Handlungs-empfehlungen

- Vertrauensschutz sichert Investitionsentscheidungen ab und führt zu einem zielgerichteten Einsatz von Fördermitteln.
- Das Potential zur Netzdienlichkeit von Speichern in Kombination mit EE-Anlagen ist hoch.
- Bei Elektrolyseuren ist der Standort entscheidend für die Netzdienlichkeit.
- Pragmatischer Ansatz: Pauschale Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure über 15 Jahre in den Entlastungsregionen nach § 13 k EnWG

Speichernetzentgelte

Fragen aus dem Sachstandspapier

Die folgende Stellungnahme der EWE AG bezieht sich auf die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 15.01.2026 veröffentlichten Orientierungspunkte zu Speichernetzentgelten. Weitere Stellungnahmen folgen zu den jeweils von der BNetzA festgelegten Fristen.

Derzeit wird umfangreich und teils auch durch Fördermittel unterstützt in Speichertechnologien und Elektrolyse investiert. Besonders wichtig für alle aktuellen und künftigen Projekte ist der Umgang mit der Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG. Die BNetzA betont, dass sie bei der Einführung von Speichernetzentgelten den Vertrauensschutz mit dem Ziel der Gleichbehandlung abwägt. Der Vertrauensschutz in Bezug auf eine gesetzlich so klar verankerte Frist (20 Jahre Befreiung, bei Inbetriebnahme bis 04.08.2029) wiegt in diesem Fall jedoch deutlich schwerer und ist nicht mit dem Argument der Gleichbehandlung (Level Playing Field) zu entkräften. Auch in anderen Bereichen der Energiewirtschaft entscheidet das Inbetriebnahmedatum über Wirtschaftlichkeitsfaktoren, bspw. bei der EEG-Einspeisevergütung. Ein Eingriff in diesen Vertrauensschutz würde eine große Menge an Projekten betreffen, die bereits in Betrieb sind oder sich in einem fortgeschrittenen Planungsstadium befinden und für die entsprechende Investitionen bereits ausgelöst würden. Dies würde dem Ansehen des Investitionsstandorts Deutschland massiv schaden. Aus diesem Grund gehen wir im Folgenden zunächst auf die Netzentgeltbefreiung anhand konkreter Beispiele ein.

<u>Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure – Bewertung des Vertrauensschutzes und einer unverhältnismäßigen Beeinträchtigung aus Sicht des Projekts „CHC Elektrolyse Ostfriesland“</u>

Im Rahmen des übergeordneten Programms „Clean Hydrogen Coastline“ (CHC) errichtet die EWE HYDROGEN GmbH eine Elektrolyseanlage mit einer elektrischen Leistung von rund 320 Megawatt am Standort Emden. Das Projekt „CHC Elektrolyse Ostfriesland“ (IPCEI-Projekt 1) dient der industriellen Erzeugung von grünem Wasserstoff und ist auf eine Produktionsmenge von ca. 26.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr ausgelegt, der in das zukünftige H_2-Kernnetz eingespeist werden soll.

Das Vorhaben ist Teil des europäischen IPCEI-Programms (Important Project of Common European Interest) und wird mit Fördermitteln von Bund und Land in Höhe von insgesamt über 400 Mio. EUR unterstützt. Das Investitionsvolumen für das Einzelvorhaben beträgt über 650 Mio. EUR. Die Inbetriebnahme der Anlage ist für das 3. Quartal 2027 vorgesehen. Der Anlagenstandort umfasst eine Fläche von rund 8 ha im östlichen Stadtgebiet von Emden in unmittelbarer Nähe zum Umspannwerk der TenneT TSO GmbH.

Vertrauensschutz und unverhältnismäßige Beeinträchtigung
Im Kontext der unechten Rückwirkung gilt es Folgendes im Hinblick darauf, ob es überhaupt einen *Vertrauensschutz dem Grunde nach* geben kann und ob ein Vertrauensschutz ggf. *unverhältnismäßig beeinträchtigt* wird oder wurde, zu beachten.

Vertrauensschutz dem Grunde nach
Bei einem möglicherweise dem Grunde nach bestehenden Vertrauensschutz muss im Hinblick auf den Zeitmoment und dem Umstandsmoment beachten werden:

Zeitmoment
Durch die im November 2023 beschlossene Verlängerung der Befreiung hat der Gesetzgeber das Vertrauen in den Fortbestand der Regelung ausdrücklich gestärkt und zugleich einen Impuls für weitere Investitionsentscheidungen gesetzt. Der Zeitpunkt dieser Verlängerung kann daher nicht zugleich als maßgeblicher Anknüpfungspunkt für einen Vertrauensverlust herangezogen werden.
Zudem ist die Abweichungsbefugnis allein aufgrund ihrer zeitlichen Ausgestaltung nicht geeignet, den durch eine gesetzliche Regelung begründeten Vertrauensschutz aufzuheben. Es handelt sich hierbei lediglich um eine Norm zur Zuweisung von Zuständigkeiten. Der Gesetzgeber hat im Zuge der im Jahr 2023 vorgenommenen Änderungen des EnWG als Reaktion auf das EuGH Urteil vom 2. September 2021 ausdrücklich betont, dass neben der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur auch eine ausreichende Rechts , Planungs und Investitionssicherheit zu gewährleisten und abrupte Brüche in der Rechtsanwendung zu vermeiden sind (vgl. BT Drs. 20/7310, S. 52). Dieses Ziel stellt eine Ausprägung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes dar und ist sowohl verfassungsrechtlich als auch europarechtlich verankert. An diesen Rechtsrahmen ist die Bundesnetzagentur gebunden

Umstandsmoment
Des Weiteren gilt es auf die Frage, welcher Umstand für die Frage des Vertrauensschutzes relevant ist, zu beachten: Eine Aufhebung der Stromnetzentgeltbefreiung hätte signifikante Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Diese liegt im Projekt seit 2021 auf Basis des §118 Abs. 6 EnWG vor. Folgende Ereignisse sind auf diesen Hinblick relevant:

1. Meldung des Förderbedarfs auf der Grundlage von EWE internen Wirtschaftlichkeitsrechnungen mit Berücksichtigung der Netzentgeltbefreiung in Q3.2021
2. Nationale Antragstellung mit Berücksichtigung der Netzentgeltbefreiung in Q1.2022
3. Genehmigung vorzeitiger Maßnahmenbeginn auf Grundlage der Wirtschaftlichkeitsrechnungen in 08.2022
4. Notifizierungsverfahren mit Berücksichtigung der Netzentgeltbefreiung von Q4.2021 bis 02.2024
5. Ausstellung des Förderbescheids mit entsprechender Fördersumme, die sich aus der „Funding Gap“ mit Berücksichtigung der Netzentgeltbefreiung ergibt in 07.2024
6. Die „Financial Investment Decision“ (FID) und nachfolgende Bestellungen der Elektrolyse sind Konsequenz aus der genehmigten Förderung. Die FID ist zeitlich gesehen, der letzte

Zeitpunkt zum Projektabbruch - beispielsweise aufgrund von mangelndem Vertrauen in die Netzentgeltbefreiung. Die FID wäre ohne Netzentgeltbefreiung oder mit einem Risiko zum Verlust des Bestandsschutzes NICHT getroffen worden.

Unverhältnismäßige Beeinträchtigung von Vertrauensschutz
Insbesondere bei Elektrolyseuren ist aufgrund der hohen Kosten und der späten Amortisierung des Projekts eine Netzentgeltbefreiung erforderlich. Andernfalls kommt es zu einer unverhältnismäßigen Beeinträchtigung. Ein Wegfall der Netzentgeltbefreiung würde in einer Erhöhung des Wasserstoffpreises um 1,5 € - bis 3 € pro kg H_2 resultieren[1], was einer prozentualen Steigerung um bis zu 40% entspricht. Dadurch wird voraussichtlich auch die höchste Zahlungsbereitschaft von Wasserstoffabnehmern, z.B. aus dem Raffineriesektor, nicht mehr erreicht und die Elektrolyseprojekte werden unwirtschaftlich.

Ausgewählte Fragestellungen zu Speichernetzentgelten aus den Orientierungspunkten 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?
Hier kommt es darauf an, was das Ziel der Kapazitätsbuchung bei Speichern ist: Eine Betrachtung ausschließlich der saldierten Mengen würde die Kapazitätsbuchung auf die Speicherverluste beschränken und wäre damit für den jeweiligen Business Case förderlicher. Es erscheint somit sachgerecht, dass insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt wird.

Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?
Das Potenzial von Speichern in Kombination mit EE-Anlagen ist hoch, aber die Wirkung ist sehr abhängig von der Netzebene. Sie werden zunehmend als Multi-Use-Systeme genutzt – nicht nur zur Integration von EE-Strom, sondern auch für Netzstabilität, Vermarktung, Eigenverbrauch, Sektorkopplung und Systemdienstleistungen. Bei PV-Batteriespeichern in der Niederspannung ist zu beachten, dass diese perspektivisch im Winterhalbjahr vermehrt auch für eine marktliche Optimierung genutzt werden und sich die Bezugsleistungen zu denen von marktorientiert betriebenen Ladeeinrichtungen für batterieelektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen addieren. Insbesondere das Potenzial zur präventiven Netzdienlichkeit ist bisher noch nicht gehoben worden und gilt es zu erschließen.
Eine Beschränkung des Speichers auf den in der angebundenen EE-Anlage erzeugten Strom verschlechtert den jeweiligen 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.

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

Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?
Es erscheint sachgerecht, dass insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt wird.

Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?
Es ist aus unserer Sicht unabdingbar, dass Kosten bzw. Erlöse für Netzentgeltkomponenten mit Anreizfunktion monatlich vom anfordernden Netzbetreiber ausgeglichen werden müssen. Dies ist erforderlich zur Sicherung der unterjährigen Liquidität beim ausführenden Netzbetreiber. Die generelle Abwicklung könnte z.B. analog dem bestehenden Aufschlag für besondere Netznutzung erfolgen. Ein negativer Saldo des Jahresentgelts wäre damit denkbar.
Wenn die negativen Netzentgelte aus der Anreizfunktion die Netzentgelte aus der Finanzierungsfunktion für einen Speicher übersteigen und der Saldo dadurch negativ wird, dann folgt aus der Logik der BNetzA, dass dieser das Netz an diesem Standort so stark entlastet, dass diese Entlastung die Kosten der Netzintegration des Speichers übersteigt. Ein negativer Saldo ist demnach in diesem Fall gerechtfertigt.

Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?
Wir lehnen das von der BNetzA vorgschlagene Modell dynamischer Netzentgelte ab und verweisen hier auf die entsprechende eigene Stellungnahme und die Ausführungen des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V..

Unter welchen Voraussetzungen sehen Sie im Einsatz von Elektrolyseuren netzdienliche Vorteile?
Netzdienliche Vorteile von Elektrolyseuren entstehen vor allem dann, wenn sie:

- flexibel nach Angebot erneuerbarer Energien betrieben,
- an geeigneten Netzstandorten platziert,
- technisch korrekt ans Netz angebunden und
- durch passende regulatorische Rahmenbedingungen incentiviert werden.

Grundsätzlich sehen wir Elektrolyseure in der Phase des H_2-Markthochlaufs aufgrund der Wirtschaftlichkeitsanforderungen in Netzebenen 1-3.
Das Nutzungsverhalten von Elektrolyseuren ist ein entscheidender Faktor für die Netzdienlichkeit. Wie eine umfassende Studienlage[2,3,4,5] zeigt, ist der Standort der Elektrolyseure jedoch mindestens genauso wichtig für die Netzdienlichkeit.
Der folgende im Orientierungspapier 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 gegenüber der

[2] 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)
[3] TransHyDE (2024): Möglichkeit zur rechtlichen Steuerung systemdienlicher Elektrolysestandorte
[4] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect
[5] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem

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 fielen auf das Übertragungsnetz.[6] 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 großskaligen[7] 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 laut NEP können Systemkosten von bis zu 60 Mrd. Euro eingespart werden.[8,9]

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 kann zur Behebung dieser süddeutschen Verteilnetzengpässe zwar nicht genutzt werden, doch mindert dies nicht ihren o.g. 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.

Hinsichtlich des Strombezugsverhaltens von Elektrolyseuren ist folgendes zu beachten: Elektrolyseure fahren keine Bandlast, sondern orientieren sich sehr stark an der Einspeisung erneuerbarer Energien. Denn zur Produktion grünen Wasserstoffs müssen die von der EU vorgeschrieben Strombezugskriterien[10] eingehalten werden: Elektrolyseure dürfen nach diesen Kriterien nur in der Höhe Strom beziehen, wie auch die erneuerbaren Energieanlagen (EE) im gleichen Zeitintervall[11] einspeisen, mit denen Strombezugsverträge (PPAs) abgeschlossen wurden. 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 Treibhausgas-Intensität des Strommix in der Gebotszone. Nur in Stunden, in denen der Grenzwert für die Treibhausgas-Intensität unterschritten wird, darf der Elektrolyseur Strom beziehen. Elektrolyseure weisen somit durch die Orientierung an der Erneuerbaren Einspeisung eine im allgemeinen netzdienliche Fahrweise auf solange sie sich am richtigen Standort befinden.

[6] SMARD
[7] Großskalig meint einen Netzanschluss ab Netzebene 110kV, was in etwa ab einer Größe von 100 MW entspricht.
[8] Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid - ScienceDirect
[9] Vgl. Mahner et al., 2025: Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem
[10] Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr
[11] Ab dem 01.01.2030 ist eine stündliche Übereinstimmung zwischen Stromverbrauch des Elektrolyseurs und Stromerzeugung der kontrahierten EE-Anlagen einzuhalten

Welche Modifikationen der allgemeinen Netzentgeltsystematik könnten für Elektrolyseure gerechtfertigt werden?

Wie bereits oben erläutert, können durch die Kombination einer netzdienlichen Verortung von Elektrolyseuren und netzdienlichem Verhalten Gesamtsystemkosten um mehr als 60 Milliarden Euro reduziert werden. Für eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren gibt es aktuell jedoch nur unzureichende lokale Signale. Lokal differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ), sowie das Instrument „Nutzen statt Abregeln" (§ 13k EnWG), sind wichtige Bausteine für eine netzdienliche Allokation. Allerdings reichen diese lokalen Signale allein nicht aus, um die gewünschten Lenkungswirkungen zu erzielen. Die Auswirkungen auf den Wasserstoffpreis durch das Instrument „Nutzen statt Abregeln" (ca. 0,12 €/kg H_2)[12] und durch die räumliche Differenzierung im Baukostenzuschuss (ca. 0,4 €/kg H_2)[9] sind nur marginal. Dagegen kann eine substanzielle Reduktion der Netzentgelte, bzw. Befreiung, für Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten einen signifikanten Anreiz setzen (ca. 1,50 €/kg H_2)[9] und so einen entscheidenden Beitrag zur Systemoptimierung leisten.

Wir empfehlen daher, netzdienlich verortete Elektrolyseure als flexible Großverbraucher über eine substanzielle Reduktion der Netzentgelte, bzw. Befreiung, von Beginn an in den Fokus zu nehmen. Konkret könnte dies etwa durch folgende **Übergangsregelung mit geringer Komplexität** ermöglicht werden: **Investiv zusätzliche Elektrolyseure, welche in den Entlastungsregionen nach § 13k EnWG installiert werden, sind für eine Laufzeit von 15 Jahren von Stromnetzentgelten befreit.**

Wie in der Antwort auf die vorherige Frage bereits beschrieben, sind Elektrolyseure zur Produktion von grünem Wasserstoff zur Erfüllung der von der EU vorgeschriebenen Strombezugskriterien verpflichtet. Dadurch müssen sie ihren Strombezug an der Einspeisung der über Power Purchase Agreements kontrahierten EE-Anlagen ausrichten. Somit können die Elektrolyseure nur sehr begrenzt auf Signale der Netzbetreiber in Form einer Dynamisierung der Netzentgelte reagieren. Aus diesem Grund bietet die oben beschriebene Schaffung von wirksamen Standortanreizen einen deutlich größeren Anreiz für die Netzdienlichkeit von Elektrolyse als die reine Dynamisierung der Netzentgelte.

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 (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) 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 Treibhausgas-Intensität des Strommix oder dem Delegierten Rechtsakt 2023/1184 also bei entsprechenden stündlichen PPA-Mengen zugelassen werden.

[12] Projektspezifische eigene Berechnungen entsprechend der aktuellen Regulierung.

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 produzieren nicht nur grünen Wasserstoff zum Einsatz in Wasserstoffkraftwerken sondern parallel auch Wasserstoff für die Verwendung in der Industrie zur Dekarbonisierung. Es müsste daher eine getrennte Erhebung der Netzentgelte erfolgen anteilig nach der jeweiligen Verwendung des Wasserstoffs in Kraftwerken zur Rückverstromung oder im Industriesektor.

EWE AG EWE ist ein Versorgungskonzern im Bereich Strom, Erdgas, Telekommunikation und Informationstechnologie. Die EWE AG ist registrierte Interessenvertreterin nach dem Lobbyregistergesetz (Registernummer R001058) und folgt dem vom Deutschen Bundestag und von der Bundesregierung beschlossenen Verhaltenskodex.

Kontakt EWE Aktiengesellschaft
Tirpitzstraße 39
D-26122 Oldenburg
ww.ewe.com

Abteilung Politische Angelegenheiten
[redacted]
[redacted]