Elektrolyse

QUERSCHNITTSFORMAT ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILNETZ

Tragfähige Lösungen für den Wasserstoffmarkthochlauf

Diskussionspapier aus dem
Kooperationsforum Elektrolyse

Folgende Unternehmen haben sich am Kooperationsforum Elektrolyse beteiligt und einen Beitrag zur Erarbeitung der Lösungen geleistet:

bayernoil
PORT OF WILHELMS HAVEN ENERGY HUB
ENERTRAG
rag AUSTRIA AG
TES
thüga AKTIENGESELLSCHAFT
Tyczka
uniper
VKENERGIE
VNG

Die Inhalte des Diskussionspapiers stellen eine neutrale Zusammenfassung der Diskussion im Forum dar. Sie bilden daher unterschiedliche Perspektiven ab, spiegeln jedoch nicht zwangsläufig die Positionen, Meinungen oder Interessen einzelner teilnehmender Unternehmen wider.

Die dargestellten Lösungsansätze wurden von der FfE auf Grundlage der Diskussion sowie eigener Analysen entwickelt und mit den Teilnehmenden konsultiert. Die Zustimmung der Forumsmitglieder zu den Lösungsansätzen und Kernaussagen wurde an den entsprechenden Stellen im Dokument kenntlich gemacht.

Impressum

Herausgeber

Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Diskussionspapier aus dem Kooperationsforum Elektrolyse
Teil der Initiative der FfE-Kooperationsforen

Veröffentlicht am
09.10.2026

Projektleitung
David Ruprecht
Dr.-Ing. Simon Pichlmaier

Weitere Bearbeiter:innen
Regina Reck
Tapio Schmidt-Achert
Katharina Sommer
Stefan Wiesheu

Geschäftsleitung
Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellinger
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Teilnehmer im Kooperationsforum Elektrolyse
(Stand Oktober 2026)
- Bayernoil
- Energy Hub Wilhelmshaven
- Enertrag
- rag Austria AG
- TES
- Thüga AG
- Tyczka AG
- uniper
- VK Energie
- VNG

Bitte zitieren als
FfE (2026): Tragfähige Lösungen für den Wasserstoffmarkthochlauf. Diskussionspapier aus dem Kooperationsforum Elektrolyse.

Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Inhaltsverzeichnis

Tragfähige Lösungen für den Wasserstoffmarkthochlauf 5

1 Einleitung 6

1.1 Hintergrund und Motivation 6

1.2 Vorgehen im Kooperationsforum 7

2 Strombezugskriterien 8

2.1 Regulatorischer Rahmen 8

2.2 Analyse der Mehrkosten 8

2.3 Überprüfung der RFNBO-Strombezugskriterien 9

2.4 Lösungsbaustein: Anpassung der RFNBO-Strombezugskriterien 10

3 Netzdienliche Integration 11

3.1 Regulatorischer Rahmen 11

3.2 Analyse der Kostenwirkung 12

3.3 Lösungsbaustein: Sondernetzentgelt für Elektrolyseure 13

4 Abnahme und Förderinstrumente 14

4.1 Ausgangslage zur Wasserstoffabnahme 14

4.2 Bestehende Nachfrage- und Förderinstrumente 15

4.3 Weitere Herausforderungen für Abnahme 16

4.4 Lösungsbaustein: Zweiphasiger Doppelauktionsmechanismus 17

Zur Initiative der Kooperationsforen 21

Literaturverzeichnis 22

Tragfähige Lösungen für den Wasserstoffmarkthochlauf

Gezielte regulatorische Anpassungen und geeignete Förderinstrumente können den Wasserstoffmarkthochlauf unterstützen, indem sie die Erzeugungsbedingungen verbessern, langfristige Abnahme ermöglichen und tragfähige Marktstrukturen aufbauen.

Der Ausbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland bleibt hinter den ursprünglichen Erwartungen zurück. Hohe Wasserstoffgestehungskosten, regulatorische Unsicherheiten und fehlende langfristige Abnahmeverträge erschweren Investitionsentscheidungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Im Kooperationsforum Elektrolyse wurden diese Herausforderungen gemeinsam analysiert und drei Lösungsbausteine entwickelt.

1

Strombezugskriterien an die Hochlaufphase anpassen.
Die RFNBO-Strombezugskriterien erhöhen die Wasserstoffgestehungskosten und schränken Strombeschaffung und Betriebsweise von Elektrolyseuren ein. Die Teilnehmenden des Kooperationsforums schätzen die dadurch entstehenden Mehrkosten für Projekte in Deutschland im Mittel auf rund 2,1 €/kg H_2. Der europäische Review-Prozess bietet die Möglichkeit, die Anforderungen stärker an die Hochlaufphase anzupassen. Als zentrale Anpassungsoptionen werden eine Verschiebung der Zusätzlichkeit bis 2035 und die Beibehaltung der monatlichen zeitlichen Korrelation bis mindestens 2035 betrachtet. So kann die Umsetzbarkeit von Elektrolyseprojekten verbessert werden, ohne die grundlegenden Ziele der Strombezugskriterien aufzugeben.

2

Sondernetzentgelt für Elektrolyseure verlässlich ausgestalten.
Mit dem Auslaufen der bisherigen Netzentgeltbefreiung muss die Beteiligung von Elektrolyseuren an der Netzfinanzierung neu geregelt werden. Das im AgNes-Festlegungsentwurf vorgesehene Sondernetzentgelt für grünen und kohlenstoffarmen Wasserstoff bildet eine geeignete Grundlage für die zukünftige Netzentgeltsystematik. Der reine Kapazitätspreis begrenzt die zusätzliche Kostenbelastung, vermeidet Arbeitspreise und berücksichtigt die bereits durch die RFNBO-Strombezugskriterien eingeschränkte Fahrweise. Am zunächst vorgesehenen Verzicht auf dynamische Netzentgelte sollte festgehalten werden. Für bestehende Projekte sollten diese auch bei einer späteren Einführung nur freiwillig anwendbar sein.

3

Kostenlücke schließen und langfristige Abnahme ermöglichen.
Die Wasserstoffabnahme wird insbesondere in der Industrie durch die Kostenlücke gegenüber fossilen Alternativen und fehlende langfristige Abnahmeverträge begrenzt. Bestehende Instrumente adressieren beide Herausforderungen nur teilweise. Der daraus entwickelte Lösungsbaustein ist ein zweiphasiger Doppelauktionsmechanismus, der Förderung und Marktorganisation verbindet. In der ersten Phase führt ein staatlicher oder staatlich mandatierter Intermediär Angebot und Nachfrage über wettbewerbliche Auktionen zusammen und sichert langfristige Abnahmeverträge auf der Erzeugerseite ab. Mit zunehmender Marktliquidität sollen privatwirtschaftliche Midstreamer schrittweise größere Teile der Marktorganisation übernehmen, während der Staat die verbleibende Kostenlücke adressiert. So können Investitionen in Elektrolysekapazitäten ermöglicht und tragfähige Marktstrukturen aufgebaut werden.

1 Einleitung

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für die Defossilisierung von Anwendungen, die nur schwer direkt elektrifiziert werden können. Gleichzeitig bleiben der Wasserstoffmarkthochlauf und der Ausbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland hinter den ursprünglichen Erwartungen zurück. Das Kooperationsforum Elektrolyse greift zentrale Herausforderungen dieses Hochlaufs auf und entwickelt auf Grundlage des Austauschs mit den beteiligten Unternehmen sowie ergänzender Analysen mögliche Lösungsbausteine.

1.1 Hintergrund und Motivation

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie formulierte für 2030 eine Zielgröße von 10 GW Elektrolysekapazität in Deutschland [1]. Auch wenn diese Zielgröße von der Bundesregierung nicht mehr verfolgt wird, bleibt der Wasserstoffmarkthochlauf mit Blick auf die europäischen Zielsetzungen und die in Deutschland gesetzlich verankerten Klimaziele politisch relevant. Insbesondere für Anwendungen, die nur schwer direkt elektrifiziert werden können, stellt Wasserstoff eine wichtige Defossilisierungsoption dar.

Der stockende Wasserstoffmarkthochlauf ist kein isoliertes Erzeugungsproblem. Er ergibt sich aus der gegenseitigen Abhängigkeit von Erzeugung, Abnahme und Infrastruktur. Hohe Erzeugungskosten gegenüber fossilen Alternativen treffen auf eine begrenzte Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer. Gleichzeitig erschweren fehlende langfristige Abnahmeverträge sowie Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Infrastruktur und regulatorischen Rahmenbedingungen Investitionsentscheidungen für neue Elektrolyseprojekte [2].

Abbildung 1-1 veranschaulicht diese Wechselwirkungen und ordnet zugleich die zentralen Handlungsfelder des Kooperationsforums ein.

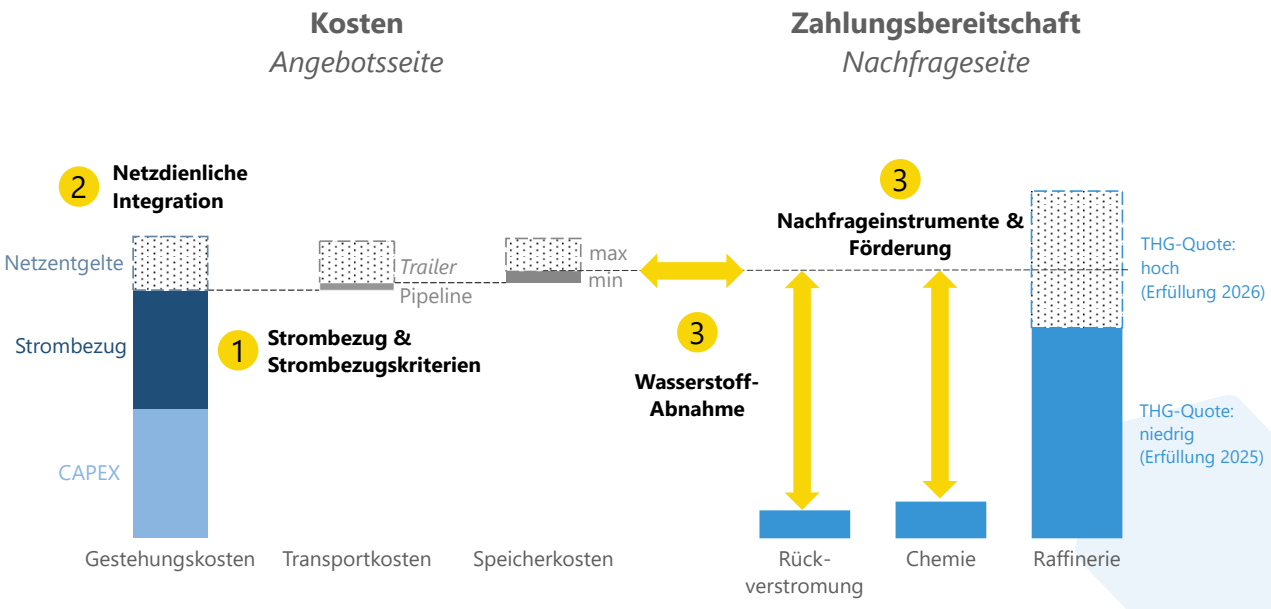


Abbildung 1-1: Zentrale Herausforderungen und Handlungsfelder des Wasserstoffmarkthochlaufs

1.2 Vorgehen im Kooperationsforum

Ziel des Kooperationsforums Elektrolyse ist es, die laufenden Debatten zu drängenden Problemstellungen rund um den Hochlauf von Elektrolysekapazitäten strukturiert zusammenzuführen und mögliche Lösungen zu erarbeiten. In Abstimmung mit den Forumsmitgliedern wurden vier zentrale Handlungsfelder identifiziert:

- **Strombezug und Strombezugskriterien**
- **Netzdienliche Integration**
- **Nachfrageinstrumente und Förderung**
- **Wasserstoffabnahme**

Aufgrund ihrer engen Wechselwirkungen wurden die Handlungsfelder Nachfrageinstrumente und Förderung sowie Wasserstoffabnahme bei der Entwicklung des Lösungsbausteins gemeinsam betrachtet.

Die Grundlage dieses Berichts bilden die im Projektverlauf erarbeiteten und mit den Forumsmitgliedern diskutierten Inhalte. Das Vorgehen umfasste drei aufeinander aufbauende Formate.

- **Auftaktworkshops**: Für jedes Handlungsfeld wurde zunächst ein Auftaktworkshop durchgeführt. Gemeinsam mit den beteiligten Unternehmen wurden die jeweiligen Herausforderungen identifiziert und aus unterschiedlichen Perspektiven konkretisiert.
- **Hintergrundgespräche**: Ergänzend fanden Gespräche mit den Teilnehmenden des Kooperationsforums statt. Ziel war es, Herausforderungen und Erfahrungen aus der Praxis sowie Einschätzungen zu möglichen Lösungsansätzen vertieft und vertraulich zu erfassen.
- **Lösungsworkshops**: Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen entwickelte die FfE mögliche Lösungsbausteine. Diese wurden mit den beteiligten Unternehmen diskutiert, bewertet und weiterentwickelt.

Der Bericht fasst die wesentlichen Erkenntnisse aus den Workshops, Hintergrundgesprächen und ergänzenden Analysen zusammen. Die folgenden Kapitel ordnen die regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der betrachteten Handlungsfelder ein und stellen die daraus abgeleiteten Lösungsbausteine einschließlich ihrer Chancen sowie der verbleibenden offenen Fragen und Bedenken dar.

Betrachtungsrahmen
Der Bericht betrachtet den Markthochlauf von elektrolytischem Wasserstoff mit Schwerpunkt auf dem Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland. Grundlage sind die Diskussionen und Ergebnisse des von der FfE initiierten und organisierten Kooperationsforums Elektrolyse. Die Anforderungen der Verbrauchssektoren waren nicht eigenständiger Gegenstand des Forums, werden aber berücksichtigt, soweit sie die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Elektrolyseprojekten unmittelbar beeinflussen. Die europäischen und nationalen Klimaziele bilden den übergeordneten politischen Betrachtungsrahmen.

2 Strombezugskriterien

Die RFNBO-Strombezugskriterien haben wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten. Sowohl wissenschaftliche Analysen als auch die Einschätzungen der Teilnehmenden des Kooperationsforums weisen auf relevante Mehrkosten durch die bestehenden Anforderungen hin. Vor diesem Hintergrund werden die Kriterien derzeit auf europäischer Ebene überprüft. Das Kooperationsforum Elektrolyse hat die Kostenwirkungen der Strombezugskriterien analysiert und die laufende Diskussion zu möglichen Anpassungen aufgegriffen.

2.1 Regulatorischer Rahmen

Die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 legt fest, unter welchen Bedingungen der für die Erzeugung erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO) eingesetzte Strom als vollständig erneuerbar gilt. Für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff über Elektrolyse sieht die Verordnung vier mögliche Strombezugsoptionen vor: Den direkten Bezug aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage, den Netzstrombezug in Gebotszonen mit einem Anteil erneuerbarer Energien von mehr als 90 %, den Strombezug über Power Purchase Agreements (PPA) sowie die Nutzung von Strommengen, die andernfalls aufgrund von Netzengpässen abgeregelt würden [3].

In der Praxis ist insbesondere der netzgebundene Strombezug über PPA relevant. Damit der bezogene Strom als vollständig erneuerbar anerkannt wird, müssen grundsätzlich Anforderungen an die Zusätzlichkeit sowie an die zeitliche und geografische Korrelation zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch erfüllt werden. Die Zusätzlichkeit sieht vor, dass der eingesetzte Strom aus neu errichteten Erneuerbare-Energien-Anlagen stammt. Die betreffende Anlage darf grundsätzlich höchstens 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein. Die Anwendung des Kriteriums ist ab 2028 vorgesehen.

Die zeitliche Korrelation verlangt eine zeitliche Übereinstimmung zwischen der erneuerbaren Stromerzeugung und dem Stromverbrauch des Elektrolyseurs. Bis einschließlich 2029 ist hierfür eine monatliche Bilanzierung ausreichend. Ab 2030 ist grundsätzlich eine stündliche Übereinstimmung erforderlich. Daneben bestehen preisbasierte Ausnahmen für Stunden mit besonders niedrigen Strompreisen. Die geografische Korrelation begrenzt die räumliche Entfernung zwischen Stromerzeugung und Elektrolyse und stellt damit einen weiteren Bestandteil des PPA-basierten Strombezugs dar.

Die Kriterien sollen sicherstellen, dass die Wasserstofferzeugung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien einhergeht und mit der Defossilisierung des Stromsystems vereinbar ist. Gleichzeitig beeinflussen sie die Möglichkeiten der Strombeschaffung und die Betriebsweise von Elektrolyseuren. Die daraus entstehenden Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten werden im folgenden Abschnitt betrachtet.

2.2 Analyse der Mehrkosten

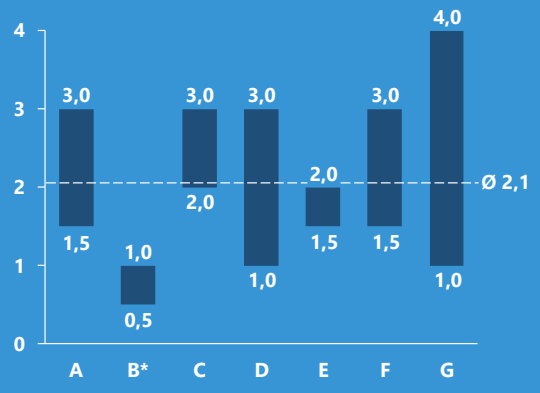
Sowohl modellbasierte Analysen der FfE als auch die Einschätzungen der Teilnehmenden des Kooperationsforums weisen darauf hin, dass die RFNBO-Strombezugskriterien die Wasserstoffgestehungskosten relevant erhöhen. Die Anforderungen an Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation wirken dabei über unterschiedliche Mechanismen: Während die zeitliche Korrelation die flexible Betriebsweise und Auslastung von Elektrolyseuren begrenzt, beeinflusst die Zusätzlichkeit vor allem die Kostenbasis der Strombeschaffung.

Die modellierten Kostenwirkungen unterscheiden sich deutlich zwischen den betrachteten europäischen Ländern. Für die Zusätzlichkeit reichen die ermittelten Mehrkosten von rund 0,14 bis 9,87 €/kg H_2 beziehungsweise von 2,3 bis 137 %. Für die zeitliche Korrelation ergibt sich eine Bandbreite von 0,21 bis 2,11 €/kg H_2 beziehungsweise von 5 bis 18 %. Die große Spannweite verdeutlicht, dass die Kostenwirkung der Kriterien wesentlich von den jeweiligen Standort-, Erzeugungs- und Marktbedingungen abhängt. Eine ausführliche Darstellung der Methodik, Annahmen und Ergebnisse enthält das Diskussionspapier „Additional Costs of Green Hydrogen from RFNBO Electricity Criteria" des Kooperationsforums Elektrolyse [4].

Für Deutschland weist die Modellierung Mehrkosten von 2,89 €/kg H_2 beziehungsweise 43,7 % durch die

Zusätzlichkeit und von 0,57 €/kg H_2 beziehungsweise 8,5 % durch die zeitliche Korrelation aus. Im betrachteten Modellrahmen ist die Zusätzlichkeit damit der deutlich stärkere der beiden untersuchten Kostentreiber [4].

Einschätzungen der Forumsmitglieder zu den Mehrkosten der RFNBO-Strombezugskriterien (in €/kg H_2)



* nur monatliche Korrelation berücksichtigt

Auch die Einschätzungen der Forumsmitglieder zeigen eine relevante Kostenwirkung für Elektrolyseprojekte in Deutschland. Im Mittel wurden zusätzliche Kosten von rund 2,1 €/kg H_2 angegeben, wobei die Einzelangaben zwischen 0,5 und 4,0 €/kg H_2 liegen. Als besonders kritisch wurden die Zusätzlichkeit, der Übergang zur stündlichen zeitlichen Korrelation und die eingeschränkte Flexibilität der Strombeschaffung bewertet.

Die Modellergebnisse und die Einschätzungen aus dem Forum sind aufgrund ihrer unterschiedlichen methodischen Grundlagen nicht unmittelbar vergleichbar. Die Modellierung untersucht die Wirkungen einzelner Kriterien anhand definierter Referenzszenarien, während die Forumsangaben die erwarteten Mehrkosten unter konkreten Projektbedingungen zusammenfassen. Auch die modellierten Kostenwirkungen von Zusätzlichkeit und zeitlicher Korrelation sind nicht zu addieren. Beide Perspektiven zeigen jedoch übereinstimmend, dass die RFNBO-Strombezugskriterien die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten in Deutschland wesentlich beeinflussen [4].

2.3 Überprüfung der RFNBO-Strombezugskriterien

Im Rahmen der Initiative AccelerateEU hat die Europäische Kommission eine gezielte Überprüfung der RFNBO-Strombezugskriterien angekündigt und damit den ursprünglich erst für 2028 vorgesehenen Evaluierungsprozess deutlich vorgezogen. Im Mittelpunkt der Überprüfung stehen insbesondere die Anforderungen an Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit von Elektrolyseprojekten [5].

Die Überprüfung war ursprünglich für das zweite Quartal 2026 angekündigt worden [5]. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts lag jedoch weiterhin kein Ergebnis des Review-Prozesses vor. Gleichzeitig hält die Diskussion über mögliche Anpassungen der Kriterien auf europäischer Ebene an.

Stimmungsbild

Frage: Sollen die RFNBO-Kriterien im Rahmen des aktuellen Reviewprozesseses angepasst werden?

Nein, … — **Neutral** — **Ja, …**

… ein ggf. langwieriger Anpassungsprozess sorgt für neue Unsicherheiten. Die Branche kann mit den bestehenden Regelungen trotz Herausforderungen leben.

… die bestehenden Regelungen müssen angepasst bzw. Übergangsfristen verlängert werden, um Geschäftsmodelle zu ermöglichen

In den bisherigen Stellungnahmen von Mitgliedstaaten und Industrieverbänden zeichnet sich dabei eine ähnliche Stoßrichtung ab. Diskutiert werden insbesondere eine Verlängerung der Übergangsregelungen für Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation sowie weitere Maßnahmen zur Verbesserung der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit von Elektrolyseprojekten [6] [7].

2.4 Lösungsbaustein: Anpassung der RFNBO-Strombezugskriterien

Bei der Entwicklung des Lösungsbausteins stand die Frage im Mittelpunkt, wie die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Elektrolyseprojekten verbessert und damit der Wasserstoffmarkthochlauf unterstützt werden können, ohne die grundlegenden Ziele der RFNBO-Strombezugskriterien aufzugeben. Grundlage bilden die Ergebnisse der FfE-Analysen, die Einschätzungen der Teilnehmenden des Kooperationsforums sowie die im Rahmen des laufenden Review-Prozesses eingebrachten Anpassungsvorschläge.

Status Quo
Die laufende Überprüfung der RFNBO-Strombezugskriterien verdeutlicht den Bedarf, die Auswirkungen der bestehenden Anforderungen auf die Wirtschaftlichkeit und Realisierbarkeit von Elektrolyseprojekten erneut zu bewerten.

Beschreibung der Lösung
Im Rahmen des laufenden Review-Prozesses haben sowohl eine gemeinsame Initiative Deutschlands, Spaniens, der Niederlande, Polens und Österreichs als auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Vorschläge zur Anpassung der RFNBO-Strombezugskriterien vorgelegt. Beide Initiativen verfolgen dabei eine ähnliche Stoßrichtung und fokussieren insbesondere auf die Anforderungen an Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation [6] [7].

Übereinstimmend wird vorgeschlagen, die Anwendung der Zusätzlichkeit bis 2035 zu verschieben und die derzeit geltende monatliche zeitliche Korrelation über das Jahr 2030 hinaus bis mindestens 2035 beizubehalten. Darüber hinaus schlagen beide Initiativen eine Überprüfung der bestehenden Ausnahmeregelungen für Stromsysteme mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien vor. Während die gemeinsame Staateninitiative eine Prüfung des derzeitigen Schwellenwerts von 90 % erneuerbarem Stromanteil anregt, schlägt der BDEW eine Absenkung dieses Schwellenwerts auf 80 % vor [6] [7].

Die vorgeschlagenen Anpassungen adressieren insbesondere jene Anforderungen, die von den Teilnehmenden des Kooperationsforums als besonders relevant für die Umsetzung von Elektrolyseprojekten bewertet wurden. Im Mittelpunkt stehen dabei die Anforderungen an Zusätzlichkeit und zeitliche Korrelation sowie deren Auswirkungen auf Strombeschaffung und Betriebsweise von Elektrolyseuren. Die grundlegenden Ziele der Strombezugskriterien sollen dabei erhalten bleiben.

Chancen
Die vorgeschlagenen Anpassungen können dazu beitragen, die wirtschaftliche Umsetzbarkeit von Elektrolyseprojekten in der aktuellen Hochlaufphase zu verbessern. Die im Forum geschätzten Mehrkosten der Strombezugskriterien liegen im Mittel bei rund 2,1 €/kg H_2. Eine Anpassung dieser Anforderungen wird daher mit der Erwartung verbunden, die Wirtschaftlichkeit neuer Projekte zu verbessern.

Darüber hinaus erwarten die Teilnehmenden, dass eine Verlängerung bestehender Übergangsregelungen die Entwicklung und Realisierung von Elektrolyseprojekten unterstützen kann. Genannt werden insbesondere eine höhere Planbarkeit, eine größere Investitionssicherheit sowie eine bessere Grundlage für die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle. Gleichzeitig wird betont, dass die grundlegenden Ziele der Strombezugskriterien erhalten bleiben sollen.

Die vorgeschlagenen Anpassungen könnten damit dazu beitragen, die Rahmenbedingungen für Projekte in der aktuellen Hochlaufphase stärker an die Marktrealität anzupassen und Investitionsentscheidungen zu erleichtern.

Offene Fragen & Bedenken
Die vorgeschlagenen Anpassungen lösen nicht alle von den Teilnehmenden identifizierten Hemmnisse. Insbesondere die Verpflichtung zum Strombezug über Power Purchase Agreements (PPA) und die damit verbundenen Einschränkungen der Beschaffungsflexibilität bleiben weiterhin bestehen. Aus Sicht der Teilnehmenden können dadurch auch künftig zusätzliche Kosten entstehen, die durch die vorgeschlagenen Anpassungen nicht unmittelbar adressiert werden.

Auch bei einer Anpassung von Zusätzlichkeit und zeitlicher Korrelation bleiben die Stromkosten einer der wesentlichen Bestandteile der Wasserstoffgestehungskosten. Die vorgeschlagenen Änderungen adressieren damit nicht die grundsätzliche Herausforderung hoher Strompreise für Elektrolyseprojekte in Deutschland und Mitteleuropa.

Link zum Diskussionspapier:
Zusätzliche Kosten von grünem Wasserstoff durch die RFNBO-Strombezugskriterien
(Englisch)

3 Netzdienliche Integration

Die zukünftige Netzentgeltsystematik hat wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten. Mit dem Auslaufen der bisherigen Regelungen muss die Beteiligung von Elektrolyseuren an der Finanzierung der Stromnetze neu ausgestaltet werden. Der aktuelle AgNes-Festlegungsentwurf sieht hierfür ein Sondernetzentgelt vor und greift zugleich die Frage auf, inwieweit Elektrolyseure netzdienlich auf Preissignale reagieren können. Das Kooperationsforum Elektrolyse hat die Kostenwirkung des vorgeschlagenen Sondernetzentgelts analysiert und den verbleibenden Regelungsbedarf eingeordnet.

3.1 Regulatorischer Rahmen

Mit dem Auslaufen der bisherigen Netzentgeltsystematik wird die zukünftige Beteiligung von Elektrolyseuren an der Finanzierung der Stromnetze neu geregelt. Der AgNes-Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur enthält hierzu erstmals einen konkreten Vorschlag. Ausgangspunkt ist die bisherige vollständige Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure. Diese soll durch eine neue Systematik ersetzt werden, die sowohl die Finanzierung der Netzinfrastruktur als auch die besondere Rolle von Elektrolyseuren im Energiesystem berücksichtigt [8].

Bisherige Netzentgeltbefreiung
Elektrolyseure, die nach dem 4. August 2011 und bis spätestens zum 4. August 2029 in Betrieb genommen werden, können gemäß § 118 Abs. 6 EnWG für einen Zeitraum von 20 Jahren von den Entgelten für den Netzzugang befreit werden [9]. Die Regelung wurde vor dem Hintergrund des Wasserstoffmarkthochlaufs und der noch frühen Entwicklungsphase der Elektrolysetechnologie geschaffen. Durch die Befreiung von Netzentgelten werden die laufenden Strombezugskosten reduziert und die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten verbessert.

AgNes-Festlegungsentwurf
Mit dem Auslaufen der Stromnetzentgeltverordnung zum 31. Dezember 2028 wird eine Neuregelung der Netzentgeltsystematik erforderlich. Die Bundesnetzagentur bewertet eine dauerhafte vollständige Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure als nicht mit den Anforderungen der zukünftigen Netzentgeltsystematik vereinbar. Grundsätzlich sollen alle Netznutzer einen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten [8].

Der aktuelle Festlegungsentwurf trägt den besonderen Rahmenbedingungen von Elektrolyseuren stärker Rechnung als frühere Verfahrensstände und sieht erstmals ein eigenständiges Sondernetzentgelt für die Herstellung von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff vor. Dem vorausgegangen waren Konsultationen, in denen insbesondere die Auswirkungen der RFNBO-Vorgaben auf die Betriebsweise von Elektrolyseuren, ihre Rolle für den Wasserstoffhochlauf sowie mögliche netzdienliche Effekte diskutiert wurden [8].

Für Elektrolyseure zur Herstellung von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff sieht der Festlegungsentwurf ein Sondernetzentgelt vor. Dieses besteht ausschließlich aus einem Kapazitätspreis auf die vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität. Arbeitspreise sind nicht vorgesehen. Die Höhe orientiert sich am bundeseinheitlichen Finanzierungsentgelt für Erzeugungsanlagen. Elektrolyseure, die weder grünen noch kohlenstoffarmen Wasserstoff herstellen, unterliegen dem allgemeinen Entgeltregime für größere Letztverbraucher [8].

Für bereits privilegierte Anlagen sowie für fortgeschrittene Projekte sieht der Entwurf Übergangs- und Vertrauensschutzregelungen vor. Die bestehende Netzentgeltbefreiung bleibt für privilegierte Anlagen erhalten. Darüber hinaus soll Vertrauensschutz für Projekte gelten, bei denen vor Bekanntgabe der Festlegung eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde und deren Inbetriebnahme bis spätestens zum 4. August 2029 erfolgt [8].

Dynamische Netzentgelte
Der Festlegungsentwurf führt für Elektrolyseure zunächst keine dynamischen Netzentgelte ein. Die Bundesnetzagentur begründet dies unter anderem damit, dass Elektrolyseure zwar grundsätzlich auf dynamische Preissignale reagieren könnten, ihre Betriebsweise jedoch bereits durch die europäischen Vorgaben zur Herstellung von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff eingeschränkt wird [8].

Dies stellt eine Abweichung von früheren Verfahrensständen dar, in denen dynamische Netzentgelte grundsätzlich als mögliches Instrument zur Aktivierung von Flexibilität diskutiert wurden. In der Konsultation wurde jedoch darauf hingewiesen, dass die RFNBO-Vorgaben die tatsächlich verfügbare Flexibilität begrenzen und durch die PPA-Bindung widersprüchliche Anreize zwischen Strombeschaffung und netzdienlicher Fahrweise entstehen können [8].

Gleichzeitig behält sich die Bundesnetzagentur ausdrücklich vor, dynamische Netzentgelte für Elektrolyseure zu einem späteren Zeitpunkt in einer gesonderten Festlegung einzuführen. Der aktuelle Entwurf enthält hierzu jedoch noch keine konkreten Regelungen hinsichtlich Ausgestaltung, Anwendungsbereich oder Übergangsregelungen [8].

3.2 Analyse der Kostenwirkung

Regulatorische Strompreisbestandteile können die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten erheblich beeinflussen. Ihre tatsächliche Kostenwirkung hängt jedoch wesentlich von den verfügbaren Entlastungsregelungen ab. Die FfE hat die Wirkung regulatorischer Strompreisbestandteile für Deutschland und ausgewählte europäische Länder analysiert und die Auswirkungen des im AgNes-Festlegungsentwurf vorgesehenen Sondernetzentgelts eingeordnet.

Methodik
Die Analyse betrachtet regulatorische Strompreisbestandteile für Elektrolyseure sowie die Wirkung verfügbarer Entlastungsregelungen. Für Deutschland wurde die Kostenwirkung des im AgNes-Festlegungsentwurf vorgesehenen Sondernetzentgelts untersucht. Die Bundesnetzagentur hält hierfür einen Kapazitätspreis in einer Bandbreite von 4 bis 7 €/kW*a für plausibel [10]. Zur Einordnung der Größenordnung wird im Folgenden der Mittelwert von 5,5 €/kW*a verwendet. Die Ergebnisse werden als spezifische Kostenwirkungen in €/kg H_2 dargestellt und basieren auf einer stündlichen RFNBO-konformen Fahrweise mit ca. 5.850 Volllaststunden pro Jahr.

Ergebnisse und Einordnung
Abbildung 3-1 zeigt die regulatorische Bruttobelastung sowie die nach Berücksichtigung der jeweils betrachteten Entlastungsregelungen verbleibende Belastung für Elektrolyseure in Deutschland und ausgewählten europäischen Vergleichsländern.

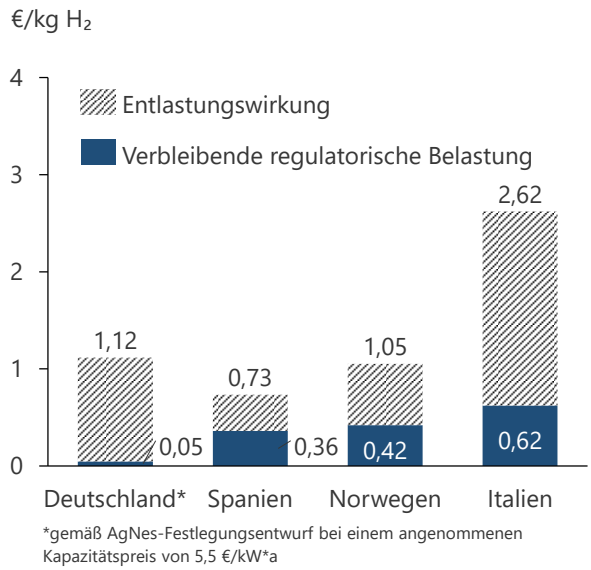


Abbildung 3-1 Regulatorische Strompreisbestandteile und Entlastungswirkungen für Elektrolyseure in ausgewählten europäischen Ländern

Für Deutschland ergibt sich unter den betrachteten Annahmen eine regulatorische Bruttobelastung von rund 1,12 €/kg H_2. Nach Berücksichtigung der betrachteten Entlastungsregelungen verbleibt eine Belastung von rund 0,05 €/kg H_2. Die Analyse verdeutlicht damit die hohe Bedeutung von Entlastungsregelungen bei Netzentgelten, Umlagen und Stromsteuern. Das im AgNes-Festlegungsentwurf vorgesehene Sondernetzentgelt erhöht die regulatorische Belastung gegenüber der bisherigen vollständigen Befreiung. Seine direkte Kostenwirkung bleibt unter den betrachteten Annahmen jedoch begrenzt.

Auch in den übrigen betrachteten Ländern bestimmen Entlastungsregelungen die tatsächliche Kostenwirkung wesentlich. Gleichzeitig unterscheiden sich die nationalen Systeme erheblich: Spanien nutzt zeitlich differenzierte Netzentgelte, Italien stärker volumenabhängige Komponenten und Norwegen regionale sowie netzverlustbasierte Elemente. Der Vergleich dient daher der Einordnung und stellt keinen vollständig harmonisierten Kostenvergleich dar.

Insgesamt sind die bestehenden Entlastungsregelungen und deren zukünftige Ausgestaltung für die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten von größerer Bedeutung als der vorgesehene Kapazitätspreis allein.

3.3 Lösungsbaustein: Sondernetzentgelt für Elektrolyseure

Bei der Entwicklung des Lösungsbausteins stand die Frage im Mittelpunkt, wie Elektrolyseure angemessen an der Finanzierung der Stromnetze beteiligt werden können, ohne ihre besondere Rolle für den Wasserstoffhochlauf und ihre regulatorisch eingeschränkte Betriebsweise zu vernachlässigen. Grundlage bilden der AgNes-Festlegungsentwurf, die FfE-Kostenanalyse sowie die Einschätzungen der Teilnehmenden des Kooperationsforums.

Status Quo
Mit dem AgNes-Festlegungsentwurf liegt ein konkreter Vorschlag für die zukünftige Beteiligung von Elektrolyseuren an der Finanzierung der Stromnetze vor. Die endgültige Ausgestaltung ist bis zum Abschluss des Festlegungsverfahrens noch offen. Zudem behält sich die Bundesnetzagentur vor, dynamische Netzentgelte für Elektrolyseure später in einer gesonderten Festlegung einzuführen.

Beschreibung der Lösung
Das im AgNes-Festlegungsentwurf vorgesehene Sondernetzentgelt für Elektrolyseure zur Herstellung von grünem und kohlenstoffarmem Wasserstoff wurde im Kooperationsforum grundsätzlich positiv bewertet. Die Beteiligung an der Netzfinanzierung über einen reinen Kapazitätspreis berücksichtigt die bereitgestellte Netzanschlusskapazität, ohne den Stromverbrauch zusätzlich durch einen Arbeitspreis zu belasten. Dieser Ansatz wird daher als geeignete Grundlage für die endgültige Festlegung betrachtet.

Vor dem Hintergrund der regulatorisch und vertraglich eingeschränkten Fahrweise erscheint der zunächst vorgesehene Verzicht auf dynamische Netzentgelte sachgerecht. Vor einer möglichen späteren Einführung sollte geprüft und transparent dargestellt werden, wie dynamische Preissignale mit den RFNBO-Vorgaben, langfristigen Strombeschaffungsverträgen und der tatsächlich verfügbaren Flexibilität von Elektrolyseuren vereinbar sind. Die wirtschaftliche Wirkung dynamischer Netzentgelte auf Elektrolyseprojekte ist derzeit nicht absehbar. Anders als bei Stromspeichern kann nicht grundsätzlich von einer positiven Wirkung ausgegangen werden.

Für bestehende und bereits final investitionsentschiedene Projekte sollten dynamische Netzentgelte daher nur freiwillig anwendbar sein. Eine Opt-in-Regelung würde Projekten mit geeigneter Betriebsweise die Nutzung dynamischer Preissignale ermöglichen, ohne bestehende Geschäftsmodelle verpflichtend neuen und bislang nicht quantifizierbaren Kostenrisiken auszusetzen. Auch wenn eine solche Regelung nicht Gegenstand der aktuellen AgNes-Festlegung sein kann, benötigen Projekte bereits heute eine verlässliche Perspektive für ihre spätere Behandlung. Eine frühzeitige Klarstellung zur freiwilligen Anwendung möglicher dynamischer Netzentgelte könnte bestehenden und bereits final investitionsentschiedenen Projekten zusätzliche Planungssicherheit geben.

Chancen
Das vorgeschlagene Sondernetzentgelt ermöglicht eine Beteiligung von Elektrolyseuren an der Netzfinanzierung bei zugleich begrenzter direkter Kostenwirkung. Der Verzicht auf einen Arbeitspreis vermeidet zusätzliche betriebsabhängige Belastungen und berücksichtigt damit die besonderen Rahmenbedingungen von Elektrolyseprojekten.

Der zunächst vorgesehene Verzicht auf dynamische Netzentgelte verhindert eine Überlagerung der bereits durch RFNBO-Vorgaben und langfristige Strombeschaffungsverträge eingeschränkten Betriebsweise mit potenziell widersprüchlichen Preissignalen. Eine spätere Opt-in-Regelung könnte es geeigneten Projekten ermöglichen, vorhandene Flexibilität freiwillig und netzdienlich einzusetzen.

Eine frühzeitige Klarstellung zur freiwilligen Anwendung möglicher dynamischer Netzentgelte würde bestehenden und bereits final investitionsentschiedenen Projekten zudem eine verlässlichere Grundlage für heutige Investitions- und Finanzierungsentscheidungen geben.

Offene Fragen & Bedenken
Die endgültige Höhe des Kapazitätspreises steht noch nicht fest. Zudem hängt die spezifische Kostenwirkung von der Auslastung des Elektrolyseurs und der Dimensionierung der vertraglich vereinbarten Netzanschlusskapazität ab. Bei geringerer Auslastung fällt die Belastung je Kilogramm Wasserstoff entsprechend höher aus.

Für mögliche dynamische Netzentgelte sind Ausgestaltung, wirtschaftliche Wirkung und Anwendungsbereich bislang offen. Anders als bei Stromspeichern kann angesichts der RFNBO-Vorgaben, langfristiger Strombeschaffungsverträge und der begrenzten betrieblichen Flexibilität nicht grundsätzlich von einer positiven Wirkung auf Elektrolyseprojekte ausgegangen werden. Eine spätere Opt-in-Regelung müsste daher mit den regulatorischen und vertraglichen Rahmenbedingungen vereinbar und für geeignete Projekte wirtschaftlich attraktiv sein.

4 Abnahme und Förderinstrumente

Die Wasserstoffabnahme wird derzeit sowohl durch die Kostenlücke gegenüber fossilen Alternativen als auch durch fehlende langfristige Abnahmeverträge begrenzt. Bestehende Nachfrage- und Förderinstrumente adressieren diese Herausforderungen nur teilweise. Das Kooperationsforum Elektrolyse hat daher einen Lösungsbaustein entwickelt, der Förderung und Marktorganisation miteinander verbindet.

4.1 Ausgangslage zur Wasserstoffabnahme

Der Wasserstoffmarkthochlauf wird wesentlich durch fehlende langfristige Abnahmeverträge gebremst. Ursache ist neben der Lücke zwischen Bereitstellungskosten und Zahlungsbereitschaft die unsichere Entwicklung von Wasserstoffpreisen, Alternativtechnologien, Infrastruktur und regulatorischen Rahmenbedingungen. Langfristige Verträge sind daher sowohl für Erzeuger als auch für Abnehmer mit erheblichen Risiken verbunden.

Für Projektentwickler und Investoren erschwert die fehlende Absatzsicherheit belastbare Investitions- und Finanzierungsentscheidungen. Abnehmer wiederum können die zukünftige Entwicklung von Wasserstoffpreisen, regulatorischen Anforderungen und alternativen Defossilisierungsoptionen nur begrenzt abschätzen. Langfristige Abnahmeverträge kommen daher bislang nur begrenzt zustande, obwohl sie eine zentrale Voraussetzung für den Markthochlauf darstellen. Die daraus entstehende Unsicherheit erhöht zugleich die Finanzierungskosten und damit die Wasserstoffgestehungskosten.

Abbildung 4-1 verdeutlicht die Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaften, die voraussichtlich auch während der Hochlaufphase bestehen bleibt. Während in einzelnen Anwendungen des Verkehrssektors bereits Nachfrageinstrumente existieren, die eine höhere Zahlungsbereitschaft ermöglichen, verbleiben insbesondere in der Industrie erhebliche wirtschaftliche Herausforderungen. Gleichzeitig zeigt die Diskussion im Kooperationsforum, dass die Schließung der Kostenlücke allein nicht ausreicht. Neben geeigneten Nachfrage- und Förderinstrumenten sind Marktstrukturen erforderlich, die langfristige Abnahmeverträge ermöglichen und die damit verbundenen Risiken zwischen Erzeugern und Abnehmern effizient verteilen.

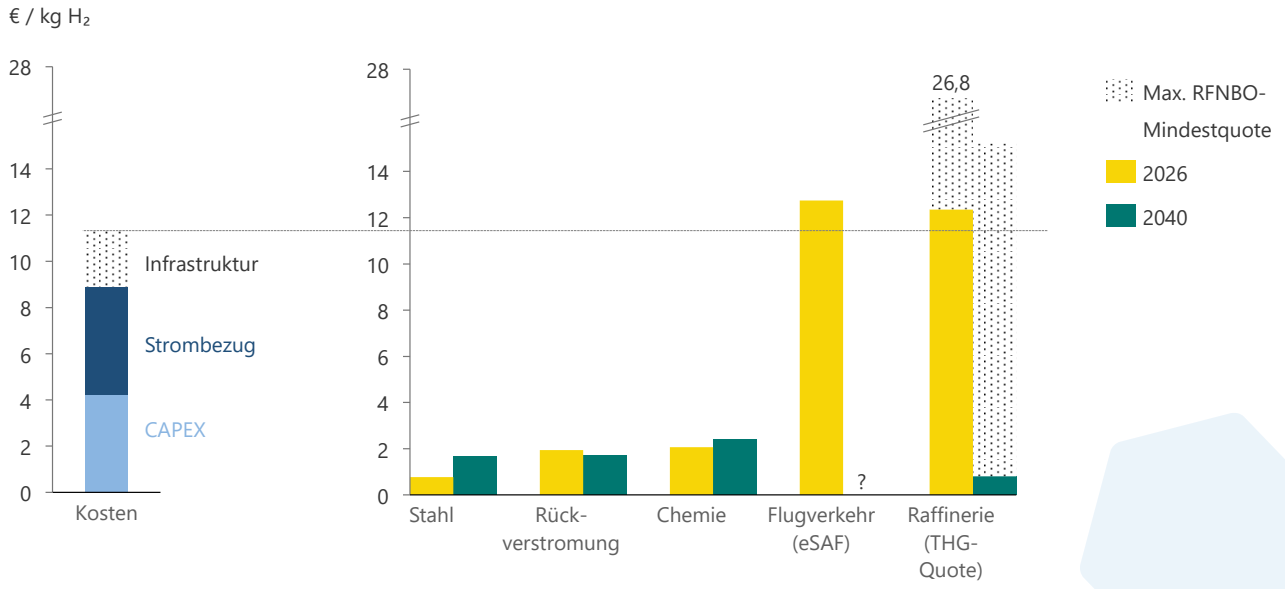


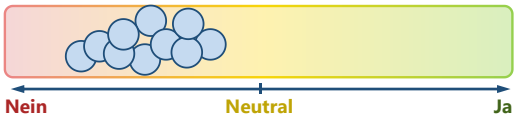
Abbildung 4-1: Gegenüberstellung der Bereitstellungskosten von Wasserstoff und der sektoralen Zahlungsbereitschaft in den Jahren 2026 und 2040

4.2 Bestehende Nachfrage- und Förderinstrumente

Die Einschätzungen der Teilnehmenden deuten darauf hin, dass die bestehenden Instrumente den Wasserstoffhochlauf nur teilweise unterstützen und weiterer Förderbedarf besteht. Zur Einordnung werden im Folgenden die bestehenden Nachfrage- und Förderinstrumente im Verkehrs- und Industriesektor betrachtet.

Stimmungsbild

Frage: Empfinden sie die aktuelle Förderlandschaft für Elektrolyseprojekte als ausreichend?



Abnahme im Verkehr

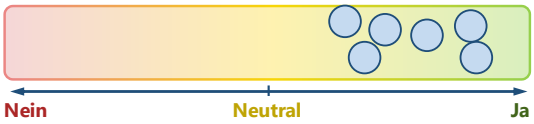
Die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) ist derzeit das wichtigste Nachfrageinstrument für RFNBO im Verkehrssektor. Als marktbasiertes Instrument verpflichtet sie Inverkehrbringer von Kraftstoffen zur Minderung ihrer Treibhausgasemissionen. Eine Erfüllungsoption ist dabei der Einsatz von RFNBO, wodurch insbesondere im Raffineriesektor eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff entsteht. Vor diesem Hintergrund wurden bereits erste größere Abnahmeverträge geschlossen.

Gleichzeitig hat die Entwicklung der vergangenen Jahre gezeigt, dass Erlöse aus der THG-Quote mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sein können. Insbesondere der zwischenzeitliche Preisverfall bei THG-Quotenerfüllungsoptionen führte in der Vergangenheit zur Absage von Projekten. Langfristige Geschäftsmodelle für Elektrolyseure lassen sich daher nur eingeschränkt auf THG-Quotenerlöse stützen [2]. Das zweite Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote adressiert diese Herausforderungen durch die Fortschreibung der Minderungsverpflichtungen bis 2040 sowie die Einführung eines RFNBO-Mindestanteils mit eigener Sanktionierung bei Nichterfüllung. Beide Maßnahmen sollen die langfristige Planbarkeit erhöhen und die Nachfrage nach RFNBO-Wasserstoff stärken.

Die Teilnehmenden bewerten die Weiterentwicklung der THG-Quote überwiegend positiv. Insbesondere die Fortschreibung bis 2040 und die Einführung eines RFNBO-Mindestanteils werden als wichtige Voraussetzungen für langfristige Abnahmeverträge und Investitionsentscheidungen im Wasserstoffhochlauf gesehen.

Stimmungsbild

Frage: Sehen Sie die Weiterentwicklung der THG-Quote als Instrument, das langfristige Abnahmeverträge für H2 und damit Investitionsentscheidungen für Elektrolyse ermöglichen wird?

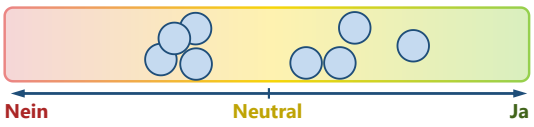


Neben der THG-Quote schaffen europäische Regulierungen zusätzliche Nachfragepotenziale für RFNBO-basierte Kraftstoffe. Im Mittelpunkt steht dabei die Verordnung ReFuelEU-Aviation, die schrittweise verbindliche Quoten für nachhaltige Flugkraftstoffe einführt und ab 2030 eine spezifische Unterquote für synthetische Kraftstoffe (eSAF) vorsieht [11]. Dadurch entsteht zusätzliche Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff als Vorprodukt. Die vorgesehenen Strafzahlungen bei Nichterfüllung dürften grundsätzlich zu einer hohen Zahlungsbereitschaft für eSAF führen. Dem Abschluss langfristiger Abnahmeverträge stehen jedoch insbesondere Unsicherheiten hinsichtlich der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens sowie die im Luftverkehr etablierten kurzfristigen Beschaffungs- und Vertragsstrukturen entgegen.

Ergänzt wird dieser Regulierungsrahmen durch die FuelEU-Maritime-Verordnung, die Anreize für den Einsatz RFNBO-basierter Schiffskraftstoffe setzt [12].

Stimmungsbild

These: ReFuelEU Aviation and FuelEU Maritime als Basis für Geschäftsmodelle



Die Teilnehmenden sehen in ReFuelEU-Aviation und FuelEU-Maritime grundsätzlich eine mögliche Basis für zukünftige Geschäftsmodelle. Gleichzeitig wird deutlich, dass sich viele Projekte weiterhin in einer frühen Entwicklungsphase befinden und die langfristige Entwicklung dieser Märkte noch mit Unsicherheiten verbunden ist.

Aufgrund bestehender Nachfrageinstrumente und einer höheren Zahlungsbereitschaft im Verkehrssektor konzentrierten sich die Arbeiten des Kooperationsforums auf die Herausforderungen der Wasserstoffabnahme in der Industrie.

Abnahme in der Industrie
Im Gegensatz zum Verkehrssektor existieren für die Industrie derzeit nur wenige spezifische Nachfrageinstrumente für erneuerbaren Wasserstoff. Die RED III sieht vor, dass bis 2030 mindestens 42 % und bis 2035 mindestens 60 % des in Industrieanwendungen eingesetzten Wasserstoffs aus RFNBO stammen sollen [13]. Damit wird ein regulatorischer Zielpfad für den Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs vorgegeben, ohne jedoch die damit verbundenen Mehrkosten unmittelbar zu adressieren.

In Deutschland besteht derzeit kein Instrument, das die absehbar fortbestehende Kostenlücke zwischen den Kosten erneuerbaren Wasserstoffs und der Zahlungsbereitschaft industrieller Abnehmer gezielt adressiert. Ein mögliches Instrument wären grüne Leitmärkte, deren Einführung den Teilnehmenden derzeit jedoch als wenig wahrscheinlich gilt.

Das wichtigste bestehende Förderinstrument für die industrielle Transformation sind derzeit die Klimaschutzverträge (Carbon Contracts for Difference, CCfD). Diese adressieren die Mehrkosten klimafreundlicher Technologien grundsätzlich technologieoffen, sind jedoch nicht speziell auf Wasserstoff ausgerichtet. Wasserstoffbasierte Vorhaben konkurrieren daher mit kostengünstigeren Elektrifizierungsmaßnahmen und haben entsprechend geringere Chancen auf eine Förderung. Zusätzlich werden die Anforderungen an die nachzuweisende Emissionsminderung teilweise als anspruchsvoll bewertet. Kritisch gesehen wird zudem, dass die Förderung nicht die gesamte Wasserstoffwertschöpfungskette erreicht. Daraus ergibt sich weiterhin ein Bedarf an Instrumenten, die die verbleibende Kostenlücke für den Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs in der Industrie gezielt adressieren und damit die Nachfrage nach Wasserstoff stärker anreizen.

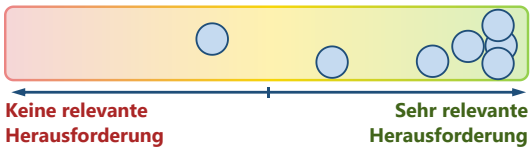
4.3 Weitere Herausforderungen für Abnahme

Auch wenn Förderinstrumente die Lücke zwischen Kosten und Zahlungsbereitschaft schließen, bleibt die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage herausfordernd. Im Kooperationsforum wurden insbesondere unterschiedliche Erwartungen hinsichtlich Vertragslaufzeiten, Preisentwicklungen und der zukünftigen Marktentwicklung als Hemmnisse für den Abschluss langfristiger Abnahmeverträge identifiziert.

Das Stimmungsbild bestätigt diese Einschätzung: Auch bei ausreichender Zahlungsbereitschaft wird das Zustandekommen von Abnahmeverträgen überwiegend als relevante Herausforderung bewertet.

Stimmungsbild

Frage: Sehen Sie das konkrete Zustandekommen von Abnahmeverträgen, unter der Annahme ausreichender theoretischer Zahlungsbereitschaften, als relevante Herausforderung?



Keine relevante Herausforderung — Sehr relevante Herausforderung

Hinzu kommen Unsicherheiten bezüglich der Weiterentwicklung regulatorischer Rahmenbedingungen. Diese beeinflussen sowohl die erwartete Zahlungsbereitschaft auf Nachfrageseite als auch die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten und erschweren damit die Bewertung langfristiger Geschäftsmodelle. Ein aktuelles Beispiel ist die Diskussion über die europäische Ziel- und Förderarchitektur für Wasserstoff nach 2030. Ein öffentlich gewordener Arbeitsentwurf einer Folgenabschätzung zur möglichen Weiterentwicklung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED IV) stellt unter anderem einen Wechsel von verbindlichen nationalen Wasserstoffzielen zu einer indikativen europäischen Ziel- und Förderarchitektur zur Diskussion [14]. Auch wenn es sich weder um einen Richtlinienentwurf noch um geltendes Recht handelt, verdeutlicht die Diskussion die Unsicherheit über zukünftige Nachfrage- und Fördermechanismen. Für Investoren, Projektentwickler und potenzielle Abnehmer erschwert dies die Bewertung langfristiger Geschäftsmodelle und den Abschluss entsprechender Abnahmeverträge.

Ein weiteres Spannungsfeld ergibt sich aus den unterschiedlichen Anforderungen von Erzeugern und Abnehmern. Während die Projektfinanzierung von Elektrolyseuren langfristig gesicherte Absatzperspektiven erfordert, benötigen Abnehmer verlässliche Liefermengen und Preise. In etablierten Commodity-Märkten übernehmen spezialisierte Marktakteure einen Teil dieser Mengen-, Preis- und Laufzeitrisiken. Im Wasserstoffmarkt befindet sich eine solche Marktrolle bislang erst im Aufbau.

Daraus ergibt sich nicht nur ein Bedarf an Instrumenten zur Schließung der Kostenlücke, sondern auch an Marktstrukturen, die langfristige Abnahmeverträge ermöglichen und Risiken zwischen Erzeugern und Abnehmern effizient verteilen.

4.4 Lösungsbaustein: Zweiphasiger Doppelauktionsmechanismus

Bei der Entwicklung des Lösungsbausteins stand die Frage im Mittelpunkt, wie die Kostenlücke geschlossen, langfristige Abnahmeverträge ermöglicht und Angebot und Nachfrage bereits in der frühen Hochlaufphase effizient zusammengeführt werden können. Der Fokus liegt auf dem Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland und der schrittweisen Entwicklung privatwirtschaftlicher Marktrollen. Das Förderinstrument soll wettbewerblich und marktorientiert ausgestaltet sein, um Fördermittel effizient zu vergeben. Im Forum wurde eine Dauersubventionierung als kritisch erachtet, aus heutiger Perspektive erscheint für den Wasserstoffhochlauf, insbesondere in der Industrie, jedoch eine Förderung über längere Zeiträume erforderlich. Zwar wurden weitere Aspekte wie die Netz- und Systemdienlichkeit von Elektrolyseuren oder die Integration von emissionsarmem Wasserstoff als relevant bewertet, sie stehen jedoch nicht im Fokus des vorgeschlagenen Lösungsbausteins.

Status Quo
Bestehende Instrumente adressieren die Herausforderungen der Wasserstoffabnahme nur teilweise. Insbesondere in der Industrie bestehen trotz der Zielsetzungen der RED III weiterhin erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich langfristiger Abnahmeverträge. Gleichzeitig erschweren geringe Marktliquidität und eine begrenzte Zahl von Marktakteuren die effiziente Zusammenführung von Angebot und Nachfrage.

Beschreibung der Lösung
Der Lösungsbaustein zielt darauf ab, die Nachfrageseite gezielt zu stärken und Rahmenbedingungen zu schaffen, die die Abnahme von erneuerbarem Wasserstoff ermöglichen. Neben dem Aufbau von Elektrolysekapazitäten in Deutschland sollen Investitionen in Speicher und Transportlösungen durch höhere Planbarkeit und die Absicherung langfristiger Abnahmeverträge ermöglicht werden.

Ein Instrument, das sowohl die Schließung der Kostenlücke als auch die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage adressieren kann, ist der Doppelauktionsmechanismus. Vergleichbare Ansätze mit unterschiedlicher Ausgestaltung wurden unter anderem vom BDEW, dem Wuppertal Institut sowie im BET-Impulspapier „Midstreamer als Enabler des Wasserstoffhochlaufs“ vorgeschlagen [15]. Die vorgeschlagene Ausgestaltung orientiert sich am Grundprinzip der H2Global Foundation, die bereits einen Doppelauktionsmechanismus auf Basis eines staatlichen oder staatlich mandatierten Intermediärs anwendet [16].

Doppelauktionsmechanismus
Ein Doppelauktionsmechanismus verbindet Angebot und Nachfrage über wettbewerbliche Auktionen. Auf Angebotsseite erhalten jene Erzeuger, die den Wasserstoff zum niedrigsten Verkaufspreis anbieten, einen langfristigen Abnahmevertrag, der Planungssicherheit bietet. Der gekaufte Wasserstoff wird anschließend an Abnehmer mit dem höchsten gebotenen Preis in kurzfristigeren Verträgen verkauft. Ein öffentlicher Intermediär koordiniert die Auktionen und gleicht die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis aus.

Ein doppelseitiger Auktionsmechanismus wird derzeit auch vom Bundesministerium für Verkehr vorgeschlagen, um den Markthochlauf von eSAF zu ermöglichen und zu beschleunigen. Dafür ist ein Fördermittelvolumen von bis zu 2 Milliarden Euro vorgesehen [17]. Die eSAF-Auktionierung bildet damit einen weiteren Referenzpunkt für die Ausgestaltung des vorgeschlagenen Mechanismus.

Tabelle 4-1 zeigt eine mögliche Ausgestaltung des vorgeschlagenen Doppelauktionsmechanismus. Sie adressiert insbesondere die unterschiedlichen Anforderungen an Vertragslaufzeiten, die Schließung der Kostenlücke und die Einbindung zukünftiger Marktrollen. Auf der Angebotsseite können getrennte Lose für die Erzeugung innerhalb und außerhalb Deutschlands einen Anteil inländischer Erzeugung sichern. Auf der Nachfrageseite ermöglichen sektorspezifische Lose eine Differenzierung nach industriellen Anwendungsbereichen.

Tabelle 4-1: Beispielhafte Ausgestaltung eines Doppelauktionsmechanismus für den Wasserstoffhochlauf

	Angebot	Nachfrage
Bezeichnung	Hydrogen Purchase Agreement (HPA)	Hydrogen Sales Agreement (HSA)
Laufzeit	15 Jahre	1 – 3 Jahre
Teilnahme	Projekte vor FID mit Nachweis der Umsetzbarkeit	Industrielle Abnehmer und Midstreamer
Lose	Los für Erzeugung in Deutschland und Los für Erzeugung außerhalb Deutschlands[1]	Lose für unterschiedliche Industriesektoren
Zuschlag	Niedrigster Angebotspreis unter Berücksichtigung der Mengenflexibilität	Höchster Gebotspreis unter Berücksichtigung der Abnahmedauer
Lieferung	Einheitlicher Liefer- bzw. Übergabepunkt mit möglichst breitem Zugang für Marktakteure	

Grundsätzlich bestehen auch Alternativvorschläge, bei denen anstelle eines staatlichen Intermediärs Midstreamer direkt bei der Schließung der Kostenlücke unterstützt werden. Dies kann beispielsweise durch verschieden ausgestaltete Contracts for Difference (CfDs) ermöglicht werden. Der Vorteil besteht darin, dass die notwendige Marktrolle des Midstreamers direkt etabliert wird und bestehende Kompetenzen privatwirtschaftlicher Akteure genutzt werden können. Je nach Ausgestaltung müssen Risiken zudem nicht mehr vollständig durch den Staat getragen werden.

Gleichzeitig zeigt die Diskussion, dass die Risiken in der frühen Hochlaufphase weiterhin erheblich sind [15]. Geringe Marktliquidität, eine begrenzte Anzahl an Akteuren sowie regulatorische Unsicherheiten erschweren die Übernahme dieser Risiken durch privatwirtschaftliche Marktakteure. Auch bei einer Förderung von Midstreamern wären daher zusätzliche Absicherungsmechanismen erforderlich. Insbesondere regulatorische Risiken müssen ausreichend adressiert werden, damit Midstreamer ihre Marktrolle übernehmen können.

Der vorgeschlagene Lösungsbaustein adressiert dieses Spannungsfeld zwischen notwendiger Marktorganisation in der Hochlaufphase und dem langfristigen Ziel eines privatwirtschaftlich getragenen Marktes durch einen zweiphasigen Ansatz.

In einer ersten Phase wird die Kostenlücke durch Doppelauktionen über einen staatlichen oder staatlich mandatierten Intermediär geschlossen. Dadurch können langfristige Abnahmeverträge auf Erzeugerseite ermöglicht und gleichzeitig Angebot und Nachfrage zusammengeführt werden. Auf Nachfrageseite können sich Midstreamer bereits an den Auktionen beteiligen und erste Marktrollen aufbauen. Durch Portfolioeffekte und Skalierung können sie zusätzliche Effizienzpotenziale erschließen und Erfahrungen in der Marktorganisation sammeln.

In einer zweiten Phase sollte die Rolle des Intermediärs mit zunehmender Marktliquidität und wachsender Erfahrung der Marktakteure schrittweise reduziert werden. Die Förderung kann dann stärker auf privatwirtschaftliche Marktakteure, insbesondere Midstreamer, ausgerichtet werden. Diese übernehmen schrittweise die Zusammenführung von Angebot und Nachfrage, während die verbleibende Kostenlücke weiterhin staatlich adressiert wird. Die zeitliche Ausgestaltung dieses Übergangs sollte frühzeitig festgelegt werden, um Sicherheit über die zukünftigen politischen Rahmenbedingungen für alle beteiligten Akteure zu schaffen.

[1] Die konkrete Ausgestaltung ist unter Berücksichtigung der beihilferechtlichen Anforderungen zu prüfen.

Exkurs: Abschätzung des Förderbedarfs

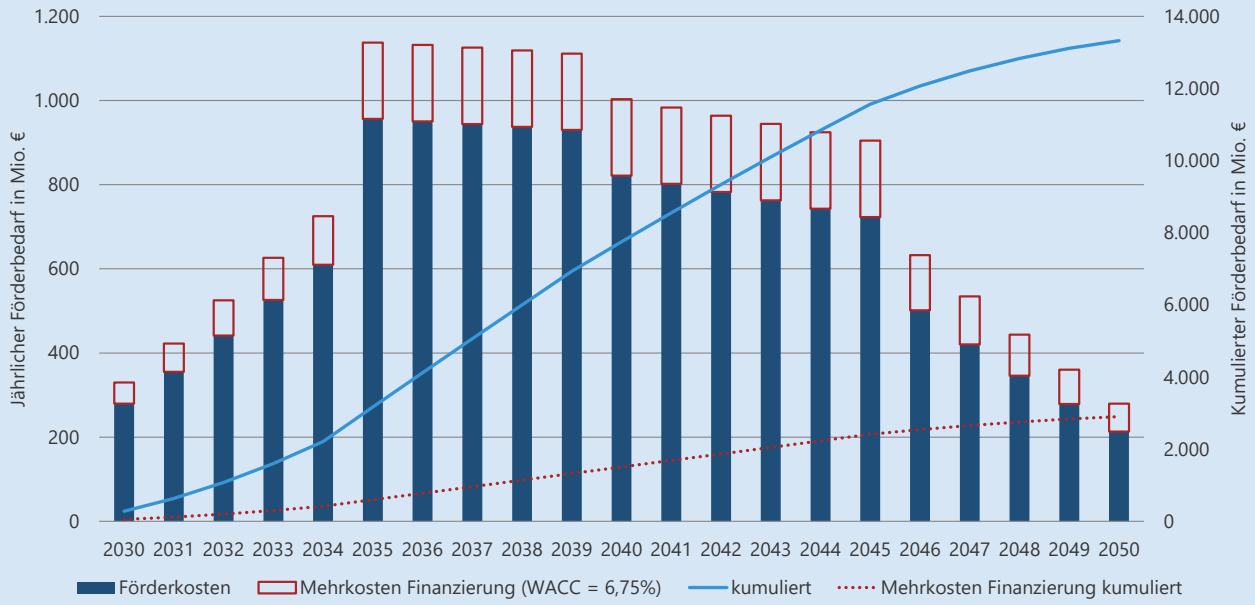


Abbildung 4-2: Abgeschätzter Förderbedarf eines Doppelauktionsmechanismus

Annahmen: Auktionierung der zur Erreichung der RED-III-Zielvorgaben erforderlichen Wasserstoffmengen in der deutschen Chemie- und Stahlindustrie auf Grundlage des TransHyDE-Zielszenarios; Anteil der inländischen Wasserstofferzeugung von 30 %; Entwicklung der Preise für Strom, Erdgas und Emissionszertifikate gemäß FfE-Trendszenario; WACC von 4,4 % bei langfristig gesicherter Abnahme.

Zur Abschätzung des Förderbedarfs wurde eine Auktionierung der Wasserstoffmengen betrachtet, die zur Erreichung der RED-III-Zielvorgaben in der deutschen Chemie- und Stahlindustrie erforderlich sind. Dabei werden jährliche Auktionen auf der Angebotsseite im Zeitraum von 2030 bis 2035 mit einer Vertragslaufzeit von jeweils 15 Jahren sowie die jährliche Vermarktung der entsprechenden Wasserstoffmengen auf der Nachfrageseite zugrunde gelegt.

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich bis 2050 ein kumulierter Förderbedarf von rund 13,3 Mrd. €. Der durchschnittliche jährliche Förderbedarf liegt bei rund 760 Mio. €.

Die Abschätzung verdeutlicht zugleich die Bedeutung günstiger Finanzierungsbedingungen. Durch die mit langfristig gesicherter Abnahme verbundenen niedrigeren Finanzierungskosten reduziert sich der kumulierte Förderbedarf im betrachteten Fall um rund 2,9 Mrd. €. Langfristig gesicherte Abnahme kann somit nicht nur Investitionen erleichtern, sondern über niedrigere Finanzierungskosten auch den Förderbedarf senken.

Chancen

Der Doppelauktionsmechanismus kann den Wasserstoffmarkthochlauf unterstützen, indem er langfristige Absatzperspektiven für Erzeuger mit kurzfristigeren Beschaffungsmöglichkeiten für Abnehmer verbindet. Langfristige Abnahmeverträge erhöhen die Investitionssicherheit und ermöglichen die Umsetzung geplanter Elektrolyseprojekte. Zudem führt das reduzierte Risiko zu verbesserten Finanzierungskonditionen für neue Anlagen. Die wettbewerbliche Vergabe auf Angebots- und Nachfrageseite kann zugleich dazu beitragen, die Kostenlücke transparent und möglichst effizient zu schließen.

Die verbesserte Koordination von Erzeugung und Abnahme erhöht zudem die Planbarkeit für den Aufbau notwendiger Transport- und Speicherinfrastrukturen. Gleichzeitig werden Midstreamer als zukünftige zentrale Marktakteure mitgedacht. Ihre frühzeitige Einbindung ermöglicht den Aufbau von Erfahrungen und Kompetenzen, bevor sie in einer späteren Marktphase schrittweise größere Teile der Marktorganisation und tragbare Risiken übernehmen.

Offene Fragen & Bedenken

Die konkrete Ausgestaltung des Doppelauktionsmechanismus ist mit mehreren offenen Fragen verbunden. Zentral ist, wie die staatliche Unterstützung wirksame Nachfrage schaffen kann, ohne dauerhafte Abhängigkeiten oder Fehlanreize zu erzeugen. Ebenso ist zu klären, welche Institution die Rolle des staatlichen oder staatlich mandatierten Intermediärs übernehmen kann und wie dessen Aufgaben und Risiken gegenüber privatwirtschaftlichen Midstreamern abgegrenzt werden.

Viele potenzielle Abnehmer kleinerer Wasserstoffmengen liegen nicht direkt am geplanten Wasserstoffkernnetz und haben somit keinen direkten Zugang zu einem einheitlichen Liefer- bzw. Übergabepunkt. Es gilt daher zu prüfen, ob und wie deren spezifische Herausforderungen im Rahmen des vorgeschlagenen Mechanismus berücksichtigt werden können. Eine verlässliche Infrastrukturplanung über das Kernnetz hinaus würde eine Integration dieser Akteure in den Doppelauktionsmechanismus deutlich erleichtern.

Offen ist zudem, wie der Übergang von der staatlich koordinierten ersten Phase zu einer stärker privatwirtschaftlich getragenen zweiten Phase gelingt. Wenn Midstreamer dauerhaft zentrale Risiken übernehmen sollen, braucht es tragfähige Geschäftsmodelle, ausreichende Marktliquidität und klare Rollenverteilungen zwischen Produzenten, Abnehmern, Infrastrukturbetreibern und Staat. Zu klären ist insbesondere, anhand welcher Kriterien die Rolle des öffentlichen Intermediärs reduziert und welche Risiken zu welchem Zeitpunkt von privatwirtschaftlichen Akteuren übernommen werden können.

Bei der weiteren Ausgestaltung ist zu prüfen, wie ein offener Wettbewerb gewährleistet und eine unangemessene Bevorzugung einzelner Sektoren oder Absatzwege vermieden werden kann. Auch die beihilferechtliche Zulässigkeit eines möglichen Zielwerts für den Anteil in Deutschland erzeugter Wasserstoffmengen ist zu prüfen.

Zur Initiative der Kooperationsforen

Erklären statt fordern. - Gemeinsam Lösungen finden. - Den Wirtschaftsstandort stärken.

Unter diesen Leitmotiven bringen die Kooperationsforen der FfE **über 130 Unternehmen aus Schlüsselbranchen und der Energiewirtschaft** zusammen. Gemeinsam entwickeln sie praxistaugliche Lösungen für Netzanschluss, Netzintegration und weitere Herausforderungen der Elektrifizierung. Diese Themen sind für den Hochlauf neuer Anwendungen und die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland von zentraler Bedeutung.

Die Initiative umfasst fünf Kooperationsforen:

- Kooperationsforum **Großbatteriespeicher,**
- Kooperationsforum Elektrifizierung der **Logistik,**
- Kooperationsforum Elektrifizierung der **Industrie,**
- Kooperationsforum **Rechenzentren,**
- Kooperationsforum **Elektrolyse.**

Ergänzt werden die Foren durch ein **Querschnittsformat zu Netzanschluss und Netzintegration**, das die Perspektive der **Netzbetreiber** gezielt in die Arbeit der einzelnen Foren einbindet.

Die Kooperationsforen schaffen einen geschützten Raum für strukturierten Austausch, sachliche Diskussionen und die gemeinsame Entwicklung von Lösungsansätzen.

Vertiefende wissenschaftliche Analysen unterstützen die Lösungsfindung und schaffen eine belastbare Grundlage für die Diskussion. Ziel sind praxistaugliche Lösungsbausteine, die von einer breiten Mehrheit der teilnehmenden Unternehmen mitgetragen und in den Dialog mit regulatorischen Entscheidungsträgern eingebracht werden können.

Die Foren werden begrüßt und unterstützt von:

- bdew
- Bundesverband Breitbandkommunikation e. V.
- Bundesverband Energiespeicher Systeme e. V.
- NRW.Energy4Climate
- eco-Verband der Internetwirtschaft
- emobil BW
- Logistik-Initiative Hamburg
- vbw – Die bayerische Wirtschaft
- Verband der Chemischen Industrie e. V.

Institutionell mitwirkende Organisation:

- Deutsche Industrie- und Handelskammer

Literaturverzeichnis

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie," Berlin, 2023.

[2] FfE, Agora Energiewende, DECHEMA, ZBT, Ruhr-Universität Bochum, Stiftung Umweltenergierecht, TU München, „Zwischen Erwartung und Wirklichkeit: Wie kann der Wasserstoffmarkthochlauf gestaltet werden?," München, 2026.

[3] Europäische Kommission, „Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023," Brüssel, 2023.

[4] FfE, „Additional Costs of Green Hydrogen from RFNBO Electricity Criteria," München, 2026.

[5] Europäische Kommission, „AccelerateEU - Energy Union," Brüssel, 2026.

[6] Ministries for Economy, Energy and Climate of Austria, Germany, Netherlands, Poland and Spain, „Joint Letter to the European Commission concerning the implementation of the Delegated Act EU 2023/1184," 2026.

[7] BDEW, „Amendments to the electricity sourcing criteria in the Delegated Act for RFNBO-compliant hydrogen," Berlin, 2026.

[8] Bundesnetzagentur, „Beschlussentwurf zum Verfahren zur Festlegung der allgemeinen Netzentgeltsystematik für die Elektrizitätsversorgungsnetze (AgNes)," Bonn, 2026.

[9] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE), „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)," Berlin.

[10] Bundesnetzagentur, „Vorstellung Zwischenstand AgNes," Bonn, 2026.

[11] Europäisches Parlament, „Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023," Brüssel, 2023.

[12] Europäisches Parlament, „Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023," Brüssel, 2023.

[13] Europäisches Parlament, „Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023," Brüssel, 2023.

[14] Europäische Kommission, „Commission Staff Working Document - Impact Assessment Report," Brüssel, 2026.

[15] BET Consulting, „Midstreamer als Enabler des Wasserstoffhochlaufs: Herausforderungen, Möglichkeiten und Instrumente," Aachen, Berlin, Leipzig, 2025.

[16] H2Global Foundation, „The H2Global mechanism".

[17] Bundesministerium für Verkehr (BMV), „BMV startet Marktkonsultation für Förderung von erneuerbarem Flugkraftstoff (eSAF)," Berlin, 2026.

www.ffe.de