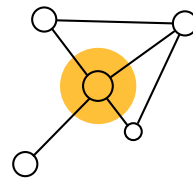
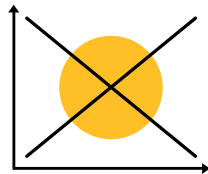
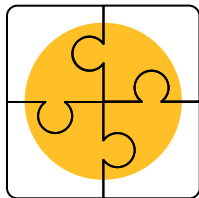
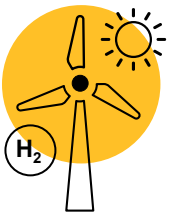


Der Elektrolyse-Hochlauf im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit

Im Auftrag von: ENERGY HUB Port of Wilhelmshaven



Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

Verfasst von:

Dr.-Ing. Ann-Kathrin Klaas (Projektleitung)

Michael Diehl

Martin Lange

Tobias Leibfritz

Felix Schäfer

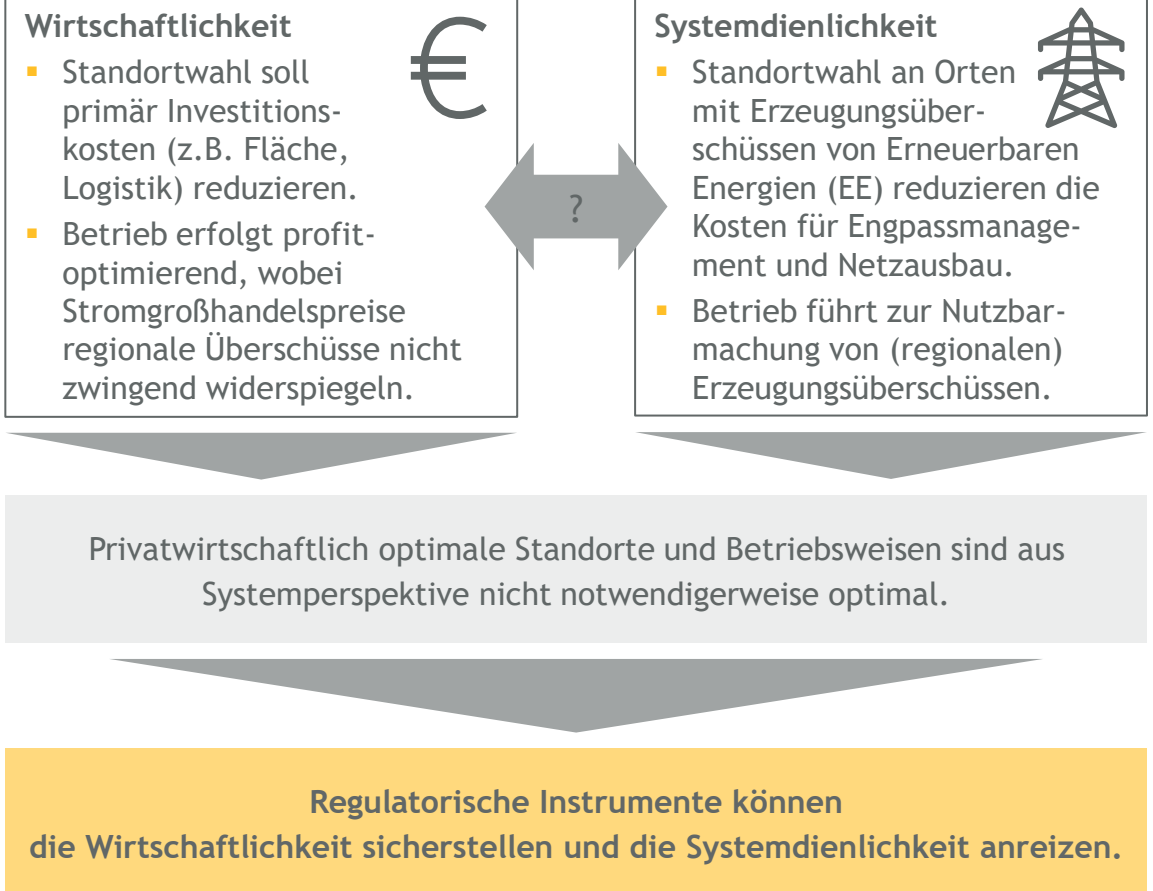
Carina Schmidt

Bitte zitieren als:

EWI (2026). Der Elektrolyse-Hochlauf im Spannungsfeld von Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit. Gutachten im Auftrag von ENERGY HUB Port of Wilhelmshaven.

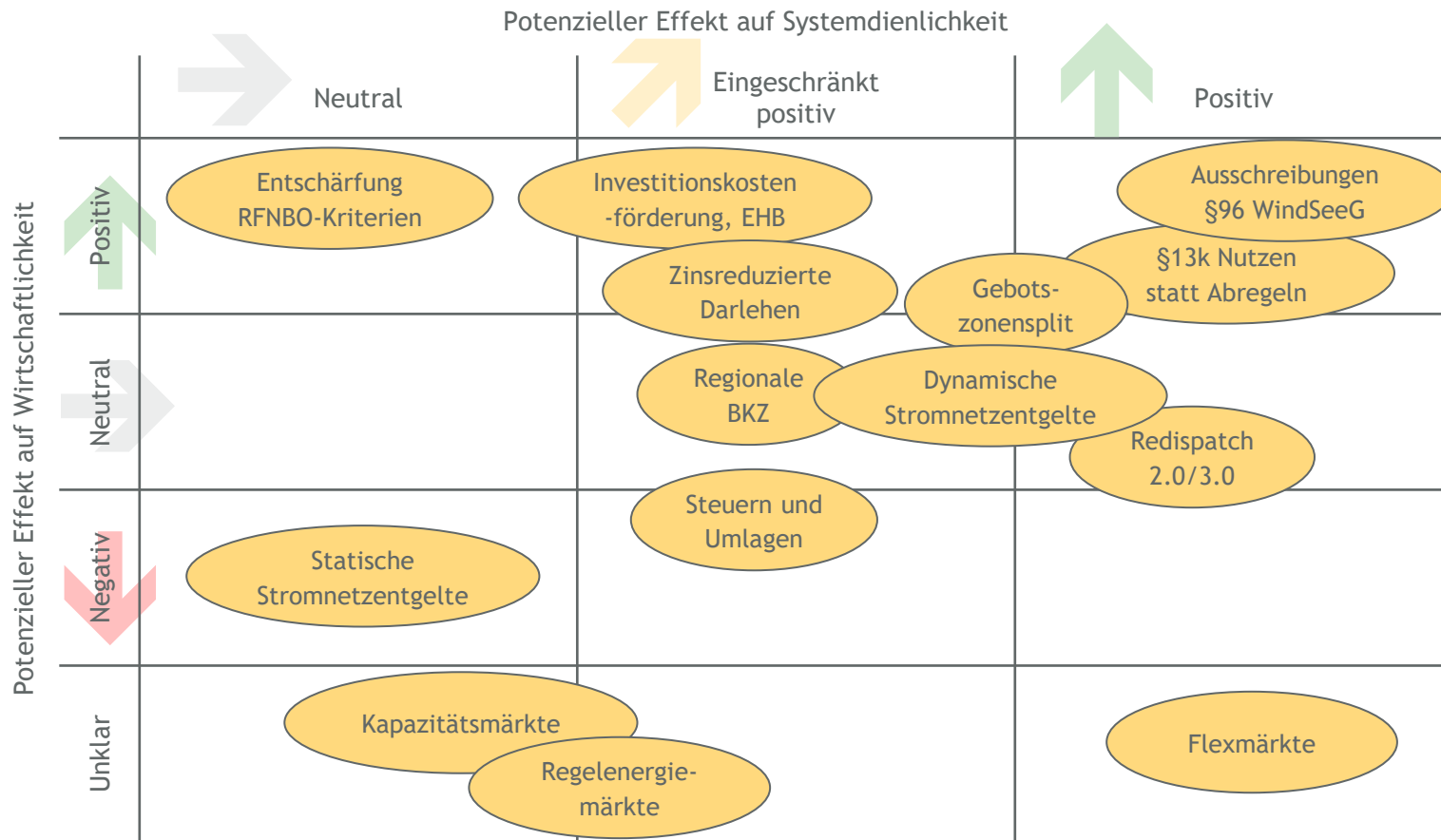
Sowohl Wirtschaftlichkeit als auch Systemdienlichkeit deutscher Elektrolyseure sind unsicher.

- Heimische Elektrolysekapazitäten können zur Erreichung der Klimaziele und Reduktion von Importabhängigkeiten beitragen. Prognosen zeigen einen **signifikanten Ausbaubedarf** bis 2045, um den zukünftigen H₂-Bedarf zu decken und Wertschöpfung sowie Sektorenkopplung zu realisieren.
- Aktuell hemmen hohe Produktionskosten von 150-350 EUR/MWh bzw. 5-12 EUR/kg H₂, die weit über der Zahlungsbereitschaft liegen, den Hochlauf¹. Zudem decken sich privatwirtschaftlich gewählte Standorte nicht zwingend mit netzdienlichen Standorten; ohne Steuerung drohen zusätzliche Netzbelastungen statt einer Entlastung durch die Abnahme von EE-Überschüssen. Entsprechend besteht beim Hochlauf die Herausforderung, die **Wirtschaftlichkeit** von Elektrolyseuren sicherzustellen und gleichzeitig ihre **Systemdienlichkeit** anzureizen.
- Das Gutachten analysiert, inwiefern **regulatorische Instrumente** geeignet sind, die Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit des deutschen Elektrolyseurzubaus zu harmonisieren. Eine mögliche Zielgröße ist dabei ein Anreizsystem, das wirtschaftlichen Betrieb mit einer netzdienlichen Standortwahl und Fahrweise vereint. Hierzu wird sowohl auf eine exemplarische **Wirtschaftlichkeitsberechnung** als auch qualitative Analyse der zur Verfügung stehenden **Studienlage** zurückgegriffen.



1: [EWI & BET \(2025\)](#)

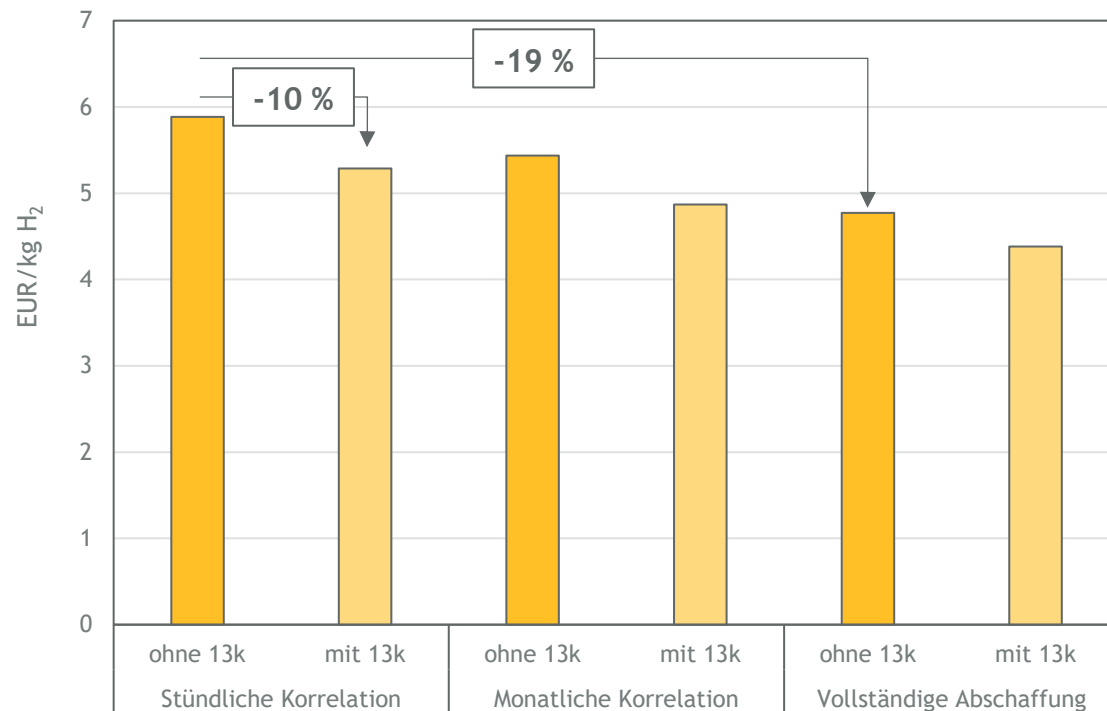
Zusammenfassung: Größte Effekte bei Ausschreibungen von systemdienlichen Elektrolyseuren und bei Umgestaltung von §13k



- Es gibt aktuell kein Instrument, das die Systemdienlichkeit im Sinne der Stromnetzdienlichkeit effektiv positiv beeinflusst. Hier dargestellt sind mögliche Effekte bei einer effektiven Ausgestaltung.
- Die RFNBO-Kriterien beeinflussen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit. Staatliche Förderinstrumente können mit Umgestaltung der Ausschreibungskriterien auch Systemdienlichkeit anreizen durch Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.
- Ausschreibungen nach §96 WindSeeG und §13k EnWG sind potenziell effektive Instrumente für Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit. Die Ausgestaltung der Ausschreibungen nach §96 WindSeeG ist jedoch völlig unklar und §13k EnWG wird in der aktuellen Ausgestaltung durch Elektrolyseure nicht genutzt.
- Eine Belastung durch Netzentgelte, Steuern und Umlagen kann die Wirtschaftlichkeit deutlich verschlechtern.

Modellierung: Änderung der RFNBO-Kriterien und Teilnahme an § 13k EnWG zeigt deutliche Kosteneinsparungspotenziale.

LCOH abhängig von RFNBO-Kriterien und § 13k-Teilnahme



Beschreibung

- Im Gutachten werden die wirtschaftlichen Implikationen der RFNBO-Kriterien und des § 13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ durch eine Modellierung der LCOH¹ mit dem EWI-Modell [SOPHIAA](#) untersucht.
- Mit stündlicher Korrelation ohne § 13k-Teilnahme betragen die modellierten LCOH 5,89 EUR/kg H₂. Eine Entschärfung auf eine monatliche Korrelation könnte die Kosten um rund 8 % reduzieren, eine vollständige Abschaffung aller Kriterien um rund 19 %.
- Wenn der Elektrolyseur gleichzeitig günstigen Überschussstrom über § 13k EnWG beziehen kann, könnten sich die LCOH um rund 10 % reduzieren, unabhängig von der Ausgestaltung der RFNBO-Kriterien. Eine vollständige Abschaffung der RFNBO-Kriterien in Verbindung mit der Nutzung von Überschussstrom nach § 13k EnWG könnte somit die modellierten LCOH um über ein Viertel (26 %) reduzieren.
- Investitionskostenförderung und Förderung über die European Hydrogen Bank könnten einen ähnlich hohen Effekt auf die LCOH haben. Der Wegfall der Befreiung von Netzentgelten sowie Steuer und Umlagen könnte dahingegen einen Anstieg der LCOH um je 20 bis 30 % bewirken.

1: Wasserstoffgestehungskosten, Englisch: levelized cost of hydrogen

Eine intelligente Instrumentengestaltung unterstützt einen wirtschaftlichen und systemdienlichen Elektrolyseurhochlauf.

1

Systemdienliche Elektrolyseure könnten Systemkosten reduzieren.
Durch vor-Ort Nutzung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien reduzieren sich die prognostizierten Netzkosten, insbesondere im Engpassmanagement und Netzausbau.

2

Zurzeit existieren kaum Anreize für Systemdienlichkeit.
Standort- und Betriebsentscheidungen von Elektrolyseuren richten sich aktuell nach privatwirtschaftlichen Anreizen, die sich zunehmend von den Bedarfen des Gesamtsystems lösen.

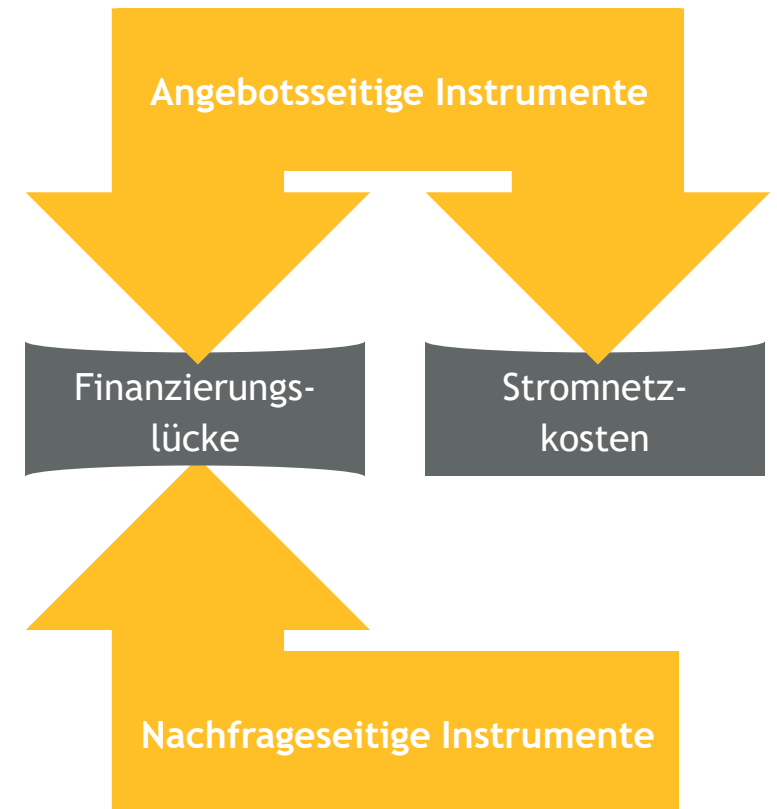
3

Systemdienliche Anreize können Wirtschaftlichkeit verbessern.
Inwiefern Instrumente systemdienlich wirken, hängt insbesondere von ihren Auswirkungen und Anreizen auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren ab.

4

Systemdienlichkeit kann in nahezu allen Instrumenten integriert werden.
Neben gezielten Instrumenten können auch allgemeine Maßnahmen im Strommarktdesign, regulatorischen Kostenbestandteile und Fördersystemen Systemdienlichkeit effizient anreizen.

Wirkdimensionen der Instrumente



Diskrepanz zwischen Zeitachse für regulatorische Instrumente und Vorlaufzeit für Planung und Koordination erschwert den Hochlauf.

Interdependenzen zwischen unterschiedlichen Instrumenten

- Instrumente wirken in teils komplexen Verbundketten, wobei sich Wirksamkeiten gegenseitig verstärken oder einschränken (Beispiel: Gleichzeitigkeit von niedrigen Strompreisen und regionalen Stromüberschüssen)
- Instrumente erzeugen Pfadabhängigkeiten, die in der Ausgestaltung anderer Instrumente zu berücksichtigen sind (Beispiel: ein möglicher Gebotszonensplit und die 90%-EE-Regelung der RFNBO-Kriterien)

Unsicherheiten zur künftigen Regulierung und den Effekten auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit erschweren zielgenaue Maßnahmen und verzögern Investitionen in Elektrolyseure.

Dynamik der Marktentwicklung und Regulatorik

- Künftige regulatorische Entwicklungen werden die Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit maßgeblich beeinflussen (Beispiel: Review der RFNBO-Kriterien).
- Durch allgemeine Entwicklungen in den Energiemärkten ändern sich auch die Wirkweisen von Instrumenten (Beispiel: Reduktion von Überschussstrom durch Netzausbau).



1: [EU-COM \(2023a\)](#) ggf. vorgezogen auf 2026 ([Hydrogen Insight, 2025](#)) | 2: [BMWE \(2025c\)](#) | 3: Bestandsanlagen befristet ausgenommen | 4: Auch Bestandsanlagen

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary

1. Die Herausforderungen des Elektrolyse-Hochlaufs
2. Methodik zur Bewertung der regulatorischen Instrumente
3. Effekte angebotsseitiger Instrumente auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit
 1. Definition von grünem Wasserstoff
 2. Strommarktdesign
 3. Regulierte Kostenbestandteile
 4. Staatliche Förderung
4. Effekte nachfrageseitiger Instrumente auf die Kostenlücke im H₂-Markthochlauf
 1. Verteuerung fossiler Technologien
 2. Vergünstigung von grünem Wasserstoff
5. Fazit und Ausblick

Anhang & Literaturverzeichnis

1. Die Herausforderungen des Elektrolyse-Hochlaufs

- Elektrolysehochlauf zur Erreichung der Klimaneutralität
- Herausforderung Wirtschaftlichkeit
- Herausforderung Systemdienlichkeit
- Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit

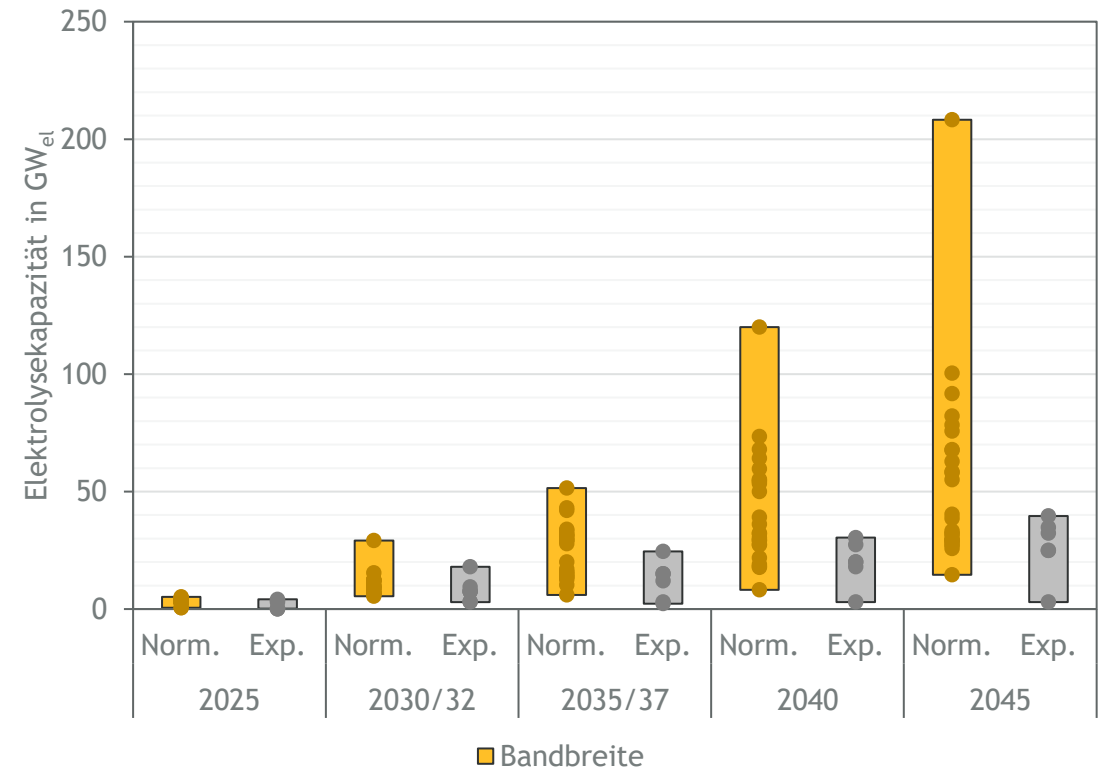
Inländische Elektrolyseure unterstützen den H₂-Hochlauf und reduzieren die Abhängigkeit von H₂-Importen.

Wirtschaftliche und systemdienliche Elektrolyseure

- Der H₂-Markthochlauf wird in vielen wissenschaftlichen Analysen als wesentlicher Baustein der Energiewende und als entscheidend für das Erreichen der Klimaschutzziele angesehen.¹
- Neben der Möglichkeit, Wasserstoff zu importieren, um den zukünftigen Bedarf zu decken, besteht auch in Deutschland das Potenzial zur Erzeugung von grünem Wasserstoff mittels Elektrolyse. **Inländische H₂-Produktion** kann nicht nur die nationale Wertschöpfung erhöhen und die Abhängigkeit von Importen verringern, sondern auch zusätzliche Flexibilität an der Schnittstelle zwischen Strom- und anderen Sektoren bieten.
- Dabei besteht die Herausforderung, dass der in Deutschland produzierte grüne Wasserstoff **wirtschaftlich** mit Importen und fossilen Energieträgern konkurrieren muss.
- Weiterhin können Elektrolyseure - wenn sie **systemdienlich** verortet und betrieben werden - die Integration der erneuerbaren Energien (EE) unterstützen, die Versorgungssicherheit erhöhen und die Effizienz des gesamten Energiesystems verbessern.

1: [EWI & BET \(2025\)](#)

Metaanalyse der szenariobasierten Elektrolysekapazität in DE¹



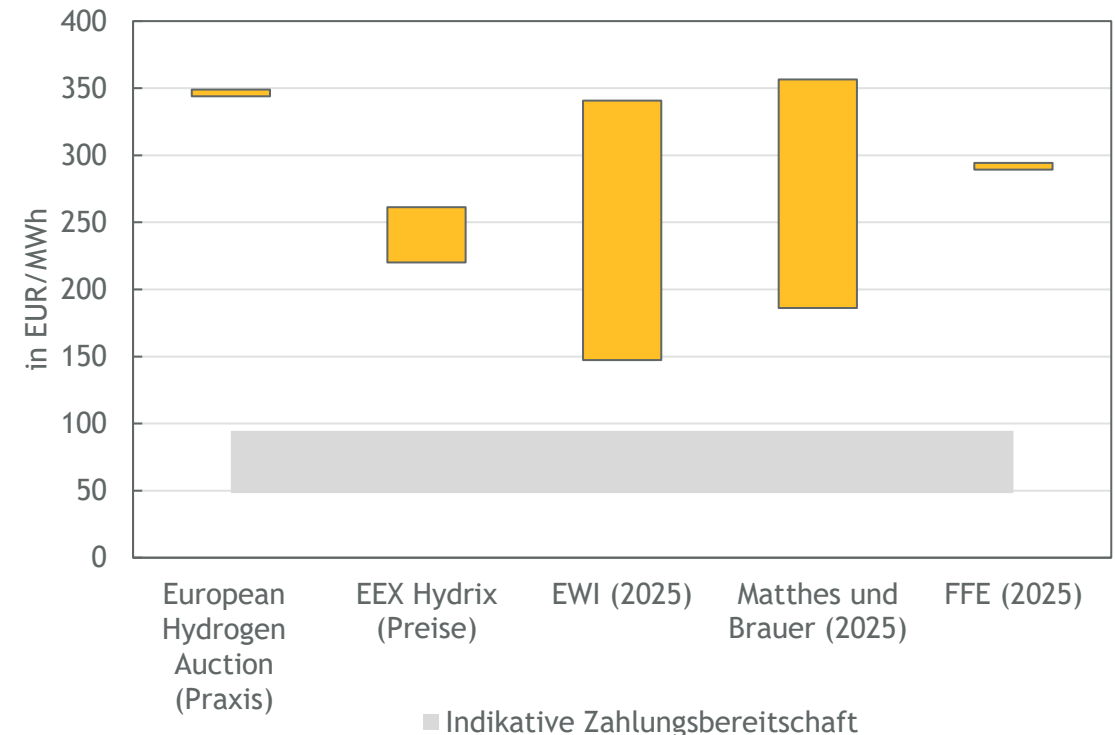
Bislang sind die Kosten von grünem Wasserstoff höher als die Zahlungsbereitschaft, was den H₂-Hochlauf ausbremst.

H₂-Kosten übersteigen die Zahlungsbereitschaft

- Aktuell und vermutlich auch mittelfristig liegen die Produktionskosten von grünem Wasserstoff über der Zahlungsbereitschaft (siehe Abbildung rechts).³ Fällt hierdurch der H₂-Bedarf zu gering aus und diverse Elektrolyseurprojekte sind durch Unterauslastung und der H₂-Hochlauf insgesamt gefährdet. Es sind regulatorische Instrumente nötig, um die Wirtschaftlichkeit der H₂-Produktion in Deutschland zu verbessern.
- Die Fahrweise eines Elektrolyseurs ist eine komplexe Optimierung verschiedener Kosten- und Erlösbestandteile.^{1,2} Dazu zählen insbesondere die Minimierung der Kapitalkosten je Einheit und die Minimierung der Strombezugskosten. Auch eine Maximierung der Einnahmen aus zusätzlichen Erlösquellen (z.B. durch Flexibilitätsbereitstellung) sowie eine verbraucherorientierte Betriebsweise zur Maximierung der Erlöse durch den H₂-Absatz kann die Betriebsentscheidungen beeinflussen.
- Weiterhin ist die Einhaltung von Richtlinien und Normen sowie die Zertifizierung relevant. Dazu kommen technische und regulatorische Restriktionen wie Anlagendegression oder Anfahrrampen, die beim Betrieb zu beachten sind.

1: [FFE \(2023\)](#) | 2: [ENTSOE \(2025b\)](#) | 3: [EWI & BET \(2025\)](#)

Aktuelle Produktionskosten von grünem Wasserstoff in DE³



Systemdienliche Elektrolyseure erhöhen Effizienz, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit des Energiesystems.

Definition von Systemdienlichkeit

- Das BMWE definiert Systemdienlichkeit als das **Erbringen von Leistungen für das Gesamtsystem** jenseits der Mindestpflicht.¹ Im Hinblick auf Elektrolyseure ist hierbei gemeint, dass diese bei ihren Standort- und Betriebsentscheidungen grundsätzlich die **Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem berücksichtigen**, insbesondere im Hinblick auf Strom-, Wasserstoff- und Wärmeinfrastruktur.²
- Eine regionale Steuerung **neuer Stromgroßverbraucher wie Elektrolyseure** ist aus Stromnetztsicht entscheidend. Sie sollten vorzugsweise dort errichtet werden, wo sie bestehende Netzengpässe verringern oder zumindest nicht verschärfen. Daher ist es sinnvoll, den Ausbau von Elektrolyseuren vor allem in **Regionen mit einer hohen EE-Stromerzeugung** voranzutreiben, um den Strom direkt vor Ort zu nutzen. Das ist in höheren Spannungsebenen vor allem im windstarken Norden Deutschlands möglich.³ So lassen sich u. a. die mit Engpassmanagement verbundenen Kosten deutlich reduzieren.⁴ Als flexible Nachfrager können sie zudem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Energiesystems leisten.⁵
- Durch Verortungs- und Betriebsentscheidungen erzeugt ein Elektrolyseur positive oder negative Externalitäten auf das Energiesystem, insbesondere in Form der Netzbeanspruchung. Zur Erreichung einer positiven Externalität ist die **Standortwahl** eine notwendige und die **Betriebsweise** eine hinreichende Bedingung für die Systemdienlichkeit eines Elektrolyseurs im Gesamtsystem.⁵ So kann eine systemdienliche Betriebsweise lediglich am passenden Standort eine systemdienliche Wirkung erwirken.

Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren



Höhere Effizienz
durch niedrigere Infrastrukturinvestitions- und -betriebskosten sowie Netzverluste

Höhere Umweltverträglichkeit
durch eine stärkere EE-Nutzung und Vermeidung von Abregelung

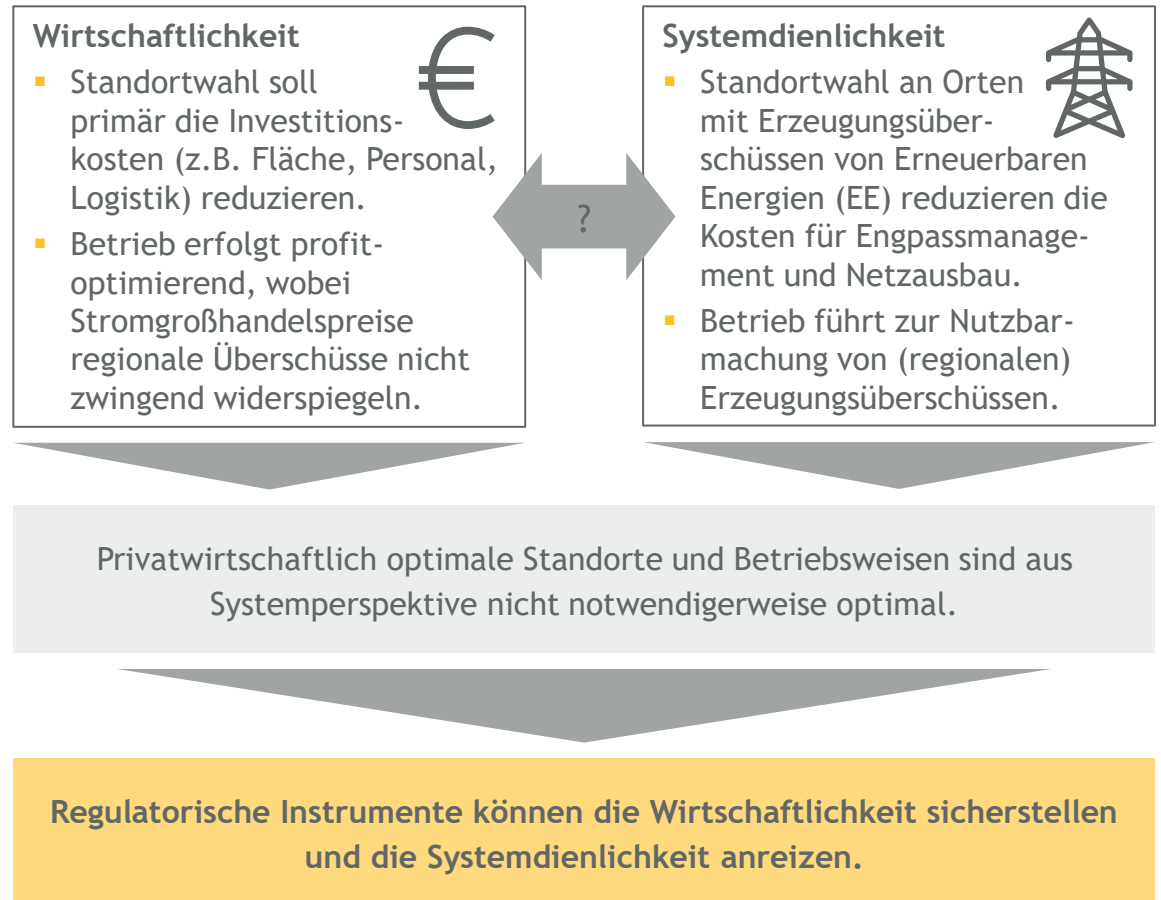
Höhere Versorgungssicherheit
durch Flexibilität und Anpassung an Systemanforderungen

1: [BMWE \(2026e\)](#) | 2: [EWI \(2024c\)](#) | 3: [BMWE \(2024b\)](#) | 4: [50Hertz et al. \(2025c\)](#) | 5: [BNetzA \(2025c\)](#)

Die Analyse untersucht, inwiefern regulatorische Instrumente wirtschaftliche und systemdienliche Elektrolyseure fördern.

Instrumentenanalyse im Spannungsfeld

- Für einen erfolgreichen H₂-Markthochlauf sind **regulatorische Instrumente** notwendig, die die Wirtschaftlichkeit der H₂-Produktion verbessern und die Kostenlücke zur Zahlungsbereitschaft schließen. Diese können auf der Angebotsseite oder auf der Nachfrageseite ansetzen.
- Weiterhin ist es für eine effiziente Transformation des Energiesystems notwendig, die ökonomische **Externalität der Systemdienlichkeit** mithilfe von regulatorischen Instrumenten zu internalisieren.
- Eine Herausforderung dabei ist, dass Standort- und Betriebsentscheidungen **aus privatwirtschaftlicher Sicht** nicht zwingend systemdienlich sind. Im schlimmsten Fall kann eine privatwirtschaftliche Entscheidung zu einer **Verschlechterung der Systemeffizienz**, z. B. durch zusätzlichen Netzausbaubedarf oder zusätzliche Engpassmanagementmaßnahmen, führen.
- Das **Ziel dieses Gutachtens** ist die Analyse von bestehenden und potenziellen regulatorischen Instrumenten im Rahmen des H₂-Markthochlaufs hinsichtlich der beiden Dimensionen **Wirtschaftlichkeit** und **Systemdienlichkeit**.



2. Methodik zur Bewertung der regulatorischen Instrumente

- Grundsätzliches Vorgehen dieses Gutachten
- Referenzfall der Wirtschaftlichkeitsanalyse
- Definition von Systemdienlichkeit
- Wirkdimensionen der Stromnetzdienlichkeit

Die Analyse untersucht die jeweiligen Effekte von angebotsseitigen und nachfrageseitigen Instrumenten.

Methodischer Ansatz

- Die Analyse erfolgt anhand der beiden Dimensionen Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit **separat für jedes Instrument**.
- Im Rahmen der Dimension **Wirtschaftlichkeit** wird der Effekt des Instruments auf die H₂-Gestehungskosten in Deutschland quantifiziert. Hierzu werden unterschiedliche Methoden angewendet:
 - Die Instrumente *RFNBO-Kriterien* und §13k EnWG „Nutzen statt Abregeln“ werden in einer **betriebswirtschaftlichen Optimierung mit dem EWI-Modell SOPHIAA** modelliert.¹
 - Die Effekte anderer Instrumente werden anhand von **drei unterschiedlichen Szenarien** abgeschätzt, die Unsicherheiten in der Instrumentenausgestaltung und den Rahmenbedingungen abbilden.
 - Schwer abschätzbare Instrumente werden qualitativ basierend auf **bestehenden Untersuchungen** angenähert.
- Für die Dimension **Systemdienlichkeit** wird der Einfluss des Instruments auf die Standortwahl und die Betriebsweise des Elektrolyseurs qualitativ analysiert.

1: Modellbeschreibung und weitere Eingangsparameter sind dem Anhang zu entnehmen.

Regulatorische Instrumente im Fokus der Analyse

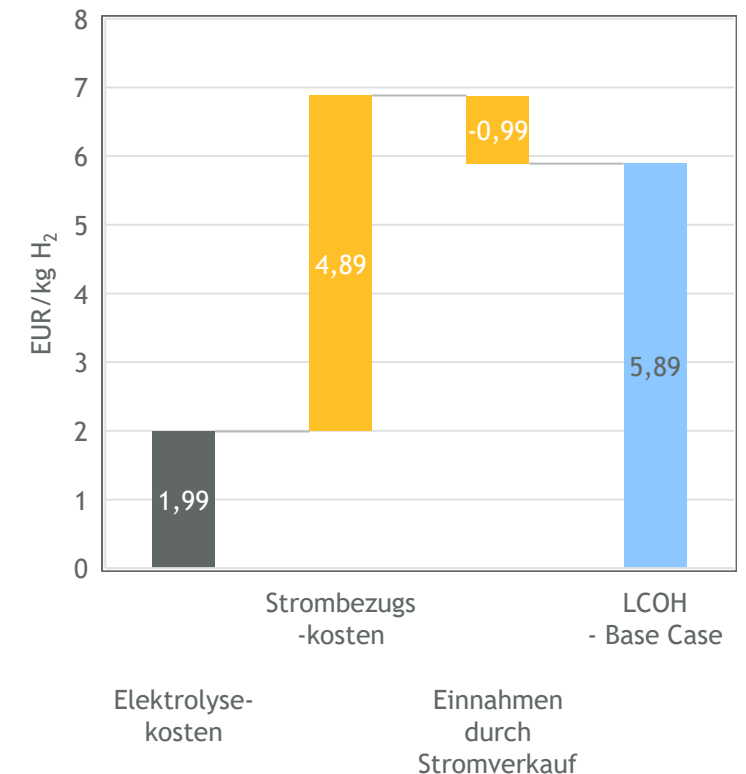
- Die untersuchten Instrumente umfassen **bestehende Instrumente, ihre geplanten und diskutierten Anpassungen** sowie **potenzielle Instrumente**. Die regulatorischen Instrumente werden unterteilt in angebotsseitige und nachfrageseitige Instrumente:
 - **Angebotsseitige Instrumente** haben die Elektrolyse im Fokus und beeinflussen die Standortwahl, die Kosten und/oder den Betrieb ebendieser. Diese Instrumente werden detailliert hinsichtlich der beiden Zieldimensionen untersucht.
 - **Nachfrageseitige Instrumente** können die Zahlungsbereitschaft der H₂-Nachfrage erhöhen, z. B. durch Förderung von H₂-Anwendungen oder durch Pönalisierung von Alternativen, um die Kostenlücke zwischen Angebot und Nachfrage zu schließen. Ausgewählte nachfrageseitige Instrumente werden hinsichtlich ihrer Wirkung zur Schließung der Kostenlücke, welche nach dem Einsatz der angebotsseitigen Instrumente verbleiben könnte, im letzten Kapitel diskutiert.

Zur Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Instrumente wird ein Base Case definiert.

Annahmen zur Modellierung und Definition des Base Case

- Die **Wasserstoffgestehungskosten** (englisch *levelized cost of hydrogen*, kurz LCOH) basieren auf einer Optimierung von Investitions- und Betriebskosten für ein vorgegebenes Produktionsziel.¹ Das Modell spiegelt die Auslegung und den Betrieb eines Elektrolyseurs unter aktuellen Kostenverhältnissen und den RFNBO-Kriterien für grünen Wasserstoff wider.
- Die **Elektrolysekosten** enthalten die Kosten für den Stack, physische Nebenkosten, Fläche, Planung, Versicherung sowie Finanzierungskosten. Die spezifischen Investitionskosten belaufen sich auf 2.281 EUR/MW.² Zusätzlich werden fixe Betriebs- und Wartungskosten und ein Baukostenzuschuss berücksichtigt.³
- Die **Strombezugskosten** setzen die Einhaltung der RFNBO-Kriterien voraus. Für den Strombezug müssen somit langfristige Stromlieferverträge (englisch *power purchase agreements*, kurz PPAs) mit neuen EE-Anlagen in Deutschland abgeschlossen werden. Die PPA-Preise spiegeln die aktuellen Marktwerte sowie regionale Unterschiede in der Verfügbarkeit der EE-Anlagen wider.¹
- Für den Einfluss der Instrumente auf die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseprojekts wird ein **Referenzfall** (im Folgenden *Base Case*) definiert. Hierbei wird im Base Case von der Vorgabe der **stündlichen Korrelation** zwischen PPA-Erzeugung und H₂-Produktion, die ab 2030 gilt, ausgegangen. Diese Vorgabe ist in den Stunden ausgesetzt, in denen der Day-Ahead Strompreis unter 20 EUR/MWh liegt. Zusätzlich gehen wir von einer Befreiung von Netzentgelten, Umlagen und Steuern aus.

LCOH im Base Case¹



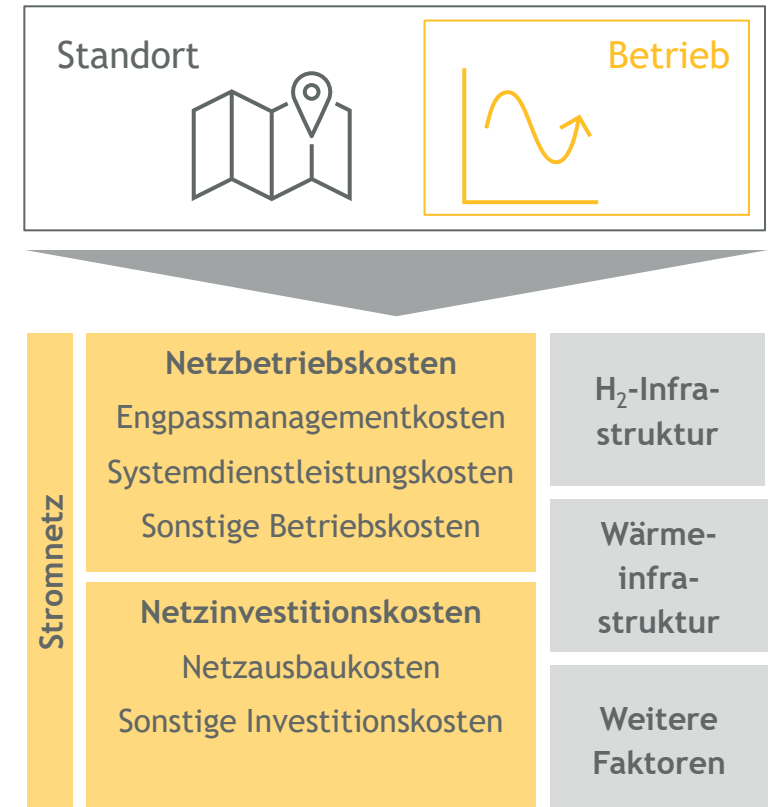
1: Modellierung mit dem EWI-Modell SOPHIAA. Modellbeschreibung und weitere Eingangsparameter sind dem Anhang zu entnehmen. | 2: [IEA \(2025\)](#), Berechnung der fixen Stückkosten anhand von Annuitäten und modellierter Anlagenauslastung | 3: Annahme: Standort in Wilhelmshaven im TenneT-Netzgebiet, [TenneT \(2026\)](#)

Bei der Bewertung der Systemdienlichkeit wird der Fokus auf die Auswirkungen auf das öffentliche Stromnetz gelegt.

Grundlage der Systemdienlichkeit

- Wir betrachten in diesem Gutachten Systemdienlichkeit vornehmlich im Hinblick auf den Aspekt **Stromnetzdienlichkeit**. Einerseits wird davon ausgegangen, dass Infrastrukture restriktionen durch die Dimensionierung des H₂-Kernetzes zu Beginn des Hochlaufs eine untergeordnete Rolle zukommt.¹ Andererseits wird systemdienliche Verortung insbesondere im Bezug auf Wasserstoff- und Wärmeinfrastruktur bereits teilweise betriebswirtschaftlich angereizt.² Zudem würde eine Berücksichtigung mehrerer Standortfaktoren die teilweise arbiträre Gewichtung verschiedener Ziele voraussetzen.³
- Grundsätzlich reduziert die Verortung von Elektrolyseuren in Regionen mit EE-Erzeugungsüberschüssen die Beanspruchung der Stromnetzinfrasturktur. Auf Übertragungsnetzebene treten diese Engpässe primär auf der Nord-Süd-Achse auf, sodass eine Verortung **im windreichen Norddeutschland und insbesondere den Küstenregionen vor allem für große Elektrolyseure** als systemdienlich erachtet wird.^{2,3,4,5,6,7} Laut dem Netzentwicklungsplan Strom könnte eine systemdienliche Verortung von Elektrolyseuren den Engpassmanagementbedarf im Jahr 2045 um 6 bis 14 % reduzieren.⁸ Weiterhin können dadurch der Netzausbaubedarf und die hieraus entstehenden Kosten reduziert werden.⁹
- Ein systemdienlicher Betrieb im Bezug auf das Stromnetz erfolgt insbesondere **in Stunden regionaler Erzeugungsüberschüsse** und wenn der Betrieb nicht zur Entstehung von Netzengpässen beiträgt bzw. diese lindern kann.^{2,3,4,5} Als flexible Nachfrager können Elektrolyseure zudem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Energiesystems leisten.¹⁰

Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren



1: [EWI \(2024d\)](#) | 2: [Gätsch et al. \(2024\)](#) | 3: [Consentec \(2023\)](#) | 4: [EWI & BET \(2025\)](#) | 5: [EWI \(2024c\)](#) | 6: [Golling & Nahmmacher \(2023\)](#) | 7: [Mahner et al. \(2025\)](#) | 8: [50Hertz et al. \(2025c\)](#) | 9: [Schalling et al. \(2022\)](#) | 10: [BNetzA \(2025c\)](#)

Die Bewertung der Instrumente im Hinblick auf Systemdienlichkeit erfolgt qualitativ basierend auf Kriterien.

		Standort	Betrieb
	Verbesserte EE-Integration	Verortung in Regionen mit hohen EE-Erzeugungüberschüssen, die regelmäßig netzseitig abgeregelt werden müssen	Erhöhung des Strombezugs in Zeiten mit hoher regionaler EE- Erzeugung
	Reduktion des Netzausbaubedarfs	Verortung in Regionen mit hohen Erzeugungüberschüssen „hinter“ denen sich regelmäßig Netzengpässe ergeben	Erhöhung des Strombezugs in Zeiten mit hoher regionaler EE- Erzeugung
	Bereitstellung von Flexibilität	Verortung in Regionen mit erhöhter Disposition für (lokale) Netzengpässe durch hohe Erzeugungs- und Lastüberschüsse	Anpassung des Betriebs an lokale Stromüberschüsse (Lasterhöhung) und -knappheiten (Lastverringern)
	Unterstützung der Systemstabilität	Verortung in Regionen mit erhöhter Disposition für Prognoseabweichungen, insb. durch hohe EE-Anteile	Bereitstellung von Flexibilität beim Strombezug durch Systemdienstleistungen

Methodik der Systemdienlichkeitsanalyse

- Die identifizierten Zieldimensionen von systemdienlichen Elektrolyseuren basieren auf einer Literaturrecherche und fokussieren die Stromnetzdienlichkeit.^{1,2,3,4,5,6,7,8,9}
- Da zwischen den Bewertungskriterien zum Teil Interdependenzen bestehen und die Wirkweisen von Instrumenten komplex sein können, erfolgt keine Gewichtung der Zieldimensionen.
- Eine Quantifizierung von Systemdienlichkeits-effekten erfordert eine komplexe Modellierung des Energiesystems mit hohen Unsicherheiten, was nicht Gegenstand dieses Gutachtens ist.
- Entsprechend erfolgt die Einschätzung der Effekte anhand öffentlich verfügbarer Literatur. Insbesondere wurden hierzu existierende Fachliteratur sowie aktuelle Netz- und Marktdaten untersucht.

1: [EWI \(2024c\)](#) | 2: [Golling & Nahmmacher \(2023\)](#) | 3: [Schalling et al. \(2022\)](#) | 4: [BMWE \(2024e\)](#) | 5: [ENTSO-E \(2025b\)](#) | 6: [Consentec \(2023\)](#) | 7: [Frontier Economics \(2023\)](#) | 8: [VDE \(2022\)](#) | 9: [Gätsch et al. \(2024\)](#)

3. Effekte angebotsseitiger Instrumente auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit

- Definition von grünem Wasserstoff
- Regulierte Kostenbestandteile
- Strommarktdesign
- Staatliche Förderung
- Zusammenfassung und Vergleich

In der Analyse werden die RFNBO-Kriterien, das Strommarktdesign, regulierte Kostenbestandteile und Förderung untersucht.

3.1 Definition von grünem Wasserstoff

- RED II-Regelungen im delegierten Rechtsakt (RFNBO-Kriterien)



3.2 Strommarktdesign

- Nutzen statt Abregeln (§ 13k EnWG)
- Gebotszonensplit
- Flexibilitätsmärkte
- Kapazitätsmärkte
- Regelenergiemärkte
- Redispatch 2.0



3.3 Regulierte Kostenbestandteile

- Stromnetzentgelte
- Umlagen & Abgaben
- Regionale Baukostenzuschüsse



3.4 Staatliche Förderung

- Investitionskostenförderung
- Förderung durch die European Hydrogen Bank
- Ausschreibungen nach § 96 WindSeeG
- Zinsreduzierte Darlehen



Kategorisierung und Detailtiefe

- Die RFNBO-Kriterien stehen als übergeordnete Definition von grünem Wasserstoff über weiteren Instrumenten. Darüber hinaus lassen sich Instrumente durch ihren Ansatzpunkt kategorisieren: Über das Strommarktdesign, über Kostenbestandteile (der Produktion von grünem Wasserstoff) oder über direkte staatliche Förderung.
- Die Instrumente werden zunächst in einer Übersicht vorgestellt, welches den Status quo (Stand Februar 2026) und Handlungsoptionen erörtert. Darauf folgt die Analyse der Wirtschaftlichkeit und der Systemdienlichkeit.

RFNBO-Kriterien: Definition, unter welchen Umständen aus Elektrolyse gewonnener Wasserstoff als grün gilt.

Factsheet: REDII-Regelungen im delegierten Rechtsakt (RFNBO-Kriterien)

- In der delegierten Verordnung (2023/1184)¹ definiert die Europäische Kommission (EU-COM) die Voraussetzungen für grünen Wasserstoff als *renewable fuel of non-biological origin* (RFNBO). Während die Richtlinie verschiedene Erfüllungsoptionen offenlässt (Inselbetrieb, 90 % EE-Anteil in Gebotszone, Vermeidung von EE-Redispatch), werden in Deutschland voraussichtlich zumeist Stromlieferverträge (in Form von PPAs) zur Erfüllung genutzt. Hierbei sind jedoch folgende Kriterien zu erfüllen (sowie ggf. Sonderregelungen):
 - Zusätzlichkeit (Art. 5): PPA-Bezug aus neu und zusätzlich errichteter EE-Anlage
 - Temporale Korrelation (Art. 6): PPA-Bezug zum selben Monat (bis 2029)/ zur selben Stunde (ab 2030)
 - Geographische Korrelation (Art. 6): PPA-Bezug aus derselben Gebotszone
- Die Definition ist ein wesentliches Kriterium für H₂-Nachfragende, welche beispielsweise nachweisen müssen, dass steigende Anteile ihres H₂-Bezugs grün sind (siehe auch RFNBO-Quoten bei den nachfrageseitigen Instrumenten).

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure sind die primäre Zielgruppe der delegierten Verordnung und unterliegen somit den RFNBO-Kriterien.

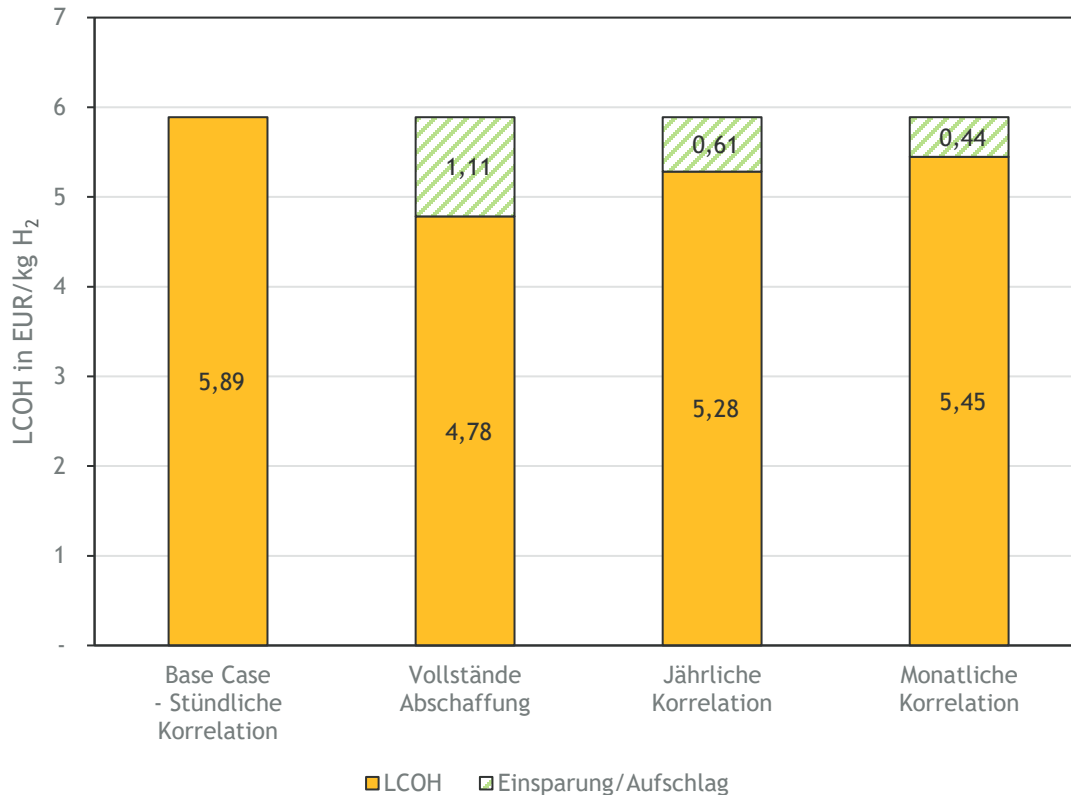
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Die Kriterien sollen die Nachhaltigkeit von grünem Wasserstoff sicherstellen und eine zusätzliche Belastung des Stromsystems vermeiden. Sie stehen allerdings in der Kritik, kostentreibend auf den H₂-Hochlauf zu wirken und Ineffizienzen zu begünstigen. So limitiert die temporale Korrelation etwa die Flexibilitätspotenziale von Elektrolyseuren.²
- Potenzielle Anpassungen reichen von einer Entschärfung bzw. Streckung einzelner Anforderungen bis zur Abschaffung aller Kriterien. Im 10-Punkte Plan des BMWF wird eine Überführung in „pragmatische Kriterien“ vorgeschlagen, wobei eine Anpassung auf europäischer Ebene beschlossen werden müsste.³ Aktuell ist daher unsicher, inwiefern die Kriterien in ihrer jetzigen Form künftig angewendet werden.

1: [EU-COM \(2023a\)](#) | 2: [Frontier Economics \(2021\)](#) | 3: [BMW \(2025c\)](#)

RFNBO-Kriterien: Die stündliche Korrelation führt zu höheren Wasserstoffkosten als andere Varianten der Kriterien.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



Beschreibung

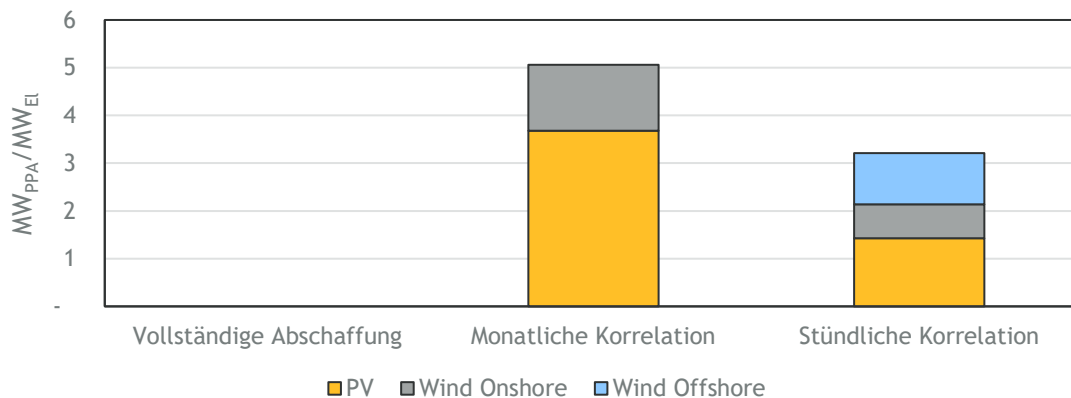
- In der Analyse werden die unterschiedlichen Szenarien für die zeitliche Korrelation durch eine Beschränkung des Marktbezugs endogen modelliert.
- Als Base Case betrachten wir hier die stündliche Korrelation. Eine Entschärfung von stündlicher zu monatlicher Korrelation senkt die LCOH um 7 %. Während die vollständige Abschaffung die LCOH um 19 % verringern könnte, könnten sie durch die jährliche Korrelation um 10 % sinken.¹
- Bei einer weniger strikten zeitlichen Korrelation sind weniger PPA-Produkte notwendig, da ein zeitlich flexiblerer Strombezug über den Strommarkt möglich ist, was die Strombezugskosten des Elektrolyseurs reduziert. Hierdurch verringert sich der Zubaubedarf von EE, auch in dargebotschwächeren (je MWh teureren) Regionen.
- Die CAPEX sinken ebenfalls, da durch die weniger strengen Vorgaben an die Betriebsweise des Elektrolyseurs eine höhere Anlagenauslastung erreicht wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die PPA-Erzeugung von der Erzeugungszeitreihe des Strommarktes abweicht. Nennenswert sind hierbei Stunden mit geringer Verfügbarkeit des PPAs, die durch Bezug aus dem Markt ausgeglichen werden könnten.

1: Eine ausführliche Analyse der Effekte der zeitlichen Korrelation auf die LCOH ist zu finden in [EWI \(2025c\)](#)

RFNBO-Kriterien: Die Verschärfung zeitlicher Korrelation setzt nur marginale Systemdienlichkeitsanreize und erhöht Systemkosten.

Wirkung auf PPA-Überbauung (Modellergebnis)¹

- Bei einer vollständigen Abschaffung der RFNBO-Kriterien deckt der Elektrolyseur im untersuchten Szenario seinen kompletten Strombedarf über den Strommarkt ab und bezieht keine PPAs.
- Die zeitliche Korrelation führt dazu, dass der Strombezug des Elektrolyseurs (bilanziell) durch PPAs gedeckt werden muss. Der Überbauungsgrad ist von den Volllaststunden der EE-Anlagen und des Elektrolyseurs abhängig. Eine strengere zeitliche Korrelation kann Überkapazitäten begünstigen, insbesondere bei konstanten H₂-Abnahmeprofilen.¹



1: [EWI \(2025c\)](#) | 3: [Hydrogen Europe \(2023\)](#) | 4: [Ruhnau & Lehmann \(2025\)](#)

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Grundsätzlich hat die geographische Korrelation das Ziel, die bestehenden Engpässe zwischen Gebotszonen abzubauen bzw. nicht weiter zu verschärfen.³ Innerhalb von Gebotszonen setzt sie jedoch keine Anreize für eine systemdienliche Verortung.
- Die zeitliche Korrelation hat keinen direkten Einfluss auf den systemdienlichen Betrieb. Eine Verschärfung könnte sogar Netzengpässe innerhalb einer Gebotszone verstärken, wenn die Nachfragen von windbasierten PPAs steigt, die Elektrolyseure jedoch außerhalb der windstarken Regionen, z. B. in Lastzentren, verortet sind.
- Eine zusätzliche Regelung im delegierten Rechtsakt ermöglicht zwar die Nutzung von (regionalen) Stromüberschüssen, es existieren aber kaum Mechanismen (siehe 13k EnWG), die das effizient ermöglichen.
- Die Einführung der stündlichen Korrelation erhöht die LCOH, kann jedoch auch die Stromgroßhandelspreise geringfügig reduzieren durch die Vermarktung des Überschussstroms der PPAs. Bilanziell sinkt allerdings die Kosteneffizienz des Gesamtsystems unabhängig vom benötigten Stromnetzausbau.^{1,4}

§ 13k EnWG: Im Rahmen von „Nutzen statt Abregeln“ können neu gebaute norddeutsche Elektrolyseure vergünstigt Strom beziehen.

Factsheet: Nutzen statt Abregeln (§ 13k EnWG)

- Nach § 13k EnWG müssen Übertragungsnetzbetreiber berechtigten Netznutzern in den Entlastungsregionen ermöglichen, zusätzliche Last zu nutzen, um netzbedingte Abregelung zu reduzieren („Den Strom zu nutzen statt abzuregeln“). Die Entlastungsregionen umfassen insbesondere windstarke norddeutsche Regionen.
- In der Erprobungsphase erhalten die Verbraucher, analog zu einer einseitigen CfD-Förderung, die Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und dem „13k-Preis“ (38,86 EUR/MWh für 2026) für ausgeschriebene Mengen (13k-Mengen) von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet.¹ Stromnebenkosten werden ebenfalls zum Teil kompensiert.¹ Das Konzept wurde bereits 2016 eingeführt („NsA 1.0“), 2023 aber deutlich angepasst („NsA 2.0“).

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure mit einer Kapazität von mindestens 100kW, die nach dem 29.12.2023 in den Entlastungsregionen in Betrieb genommen worden sind, dürfen auf die nach § 13k EnWG angebotenen Strommengen bieten (investive Zusätzlichkeit). Eine operative Zusätzlichkeit der Last ist grundsätzlich nicht notwendig.²
- Nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 der 37. BImSchV gilt Wasserstoff, der mit 13k-Strom erzeugt wurde, als grün im Sinne der RFNBO-Kriterien (Nutzung regionaler Überschüsse).

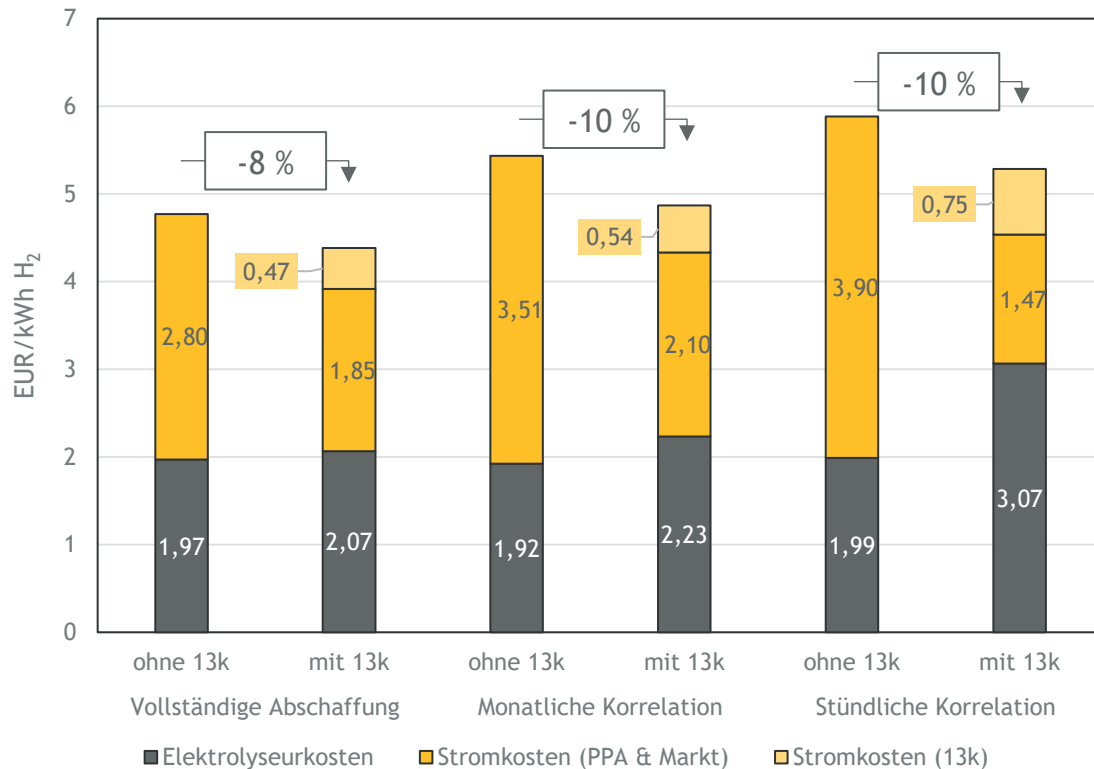
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Bei der aktuellen Ausgestaltung handelt es sich um eine Erprobungsphase, in welcher z. B. die Preisbildung vereinfacht anhand des 13k-Preises erfolgt. Die hierin gewonnenen Erfahrungen sollen in der Ausgestaltung des Zielkonzeptes berücksichtigt werden.
- Das Zielkonzept soll planmäßig ab dem 1. Oktober 2026 beginnen. Die Zuteilung der Abregelungsstrommengen erfolgt ab dann nicht mehr pauschalisiert, sondern durch monatliche, perspektivisch tägliche, wettbewerbliche Ausschreibungen.² Zudem wird ein Mindestpreis festgelegt, welcher mindestens den verhinderten Redispatchkosten entspricht. Dieser könnte im Jahr 2026 ca. 25 EUR/MWh betragen.³ Die Förderung basiert im Zielmodell auf der Gebotshöhe.

1: [Netztransparenz \(2026d\)](#) | 2: [BNetzA \(2024a\)](#) | 3: Angabe der Übertragungsnetzbetreiber in einer Informationsveranstaltung für potenzielle Teilnehmer am 22.01.2026.

§ 13k EnWG: Die Nutzung von vergünstigtem Überschussstrom reduziert die modellierten LCOH um ca. 10 %.

Effekte von 13k-Mengen auf die LCOH je nach RFNBO-Kriterien



1: Im Anhand ist zusätzlich ein Szenario mit verpflichtender Abnahme der 13k-Mengen dargestellt.

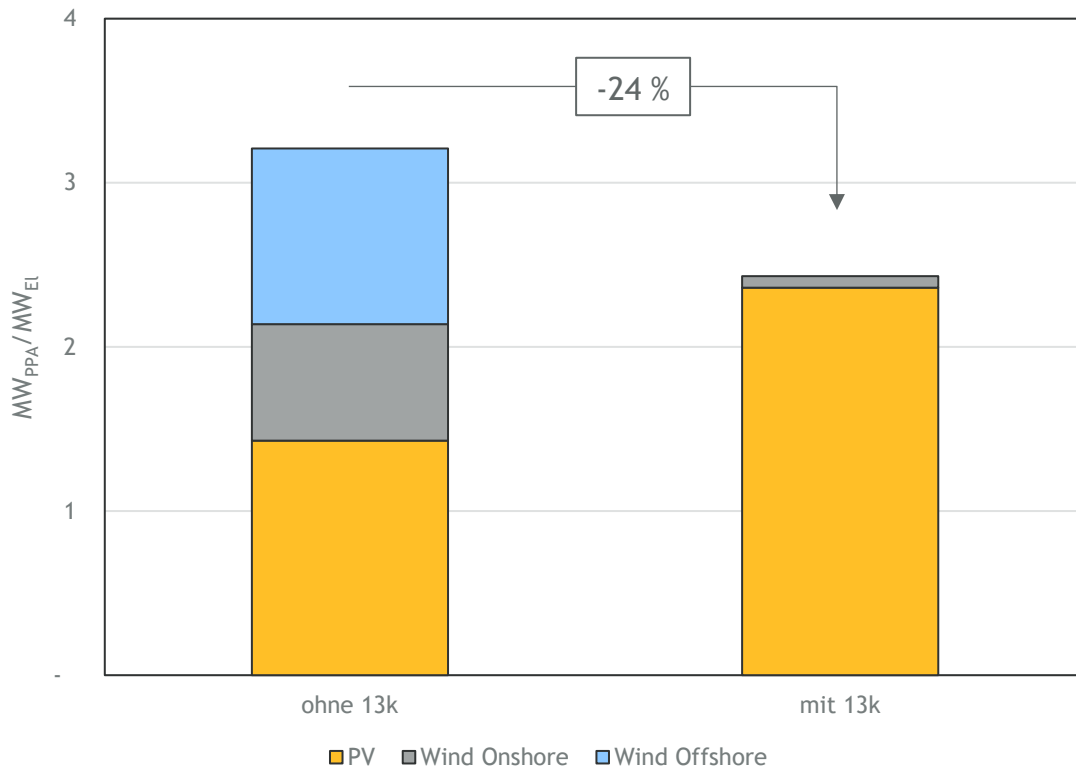
Beschreibung

- Im Base Case ohne §13k-Teilnahme betragen die LCOH 5,89 EUR/kg H₂ für den Fall der stündlichen Korrelation. Durch die Nutzung der 13k-Option reduzieren sich die LCOH um 10 % auf 5,29 EUR/kg H₂ bei einem Preis für den 13k-Überschussstrom von 40,35 EUR/MWh. Der Effekt ist bei monatlicher Korrelation oder vollständiger Abschaffung nur geringfügig kleiner.¹
- Der Anteil der Elektrolysekosten erhöht sich durch die 13k-Bezugsoption gegenüber dem Base Case, da sich die Volllaststunden aufgrund des günstigeren Strombezugs verringern. Mit der höheren Leistung kann der Elektrolyseur die zeitweise hohen Verfügbarkeiten von 13k-Mengen kostenoptimal ausnutzen. Fallen die Investitionskosten geringer aus oder ist die Abnahme flexibler gestaltbar, verstärkt sich die LCOH-Reduzierung.
- Die Strombezugskosten reduzieren sich durch die 13k-Bezugsoption um ca. 43 % gegenüber dem Base Case. Die Kostenreduktion lässt sich insbesondere auf geringere Strombezugskosten durch einen geringeren Bedarf an PPAs zurückführen. Sofern verfügbar, eröffnet die 13k-Bezugsoption eine kostengünstigere Alternative insbesondere zu teureren Wind-PPAs. Die Kostenreduktion ist allerdings stark abhängig vom §13k-Preis, der sich aktuell jährlich und perspektivisch sogar täglich ändern könnte.

§ 13k EnWG: PPA-Bedarf und -Kosten reduzieren sich, wenn Überschussstrom aus „Nutzen statt Abregeln“ zur Verfügung steht.

Wirkung auf Überbauung (stündliche Korrelation, Modellergebnis)

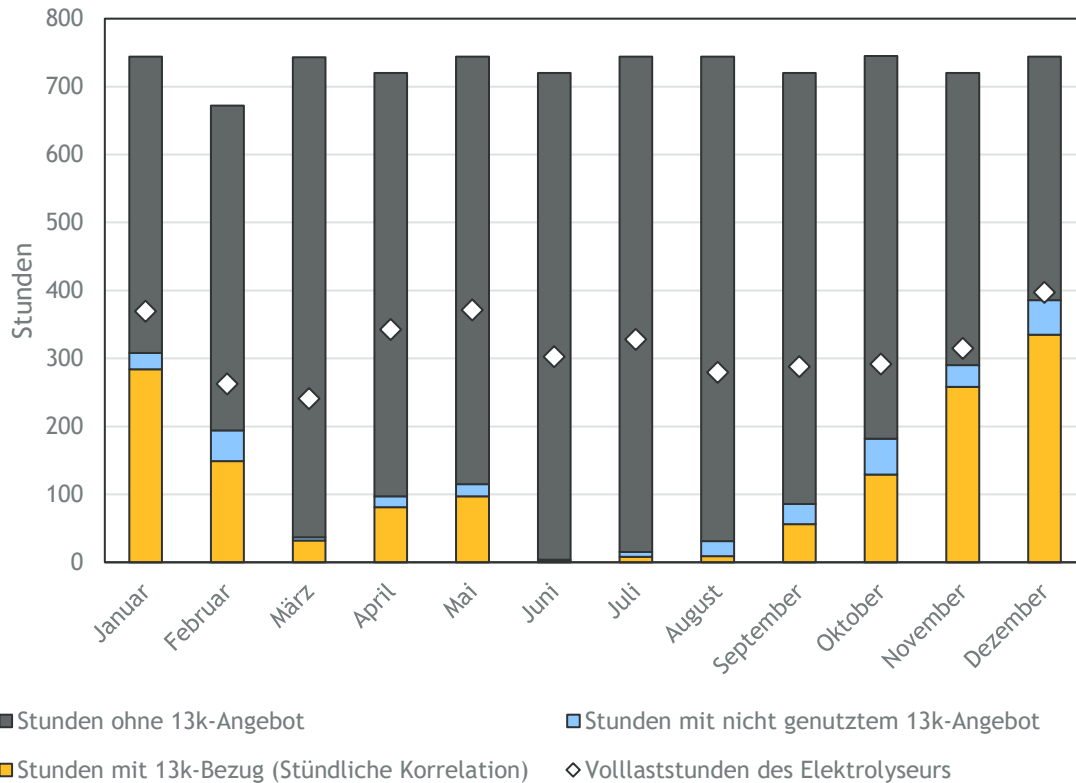
Beschreibung



- In der vorliegenden Modellierung wird das PPA-Portfolio in Abhängigkeit vom Strompreis und der Verfügbarkeit von 13k-Mengen optimiert. Der Überbauungsgrad der installierten PPA-Kapazitäten reduziert sich durch die Opportunität eines RFNBO-konformen Netzbezugs (über 13k) um ca. 24 %. Hierdurch reduzieren sich folglich auch die PPA-Kosten deutlich.
- Durch den starken Zusammenhang zwischen Winderzeugung und der 13k-Mengenverfügbarkeit reduzieren sich Wind-PPA-Kapazitäten (siehe Abbildung); der Bezug von 13k-Mengen wirkt folglich als günstigeres Substitut zum Bau zusätzlicher Wind-PPA-Kapazitäten. Andererseits erhöhen sich die modellierten PV-PPA-Kapazitäten, da 13k-Mengen als Substitut im dargebotsreichen Sommer kaum verfügbar sind.
- Das Modell antizipiert die Verfügbarkeit von 13k-Mengen und den Verfügbarkeiten der Erneuerbaren unter perfekter Voraussicht, sodass der Elektrolyseur bei seiner PPA-Dimensionierungsentscheidung weiß, wann und wie er 13k-Mengen zur Verfügung hat. Kurzfristig sind 13k-Mengen jedoch vom Wetter und langfristig von Netzausbau und Regulatorik (insbesondere den 13k-Parametern) abhängig. Zur Sicherstellung von H₂-Lieferverpflichtungen könnten somit ggf. höhere PPA-Kapazitäten anfallen.

§ 13k EnWG: Ein Elektroyseur kann einen Teil seines Strombezugs hiermit abbilden, jedoch mit starken saisonalen Schwankungen.

Modellierte Verfügbarkeit und Nutzung von 13k-Mengen (2024)



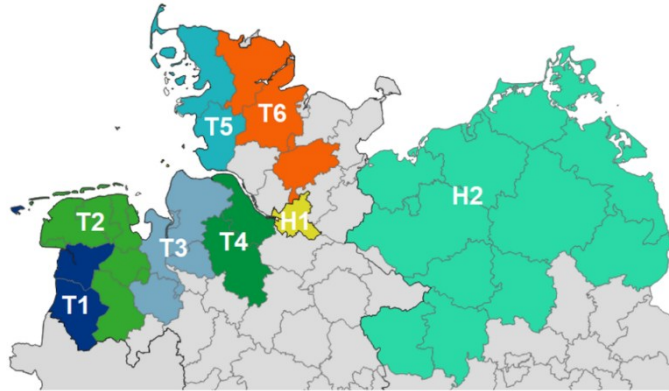
Beschreibung

- Die von den Übertragungsnetzbetreibern definierten Entlastungsregionen umfassen vor allem windreiche Regionen im Norden. Somit steht Überschussstrom vor allem in den Herbst- und Wintermonaten zur Verfügung. In Summe hätten 13k-Mengen im Jahr 2024 in ca. 20 % der Stunden bereitstehen können, wovon der Elektrolyseur im Modell in ca. 82 % der verfügbaren Stunden auch Gebrauch gemacht hätte.¹ Insgesamt bildet der Elektrolyseur im untersuchten Szenario rund 37 % seines Strombezugs über § 13k ab (stündliche Korrelation).
- Die Verfügbarkeit von 13k-Mengen ist eng an die saisonalen und untertägigen Schwankungen der den Entlastungsregionen dominierenden Winderzeugung gekoppelt. Während §13-Mengen in den Wintermonaten einen bedeutenden Teil des Strombezugs ausmachen, spielt das Instrument in den Sommermonaten kaum eine Rolle. Strukturiert der Elektrolyseur - abweichend von der betrachteten Konfiguration - seine Stromabnahme mit einer Batterie, könnte sich daher eine saisonale 13k-Teilnahme anbieten.
- Insgesamt bietet das Instrument eine geringe langfristige Planungssicherheit hinsichtlich der 13k-Mengenverfügbarkeit und ihren Preisen.²

1: Die Schätzung der (hypothetischen) Ausschreibungsmengen für den Zeitraum Januar bis September 2024 sowie die betriebswirtschaftliche Modellierung werden im Anhang näher erläutert. | 2: Das betrachtete deterministische Modell bildet diese Unsicherheiten nicht ab. Eine Untersuchung hiervon wäre mit einer stochastischen Berücksichtigung von Wetter- und Preisunsicherheiten möglich.

§ 13k EnWG: Das Instrument könnte insbesondere Redispatch deutlich reduzieren, wird bislang allerdings kaum genutzt.

Bestehende regionale Anreize in den Entlastungsregionen¹



- Regionale Anreize werden durch die Definition der Entlastungsregionen gesetzt. Es gibt acht Entlastungsregionen und bislang werden 13k-Mengen zu rund einem Drittel in der Region T2 ausgeschrieben.¹ In den Jahren 2026, 2028 und 2030 sollen weitere angrenzende Entlastungsregionen mit aufgenommen werden (u.a. Bremen).¹
- Bis Ende 2025 wurden rund 39 %² der abgeregelten Strommengen ausgeschrieben, jedoch nur ca. 0,1 % durch Gebote tatsächlich genutzt.³ Alle bislang bezuschlagten Mengen wurden in Hamburg (H1) verbraucht.

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Das Instrument zielt allein auf eine Reduktion der aufgrund von Engpässen abgeregelten Strommengen ab und zielt somit deutlich auf eine systemdienliche Integration ab.⁴ Eine Verringerung des Netzausbaubedarfs könnte indirekt durch den erzeugungsnahen Verbrauch unterstützt werden.
- Das Konzept setzt grundsätzlich effektive Standort- und Betriebsanreize zur Verortung in den Entlastungsregionen und zur zeitlichen Koordination von Betrieb mit der Verfügbarkeit von Überschussstrom. Bislang ist die Wirkung jedoch beschränkt.³ Gründe hierfür könnten neben den strikten Präqualifizierungsanforderungen auch die Bindung an PPA-Strommengen im Rahmen der RFNBO-Kriterien sein.
- Die Effektivität des Instruments hängt zusätzlich davon ab, inwiefern die Verfügbarkeit des Überschussstroms in den Regionen mit der Belieferung durch PPAs korreliert. Befinden sich die EE-Anlagen des vertraglichen PPAs in der gleichen (Wind-)Region, verringert sich der potenzielle Effekt. Eine potenzielle Beschränkung der bilanziellen Saldierung der 13k-Mengen in Zukunft könnten jedoch wiederum die Wirtschaftlichkeitseffekte senken. Die Wirkung einer verpflichtenden 13k-Abnahme wird im Anhang analysiert.

1: [Netztransparenz \(2026b\)](#) | 2: Die Auswertung basiert auf den Daten für (herunterregelnde) Redispatchmaßnahmen von [Netztransparenz \(2026b\)](#) für den Zeitraum vom 01.10.2024 bis 26.11.2025. Ein Großteil der in Deutschland abgeregelten Mengen wird somit bislang nicht vom Instrument erfasst. | 3: [FfE \(2025c\)](#) | 4: [Consentec \(2023\)](#)

Gebotszonensplit: Großhandelsstrompreise würden in Deutschland regional Unterschiede aufweisen

Factsheet: Gebotszonensplit

- Deutschland teilt sich mit Luxemburg eine uniforme Stromgebotszone innerhalb derer es einen einheitlichen Großhandelsstrompreis gibt. Ein Split dieser Gebotszonen würde innerhalb Deutschlands zu regional unterschiedlichen Großhandelsstrompreisen führen. Entsprechend könnten die mittleren Strompreise in Regionen mit EE-Überschüssen (vornehmlich in Norddeutschland) sinken, während sie in Lastzentren (vornehmlich in Süddeutschland) tendenziell steigen würden.¹
- Während ein Split den Redispatchbedarf zwischen den neuen Zonen reduzieren und Investitions- und Betriebsanreize setzen könnte, existieren Bedenken hinsichtlich adverser Effekte auf Marktliquidität und Wettbewerb. Die Preisauswirkungen unterschiedlicher Designs wurden zudem bereits modellbasiert in diversen Studien untersucht.^{1,2} Es ist allerdings weiterhin unsicher, inwiefern die Preissignale langfristig ausreichend zur systemdienlichen Steuerung von Investitions- und Betriebsentscheidungen sind.¹

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure sind als Großverbraucher in ihrem Investitions- und Betriebsverhalten wesentlich vom Gebotszonendesign bzw. der hieraus entstehenden Preisbildung abhängig. Die Großhandelspreise beeinflussen ebenfalls die PPA-Preise.

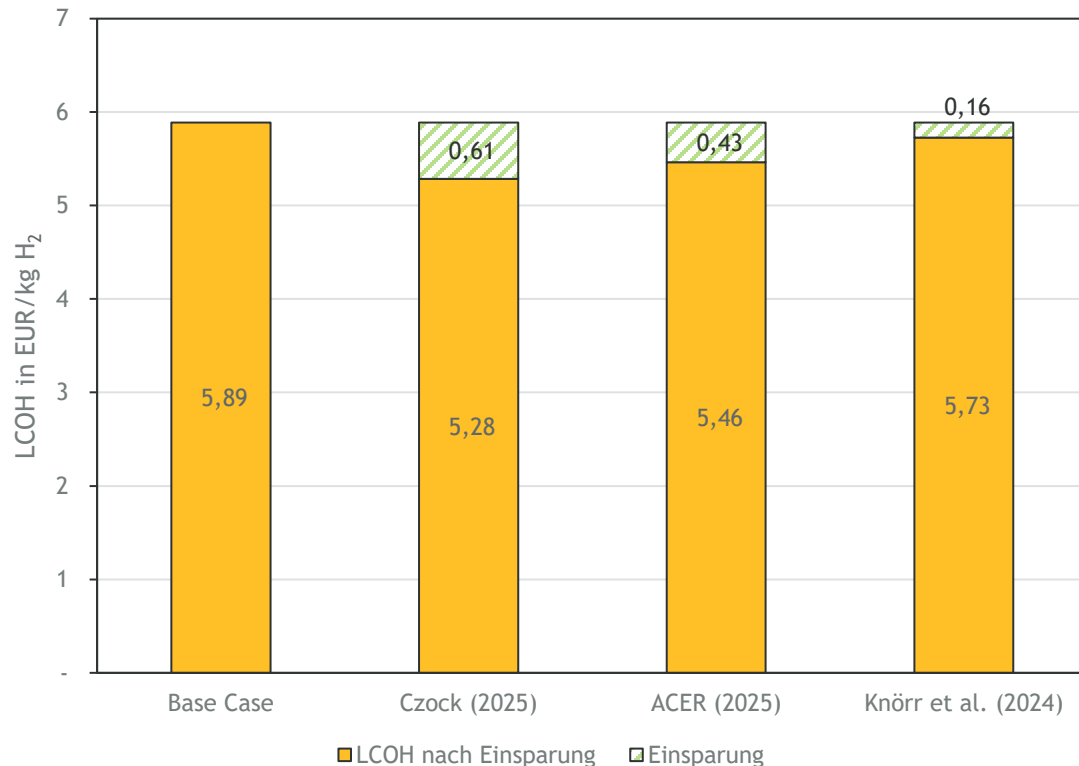
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Die Auswirkungen unterschiedlicher Zonendesigns wurden im Rahmen des Bidding-Zone-Reviews (BZR) der europäischen Regulierungsbehörden (ACER) für unterschiedliche Konfigurationen (Zwei-, Drei-, Vier- oder Fünfteilung der deutschen Gebotszone) modellbasiert untersucht.² Der BZR-Bericht schlägt eine Fünfteilung vor, während eine Zweiteilung ebenfalls eine vieldiskutierte Option darstellt.^{1,2}
- Die Bundesregierung spricht sich gegen eine Teilung aus.³ Als Reaktion auf den BZR-Vorschlag hat sie einen Aktionsplan veröffentlicht, in welchem sie Maßnahmen skizziert, die die strukturellen Engpässe innerhalb der Gebotszone beheben sollen.⁴ Sollten diese unzureichend sein, könnte die EU-Kommission die Gebotszone künftig trotzdem teilen.

1: [EWI \(2025a\)](#) | 2: [ENTSO-E \(2025a\)](#) | 3: [CDU, CSU & SPD \(2025\)](#) | 4: [BMWE \(2025a\)](#)

Gebotszonensplit: Die Stromkosten von norddeutschen Elektrolyseuren würden sich je nach Szenario moderat reduzieren.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



Beschreibung

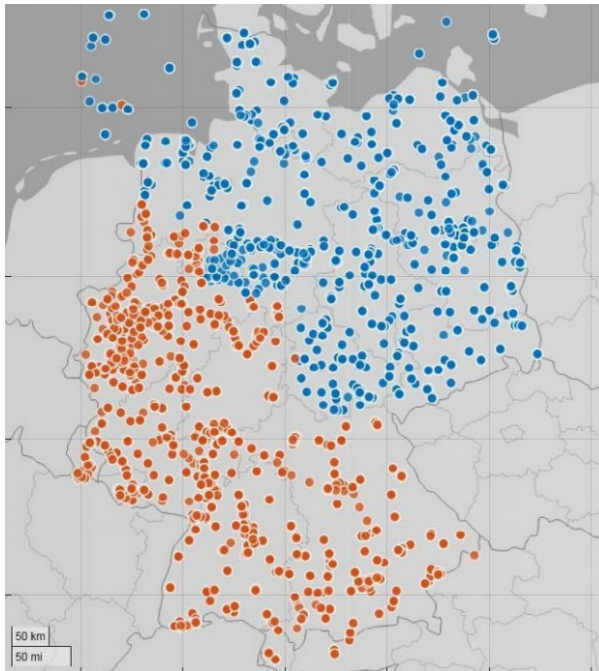
- Das Instrument hat keine direkten Auswirkungen auf Kapitalkosten, jedoch auf die Betriebskosten. Elektrolyseure in EE-reichen Gebotszonen würden durch den geringeren Marktwert von EE niedrige PPA- und Großhandelspreise zahlen, während Elektrolyseure in lastreichen Zonen höheren Stromkosten ausgesetzt wären.
- Konträr verhalten sich Einnahmen durch die Vermarktung überschüssiger PPA-Mengen. Zudem sinkt die PPA-Verfügbarkeit aufgrund des kleineren Marktes, sodass es zu erhöhten PPA-Preisen aufgrund von Knappheit im Markt kommen kann. Andererseits könnte durch eine frühere Erreichung eines 90 %-igen EE-Anteils am Strommix die Pflicht zum Bezug von PPAs entfallen, wodurch die Strombezugskosten noch stärker sinken könnten.
- Dem BZR-Bericht¹ nach könnten sich die mittleren Strombezugskosten im Norden gegenüber der uniformen Zone um 11 % reduzieren. Dies würde 7 % geringere LCOH implizieren. Bei Annahme der Abweichungen von Czock² reduzieren sich die LCOH um 10 %, bei jenen von Knörr et al.³ um 3 %.
- Eine Anpassung der Gebotszonen könnte zudem bestehende PPA-Verträge im Sinne der geografischen Korrelation der RFNBO-Kriterien überholen.

1: [ENTSO-E \(2025a\)](#); hierbei wird vereinfachend unterstellt, dass sich die PPA-Kosten analog zu den Großhandelsstrompreisen entwickeln. Zudem sei darauf hingewiesen, dass sich neben den mittleren Strompreisen ebenfalls die stündlichen Profile verändern, weshalb modellierte Wirtschaftlichkeitsauswirkungen höher sein können. | 2: [Czock \(2025\)](#) | 3: [Knörr et al. \(2024\)](#)

Gebotszonensplit: Effektive Verortungs- und Betriebsanreize zu Beginn würden über die Zeit abschwächen.

Ergebnisse des bidding-zone Reviews von ENTSO-E

- Der Zweiteilungsvorschlag (DE2) teilt die deutsche Gebotszone in eine Nordost- und Südwestzone.
- Eine Zweiteilung könnte die Redispatchkosten um ungefähr die Hälfte reduzieren.¹
- Der Gesamtverbrauch würde gleichbleiben und nur effizienter regionalisiert und temporal verbraucht werden.¹
- Insgesamt werden die ökonomischen Vorteile auf 264 Mio. EUR jährlich abgeschätzt¹, was allerdings weniger als 1 % der Systemkosten entspräche.²



DE2-Vorschlag von ACER und ENTSO-E¹

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Ein Gebotszonensplit setzt sowohl Standort- als auch Betriebsanreize, da die Knappheitssignale des Strommarktes die tatsächliche Verfügbarkeit von Strom innerhalb der Zone widerspiegeln.
- Die regionalen Preisunterschiede schaffen lokale Investitionsanreize, die gerade für flexible Elektrolyseuren ausschlaggebend sein könnten.^{3,4} So könnte sich der Elektrolyseurzubau z. T. auf Norddeutschland fokussieren.⁴ Zudem werden in vorliegenden Studien deutliche Potenziale für eine erhöhte EE-Nutzung und weniger EE-Abregelung in Norddeutschland identifiziert.^{5,6} Ein starker Verortungsanreiz könnte sich zudem aus dem Kalkül ergeben, dass ein EE-Anteil von 90 % im Strommix der norddeutschen Gebotszone früher erreicht würde, wodurch die Pflicht zum Bezug RFNBO-konformer PPAs entfielen.
- Innerhalb der Zone gäbe es allerdings keinen Anreiz sich netzdienlich zu verorten, sodass neue lokale Engpässe entstehen könnten. Zudem schwächt der Netzausbau die Preissignale mittelfristig ab.⁷ Weitere (potenzielle) Nachteile sind hohe administrative Kosten, eine höhere EE-Förderung sowie eine Verringerung von Liquidität und Wettbewerb am Strommarkt.^{1,7,8}

1: [ENTSO-E \(2025a\)](#), die Auswirkungen der anderen Teilungsoptionen weichen hiervon ab. | 2: [50Hertz et al. \(2025b\)](#) | 3: [Aurora Energy \(2024\)](#) | 4: [Helmer & Ganz \(2025\)](#) | 5: [Breder et al. \(2023\)](#) | 6: [Gätsch et al. \(2023\)](#) | 7: [EWI \(2025a\)](#) | 8: [Consentec \(2023\)](#)

Flexmärkte: Markt für Flexibilitätsdienstleistungen könnte eine Erlösquelle für Elektrolyseure im Verteilnetz darstellen.

Factsheet: Flexmärkte gemäß § 14c EnWG

- Ziel der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetzbetrieb („Flexmärkte“) ist es, den Ausbau der Verteilnetze effizienter zu gestalten. Flexibilitätspotenziale sollen genutzt werden, um den Netzausbau zu unterstützen. Das Instrument ergänzt den Redispatch, indem auch Verbraucher sich an engpasslösenden Maßnahmen beteiligen. Im Gegensatz zum Redispatch 2.0 sind Flexmärkte jedoch freiwillig und wettbewerblich organisiert.
- Hierfür soll ein transparentes, diskriminierungsfreies und marktgestütztes Verfahren genutzt werden. Standardisierte Marktprodukte werden vom Verteilnetzbetreiber erarbeitet und durch die Bundesnetzagentur genehmigt. Je nach Ausgestaltung könnte sowohl positive Flexibilität (Lastreduktion) als auch negative Flexibilität (Lasterhöhung) vergütet werden, wobei letztere Option ähnlich zu den Ausschreibungen nach § 13k funktionieren würde.
- Ein solcher Markt richtet sich bislang nur an die Verteilnetzebene, d.h. auch nur an die dort angeschlossenen Verbraucher.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure könnten künftig als flexible Verbraucher im Verteilnetz an Flexmärkten teilnehmen und hierdurch zusätzliche Erlöse erwirtschaften oder Stromkosten reduzieren. Inwiefern der durch Flexibilität erzeugte Wasserstoff grün wäre, ist unsicher.

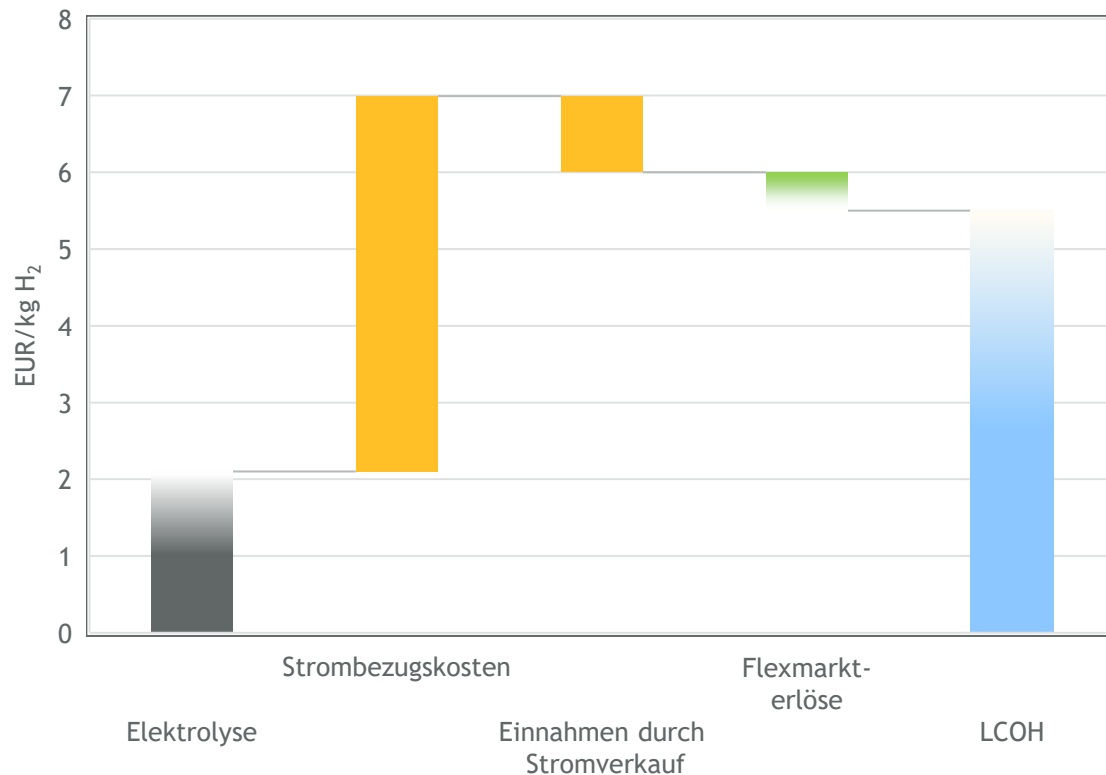
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Bislang existieren keine Flexmärkte in Deutschland. Gemäß § 118 Abs. 28 EnWG ist die marktbasierende Flexibilitätsbeschaffung ausgesetzt, bis die Bundesnetzagentur (BNetzA) weitere Spezifikationen hierfür vorlegt. Es liegt aktuell kein Zeitplan für entsprechende Festlegungen vor.^{1,2} Nach allgemeiner Rechtsauffassung müssten diese allerdings künftig eingeführt werden, um dem Unionsrecht gerecht zu werden.^{3,4}
- Während die genaue Ausgestaltung noch unsicher ist, könnten Netzbetreiber je Netzgebiet langfristige (mindestens monatliche) Standardprodukte ausschreiben auf deren Preis je steuerbarer kW verschiedene Verbraucher bieten. Als Gegenleistung für diesen Preis müssen diese wiederum sicherstellen, zu jedem Zeitpunkt runtergeregelt werden zu können.⁵

1: [envelio \(2026\)](#) | 2: [gridX \(2025\)](#) | 3: [FfE \(2025a\)](#) | 4: [IKEM \(2025\)](#) | 5: [SINTEG \(2022\)](#)

Flexmärkte: Teilnahme könnte je nach Ausgestaltung Wirtschaftlichkeit und lokale Netzkompatibilität erhöhen.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



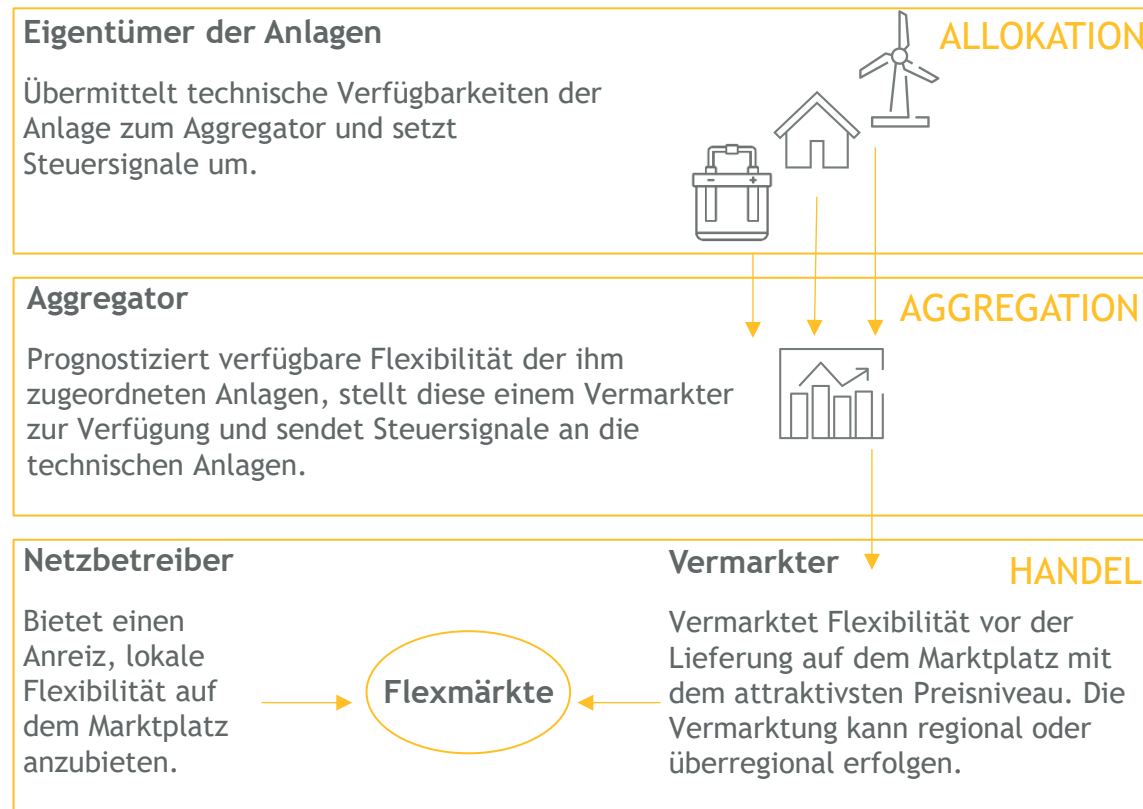
Beschreibung

- Aufgrund der aktuell sehr volatilen Ausgestaltung von Flexmärkte, sind sowohl Angebot und Nachfrage für Flexibilität als auch die sich ergebenden Preise mit hohen Unsicherheiten belastet. Entsprechend, können die Auswirkungen auf die LCOH nicht quantifiziert werden.
- Grundsätzlich könnten die spezifischen Kapitalkosten steigen bei einer vorübergehenden Lastreduktion zur Bereitstellung von positiver Flexibilität. Dem gegenüber stehen die Erlöse des Flexmarktes. Basierend auf einer losen Approximation der Zahlungsbereitschaft eines Netzbetreibers für Flexibilität anhand § 14a EnWG (Modul 1) in Wilhelmshaven im Jahr 2026 könnten die Erlöse aus der Vermarktung positiver Flexibilität lediglich geringe Auswirkungen auf die LCOH haben.¹ Die sich in einem marktlichen Verfahren ergebenden Preise könnten die potenziellen Erlöse weiter reduzieren, insbesondere da andere Flexibilitätstechnologien positive Flexibilität günstiger bereitstellen.
- Höhere Erlöse könnten insbesondere in Überschussregionen ermöglicht werden, wenn neben positiver ebenfalls negative Flexibilität, z. B. über Ausschreibungen für vergünstigte Strommengen, vermarktet werden kann.

1: [GEW \(2025\)](#); der Wert der Flexibilität wurde dabei anhand der Anlagenvergütung für Modul 1 (105 EUR/Stk./a) sowie einer Annahme zur mittleren Lastbeschränkung (6,5 kW in zwei Stunden täglich/Stk.) hergeleitet.

Flexmärkte: Engpässe im Verteilnetz könnten gelindert werden, wenn perspektivisch auch positive Flexibilität inkludiert wird.

Mögliche Ausgestaltung eines Flexmarktes¹



1: Grafik basierend auf [enera \(2021\)](#) | 2: [EWI & BET \(2025\)](#)

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Ein für Elektrolyseure geöffneter Flexmarkt bietet die „planmäßige und großflächige Beschaffung negativer Netzflexibilität“² für Netzbetreiber. Hierdurch kann zusätzlicher Netzausbau im Verteilnetz verhindert werden. Allerdings könnte die Flexibilitätsbereitstellung durch H₂-Lieferverpflichtungen der Elektrolyseure eingeschränkt sein.
- Ein Flexmarkt für Lasterhöhung könnte darüber hinaus die Integration von EE verbessern und lokale Überlastungen und Abregelungen verhindern. Hierbei müsste jedoch sichergestellt werden, dass der so bezogene Strom grün im Sinne der RFNBO-Kriterien ist (analog zu § 13k EnWG).
- Das Instrument setzt grundsätzlich regionale Investitionssignale, da sich die Preise und somit die Erlösmöglichkeiten für Elektrolyseure regional unterscheiden. Elektrolyseure haben einen Anreiz, sich in Netzgebieten niederzulassen, in denen sie ihre Erlöse aus Flexvermarktung bei gleichzeitig minimaler Einschränkung ihrer Betriebsweise maximieren können. Die Vergütung muss entsprechend höher als die entgangenen Gewinne durch geringere Produktion oder zusätzliche Strukturierung sein. Zudem müssen die Erlöse langfristig mit hoher Sicherheit planbar sein, um Investitionsentscheidungen zu beeinflussen.

Kapazitätsmärkte: Erlöse für Elektrolyseure für die Flexibilitätsbereitstellung zur mittel- bis langfristigen Versorgungssicherheit.

Factsheet: Kapazitätsmärkte

- Kapazitätsmärkte sind Strommärkte, auf denen Marktteilnehmer Zahlungen für die Bereitstellung von Kapazität erhalten (Leistungsbereitschaft). Die Vergütung erfolgt unabhängig von der tatsächlichen Leistungsbereitstellung. In Abgrenzung zu Flexibilitätsmärkten zielen sie auf die mittel- bis langfristige Verhinderung struktureller Angebots-Nachfrage-Ungleichgewichte ab.
- Die Rolle verschiedener Technologien zum Beitrag der Versorgungsaufgabe wird anhand von Derating-Faktoren berücksichtigt. Grundsätzlich lassen sich zwei verschiedene Ausgestaltungen von Kapazitätsmärkten voneinander abgrenzen.^{1,2,3}
 - Zentraler Kapazitätsmarkt: Hierbei finden zentrale Ausschreibungen z.B. durch die BNetzA statt, an welchen steuerbare Erzeuger, Speicher und Lasten auf die Vergütung für die Kapazitätsbereithaltung für künftige Zeiträume bieten.
 - Dezentraler Kapazitätsmarkt: Hierbei werden Stromversorger verpflichtet, ausreichend gesicherte Leistung für künftige Zeiträume vorzuhalten, indem sie diese ausschreiben.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure könnten als flexible Lasten am künftigen Kapazitätsmarkt für eine potenzielle Lastreduktion/-erhöhung vergütet werden.⁴

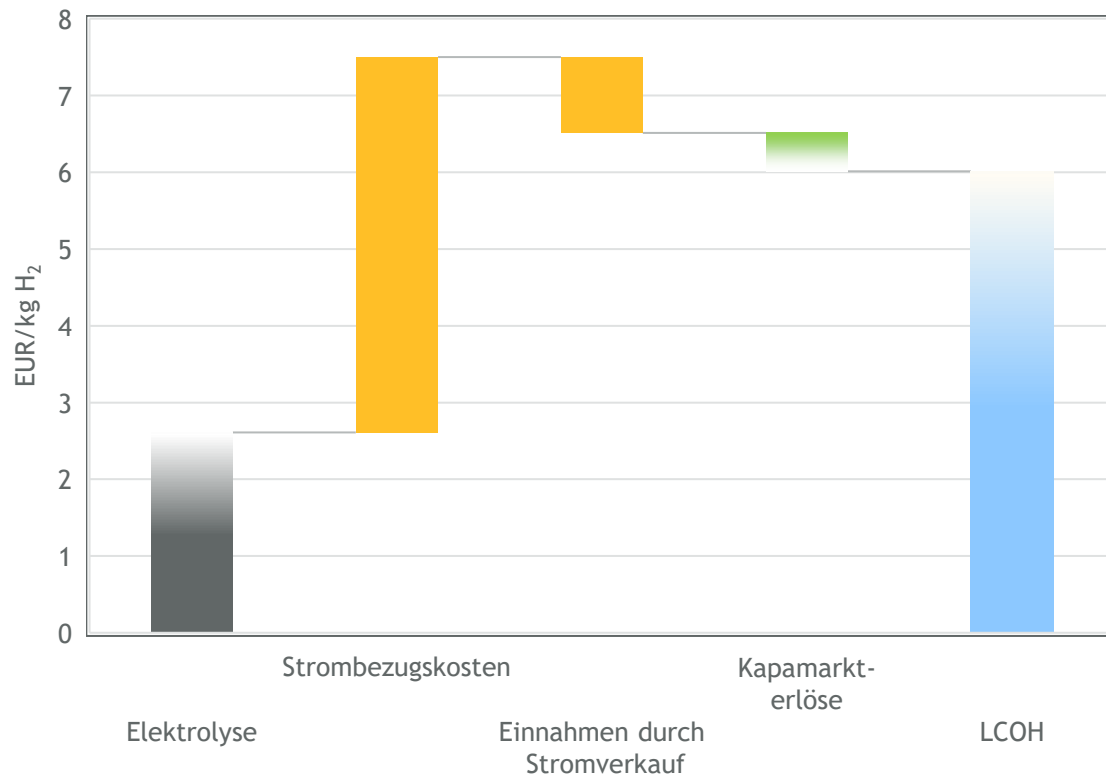
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Im britischen Kapazitätsmechanismus wurde im September 2025 erstmals ein Elektrolyseur bezuschlagt (für 15 Jahre).⁵
- Der deutsche Kapazitätsmechanismus der Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG richtet sich nur an Erzeuger und muss zur Einhaltung von EU-Vorgaben (CISAF) überarbeitet werden⁴. Hierbei sind nichtfossile Flexibilitäten, also auch Elektrolyseure einzubeziehen. Entsprechend soll in Deutschland ab 2027 ein technologieoffener Kapazitätsmarkt eingeführt werden.⁶
- Während initial ein kombinierter Kapazitätsmarkt (KKM) mit dezentralen und zentralen Elementen vorgeschlagen wurde, wird das Marktdesign aktuell noch erarbeitet.^{1,2,3}

1: [BMWE \(2024b\)](#) | 2: [EWI & BET \(2025\)](#) | 3: [BMWE \(2024a\)](#) | 4: [EU-COM \(2025\)](#) | 5: [Flexitricity \(2025\)](#) | 6: [BMWE \(2025c\)](#)

Kapazitätsmärkte: zusätzliche Einnahmequelle aber ohne inhärenten Systemdienlichkeitseffekt.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Die Vermarktung von Flexibilität auf Kapazitätsmärkten könnte die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren erhöhen.¹ Kapazitätsvergütung stellt eine gut planbare Erlösquelle dar und kann Projektrisiken senken.² Andererseits beschränkt sie gleichzeitig die Betriebsweise, wobei Elektrolyseure bei systemgefährdenden Überschüssen und Knappheiten über die Strommarktpreise bereits einen Anreiz zu Verbrauchsflexibilität haben.³
- Analog zum Flexmarkt könnten sich durch die Vermarktung von negativer Flexibilität die Stromkosten insbesondere in EE-Überschussregionen senken.

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Durch Einbindung von Flexibilitäten auf Kapazitätsmärkten könnten sich die langfristigen Kosten für gesicherte Leistung reduzieren.¹ Direkt senken sie weder Netzengpässe, noch verhindern Netzausbau oder sorgen für die Nutzung von EE-Überschüssen, zumal keine Betriebsanreize gesetzt werden.
- Der Kapazitätsmarkt kann wiederum regionale Anreize setzen, die die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren miteinbeziehen. So können z. B. bestimmte Regionen durch höhere Vergütungen bevorzugt werden.⁴

1: [Kirketerp \(2020\)](#) | 2: [Flexitricity \(2025\)](#) | 3: Aufgrund der unsicheren Ausgestaltung eines potenziellen deutschen Kapazitätsmarktes, sind auch diverse für eine quantitative Wirtschaftlichkeitsbewertung notwendige Marktparameter nicht verfügbar bzw. schätzbar. Basierend auf Erfahrungen aus dem zentralen Kapazitätsmarkt des Vereinigten Königreiches könnten die Erlöse jedoch eine geringe Auswirkung haben. | 4: [dena \(2024a\)](#)

Regelenergiemarkt: Elektrolyseure können nach Präqualifizierung ihre Flexibilität zur Frequenzerhaltung vermarkten.

Factsheet: Teilnahme am Regelenergiemarkt

- Der Regelenergiemarkt ermöglicht die Beschaffung von Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung und Leistungsbilanzsicherung. Das Verfahren erfolgt in einem regelzonenübergreifenden und marktlichen Verfahren durch die Übertragungsnetzbetreiber.¹ Seit 2020 findet eine getrennte Beschaffung von Regelleistung (je MW) und -arbeit (je MWh) statt. Erstere wird day-ahead ausgeschrieben, während der Regelarbeitsmarkt 25 Minuten vor Lieferung schließt.²
- Der Regelenergiemarkt teilt sich dabei nach Abrufbereitschaft in die folgenden Teilmärkte auf¹:
 - FCR (Primärregelleistung): innerhalb von 30 Sek. für bis zu 5 Min.
 - aFRR (Sekundärregelleistung): innerhalb von 5 Min. für 30 Sek. bis zu 15 Min.
 - mFRR (Minutenreserve): innerhalb von 15 Min. für 15 Min. bis zu 60 Min.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure sind technisch grundsätzlich für alle Regelenergieprodukte geeignet, da sie ihre Leistung schnell und zuverlässig anpassen können. Die Teilnahme erfolgt meist über Aggregatoren/virtuelle Kraftwerke und erfordert eine Präqualifizierung.³
- Der am Regelenergiemarkt bezogene Netzstrom wäre nicht grün im Sinne der RFNBO-Kriterien.

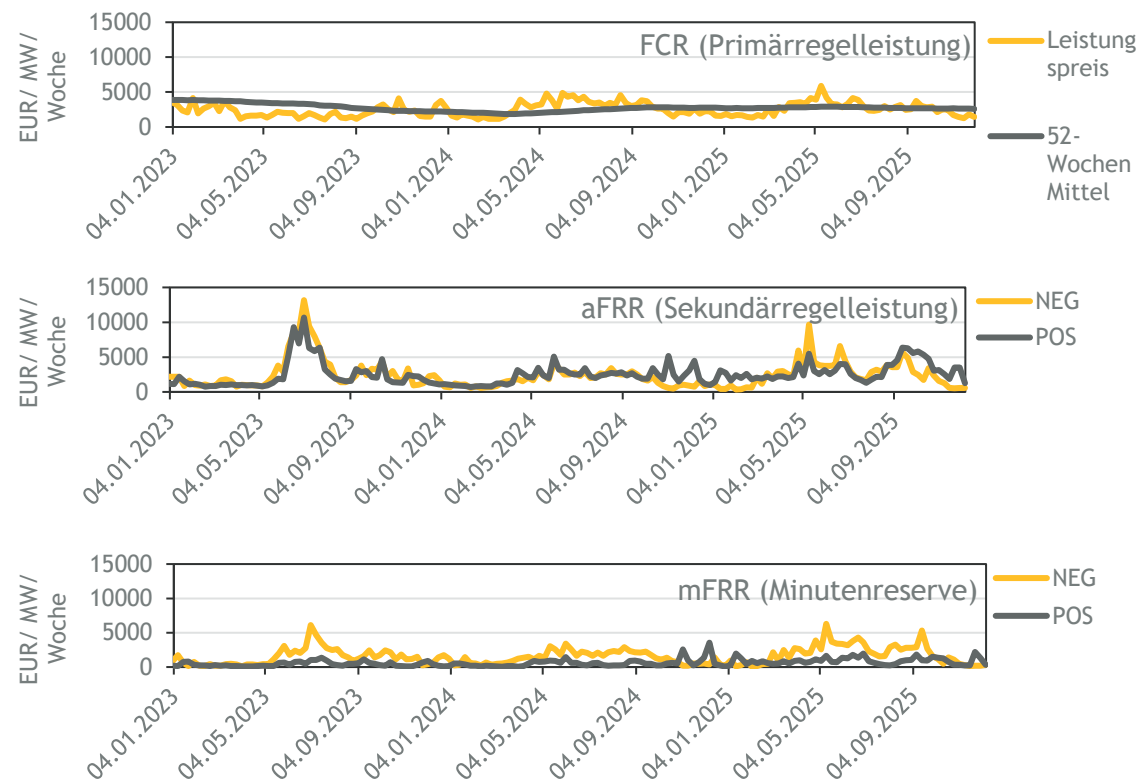
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Durch bessere Erzeugungs- und Lastprognosen und eine zunehmende Internationalisierung sinken Regelleistungs- und -energiebedarf.⁴
- Der reale Marktanteil von Elektrolyseuren im Regelenergiemarkt ist bisher gering, da eine komplexe Präqualifikation und hohe Opportunitätskosten (durch entgangene H₂-Produktion) die Teilnahme wirtschaftlich und organisatorisch erschweren.^{5,6} Zudem stehen sie mit anderen Technologien wie Batteriespeichern im Wettbewerb.⁶
- Durch einen *Network Code on Demand Response* soll die Teilnahme von Flexibilitäten wie Elektrolyseuren künftig vereinfacht werden.⁴

1: [50Hertz et al. \(2024a\)](#) | 2: Anbieter, die am Regelleistungsmarkt bezuschlagt wurden, erhalten eine Vergütung je MW und müssen am Regelarbeitsmarkt teilnehmen, auf welchem der tatsächliche Abruf von Regelenergie je MWh vergütet wird. Der Abruf erfolgt nach dem Merit-Order-Prinzip für die Arbeitspreise. | 3: [Next Kraftwerke \(2026\)](#) | 4: [50Hertz et al. \(2024b\)](#) | 5: [Netztransparenz \(2026a\)](#) | 6: [VDE \(2022\)](#)

Regelenergiemarkt: Die Teilnahme von Elektrolyseuren kann die Wirtschaftlichkeit und die Stromsystemstabilität erhöhen.

Durchschnittliche Leistungspreise in EUR/MW/Woche¹



Wirtschaftlichkeit

- Inwiefern eine Teilnahme am Regelenergiemarkt die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs erhöhen kann, ist in der Literatur umstritten.²
- Da selbst für eine lose Approximierung der Auswirkungen auf die LCOH eine komplexe Strombezugsoptimierung notwendig ist, wird an dieser Stelle auf eine Quantifizierung verzichtet. Basierend auf den Auswertungen historischer Daten könnten jedoch gerade durch den Regelenergiemarkt deutliche (Strom-)Kosteneinsparungen realisiert werden.

Systemdienlichkeit

- Analog zu Kapazitätsmärkten hängt die netzentlastende Wirkung eines Einbezugs in den Regelenergiemarkt von der konkreten Ausgestaltung ab. Insgesamt trägt das Instrument zur Netzfrequenzstabilisierung, jedoch nicht direkt zur EE-Integration oder Engpass- bzw. Netzausbaureduktion bei.
- Aktuell sind die Anreize für eine Teilnahme insbesondere aufgrund von Präqualifizierungsvoraussetzungen begrenzt, wodurch das Potenzial systemisch unterausgeschöpft bleibt.^{3,4}

1: [Regelleistung Online \(2026\)](#) | 2: [ENTSO-E \(2025b\)](#) | 3: [Dechema \(2024\)](#) | 4: [VDE \(2022\)](#)

Redispatch: Elektrolyseure als Verbraucher tragen bislang nicht zur Vermeidung von Netzengpässen bei.

Factsheet: Einbindung in den Redispatch

- Unter Redispatch versteht man ein Instrument des Netzengpassmanagements, bei dem Netzbetreiber in die Einspeiseleistungen von Kraftwerken und Speichern eingreifen, um Leistungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen.¹ So lassen sich Überlastungen sowie Engpässe im Stromnetz vermeiden, um die Systemstabilität zu gewährleisten.
- Mit der Einführung von Redispatch 2.0 werden kleinere und dezentrale Erzeugungsanlagen ab einer Leistung von 100 kW sowie Stromspeicher, die vom Netzbetreiber ferngesteuert werden können, ab- oder hochgeregelt. Hierzu zählen insbesondere EE-, KWK- und Speicheranlagen.² Anstelle der früheren 95 %-Regelung des Vorläufers Einspeisemanagement (EinsMan) erhalten Anlagenbetreiber seitdem eine vollständige Kompensation entgangener Erlöse und einen Ausgleich ihres realisierten Aufwands.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Stromverbraucher wie Elektrolyseure bislang nicht am Redispatch 2.0 beteiligt.
- Verbraucher könnten potenziell Engpässe verhindern bzw. lindern, indem sie als flexible Verbraucher insbesondere Leistung für negativen Redispatch (Lasterhöhung) anbieten.

Aktueller Stand und Ausblick

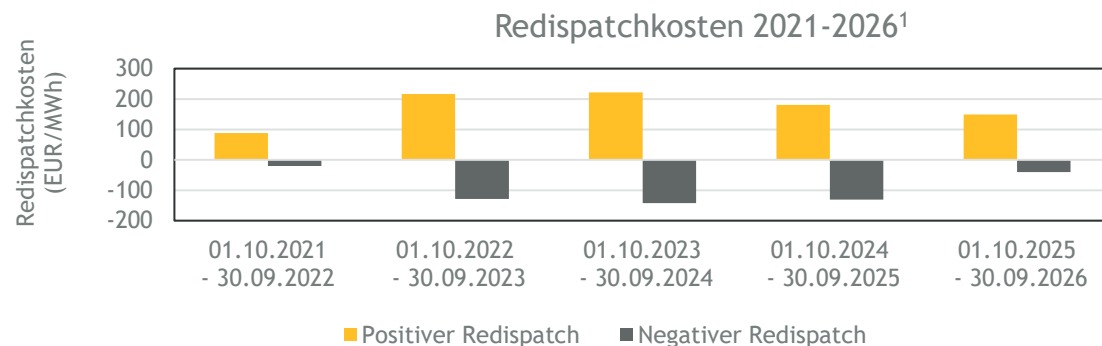
- Die Prozesse des Redispatch 2.0 sind seit dem 01.04.2022 in Betrieb.
- Im Rahmen des Redispatch 3.0 wird eine Anpassung des Konzepts diskutiert, wobei der Fokus aktuell darauf liegt, künftig auch private Kleinanlagen in den Prozess einzubeziehen.³
- Zudem existieren Konzepte dazu, Verbraucher ebenfalls in den Redispatch einzubeziehen.^{4,5} Während dies die Redispatchkosten grundsätzlich reduzieren kann, ergeben sich insbesondere Herausforderung aus dem erhöhten Koordinationsaufwand sowie der Bestimmung einer angemessenen Vergütung bei einem kostenbasierten Redispatch-mechanismus.^{4,6}

1: [BNetzA \(2026e\)](#) | 2: [BDEW \(2024\)](#) | 3: [BMWE \(2026d\)](#) | 4: [dena \(2024b\)](#) | 5: [Frontier Economics \(2024\)](#) | 6: [Consentec & Neon \(2019\)](#)

Redispatch: Teilnahme könnte die Systemdienlichkeit erhöhen, aber erfordert die Lösung diverser Herausforderungen.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Redispatchmaßnahmen erfolgen für Erzeuger und Batterien vor dem Grundsatz der kostenneutralen Vergütung. Ziel ist es dabei, dass die Mehrkosten durch die Redispatchmaßnahme vergütet werden, um anreizneutral zu wirken und keine Marktseite übermäßig zu belasten.
- Wendet man diesen Ansatz auf die Verbraucherseite an, müssten bei der Vergütung entgangene Erlöse sowie weitere Kostenparameter (z. B. Degradationseffekte, Umgang mit PPA-Mengen) berücksichtigt werden. In der Folge hätte das Instrument in der Theorie keine Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs.



1: | [50Hertz et al. \(2026\)](#) 2: Dieser Anteil berechnet sich als Quotient der installierten Elektrolysekapazität und der Höhe des mittleren Redispatchmenge (Gesamtmenge geteilt durch Stundenanzahl, Stunden ohne Redispatch inkludiert). Die Elektrolysekapazitäten für Q3/2025 basieren auf [dena \(2025\)](#), während die Redispatchmengen auf [BNetzA \(2025b\)](#) basieren.

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Die aktuell installierten Elektrolysekapazitäten würden lediglich einen geringen Anteil an der durch die Netzbetreiber steuerbaren Kapazität ausmachen. So entsprächen die aktuellen Elektrolysekapazitäten weniger als 5 % der durchschnittlichen durch die Netzbetreiber abgerufenen Redispatchmengen.² Dies könnte sich zwar im Rahmen des H₂-Hochlaufs verändern, allerdings ist hierfür ebenfalls notwendig, dass die entgangenen Erlöse durch H₂-Produktion niedriger als die Opportunitätskosten anderer Technologien oder positivem Redispatch (siehe Abbildung links) wären.
- Entscheidend für die Wirkung ist die regionale Verteilung der zugebauten Elektrolyseure. Erfolgt die Vergütung kostenbasiert, werden jedoch keine Standortanreize gesetzt. Entsprechend hätten Elektrolyseure keinen Anreiz sich systemdienlich zu verorten, unabhängig von ihrer Teilnahme an Redispatchmaßnahmen. In einem marktlichen System ist es wiederum grundsätzlich möglich, dass diese Anreize gesetzt werden. Die sich ergebenden Erlöse aus Redispatchmaßnahmen wären höher in Regionen mit häufigeren und teureren Redispatchmaßnahmen.



Stromnetzentgelte: Während Elektrolyseure aktuell befreit sind, ist ihre zukünftige Privilegierung unsicher.

Factsheet: Stromnetzentgelte

- Stromnetzentgelte (NNE) sind Zahlungen, die für die Nutzung des Stromversorgungsnetzes an den Netzbetreiber zu entrichten sind.¹ Sie enthalten i. d. R. eine Leistungs- und Arbeitskomponente und werden regulatorisch festgelegt. Der Leistungspreis ist dabei kapazitätsbezogen (je kW) zu entrichten, während der Arbeitspreis vom Stromverbrauch abhängt (je kWh).
- Die Netzentgelte werden sowohl von Übertragungsnetzbetreibern als auch Verteilnetzbetreibern erhoben. Bei einem direkten Anschluss an das Übertragungsnetz fällt auch nur hierfür ein Netzentgelt an. Im Jahr 2023 wurden die Übertragungsnetzentgelte vereinheitlicht und sind seitdem somit bundesweit in allen Regelzonen gleich hoch.²
- Während Netzbetreiber bei den Netzentgelten grundsätzlich nicht zwischen einzelnen Verbrauchern diskriminieren dürfen, existieren auf Verteilnetzebene Netzentgeltnachlässe für besonders systemdienliche Verbrauchergruppen. Hierzu zählen z.B. Großverbraucher mit bestimmten Abnahmeprofilen nach § 19 StromNEV und steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure mit einer Inbetriebnahme bis 03.08.2029 sind nach § 118 Abs. 6 EnWG für eine Dauer von 20 Jahren von allen Stromnetzentgelten freigestellt.

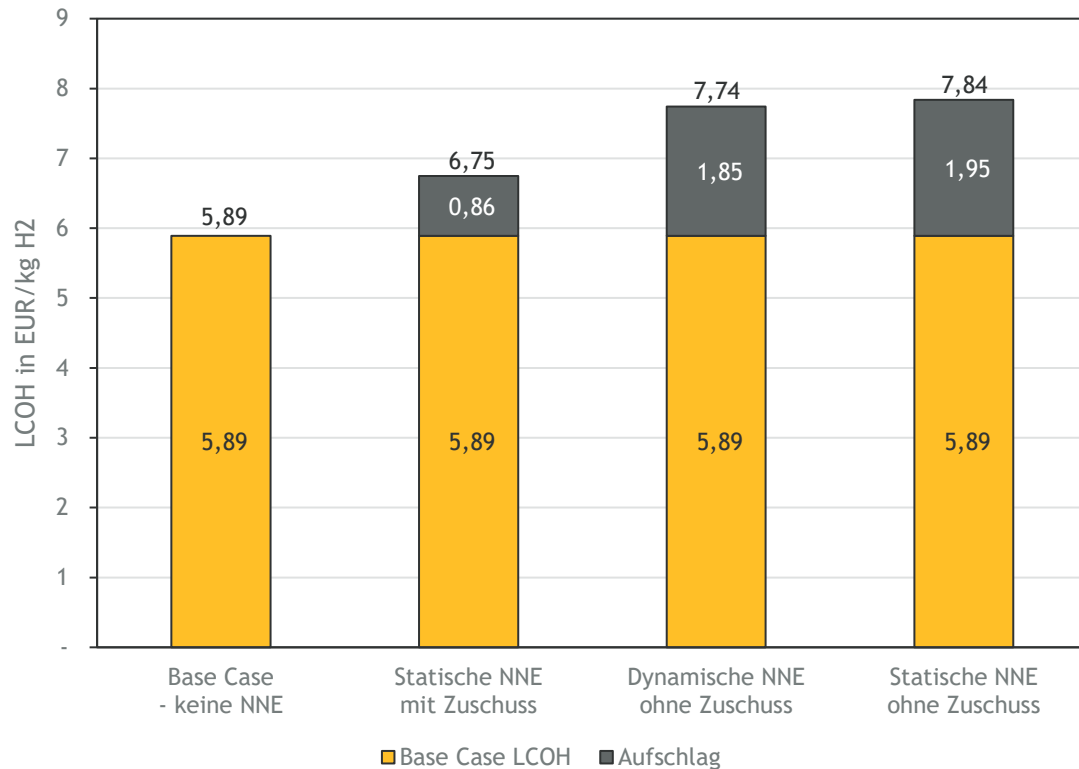
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Aktuell ist offen, inwiefern Elektrolyseure künftig bei Netzentgelten privilegiert werden. Eine alternativ diskutierte Ausgestaltungsoption ist die Einführung dynamischer Netzentgelte für Elektrolyseure.^{3,4,5}
- Im Jahr 2026 bezuschusst der Bund die Übertragungsnetzentgelte mit 6,5 Milliarden EUR.² Sollte diese Bezuschussung künftig wegfallen, könnten die Übertragungsnetzentgelte insbesondere durch zunehmende Netzausbaukosten steigen.
- Zurzeit wird die gesamte Netzentgeltsystematik im AgNes-Prozess überarbeitet. Laut BNetzA könnten künftige Reduktionen an Gegenleistungen (z.B. systemdienlichen Betrieb) gekoppelt werden.⁶ Dies könnte z. B. durch ein dynamisches Netzentgelt umgesetzt werden.⁷

1: [BNetzA \(2026d\)](#) | 2: [Netztransparenz \(2026c\)](#) | 3: [50Hertz et al. \(2025a\)](#) | 4: [EWI & BET \(2025\)](#) | 5: [BNetzA \(2026b\)](#) | 6: [BNetzA \(2025a\)](#) | 7: [BNetzA \(2026a\)](#)

Stromnetzentgelte: Erhöhen unmittelbar die Strombezugskosten und könnten die Wirtschaftlichkeit deutlich verringern.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



Beschreibung

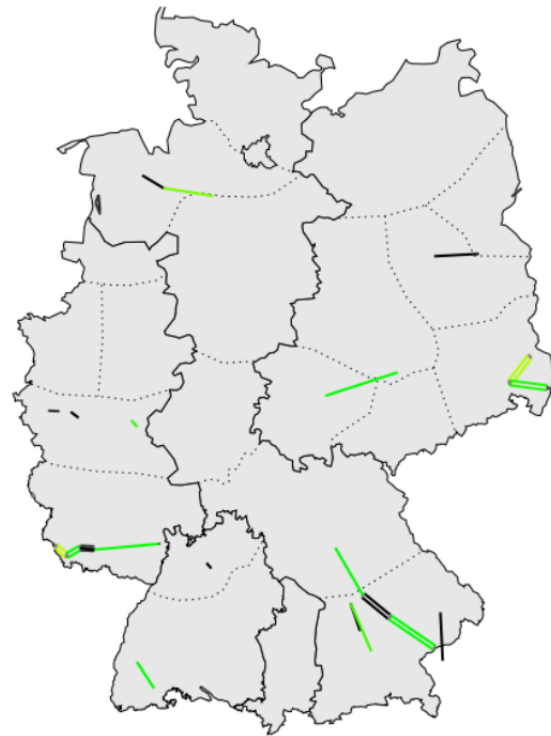
- Der Arbeitspreis im Übertragungsnetz würde die Strombezugskosten des Elektrolyseurs im Jahr 2026 um 6,42 EUR/MWh_{el}¹ (um ca. 5 %) steigern, während der jährliche Leistungspreis i.H.v. 76.700 EUR/MW_{el}¹ (2026) die annualisierten Kapitalkosten wiederum deutlich um ca. 49 % erhöht.
- Bei einem vollständigen Wegfall der Privilegierung könnten die LCOH mit 33 % deutlich gegenüber dem Base Case steigen. In der angenommenen Konfiguration² könnte sich der LCOH-Anstieg durch den Einsatz dynamischer Netzentgelte auf 31 % reduzieren. Eine Bezuschussung der Netzentgelte für das Jahr 2026 reduziert den Anstieg der LCOH wiederum auf ca. 15 %.³
- In der Realität könnten die Effekte einer Netzentgeldtdynamisierung durch die Volllaststundenreduktion weiter beeinflusst werden und hängen wesentlich vom Verhältnis kapazitiver und volumetrischer Preise ab. Außerdem ist zu beachten, dass die Wirtschaftlichkeit eines Elektrolyseurs deutlich verschlechtert werden kann, wenn die dynamischen Netzentgelte im Mittel ein hohes Niveau aufweisen oder wenn hohe Netzentgelte mit der Verfügbarkeit des PPA-Stroms bzw. mit niedrigen Strompreisen am Strommarkt korrelieren.⁴

1: [50Hertz et al. \(2025e\)](#), für einen Anschluss an der Umspannungsebene Höchstspannung/Hochspannung | 2: Hierbei handelt es sich um eine grobe Schätzung, bei der angenommen wurde, dass Elektrolyseure durch eine Dynamisierung den Arbeitspreis um 20 % verringern können. Eine Unterscheidung von Finanzierungs- und Anreizentgelten wurde dabei nicht betrachtet. | 3: [50Hertz et al. \(2025d\)](#) | 4: [Lilienkamp et al. \(2025\)](#)

Stromnetzentgelte: können regionale Anreize setzen und durch dynamische Elemente einen systemdienlichen Betrieb belohnen.

Regionalisierung dynamischer Übertragungsnetzentgelte

- In einem Diskussionspapier zu dynamischen Netzentgelten schlagen die Übertragungsnetzbetreiber eine Aufteilung in die 22 Regionen des Week-Ahead-Planning Process vor.¹
- Entsprechend würden sich die Netzentgelte in diesen Regionen unterscheiden. In Regionen mit häufigen und starken Netzengpässen könnten Elektrolyseure durch netzdienliches Verhalten ihre Stromkosten stärker senken.
- Problematisch hierbei ist, dass spätere Gebietsanpassungen eine inhärente Investitionsunsicherheit darstellen würden.



[BNetzA & BKartA \(2025\)](#)

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Als wesentliche Komponente der Stromkosten können Netzentgelte sowohl Standort- als auch Betriebsanreize setzen. Auf Übertragungsebene existieren aufgrund der regelzonenübergreifend einheitlichen Netzentgelte derzeit allerdings keine Anreize für eine systemdienliche Verortung.
- Bei einer pauschalen Befreiung entsteht eine systemdienliche Wirkung vor allem dann, wenn sie an Bedingungen wie z. B. standortspezifische Kriterien geknüpft ist.² Hierzu könnten Netzentgelte für Elektrolyseure unter bestimmten Anforderungen an systemdienlichen Standorten reduziert oder ganz erlassen werden. Für eine verursachergerechte Kostenverteilung müssten systemdienliche Elektrolyseure grundsätzlich geringere Netzentgelte zahlen, da sie u. a. Redispatchkosten einsparen.
- Eine Regionalisierung statischer Netzentgelte beeinflusst lediglich die Standortwahl, während dynamische Netzentgelte ebenfalls die Betriebsweise beeinflussen können.³ Somit können insbesondere dynamische Netzentgelte bei richtiger Ausgestaltung einen stromnetzdienlichen Effekt induzieren.^{3,4} Die exakte Anreizwirkung ist aber komplex, bei Investitionen kaum planbar und vom Betriebsmodell abhängig.⁵

1: [50Hertz et al. \(2025a\)](#) | 2: [Frontier Economics \(2023\)](#) | 3: [Weidlich et al. \(2025\)](#) | 4: [Billerbeck et al. \(2025\)](#) | 5: [Consentec \(2023\)](#)

Umlagen & Abgaben: Elektrolyseure entrichten keine Stromsteuer und sind bis 2030 von allen Umlagen für Stromverbrauch befreit.

Factsheet: Umlagen & Abgaben

- Umlagen und die Stromsteuer stellen staatlich induzierte Strompreisbestandteile dar, die in der Regel je verbrauchter Kilowattstunde an den Versorger bzw. Netzbetreiber zu entrichten sind.
- Zurzeit existieren die folgenden Umlagen und Abgaben im Stromsystem:
 - Die KWKG-Umlage i.H.v. 0,446 ct/kWh (2026) dient der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung
 - Die Offshore-Netzumlage i.H.v. 0,941 ct/kWh (2026) dient der Entschädigungen bei Störungen oder bei Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen
 - Die StromNEV-Umlage i.H.v. 1,559 ct/kWh (2026) dient der Netzentgeltreduktion bestimmter Verbraucher nach § 19 StromNEV
 - Die Stromsteuer i.H.v. 2,05 ct/kWh ist eine Bundessteuer auf Stromverbrauch
 - Die Konzessionsabgabe entfällt für die Nutzung öffentlicher Infrastruktur¹

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- KWKG- und Offshore-Netzumlage entfallen gemäß § 25 EnFG bei Inbetriebnahme vor dem 01.01.2030, wenn mit dem bezogenen Strom grüner Wasserstoff hergestellt wird.² Zudem können Elektrolyseure als produzierendes Gewerbe eine Stromsteuerentlastung nach § 9a StromStG beantragen. Diese Privilegierung gilt unbefristet.²

Aktueller Stand & Handlungsoptionen

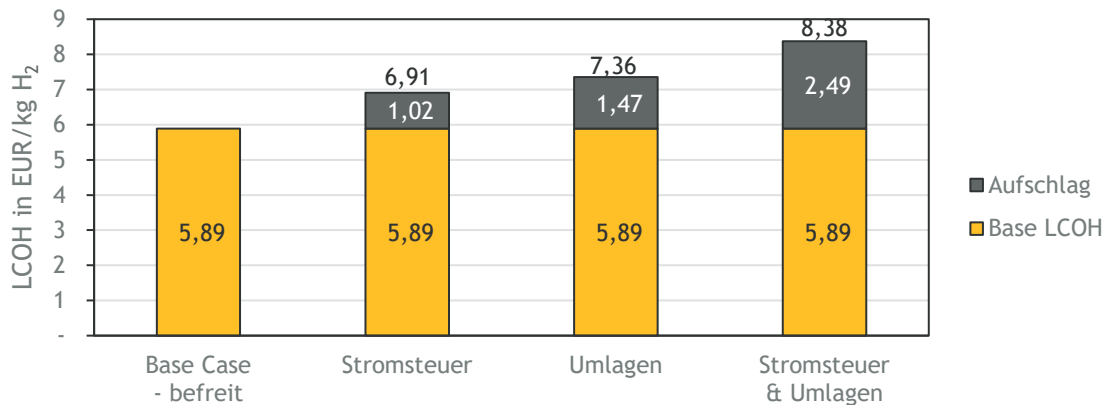
- Nach aktuellem Stand wäre für Elektrolyseure, die ab 2030 in Betrieb genommen werden, die volle Umlagenhöhe zu entrichten, u. U. käme eine Privilegierung im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung in Frage.
- Zurzeit werden verschiedene Konzepte für die zukünftige Privilegierung diskutiert, auch inwiefern diese an Flexibilität und Netzdienlichkeit zu koppeln sind.³
- Hierbei sind neben der Wirkung auf die LCOH auch weitere soziale, ökonomische und ökologische Faktoren zu beachten, wie z.B. soziale Akzeptanz im Rahmen einer verursachergerechten Finanzierungsfunktion.⁴

1: Die Konzessionsabgabe ist hier der Vollständigkeit halber aufgeführt, wird im Folgenden jedoch nicht weiter berücksichtigt. Bei allen Umlagen und Abgaben existieren geringere Sätze für spezielle Verbrauchergruppen. | 2: [GVW \(2024\)](#) | 3: [VDE \(2022\)](#) | 4: [Prognos \(2018\)](#)

Umlagen & Abgaben: erhöhen die Wasserstoffkosten deutlich, weshalb Systemdienlichkeitsanreize wirksam wären.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Stromsteuer und Umlagen sind je verbrauchter Kilowattstunde Strom zu zahlen. Ein Entfall der Privilegierung erhöht entsprechend die Strombezugskosten der Elektrolyseure. Auf die Kapitalkosten hat das Instrument wiederum keine Wirkung.
- Ein Entfall der Stromsteuerprivilegierung erhöht die LCOH um 17 %. Wären alle Umlagen in aktueller Höhe zu entrichten, stiegen die LCOH hingegen um 25 % an. Sind sowohl Stromsteuer als auch Umlagen in voller Höhe zu entrichten, stiegen die LCOH um 42 % deutlich.



1: [ENTSO-E \(2025b\)](#)

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Ohne gezielte Anreize zur Flexibilisierung zielt die grundsätzliche Befreiung von Steuern und Umlagen weder auf eine systemdienliche Verortung noch auf einen systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren ab.
- Eine systemdienliche Verortung könnte über eine Differenzierung zwischen Netzknoten wie bei den regionalen Baukostenzuschüssen oder der Bestimmung von Entlastungsregionen erreicht werden. So könnten Entlastungen bei Umlagen und Stromsteuer an eine Verortung in einer Entlastungsregion gekoppelt werden.
- Eine systemdienliche Wirkung entsteht zusätzlich dann, wenn die Steuer- und Entgeltbefreiungen zudem an Anforderungen zur Betriebsweise geknüpft werden, wie an einen netzdienlichen Betrieb in Zeiten von EE-Überschüssen.¹ Dies könnte allerdings die Komplexität im Vergleich zu den aktuell fixen Steuer- bzw. Umlagesätze deutlich erhöhen und die Planungssicherheit sowohl auf Seiten der Zahlenden (Verbraucher bzw. Elektrolyseure), Verrechnenden (Netzbetreiber) als auch Erhebenden (Übertragungsnetzbetreiber bzw. Bund) deutlich verringern.

Baukostenzuschüsse: Verbraucher werden an den Netzausbaukosten beteiligt, Zuschüsse können regionale Anreize setzen.

Factsheet: Regionale Baukostenzuschüsse

- Der Baukostenzuschuss (BKZ) ist eine einmalige leistungsabhängige Zahlung, die eine Beteiligung an den zusätzlichen Kosten durch den Netzanschlusspunkt darstellt.¹ Davon betroffen sind zurzeit nur lastseitige Verbraucher, unabhängig von der Art des angeschlossenen Verbrauchers.
- Basierend auf einem Positionspapier der BNetzA aus 2009 differenzieren sich die Baukosten primär anhand der spezifischen Netzkosten und nicht der Gesamtsystemwirkung der Verbraucher.¹ Die Höhe bemisst sich i. d. R. am arithmetischen Mittel der Leistungspreise über die vorherigen fünf Jahre in der entsprechenden Netzebene und der bestellten Leistung. Nach § 11 Abs. 3 NAV ist der BKZ nur für den Teil des Anschlusses der 30 kW übersteigt zu entrichten. In der Regel sind Baukostenzuschüsse bereits vor Baubeginn zu zahlen und können somit den Entwicklungskosten zugeordnet werden.
- Während die BKZ für das Übertragungsnetz analog zum Netzentgelt vereinheitlicht sind, unterscheiden sie sich zwischen den Verteilnetzbetreibern.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure mit einer Kapazität von mehr als 30 kW sind wie andere Verbraucher von den Baukostenzuschüssen betroffen.

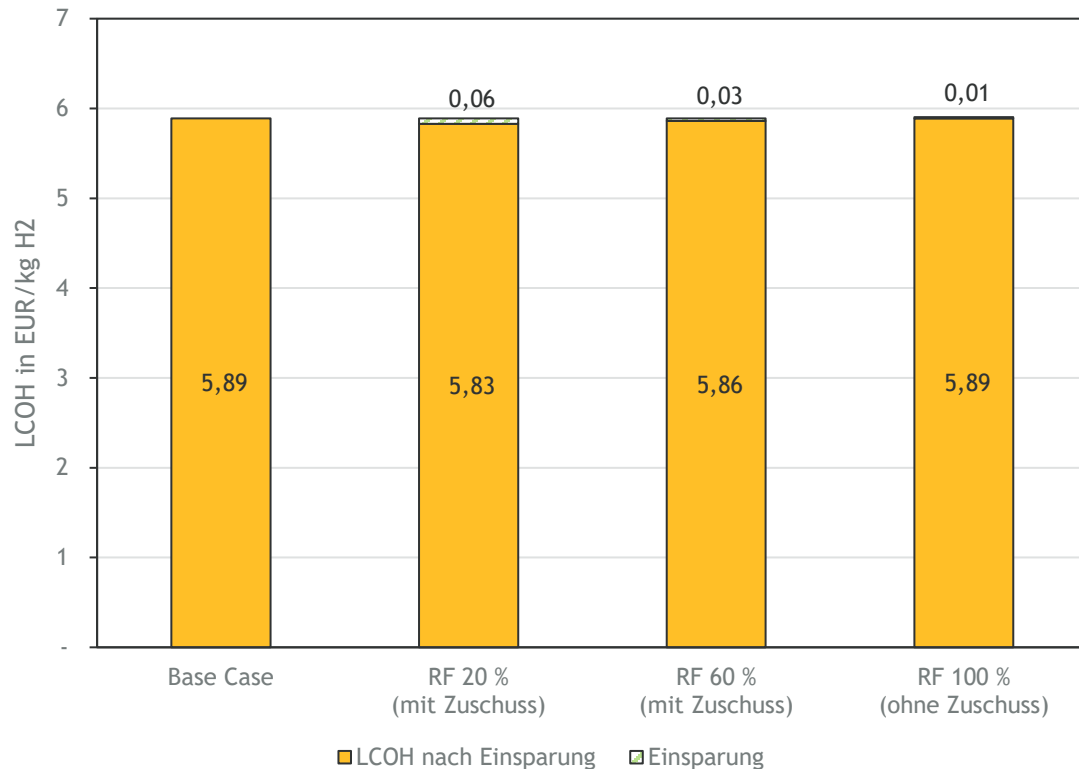
Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- In einem aktuellen Positionspapier der BNetzA wird ein Konzept für die Umsetzung regionaler Baukostenzuschüsse für Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagen.² Eine Umsetzung dieser regionalen Differenzierung könnte eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren anreizen. Die Position ist nicht verpflichtend, wird von den Übertragungsnetzbetreibern in der Praxis allerdings bereits angewandt.
- Analog zu den Netzentgelten wurden die BKZ für das Jahr 2026 durch Bundeszuschüsse reduziert.³
- Im Verteilnetz werden BKZs nicht von allen Verteilnetzbetreibern erhoben, sodass dort keine bundesweite Steuerung stattfindet. Eine potenzielle Verpflichtung zur Erhebung von BKZs wird aktuell debattiert.

1: [BNetzA \(2026b\)](#) | 2: [BNetzA \(2024b\)](#) | 3: [Netztransparenz \(2026c\)](#)

Baukostenzuschüsse: Regionale Differenzierung hat aufgrund ihres kleinen Kostenanteils einen geringen Wirtschaftlichkeitseffekt.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



Beschreibung

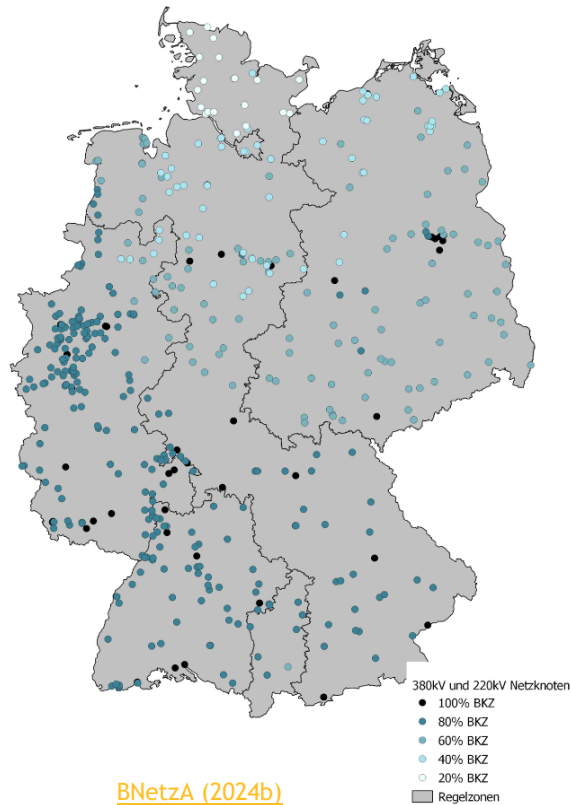
- Baukostenzuschüsse haben keine Wirkung auf die Stromkosten. Auch auf die CAPEX haben sie nur eine geringe Wirkung. Dies liegt daran, dass die Baukostenzuschüsse im Übertragungsnetz im Jahr 2026 für die Umspannungsebene Höchst-/Hochspannung i. H. v. 113.150 EUR/MW nur einen Bruchteil (hier ca. 5 %) der Gesamtinvestitionskosten ausmachen.¹
- Wird ein Regionalisierungsfaktor (RF) von 60 % auf die Baukostenzuschüsse angewendet, reduzieren sich die BKZ nach dem BNetzA-Konzept² um 40 %, was allerdings nur einer LCOH-Reduktion um 0,5 % entspräche. Die Reduktion steigt beim maximalen Nachlass von 80 % auf ca. 1 %, während ein Wegfall des Bundeszuschusses (ohne RF) die LCOH um 0,2 % erhöht.³
- Hierbei ist zudem zu beachten, dass die BKZ im Verteilnetz je nach Netzgebiet und Spannungsebene stark schwanken und dort höher sein könnten (bis zu 8 % der angenommenen Investitionskosten im Jahr 2025).⁴
- Da Baukostenzuschüsse einmalig vor Baubeginn zu entrichten sind, stellen sie als versunkene Kosten ein exponiertes Risikoprofil dar. Allerdings sind sie dadurch auch gut kalkulierbar, was eine umfassende Berücksichtigung in Entscheidungen und somit ihre Lenkungswirkung potenziell erhöht.⁵

1: [50Hertz et al. \(2025e\)](#) | 2: [BNetzA \(2024b\)](#) | 3: [50Hertz et al. \(2025d\)](#) | 4: [dvlp.energy \(2025\)](#) | 5: [Consentec \(2023\)](#)

Baukostenzuschüsse: Regionale Unterschiede können Standortanreize und keine Betriebsanreize setzen.

Regionalisierungsfaktoren nach dem BNetzA-Konzept¹

- Das BNetzA-Konzept differenziert die Reduktion der BKZ im Übertragungsnetz jeweils in 20 %-Schritten.
- An helleren Netzknoten (insbesondere in Norddeutschland) kann der Baukostenzuschuss stärker reduziert werden als an dunkleren Netzknoten.
- Die Differenzierung der BKZ richtet sich nach den Auswirkungen zusätzlicher Lasten auf die Netzengpassmanagementmengen, die den daraus resultierenden Netzausbaubedarf und Netzkosten aufzeigen soll.



Effekte auf Systemdienlichkeit

- Grundsätzlich setzen regionale Baukostenzuschüsse nach dem BNetzA-Konzept differenzierte Anreize für Standortentscheidungen von Investoren.¹ Dieser Anreiz ist umso stärker, je niedriger die Investitionskosten je angemeldeter Verbrauchskapazität (EUR/MW) im Vergleich zur Höhe der Baukostenzuschüsse sind. Aktuell spiegeln die regionalen BKZ allerdings den allgemeinen Effekt einer zusätzlichen Last auf das Netz ab und berücksichtigen nicht einen potenziellen systemdienlichen Betrieb der Elektrolyseure. Zudem sind dynamische Anpassungen nicht möglich.²
- Das BNetzA-Konzept setzt keine Anforderungen an die Betriebsweise des Verbrauchers voraus. Entsprechend setzt das Instrument auch keine direkten Anreize für systemdienliche Betriebsentscheidungen.^{1,2} Tendenziell erhöht es jedoch analog zu allen CAPEX die minimale benötigte Auslastung zur Deckung der fixen Investitionskosten, wodurch den Knappheitssignalen des Strommarktes eine geringe Bedeutung zukommen könnte.
- Aufgrund der geringen Wirkung auf die LCOH könnte die Anreizwirkung gering ausfallen, selbst wenn den BKZ als ex-ante Zahlung ein höheres wirtschaftliches Risiko als anderen Ausgabepositionen zukommt.

1: [BNetzA \(2024b\)](#) | 2: [Consentec \(2023\)](#)



Zinsreduzierte Darlehen: zielen auf eine Verringerung der Zins- bzw. Investitionskostenlast ab.

Factsheet: Zinsreduzierte Darlehen

- Eigen- und Fremdkapitalgeber orientieren ihre erwartete Verzinsung neben einem risikolosen Basiszins an den projektspezifischen Risiken (*hurdle rate*). Diese sind bei innovativen Großinvestitionen hoch.¹ Eine zu hohe Zinsbelastung kann Projekte unprofitabel machen.
- Zinsreduzierte Darlehen bzw. Kredite können die Effektivbelastung der Kapitalfinanzierung senken. Hierbei übernimmt der Staat bzw. eine von ihm hierfür beauftragte Institution (z. B. die KfW Entwicklungsbank) die Zinsen eines Darlehens ganz, teilweise oder vergibt selbst ein zinsfreies Darlehen. Ziel ist es, die Kapitalkosten zu senken und so die Rentabilität kapitalintensiver Projekte (wie Elektrolyseure) zu erhöhen. Das Instrument kann so eine private Finanzierung ergänzen oder sogar ersetzen, da öffentliche Banken (z. B. KfW) Risiko und Laufzeiten tragen und steuern können.

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Zurzeit existieren unterschiedliche Programme für zinsreduzierte Darlehen für den Aufbau von H₂-Infrastruktur:
 - Das KfW-Programm „Erneuerbare Energien - Standard (270)“ bietet zinsgünstige Kredite für Investitionen in erneuerbare Energien und Power-to-X-Vorhaben.²
 - Zusätzlich existieren Landesprogramme (bspw. NRW, Niedersachsen) mit zinsreduzierten Darlehen speziell für H₂-Projekte.^{3,4}

Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Elektrolyseure zeichnen sich als kapitalintensive Investitionen aus, welche als innovative Technologie zudem mit diversen technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Risiken verbunden sind, weshalb öffentliche Finanzierungselemente eine sinnvolle Ergänzung sein können.¹
- Die vorhandenen Förderprogramme fokussieren primär auf Investitionsanstoß und bislang nicht auf Systemdienlichkeitskriterien.

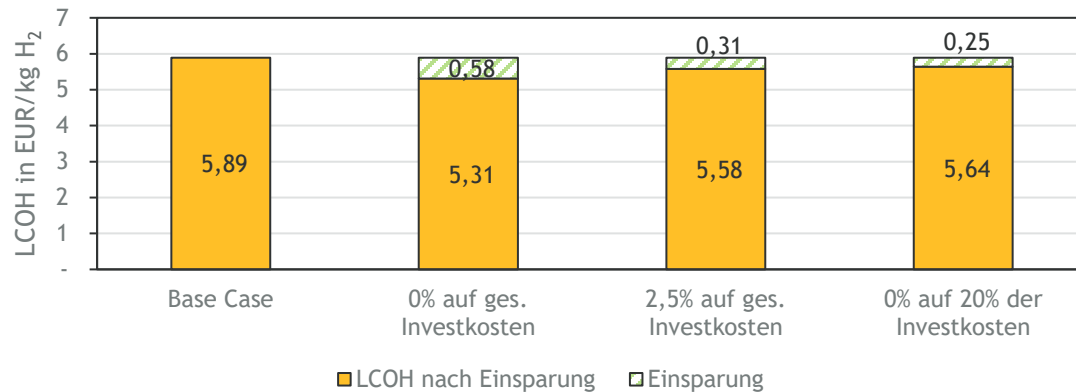
1: [EWI \(2024b\)](#) | 2: [KfW \(2026\)](#) | 3: [NRW Bank](#) | 4: [Niedersächsisches Wasserstoffnetzwerk \(2026\)](#)



Zinsreduzierte Darlehen: Können die Kapitalkosten moderat senken und systemdienliche Anforderungen inkludieren.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Das Instrument hat keine Wirkung auf die Strombezugskosten.
- Zinsfreie Darlehen senken die Zinskosten (bzw. die gewichteten mittleren Kapitalkosten¹) als Teil der Kapitalkosten. Das Instrument ist dabei besonders wirksam bei hohem Fremdkapitalanteil und langen Laufzeiten.
- Wird der Zinssatz halbiert (von 5 % auf 2,5 % WACC), reduzieren sich die LCOH um 5 %. Eine vollständige Zinsreduktion auf 0 % senkt die LCOH um -10 %, während eine Zinsbefreiung von 20 % der Investitionskosten die LCOH auch um ca. 4 % reduziert.¹



¹: Der WACC (*weighted average cost of capital*)-Ansatz unterstellt dabei eine analoge Reduktion der Eigenkapitalverzinsung oder vollständige Fremdkapitalfinanzierung.

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Bestehende zinsreduzierte Darlehen beinhalten kaum systemdienliche Anreize, da sie primär darauf ausgerichtet sind die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseurprojekten unabhängig von ihrer systemischen Wirkung sicherzustellen. Hierbei handelt es sich primär um eine betriebswirtschaftliche Entscheidung, während systemdienliche Anreize in den Anforderungen von Förderprogrammen inkludiert werden können.
- Analog zur direkten Investitionskostenförderung, z. B. über IPCEI, könnte das Instrument systemdienliche Elektrolyseure bevorzugt oder ausschließlich fördern, um entsprechende Anreize zu setzen.
- Die Bewertung von Systemdienlichkeit könnte wie bei der direkten Investitionskostenförderung an bestimmte Kriterien gekoppelt werden, wie der Verortung in ausgewiesenen Regionen, der Verwendung von Überschussstrom oder der Bereitstellung von Flexibilität.



Investitionskostenförderung: zielt auf eine Verringerung der CAPEX-Last der Elektrolyseure ab.

Factsheet: Investitionskostenförderung

- Direkte CAPEX-Zuschüsse senken die LCOH und reduzieren damit Projekt- und Markteintrittsrisiken, was den Markthochlauf beschleunigen soll.
- Auf nationaler sowie EU-Ebene sind hier insbesondere *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) ein Beispiel für Investitionskostenförderungen, welche als gemeinsame Investitionsanstrengung kooperierender europäischer Unternehmen, flankiert durch staatliche Förderung, einen wichtigen Impuls im europäischen Binnenmarkt leisten sollen.¹
- Die IPCEI-Förderung darf beihilferechtlich nur die Finanzierungslücke zur Sicherstellung der Rentabilität fördern, erfordert hohe Innovativität und ist von der EU-Kommission zu genehmigen.²

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Elektrolyseure können sich auf verschiedene Investitionskostenförderinitiativen, z. B. im Rahmen der IPCEI-Förderung bewerben.
- Die Förderquoten orientieren sich an EU-Beihilfeleitlinien und variieren projektbezogen. Ein Beispiel ist das Projekt H2ERO mit einem voraussichtlichen Investitionsvolumen von 213 Mio. EUR, welches eine Hy2Infra-IPCEI-Förderung i. H. v. 167 Mio. EUR (78 % der CAPEX) erhalten hat.³

Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Im Rahmen der IPCEI-Förderwelle Hy2Infra erhielten in 2024 23 deutsche Projekte einen Förderbescheid zum Aufbau von 1,4 GW Elektrolysekapazität.⁴
- Obwohl die meisten der bereits bezuschlagten Elektrolyseurprojekte in Norddeutschland verortet sind, wurden auch einige große süddeutsche Projekte gefördert.⁵
- Gemäß einer Auswertung der EWI-Elektrolysedatenbank haben etwa 7 dieser Projekte aktuell einen FID-Status, die restlichen Projekte haben diesen Status noch nicht erreicht. Das IPCEI-Projekt HydroHub Fenne im Saarland wurde bspw. bereits offiziell abgesagt. Dies zeigt, dass die IPCEI-Förderung alleine keine Garantie für die erfolgreiche Realisierung eines Projekts bedeuten muss.

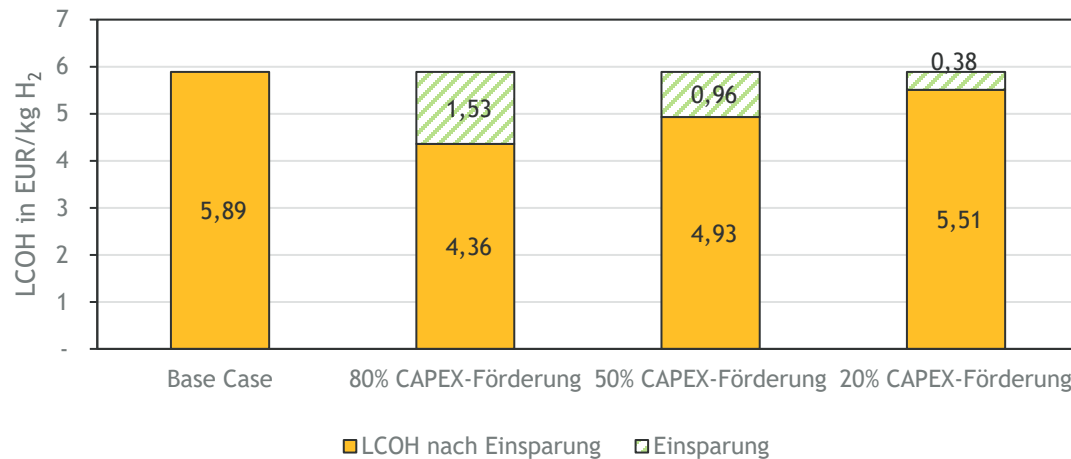
1: [BMWE \(2026c\)](#) | 2: [BMWE \(2026f\)](#) | 3: [H2APEX \(2024\)](#) | 4: [PtJ \(2024\)](#) | 5: [BMWE \(2026b\)](#)



Investitionskostenförderung: erhöht die Wirtschaftlichkeit deutlich und könnte systemdienliche Aspekte miteinbeziehen.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Investitionskostenförderungen senken die Investitionssumme und das benötigte Eigen- und Fremdkapital direkt. Die Kapitalkosten reduzieren sich durch geringere Investitions- und Zinskosten. Das Instrument hat keine Wirkung auf die Strombezugskosten.
- Eine Halbierung der Investitionskosten reduziert die LCOH um 16 %. Eine 80 %-ige Investitionskostenförderung senkt die LCOH um 26 %, während eine 20 %-ige Förderung die LCOH noch um 7 % reduziert.



1: [Frontier Economics \(ZUZ3\)](#) | 2: [BMW E \(ZUZ4D\)](#)

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Die meisten der aktuellen Investitionskostenförderungen haben keine Systemdienlichkeitseffekte, da die Förderung unabhängig vom Standort und Betriebsmodell ist.¹ Grundsätzlich könnten Investitionskostenförderungen zur Sicherstellung der Systemdienlichkeit an bestimmte Kriterien gekoppelt werden. Im Hinblick auf die Standortentscheidung könnte ein solches Instrument starke Anreize setzen, da es entscheidend für die Rentabilität und somit die Investitionsentscheidung an sich sein kann.^{1,2}
- In der Praxis ist die Planung teilnehmender Projekte oftmals bereits weit fortgeschritten (i. d. R. kurz vor FID-Phase) und in der Standortentscheidung festgelegt.² Insgesamt könnte sich zudem durch die Wahl systemdienlicher Standorte der Gesamtförderbedarf erhöhen.¹ Bei EU-weiten Ausschreibungen ergeben sich diverse Komplexitäten in der Bewertung und Berücksichtigung von Systemdienlichkeit.¹
- Das Instrument setzt keine direkten Anreize für systemdienliche Betriebsentscheidungen. Tendenziell reduziert es die minimal benötigte Auslastung zur Deckung der fixen Investitionskosten, wodurch den Knappheitssignalen des Strommarktes eine größere Bedeutung zukommen könnte. Die könnte indirekt einen systemdienlicheren Betrieb induzieren.



EHB-Förderung: Die Förderung der European Hydrogen Bank reduziert direkt den H₂-Preis, um die Kostenlücke zu schließen.

Factsheet: Förderung durch die European Hydrogen Bank

- Die European Hydrogen Bank (EHB) ist ein EU-Förderrahmen, der Mittel aus dem Innovationsfonds bündelt, um den Markthochlauf von erneuerbarem und künftig auch CO₂-armem Wasserstoff zu beschleunigen.¹
- Kerninstrument sind wettbewerbliche Auktionen, bei denen H₂-Produzenten für neue Elektrolyseprojekte eine feste Prämie in EUR/kg_{H₂} über bis zu 10 Jahre erhalten, um die Kostenlücke zu fossilen Alternativen zu schließen. Zuschläge werden bis zur Erschöpfung des Gesamtbudgets über eine Merit-Order an die niedrigsten Gebote vergeben, sodass der Ausbau von Elektrolysekapazität möglichst kosteneffizient erfolgt.
- Über nationale „Windows“ (d. h. ein nationales Zusatzbudget) können Mitgliedstaaten parallel eigene Mittel andocken, sodass die EHB de facto als zentrales Auktions- und Preisfindungsinstrument für große Elektrolyseprojekte in Europa wirkt („auction-as-a-service“).

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Die Förderung ist an strenge Kriterien geknüpft (Nachhaltigkeitsvorgaben, Vollfinanzierungsnachweis, Mindestgröße ab ca. 5 MW, höhere Sicherheiten; seit 2024 u. a. Herkunftsanforderungen an Elektrolyseur-Technik¹).

Aktueller Stand & Handlungsoptionen

- Die erste und zweite Auktionsrunde haben Projekte mit mehreren hundert Megawatt Elektrolyseleistung in mehreren EU-Staaten bezuschlagt; die Fördersummen pro Projekt liegen typischerweise im zweistelligen bis niedrigen dreistelligen Millionenbereich.
- Bislang beinhalten die Förderkriterien keine Systemdienlichkeitsaspekte. Die Bezuschlagung der Projekte erfolgt rein auf Basis von Kosteneffizienz (die niedrigsten Gebote erhalten die Zuschläge).
- Eine dritte Gebotsrunde lief vom 04.12.2025 bis zum 19.02.2026, es wurden 58 Gebote eingereicht.³ In dieser konnten zusätzlich zu Elektrolyseuren Anlagen zur Erzeugung kohlenstoffarmen Wasserstoffs teilnehmen.⁴

1: [EU-COM \(2023b\)](#) 2: Dieses Kriterium beinhaltet, dass mind. 75 % der Elektrolysetechnik (insb. die Stacks) nicht aus China stammen dürfen und soll die europäische Resilienz stärken, sie auch [CMS \(2024\)](#) |

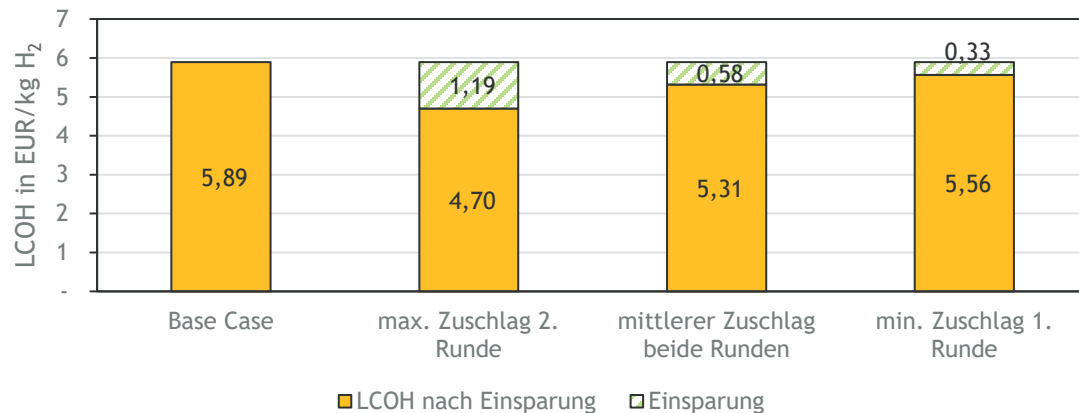
3: [EU-COM \(2025b\)](#) | 4: [Hydrogen Germany \(2025\)](#)



EHB-Förderung: Während die Förderung die Wirtschaftlichkeit erhöht, bestehen bisher keine Systemdienlichkeitsanreize.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit

- Das Instrument fördert nicht die Strombezugs- oder Kapitalkosten sondern direkt die Erzeugung von Wasserstoff je produziertem Kilogramm.
- In den beiden bisherigen Ausschreibungsrunden variieren die bezuschlagten Ergebnisse deutlich. Der mengengewichtete mittlere Zuschlagswert über beide Ausschreibungsrunden liegt bei 0,58 EUR/kg H₂, wodurch sich die LCOH um 10 % reduzieren würden. Unter Annahme des maximalen Zuschlags beider Runden reduzieren sich die LCOH um 20 % (1,19 EUR/kg H₂), beim minimalen Zuschlag um 6 % (0,33 EUR/kg H₂).



1: [EU-COM \(ZUZ6a\)](#) | 2: [BMW \(ZUZ5D\)](#) | 3: Denkbare ist etwa, dass eine nur das deutsche Stromsystem dienliche Verortung nicht mit jener für Gesamteuropa dienlichen Verortung übereinstimmt.

Effekte auf Systemdienlichkeit

- Das Instrument setzt bislang keine Anreize für einen systemdienlichen Betrieb der geförderten Elektrolyseure. Ein gebotszonenübergreifender Anreiz zur systemdienlichen Verortung erfolgt indirekt durch die Pflicht zur Einhaltung der RFNBO-Kriterien. Implizit werden damit Gebotszonen mit günstigen PPAs bevorzugt. Allerdings schafft das Instrument innerhalb von Gebotszonen keine Anreize für eine systemdienliche Verortung. Ungeachtet dessen wurden in den ersten beiden Gebotsrunden in Deutschland nur norddeutsche Projekte bezuschlagt.¹
- Das deutsch-dänische „Window“ richtet sich primär an dänische Elektrolyseure, wodurch das Stromhandelsdefizit und somit die norddeutschen Erzeugungsüberschüsse reduziert werden könnte.² Gleichzeitig kann die Förderung dänischer Projekte allerdings auch einen Wettbewerbsnachteil für norddeutsche Elektrolyseure darstellen.
- Insgesamt hätte das Instrument aufgrund seiner pivotalen Wirkung für die Investition ein großes Potenzial, die Systemdienlichkeit anzureizen, was im aktuellen Ausschreibungsdesign, u. a. aufgrund der gebotszonenübergreifenden Wechselwirkungen, nicht umgesetzt wird.³



§ 96 WindSeeG: Die BNetzA kann Ausschreibungen zur Förderung systemdienlicher Elektrolyseure durchführen.

Factsheet: Ausschreibungen nach § 96 WindSeeG

- § 96 S.1 Nr. 9 WindSeeG sieht eine Verordnungsermächtigung vor, mit der die Bundesregierung eine Förderung für systemdienliche Elektrolyseure ausschreiben darf. Diese würde voraussichtlich die Bundesnetzagentur durchführen. Ziel ist die Ausschreibung von 500 MW installierter Leistung jährlich (2023 bis 2028). Die so geplanten 2,5 GW Elektrolyseurkapazität entsprechen somit einem Viertel des ursprünglich bis 2030 anvisierten Kapazitätsziels.¹
- Das Gesetz sieht lediglich lose Anforderungen vor, die die Verordnung spezifizieren soll:
 - Das Verfahren muss „nach objektiven, nachvollziehbaren, diskriminierungsfreien und effizienten Kriterien“ erfolgen (Nr. 9 Buchstabe a)
 - Die Förderung kann entweder kapazitäts- oder erzeugungsbezogen ausgestaltet werden (Nr. 9)
 - Systemdienlichkeit soll anhand abstrakter Kriterien bestimmt werden (Nr. 9 Buchstaben a und b; siehe Systemdienlichkeitsanalyse).
- Nach allgemeinem Verständnis muss es sich bei den geförderten Anlagen weder um Offshore-Elektrolyseure handeln, noch müssen diese Strom aus Offshore-Windanlagen beziehen.¹

Was gilt aktuell für Elektrolyseure?

- Bislang finden keine Ausschreibungen und somit noch keine Förderung statt.

Aktueller Stand & Handlungsoptionen

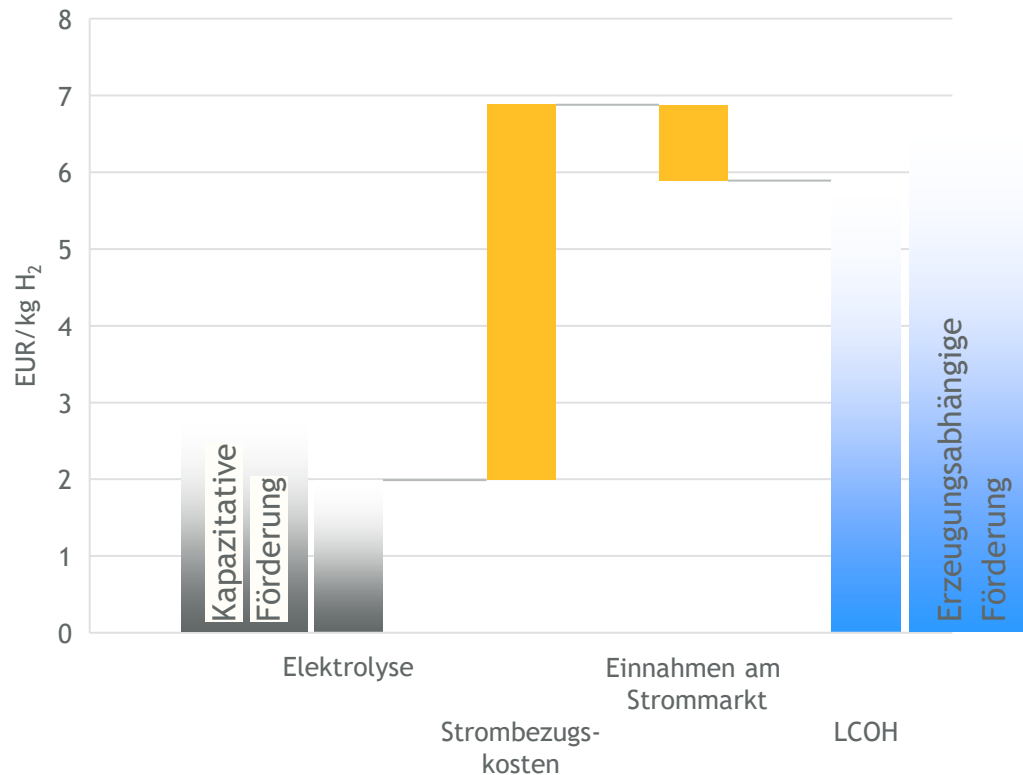
- Obwohl die erste Ausschreibung für 2023 vorgesehen war, liegt zurzeit noch keine Verordnung für die Ausschreibungen nach § 96 WindSeeG vor. Entsprechend haben bislang auch noch keine Ausschreibungen stattgefunden. Potenziell müsste der Förderrahmen vor Inkrafttreten beihilferechtlich geprüft werden.
- Sowohl Fördermechanismus (kapazitiv, produktionsbezogen) als auch der Ansatz zur systemdienlichen Verortung (Bonus-Malus, Quoten etc.) und weitergehende Anforderungen sind in der Verordnung zu spezifizieren.
- Eine Verlängerung der Ausschreibungszeiträume für den Zeitraum nach 2028 ist derzeit nicht geplant.²

1: [Gätsch et al. \(2024\)](#) | 2: [BDEW \(2025\)](#)



§ 96 WindSeeG: Die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit sind vor dem Hintergrund der noch offenen Ausgestaltung unklar.

Effekte auf Wirtschaftlichkeit



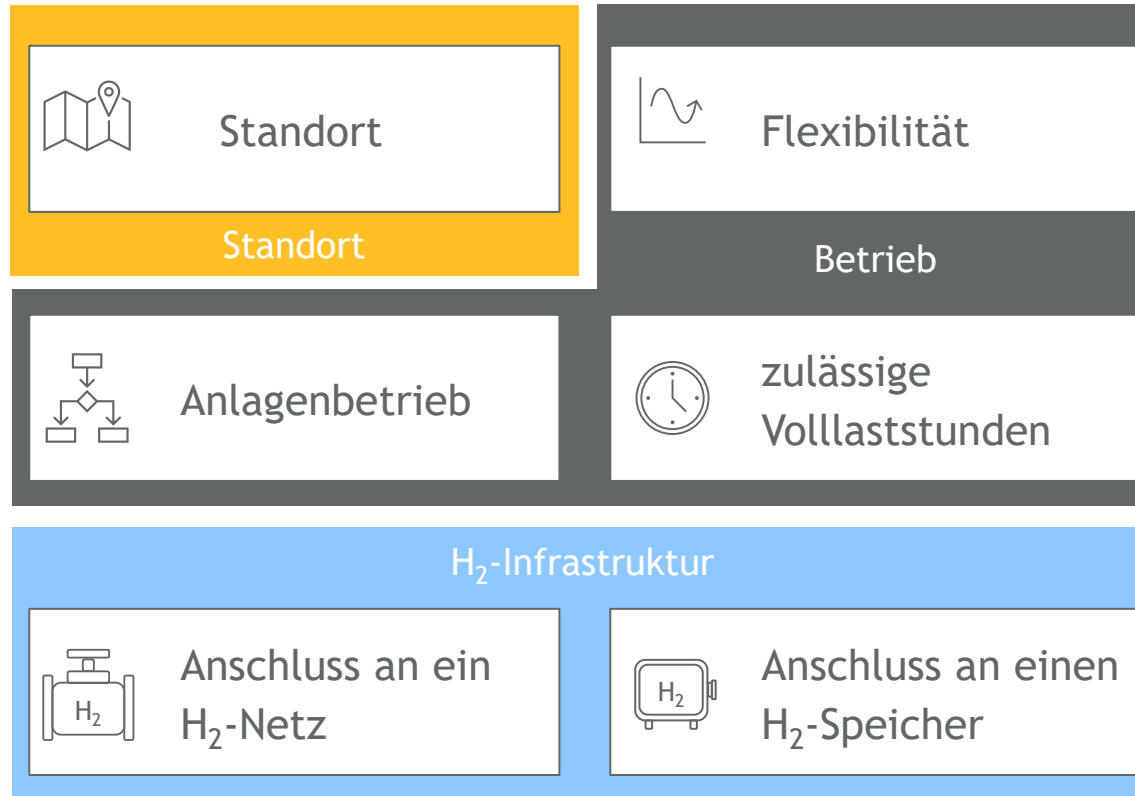
Beschreibung

- Es existieren unterschiedliche Ansätze, wie die Ausschreibungen ausgestaltet werden könnten. Eine rein kapazitative Förderung reduziert die CAPEX, während eine erzeugungsbezogene Förderung alle Kostenpositionen reduziert (siehe Abbildungen links). Die kapazitative Förderung adressiert zudem potenzielle Auslastungsrisiken des Elektrolyseurs, was niedrigere Finanzierungskosten implizieren könnte. Andererseits könnte in diesem Fall die maximale Förderung auf die gesamten Kapitalkosten gedeckelt sein, was einer Reduktion von rund einem Drittel gegenüber dem Base Case entspräche. Weiterhin sind auch Mischformen beider Ansätze möglich.
- Die Höhe der Förderung hängt bei diesem Vorschlag sowohl von der Verordnung, Festsetzungen der BNetzA sowie dem Gebotsverhalten ab und kann nur exemplarisch dargestellt werden. Grundsätzlich verringern striktere Anforderungen den wettbewerblichen Druck der Ausschreibungen, erhöhen allerdings potenziell auch die projektbezogenen Kosten. Basierend auf dem anvisierten Ausschreibungsvolumen könnte die Förderung jedoch beträchtlich sein.



§ 96 WindSeeG: Das Instrument könnte eine systemdienliche Verortung von einem Viertel der Elektrolyseure bis 2030 sicherstellen.

Systemdienlichkeit im Sinne von § 96 Nr.9 Buchst. g) und h)



Effekte auf Systemdienlichkeit

- Bei den Ausschreibungen handelt es sich um das einzige Instrument, welches explizit die Berücksichtigung von Systemdienlichkeit voraussetzt und charakterisiert. Die beschriebenen Systemdienlichkeitskriterien (siehe Abbildung links) sind bislang unkonkret.
- Diese Systemdienlichkeit von Standorten könnte sich z. B. an Entlastungsregionen wie im § 13k EnWG orientieren.^{1,2} Andere Ansätze umfassen Quoten- oder Bonus-Malus-Modelle.^{1,2} Die Bestimmung von Gebieten bietet eine einfache, transparente und effektive Lösung an, während Bonus-Malus-Modelle eine geringere Behinderung des H₂-Hochlaufs induzieren könnten.^{1,3}
- Insbesondere ist die Bedeutung der Betriebsweise unsicher. Die Gesetzesbegründung⁴ erwartet hierzu eine Berücksichtigung der Anlagenflexibilität im Hinblick auf EE-Erzeugung, Residuallast und Netzsituation. Zudem könnten die RFNBO-Kriterien eine Förderanforderung darstellen.⁴
- Zur Einordnung der Tragweite dieses Instruments: Bei gleichzeitiger Vollausslastung könnten die angestrebten 2,5 GW Elektrolysekapazität bedeutende Anteile der Spitzenlast der Offshore- (ca. 31 % in 2025) bzw. Onshore-Einspeisung (ca. 5 % in 2025) abfangen.

1: [PtX Allianz \(2025\)](#) | 2: [Gätsch et al. \(2024\)](#) | 3: [Frontier Economics \(2023\)](#) | 4: [Bundestag \(2022\)](#)

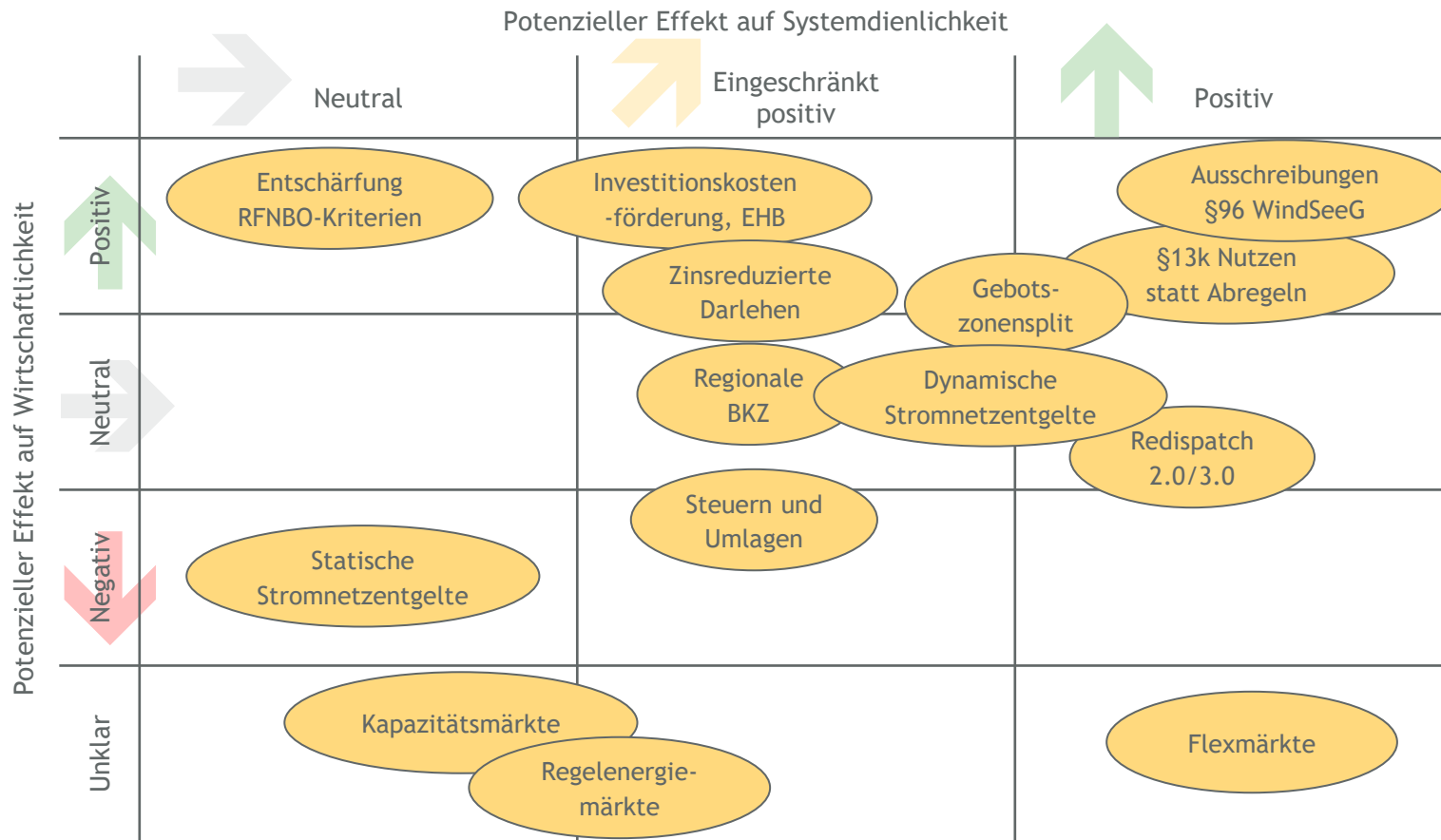
Zusammenfassung: Die Instrumente unterscheiden sich deutlich in der Wirkung auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit.

		Wirtschaftlichkeit ¹		Systemdienlichkeit		
Instrument	Status	Effekt auf die LCOH ¹	Beschreibung	Effekt	Beschreibung	
	Entschärfung der RFNBO-Kriterien	Existent/ Geplant	↑	Monatliche Korrelation reduziert die LCOH um 12 %, jährliche um 14 % und eine vollständige Abschaffung um 16 % gegenüber der stündlichen Korrelation.	→	Keine intrazonalen Systemdienlichkeitsanreize, Kriterien gewährleisten grds. die zeitliche Korrelation von Betrieb und PPA-Verfügbarkeit.
	§ 13k Nutzen-statt-Abregeln	Existent/ Geplant	↑↗	Wirkung auf die LCOH hängt von der Betriebsstrategie sowie nutzbaren Abregelungsstrommengen und -preisen ab; Effekt könnten erheblich sein.	↑	Potenziell starker Effekt auf systemdienliche Verortung und Betriebsweise; bislang aufgrund von Präqualifizierung und erschwelter Planbarkeit kaum Adaption.
	Flexibilitätsmärkte	Potenziell	n/a	Potenzielle Erlösquelle, jedoch stark von ausstehender Ausgestaltung und dem Wettbewerb mit weiteren Flexibilitäten abhängig.	↑	Potenziell starker Effekt auf systemdienliche Verortung und Betriebsweise im Verteilnetz, wenn genügend Anreize zur Teilnahme ermöglicht werden.
	Kapazitätsmärkte	Potenziell	n/a	Potenzielle Erlösquelle, jedoch stark von ausstehender Ausgestaltung und dem Wettbewerb mit weiteren Flexibilitäten abhängig.	→↗	Keine Anreize für Systemdienlichkeit aufgrund fehlender regionaler und zeitlicher Komponente; Finales Design könnte Systemdienlichkeitsaspekte berücksichtigen.
	Gebotszonensplit	Potenziell	↑	Je nach Modell z. T. deutliche LCOH-Reduktionen durch geringere Strombezugskosten in norddeutschen Zonen.	↗	Vor allem kurz- und mittelfristig starke Anreize für eine systemdienliche Verortung und Betrieb; z. T. deutliche kurzfristige Redispatcheinsparungen in Modellen.
	Regelenergiemärkte	Existent	n/a	Je nach Annahmen deutliche Erlöspotenziale; abhängig von Betriebsmodell.	↑↗	Steigerung der Versorgungssicherheit der Regelzonen, jedoch ohne lokalere Effekte.
	Redispatch 2.0	Potenziell	→	keine Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit, da Redispatchmaßnahmen kostenneutral wirken (auch bei effizienten pay-as-bid Redispatchmärkten).	↗	Effekt abhängig von der zeitlichen Korrelation zwischen Redispatchmaßnahmen mit PPA-Verfügbarkeit bei stündlicher Korrelation des Elektrolyseurs.
	Stromnetzentgelte	Geplant	↓	Gegenüber dem Base Case (Netzentgeltbefreiung bei Inbetriebnahme bis 2029) steigen LCOH stark; bei öffentlichen Zuschüssen und Dynamisierung geringer.	→↗	Systemdienliche Verortungsanreize über standortspezifische Kriterien möglich, im Verteilnetz z.T. gegeben; Wirkung auf Betriebsweise nur bei dynamischen NE.
	Regionale Baukostenzuschüsse	Existent/ Geplant	→	Geringe Wirkung aufgrund des geringen Anteils an den CAPEX, evtl. stärkerer Effekt durch Vorab-Zahlung; Öffentliche Zuschüsse mit geringer Wirkung.	↗	Wirkung auf Standortwahl bei entsprechender Ausgestaltung; Instrument setzt keine Anreize für einen systemdienlichen Betrieb.
	Umlagen & Abgaben	Potenziell	↓	Die LCOH würden beim Entfall der aktuellen Privilegierung ohne Stromsteuer und Umlagen deutlich steigen.	→↗	Systemdienlicher Effekt möglich, wenn Privilegierung zukünftig an Kriterien für systemdienliche Verortung bzw. Betrieb geknüpft wird.
	Investitionskostenförderung	Existent	↑	Effekt abhängig von der Förderhöhe, hohes Potenzial basierend auf historischen Förderquoten, kein Einfluss auf Strombezugskosten.	→↗	Effekt auf systemdienliche Verortung ist möglich, wenn Förderung an Kriterien geknüpft wird, bislang unzureichend berücksichtigt; marginale Effekte auf Betrieb
	Förderung durch die EHB	Existent	↑	Effekt abhängig von der Förderhöhe, z. T. deutliches Potenzial jedoch mit hoher Streuung basierend auf historischen Zuschlägen.	→↗	Effekt auf systemdienliche Verortung ist möglich, wenn Förderung an Kriterien geknüpft wird; bislang jedoch unzureichend auf europäischer Ebene berücksichtigt.
	Ausschreibungen nach § 96 WindSeeG	Potenziell	n/a	Hohes Potenzial zur Reduktion von CAPEX oder direkt LCOH, jedoch abhängig von der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibung und des Wettbewerbs.	↑	Potenziell starker Effekt auf Verortung, da hohe Ausschreibungsmengen und explizite Bindung der Förderung an systemdienliche Kriterien; Effekt auf Betriebsweise unklar.
	Zinsreduzierte Darlehen	Potenziell	↑	Effekt abhängig von Förderhöhe und Wirkung auf das Risikoprofil, kein Einfluss auf Strombezugskosten.	→↗	Effekt auf systemdienliche Verortung ist möglich, wenn Zinsreduktion an Kriterien geknüpft wird, bislang unzureichend berücksichtigt; marginale Effekte auf Betrieb.

1: Hierbei handelt es sich um indikative Ergebnisse eines definierten Szenariorahmens.

(potenziell) positive Effekte
 eingeschränkte Effekte (nur auf Teilaspekte oder abhängig von Ausgestaltung)
 keine Effekte
 negative Effekte

Zusammenfassung: Größte Effekte bei Ausschreibungen von systemdienlichen Elektrolyseuren und bei Umgestaltung von §13k



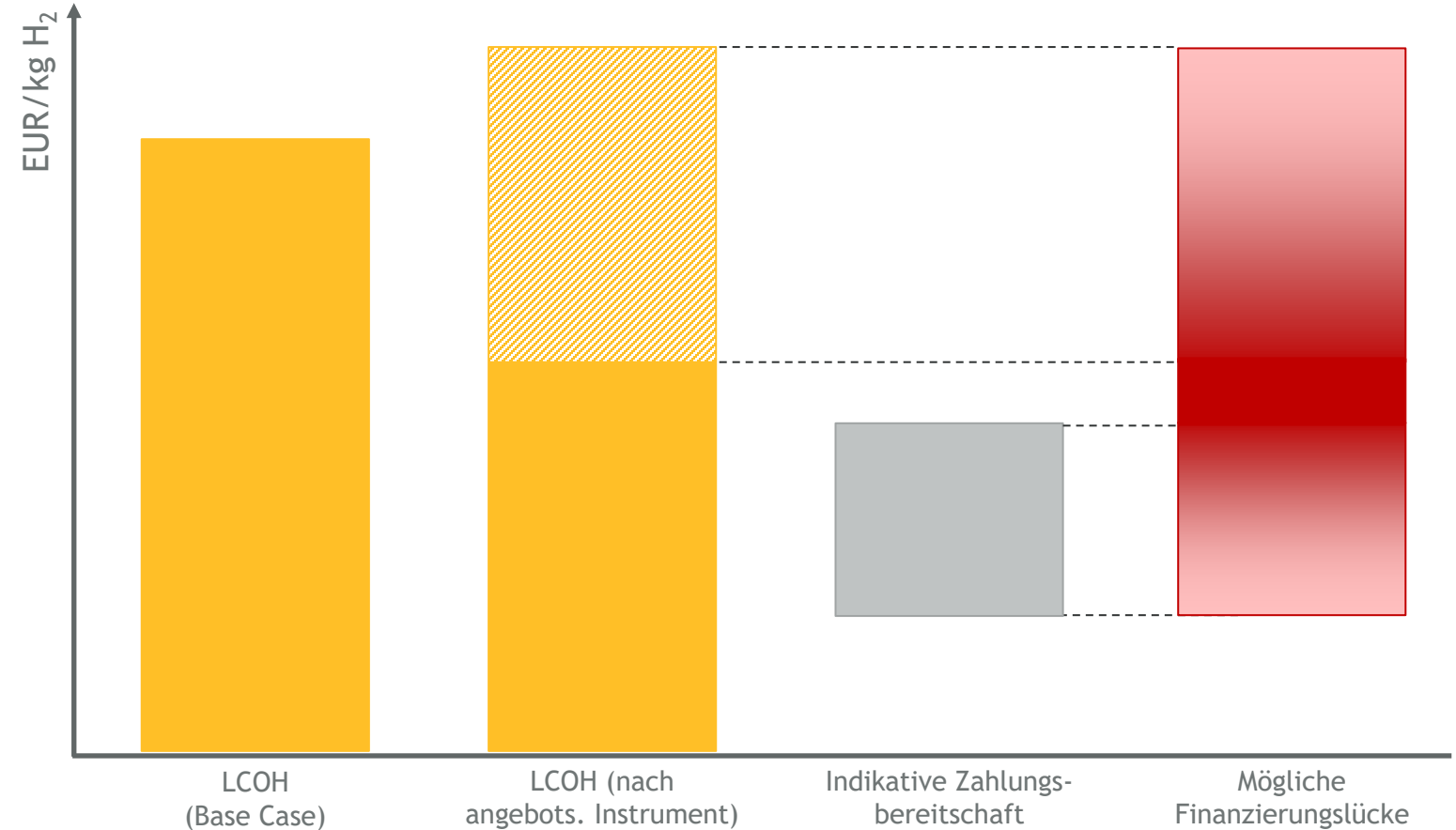
- Es gibt aktuell kein Instrument, das die Systemdienlichkeit im Sinne der Stromnetzdienlichkeit effektiv positiv beeinflusst. Hier dargestellt sind mögliche Effekte bei einer effektiven Ausgestaltung.
- Die RFNBO-Kriterien beeinflussen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit. Staatliche Förderinstrumente können mit Umgestaltung der Ausschreibungskriterien auch Systemdienlichkeit anreizen durch Verbesserung der Wirtschaftlichkeit.
- Ausschreibungen nach §96 WindSeeG und §13k EnWG sind potenziell sehr effektive Instrumente für Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit. Die Ausgestaltung der Ausschreibungen ist jedoch völlig unklar und §13k ist in der aktuellen Ausgestaltung kaum anwendbar.
- Eine Belastung durch Netzentgelte, Steuern und Umlagen kann die Wirtschaftlichkeit deutlich verschlechtern.

4. Effekte nachfrageseitiger Instrumente auf die Kostenlücke im H₂-Markthochlauf

- Kostenlücke zwischen Angebot und Nachfrage
- CO₂-Bepreisung und Quotenmodelle
- Förderung von grünem Wasserstoff in der Anwendung
- Zusammenfassung

Nachfrageseitige Instrumente dienen der Erhöhung der Zahlungsbereitschaft und ergänzen angebotsseitige Maßnahmen.

- Die analysierten angebotsseitigen Instrumente könnten eine Reduktion der Wasserstoffkosten um bis zu rund 20 % ermöglichen, bei Kombination mehrerer Instrumente sogar darüber.
- Trotz wirtschaftlicher Anreize für Elektrolyseure könnte eine Finanzierungslücke zwischen den H₂-Gestehungskosten und der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer bleiben.¹
- Ergänzend könnten daher nachfrageseitige Instrumente die Kostenlücke schließen, indem sie die Zahlungsbereitschaft erhöhen. Dafür ist entweder eine Erhöhung der Kosten des fossilen Prozesses (z. B. durch CO₂-Bepreisung) oder eine Verringerung der Kosten des H₂-Prozesses (z. B. durch Fördermaßnahmen) nötig.

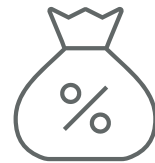


1: [EWI & BET \(2025\)](#) | 2: [EWI \(2024a\)](#)

Nachfrageseitige Instrumente machen grünen Wasserstoff für die Abnehmerseite attraktiver gegenüber fossilen Energieträgern.

4.1 Verteuerung fossiler Technologien

- EU ETS
- RFNBO-Quoten
- Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)



4.2 Vergünstigung von grünem Wasserstoff

- Einseitige Nachfrageauktionen
- Doppelauktionen
- Klimaschutzverträge
- Investitionskostenförderung



Im Optimum senden fordernde und fördernde Instrumente konsistente Investitionssignale.

Beschreibung der Methodik

- Sie nachfrageseitigen Instrumente werden im Folgenden als ergänzende Maßnahme zur Schließung der Finanzierungslücke betrachtet. Diese können entweder fossile Opportunitätstechnologien komparativ teurer oder grünen Wasserstoff günstiger machen.
- Der Fokus liegt dabei auf der Wirtschaftlichkeit. Nachfrageseitige Instrumente haben keinen Einfluss auf die Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren.
- Die Bewertung des Effekts auf die Kostenlücke erfolgt dabei im Hinblick auf die folgenden Zieldimensionen:
 - **Effektivität:** Instrument reduziert die verbleibende Finanzierungslücke erwartbar.
 - **Anteil Nachfrage:** Instrument steht einem Großteil der potenziellen H₂-Nachfrage zur Verfügung.
 - **Wasserstoff-Spezifizität:** Instrument fokussiert grünen Wasserstoff bei der Förderung grüner Technologien.



Der EU ETS bepreist den Ausstoß von CO₂, wodurch die Umstellung auf grünen Wasserstoff attraktiver wird.

Factsheet: EU ETS

- Das EU-Emissionshandelssystem (engl. *EU Emissions Trading System*, EU ETS) ist ein marktbasierendes Klimaschutzinstrument, welches sich auf das Cap-and-Trade-Prinzip stützt. Dabei wird eine jährlich sinkende Emissionsobergrenze („Cap“) festgelegt, welche wiederum durch die Emittenten gehandelt werden kann („Trade“).¹
- Der EU ETS lässt sich in zwei Teilsysteme unterteilen:
 - EU ETS 1: Verpflichtet energieintensive Industrieanlagen und Energieversorger (insbesondere fossile Kraftwerksbetreiber) seit 2005 zur Teilnahme². Dies umfasst rund 9.000 Anlagen, welche ca. 40 % der europäischen Treibhausgas-Emissionen (THG) ausmachen.
 - EU ETS 2: Verpflichtet Brennstofflieferanten für den Gebäude- und Verkehrssektor künftig (geplant ab 2028) zur Teilnahme.
- Die teilnehmenden Emittenten sind verpflichtet für jede emittierte Tonne eine Berechtigung abzugeben. Eine kostenlose Zuteilung war in der energieintensiven Industrie der Regelfall, wird inzwischen jedoch zunehmend an Bedingungen geknüpft.

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Der EU ETS erhöht die Kosten fossiler Prozesse durch die Bepreisung von CO₂-Emissionen. Hierdurch erhöht sich die Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff, sodass dieser komparativ attraktiver wird. Das Instrument stellt insbesondere in Kombination mit einem Mechanismus zur Verhinderung von *carbon leakage* insgesamt eine effektive und umfassende Maßnahme zur Beanreizung von Emissionsreduktionen dar.^{1,2} Allerdings erfolgt dies durch die Erhöhung der Kosten des fossilen Prozesses, was die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Emittenten reduzieren kann. Investitionen in grünen Wasserstoff werden nicht explizit angereizt, sodass ebenfalls Investitionen in andere dekarbonisierte Technologien oder Produktionsreduktionen möglich sind.³
- Unter Annahme eines erdgasbasierten Alternativprozesses könnten die zur Schließung der Finanzierungslücke benötigten Zertifikatspreise (>600 EUR/t)⁴ deutlich über den aktuellen Preisen (~50-100 EUR/t) liegen, sodass selbst bei Kostensenkungen durch angebotsseitige Instrumente die Finanzierungslücke nur zu Teilen geschlossen werden könnte. Beim aktuellen Preisniveau könnte die kostentreibende Wirkung wiederum unter einem EUR pro Kilogramm grünem Wasserstoff liegen.

1: [EU COM \(2026b\)](#) | 2: [DEHSt \(2026\)](#) | 3: [EWI & BET \(2025\)](#) | 4: Unter Annahme eines Erdgaspreises von 35 EUR/MWh sowie eines mittleren Emissionsfaktor von 0,215 t/MWh. Hierbei wurden die Investitionskosten des Alternativprozesses außen vorgelassen.



Die RFNBO-Quoten nach RED III schreiben vor, welche Anteile des benötigten Wasserstoffs aus erneuerbaren Quellen stammen müssen.

Factsheet: RFNBO-Quoten im Industriesektor

- Durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) werden verbindliche sektorale Mindestquoten für RFNBOs eingeführt.
- Im Industriesektor verpflichtet RED III die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass RFNBOs bis 2030 mindestens 42 % und bis 2035 mindestens 60 % des eingesetzten Wasserstoffs ausmachen (Art 22a)¹. Ausnahmen gelten hierbei für Wasserstoff, der als Zwischenprodukt in der Kraftstoffproduktion genutzt wird, aus Restgas mit der Absicht dieses zu ersetzen oder als Kuppelprodukt gewonnen wird.
- In Artikel 22b wurde darüber hinaus eine Flexibilitätsoption festgelegt. Demnach reduzieren sich die Quoten um 20 %, wenn der Mitgliedsstaat vermutlich seine Klimaziele einhält und der durch fossile Quellen produzierte Wasserstoff weniger als 23 % in 2030 (bzw. 20 % in 2035) ausmacht¹.
- In Deutschland steht die Umsetzung in nationales Recht noch aus. Es wird geplant, zur Zielerreichung keine branchen- oder unternehmensscharfen Quoten anzusetzen².

Effekte auf die Finanzierungslücke

- RED III erhöht nicht den H₂-Verbrauch an sich, sondern reizt den Wechsel von fossilem zu RFNBO-konformem Wasserstoff an und soll so die Umweltverträglichkeit des Wasserstoffs bereits im Markthochlauf sicherstellen.³ Es ist allerdings aktuell unklar, wie die Quote in Deutschland ausgestaltet wird und welche Konsequenzen die Nichteinhaltung hat.
- Entsprechend verringert sich insbesondere die Finanzierungslücke von grünem Wasserstoff zu Prozessen, die andernfalls alternative H₂-Quellen wie Methan-Dampfreformierung (grauer Wasserstoff oder in Verbindung mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung blauer Wasserstoff) nutzen würden. Hierbei könnte es sich insbesondere um die Stahl-, Chemie- und Raffinerie-industrie handeln.⁴
- Auf Prozesse, die aktuell noch keinen Wasserstoff einsetzen, könnte das Instrument einen hemmenden Effekt haben. Das ist der Fall, wenn der Einsatz von grünem Wasserstoff erhebliche höhere Kosten bewirkt als der fossile Prozess. In dem Fall könnten sich die Kosten des Endprodukts erhöhen, was insbesondere bei Produkten mit einem hohen internationalen Wettbewerb zu Produktionsrückgängen und -verlängerungen führen könnte

1: [EU-COM \(2023a\)](#) | 2: [Nationaler Wasserstoffrat \(2024\)](#) | 3: [Guidehouse \(2023\)](#) | 4: [EWI \(2024a\)](#)



Die THG-Quote bietet H₂-Verbrauchern im Verkehrssektor eine zusätzliche Erlösquelle und reduziert so die Finanzierungslücke.

Factsheet: Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)

- Basierend auf den Vorgaben von RED II existieren im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) THG-Minderungsquoten für Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe. Hierdurch sollen insbesondere Raffinerien die durch ihre Produkte verursachten THG-Emissionen jährlich reduzieren (bis 25 % im Jahr 2030).¹
- Die Quote kann entweder durch Erwerb von THG-Quotenzertifikaten oder eigene Emissionsminderungen, bspw. über Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe oder Erzeugung von grünem Wasserstoff, erreicht werden. Die Emissionsreduktionen von Letzterem wird dreifach angerechnet. Überschüssige Emissionsminderungen werden zertifiziert, handelbar gemacht und marktlich vergütet.
- Im am 10. Dezember 2025 veröffentlichten Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote wird die THG-Quote bis zu ~59 % Treibhausgasminderung im Jahr 2040 fortgeschrieben. Zudem wird der Anwendungsbereich auf alle Verkehrsbereiche ausgeweitet.²

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Die THG-Quote erzeugt ein implizites Preissignal für CO₂-arme Energieträger und erhöht die Zahlungsbereitschaft somit um die Mehrkosten alternativer Erfüllungsoptionen (z.B. durch Biokraftstoffe), jedoch höchstens um den THG-Quotenpreis.
- Beim aktuellen THG-Quotenpreis von ca. 100 EUR/t CO₂⁴ ergeben sich insbesondere durch die Dreifachanrechnung relevante Zusatzerlöse, welche über drei EUR pro Kilogramm grünem H₂ liegen könnten.⁵ Sollten dem Inverkehrbringer keine günstigeren Erfüllungsoptionen zur Verfügung stehen, könnte sich somit die Zahlungsbereitschaft um diesen Betrag erhöhen. Über die erforderliche Reduktion hinausgehende Emissionsminderungen könnten zum THG-Quotenpreis veräußert werden.
- Die THG-Quote stellt somit ein effektives Instrument dar, um die Zahlungsbereitschaft von Raffinerien zu erhöhen. Insgesamt könnten Raffinerien allerdings nur einen Teil der industrieweiten Wasserstoff-nachfrage ausmachen, der im Zeitverlauf durch einen Rückgang des Kraftstoffbedarfs sinken könnte.¹ Somit handelt es sich um ein branchenspezifisches Instrument, das die Finanzierungslücke nur partiell schließen kann.

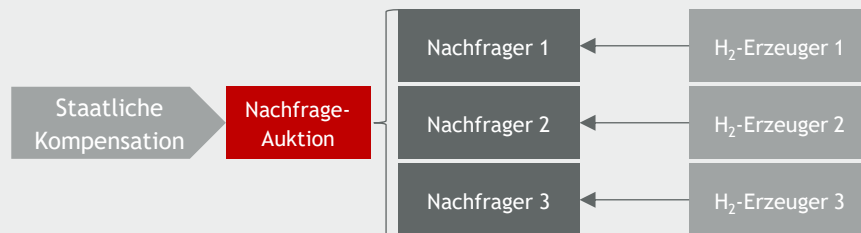
1: [EWI \(2024a\)](#) | 2: [BMUKN \(2025\)](#) | 3: [EWI \(2025d\)](#) | 4: [Verivox \(2026\)](#) | 5: Unter Annahme von Emissionseinsparungen um 0,215 t/MWh gegenüber eines erdgasbasierten Alternativprozesses (als Benchmark). Hierbei wurden die Investitionskosten des Alternativprozesses außen vorgelassen.



Einseitige Nachfrageauktionen zielen direkt auf die Finanzierungslücke ab durch Förderung in einem wettbewerblichen Verfahren.

Factsheet: Einseitige Nachfrageauktionen

- Bei einseitigen Nachfrageauktionen für Wasserstoff (auch Off-Take-Auktionen) handelt es sich um ein wettbewerbsbasiertes Ausschreibungsverfahren, bei dem ein Auktionsgeber – z. B. eine staatliche Stelle – langfristige Abnahmeverträge (Off-Take-Agreements) für Wasserstoff vergibt.¹ Den Zuschlag erhalten in der Regel Gebote mit dem geringsten Förderbedarf, d. h. der geringsten Differenz zwischen Zahlungsbereitschaft und dem H₂-Preis.
- Das Instrument ist mit einem vergleichsweise geringen Koordinationsaufwand umzusetzen, indem es die realisierbare Vergütung für Produzenten und die Kosten für Verbraucher offenlegt.



[IRENA \(2024\)](#)

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Durch die vergebenen Off-Take-Agreements entsteht verlässliche Nachfrage, die Investitionen, Finanzierung und Markthochlauf ermöglicht.¹ Off-Take Agreements sichern einen stabilen Abnahmepreis über einen festgelegten Zeitraum und reduzieren Preis- und Investitionsunsicherheiten auf der Nachfrageseite.
- Nachfrager haben aufgrund des Auktionsdesigns den Anreiz die günstigste H₂-Bezugsoption zu wählen, um bezuschlagt zu werden. Dies könnte wiederum dafür sorgen, dass grüner Wasserstoff u. a. aufgrund der im Ausland günstigeren Strombezugs- und Investitionskosten vermehrt importiert wird.¹
- Durch die begrenzte Anzahl potenzieller Abnehmer könnte ein geringer Wettbewerb in den Ausschreibungen herrschen, welcher wiederum durch zusätzliche Instrumente wie Quotenregelungen für inländische H₂-Produktion verstärkt würde.¹

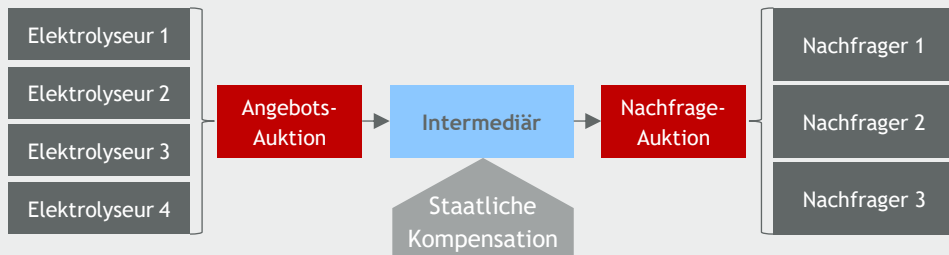
1: [IRENA \(2024\)](#)



Doppelauktionen sind ein Instrument, um Nachfrage und Angebot unter minimalem Fördereinsatz zu koordinieren.

Factsheet: Doppelauktionen

- Eine Doppelauktion ist ein Mechanismus, bei dem Käufer und Verkäufer simultan Gebote abgeben. Hierzu kauft bspw. ein staatlicher Intermediär grünen Wasserstoff über langfristige Abnahmeverträge und verkauft diese Mengen über kurzfristige Auktionen an Nachfrager. Die Differenz zwischen LCOH und Zahlungsbereitschaft wird durch öffentliche Förderungen ausgeglichen.
- Ein Beispiel hierfür ist das H2 Global-Programm, welches als Intermediär internationale H₂-Auktionen unter anderem durch eine EU-Förderung in Höhe von 5,2 Milliarden EUR durchführt. Diese werden über Einnahmen aus dem EU ETS gegenfinanziert.^{1,2}



[Hintco \(2025\)](#)

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Doppelauktionen sind im Hinblick auf den Fördermitteleinsatz sehr effizient, da sie H₂-Erzeuger mit den geringsten Erzeugungskosten und Verbraucher mit der höchsten Zahlungsbereitschaft priorisiert fördern. Als einziges Instrument greifen sie die Finanzierungslücke explizit auf. Weiterhin können sie die unterschiedlichen Laufzeiten von Lieferverträgen kompensieren. Zudem reduzieren sie regulatorische Risiken, beanspruchen allerdings auch hohe öffentliche Mittel.¹
- Im Rahmen von H2 Global fanden bereits Auktionen für die Angebotsseite statt. Hierbei lag der Fokus zunächst auf H₂-Derivaten.³ Als internationales Instrument wurden in vergangenen Auktionsrunden insbesondere H₂-Erzeuger aus Nordafrika berücksichtigt, da diese günstigere Gebote lieferten und somit vom Intermediär priorisiert bezuschlagt wurden.
- Im Vergleich zu einseitigen Nachfrageauktionen könnten Doppelauktionen die Unsicherheiten stärker senken und mehr Transparenz schaffen.⁴ Zudem ließen sich Quoten für inländische Produktion von grünem H₂ integrieren.

1: [H2 Global \(2025\)](#) | 2: [EU COM \(2025a\)](#) | 3: [Wirtschaftswoche \(2024\)](#) | 4: [IRENA \(2024\)](#)



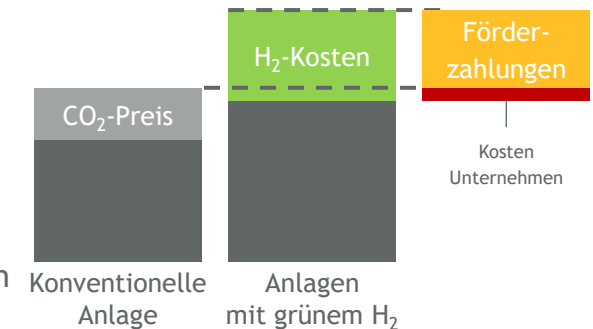
Klimaschutzverträge können den Markthochlauf unterstützen und kurz- und mittelfristig die Finanzierungslücke reduzieren.

Factsheet: CO₂-Differenzverträge

- CO₂-Differenzverträge (engl. *Carbon Contracts for Difference, CCfD*) sind staatlich finanzierte Kompensationsverträge, die Kostenrisiken von Unternehmen beim Umstieg auf klimafreundliche Produktionsprozesse in energieintensiven Industrien (Papier-, Chemie-, Metall-, Glas-, Zementindustrie) senken¹. Ziel ist es, die Kostendifferenz zwischen konventionellen und klimafreundlichen Technologien zu überwinden.
- In den deutschen Klimaschutzverträgen erfolgt ein wettbewerbliches Auktionsverfahren, in welchem Unternehmen ihr Gebot für Preise pro Tonne eingespartem CO₂ abgeben. Der Staat zahlt dann die Differenz zwischen gebotem und tatsächlichem CO₂-Preis.² Den Zuschlag erhalten die günstigsten Gebote, bis das Gesamtfördervolumen aufgebraucht ist. Im Vergleich zu H₂-Ausschreibungen werden hierbei sowohl Investitions- als auch Betriebskosten gefördert, was zusätzliche Investitionssicherheit schafft.
- Im Oktober 2024 wurden die ersten 15 Klimaschutzverträge abgeschlossen. Hierbei wurden fünf H₂-Anwendungen mit maximal einer Milliarden EUR gefördert.³

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Bezuschlagte Projekte werden gegen Mehrkosten und zukünftige Preisrisiken abgesichert und unterstützen dabei den Markthochlauf alternativer Technologien, jedoch nicht ausschließlich Wasserstoff.
- Durch die wettbewerbliche Vergabe der Förderung werden vor allem große, kosteneffiziente Projekte mit hohem CO₂-Minderungspotenzial ausgewählt.³ Diese können den Aufbau der notwendigen Infrastruktur unterstützen sowie langfristige Skaleneffekte, Spill-over- und Lerneffekte generieren, welche die Finanzierungslücke schließen.
- Durch die Förderung von Mehrkosten ist das Instrument effizient und transparent, um die Zahlungsbereitschaft zu erhöhen und die Finanzierungslücke zu schließen. Allerdings könnten alternative CO₂-Vermeidungsoptionen günstiger sein als H₂-Anwendungen und somit eher in den Auktionen bezuschlagt werden.⁴



E-Bridge (2024)

1: [BMWE \(2026a\)](#) | 2: Bzw. einem dynamisierten Preis, um auf Veränderungen des CO₂-Preises zu reagieren. Steigt der CO₂-Preis, sinkt die Förderung und umgekehrt. | 3: [BMWE \(2024d\)](#) | 4: [dena \(2022\)](#)



Investitionskostenförderung: Neben Elektrolyseuren sind auch innovative Anwendungsbereiche im Fokus

Factsheet: Investitionskostenförderung

- Eine direkte Investitionskostenförderung von H₂-Anwendungen auf der Nachfrageseite beeinflusst die Gesamtkosten und damit die Zahlungsbereitschaft der potenziellen Abnehmer.
- Neben Elektrolyseuren werden über die IPCEI-Förderung ebenfalls weitere Wertschöpfungsstufen wie die Transportinfrastruktur, aber auch Anwendungstechnologien potenzieller Nachfrage gefördert.
- In der ersten IPCEI-Förderrunde wurden 16 ausgewählte Industrie-anwendungen bezuschlagt.¹ Hierbei handelte es sich insbesondere um vier große Stahlerzeuger mit Standorten im Saarland, Nordrhein-Westfalen, Bremen, Hamburg und Brandenburg. Zudem erhalten einige Chemiebetriebe und Raffinerien eine Förderung. Weiterhin wurden 12 Mobilitätsprojekte gefördert.
- Neben den IPCEI-Förderwellen, die auch für Anwendungsbereiche von Wasserstoff zugänglich waren, gibt es auch nationale Förderprogramme wie bspw. das Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“, das von 2021 bis 2023 lief.²

Effekte auf die Finanzierungslücke

- Der Fokus der IPCEI-Förderung liegt auf der kapazitativen Erweiterung von H₂-Anwendungen.³ Dies soll die Technologiekosten von H₂-Anwendungen wiederum reduzieren. Somit wird die Finanzierungslücke lediglich indirekt geschlossen, zudem muss der bezogene Wasserstoff nicht zwingend ausschließlich grün sein.² Risiken im Hinblick auf H₂-Preise werden nicht adressiert.
- Da die Förderung das Ziel hat die Rentabilität von Investitionen sicherzustellen, könnte die Investitionskostenförderung über IPCEI ausschlaggebend für Investitionsentscheidungen sein. Wenn die Rentabilität der Investition höher als erwartet ist, kann die Förderung teilweise zurückgefordert werden (Clawback-Mechanismus).²
- Allerdings führt die Investitionskostenförderung einer „H₂-ready“ Anlage nur zwingend zu einer Umstellung auf grünen Wasserstoff, wenn die Förderbedingungen das vorgeben. Andernfalls könnten finanzielle Fördermittel in Investitionen gebunden werden, die letztendlich nicht zum Markthochlauf von grünem Wasserstoff und somit der Schließung der Finanzierungslücke beitragen.

1: [BMWE \(2026c\)](#) | 2: [KEI \(2026\)](#) | 3: [BMWE \(2026f\)](#)

Eine Kombination unterschiedlicher nachfrageseitiger Instrumente könnte deutlich zur Schließung der Finanzierungslücke beitragen.

		Schließung der Kostenlücke zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft				
Instrument	Status	Effektivität	Anteil potenz. Nachfrage	H ₂ -Spezifizität	Beschreibung	
	EU ETS	Existent	↗	↑	→	Zur Schließung der Finanzierungslücke werden sehr hohe EU ETS Preise benötigt, welche vermutlich zumindest kurz- bis mittelfristig nicht erreicht werden. Die generierten Einnahmen können wiederum zur Förderung von grünem Wasserstoff genutzt werden.
	RFNBO-Quoten	Geplant	↗	↑	↑	RFNBO-Quoten decken zwar lediglich einen Teil der Nachfrage ab, stellen aber sicher, dass der künftig bezogene Wasserstoff anteilig grün ist. Ohne dieses Instrument würden Nachfrager günstigere H ₂ -Quellen bevorzugen. Allerdings könnten Importe bevorzugt werden.
	Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote)	Existent	↗	↗	↗	Die THG-Quote setzt analog zu den RFNBO-Quoten einen Anreiz, wobei u.a. durch den Handel mit THG-Quotenzertifikaten auch andere Erfüllungsoptionen möglich sind. Insbesondere durch die Dreifachanrechnung könnte sich die Finanzierungslücke jedoch deutlich reduzieren.
	Einseitige Nachfrageauktionen	Potenziell	↗	↗	↗	Nachfrageauktionen könnten durch Off-Take-Agreements zwar die Nachfrage von Wasserstoff verlässlich steigern, könnten jedoch primär günstige Importe oder systemundienliche Elektrolyseure fördern, wenn keine Standortbedingungen an den H ₂ -Bezug gestellt werden.
	Doppelauktionen	Existent	↑	↗	↗	Doppelauktionen sind ein effektives Instrument, um die Finanzierungslücke zu schließen, indem diese direkt gefördert wird, und der Intermediär langfristige Abnehmerisiken übernimmt. Dies erfordert wiederum einen hohen organisatorischen und finanziellen Aufwand für den Staat.
	Klimaschutzverträge	Existent	↑	↗	→	Klimaschutzverträge sichern Unternehmen gegen die Mehrkosten einer grünen Produktion ab. Da diese durch günstigere Erfüllungsoptionen als grünem Wasserstoff erreicht werden kann, sind Klimaschutzverträge aktuell nur bedingt der Schließung der Finanzierungslücke zuträglich.
	Investitionskostenförderung	Existent	→	↗	↗	Eine Investitionskostenförderung reduziert nicht die zentralen Preisrisiken des H ₂ -Bezugs. Das aktuelle Förderregime fördert zudem nicht ausschließlich Anwendungen für grünen Wasserstoff sondern zusätzlich die hierfür benötigten Vorprodukte.

Legende

- ↑ (erwartbar) Deckung der Finanzierungslücke / Großteil des potenziellen H₂-Verbrauchs / spezifisch für grünen Wasserstoff
- ↗ (erwartbar) mäßige Deckung der Finanzierungslücke / moderater Anteil des potenziellen H₂-Verbrauchs / spezifisch für Wasserstoff bzw. je nach Gestaltung für grünen Wasserstoff
- (erwartbar) geringer Beitrag zur Deckung der Finanzierungslücke / Bruchteil des potenziellen H₂-Verbrauchs / unspezifisch bzw. technologieoffen

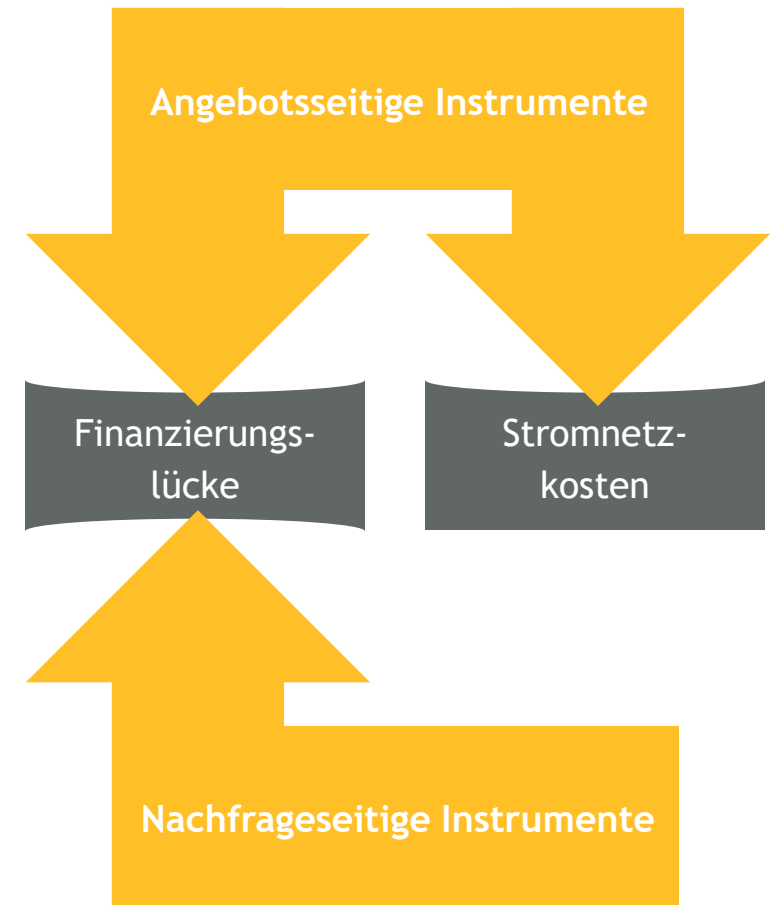
Fazit

- Instrumente, die mit Mehrkosten verbunden sind, können neben dem Umbau von fossilen zu grünen Bezugsquellen auch einen Abbau von industriellen Kapazitäten bewirken. Ausschlaggebend ist, inwiefern Mehrkosten auf nachgelagerte Verbraucher umgelagert werden können.
- Daher bietet sich in der Regel eine Kombination von ordnungspolitischen oder pönalisierenden Instrumenten mit unterstützenden Instrumenten zur Lenkung von Investitionen in Anlagen zum Bezug von grünem Wasserstoff an.

5. Fazit und Ausblick

Angebotsseitige und nachfrageseitige Instrumente können wirtschaftliche und systemdienliche Elektrolyseure anreizen.

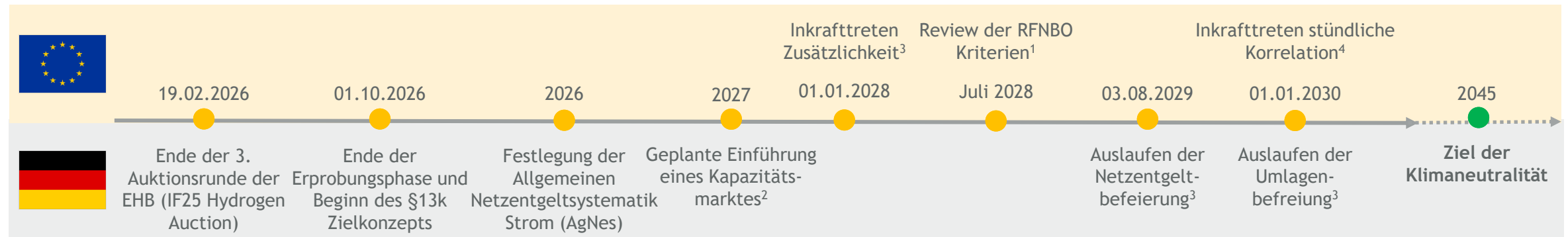
- Der geplante Zubau von Elektrolyseuren ist durch eine unzureichende Zahlungsbereitschaft gefährdet und könnte das Stromnetz zusätzlich belasten. Geeignete regulatorische Instrumente stellen sowohl die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren sicher und reduzieren die Kostenbelastung der Allgemeinheit.
- Angebotsseitige Instrumente wirken unmittelbar auf Elektrolyseure, indem sie ihre H₂-Gestehungskosten (LCOH) reduzieren und ihre Verortungs- und Betriebsentscheidungen steuern. Sie sind vielfältig und unterscheiden sich hinsichtlich der Wirkweise auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit sowie der Unsicherheit bei der Ausgestaltung.
- Neben gezielten Instrumenten (z.B. § 96 WindSeeG oder § 13k EnWG) können auch durch den allgemeinen regulatorischen Rahmen (z.B. Flexibilitäts- und Kapazitätsmärkte) Systemdienlichkeitsanreize effizient gesetzt werden. Die Wirkung einiger Instrumente wird hierbei durch andere Instrumente eingeschränkt. Neben der reinen Wirkung auf die LCOH ist auch die Verteilung von Risiken ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure.
- Nachfrageseitige Instrumente können weiterhin notwendig sein, da angebotsseitige Instrumente zur Deckung der Finanzierungslücke nicht ausreichen könnten. Den Abnehmern kommt eine zentrale Rolle bei der Sicherstellung ausreichender Nachfrage zu, ein systemdienlicher Zubau und Betrieb kann jedoch direkter über angebotsseitige Instrumente gesteuert werden.
- Insgesamt verbleibt die Herausforderung, konsistente und langfristige Anreize mit einer minimalen Kompliziertheit und der Dynamik des Energiesystems in Einklang zu bringen.



Ausblick: Diskrepanz zwischen Zeitachse für regulatorische Änderungen und Vorlaufzeit für Planung und Koordination.

Regulatorische Unsicherheiten mit hoher Relevanz für die Betreiber von Elektrolyseuren

- Die Analyse der angebotsseitigen Instrumente hat gezeigt, dass viele dieser Instrumente mit hohen Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung oder Fortführung einhergehen. Das belastet die Planung der Elektrolyseprojekte, welche eine lange Vorlaufzeit aufweisen.
- Insbesondere folgende Themen können aufgrund ihrer hohen Planungsrelevanz und Potenzials für positive Systemdienlichkeits- und Wirtschaftlichkeitseffekte den Markthochlauf unterstützen, wenn kurzfristig Klarheit geschaffen wird:
 - Zeitpunkt und Ergebnis des geplanten Reviews der **RFNBO-Kriterien**
 - Fortführung und Zielkonzept des **§13k „Nutzen statt Abregeln“**
 - Ausgestaltung der für Elektrolyseure relevanten **Netzentgeltsystematik** oder Fortführung der Befreiung
 - Ausgestaltung der **Ausschreibungen nach § 96 WindSeeG** und zukünftiger **Kapazitäts- und Flexmärkte**



1: [EU-COM \(2023a\)](#) ggf. vorgezogen auf 2026 ([Hydrogen Insight, 2025](#)) | 2: [BMWE \(2025c\)](#) | 3: Bestandsanlagen befristet ausgenommen | 4: Auch Bestandsanlagen

Inwiefern Elektrolyseure wirtschaftlich und systemdienlich sind, verändert sich im Zeitverlauf.

Kombination von Instrumenten



- In der vorliegenden Analyse werden sowohl die Auswirkungen von angebotsseitigen als auch nachfrageseitigen Instrumente isoliert und Szenario-basiert betrachtet.
- In der Realität könnte eine Kombination von Instrumenten die Signale im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit verstärken. Allerdings könnten Kombinationen auch die Wirkung einzelner Instrumente abschwächen oder vor dem Hintergrund von Doppelförderungsverboten ausgeschlossen sein. Neben den analysierten Instrumenten existieren zudem weitere, z. T. spezifischere Regelungen, welche sowohl die Investition als auch Betriebsweise eines Elektrolyseurs sowie die Zahlungsbereitschaft seiner potenziellen Abnehmer determinieren. Hierzu zählen beispielsweise baurechtliche und steuerrechtliche Vorgaben.

Quantifizierung von Systemdienlichkeit



- In der vorliegenden Analyse wird der Effekt von Instrumenten auf die Systemdienlichkeit anhand von Literaturquellen untersucht.
- Anhand einer Stromnetzmodellierung ließen sich die Wirkung der Instrumente auf die Stromnetzdienlichkeit anhand vermiedener Engpässe oder des vermiedenen Netzausbau durch kontrafaktische Szenarien analysieren. Hierdurch ließe sich auch die optimale Instrumentenausgestaltung näher festlegen, beispielsweise durch die Analyse besonders netzdienlicher Standort und Betriebsweisen.
- Eine solche Quantifizierung würde jedoch weiterhin diversen Unsicherheiten unterliegen, sodass die optimale Instrumentenausgestaltung nur näherungsweise abzuschätzen ist.

Dynamik der Rahmenbedingungen



- Weiterhin sind die Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren insbesondere in der Hochlaufphase von starken Dynamiken geprägt. Die systemischen Rahmenbedingungen unterliegen einem stetigen Wandel.
- Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit bedeutet dies, dass durch Marktentwicklungen (z.B. Technologiekosten- oder Strompreisänderungen) die Finanzierungslücke steigen oder sinken kann.
- Für Systemdienlichkeit bedeutet es wiederum, dass heute optimale Standorte und Betriebsweisen u. a. vor dem Hintergrund des Netzausbaus nicht notwendigerweise auch in Zukunft noch systemdienlich sein müssen und anhaltend neu bewertet werden müssen.

Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi_koeln

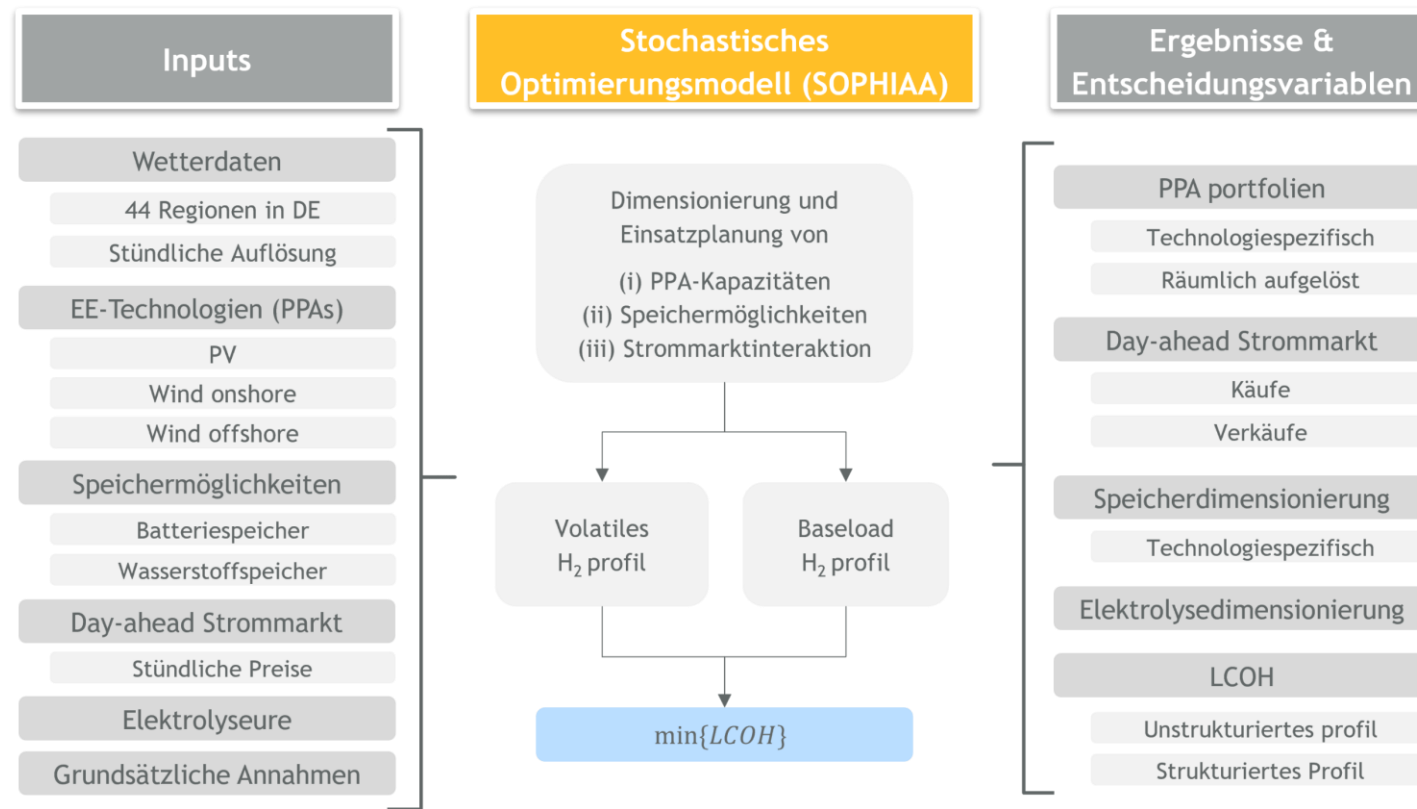
 **EWI - Energiewirtschaftliches
Institut an der Universität zu Köln**

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik und Energie-Wirtschaftsinformatik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Unter der Leitung von Sylwia Bialek-Gregory, Ph.D. (Wissenschaftliche Geschäftsführerin) und Annette Becker (Kaufmännische Geschäftsführung) erstellt ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern energieökonomische Analysen mit hoher Praxisrelevanz. Als Direktor steht Univ.-Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge dem Institut vor. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE).

Anhang und Quellenverzeichnis

Die Modellierung der Wasserstoffgestehungskosten erfolgt durch betriebswirtschaftliche Optimierung im EWI-Modell SOPHIAA.

Modellbasierte Ermittlung des optimalen Elektrolyseurbetriebs mit SOPHIAA



Beschreibung

- Investitions- und Betriebsentscheidungen des Elektrolyseurs werden im Modell „SOPHIAA“¹ für den Base Case, die RFNBO-Kriterien sowie §13k betriebswirtschaftlich optimiert.
- Hierzu werden die Wasserstoffgestehungskosten unter Einbezug der EE-Verfügbarkeiten und -kosten, des Strommarktes (und ggf. der Verfügbarkeit von §13k-Mengen) minimiert. Das Modell bildet die RFNBO-Kriterien durch eine Beschränkung des Strommarktbezugs ab. Speicheroptionen werden im vorliegenden Base Case nicht berücksichtigt.
- Die Modellierung basiert auf Zeitreihen des Jahres 2024 und umfasst in diesem Fall keine stochastische Komponente.
- Im Base Case wird ein volatiles Abnahmeprofil angenommen, sofern das Gesamtproduktionsziel des Jahres erreicht wird.

1: [SOPHIAA](#) (Stochastic Optimization for Producing Hydrogen and Investment in Associated Assets), siehe Abbildung links.

Die Konfiguration im Base Case orientiert sich an den Annahmen einer Vorstudie für die stündlichen Korrelation.

	Base Case	Quelle
Elektrolyseur-effizienz	67 %	EWI (2025b)
Elektrolyseur-investitionskosten	2.280.700 EUR/MW H ₂	IEA (2025)
Kapitalkosten (WACC)	5 %	EWI (2025b)
Elektrolyseur-lebensdauer	15 Jahre	EWI (2025b)
Fixe Betriebskosten des Elektrolyseurs	2 % der Investitionskosten	EWI (2025b)
Heizwert	33,33 kWh/kg H ₂	BDEW (2019)
Volllaststunden	5.936 h/a	Modellergebnis
Durchschnittliche Strombezugskosten	78,33 EUR/MWh Strom	Modellergebnis
LCOH	5,89 EUR/kg H ₂	Modellergebnis

Beschreibung

- Die Strombezugskosten ergeben sich aus den Kosten eines optimalen PPA-Portfolios. Hierbei wurde auf das Szenario der stündlichen Korrelation zurückgegriffen, da dieses auch bereits für heutige Investitionsentscheidungen ausschlaggebend sein dürfte. Das Investitions- und Betriebsverhalten des Elektrolyseurs wurde dabei nur für die Instrumente „RFNBO-Kriterien“ und „§ 13k EnWG (Nutzen statt Abregeln)“ optimiert.
 - Volllaststunden ergeben sich aus dem Modellergebnis im Base Case. Für weitere techno-ökonomische Parameter wurden analog zur o.g. Studie die Daten des EWI Global PtX Cost Tool (Version 2.1) genutzt².
 - Zusätzlich werden Baukostenzuschüsse für die Umspannungsebene von Höchstspannung zu Hochspannung im Netzgebiet von TenneT für das Jahr 2026 in Höhe von 113.150 EUR/MW Strom zugerechnet³.
- **Im Base Case ergeben sich insgesamt LCOH von 5,89 EUR/kg H₂**

1: Rahmenbedingungen: H₂-Produktion von 100 GWh/a, RFNBO-Kriterien, Basisjahr 2025, stündliche Korrelation, keine Basiserzeugungsanforderung und Strukturierung. Weitere Informationen zur Methodik in [EWI \(2025c\)](#). | 2: [EWI \(2025b\)](#) | 3: [TenneT \(2025\)](#)

Die hypothetischen Ausschreibeziträume für das Gesamtjahr 2024 wurden ökonometrisch geschätzt (1/2).

Schätzung der hypothetischen 13k-Ausschreibeziträume (2024)

- Die Wetter- und Preiszeitreihen im Modell basieren auf realen Daten des Jahres 2024. Da die Ausschreibungen nach § 13k allerdings erst ab Oktober 2024 durchgeführt wurden, wird anhand der zur Verfügung stehenden historischen Ausschreibemengen und relevanter Marktparameter geschätzt, in welchen Stunden Ausschreibemengen nach § 13k im Zeitraum Januar bis September 2024 zur Verfügung gestanden hätten. Die zugrundeliegende Prämisse ist hierbei, dass zunächst zentral ist, ob ausgeschrieben wird und nicht wie viel (aufgrund ausbleibenden Wettbewerbs und hoher Ausschreibemengen)
- Da sich die Ausschreibungen primär aufgrund einer durch hohe lokale Winderzeugungsüberschüsse ergeben und den Redispatchbedarf reduzieren sollen, werden die gesamtdeutsche (DA-geschätzte) Winderzeugung und die Redispatchmengen als Regressoren genutzt. Die Daten des Beobachtungszeitraums wurden öffentlich verfügbaren Quellen entnommen^{1,2,3}. Die Schätzung erfolgte entsprechend anhand einer ordinary least squares (OLS)-Regression der folgenden funktionalen Form:

$$D_{T2,t} = \beta_1 * Wind_{DE,t} + \beta_2 * Redispatch_{DE,t} + \beta_3 * (Wind_{DE,t} * Redispatch_{DE,t})$$

- mit $D_{T2,t}$ als Dummy-Variable (0=keine Ausschreibung in Stunde t, 1=Ausschreibung in Stunde t), $Wind_{DE,t}$ die Day-ahead prognostizierte Windstromerzeugung in Stunde t, $Redispatch_{DE,t}$ dem gesamtdeutschen Redispatchbedarf in Stunde sowie ihres Interaktionsterms
- Die Regression zeigt sowohl deutlich signifikante Schätzkoeffizienten ($p < 0,01$) auf als auch eine hohe Gesamtgüte der Schätzung ($R^2 > 0,6$, weitere Details zu den Regressionsergebnissen auf der nächsten Seite). Basierend auf den ermittelten Schätzkoeffizienten sowie der Regressorenausprägung im Schätzzeitraum wird die 13k-Verfügbarkeit stundenweise geschätzt.¹ Hierbei werden Ausprägungen über dem Wert 0,5 auf 1 und hierunter auf 0 gerundet, sodass eine Zeitreihe verfügbarer 13k-Mengen erzeugt wird. Für den Zeitraum ab Oktober 2024 werden wiederum die realen zur Verfügung stehenden Daten genutzt.

1: [BNetzA \(2026g\)](#) | 2: [50Hertz et al. \(2026a\)](#) | 3: [50Hertz et al. \(2026b\)](#)

Die hypothetischen Ausschreibeziträume für das Gesamtjahr 2024 wurden ökonometrisch geschätzt (2/2).

Dummy ~ Wind + Redispatch + Wind*Redispatch
SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,784209122
R Square	0,614983948
Adjusted R Square	0,614832792
Standard Error	0,321311149
Observations	11713

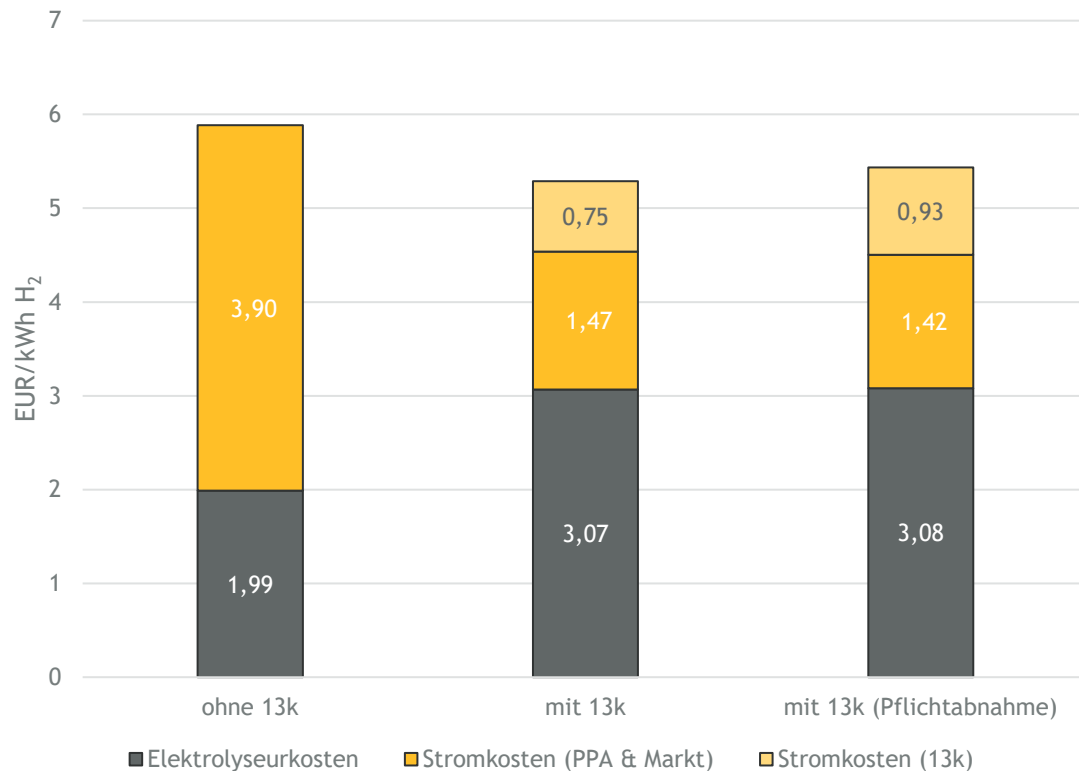
Die OLS-Regression zeigt dabei sowohl eine hohe Gesamtgüte als auch signifikante Einzelschätzer auf.

ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	3	1931,049595	643,6831985	6234,772101	0
Residual	11710	1208,950405	0,103240854		
Total	11713	3140			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	0	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A	#N/A
Negativer Redispatch - DE	0,000041426	0,00	11,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Winderzeugung insgesamt - Prognostiziert	0,000013032	0,00	53,45	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Negativer Redispatch - DE*Winderzeugung insgesamt - Prognostiziert	0,000000001	0,00	8,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Eine verpflichtende Abnahme von verfügbaren 13k-Mengen erhöht die systemdienliche Wirkung und erhöht die LCOH nur gering.

LCOH-Wirkung verpflichtender Abnahme (stündliche Korrelation)



Beschreibung

- Nimmt der Elektrolyseur die 13k-Mengen in jeder verfügbaren Stunde auch ab (gleichbedeutend mit verpflichtendem Bezug) erhöhen sich die LCOH gegenüber dem einer freiwilligen Nutzung von 13k leicht um ca. 3 %.
- Dies liegt insbesondere daran, dass der Elektrolyseur in den Stunden, in denen der Großhandelsstrompreis unter dem 13k-Preis liegt, den Strom am Markt günstiger kontrahieren kann. Da der für 13k relevante Redispatch insbesondere dann auftritt, wenn die Last in Regionen hinter den Engpässen hoch ist, liegt der Marktpreis allerdings in den meisten Stunden über dem 13k-Preis, sodass die wirtschaftlichen Nachteile durch eine verpflichtende Nutzung von 13k gering sind.
- Dem gegenüber könnte eine verpflichtende Nutzung die Systemdienlichkeit erhöhen und u. a. die Planungssicherheit der betroffenen Übertragungsnetzbetreiber verbessern, andererseits die Flexibilität des Elektrolyseurs einschränken und könnte auch eine leicht höhere Flexibilität der H₂-Abnahme erfordern.
- In Summe könnte ein verpflichtendes Modell aus Sicht der Systemdienlichkeit sinnvoll sein und nur mit geringen LCOH-Steigerungen einhergehen.

- 50Hertz (2023) 50Hertz (2023) Netzdienliche Standorte für Elektrolyseure Strommarkttreffen „Wasserstoff und Strommarkt“. [https://www.strommarkttreffen.org/03_Golling_Netzdienliche%20Standorte%20fu%CC%88r%20Elektrolyseure%20\(u.a.%20NEP\).pdf](https://www.strommarkttreffen.org/03_Golling_Netzdienliche%20Standorte%20fu%CC%88r%20Elektrolyseure%20(u.a.%20NEP).pdf).
- 50Hertz et al. (2024a) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2024a) Was ist Regelreserve? <https://www.regelleistung.net/de-de/Grundlagen/Was-ist-Regelreserve>
- 50Hertz et al. (2024b) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2024b) Regelreserveprozesse 2030 Das Grünbuch der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Regelreserve. https://www.regelleistung.net/xsproxy/api/StaticFiles/Regelleistung/Marktinformationen/Der%20Regelreservemarkt/Weitere%20Dokumente/Gr%C3%BCnbuch_Regelreserve.pdf.
- 50Hertz et al. (2025a) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2025a) Dynamische Netzentgelte - Diskussionspapier der vier Übertragungsnetzbetreiber. <https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2025/251107-Diskussionspapier-Dynamische-Netzentgelte-4%C3%9CNB.pdf>.
- 50Hertz et al. (2025b) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2025b) Einordnung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zu den Ergebnissen des EU Bidding Zone Reviews. <https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Dokumente/250415%204U%CC%88NB%20Positionspapier%20BZR%2028.4.2025.pdf?ver=N3QgyX0dEdFMo1CR0R3H3w%3D%3D>.
- 50Hertz et al. (2025c) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2025c) Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf.pdf.
- 50Hertz et al. (2025d) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2025d) Theoretische Netzentgelte 2026. https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/netzentgelte/251205_theoretische%20netzentgelte%202026%20ohne%20zuschuss_information.pdf.
- 50Hertz et al. (2025e) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2025e) ÜNB-Preisblatt 2026 - Bundeseinheitliche Netznutzungsentgelte. https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/netzentgelte/251205_preisblatt_ben_2026.pdf
- 50Hertz et al. (2026a) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2026a) Redispatch. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch>
- 50Hertz et al. (2026b) 50Hertz, Amprion, TenneT, & Transnet BW (2026b) Nutzen statt Abregeln. Datenveröffentlichungen. <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Datenver%3B6ffentlichungen>

Aurora Energy (2024)	Aurora Energy (2024) Implications of a potential bidding zone split for the demand allocation in Germany. https://tu-dresden.de/bu/wirtschaft/bwl/ee2/ressourcen/dateien/tagungen/enerday/enerday-2024/presentationen/301_1_1-Guenerner.pdf?lang=de .
BDEW (2024)	BDEW (2024) Anwendungshilfe - Redispatch 2.0: Häufig gestellte Fragen und Antworten. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/2024-09-24_FAQ_Redispatch_V1.5.pdf .
BDEW (2025)	BDEW (2025) Positionspapier Zu den Ausschreibungen für systemdienliche Elektrolyse nach § 96 Nr. 9 des Wind- energie-auf-See-Gesetzes. Berlin. https://www.bdew.de/media/documents/2025-01-31_BDEW_Positionspapier_zu_Ausschreibungen_systemdienlicher_Elektrolyse_final.pdf .
BEE (2023)	BEE (2023) BEE-Stellungnahme zum Referentenentwurf der Bundesregierung zur Neufassung der siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Stellungnahmen/2023/2023-09-01_BEE_Stellungnahme_37._BlmschV.pdf .
Billerbeck et al. (2025)	Billerbeck, Anna; Burkhardt, Alexander; Beck, Anke ... Dubbert, Ricarda (2025) Ausgestaltung der Netzentgeltssystematik: Perspektiven für die Energiewende. Kopernikus-übergreifende AG Regulierung. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/10/kopernikus-kurzpapier_netzentgeltssystematik_september2025.pdf
BMUKN (2025)	BMUKN (2025) Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote. https://www.bundesumweltministerium.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/21._LP/bimschg_red_iii_thg_br/Entwurf/bimschg_red_iii_thg_entwurf_bf.pdf .
BMWE (2024a)	BMWE (2024a) Überblick zur Ausgestaltung eines kombinierten Kapazitätsmarkts. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/ag3-inputpapier-kombinierter-kapazitaetsmarkt-kkm.pdf?__blob=publicationFile&v=6
BMWE (2024b)	BMWE (2024b) Strommarktdesign der Zukunft - Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18 .
BMWE (2024c)	BMWE (2024c) Systementwicklungsstrategie 2024. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=12 .
BMWE (2024d)	BMWE (2024d) Wirtschaftsministerium vergibt Klimaschutzverträge. https://www.klimaschutzvertraege.info/news/uebergabe-klimaschutzvertraege-erste-gebotsrunde
BMWE (2025a)	BMWE (2025a) Aktionsplan Gebotszone - Gemäß Art. 15 Verordnung EU 2019/943. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/aktionsplan-gebotszone-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=34 .

BMWE (2025b)	BMWE (2025b) Federal Ministry for Economic Affairs Participates in EU ‘Auctions-as-a-Service’ Mechanism of the European Hydrogen Bank. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2025/12/20251204-federal-ministryfor-economic-affairs-participates-in-eu-auctions-as-a-service-mechanism.html .
BMWE (2025c)	BMWE (2025c) Klimaneutral werden - wettbewerbsfähig bleiben. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=26 .
BMWE (2026a)	BMWE (2026a) Carbon Contracts for Difference. https://www.klimaschutzvertraege.info/en/home .
BMWE (2026b)	BMWE (2026b) IPCEI Standorte. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/1/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=6 .
BMWE (2026c)	BMWE (2026c) IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html .
BMWE (2026d)	BMWE (2026d) Redispatch 3.0. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Digitale-Welt/GAIA-X-Use-Cases/redispatch-30.html .
BMWE (2026e)	BMWE (2026e) Systemdienlichkeit. https://www.energieforschung.de/de/glossar?glossarAction=ShowGlossarDetails&id=563 .
BMWE (2026f)	BMWE (2026f) Häufig gestellte Fragen zum „Important Project of Common European Interest (IPCEI)“. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/FAQ/IPCEI/faq-ipcei.html .
BNetzA (2024a)	BNetzA (2024a) Festlegung. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/NSA/Festlegung.pdf?__blob=publicationFile&v=2 .
BNetzA (2024b)	BNetzA (2024b) Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/43_Leitfaeden/Downloads/BK8_Positionspapier_Baukostenzusch%C3%BCssen.html?nn=801456 .
BNetzA (2025a)	BNetzA (2025a) Diskussionspapier - Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Diskussionspapier_AgNes.pdf?__blob=publicationFile&v=6 .
BNetzA (2025b)	BNetzA (2025b) Netzengpassmanagement 2024 Volumen und Kosten gesunken. https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/216636/volumen-und-kosten-gesunken .
BNetzA (2025c)	BNetzA (2025c) Versorgungssicherheit Strom Bericht Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=8 .

BNetzA (2026a)	BNetzA (2026a). Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA. https://bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30.01./Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=3
BNetzA (2026b)	BNetzA (2026b) Baukostenzuschüsse. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Netzanschluss/Baukostenzuschuesse/start.html .
BNetzA (2026c)	BNetzA (2026c) Dynamische Netzentgeltkomponente: Orientierungspunkte der BNetzA. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/14.01./AgNes_Orientierungspunkte_Dynamisierung.pdf?__blob=publicationFile&v=3 .
BNetzA (2026d)	BNetzA (2026d) Festlegung zur Verteilung von Mehrkosten in Netzen aus der Integration von Anlagen zur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html .
BNetzA (2026e)	BNetzA (2026e) Netzentgelte. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html .
BNetzA (2026f)	BNetzA (2026f) Redispatch. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Redispatch/start.html .
BNetzA (2026g)	BNetzA (2026g) Marktdaten. https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten .
BNetzA und BKartA (2025)	BNetzA & BKartA (2025) Monitoringbericht 2025. Bonn. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf .
Breder et al. (2023)	Breder, Marco Sebastian, Felix Meurer, Michael Bucksteeg, & Christoph Weber (2023) Wissenschaftlicher Vortrag zu Wasserstoff und Investitionsanreizen: Räumliche Anreize für Power-to-Hydrogen durch Marktsplitting. SSRN Electronic Journal. doi:10.2139/ssrn.4173211.
Bundestag (2022)	Bundestag (2022) Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung - Drucksache 20/1634, 20/1973, 20/2137 Nr. 5 - Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie- auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften. https://dserver.bundestag.de/btd/20/026/2002657.pdf .
CDU, CSU & SPD (2025)	CDU, CSU, & SPD (2025) Verantwortung für Deutschland. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 21. Legislaturperiode. https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf .
CMS (2024)	CMS (2024) Zweite Auktion der Europäischen Wasserstoffbank. https://www.cmshs-bloggt.de/energiwirtschaft-klimaschutz/zweite-auktion-der-europaeischen-wasserstoffbank/ .
Consentec (2023)	Consentec (2023) Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/studie-systemdienliche-integration-von-gruenem-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=6 .
Consentec & Neon (2019)	Consentec & Neon (2019) Kosten- oder Marktbasierend? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland. https://consentec.de/app/uploads/2024/02/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf

Consentec & Neon (2023)	Consentec & Neon (2023) Versteigerung von Überschussstrom - Ein präventives Nutzen-statt-Abregeln-Instrument für Wärmelasten und Elektrolyseure. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-versteigerung-ueberschussstrom-ag4-27062023.pdf?__blob=publicationFile&v=4
Czock (2025)	Czock, Berit Hanna (2025) Three Zones Fix All? Analyzing Static Welfare Impacts of Splitting the German Bidding Zone under Friction. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/05/EWI_WP_25-04_Three_zones_fix_all_Berit_Hanna_Czock.pdf .
Dechema (2024)	Dechema (2024) Energieversorgung Stromsystem. https://dechema.de/Forschung/Studien+und+Positionspapiere/2024+03+H2+Kompass/_/H2K_EV_Stromsystem.pdf .
DEHSt (2026)	DEHSt (2026) EU-Emissionshandel verstehen. https://www.dehst.de/DE/Themen/EU-ETS-1/EU-ETS-1-Informationen/EU-ETS-1-verstehen/eu-ets-1-verstehen_node.html .
dena (2022)	dena (2022) CCfD zur Skalierung von Klimatechnologien in Deutschland. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/CCfD_zur_Skalierung_von_Klimatechnologien_in_Deutschland.pdf .
dena (2024a)	Dena (2024a) Stellungnahme Dritter im Rahmen der Konsultation des BMWK-Papiers „Strommarktdesign der Zukunft“. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240927-stellungnahmen-im-rahmen-der-konsultation-zum-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=14
dena (2024b)	dena (2024b) Bericht - Weiterentwicklung des Netzengpassmanagements - Ergebnisse und Einordnung des Stakeholder-Dialogs Netzflexibilität. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/Weiterentwicklung_des_Netzengpassmanagements.pdf .
dena (2025)	dena (2025) Elektrolysekapazitäten in Deutschland. https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland/ .
dvlp.energy (2025)	dvlp.energy (2025) Baukostenzuschuss (BKZ): Was sich 2025 ändert - dvlp.energy. https://www.dvlp.energy/blog/baukostenzuschuss-bkz-was-sich-2025-aendert .
enera (2021)	enera (2021) enera Projektmagazin. https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektmagazin.pdf .
ENTSO-E (2025a)	ENTSO-E (2025a) Bidding Zone Review of the 2025 Target Year. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20CACM/BZR/2025/Bidding_Zone_Review_of_the_2025_Target_Year.pdf .
ENTSO-E (2025b)	ENTSO-E (2025b) Market Design and Regulatory Framework for Viable and Flexible Hydrogen Production. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2025/ENTSO-E_Detailed_Report_on_Market_Design_and_Regulatory_Framework.pdf .
Envelio (2026)	Envelio (2026) §14c EnWG - Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätendienstleistungen. https://envelio.com/de/paragraph-14c-enwg .

EU-COM (2023a)	EU-COM (2023a) Delegierte Verordnung (EU) 2023/... 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. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184 .
EU-COM (2023b)	EU-COM (2023b) Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über die Europäische Wasserstoffbank. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0156 .
EU-COM (2025a)	EU-COM (2025a) Ausschreibung und Auktionen: 5,2 Milliarden Euro für saubere Zukunftstechnologien - Vertretung in Deutschland. https://germany.representation.ec.europa.eu/news/ausschreibung-und-auktionen-52-milliarden-euro-fur-saubere-zukunftstechnologien-2025-12-04_de .
EU-COM (2025b)	EU-COM (2025b) Innovation Fund 2025 Hydrogen Auction 19 February 2026. https://cinea.ec.europa.eu/funding-opportunities/calls-proposals/innovation-fund-2025-hydrogen-auction_en .
EU-COM (2026a)	EU-COM (2026a) Competitive Bidding - Climate Action - European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en .
EU-COM (2026b)	EU-COM (2026b) EU Emissions Trading System (EU ETS) - Climate Action - European Commission. https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en .
EU-COM (2026c)	EU-COM (2026c) Renewable Energy Directive. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en .
EWI (2024a)	EWI (2024a) Die Finanzierungslücke im Wasserstoffmarkthochlauf. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/die-finanzierungsluecke-im-wasserstoffmarkthochlauf/ .
EWI (2024b)	EWI (2024b) Grüne Transformation braucht Investitionen Herausforderungen beim Wasserstoffnetz. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/240306_EWI-Impulspapier_Gruene_Transformation_braucht_Investitionen.pdf .
EWI (2024c)	EWI (2024c) Standortbewertung für systemdienliche Elektrolyseure - Eine regionale Analyse multipler Einflussfaktoren. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/standortbewertung-fuer-systemdienliche-elektrolyseure/ .

EWI (2024d)	EWI (2024d) Vorab: Wasserstoffspeicher in Deutschland und Europa: Modellbasierte Analyse bis 2050 Vorabveröffentlichung ausgewählter Ergebnisse. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/wasserstoffspeicher-in-deutschland-und-europa-modellbasierte-analyse-bis-2050-2/ .
EWI (2025a)	EWI (2025a) Gebotszonensplit in Deutschland: Worum geht es? Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/03/20250115_PB_Gebotszonensplit_final4.pdf .
EWI (2025b)	EWI (2025b) Global PtX Cost Tool. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI-Global-PtX-Cost-Tool-2.1.xlsx .
EWI (2025c)	EWI (2025c) Green hydrogen production under RFNBO criteria - Analyzing the system and business case perspective. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/green-hydrogen-production-under-rfnbo-criteria/ .
EWI (2025d)	EWI (2025d) Low-Carbon Hydrogen: A techno-economic and regulatory analysis. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/01/250106_EWI_Low-carbon-hydrogen_A-techno-economic-and-regulatory-analysis.pdf .
EWI & BET (2025)	EWI & BET (2025) Monitoringbericht: „Energiewende. Effizient. Machen.“ Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI). https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/monitoringbericht-energiewende-effizient-machen/ .
FfE (2023)	FfE (2023) Beitragsreihe Wasserstoff Deep Dives: Elektrolyseur-Betriebsweisen. FfE. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-wasserstoff-deep-dives-elektrolyseur-betriebsweisen/ .
FfE (2025a)	FfE (2025a) Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung - Einordnung der Konzepte aus unIT-e ² . https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/03/Whitepaper_Anreizsysteme.pdf .
FfE (2025b)	FfE (2025b) Bidding Zone Split in Germany. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/01/Download_english.pdf .
FfE (2025c)	FfE (2025c) Wie läuft Nutzen statt Abregeln? - Eine erste Zwischenbilanz zur Erprobungsphase von § 13k EnWG. FfE. https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-laeuft-nutzen-statt-abregeln-eine-erste-zwischenbilanz-zur-erprobungsphase-von-%c2%a7-13k-enwg/ .
Flexitricity (2025)	Flexitricity (2025) Case Study: UK's First Hydrogen Electrolyser in the Capacity Market Flexitricity. https://www.flexitricity.com/resources/case-studies/case-study-uk-first-hydrogen-electrolyser-in-the-capacity-market .

Frontier Economics (2021)	Frontier Economics (2021) Grünstromkriterien der RED II - Auswirkungen Auf Kosten Und Verfügbarkeit Grünen Wasserstoffs In Deutschland Kurzstudie Für Die RWE AG. https://www.frontier-economics.com/media/wcmieebg/analyse-red-ii-kriterien.pdf .
Frontier Economics (2023)	Frontier Economics (2023) Konzepte Zur Lokal-differenzierten Beanreizung von Investitionen in Elektrolyseure - Kurzstudie im Auftrag der TenneT TSO GmbH. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-06/TenneT_Frontier%20Economics_Studie%20Standortanreize%20f%C3%BCr%20Elektrolyseure.pdf
Frontier Economics (2024)	Frontier Economics (2024) Hybrides Redispatchmodell: Integration von Kleinanlagen und Optionen für den Umgang mit Marktmacht und Inc-dec-gaming - Eine Studie im Auftrag von TransnetBW und TenneT. https://www.transnetbw.de/_Resources/Persistent/2/1/4/4/2144f33f644f0e00fb772377109561c30dce3b0e/2024-Frontier-Marktbasierter%20Redispatch.pdf .
Gätsch et al. (2024)	Gätsch, Cäcilia, Jolando Kisse, Universität Kassel, Dr Joshua Fragoso García, & Benita Stalman (2024) TransHyDE - Möglichkeiten zur rechtlichen Steuerung systemdienlicher Elektrolyse-Standorte. https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2824/live/lw_datei/transhyde-kurzanalyse_systemdienliche-elektrolyse-standorte.pdf .
GEW (2025)	GEW (2025) Preisblatt Netznutzungsentgelte Strom. https://www.gew-wilhelmshaven.de/media/download/strom_netznutzungsentgelte_2026_vorlaufufig-1.pdf
gridx.ai (2025)	gridx.ai (2025) Flexibilität als Dienstleistung mit Paragraf 14c EnWG - gridX. https://www.gridx.ai/de/knowledge/flexibilitaet-als-dienstleistung-mit-paragraf-14c-enwg .
Golling & Nahmmacher (2023)	Golling, Christiane & Nahmmacher, Paul (2023) Netzdienliche Standorte für Elektrolyseure. https://www.strommarkttreffen.org/03_Golling_Netzdienliche%20Standorte%20fu%CC%88r%20Elektrolyseure%20(u.a.%20NEP).pdf
Großmann, Rabenalt & Durschang (2025)	Großmann, Simon, Arthur Rabenalt, & Leonie Durschang (2025) Rechtliche Betrachtung einer marktgestützten Beschaffung von „Immediate Frequency Stabilization“. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2025/07/final-SysZell_Rechtswissenschaftliche_Studie_IKEM.pdf .
Guidehouse (2023)	Guidehouse (2023) How the EU's Revised Renewables Directive Facilitates Hydrogen Market Ramp-Up. https://guidehouse.com/insights/communities-energy-infrastructure/2023/eu-revised-renewables-directive .
Günther (2024)	Günther, Reinald Dr. (2024) Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte bei dem Strombezug für die Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren. https://www.gvw.com/aktuelles/blog/detail/umlagen-abgaben-steuern-und-entgelte-bei-dem-strombezug-fuer-die-wasserstoffherzeugung-in-elektrolyseuren .
Güßgen (2024)	Güßgen, Florian (2024) Wasserstoff: H2 Global und Wirtschaftsministerium planen Importe ab 2027. https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/auktion-von-h2-global-deutschlands-erster-wasserstoff-durchbruch/29895092.html .

H2APEX (2024)	H2APEX (2024) H2APEX: EU-Kommission genehmigt Förderung des 100-MW-Wasserstoffprojekts H2ERO von H2APEX im Rahmen der Hy2Infra-IPCEI-Förderung. https://h2apex.com/de/h2apex-news/h2apex-eu-kommission-genehmigt-foerderung-des-100-mw-wasserstoffprojekts-h2ero-von-h2apex-im-rahmen-der-hy2infra-ipcei-foerderung/ .
H2Global (2025)	H2Global (2025) H2Global Knowledge Hub Report - Shoring up demand: The key instruments supporting clean hydrogen demand build-up. https://h2-global.org/wp-content/uploads/2025/11/H2Global-Knowledge-Hub-Report-Shoring-up-demand.pdf .
Hydrogen Europe (2023)	Hydrogen Europe (2023) Impact assessment of the RED II Delegated Acts on RFNBO and GHG accounting - Hydrogen Europe Analysis. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2023/07/Impact-Assessment-on-the-RED-II-DAs.pdf .
Hydrogen Germany (2025)	Hydrogen Germany (2025) Dritte Wasserstoff-Auktion nun auch für kohlenstoffarmen Wasserstoff. https://hydrogen-germany.de/news/dritte-wasserstoff-auktion-nun-auch-fuer-kohlenstoffarmen-wasserstoff/ .
Hydrogen Insight (2025)	Hydrogen Insight (2025) EU to discuss potential changes to RFNBO rules as part of 2026 revision of bloc's hydrogen strategy. https://www.hydrogeninsight.com/policy/eu-to-discuss-potential-changes-to-rfnbo-rules-as-part-of-2026-revision-of-blocs-hydrogen-strategy/2-1-1882918
IEA (2025)	International Energy Agency (IEA) (2025) World Energy Outlook 2025. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025 .
IRENA (2024)	IRENA (2024) Green Hydrogen Auctions: A Guide to Design. https://www.irena.org/Publications/2024/Oct/Green-hydrogen-auctions-A-guide-to-design .
KEI (2026)	Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) (2026) Förderprogramm Dekarbonisierung in der Industrie. https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie/
KfW (2026)	KfW (2026) Erneuerbare Energien - Standard (270) KfW. https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/ .
Kirketerp (2020)	Kirketerp, Michelle (2020) Implementation And Study Of The Reserve Capacity Market In Bid As A Basis For Research Of Electrolysis Plants' Potential Contribution To The Balancing Of The Electricity System. - Master's Thesis - Civil Engineering in Energy Technology. MIT. https://energinet.dk/media/ntenpijo/the-potential-contribution-from-electrolysis-to-balancing-of-the-electricity-system-master-thesis-by.pdf .
Knörr, Bichler, und Dobos (2025)	Knörr, Johannes, Martin Bichler, & Teodora Dobos (2025) Zonal vs. Nodal Pricing: An Analysis of Different Pricing Rules in the German Day-Ahead Market. doi:10.48550/arXiv.2403.09265.
Lilienkamp, Namockel, und Ruhnau (2025)	Lilienkamp, Arne, Nils Namockel, & Oliver Ruhnau (2025) Flexibility in Electricity Wholesale Markets and Distribution Grids: An Integrated Model and Its Application to Electric Vehicles in Germany. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/07/EWI_WP_25-08_Flexibility_in_electricity_wholesale_markets_and_distribution_grids_Lilienkamp_Namockel_Ruhnau.pdf .

Lueers (2025)	Lueers, S (2025) Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/2025_Status_des_Offshore-Windenergieausbaus_Erstes_Halbjahr.pdf .
Mahner und Niepelt (2024)	Mahner, Alexander, & Dr Raphael Niepelt (2024) Weniger Abregeln durch mehr Flexibilität im Energiesystem. https://repo.uni-hannover.de/bitstreams/9fcc1af3-2954-4976-bd49-9188489da01a/download .
Nationaler Wasserstoffrat (2024)	Nationaler Wasserstoffrat (2024) Umsetzung RED III in nationales Recht (RFNBO-Quote für die Industrie). https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-03-01_NWR-Stellungnahme_Umsetzung_RED_III_Industriequote.pdf
Netztransparenz (2026a)	Netztransparenz (2026a) Aktivierte Regelleistung. https://www.netztransparenz.de/de-de/Regelenergie/Daten-Regelreserve/Aktivierte-Regelleistung .
Netztransparenz (2026b)	Netztransparenz (2026b) Datenveröffentlichungen. https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Datenver%C3%B6ffentlichungen .
Netztransparenz (2026c)	Netztransparenz (2026c) Netzentgelte. https://www.netztransparenz.de/de-de/%C3%9Cber-uns/Netzentgelte .
Netztransparenz (2026d)	Netztransparenz (2026d) ÜNB-Parameter. https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/%C3%9CNB-Parameter .
Next Kraftwerke (2026)	Next Kraftwerke (2026) Günstige Strompreise für die Gasproduktion nutzen oder Überschussstrom in Gas umwandeln und damit das Netz stabilisieren. https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/power-to-gas .
Niedersächsisches Wasserstoffnetzwerk (2026)	Niedersächsisches Wasserstoffnetzwerk (2026) Förderung - Finanzierungshilfen und Vernetzungsangebote zur Umsetzung von Wasserstoffprojekten. https://www.wasserstoff-niedersachsen.de/foerderung/
NRW Bank (2026)	NRW Bank (2026) NRW.BANK.Invest Zukunft. https://www.nrwbank.de/de/foerderung/foerderprodukte/60274/nrwbank-invest-zukunft.html .
Prognos AG (2018)	Prognos AG (2018) Endbericht - Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende. https://www.researchgate.net/profile/Sylvie-Koziel/publication/325711465_Status_und_Perspektiven_fluessiger_Energietraeger_in_der_Energiewende/links/5b34ed95a6fdcc8506d84809/Status-und-Perspektiven-fluessiger-Energietraeger-in-der-Energiewende.pdf .
PtJ (2024)	PtJ (2024) Offizieller Startschuss für die Umsetzung von 23 IPCEI Wasserstoff-Projekten. https://www.ptj.de/ . https://www.ptj.de/veroeffentlichungen/aktuelles/offizieller_startschuss_fuer_die_umsetzung_von_23_ipcei_wasserstoff-projekten .

PtX Allianz (2025)	PtX Allianz (2025) Systemdienliche Elektrolyse: Mit Flexibilität Kosten senken. https://www.ptx-allianz.de/wp-content/uploads/2025/05/250523_ptx-allianz_positionspapier_systemdienliche-elektrolyse.pdf .
Regelleistung Online (2026)	Regelleistung Online (2026) Leistungspreise - Regelleistung Online. https://www.regelleistung-online.de/prl/leistungspreise/ .
Ruhnau und Lehmann (2025)	Ruhnau, Oliver, & Paul Lehmann (2025) Green Hydrogen Support with Overlapping Climate Policies. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/10/EWI_WP_25-09_Green_hydrogen_support_with_overlapping_climate_policies_Ruhnau_Lehmann.pdf .
Schalling et al. (2022)	Schalling, Anne, Oliver Arnhold, Kilian Helfenbein, Tim Röpcke, & Andra Backhaus (2022) Netzdienliche Wasserstoffherzeugung - Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstoffherzeugung.pdf .
SINTEG (2022)	SINTEG (2022) Synthesebericht 2 - Netzdienliche Flexibilitätsmechanismen. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Sinteg/synthesebericht-2-netzdienliche-flexibilitatsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 .
TENNET (2025)	TENNET (2025) Netznutzung. https://tennet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2025-12/25-12-05_TTG_Netzentgelte_fuer_2026.pdf .
TENNET (2026)	TENNET (2026) Preisblätter für die Netznutzung. https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-deutschland/netzentgelte/preisblaetter-fuer-die-netznutzung .
VDE (2022)	VDE (2022) Impulspapier - Netzdienliche Integration von Elektrolyseuren. https://www.vde.com/resource/blob/2226594/279eeea65a48407ecbd2227be6f190e9/netzdienliche-integration-von-elektrolyseuren-data.pdf .
Verivox (2026)	Verivox (2026) THG-Quote Preisentwicklung 2026 VERIVOX. https://www.verivox.de/elektromobilitaet/thg-quote/preisentwicklung/ .
Weidlich et al. (2025)	Weidlich, Anke, Andreas Bublitz, Wolf Fichtner, Gunter Grimm, Veit Hagenmeyer, Marcus Helfer, Martin Herrmann, Rebecca Hofmann, Andreas Jahn, Sabine Löbbe, Dominik Möst, Karsten Neuhoff, Philipp Staudt, Richard Tretter, Tobias Weißbach, & Martin Zapf (2025) Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland. doi:10.6094/UNIFR/265452.
Wirtschaftswoche (2024)	Wirtschaftswoche (2024) Auktion von H2 Global - Deutschlands erster Wasserstoff-Durchbruch. https://www.wiwo.de/unternehmen/industrie/auktion-von-h2-global-deutschlands-erster-wasserstoff-durchbruch/29895092.html