Energie. Wasser. Leben.

Berlin, 27. Februar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Stellungnahme

Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA

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

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1 Einleitung 3

2 Zu den Orientierungspunkten 4

2.1 Vertrauensschutz 5

2.2 Netzgekoppelte Speicher 7

2.3 Mulit-Use-Speicher 9

2.4 Elektrolyseure 10

2.5 Zu den Fragen der Bundesnetzagentur 14

1 Einleitung

Der BDEW begrüßt, dass die BNetzA Stromspeicher und Elektrolyseure in ihren Überlegungen bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom berücksichtigt. Speicher und Elektrolyseure sind nach § 118 Abs. 6 EnWG und entsprechend den Voraussetzungen dieser Rechtsnorm temporär von der Entrichtung von Netzentgelten auf den bezogenen Strom befreit. Auch aus Sicht des BDEW bedarf es einer Folgeregelung für diese Netznutzer. Der Vertrauensschutz ist zu wahren.

Speicher sind aufgrund ihrer technischen Fähigkeiten bestens dazu geeignet, dem System Flexibilität bereitzustellen, für eine bessere Integration von Strom aus Erneuerbaren Energien zu sorgen und können dazu beitragen, Preisspitzen an der Börse auszugleichen. Außerdem können sie bei netzdienlicher Fahrweise ein erhebliches Einsparpotenzial beim Redispatch ermöglichen. Speicher und Elektrolyseure sind zentrale Bestandteile eines auf Erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems. Daher darf bei einer Einführung von Netzentgelten für Stromspeicher und Elektrolyseure die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen nicht gefährdet werden. Ein Fadenriss beim Ausbau dieser wichtigen Flexibilitäten und Sektorkopplungsanlagen muss in jedem Fall vermieden werden. Bereits die Ankündigung eines Speichernetzentgeltes hat Auswirkungen auf laufende und zukünftige Investitionsentscheidungen. Gleiches gilt für die Einbeziehung von Elektrolyseuren in die Netzentgeltsystematik. Daher bedarf es möglichst schnell Klarheit bezüglich der Form und Höhe jeglicher Nachfolgeregelungen zum § 118 Abs. 6 EnWG. Dies beinhaltet die Klarstellung des geltenden Vertrauensschutzes, eine belastbare Berechnungsgrundlage für potenzielle Netzentgelte für Speicher und Elektrolyseure sowie mögliche Kriterien für eine Netzdienlichkeit bzw. für eine Rabattierung. Nur so können Unternehmen die Vorschläge bewerten, sich auf neue Regelungen einstellen und Planungssicherheit erhalten. Die BNetzA sollte daher, wenn sie ungeachtet der vielfältigen offenen Fragen an ihren Plänen festhält, so bald wie möglich einen konkreten Zeitplan für die geplanten neuen Netzentgeltregelungen und etwaige Übergangsregelungen inklusive einer Prognose der zu erwartenden Netzentgelthöhen veröffentlichen.

Grundsätzlich sollte aus Sicht des BDEW eine neue Netzentgeltsystematik so ausgestaltet sein, dass von Ausnahmeregelungen und Betrachtungen einzelner Netznutzer abgesehen werden kann. Netzentgelte sollten so ausgestaltet sein, dass mit ihnen eine verursachungsgerechte Kostenbeteiligung erfolgt. Dabei sollte gelten: Eine Speicheranlage, die so verortet ist und insbesondere so betrieben wird, dass sie keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf verursacht, das Netz entlastet oder Stromengpässe verhindert, sollte entsprechend anteilig bis vollständig entlastet oder, sofern sie Netzkosten einspart, sogar vergütet werden können. Speicher und Elektrolyseure an einem nicht netzdienlichen Standort und ohne eine teilweise netzdienliche Fahrweise können zusätzliche Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement verursachen.

In diesem Falle ist auch eine verursachungsgerechte Beteiligung an den Netzkosten im Sinne der Kostenreflexivität über eine Entgeltkomponente und/oder ein Standortanreiz über regionalisierte Baukostenzuschüsse (BKZ) sachgerecht.

Eine solche Wirkung kann mit dem vom BDEW und EWI gemeinsam entwickelten Modell eines Kapazitätspreises erreicht werden (wie bereits in der BDEW-Stellungnahme zu den Orientierungspunkten Netzentgeltkomponenten dargestellt). Mit einem Kapazitätspreis für garantierte immer verfügbare Kapazität und einem Kapazitätspreis für optionale, unterbrechbare Kapazität besteht insbesondere für Betreiber von flexiblen Speicheranlagen die Möglichkeit, ihre Fahrweise stark zu optimieren. Aufgrund ihrer potenziell hohen Netzdienlichkeit kann dies insbesondere bei Speichern zu hohen Rabatten bis zu einer vollständigen Befreiung führen. Ein Rabatt könnte darüber hinaus an den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (FCA) gekoppelt werden. Diese wären für Neuanlagen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zu vereinbaren. Bei der konkreten Ausgestaltung wäre auf eine kluge Abwägung zwischen sinnvoller Standardisierung und individuellen Gestaltungsspielraum der Vertragsparteien zu achten. Gleichzeitig bedarf es nicht zwangsläufig einer Sonderregelung**. Das vom BDEW vorgeschlagene Modell ist dabei weniger komplex als das Modell der BNetzA, bedarf weniger Ausnahmeregelungen und kann leichter gezielte Anreize setzen**. Zudem beinhaltet es mit zwei Kapazitätspreisen keine arbitrageschädlichen bzw. einsatzbehindernden Arbeitspreise.

2 Zu den Orientierungspunkten

In ihren Orientierungspunkten zu den Speichernetzentgelten vom 16. Januar 2026 geht die BNetzA darauf ein, wie sich Speicher zukünftig an den Netzentgelten beteiligen sollen. Mit der starren Trennung der Netzentgeltkomponenten in solche mit Finanzierungs- und solche mit Anreizfunktion, sieht die BNetzA vor, dass Speicher an beiden Arten von Netzentgeltkomponenten beteiligt werden. Dabei unterstreicht sie zurecht die Bedeutung von Speichern in einem durch Erneuerbare Energien geprägten Energiesystem. In einer solchen Betrachtung muss die BNetzA neben der Netzentgeltsystematik aber auch die vielen anderen Instrumente beachten, die derzeit parallel diskutiert und eingeführt werden. Hier sind beispielhaft

- der zu entwickelnde Kapazitätsmarkt,
- die Einführung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen,
- die Wechselwirkungen zu der sich verändernden Erlöslandschaft in den Strom- und Systemdienstleistungsmärkten,
- die Speicherstrategie der Bundesregierung mit ihrer Zielsetzung, den Zubau und den Betrieb von Speichern zu erleichtern,

- die Nationale Wasserstoffstrategie mit dem Ziel 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 aufzubauen sowie
- die offenen Ausgestaltungen an anderer Stelle der Netzentgeltsystematik

zu nennen. **Ein ganzheitlicher Blick und das gute Ineinandergreifen der verschiedenen Instrumente (Kohärenz) sind zwingend erforderlich**. Die Einführung von Speichernetzentgelten darf nicht dazu führen, dass ein Zubau von erforderlichen steuerbaren Speicherkapazitäten aber auch die erforderlichen neuen Technologien wie Elektrolyse, deren Planung und Realisierung mehrere Jahre benötigt und mit hohem Kostenaufwand verbunden sind, verhindert wird.

Der BDEW weist darauf hin, dass ohne eine Kenntnis des gesamten künftigen Netzentgeltsystems eine Bewertung einzelner Aspekte einer neuen Netzentgeltsystematik nicht vollumfänglich und abschließend erfolgen kann. Dies betrifft für die Netzentgelte von Stromspeichern insbesondere den Umgang mit möglichen Einspeisenetzentgelten. Der BDEW geht auch in dieser Stellungnahme davon aus, dass sich jegliche Ausführungen zur Finanzierungskomponente auf den Bezug aus dem Netz beziehen. Darüber hinaus ist eine Einordnung möglicher Speichernetzentgelte ohne eine Kenntnis über die Höhe der Netzentgelte und von einzelnen Netzentgeltkomponenten nicht möglich. Der BDEW fordert die BNetzA daher abermals auf, alle ihre Kenntnisse über die mögliche Quantifizierung einschließlich der regionalen Effekte ebenfalls zeitnah, spätestens aber mit der Publizierung der Zwischenergebnisse zum jeweiligen Orientierungspapier im Q2 2026 zu veröffentlichen. Ohne ein umfassendes Bild ist eine abschließende Bewertung inkl. Angaben zu möglichen Auswirkungen nicht möglich. Aus diesem Grund ist es für die Branche zur Verhinderung eines Fadenrisses beim Ausbau von Flexibilitäten essenziell, dass die Bundesnetzagentur so bald wie möglich einen konkreten Zeitplan für die geplanten neuen Netzentgeltregelungen vorlegt.

2.1 Vertrauensschutz

Der BDEW besteht darauf, dass Betreiber von Stromspeichern und Elektrolyseuren Vertrauensschutz aufgrund gesetzlicher Regelungen genießen. Speicher und Elektrolyseure, die unter Geltung des § 118 Abs. 6 EnWG geplant, errichtet, erweitert und/oder bereits in Betrieb gegangen sind, haben die Entlastung von den Netzentgelten ihrer Investitionsentscheidung zugrunde gelegt. Mitunter wurde die Investitionsentscheidung sogar erst auf dieser Basis veranlasst und getroffen. Eingriffe der Behörde, die Speicher und Elektrolyseure vor Ablauf der temporären Netzentgeltentlastung gem. § 118 Abs. 6 EnWG mit Entgelten belegen würden, wären rechtlich höchst problematisch und energiewirtschaftlich kontraproduktiv. Sie würden einen schwerwiegenden Vertrauensbruch gegenüber bereits getätigten Investitionen darstellen und setzten eine außergewöhnlich tragfähige, verfassungs- und europarechtlich belastbare Rechtfertigung voraus. Vertrauensschutz in das gesetzliche und regulatorische Umfeld ist bei den

bestehenden und anstehenden Investitionen in die Energiewende ein zentraler Gesichtspunkt, der nur in absolut engen Grenzen beschränkt werden darf. Es muss sichergestellt sein, dass die Wirtschaftlichkeit der Investitionen und der bestehenden Anlagen auch bei veränderten regulatorischen Rahmenbedingungen erhalten bleiben.

Stromspeicher und Elektrolyseure, denen nach § 118 Abs. 6 EnWG eine temporäre Netzentgeltentlastung zusteht, dürfen deshalb nicht ohne Weiteres vor Ablauf der für 10 bzw. 20 Jahre gewährten gesetzlichen Entlastung belastet werden. Diese Netzentgeltentlastung hat der Gesetzgeber erst im November 2023 mit einer Verlängerung um weitere drei Jahre für Inbetriebnahmen bis August 2029 durch eine Anpassung im § 118 Abs. 6 EnWG bekräftigt. Damit hat der Gesetzgeber Vertrauen in den Bestand der Regelung bestärkt und zugleich eine Veranlassung für weitere Investitionsentscheidungen gesetzt. Es wäre widersprüchlich, den Zeitpunkt, in dem (auch) eine Regelung zugunsten der Betroffenen eingeführt wird, gleichzeitig als maßgeblich für den Verlust von Vertrauen festzusetzen. Im Übrigen kann die Abweichungsbefugnis (explizit auch in zeitlicher Hinsicht) allein keinen Vertrauensschutz durch eine gesetzliche Regelung beseitigen. Es handelt sich lediglich um eine Kompetenzzuweisungsnorm, die eine inhaltliche Richtung gerade nicht vorgibt.

Der Gesetzgeber hat zu den im Jahr 2023 vorgenommenen Anpassungen des EnWG infolge des EuGH-Urteils vom 2. September 2021 selbst ausgeführt, es sollten neben der Unabhängigkeit der BNetzA auch eine ausreichende Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit gewährleistet sowie bruchartige Entwicklungen in der Rechtsanwendung vermieden werden (vgl. BT-Drs. 20/7310, S. 52). Dieses Ziel ist als Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes sowohl Teil des verfassungsrechtlichen aber auch des europarechtlichen Rechtsrahmens, an den die Bundesnetzagentur gebunden ist.

Eine vorzeitige Beendigung der Netzentgeltentlastung würde das in die gesetzlichen Vorgaben gesetzte Vertrauen der Anlagenbetreiber in unverhältnismäßiger Weise verletzen. Es sind bei weit fortgeschrittenem Projektstatus bereits Kosten für den eingereichten Bauantrag, unterzeichnete unbedingte Netzanschlusszusagen (inkl. Flächensicherung), umfangreiche Planungs- und Entwicklungskosten, begonnene Ausschreibungen und Lieferantengespräche für ein eigenes Umspannwerk mit mehreren Transformatoren angefallen. Die Erhebung eines Netzentgeltes stellt hier nicht die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs, sondern u.U. das gesamte Projekt in Frage.

Trotz der Abweichungsbefugnis der BNetzA konnten sich Betreiber weder planerisch noch betriebswirtschaftlich auf Rechtsänderungen vorbereiten. § 118 Abs. 6 EnWG trifft nicht nur eine Regelung zu einer Netzentgeltentlastung, sondern auch ganz konkret für wie lange diese gelten soll. Damit ist der Zeitraum selbst Teil des Vertrauensschutztatbestandes.

Darüber hinaus würde eine solche vorzeitige Aufhebung einer geltenden Regelung einen Präzedenzfall schaffen, der weit über die Energiebranche hinausreicht und der das Vertrauen von Investoren in verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen in Deutschland insgesamt erschüttern könnte.

2.2 Netzgekoppelte Speicher

In ihren Orientierungspunkten unterscheidet die BNetzA zwischen netzgekoppelten Stromspeichern und Multi-Use-Speichern. Der BDEW weist darauf hin, dass bei dieser Unterscheidung auch die kaufmännisch-bilanzielle Abgrenzung von Speichern mitbedacht werden muss. Zudem wird betont, dass jegliche Abgrenzung komplexe Vorgaben notwendig macht und immer Unsicherheiten mit sich bringt. In der Theorie (d.h. in einer schriftlichen Festlegung) können nie alle praktischen Anwendungsfälle von möglichen Speicherkombinationen berücksichtigt werden. Daher sollten **Fallunterscheidungen auf das notwendigste Minimum** beschränkt werden, weil es sonst sehr schnell sehr kleinteilig und unübersichtlich für alle Akteure wird.

Die Anwendung des Grundmodells der BNetzA auf Speicher würde keine besondere Differenzierung nach Speicher-Konstellationen erfordern. Ungeachtet der Frage, ob die Belastung von Speichern gerechtfertigt wäre (hierzu s. unten), wäre die Anwendung des Grundmodells auf Speicher jeder Art anwendbar. Wenn ein Kapazitätspreis erhoben würde, dann wäre dieser am Netzanschlusspunkt zu erheben – ungeachtet ob sich dahinter ein Speicher befindet oder nicht. Wenn die Arbeitspreise saldiert werden, dann muss lediglich gemessen werden, welche Arbeitsmengen aus dem Netz in den Speicher eingespeichert wurden. Diese müssen nur messtechnisch sauber gemessen oder abgegrenzt werden. Dafür hat die BNetzA in der MiSpeL-Festlegung praxisgerechte Messkonzepte beschrieben. Eine Differenzierung zwischen rein netzgekoppelten und Multi-Use-Speichern erscheint daher im Grundmodell und bei der Saldierung von Arbeitspreisen nicht notwendig.

Grundsätzlich ist aus Sicht des BDEW eine Beteiligung von Speichern an den Netzentgelten nur dann sachgerecht, wenn die Energiespeicherung zu einer Belastung der jeweiligen Netze führt. Die Netzentgelte sollten dabei möglichst netzdienliche Anreize setzen, um einer Belastung entgegenzuwirken. Da das Potential von Stromspeichern, sich netzdienlich zu verhalten, sehr groß ist, sollte es insbesondere für diese Nutzergruppe möglich sein – bei entsprechendem Verhalten - eine signifikante Entlastung von Netzentgelten oder BKZ zu bekommen. Es müssen Netzentgeltanteile (Arbeitspreise) vermieden werden, die den netzdienlichen Einsatz reduzieren.

Die Einführung eines Kapazitätspreises ist aus Sicht des BDEW nachvollziehbar, wenn eine Rabattierung bei entsprechender Netzdienlichkeit möglich ist. So eignet sich der Kapazitätspreis grundsätzlich für die kostenreflexive Beteiligung von Speichern an Netzkosten. Dabei

darf die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen nicht gefährdet werden. Angesichts anderer Belastungen, wie flexible Netzanschlussvereinbarungen inklusive Rampenrestriktionen, sind bereits enge Grenzen gesetzt.

Eine Reduzierung von den Netzentgelten sollte entsprechend zum Tragen kommen, wenn besonders netzdienliche Leistungsbeschränkungen oder netzdienliche Leistungsbereitstellungen erbracht werden, wie dies ansatzweise im § 118 Abs. 6 EnWG für Pumpspeicher bei netzdienlichem Verhalten angedacht ist. Gleichzeitig ist eine Entlastung vom Arbeitspreis ebenfalls notwendig, um den Prozess der Stromspeicherung diskriminierungsfrei im Sinne der Art. 18 der EU-Strombinnenmarktverordnung (BMVO) und Art. 15 (1) e und (5) d der EU-Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) zu behandeln und um den Prozess der „Energiespeicherung“ nicht doppelt zu belasten. Der Einsatz des Speichers sollte nicht unnötig eingeschränkt werden. Bei der, wie von der BNetzA vorgeschlagenen, Berücksichtigung von Arbeitspreisen für die Speicherverluste weist der BDEW jedoch darauf hin, dass Speicher technologiespezifisch unterschiedlich hohe Speicherverluste aufweisen können, die dazu abhängig vom Einsatz sind. So sind die Speicherverluste bei Pumpspeicherkraftwerken deutlich höher als bei Batteriespeichern, eine Optimierung von älteren Pumpspeicherkraftwerken ist in der Regel nicht möglich. Mit Wirkungsgraden von ca. 70 % hätte die Erhebung eines Arbeitspreises auf Speicherverluste solcher Anlagen enorme Auswirkungen auf den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit. Zudem sind Speicherverluste bei Pumpspeichern mit natürlichen Zu- und Abflüssen nur mit hohem Aufwand zu bestimmen. Auch Pumpspeicher sind für das Stromsystem von großer Bedeutung. Die resultierend hohen Arbeitspreise auf die Verluste würde das Angebot am Regelenergiemarkt oder den Beitrag an Momentanreserve einschränken. **Aus diesen Gründen lehnt der BDEW die Einführung von statischen Arbeitspreisen für Stromspeicher ab.**

Wie die BNetzA feststellt, müsste in ihrem Modell sichergestellt werden, dass netzgekoppelte Speicher sich nicht durch eine 0-Kapazitätsbuchung und die Entlastung vom Arbeitspreis – unabhängig von einem positiven Beitrag für das Stromnetz – einem sonst angebrachtem Netzentgelt entziehen. Gleichzeitig sollte netzgekoppelten Speichern bei entsprechend netzdienlichem Verhalten eine Reduzierung der Netzentgelte bis hin zur vollständigen Entlastung zukommen. Im Modell der BNetzA wäre dies nur durch die Einführung des volldynamischen, symmetrischen AP3 theoretisch möglich. Eine entsprechende Wirkung ist jedoch zu bezweifeln. **Der BDEW und seine Mitgliedsunternehmen jeder Wertschöpfungsstufe lehnen eine Einführung eines dynamischen Arbeitspreises in der von der BNetzA vorgeschlagenen Variante eindeutig ab** (siehe BDEW Stellungnahme zu den dynamischen Netzentgeltkomponenten). Daher müssten Speicher anderweitig von den Kosten für die Kapazität im Falle ihrer Netzneutralität oder Netzdienlichkeit entlastet werden.

Auch eine Einführung des AP3 nur für netzgekoppelte Speicher in den oberen Spannungsebenen führt nicht zu einer Reduktion des Redispatchbedarfs. Zum einen sind die Engpassprognosen vor Abschluss des Day-Ahead-Marktes nicht genau genug, als dass die richtigen Anreize über den dynamischen AP3 gesetzt werden können. Zum anderen würde durch eine Einführung nur für Batteriespeicher und Pumpspeicher lediglich eine begrenzte Lastverschiebung erzielt werden können. **Eine Einführung des AP3 für viele bzw. alle viertelstündlich gemessenen Netzkunden ist ebenfalls auf Grund der hohen Komplexität und des schlechten Verhältnisses von Nutzen zu Aufwand abzulehnen**.

Wie eine Entlastung im Fall von netzdienlicher Fahrweise im Modell der BNetzA ohne einen volldynamischen AP3 erfolgen kann, wäre noch festzulegen. Eine ergänzende Möglichkeit könnte daneben die Einhaltung von Vorgaben im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen für Neuanlagen sein.

2.3 Multi-Use-Speicher

Grundsätzlich stimmt der BDEW den Ausführungen der BNetzA zu Multi-Use-Speichern zu. Netzentgelte für Multi-Use-Konstellationen können am Netzverknüpfungspunkt erhoben werden. Dort wo es sich anbietet, sollte es jedoch MiSpeL-kompatible Optionen geben, Batteriespeicher hinter dem Netzverknüpfungspunkt messtechnisch und bilanziell abzugrenzen. Eine Ausnahme können Co-Location-Speicher in Verbindung mit EE-Anlagen sein, weil bei diesen Speichern keine Abgrenzung zum Eigenverbrauch erforderlich ist. Weshalb eine Unterscheidung zwischen stationären Speicher zur Verbrauchsoptimierung und mobilen Speichern erforderlich sein soll, ist aus Sicht des BDEW nicht nachvollziehbar. Die Sonderregelungen für mobile Speicher scheinen komplex in der Praxis und die Trennung aus Sicht der Lieferanten wenig sinnvoll und in der Abwicklung aufwendig. Insbesondere im Zusammenspiel mit den zeitvariablen Netzentgelten des Modul 3 § 14a EnWG oder den angedachten dynamischen Arbeitspreisen ist eine Berechnung der saldierten Mengen für mobile Speicher kaum abwickelbar. **Der BDEW schlägt daher vor, dass Netzentgelte sowohl für stationäre Speicher zur Verbrauchsoptimierung als auch für mobile Speicher immer an der Marktlokation bepreist werden, ganz unabhängig welche Anlagen dahinter zusätzlich installiert sind**. Voraussetzung dafür, dass für alle Assets hinter dem Netzanschluss – inklusive Mobile und stationäre Heimspeicher- netzdienliches Verhalten angereizt und honoriert wird, ist die Ausweitung der zeitvariablen Netzentgelte des Modul 3 § 14a EnWG.

Bei Speichern bei EE-Anlagen stellt sich aus Sicht des BDEW die Frage, wie der Eigenverbrauch sowohl von der EE-Anlage als auch vom Speicher abgegrenzt werden kann. Die Abgrenzung der entsprechenden Mengen ist im Entwurf zur MiSpeL-Festlegung der BNetzA bereits sinnvoll beschrieben. Dies erhöht den Einsatz dieser Speicher und kann eine system- und netzdienliche

Überbauung von EE-Erzeugung und Speichern fördern. Jedoch gilt auch hier: eine pauschale Entlastung von Netzentgelten ist nicht sachgerecht. Vielmehr sollte sich auch hier die Netzentgeltbe- bzw. -entlastung an der Netzdienlichkeit des Speichers orientieren.

2.4 Elektrolyseure

Elektrolyseure sind ein zentraler Baustein für ein klimaneutrales Energiesystem, da sie erneuerbaren Strom in grünen Wasserstoff als speicherbaren Energieträger umwandeln. Elektrolyseure spielen zudem eine besondere Rolle für den EE-Ausbau, da sie maßgeblich EE-Strom beziehen, diesen speicherbar und für andere Anwendungsfälle nutzbar machen und so die Marktintegration von Erneuerbaren Energien unterstützen. Da Elektrolyseure zum einen Strom beziehen und andererseits Wasserstoff erzeugen, spielen sie sowohl stromseitig als auch wasserstoffseitig und damit auch für die Resilienz des Energiesystems und die Unabhängigkeit von Energieimporten eine wichtige Rolle. Zudem schaffen sie zusätzliche Optionen für regionale Ausgleichseffekte.

Zugleich können Elektrolyseure als flexible Last das Stromsystem stabilisieren, weil sie als steuerbare Großverbraucher ihre Leistungsaufnahme anpassen können: Sie können Strom insbesondere dann aufnehmen, wenn hohe Einspeisungen aus Wind und PV lokal zu Netzengpässen führen, können Redispatchbedarfe senken, überlastete Netzabschnitte entlasten und damit Systemkosten begrenzen. Die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien soll insbesondere dadurch sichergestellt werden, dass für die Herstellung von grünem Wasserstoff strenge Vorschriften für den Strombezug gelten (nach delegiertem Rechtsakt zu “Renewable Fuels of Non-Biological Origin” (RFNBO)). Aus diesem Grund fahren Elektrolyseure keine Bandlast, sondern orientieren sich sehr stark an der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Elektrolyseure dürfen nach diesen Kriterien nur in der Höhe Strom beziehen, wie auch die Erneuerbaren Energieanlagen im gleichen Zeitintervall einspeisen, mit denen Strombezugsverträge (PPAs) abgeschlossen wurden (ab dem 01.01.2030 ist eine stündliche Übereinstimmung zwischen Stromverbrauch des Elektrolyseurs und Stromerzeugung der kontrahierten EE-Anlagen einzuhalten). Die entsprechenden EE-Anlagen müssen sich für Elektrolyseure in Deutschland auch in der deutschen Gebotszone befinden. Für die Produktion von kohlenstoffarmem Wasserstoff gilt als Parameter die THG-Intensität des Strommix in der Gebotszone. Nur in Stunden, in denen der Grenzwert für die THG-Intensität unterschritten wird, darf der Elektrolyseur Strom beziehen.

Insbesondere politische Rahmenbedingungen, vor allem strenge Vorschriften für die Herstellung des Wasserstoffs, sorgen für massive Kostensteigerungen und führen somit zu Verzögerungen im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Die im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie als Ziel gesetzten 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 werden vor dem

Hintergrund des stockenden Wasserstoffhochlaufs mit der aktuellen Frist der Netzentgeltentlastung nicht erreicht. Daher sollte für die Netzentgeltentlastung nicht die Inbetriebnahme, sondern die Investitionsentscheidung als Referenz gelten. Dieses bietet die Chance, Projekte unter den geplanten Rahmenbedingungen trotz Verzögerungen im Wasserstoffhochlauf in die Umsetzung zu bringen. Auch in den aktuellen Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber wird mit Elektrolysekapazitäten gerechnet, die absehbar höchstens mit deutlicher Verzögerung erreicht werden. Die politischen Rahmenbedingungen hatten zuvor für das Ziel von 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 eine vollständige und für die Wirtschaftlichkeit notwendige Netzentgeltentlastung bis 2029 für den Großteil dieser 10 GW vorgesehen, wovon absehbar jedoch ein deutlich geringerer Anteil profitieren wird. **Für den Vertrauensschutz ist entscheidend, dass zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme bei Elektrolyseuren mehrere Jahre vergehen, was bei der Schutzwürdigkeit der Bestandsbedingungen zu beachten ist.**

Aktuell gibt es bei vielen Elektrolyseprojekten Verzögerungen und Preissteigerungen, was durch den drohenden Wegfall der Netzentgeltentlastung weiter verschärft werden würde. Die derzeitige Netzentgeltentlastung für Elektrolyseure hat deutliche Auswirkungen auf die Kosten von Wasserstoff und damit auf die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseprojekte. Insbesondere für verzögerte Projekte, in die bereits viele Millionen Euro investiert wurden, ist die grundsätzliche Entlastung von Netzentgelten für 20 Jahre ab Inbetriebnahme ein wichtiger Baustein im Business-Case. Ein Großteil der aktuell in der Realisierung befindlichen Elektrolysekapazitäten werden im IPCEI-Rahmen zugebaut. Allein die Notifizierungszeit dieser Projektanträge betrug über 3 Jahre. Es ist daher davon auszugehen, dass insbesondere für die Elektrolyseure, die bis 2029 zugebaut werden, bereits signifikante Investitionen getätigt wurden. Diese wurden vor dem Hintergrund der Netzentgeltbefreiung von 20 Jahren getätigt.

Der ungefähre Kosteneffekt der wegfallenden Netzentgeltentlastung wird von Projektierern auf 1,5 € bis 3 € pro kg H_2 geschätzt[1]. Damit wiegt der Faktor deutlich größer als der standortspezifische Baukostenzuschuss (BKZ) mit ca. 0,12 €/kg H_2 und eine mögliche Nutzung von § 13k EnWG (Nutzen-statt-Abregeln), was als ein Kostenfaktor mit ca. 0,40 €/kg H_2 gesehen wird. **Diese beiden Anreize** (BKZ und § 13k EnWG) **sind nach aktuellem Stand nicht ausreichend für Elektrolyseure, um sich systemdienlich zu verhalten oder Investitionsentscheidungen an netzdienliche Standorte zu lenken**.

[1] BDEW 2025: Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen: Kostenfaktoren und Minderungspotenziale der Gestehungskosten

Netzentgelte für Elektrolyseure nach einem möglichen Wegfall der vollständigen Entlastung sollten die Stromnetzdienlichkeit anreizen und honorieren, um dieser Technologie den nötigen Rückenwind zu geben. Elektrolyseure sind als Last im Netz grundsätzlich flexibel bezüglich des Standorts, solange eine Anbindung an das Wasserstoffkernnetz möglich ist.

Im Rahmen des Prozesses zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik der Bundesnetzagentur wird diskutiert, Elektrolyseure bei der künftigen Netzentgeltsystematik wie andere stromintensive, flexibilisierbare Letztverbraucher zu behandeln und sie damit grundsätzlich in die für Industriekunden vorgesehenen, an netzdienliche Fahrweise geknüpften Netzentgelterleichterungen einzubeziehen. Danach könnten für eine nachweisbare Flexibilisierung der Produktion beispielsweise über eine bestimmte Anzahl von Stunden pro Jahr deutlich reduzierte Netzentgelte gewährt werden. Da Elektrolyseure zur Erzeugung von RFNBO-konformem grünem Wasserstoff ihre Fahrweise bereits stark an der Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien ausrichten müssen, ist eine zusätzliche, primär an der Netzauslastung orientierte Flexibilisierung jedoch wirtschaftlich beschränkt darstellbar. Aufgrund dieser besonderen Einschränkungen sollten Elektrolyseure im AgNes-Prozess nicht wie Stromspeicher betrachtet werden. Es muss einbezogen werden, dass Elektrolyseure andere Eigenschaften und Anforderungen mitbringen. Zudem wirken dynamische Netzentgelte für den Elektrolyseur, der über einen PPA mit einer auf den gleichen Netzengpass wirkenden EE-Anlage verbunden ist, gegenläufig: erhält der Elektrolyseur über ein negatives Netzentgelt einen Anreiz, seine Last zu erhöhen, bekommt die EE-Anlage (sollte es Einspeisenetzentgelte geben) gleichzeitig über ein positives Netzentgelt einen Anreiz, ihre Erzeugung zu senken. Diesen Effekt hat die BNetzA bislang ausgeblendet. Der Effekt auf die Elektrolyseure hängt somit stark von der Ausgestaltung ab, weshalb es entscheidend ist, dass die Besonderheiten durch die Strombezugskriterien bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden.

Gleichzeitig ist die richtige Standortwahl mehreren Studien zufolge im Vergleich zur Fahrweise der wichtigere Faktor für die Netzdienlichkeit von Elektrolyseuren[2,3], weshalb hier sinnvoll angereizt werden sollte. Ein naheliegender erster Schritt wäre die Standorte als systemdienlich zu definieren, die sich in den **Entlastungsregionen nach § 13k EnWG** befinden. Hier liegt eine eindeutige Stromnetzdienlichkeit vor, sofern die über PPA kontrahierten EE-

[2] https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf

[3] https://www.vde.com/resource/blob/2226594/279eeea65a48407ecbd2227be6f190e9/netzdienliche-integration-von-elektrolyseuren-data.pdf

Anlagen in der gleichen Engpassregion liegen. Eine Ausgestaltung sollte jedoch **auch ermöglichen weitere Standorte** mit einbeziehen zu können. Ein Beispiel hierfür wären Standorte, an denen Blindleistungskompensation bereitgestellt werden kann. Eine Option wäre eine Abstufung für verschiedene Regionen, wie es sie beispielsweise bei den Baukostenzuschüssen gibt.

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.** Dieser sollte nun auf keinen Fall einseitig durch die Bundesnetzagentur mit einer Festlegung aufgehoben werden.

Eine langfristige Netzentgeltreduzierung ist nur umsetzbar, wenn im Gegenzug eine gewisse Stromnetzdienlichkeit bereitgestellt wird. Dabei ist entscheidend, dass dies durch eine Flexibilisierung der Fahrweise und durch die Standortwahl sichergestellt wird.

Optionen zur stromnetzdienlichen Wirkung von Elektrolyseuren aus Sicht der Betreiber:

- Anschließend an die Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG sollte ein Übergang in eine partielle (abgestufte) Netzentgeltentlastung abhängig von verschiedenen Kriterien erfolgen. Mögliche Ansätze für eine partielle Netzentgeltentlastung sind z.B.:
  - Lage in Entlastungsregion nach § 13k sowie in weiteren Regionen abhängig von der jeweiligen Stromnetzdienlichkeit
  - Flexibilisierung der Leistung für eine gewisse Anzahl an Stunden pro Jahr für eine darüberhinausgehende Netzentgeltentlastung (unter Berücksichtigung der Einschränkungen in der Betriebsweise durch die EU-Strombezugskriterien für RFNBO oder kohlenstoffarmen Wasserstoff)
  - Erbringung von Systemdienstleistung, z.B. Blindleistungskompensation für eine gewisse Anzahl von Stunden pro Jahr (unter Berücksichtigung der Einschränkungen in der Betriebsweise durch die EU-Strombezugskriterien für RFNBO oder kohlenstoffarmen Wasserstoff)

Im Sinne der operativen Umsetzbarkeit müsste das Entgelt in Umsetzung und Nachweisen zudem einfach ausgestaltet sein. Eine netzdienliche Fahrweise sollte zudem eine Reduzierung bis hin zum gänzlichen Wegfall der Entgeltbelastung bei besonders netzentlastender Wirkung im entsprechenden Zeitraum zur Folge haben.

Es ist entscheidend, dass dieses Thema nicht nur aus der Perspektive des Wasserstoffhochlaufs von hoher Bedeutung ist, sondern auch, **um eine netzdienliche Integration der Elektrolysekapazitäten zu garantieren, wozu aktuell kein ausreichender Anreiz besteht.** Entscheidend ist, dass die Anforderungen für Elektrolyseure sich deutlich von anderen Technologien wie

Speichern unterscheiden, da sie sich an strenge Strombezugskriterien halten müssen, was bereits eine deutliche Beschränkung für die Fahrweise darstellt.

Eine Entlastung bei den Netzentgelten ist ein entscheidender Baustein für die Planbarkeit von Elektrolyseurbetreibern. Durch gezielt gesetzte Anreize kann sie zudem eine steuernde Wirkung im Hinblick auf die Systemdienlichkeit der Elektrolyseure entfalten, weshalb eine differenzierte Gestaltung der Netzentgelte notwendig ist.

Sollte die zu präferierende Variante der substanziellen Netzentgeltreduktion für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten (z.B. beginnend mit Entlastungsregionen nach §13k EnWG auf Netzebene 1-3) auch nach umfassender Prüfung nicht möglich sein, könnte eine Eingruppierung von Elektrolyseuren bei den Industrienetzentgelten eine Alternative sein. Da diese an eine zeitliche Flexibilität gekoppelt sind, sollte bei der Ausgestaltung unbedingt die Regulierung von Elektrolyseuren durch die europäischen Vorgaben zur Produktion von RFNBO und kohlenstoffarmen Wassersoff berücksichtigt werden. Zielführend wäre eine Harmonisierung der Vorgaben. D.h. dass als Vorgabe der zeitlichen Flexibilisierung für Industrienetzentgelte nach dem Delegierten Rechtsakt 2025/2359 die stündliche THG-Intensität des Strommix oder dem Delegierten Rechtsakt 2023/1184 also bei entsprechenden stündlichen PPA-Mengen zugelassen werden.

2.5 Zu den Fragen der Bundesnetzagentur

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?

Der BDEW lehnt statische Arbeitspreise bei Stromspeichern ab. Insbesondere bei Pumpspeichern führen auch saldierte Arbeitspreise zu hohen Kosten. Die sachgerechte Kapazitätsbuchung sollte über einen anderen Mechanismus erfolgen. Durch die richtige Ausgestaltung der Kapazitätskomponente kann auch eine Überschreitung der gebuchten Kapazität und damit die Anwendung des AP2 vermieden werden.

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

Sehr hoch. Eine Beschränkung des Speichers auf den in der anliegenden EE-Anlage erzeugten Strom verschlechtert den Business Case deutlich, obwohl gerade die Co-Location von PV und Speichern auch für die Entlastung des Netzes (Dämpfung der PV-Spitze) sinnvoll ist. Eine Öffnung von Co-Location-Speichern, wie sie auch MiSpeL vorsieht, ist daher sowohl in Bezug auf die Integration von Speichern in die Netze als auch volkswirtschaftlich sinnvoll.

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

Der BDEW lehnt statische Arbeitspreise bei Stromspeichern ab. Insbesondere bei Pumpspeichern führen auch saldierte Arbeitspreise zu hohen Kosten. Die sachgerechte Kapazitätsbuchung sollte über einen anderen Mechanismus erfolgen.

Netzentgelte mit Anreizfunktion

Der BDEW lehnt die Einführung des vorgeschlagenen BNetzA-Ansatzes für eine dynamische Netzentgeltkomponente ab. Der von der BNetzA anvisierte Umsetzungszeitplan ist aus Sicht des BDEW keinesfalls realistisch, insbesondere nicht mit Blick auf den geplanten Startzeitpunkt der Neuregelung ab 2029. Zudem ist aus Sicht des BDEW eine richtige Parametrierung nicht zu leisten. Für die weiteren Ausführungen hierzu wird auf die BDEW-Stellungnahme zu der dynamischen Entgeltkomponente verwiesen.

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

Wenn der Speicher dazu beiträgt, den ansonsten erforderlichen Netzausbau zu verringern bzw. Netzkosten reduziert, sollte auch ein negativer Saldo möglich sein.

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

Der BDEW hält auch aus diesen Gründen eine Einführung des vorgeschlagenen BNetzA-Ansatzes für keinesfalls realistisch, insbesondere nicht mit Blick auf den geplanten Startzeitpunkt der Neuregelung ab 2029. Zudem ist aus Sicht des BDEW eine richtige Parametrierung nicht zu leisten. Für die weiteren Ausführungen hierzu wird auf die BDEW Stellungnahme zu der dynamischen Entgeltkomponente verwiesen.

Fragen der Bundesnetzagentur zu Elektrolyseuren:

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

Die Flexibilisierung der Fahrweise sollte eine Möglichkeit darstellen, um Netzentgelte signifikant zu reduzieren. Bei der Ausgestaltung ist jedoch zu beachten, dass bei RFNBO-konformem Wasserstoff bereits durch strenge Strombezugskriterien (Additionalität sowie zeitliche und räumliche Korrelation) deutliche Einschränkungen vorliegen. Dies wird im Text oben ausgeführt.

Insbesondere wenn Elektrolyseure als flexible Last in Regionen mit Netzengpässen beziehungsweise hoher Abregelungs- und Redispatch-Relevanz erneuerbaren Strom nutzen und dadurch Engpässe sowie Systemkosten reduzieren, liegt eindeutig eine Netzdienlichkeit vor. Wie eine umfassende Studienlage[4,5,6,7] zeigt, ist der Standort der Elektrolyseure mindestens genauso wichtig für die Netzdienlichkeit wie die Fahrweise.

Der folgende in den Orientierungspunkten formulierte Zusammenhang ist einerseits korrekt: „Die Netzdienlichkeit des Verhaltens hängt auch bei Elektrolyseuren immer von der Kombination des Ansiedlungsortes und der jeweiligen Netzsituation ab. Es hilft einem überspeisten süddeutschen Verteilnetz nichts, wenn ein in Norddeutschland gelegener Elektrolyseur seine Entnahme aus dem Netz erhöht.“ Andererseits kann daraus nicht gefolgert werden, dass der Standort ggü. der Betriebsweise ein weniger dominierender Faktor ist, wie weiter unten im Papier formuliert. Im Jahr 2023 lag der Anteil von Windstrom an der abgeregelten Energie bei 93% und über 80% der Redispatchmengen entfielen auf das Übertragungsnetz (SMARD). Der Ausbau des Stromnetzes und von Solar- und Windenergieanlagen in Süddeutschland wirken diesem Verhältnis entgegen. Gleichzeitig wirkt der weitere Ausbau von On- und insbesondere Offshore Energieanlagen verstärkend. Deshalb sollte sofern möglich die Ansiedlung von neuen

[4] Consentec et al. (2023): Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff ([…] „Ausbauzustand der Elektrolyseure, hat deren Einsatzstrategie zudem auch nur geringen Einfluss auf das Stromnetz. Deutlich entscheidender ist die Standortwahl“, Seite ii)

[5] TransHyDE (2024): Möglichkeit zur rechtlichen Steuerung systemdienlicher Elektrolysestandorte

[6] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024:

[7] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem

großskaligen[8] flexiblen Lasten zu einer Entschärfung der Netzengpässe im Übertragungsnetz beitragen. Dies zeigen auch mehrere Studien, in welchen eine volkswirtschaftliche Optimierung des deutschen Stromversorgungssystems für die Zukunft durchgeführt wurde. Elektrolyseure werden in diesen Optimierungsmodellen zum Großteil im Norden und Osten Deutschlands verortet, wo sie Erzeugungsspitzen aus Windenergie auffangen und Netzengpässe im Übertragungsnetz Richtung Süddeutschland verringern. Durch eine derart verortete Elektrolyseleistung von bis zu 70 GW in 2050 können Systemkosten von bis zu 60 Mrd. Euro eingespart werden[9] [10].

Den Engpässen in Verteilnetzen durch Solareinspeisung in Süddeutschland sollte vorrangig durch Batteriespeicher, kleinskaliger Elektrolyse und allgemein Lastflexibilisierung in diesen Netzen begegnet werden. Großskalige Elektrolyse in Nord- und Ostdeutschland, was in etwa einer Größe ab 100 MW mit Netzanschluss ab 110kV-Netzebene entspricht, kann zur Behebung dieser süddeutschen Verteilnetzengpässe zwar nicht genutzt werden, doch mindert dies nicht ihren oben beschriebenen volkswirtschaftlichen Nutzen zur Behebung von Netzengpässen im Übertragungsnetz. Auch werden durch zusätzliche Last durch Elektrolyse in Nord- und Ostdeutschland keine bzw. vernachlässigbare Engpässe in Süd-Nord Richtung entstehen, da sich der Großteil der Gesamtlast weiterhin im netztechnischen Süden befindet. Zusammenfassend ist der Standort von Elektrolyseanlagen ein wichtiger Faktor und somit sollten netzdienliche Standorte wirksam angereizt werden, wie in der Antwort auf die folgende Frage beschrieben.

Neben dem Standort muss jedoch auch eine netzdienliche Fahrweise durch entsprechende Anreize bei Netzentgelten gefördert werden.

Welche Modifikationen der allgemeinen Netzentgeltsystematik könnten für Elektrolyseure gerechtfertigt werden?

Aufgrund der massiven Verzögerungen bei bestehenden Projekten sollte für die Netzentgeltentlastung nicht die Inbetriebnahme, sondern die Investitionsentscheidung als Referenz gelten. Entscheidend ist zudem, dass die komplexen Strombezugskriterien einbezogen werden

[8] Großskalig meint einen Netzanschluss ab Netzebene 110kV, was in etwa ab einer Größe von 100 MW entspricht.

[9] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect

[10] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem

und eine individuelle Lösung für Elektrolyseure gefunden wird, die entweder einen systemdienlichen Standort oder eine systemdienliche Fahrweise fördert.

Durch die Kombination einer netzdienlichen Verortung von Elektrolyseuren und netzdienlichem Verhalten können Gesamtsystemkosten um mehr als 60 Milliarden Euro bis zum Jahr 2050 reduziert werden[11] [12].Für eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren gibt es aktuell jedoch nur unzureichende lokale Signale. Bestehende Instrumente wie die räumliche Differenzierung des BKZ oder „Nutzen statt Abregeln“ nach § 13k EnWG beeinflussen den Wasserstoffpreis verhältnismäßig gering[13]. Auch die räumliche Differenzierung der geplanten dynamischen Netzengeltkomponente wird einen begrenzten Standortanreiz auslösen, da eine signifikante Dynamisierung der Netzentgelte voraussichtlich nur in einer begrenzten Anzahl an Stunden im Jahr auftreten wird, in denen Redispatchbedarfe prognostiziert werden. Zudem können die finanziellen Auswirkungen der Dynamisierung zum Zeitpunkt von Investitionsentscheidungen nur schwer vorhergesagt werden und daher nicht als verlässliches Entscheidungskriterium einbezogen werden.

Insofern benötigt es gezielte Instrumente, um systemdienliche Standorte und Fahrweise anzureizen, die die besonderen Rahmenbedingungen für Elektrolyseure berücksichtigen.

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?

Elektrolyseure sind keine elektrischen Speicher mit Rückeinspeisung ins Stromnetz. Stattdessen entsteht Wasserstoff, der in einer separaten Infrastruktur genutzt wird, in der zusätzliche Entgelte anfallen. Eine wirkungsgradbasierte Saldierung würde eine zurechenbare Rückverstromung unterstellen, die weder zwingend ist noch dem Elektrolyseur eindeutig zuzuordnen ist. Netzdienlichkeit sollte daher über Kriterien für Standort und Fahrweise in der Netzentgeltsystematik adressiert werden, nicht über eine Speicher-Saldierungslogik.

[11] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect

[12] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem

[13] https://www.bdew.de/energie/rechtliche-rahmenbedingungen-beeinflussen-wasserstoffkosten/

Elektrolyseure produzieren nicht nur grünen Wasserstoff zum Einsatz in Wasserstoffkraftwerken, sondern parallel auch für vielfältige Anwendungen in der Industrie. Es müsste daher eine getrennte Erhebung der Netzentgelte erfolgen anteilig nach der jeweiligen Verwendung des Wasserstoffs in Kraftwerken zur Rückverstromung oder im Industriesektor, weshalb die Betrachtung von Elektrolyseuren von der Speicherlogik getrennt werden sollte. Insbesondere durch die Strombezugskriterien ergeben sich fundamental unterschiedliche Anforderungen.

Ansprechpartner/Ansprechpartnerin