



## **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<sup>1</sup> 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 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<sup>2</sup>) und kohlenstoffarmem (LCH<sup>3</sup>) 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. Diese wird als Kupferplatte betrachtet. Es wäre daher wichtig, diese Anreize über die Netzregulierung gezielt zu stärken, um das deutsche Stromsystem optimal zu unterstützen.

## **Stromnetzentgeltbefreiung von Elektrolyseuren**

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<sup>4</sup> Wasserstoff, bei heutigem Netzentgeltniveau. Die künftige Entwicklung der Netzentgelte ist so unsicher, dass kein Wasserstoffabnehmer dieses Risiko tragen kann. Da der Bau großskaliger

---

<sup>1</sup> [Bundesnetzagentur - Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff](#)

<sup>2</sup> Renewable Fuels of Non-Biological Origin

<sup>3</sup> Low-Carbon Hydrogen

<sup>4</sup> Vgl. BDEW 2025: Kosten von Wasserstoff durch rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen: Kostenfaktoren und Minderungspotenziale der Gestehungskosten

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.<sup>5</sup> Die Produktion von LCH ist nur in Stunden möglich, in denen die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strommix einen gewissen Grenzwert unterschreitet.<sup>6</sup>

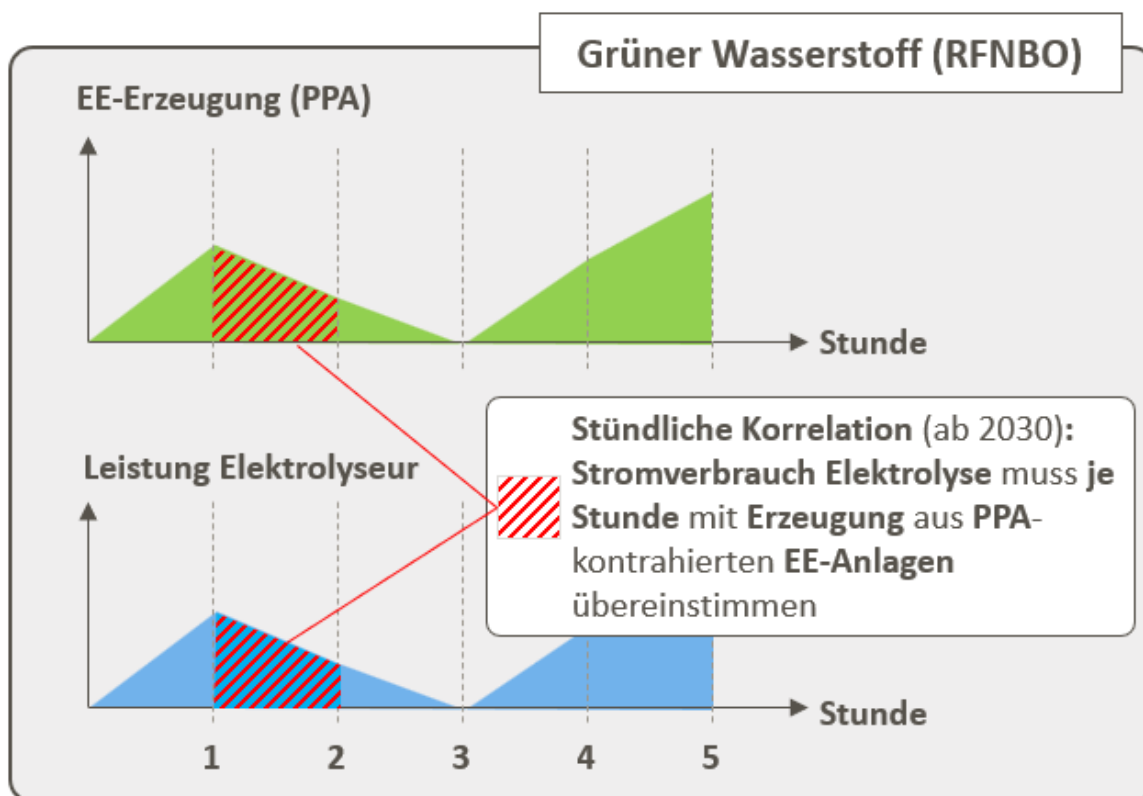


Abbildung 1 Zeitliche Vorgaben für die Produktion von RFNBO laut Delegierter Verordnung (EU) 2023/1184 Artikel 6

<sup>5</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 Artikel 6

<sup>6</sup> Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 Anhang Abs.6

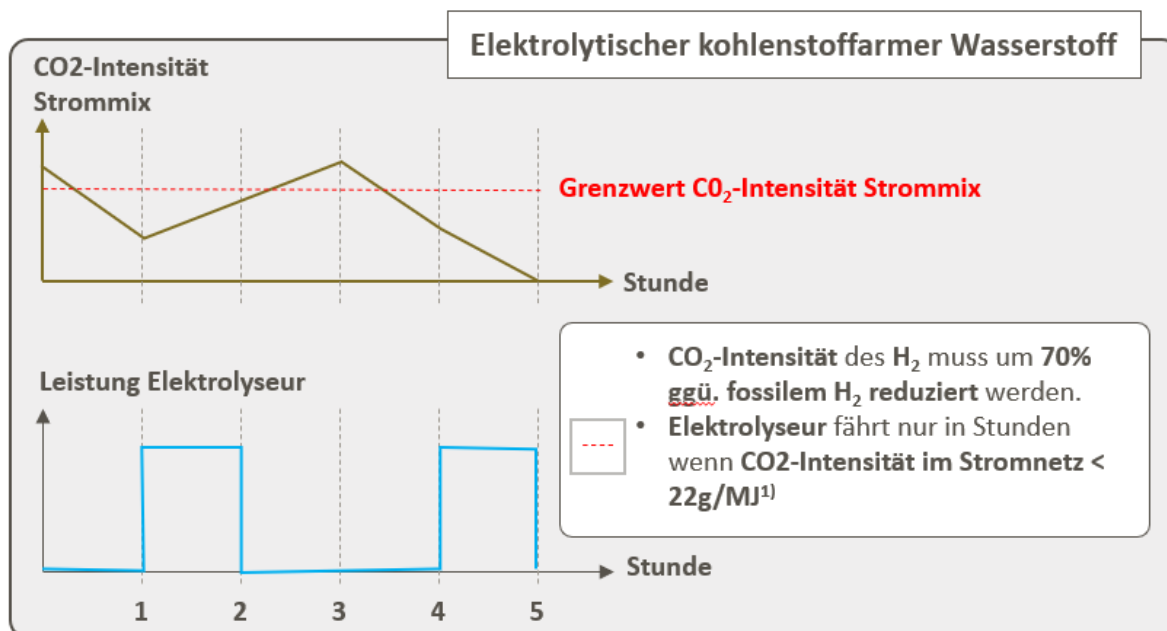


Abbildung 2 Zeitliche Vorgaben für die Produktion von Low-Carbon Hydrogen laut Delegierter Verordnung (EU) 2025/2359 Anhang Abs.6

Durch diese strikten zeitlichen Anforderungen, die aufgrund von Vorgaben des EU-Beihilferechts durch Kunden- oder Fördervorgaben hinterlegt sind, stellt die Wasserstoffregulierung bereits zeitlich einen systemdienlichen Betrieb sicher und verhindert, dass weitere zeitliche regulatorische Signale in der Stromnetzentgeltregulierung berücksichtigt werden können. Dadurch ergeben sich für die Wasserstoffbranche regulatorische Besonderheiten, die sie von anderen Industriezweigen unterscheiden.

### **Verlängerung der Netzentgeltbefreiung von Anlagen an systemdienlichen Standorten**

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.<sup>7,8</sup>

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.<sup>9</sup> Zudem zeigen zahlreiche Studien, dass die systemdienliche Integration von Elektrolyseuren von zentraler Bedeutung ist<sup>10</sup>. Eine optimierte Allokation kann bis 2050 Gesamtsystemkosten von über 60 Mrd. Euro einsparen<sup>11</sup>.

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, da sie den Wasserstoffpreis nur um etwa 5% beeinflussen<sup>12</sup>.

Für die Projektentwicklung und Finanzierung von großskaligen Elektrolyseprojekten ist es notwendig, dass die Stromnetzkosten, welchen einen erheblichen Anteil der Erzeugungskosten ausmachen können von Beginn an eine gewisse Planungssicherheit ermöglichen. Eine rein zeitliche Dynamisierung sorgt für hohe Unsicherheit und eine feste Reduzierung bzw. Befreiung anhand des Standorts kann dies umgehen.

Für Standorte außerhalb der Entlastungsregionen nach 13k könnte eine Berücksichtigung von Elektrolyseuren bei den Stromnetzentgelten für Industrie und Gewerbe eine mögliche Option sein. Hier sollte darauf geachtet werden, dass die zeitlichen Vorgaben kohärent zu den Vorgaben aus der EU-Regulierung sind, damit diese eingehalten werden können. Außerdem sollte berücksichtigt werden, dass eine gewisse Planungssicherheit der Gesamtkosten bei der Projektentwicklung notwendig ist.

---

<sup>7</sup> Zahlreiche Studien haben die systemdienliche Verortung von Elektrolyseuren bereits untersucht, vgl. [TransHyDE \(2024\): Möglichkeit zur rechtlichen Steuerung systemdienlicher Elektrolyse-Standorte](#); [EWI \(2024\): Standortbewertung für systemdienliche Elektrolyseure](#); [Frontier \(2023\): Konzepte zur lokal-differenzierten Beanreicherung von Investitionen in Elektrolyseure](#); [consentec et al. \(2023\): Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff](#)

<sup>8</sup> Darüber hinaus hat grüner Wasserstoff durch seinen Beitrag zur Sektorenkopplung einen positiven Effekt auf die Transformation des Energiesystems. Er erlaubt die Diffusion von strombasierten erneuerbaren Energien in die Sektoren Industrie und Verkehr.

<sup>9</sup> Im genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2025 gehen die ÜNBs je nach Szenario von einer installierten Elektrolyseleistung von 20-42 GW in 2037 und 32-70 GW in 2045 aus. Heute befinden sich ca. 1 GW Elektrolysekapazität im Bau, die von einer Befreiung von den Netzentgelten profitieren.

<sup>10</sup> Vgl. etwa Consentec et al, 2023: Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff; Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid.

<sup>11</sup> Vgl. Hobbie & Lieberwirth, 2024: Compounding or Curative? Investigating the impact of electrolyzer deployment on congestion management in the German power grid – ScienceDirect.

<sup>12</sup> Berechnungen anhand eines konkreten Elektrolyseprojektes von EWE.

### Vertrauensschutz von §116 Abs. 6 EnWG

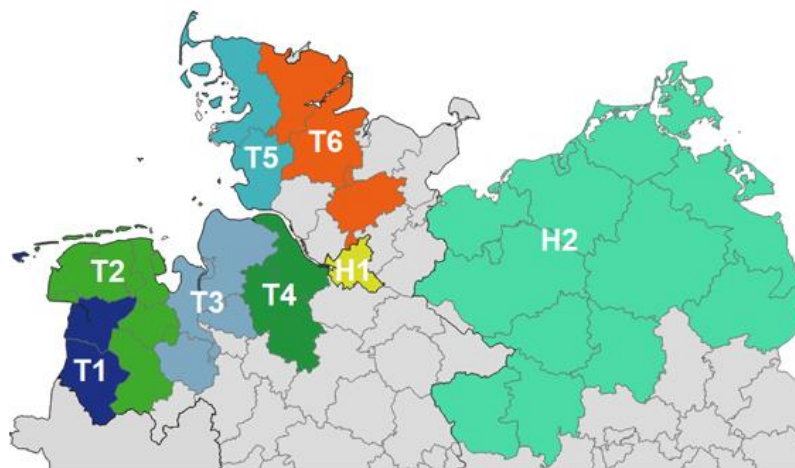
Unabhängig von der zukünftigen Regulierung ist es für Projekte, die sich bereits in Realisierung befinden unbedingt notwendig, dass die Anwendung der Befreiung nach §118 Abs. 6 bestehen bleibt. Wie beschrieben beträgt die Realisierungszeit von großskaligen Elektrolyseprojekten mehrere Jahre. Alle Projekte, die bereits eine Förderzusage und Investitionsentscheidung getätigt haben, haben mit der Befreiung kalkuliert. Die Projektierung von Elektrolyseuren ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen ohne Förderung nicht möglich. Diese ist auf die genaue Finanzierungslücke unter dem aktuellen regulatorischen Rahmen ausgelegt. Die Höhe der zukünftigen Stromnetzentgelte für Elektrolyseure ist noch unklar. Sollten diese ohne substantielle oder nur mit einer dynamischen aktuell nicht kalkulierbaren Reduzierung nachträglich im Business Case für das Projekt mit eingepreist werden müssen, hätte dies ernsthaft gefährdende Auswirkungen auf die bisherigen Verhandlungen von Wasserstofflieferverträgen und damit für die Projekte selbst.

### Mögliche Kriterien für die Verlängerung der Netzentgeltbefreiung von Elektrolyseuren

#### 1. Standort: Stromnetzinduzierte Verortung

- §13k-Regionen („Entlastungsregionen“ des ÜNB-Konzepts)
- **Begründung:** Konsistenz mit implementiertem Instrument nach §13k.

#### Bezugsrahmen „13k-Regionen“:



Quelle: [ÜNB-Umsetzungskonzept § 13k EnWG \(2024\)](#)

## 2. Betrieb: Zunächst keine weitere Einschränkung im Betrieb notwendig

- Anforderung: Strombasierter erneuerbarer Wasserstoff nach 37.BImSchG/V / bzw. Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 und elektrolytischer kohlenstoffarmer Wasserstoff nach Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359.
- Zusätzliche positive Anreize können über §13k erfolgen. Von weiteren Einschränkungen des Betriebs von Elektrolyseuren ist abzusehen.
- **Begründung:** Sind Elektrolyseure am richtigen Standort verortet (netztechnischer Norden), sorgt die Anforderung an eine RFNBO und LCH konforme Produktion bereits unmittelbar für eine Entlastung des Stromnetzes<sup>13</sup>.
- Eine zusätzliche Einschränkung des Betriebs würde die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren weiter einschränken, dadurch den Ausbau beschränken und hierdurch nicht zur Entlastung des Stromnetzes beitragen können.

## 3. Befreiungszeitraum

- Die Verlängerung der Netzentgeltbefreiung sollte für Anlagen an systemdienlichen Standorten dauerhaft entfristet werden.

---

<sup>13</sup> Sollte es zu einer Relaxierung des DA Kriterien für Zusätzlichkeit/zeitliche Korrelation kommen, würden die Strompreise, die größtenteils mit der Einspeisung von erneuerbaren Energien korrelieren, für eine netztechnisch optimale Integration sorgen und damit den notwendigen Netzausbau reduzieren.