstleistungen erbringen, leisten damit schon heute einen wesentlichen Beitrag zur Netzoptimierung, unabhängig davon, ob sie unmittelbar der Behebung eines konkreten Engpasses dienen. Diese Leistungen sollten daher explizit als netzdienlich anerkannt und auch weiterhin netzentgeltlich incentiviert werden. Falls sich dies über eine Dynamisierung der Netzentgelte zunächst nicht adäquat abbilden lässt, sollten in einer Übergangsphase zumindest die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke bei atypischer Fahrweise auch weiterhin signifikante Netzentgeltreduktionen erhalten. Dies ließe sich beispielsweise über die Einführung zeitvariabler Netzentgelte erreichen, in Analogie zur bewährten Praxis nach §19 StromNEV. Anstatt dabei wie heute auf starre, quartalsweise festgelegte Hochlastzeitfenster zu setzen, sollte die Kommunikation der zeitvariablen Netzentgelte kurzfristig im Day-Ahead-Markt erfolgen (z. B. D-2), um insbesondere in den Herbst- und Wintermonaten das Einspeichern während PV-Spitzen und Starkwindphasen zu ermöglichen.

→ Dynamische Netzentgelte müssen aufgrund der negativen Auswirkungen auf den Strommarkt kritisch geprüft werden und sollten, sofern sie dennoch eingeführt werden, netzdienliches Verhalten insgesamt incentivieren und nicht auf einzelne Engpasssituationen im Übertragungsnetz beschränkt sein. Nur so entstehen konsistente Preissignale, die Speicherfahrweisen langfristig an einer effizienten, netzdienlichen Nutzung ausrichten und die Rolle von Speichern bei der Reduktion von Netzkosten und der Stabilisierung des Stromsystems vollständig abbilden. Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke sollte in Analogie zur in § 118 Abs. 6 S. 4–5 EnWG angelegten Atypik alternativ die Einführung eines zeitvariablen Netzentgelts geprüft werden, um einen regulatorischen Fadenriss zu verhindern und auch weiterhin netzdienliches Verhalten sicherzustellen.

Regulatorische Maßnahmen aufeinander abstimmen und auf Wirksamkeit hin untersuchen

Die Einbeziehung von Speichern in die allgemeine Netzentgeltsystematik ist nur eine von vielen regulatorischen Maßnahmen, die derzeit seitens der Bundesregierung, der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber geplant sind oder öffentlich eingefordert werden. Dazu zählen neben Baukostenzuschüssen zur Netzfinanzierung auch Änderungen im Strommarktdesign, wie etwa netzbetreiberseitige Eingriffe in den Dispatch von Speichern über flexible Netzanschlussverträge oder andere „Central Dispatch“-Elemente (vgl. die Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber auf dem Strommarktforum 2025).

Aus Sicht von Uniper muss vermieden werden, dass durch aufeinander unabgestimmte Maßnahmen ein regulatorischer „Overkill“ stattfindet, der die Wirtschaftlichkeit von bestehenden Speicheranlagen und Neubauprojekten gefährdet. Die Bundesnetzagentur sollte daher eingehend prüfen, wie sich dynamische Speicherentgelte in Kombination mit den anderen diskutierten Maßnahmen auswirken und die Ergebnisse für eine bessere Nachvollziehbarkeit vor Veröffentlichung des Festlegungsentwurfes öffentlich verfügbar machen.

→ Die Bundesnetzagentur muss sicherstellen, dass die im Orientierungspapier vorgesehenen Maßnahmen für Speicher in Kombination mit anderen zur Diskussion stehenden Instrumenten nicht zu Überregulierung und Attentismus führen.

Netzentgelte für Elektrolyseure

Elektrolyseure als Flexibilität im klimaneutralen Energiesystem

Um die Ziele der Energiewende und wirtschaftlichen Transformation zur Klimaneutralität zu erreichen, braucht es im großen Umfang den Ausbau von Elektrolyseuren. Laut Szenariorahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans (NEP) sind bis zu 70 GW installierte Leistung im Jahr 2045 vorgesehen. Im kürzlich erschienenen Monitoring-Bericht, der bereits einen verzögerten Hochlauf des Wasserstoffsektors berücksichtigt, sind mindestens 40 GW

prognostiziert. Anders als viele andere Stromverbraucher zeichnen sich Elektrolyseure durch ihre Flexibilität aus. Heimische Elektrolyseure ermöglichen die systemdienliche Integration von Elektronen und Molekülen. In einem klimaneutralen Stromsystem werden die installierten Erzeugungskapazitäten die vorhandene Last deutlich übertreffen. Laut NEP Szenariorahmen soll im deutschen Stromsystem bis 2045 eine volatile erneuerbare Erzeugungskapazität bis zu 685 GW installiert sein. Das Übertragungsnetz hat derzeit eine Jahreshöchstlast von 80 GW. Daher ist die Integration flexibler Technologien unabdingbar.

Elektrolyseure können – anders als beispielsweise Batteriespeicher, die nur kurzfristige Schwankungen ausgleichen – Strom in Wasserstoff umwandeln, der anschließend einfach zu transportieren ist und langfristig in unterirdischen Kavernen gespeichert werden kann. Der regulatorische Rahmen enthält aktuell strenge Vorgaben für die Erzeugung von erneuerbarem (RFNBO) und kohlenstoffarmem (LCH) Wasserstoff, z. B. durch stundenscharfe Regelungen für den Strombezug. Regionale Anreize werden nicht gesetzt, da die Vorgaben keine Unterschiede, wie Preise und Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone, berücksichtigen. Es ist daher wichtig, diese Anreize über die Netzentgeltregulierung gezielt zu stärken, um das deutsche Stromsystem optimal zu unterstützen.

Stromnetzentgeltbefreiung von Elektrolyseuren – europäischen Kontext berücksichtigen

Nach § 118 Abs. 6 EnWG gilt für Anlagen, die bis zum 4. August 2029 in Betrieb gehen, eine Befreiung von den Netzentgelten über eine Laufzeit von 20 Jahren. Anlagen, die nach diesem Stichtag in Betrieb gehen, werden nach aktueller Gesetzeslage nicht befreit. Der Wegfall der Netzentgeltbefreiung verursacht je nach Standort zusätzliche Kosten von 2-3€/kg Wasserstoff, bei heutigem Netzentgeltniveau. Da der Bau großskaliger Elektrolyseure mindestens 36 Monate beträgt, werden absehbar nur noch wenige, derzeit in Planung befindliche Anlagen von der Befreiung profitieren können.

Für den Fall, dass eine generelle und systematisch schlüssige Neuordnung der Netzentgelte insgesamt gelingen soll, muss daher die systemdienliche Rolle von Elektrolyseuren für das Energiesystem insgesamt in den Blick genommen werden. Das zentrale Kriterium dafür ist die Frage des Standorts.

In der aktuellen Debatte zur Reform der Stromnetzentgelte steht vor allem die Einführung zeitlich dynamischer Entgeltkomponenten im Fokus. Diese Entwicklung widerspricht jedoch den nachweislich stärkeren Standorteffekten und steht bei Elektrolyseuren zudem im Konflikt mit den Strombezugsvorgaben für RFNBO und LCH. Gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie ist für RFNBO ab 2030 eine stündliche Korrelation zwischen der Stromerzeugung der PPA-Anlage und der Wasserstoffproduktion vorgeschrieben. Die Produktion von LCH ist nur in Stunden möglich, in denen die CO2-Intensität des Strommix einen gewissen Grenzwert unterschreitet. Durch diese strikten zeitlichen Anforderungen, die häufig auch durch Kunden- oder Fördervorgaben hinterlegt sind, stellt die Wasserstoffregulierung bereits einen systemdienlichen Betrieb sicher und verhindert, dass weitere zeitliche regulatorische Signale in der Stromnetzentgeltregulierung berücksichtigt werden können.

Verlängerung der Netzentgeltbefreiung von Anlagen an systemdienlichen Standorten ermöglichen

Stehen Elektrolyseure an einem geeigneten Standort, hat die Wasserstoffproduktion in den Anlagen einen systemdienlichen Effekt, da erneuerbare Energien effektiver und effizienter ins

Energiesystem integriert werden können. Dies reduziert insbesondere den Stromnetzausbau und die immer häufiger notwendige Abregelung von erneuerbaren Energien und führt so zu einer Dämpfung des Netzentgeltanstiegs und zu systemischen Effizienzgewinnen.

Ohne die Installation zusätzlicher Elektrolysekapazitäten an systemdienlichen Standorten werden die Netzentgelte insgesamt mittel- bis langfristig stärker ansteigen, da zusätzlicher Netzausbau für die Integration von erneuerbaren Energien notwendig ist. Darauf weisen auch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im NEP hin. Zudem zeigen zahlreiche Studien, dass die systemdienliche Integration von Elektrolyseuren von zentraler Bedeutung ist. Eine optimierte Allokation kann bis 2050 Gesamtsystemkosten von über 60 Mrd. Euro einsparen.

Um nicht zuletzt auch den Anstieg der Übertragungsnetzentgelte mittel- bis langfristig zu dämpfen, sollte eine systemdienliche Verortung von Elektrolyseanlagen durch eine anhaltende Befreiung der Netzentgelte über das Jahr 2029 hinaus unterstützt werden. Bisherige Instrumente, wie ein räumlich differenzierter Baukostenzuschuss oder “Nutzen statt Abregeln (§13k EnWG)”, reichen als Anreiz für die Verortung von Elektrolyseuren an netzdienlichen Standorten nicht aus.

→ Aus Gründen der Planungssicherheit und des Vertrauensschutzes müssen Elektrolyseure, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, wie geplant für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit werden.

Eine Anschlussregelung sollte weniger den Betrieb, als vielmehr die systemdienliche Verortung über den Standort in den Blick nehmen und z.B. Elektrolyseure in den 13k-Regionen dauerhaft von den Netzentgelten befreien.

Ansprechpartner für Rückfragen

Über Uniper

Uniper ist ein europäisches Energieunternehmen mit globaler Reichweite mit Sitz in Düsseldorf und Aktivitäten in mehr als 40 Ländern. Mit rund 7.500 Mitarbeitenden leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Europa, insbesondere in seinen Kernmärkten Deutschland, Großbritannien, Schweden und den Niederlanden. Die Aktivitäten von Uniper umfassen die Stromerzeugung in Europa, den weltweiten Energiehandel sowie ein breites Gasportfolio. Uniper beschafft Gas – auch als verflüssigtes Erdgas (LNG) – und andere Energieträger auf den Weltmärkten. Das Unternehmen bewirtschaftet Gasspeicher mit einer Kapazität von mehr als 7 Milliarden Kubikmetern.

Uniper beabsichtigt, bis 2040 CO_2-neutral zu sein. Dazu transformiert das Unternehmen die eigenen Kraftwerke und Anlagen und investiert in flexible und planbare Anlagen zur Stromerzeugung. Bereits heute ist das Unternehmen einer der größten Betreiber von Wasserkraftwerken in Europa und treibt den weiteren Ausbau von Solar- und Windenergie als Schlüssel für eine nachhaltigere und sichere Zukunft voran. Uniper ergänzt sein Gasportfolio schrittweise um erneuerbare und CO_2-arme Gase wie Biomethan und baut ein Wasserstoffportfolio auf, mit dem Ziel der langfristigen Umstellung. Verbleibende CO_2-Emissionen will das Unternehmen durch hochwertige CO_2-Kompensationen ausgleichen.

Uniper ist ein verlässlicher Partner für Kommunen, Stadtwerke und Industrieunternehmen bei der Planung und Umsetzung innovativer, CO_2-reduzierender Lösungen auf dem Weg zur Dekarbonisierung ihrer Aktivitäten. Als Wasserstoff-Pionier ist Uniper weltweit entlang der gesamten Wertschöpfungskette aktiv und realisiert Projekte, um Wasserstoff als tragende Säule der Energieversorgung nutzbar zu machen.