



TRANS4REAL

ZWISCHEN ERWARTUNG UND WIRKLICHKEIT: WIE KANN DER WASSER- STOFFMARKTHOCHLAUF GESTALTET WERDEN?

Erkenntnisse aus 5 Jahren Reallabore
der Energiewende

**Trans4ReaL skaliert
Wasserstoff für eine
klimaneutrale Zukunft.**



INHALT

Kurzzusammenfassung	02
Executive Summary	04

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG	06
1.1	Trans4ReaL – Transferforschung der Reallabore der Energiewende	09
1.2	Vorstellung der ursprünglichen Vorhaben der Reallabore	11
1.3	Entwicklungen und Verlauf der Vorhaben im Kontext des Wasserstoffmarkthochlaufs	14
1.4	Notwendigkeit des Wasserstoffmarkthochlaufs im Kontext politischer Strategiewesen	21

2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE	37
2.1	Erzeugung	40
2.2	Offtake	62
2.3	Infrastruktur	84

3	FAZIT UND AUSBLICK	103
----------	---------------------------	------------

KURZZUSAMMENFASSUNG

Die **Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstoff** erproben in industriellem Maßstab relevante Technologien für den Wasserstoffmarkthochlauf. Als Transferforschungsprojekt bündelt **Trans4ReaL** die Erkenntnisse und leitet daraus **Handlungsansätze** ab. In den vergangenen fünf Jahren wurden in den Reallaboren die Herausforderungen offensichtlich, aufgrund derer der Wasserstoffmarkthochlauf hinter den ursprünglichen Erwartungen zurückbleibt. In dieser Zeit gab es viele wichtige Entwicklungen: So wurde einerseits ein regulatorischer Rahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff geschaffen und andererseits Mechanismen zur Förderung der Nachfrage und der Ausgestaltung der Infrastruktur beschlossen. Allerdings mangelt es für einen flächendeckenden Hochlauf an Wirtschaftlichkeit und hinreichender Planungssicherheit. Die **hohen Kosten in der Erzeugung** von erneuerbarem Wasserstoff übersteigen die **Zahlungsbereitschaft auf Nachfrageseite**. Transport und Speicherung in großem Maßstab sind **infrastrukturelle Voraussetzungen** für den Wasserstoffmarkthochlauf.

Die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff ist in der Praxis deutlich teurer als in früheren Analysen angenommen.

In den Reallaboren hat sich gezeigt, dass die Erzeugung maßgeblich durch hohe **Strombezugskosten** erschwert wird. Diese werden unter anderem durch die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff und befristete oder unklare Entlastungstatbestände verursacht. Auch hohe **Investitions- und Kapitalkosten** verteuern erneuerbaren Wasserstoff. Bei der Finanzierung von Wasserstoffprojekten sind vor allem fehlende langfristige Abnahmeverträge ein Risiko, das zu höheren Kosten führt. Die real beobachteten Wasserstoffgestehungskosten liegen damit deutlich höher als früher angenommen. Erwartbare Kostendegressionen können das Problem nur bedingt adressieren.

Langfristige Offtake-Verträge kommen nur bei einem geeigneten regulatorischen Rahmen zustande, da rein marktliche Zahlungsbereitschaften zu niedrig sind.

Die Erfahrungen in den Reallaboren verdeutlichen, dass **Zahlungsbereitschaften** für erneuerbaren Wasserstoff in Industrie, Mobilität und im Energiesektor weiterhin deutlich unter den Wasserstoffgestehungskosten liegen, da fossile Alternativen kostengünstiger bleiben. Politische Instrumente wie die THG-Quote schaffen zwar in einzelnen Bereichen, insbesondere im Verkehrssektor, erste Anreize, bieten

aufgrund der Preisvolatilität jedoch bisher nur begrenzt **langfristige Planungssicherheit**. Für Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff zu einem Preis, der die Erzeugungskosten deckt, werden ausreichende Anreize oder Maßnahmen benötigt.

Trotz richtungsweisender Entscheidungen bezüglich des Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur bleiben Unsicherheiten in Bezug auf Dimensionierung und zeitgerechter Realisierung.

Die Infrastruktur bleibt zugleich **Voraussetzung und Engpass** für einen großvolumigen Markt. Mit dem Beschluss zur Genehmigung des **Wasserstoff-Kernnetzes** wurde ein wesentlicher Meilenstein bei der Entwicklung einer deutschen Wasserstoffinfrastruktur erreicht. Die sich verändernden politischen Rahmenbedingungen, insbesondere die Reduzierung der **avisierten H₂-Kraftwerkskapazitäten** und die unsichere industrielle Abnahme, haben jedoch erneute Diskussionen zu deren angemessener Dimensionierung zur Folge. Die **Speicherung** von Wasserstoff in großem Maßstab, beispielsweise in Kavernen, ist technisch möglich. Auch hier besteht vor allem die Herausforderung der Wirtschaftlichkeit, besonders im Hinblick auf langfristige Planbarkeit. Unsicherheiten zu benötigten Speichermengen können aufgrund langer Planungs- und Genehmigungszeiträume die Realisierung und Marktintegration von Speichern verzögern.

Diesen Herausforderungen kann nicht mit einem einzelnen Instrument begegnet werden, sondern nur durch ein Bündel spezifischer und komplementärer Maßnahmen. Der Bericht stellt daher eine **Vielzahl möglicher Handlungsansätze** vor, die unterschiedliche Hebel auf Erzeugung, Offtake und Infrastruktur adressieren. Diese Ansätze wurden entlang realer Umsetzungshemmnisse und aus der engen Zusammenarbeit mit den Reallaboren abgeleitet.

EXECUTIVE SUMMARY

The **living labs for the energy transition on sector coupling and hydrogen** test relevant technologies for the **ramp-up of the hydrogen market** at industrial scale. As a transfer research project, **Trans4Real** consolidates the insights gained and derives corresponding courses of action from them. The experiences from the living labs over the past five years have revealed the challenges that have caused the hydrogen market ramp-up to lag behind original expectations. During this period, several important developments have taken place: On the supply side, a regulatory framework for the production of renewable hydrogen has been established. Additionally, mechanisms to stimulate demand and to shape the development of infrastructure have been adopted. However, the conditions for a broad-based market ramp-up are still lacking in terms of economic viability and sufficient planning certainty. The **high costs of producing** renewable hydrogen exceed the **willingness to pay** on the demand side. Large-scale transport and storage are essential **infrastructural prerequisites** for the hydrogen market ramp-up.

The production of renewable hydrogen is, in practice, more expensive than assumed in earlier analyses.

Experiences from the living labs show that hydrogen production is significantly constrained by high **electricity procurement costs**. Among other factors, electricity sourcing criteria for the production of renewable hydrogen cause these high costs. Temporary or unclear exemptions from grid usage fees and electricity taxes are another important contributing factor. In addition, high **investment and financing costs** also increase the cost of renewable hydrogen. In the financing of hydrogen projects, the lack of long-term offtake agreements represents a key risk, leading to higher costs. The combination of these factors results in observed levelized costs of hydrogen significantly higher than previously assumed. Expected cost reductions can only partially address this challenge.

Long-term offtake agreements only emerge under an appropriate regulatory framework, as purely market-based willingness to pay is insufficient.

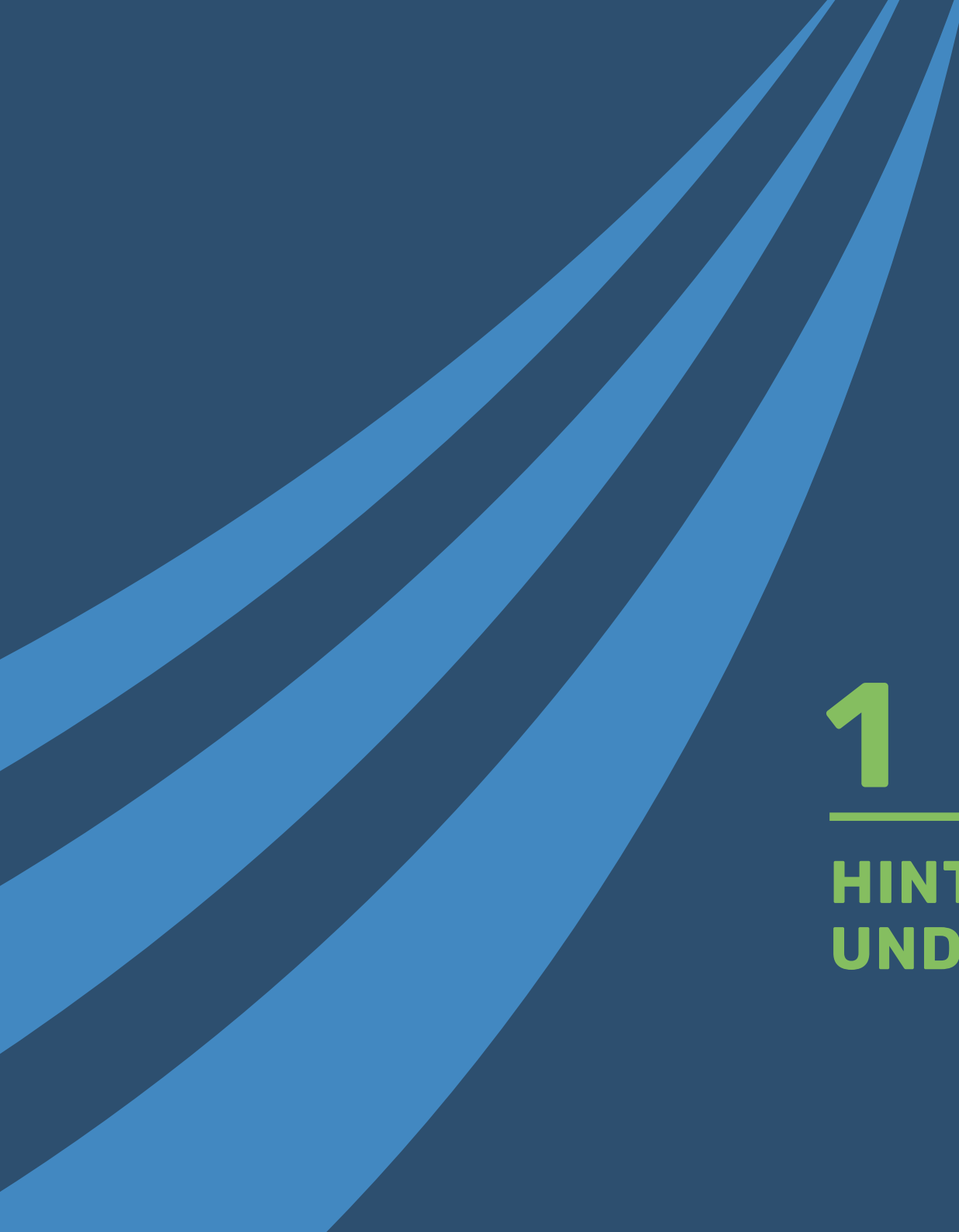
The experiences from the living labs demonstrate that **willingness to pay** for renewable hydrogen in industry, mobility, and the energy sector remains well below actual production costs, as fossil alternatives continue to be more cost-competitive. Political instruments such as the greenhouse gas reduction quota create

initial incentives in certain areas, particularly in the transport sector. However, due to price volatility they have only provided limited **long-term planning certainty** so far. Demand for renewable hydrogen at prices that cover production costs emerges only where sufficient regulatory incentives or measures are in place.

Despite landmark decisions regarding the development of hydrogen infrastructure, uncertainties remain with respect to dimensioning and timely implementation.

Infrastructure remains both a **prerequisite** for and a **bottleneck** to a functioning market. The decision approving the hydrogen core network is a major milestone in the development of German hydrogen infrastructure. However, changing political framework conditions have triggered renewed discussions about the appropriate dimensioning of the network. Particularly significant are the reduction of **envisaged hydrogen-ready power plant capacities**, as well as uncertain industrial offtake. Large-scale **hydrogen storage**, for example in salt caverns, is technically feasible. The main challenges to storage are also economic in nature, particularly the development of viable and predictable business models depending on the pace of the market ramp-up. Uncertainties regarding required storage volumes may delay the realization and market integration of storage facilities due to long planning and permitting timelines.

These challenges cannot be addressed by a single instrument, but only through a package of specific and complementary measures. The report therefore presents a **range of possible courses of action** that target different levers across production, offtake, and infrastructure. These approaches were derived from real-world implementation barriers, developed from close collaboration with the living labs.



1

HINTERGRUND UND EINORDNUNG

Der vorliegende dritte und abschließende Bericht der Transferforschung Trans4ReaL fasst die **Erkenntnisse aus fünf Jahren Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstoff** zusammen und leitet daraus übergeordnete Handlungsansätze für den Wasserstoffmarkthochlauf ab. Die Reallabore sind eine vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE, ehemals BMWi) ins Leben gerufene Initiative, um den Markteintritt und -hochlauf neuer Technologien im industriellen Maßstab und unter realen Bedingungen zu demonstrieren. Das **Transferforschungsprojekt Trans4ReaL** begleitet diese Vorhaben und hat zum Ziel, die gewonnenen Erkenntnisse in **generalisierbares Wissen** zu überführen, welches die Grundlage dieses Berichts bildet.

Die beiden vorangegangenen Berichte haben bereits zentrale **Handlungsschwerpunkte** und innerhalb dieser konkrete **Handlungsansätze** identifiziert. Der erste Bericht¹ entwickelte initiale Handlungsschwerpunkte aus dem Konsortium der Transferforschung heraus und validierte sie anhand der Einblicke aus den Reallaboren. Der zweite Bericht² verfolgte die von den Reallaboren als besonders relevant beurteilten Handlungsschwerpunkte und ergänzte sie auf Basis der Entwicklungen um weitere Handlungsansätze. Einige der darin adressierten Themen behalten auch zukünftig ihre Relevanz. Im vorliegenden Bericht werden diese Handlungsansätze jedoch nicht erneut aufgegriffen, da er sich auf jene Handlungsschwerpunkte konzentriert, die sich während der Projektlaufzeit der Reallabore als entscheidend für den Projekterfolg erwiesen haben und somit **zentral für den Wasserstoffmarkthochlauf** sind. Die Synthese der Erkenntnisse aus den Reallaboren steht dabei im Vordergrund und wird durch Einschätzungen aus den Projekten sowie durch inhaltliche Analysen aus dem Konsortium der Transferforschung unterstützt.

Im folgenden Kapitel wird der notwendige Hintergrund geschaffen, um die Ergebnisse der Transferforschung im Gesamtzusammenhang einzuordnen. Es beschreibt zunächst die Rolle von Trans4ReaL, ordnet anschließend die Reallabore in die **Entwicklung des Wasserstoffmarkthochlaufs** ein und skizziert zentrale Entwicklungen während der Projektlaufzeit. Abschließend werden die **übergeordneten Herausforderungen** zusammengeführt, die in den Handlungs-

¹ Neitz-Regett et al., „Wie kann der Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigt werden?“.

² Ruprecht et al., „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

schwerpunkten zu **Erzeugung, Offtake** und **Infrastruktur** in **Kapitel 2** vertieft adressiert werden.

Der Bericht beinhaltet einen Überblick zu den **regulatorischen Entwicklungen (s. Rechtlicher Hintergrund: Entwicklung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff)**. Zur Nachvollziehbarkeit sind die Absätze nummeriert, so dass im Bericht konkret auf den entsprechenden Absatz verwiesen werden kann. Wenn die rechtlichen Rahmenbedingungen eine konkrete Rolle innerhalb eines Handlungsansatzes spielen, werden diese in einem farblich gekennzeichneten rechtlichen Hintergrund erläutert.

1.1 TRANS4REAL – TRANSFERFORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE

Das **Projekt Trans4Real** ist aus dem Ideenwettbewerb „Wissenschaftliche Transferforschung für Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien“ im Jahr 2020 hervorgegangen. Seit April 2021 begleitet es die **Reallabore zu Sektorkopplung und Wasserstoff** und weitere Umsetzungsprojekte mit dem Ziel, die Ergebnisse und Erkenntnisse der Projekte zu synthetisieren und somit den größtmöglichen **Beitrag zu einem strukturierten und zügigen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft** zu leisten.

Die in **Abbildung 1-1** dargestellte Struktur zeigt die drei Ebenen des Projekts. Das erste Arbeitspaket (AP) bildet die Begleitungsebene, die Arbeitspakete AP2 bis AP5 die Reflexionsebene und AP6 die Syntheseebene.

Die **Begleitungsebene** bildet eine vertrauensvolle Austauschplattform mit den Reallaboren, in der Herausforderungen, Erfahrungen und Erkenntnisse kontinuierlich zusammengeführt werden. Die dort geteilten Informationen werden ausschließlich in Abstimmung mit den Vorhaben an weitere Arbeitspakete weitergegeben. Die **Reflexionsebene** ergänzt diese Einblicke durch eigene wissenschaftliche Analysen. Sie stellt die Ergebnisse der Reallabore in einen größeren fachlichen Kontext und trägt dazu bei, zentrale Erkenntnisse zu verallgemeinern. Die **Syntheseebene** verbindet die Ergebnisse der Begleit- und Reflexionsebene. Dabei werden **Handlungsschwerpunkte** identifiziert und daraus **Handlungsansätze** abgeleitet, die gezielt an relevante Stakeholder kommuniziert werden.

1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG

1.1 TRANS4REAL – TRANSFERFORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE

1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE

1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS

1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG

2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE

3 FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG 1-1 – STRUKTUR DES TRANSFERFORSCHUNGSPROJEKTS TRANS4REAL



1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER- FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSER- STOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE

Der folgende Abschnitt beschreibt die ursprünglichen Konzepte, mit denen die begleiteten Vorhaben in die Förderung gestartet sind. Einordnungen zu deren Verlauf und Umsetzung erfolgen anschließend in **Abschnitt 1.3**.

Im Förderformat **Reallabore der Energiewende** werden sieben Vorhaben (davon sechs durch Trans4ReaL begleitet) mit einer geplanten Elektrolyseleistung von etwa 150 MW gefördert. Darüber hinaus begleitet Trans4ReaL drei weitere geförderte Vorhaben mit einer geplanten Elektrolyseleistung von 35 MW.³

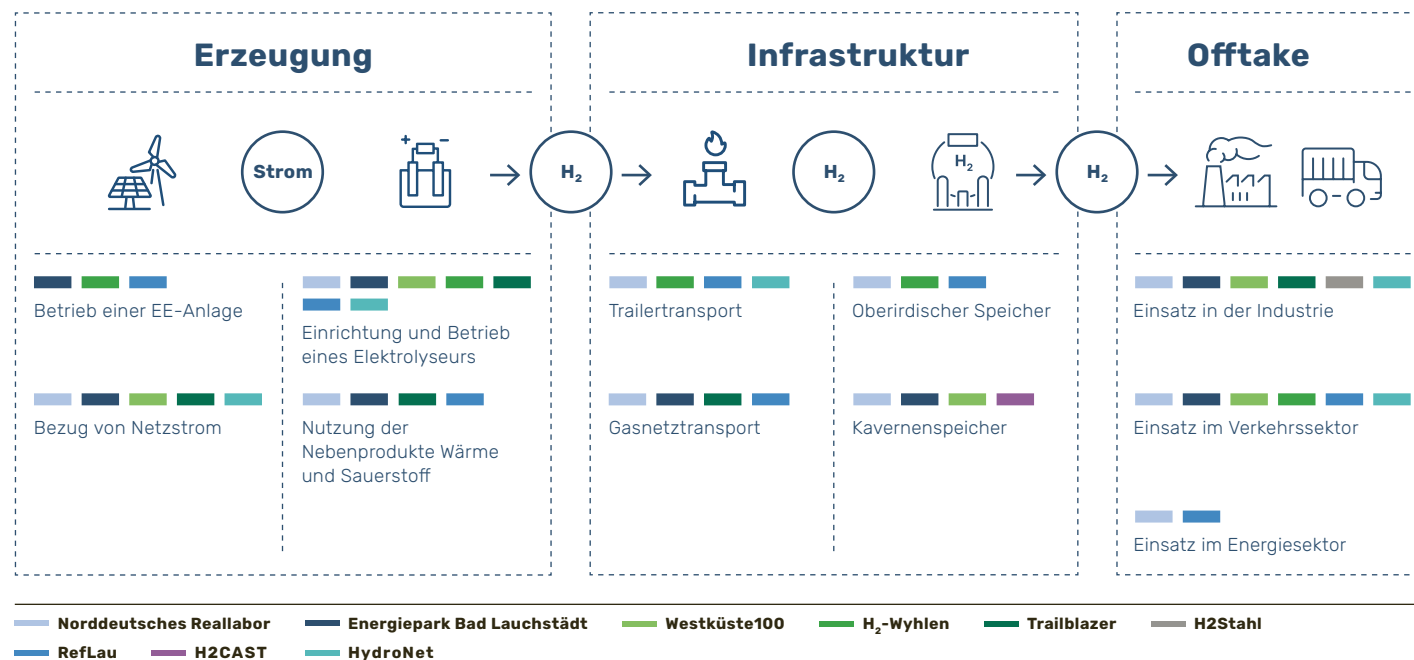
Die Reallabore unterscheiden sich deutlich in Umfang, Konsortialstruktur und technologischem Fokus und ermöglichen dadurch eine breit gefasste Erprobung von Technologien im Kontext erneuerbaren Wasserstoffs entlang der Wertschöpfungskette. **Abbildung 1-2** zeigt, welche Bereiche der **Wasserstoffwertschöpfungskette** im jeweiligen Reallabor nach der ursprünglichen Planung adressiert werden sollten. Die Wasserstoffwertschöpfungskette umfasst neben der Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs auch Vorhaben zur Transport- und Speicher-Infrastruktur sowie den Offtake in den Sektoren Industrie, Mobilität und Energie.

Der überwiegende Teil der Reallabore wurde als integrierte Ansätze entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette geplant. Fast alle Vorhaben zielen auf die **Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs** innerhalb des eigenen Reallabors ab, wobei in einigen Vorhaben dafür auch der Betrieb eigener Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) vorgesehen war. Dazu gehört das Reallabor Referenzkraftwerk Lausitz (**RefLau**), das rund um ein Wasserstoffspeicherkraftwerk konzipiert wurde. Dieses Konzept verbindet Windstromerzeugung, Elektrolyse, Speicherung, Brennstoffzelle und Batteriesysteme. Das Reallabor **H₂-Wyhlen** basiert auf der Entwicklung eines skalierbaren Geschäftsmodells für einen durch Strom aus Wasserkraft betriebenen Elektrolyseur. Das Vorhaben untersucht dabei technische und wirtschaftliche Betriebsaspekte sowie lokale Offtake-Möglichkeiten. Der **Energiepark Bad Lauchstädt** betreibt eigene EE-Anlagen

³ Vorstellung der einzelnen Vorhaben auch unter BMWF, „Förderformat: Reallabore der Energiewende“; Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Die Reallabore“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
 - 1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
 - 1.2 **VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE**
 - 1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
 - 1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG 1-2 — GEPLANTE AKTIVITÄTEN DER REALLABORE ENTLANG DER WASSERSTOFF-WERTSCHÖPFUNGSKETTE



und bezieht zusätzlich auch Netzstrom für die Elektrolyse. Das Ziel des Reallabors ist es dabei einen Beitrag für die Demonstration einer zukunftsorientierten Wasserstoffregion zu leisten. Das Vorhaben umfasst den integrierten Betrieb von Windstromanlagen, einen Elektrolyseur mit 30 MW, die Kavernenspeicherung von Wasserstoff, dessen Transport über umgewidmete Erdgasleitungen sowie dessen Einsatz bei einem nahegelegenen Endkunden.

Die Konzepte weiterer Reallaboren sehen keine Errichtung eigener EE-Anlagen, sondern den **Strombezug für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs aus dem Stromnetz** vor. Das Reallabor **Westküste100** plante den Einsatz von Offshore-Windstrom in einem 30 MW-Elektrolyseur für Anwendungen in der

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER- FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
● 1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSER- STOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

Raffinerie, der Zementindustrie und der Wärmeerzeugung sowie ergänzende Technologien für Transport, Speicherung, Abwärmenutzung und Sauerstoffverwertung. Das Vorhaben **Norddeutsches Reallabor (NRL)** wurde als großes Konsortialprojekt mit mehreren Elektrolyseuren sowie diversen geplanten Anwendungen in Infrastruktur und Offtake, darunter Industrie und Mobilität, geplant. Das Vorhaben **Trailblazer** umfasst die Errichtung und den Betrieb eines PEM-Elektrolyseurs mit 20 MW im Chemiapark Oberhausen und die Einspeisung des erzeugten Wasserstoffs in ein bestehendes privates Wasserstoffnetz mit nachgelagerter industrieller Nutzung. Das Reallabor **HydroNet** sieht die Entwicklung einer regionalen Wertschöpfungskette vor, in der erneuerbarer Wasserstoff über umgewidmete Erdgasleitungen zu energieintensiven mittelständischen Betrieben transportiert wird und zusätzlich Anwendungen in der Mobilität adressiert werden.

Zwei Reallabore fokussieren sich auf einen **spezifischen technologischen Baustein der Wasserstoffwertschöpfungskette**, wobei keine eigene Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff in die Vorhaben integriert ist. Dazu zählt das Vorhaben **H2CAST Etzel**, in welchem die unterirdische Wasserstoffspeicherung durch die Umrüstung bestehender Salzkavernen erprobt werden soll. In **H₂Stahl** sieht das Konzept die Entwicklung und Erprobung von Technologien zur Defos-silisierung der Stahlerzeugung vor, insbesondere den Einsatz von Wasserstoff im Direktreduktionsverfahren.

1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG

1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE

1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE

1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS

1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG

2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE

3 FAZIT UND AUSBLICK

1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS

Die Reallabore mit ihren jeweiligen Projektverläufen müssen im größeren Kontext der Entwicklungen zu erneuerbarem Wasserstoff gesehen werden. **Abbildung 1-3** zeigt die Entwicklung der **Elektrolysekapazitäten in Deutschland** von 2020 bis 2025 sowie geplante Projekte mit unterschiedlichen Umsetzungswahrscheinlichkeiten bis 2030. Die nationale Wasserstoffstrategie formuliert für 2030 ein Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität in Deutschland.⁴ Es ist erkennbar, dass dieses Ziel selbst bei Realisierung aller geplanter Projekte nicht erreicht wird. Mehrjährige Projektvorlauf- und Realisierungszeiten erschweren die Zielerreichung, auch wenn es einen unerwarteten Anstieg an geplanten Vorhaben gäbe. Die **politische Strategie und Zielsetzung** bedürfen daher einer Aktualisierung, um wieder glaubwürdig Orientierung geben zu können.

Unsichere Rahmenbedingungen beeinflussen die Planungssicherheit von Projekten negativ und erschweren den Wasserstoffmarkthochlauf. Dies hat sich auch im bisherigen **Verlauf der Reallabore** gezeigt. **Abbildung 1-4** zeigt die Projektlaufzeiten der Vorhaben, deren wesentliche Meilensteine sowie übergeordnete Entwicklungen des regulatorischen Rahmens.

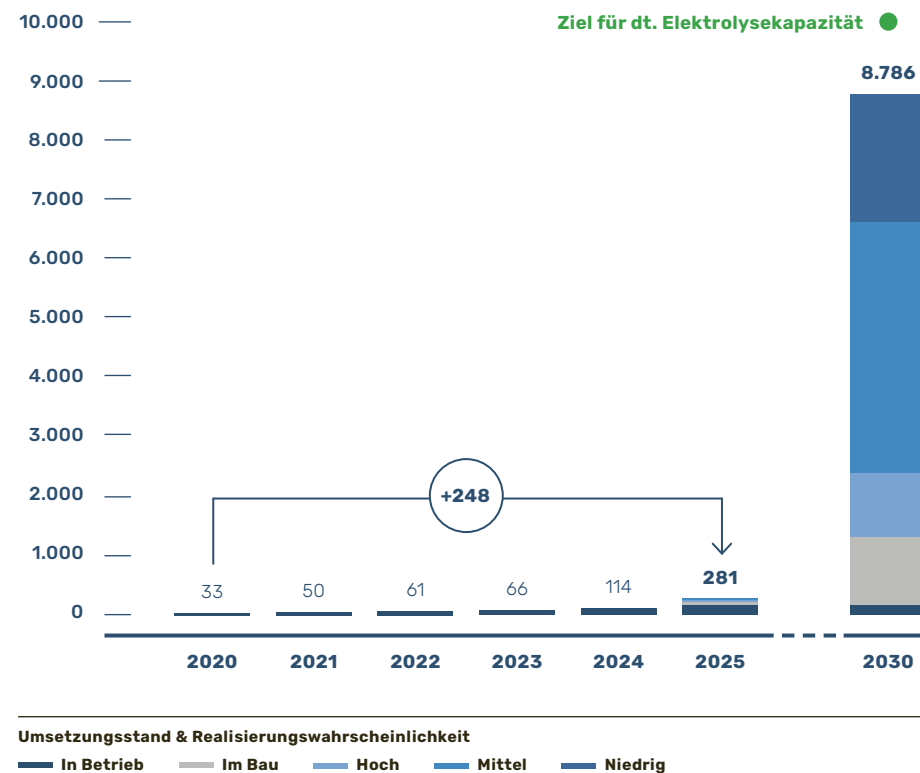
Die Reallabore der Energiewende zu Sektorkopplung und Wasserstoff wurden nach dem Inkrafttreten der **Erneuerbare-Energien-Richtlinie** (EE-RL a. F., engl. RED II)⁵ im Jahr 2018 ausgeschrieben (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R1**). Diese legte nationale Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien fest, der auch durch die Nutzung **erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs** (engl. Renewable fuels of non-biological origin, **RFNBO**) erreicht werden kann. Nach Skizzenerstellung und Bekanntgabe im Jahr 2019 starteten die meisten Vorhaben zwischen 2020 und 2022, während **HydroNet** als jüngstes Reallabor erst Ende 2024 begann.

⁴ BMWi, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“.

⁵ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU L 328 v. 21.12.2018, S. 82.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
 - 1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
 - 1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
 - 1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
 - 1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

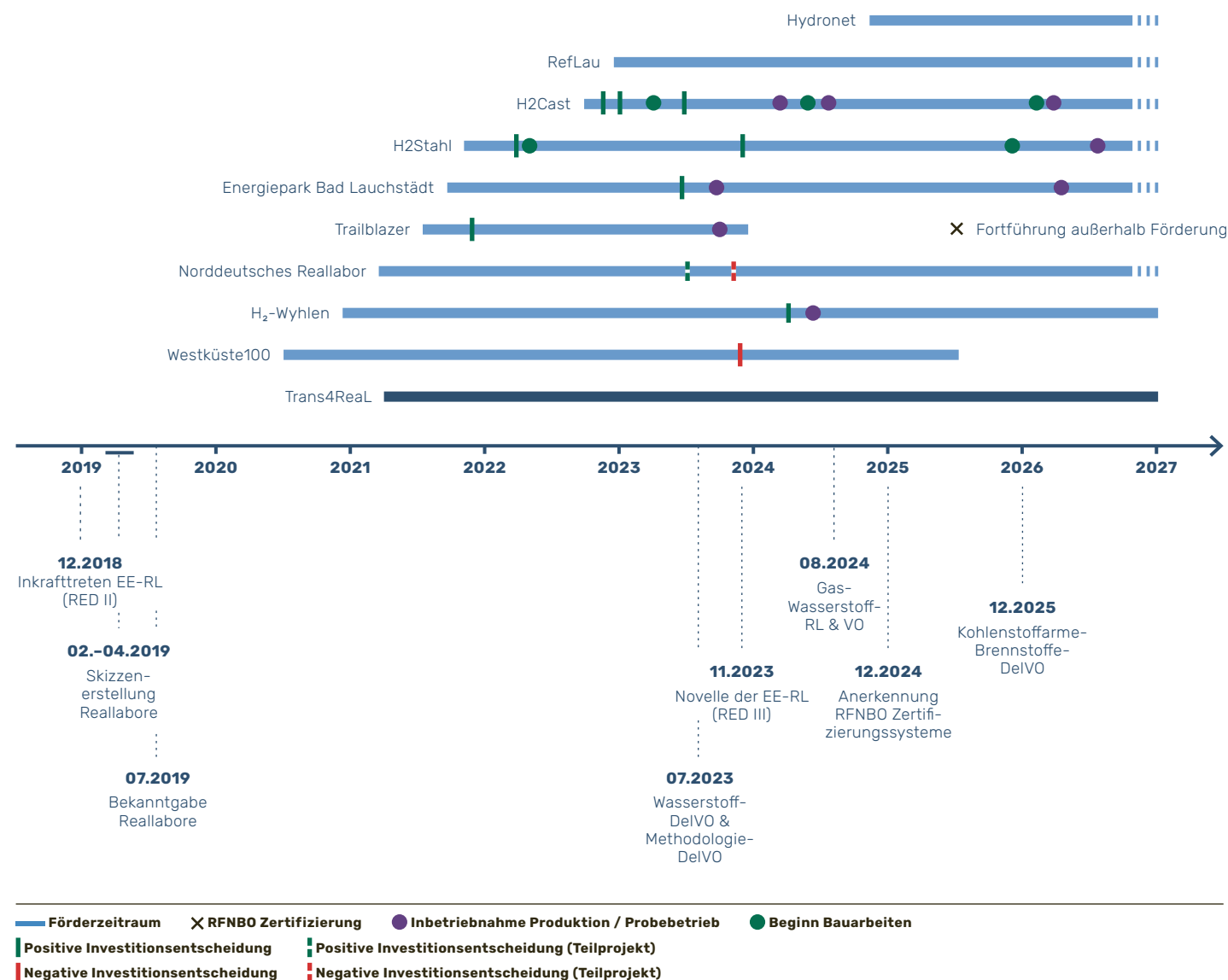
ABBILDUNG 1-3 — HISTORISCHE UND ERWARTETE ENTWICKLUNG DER ELEKTROLYSEKAPAZITÄTEN IN DEUTSCHLAND BIS 2030⁶



⁶ Eigene Darstellung basierend auf Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Elektrolysekapazitäten in Deutschland – Stand und Ausblick“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
 - 1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
 - 1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
 - 1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
 - 1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG 1-4 — ZEITSTRAHL ZUM VERLAUF DER REALLABORVORHABEN IM KONTEXT REGULATORISCHER ENTWICKLUNGEN FÜR WASSERSTOFF



1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG

1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE

1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE

1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS

1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG

2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE

3 FAZIT UND AUSBLICK

Zu Beginn agierten die Reallabore in einem weitgehend **unklaren Rechtsrahmen**, vor allem im Hinblick auf die Definition von erneuerbarem Wasserstoff. Erst das Inkrafttreten der eigentlich bereits für Ende 2021 angekündigten **Delegierten Verordnungen (DeIVO)⁷ zur RED II** im Juli 2023 brachte Klarheit zu den Anforderungen der EU an die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R1-R3**). Die DeIVO legen fest, unter welchen Bedingungen für die RFNBO-Erzeugung verwendeter Strom als vollständig erneuerbar gilt und wie die vorausgesetzte Einsparung von Treibhausgasemissionen zu bestimmen ist. Bis zur Veröffentlichung dieser Regelungen war die Rechtsunsicherheit für viele Projekte zu groß, um eine **Final Investment Decision (FID)** zu treffen. Die Veröffentlichung im Jahr 2023 zog daher FIDs in mehreren Reallaboren nach sich:

In einigen Fällen fielen die **FIDs für (Teil-)Projekte negativ** aus wie jene in den Reallaboren **Westküste100** und **NRL** zur Errichtung von dort geplanten Großelektrolyseuren. Einer der Gründe hierfür war der Preisverfall der Treibhausgas-minderungs-Quote (THG-Quote) für den Verkehrssektor im Jahr 2023.⁸ In anderen Reallaboren konnten wiederum **positive FIDs für (Teil-)Projekte** getroffen werden wie beispielsweise im **Energiepark Bad Lauchstädt**, im Reallabor **H₂-Wyhlen**, aber auch im **NRL**.

Kurz vor Abschluss der eigenen Förderperiode im Jahr 2023 startete **Trailblazer** als erstes Vorhaben mit der **Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff**. Ein weiterer praxisrelevanter Meilenstein war die Anerkennung von drei Zertifizierungssystemen (CertifHy, ISCC EU und REDcert EU) im Dezember 2024 durch die EU-Kommission (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R5**). Seit 2025 produziert Trailblazer nun Wasserstoff, der als RFNBO zertifiziert ist und somit die diesbezüglichen Anforderungen nachweisen kann.

In den Jahren 2023 und 2024 starteten unter anderem **Bauaktivitäten** in den Projekten **H2CAST**, **Energiepark Bad Lauchstädt** und **H₂-Wyhlen**. Im Herbst 2025 konnte im Rahmen des **NRL** ein **Elektrolyseur in Betrieb** genommen werden und 2026 werden weitere Inbetriebnahmen von Elektrolyseuren in den **Vorhaben H₂-Wyhlen** und **Energiepark Bad Lauchstädt** erwartet. Im Vorhaben

⁷ *Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, ABl. L 157 v. 20.06.2023, S. 11, zuletzt geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2024/1408 der Kommission vom 14. März 2024, ABl. EU L v. 21.05.2024; Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgas-einsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, ABl. EU L 157 v. 20.06.2023, S. 20.*

⁸ *Weitere Herausforderungen sind detailliert in Pichlmaier et al., „Herausforderungen der Reallabore der Energiewende im Kontext Wasserstoff“ dargestellt.*

1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG

1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE

1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE

1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS

1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG

2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE

3 FAZIT UND AUSBLICK

H2CAST erfolgten Bauarbeiten für die Erprobung eines Pendelbetriebs für die Kavernenspeicherung. Anwendungsseitig ist insbesondere der Baubeginn der **Direktreduktions-Versuchsanlage** im Reallabor **H₂Stahl** Ende 2025 hervorzuheben.

Auch im Hinblick auf die **Infrastruktur** hat sich der Rechts- und Planungsrahmen weiterentwickelt, wobei in Deutschland als zentrale Entwicklung die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes zu nennen ist, das durch ein langfristiges Amortisationssystem finanziert wird (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R6, R9, R12**). Dies verbessert zunächst die Perspektive für den Wasserstoffmarkthochlauf, da Erzeugung und Offtake besser verbunden werden können. Jedoch verbleiben weiterhin Herausforderungen für Projekte, deren Anbindung an das geplante Kernnetz ungeklärt ist, wie es aktuell im Reallabor **RefLau** der Fall ist.

Mit dem **Inkrafttreten der Kohlenstoffarme-Brennstoffe-Delegierte-Verordnung** (Kohlenstoffarme-Brennstoffe-DeIVO)⁹ wurde der bestehende Rechtsrahmen um die **Definition von kohlenstoffarmem Wasserstoff bzw. kohlenstoffarmen Brennstoffen** (engl. Low-Carbon Fuels, LCF) ergänzt (**vgl. R6–R8**). Diese Definition spielt ebenfalls eine Rolle für den Ausbau der Elektrolysekapazitäten, da elektrolytischer Wasserstoff auch unter LCF fallen kann. Die Anreize für die Erzeugung von LCF sind bisher jedoch weniger ausgeprägt als für RFNBO.

Die Projekterfahrungen verdeutlichen, dass Reallabore in besonderem Maße von einem **verlässlichen Rechtsrahmen und planbaren wirtschaftlichen Perspektiven** abhängig sind. Aus den Erfahrungen der vergangenen Jahre werden die folgenden übergeordneten Erkenntnisse abgeleitet, die für die Ausgestaltung zukünftiger Reallabore von Bedeutung sein können.

⁹ *Delegierte Verordnung (EU) 2025/2359 der Kommission vom 8. Juli 2025 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung einer Methode zur Bewertung der Einsparungen an Treibhausgasemissionen durch kohlenstoffarme Brennstoffe, ABl. EU L v. 21.11.2025.*

Übergeordnete Erkenntnisse und Handlungsansätze zum Format „Reallabore“

Reallabore sind **industrielle Skalierungsvorhaben** mit privatwirtschaftlichem Ressourceneinsatz und Interesse. Die Erfahrungen der vergangenen Jahre zeigen, dass fehlende rechtliche Klarheit erhebliche Verzögerungen verursachen kann und Projekte bei ausbleibender Wirtschaftlichkeit nicht umgesetzt werden. Daraus ergeben sich übergeordnete Handlungsansätze für die **Gestaltung zukünftiger Förderformate und Reallabore**:

- Prüfung und Berücksichtigung der Auswirkungen fehlender rechtlicher Rahmenbedingungen für zukünftige Reallabore.
- Prüfung von Ansätzen zur Verbesserung der Rechts- und Planungssicherheit für zukünftige Reallabore.

Zudem lassen sich folgende Ansätze ableiten, die Projekte selbst adressieren können:

- Integration von Angebot und Nachfrage innerhalb eines Konsortiums, um fehlende Abnahme bei illiquiden oder fehlenden Märkten zu vermeiden.
- Vermeidung überkomplexer Projektstrukturen mit vielen Partnern und Abhängigkeiten, um negative Auswirkungen auf den Projekterfolg zu minimieren.
- Einbindung von Partnern mit bestehenden Ressourcen und Fachwissen sowie klarem strategischen Interesse an den Lernerfahrungen.

„Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist nicht mit der Dynamik vorangegangen, die wir uns zum Start der Reallabore erhofft haben – stellenweise hat sich daher eine gewisse Ernüchterung eingestellt. Gleichzeitig steht nach wie vor außer Frage, dass Wasserstoff ein wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende ist und sich in manchen Anwendungen derzeit keine Alternativen bieten. Die Reallabore haben hier einen entscheidenden Beitrag geleistet: Sie haben uns ein klares Verständnis der technischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Herausforderungen ermöglicht und deutlich gezeigt, welche Hebel nun umgelegt werden müssen, damit der Hochlauf gelingen kann.“

MIKE BLICKER, NRL

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER- FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜN- GLICHEN VORHABEN DER REAL- LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSER- STOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFF- MARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLI- TISCHER STRATEGIESETZUNG

Dieses Kapitel ordnet ein, warum Wasserstoff trotz bestehender Hemmnisse des Wasserstoffmarkthochlaufs ein **zentraler Baustein für die gesetzlich veran-
kerten Klimaziele** bleibt und welche übergeordneten Rahmenbedingungen, aber auch Zielkonflikte und **politische, strategische Abwägungen** die Zukunft des Wasserstoffmarkthochlaufs bestimmen. Es zeigt somit das Spannungsfeld im größeren Kontext auf, bevor die Handlungsschwerpunkte mit vertieften Ana-
lysen zu den zentralen Hemmnissen folgen (**s. Kapitel 2**).

Notwendigkeit des Wasserstoffmarkthochlaufs

Seit der ersten Ölkrise in den 1970er-Jahren hat Wasserstoff wiederkehrende Phasen erhöhter Aufmerksamkeit durchlaufen. Der aktuelle Zyklus unterschei-
det sich jedoch in einem Punkt grundlegend von den Vorangegangenen: Aus
klimapolitischer Sicht bestand bis etwa 2020 keine zwingende Notwendigkeit,
sich intensiv mit Wasserstoff auseinanderzusetzen. Das Ambitionsniveau der EU
zielte zwischen 2009 und 2019 auf eine Minderung der Treibhausgasemissionen
bis 2050 um 80 % bis 95 % gegenüber 1990 ab.¹⁰ Erneuerbarer Wasserstoff ge-
winnt als kostspielige Vermeidungsoption erst bei ambitionierten Klimazielen mit
einer **angestrebten Minderung der Treibhausgasemissionen von deutlich
über 80 %** an Bedeutung.¹¹ Der Einsatz von Molekülen ist für die Defossilisierung
von Anwendungen mit schwer vermeidbaren Treibhausgasemissionen zentral,
insbesondere solchen, die nur **schwer elektrifizierbar** sind. Anwendungen mit
Wasserstoffbedarf für die Defossilisierung sind beispielsweise die Eisenherstel-
lung (Reduktionsmittel), Produktion von Stickstoffdünger (Ammoniak-Synthese)
sowie die Langzeitspeicherung zur Bereitstellung gesicherter Leistung im
Stromsystem.

Mit dem zur Umsetzung des Übereinkommens von Paris von 2015 initiierten
EU Green-Deal von 2019¹² wurde das **Ziel der Klimaneutralität bis 2050** in der

¹⁰ Council of the European Union, „Council Conclusions on EU position for the Copenhagen Climate Conference (7–18 December 2009)“.

¹¹ Vgl. Abbildung 2-7.

¹² European Commission, „The European Green Deal“.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

EU politisch und in Form des Art. 2 Abs. 1 des Europäischen Klimagesetzes¹³ auch rechtlich verankert. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zentrale klimapolitische Instrumente etabliert oder weiterentwickelt. Eines dieser Instrumente ist der **Europäische Emissionshandel** (engl. EU emissions trading system, **EU-ETS**)¹⁴. Hiermit existiert seit 2005 für bestimmte Sektoren ein Preis für emittierte Treibhausgasemissionen mit einer jährlichen Obergrenze, aktuell orientiert an dem Ziel, die Emissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 zu reduzieren. Seit 2023 wird schrittweise ein **CO₂-Grenzausgleichsmechanismus** (engl. carbon border adjustment mechanism, **CBAM**)¹⁵ eingeführt. Der CBAM hat das Ziel, bei ausgewählten importierten Gütern deren Kostenvorteile durch Bepreisung der bei der Herstellung entstandenen CO₂-Emissionen auszugleichen. Wasserstoff ist eine der sechs Warengruppen, die unter den CBAM fallen. Nach einer Einführungsphase ist dieser Mechanismus nun seit 2026 voll anwendbar.

Die **Zielsetzung der Klimaneutralität in Deutschland** bis zum Jahr 2045, welche vom Bundestag mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes 2021¹⁶ beschlossen wurde, beeinflusste ebenfalls die Ausgangslage für Wasserstoff. Ein Förderinstrument sind seit 2024 **CO₂-Differenzverträge** (engl. carbon contracts for difference, **CCfDs**)¹⁷, auch bekannt als **Klimaschutzverträge**, welche die Kostenlücke zwischen klimaverträglichen und konventionellen Produktionsverfahren adressieren. Das Ziel dieses Instrumentes ist es, Industrieunternehmen die Investitionen in Technologien zur Defossilisierung zu erleichtern.

Diese Instrumente auf EU- und nationaler Ebene zeigen beispielhaft die klimapolitische Rahmen- und Anreizsetzung für die gesetzlich verankerten Ziele der Klimaneutralität in der EU und in Deutschland. Neben der politischen Zielsetzung trugen auch die im Jahr 2020 veröffentlichten **Wasserstoffstrategien** der Europäischen Kommission sowie der Bundesregierung zum jüngsten Zyklus mit hoher Aufmerksamkeit für Wasserstoff bei.¹⁸

¹³ Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Europäisches Klimagesetz“), ABl. EU L 243, v. 09.07.2021.

¹⁴ Vgl. Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union, ABl. EU L 275 v. 25.10.2003, S. 32, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2024/795 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Februar 2024, ABl. EU L v. 29.02.2024.

¹⁵ Vgl. Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems, ABl. EU L 130 v. 16.05.2023, S. 52, zuletzt geändert durch Verordnung (EU) 2025/2083 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Oktober 2025, ABl. EU L v. 17.10.2025.

¹⁶ BMUKN, „Bundes-Klimaschutzgesetz“.

¹⁷ BMWi, „CO₂-Differenzverträge erklärt“.

¹⁸ European Commission, „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ BMWi, „Die Nationale Wasserstoffstrategie“.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

Politische Strategie für energie-, klima- und industrie-politische Zielkonflikte

Sechs Jahre später hat sich die Debatte rund um Wasserstoff zunehmend differenziert: In Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Öffentlichkeit ist eine deutlich **kritischere Diskussion** zu den ökonomischen Bedingungen und zum Tempo des Wasserstoffmarkthochlaufs wahrnehmbar. Beispielsweise wird von einigen Akteuren ein verstärkter Fokus auf Elektrifizierungsmaßnahmen gefordert.¹⁹ Zudem ordnete der Bundesrechnungshof diese Entwicklungen 2025 wie folgt ein: „trotz milliardenschwerer Förderung werden zentrale Ziele der Wasserstoffstrategie in Deutschland deutlich verfehlt, wodurch der Wasserstoffmarkthochlauf mit erheblichen Risiken für Klimaziele, Industriestandort und Bundesfinanzen verbunden ist“²⁰.

Die zunehmend kritischere Diskussion über die Bedingungen des **Wasserstoffmarkthochlaufs** ergibt sich vor allem aus den strukturellen Herausforderungen. Die Bereitstellung von erneuerbarem Wasserstoff ist im **Vergleich zu fossilen Alternativen teuer** und wird dies auch absehbar bleiben.²¹ Für die Schaffung eines tragfähigen Wasserstoffmarkts braucht es politischen Willen, übersetzt in einen verlässlichen energie- und klimapolitischen Rahmen, der Planbarkeit schafft. Das heißt, beim Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff gilt es, höhere Kosten zu tragen, was die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen, insbesondere energieintensiver Industrien, in der EU und Deutschland schmälert. Die politische Strategie befindet sich aktuell in einer Phase der Neuverhandlung, in der Aspekte und **Relevanz der Defossilisierung, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz** neu austariert werden müssen. Dabei besteht das Risiko eines nachlassenden politischen Rückhalts für die Klimaziele allgemein und somit den Wasserstoffmarkthochlauf im Speziellen.²² Beispielsweise wurde die Einführung des Emissionshandelssystems für weitere Sektoren um ein Jahr nach hinten verschoben.²³

¹⁹ Z.B. Liebreich, „The Pragmatic Climate Reset – Part II: A Provocation“; Ember, „The Electrotech Revolution“; Electrification Alliance, „The Electrification Staircase is out! – Electrification-Alliance“.

²⁰ Bundesrechnungshof, „Umsetzung der Wasserstoffstrategie des Bundes“.

²¹ Jüngere geopolitische Konflikte und Preissteigerung fossiler Energieträger in diesem Zusammenhang konnten aus zeitlichen Gründen in diesem Bericht nicht berücksichtigt werden.

²² Politico, „EU should relax net-zero target, German energy minister says“.

²³ European Commission, „EU postpones carbon pricing for buildings to 2028 in climate law deal“.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER- FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜN- GLICHEN VORHABEN DER REAL- LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSER- STOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

Eine **Aufweichung der klimapolitischen Rahmenbedingungen und Zielstellung** kann dazu führen, dass der Einsatz von Technologien mit hohen Treibhausgasverminderungskosten wie Wasserstoff weniger notwendig erscheint. Dies verunsichert Unternehmen, die auf eine langfristige THG-Minderung innerhalb der EU gesetzt haben und kann Investitionsentscheidungen verzögern. Dies hat auch industriepolitische Relevanz, da ein wesentlicher Teil der Technologieentwicklung rund um Wasserstoff und Derivate bereits außerhalb Europas stattfindet, z. B. in China.²⁴

Die folgenden Handlungsschwerpunkte und Handlungsansätze fußen auf der Grundannahme der **Beibehaltung der gesetzlich verankerten Klimaziele** in Deutschland und der EU sowie der daraus resultierenden **Notwendigkeit des Wasserstoffmarkthochlaufs**. Sie zielen darauf ab, diesen unter den bestehenden Rahmenbedingungen wirksam auszugestalten.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
 - 1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
 - 1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
 - 1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
- 1.4 **NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG**
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

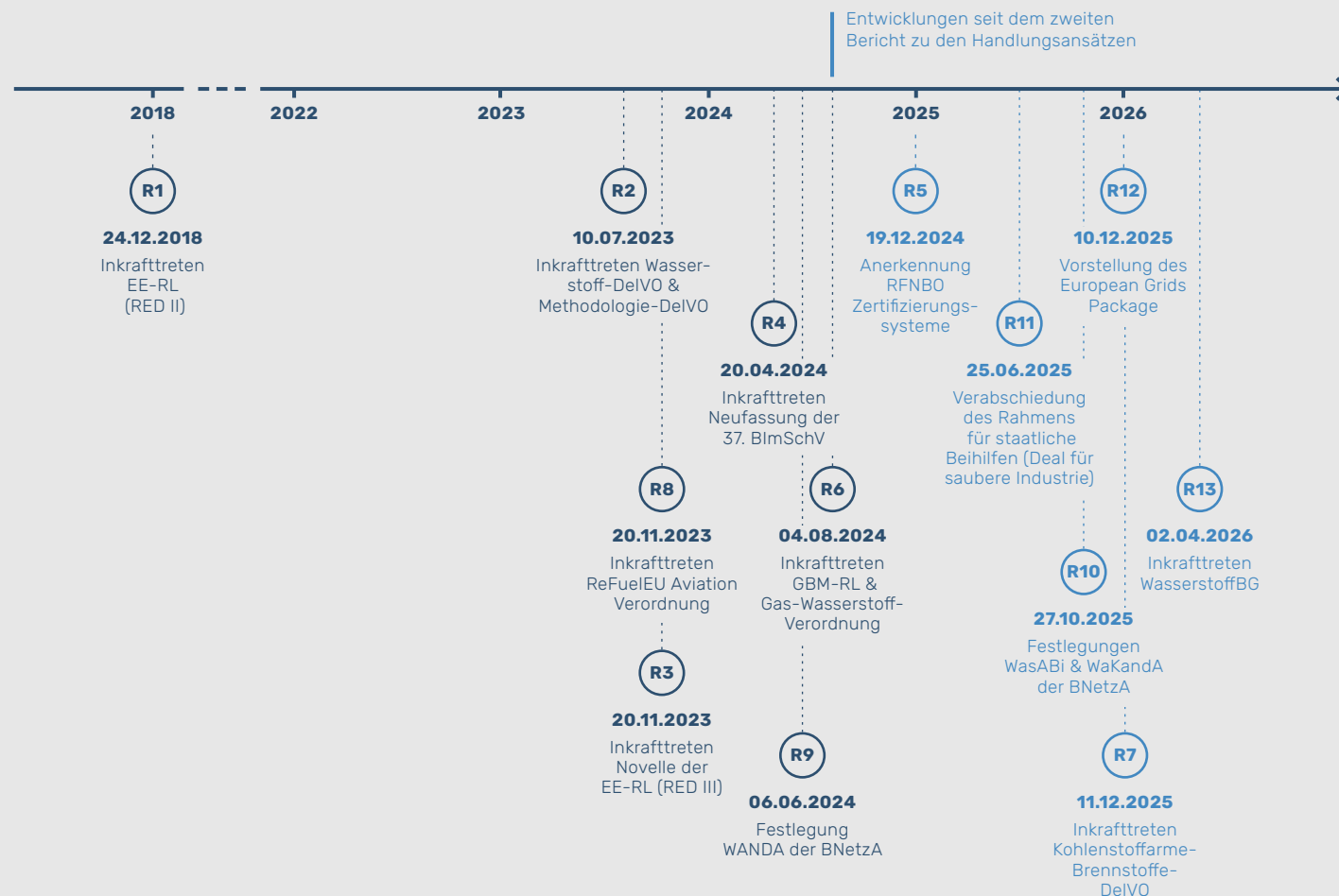
Rechtlicher Hintergrund:

Entwicklung der Rahmenbedingungen für Wasserstoff

Die rechtlichen Rahmenbedingungen prägen maßgeblich die Wirtschaftlichkeit von erneuerbarem Wasserstoff und damit die Voraussetzungen für den Wasserstoffmarkthochlauf. Über die Laufzeit der Reallabore ist ein neuer Rechtsrahmen entstanden, dessen Entwicklungslinien in diesem Hintergrund nachgezeichnet werden sollen. Dafür werden zunächst die zentralen rechtlichen Entwicklungen der früheren Jahre zusammengefasst. Zudem werden relevante Änderungen am Rechtsrahmen dargestellt, die seit der Veröffentlichung des letzten Berichts²⁵ im Herbst 2024 vorgenommen wurden. Für einen detaillierteren Einblick wird ergänzend auf die Ausführungen in den vorherigen Berichten zu Handlungsansätzen verwiesen. Eine übergreifende Einordnung bietet der Zeitstrahl in **Abbildung RH-1**, der die zentralen Meilensteine chronologisch aufzeigt. Die Nummerierungen innerhalb der Abbildung dienen zum Referenzieren zu Beginn der einzelnen Abschnitte in diesem Rechtlichen Hintergrund und werden im Berichtstext als Verweise genutzt.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
 - 1.1 TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
 - 1.2 VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
 - 1.3 ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
 - 1.4 NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG RH-1 — ZEITLICHE EINORDNUNG ZENTRALER REGULATORISCHER MEILENSTEINE FÜR DEN WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUF



1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

(R1-2) Ein Meilenstein der Entwicklung des Rechtsrahmens war das Inkrafttreten der EE-RL a. F. (RED II) im Jahr 2018. Diese sah in Art. 25 Abs. 1 UAbs. 1 EE-RL a. F. vor, dass die Mitgliedstaaten die Kraftstoffanbieter verpflichten, dafür zu sorgen, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bis 2030 mindestens 14 % beträgt. Die RED II enthielt zudem umfangreiche Voraussetzungen, unter denen der Einsatz sogenannter „flüssige[r] oder gasförmige[r] erneuerbare[r] Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs“ auf die Zielvorgabe des Art. 25 Abs. 1 UAbs. 1 EE-RL a. F. angerechnet werden konnte. Dieser Begriff umfasst aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Wasserstoff und Wasserstoff-Derivate. Für eine vollständige Anrechenbarkeit bestimmte Art. 27 Abs. 3 EE-RL a. F. bereits grundsätzliche Anforderungen an den zur Kraftstoffproduktion einzusetzenden Strom. Darüber hinaus sah Art. 25 Abs. 2 UAbs. 1 EE-RL a. F. vor, dass erneuerbare Kraftstoffe für den Verkehr nicht biogenen Ursprungs nur dann auf die Zielvorgabe anrechenbar waren, wenn die mit ihrer Nutzung erzielte THG-Minderung mindestens 70 % beträgt. Zur Konkretisierung dieser Anforderungen hat die EU-Kommission die Wasserstoff-Delegierte-Verordnung (Wasserstoff-DelVO)²⁶ und die Methodologie-Delegierte-Verordnung (Methodologie-DelVO)²⁷ erlassen, die beide am 10. Juli 2023 in Kraft getreten sind. Mit diesen Regelungen ist ein detaillierter Rechtsrahmen für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff festgelegt worden, der allerdings zunächst allein für den Verkehrssektor galt.

(R3) Mit der am 20. November 2023 in Kraft getretenen Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL, engl. RED III)²⁸ wurden in verschiedenen Sektoren neue Zielvorgaben für den Einsatz von erneuerbaren Energien eingeführt und bestehende Zielvorgaben (unter anderem für den Verkehr) ambitionierter ausgestaltet. In diesem Zusammenhang wurden auch die (Anrechnungs-)Regeln für erneuerbaren Wasserstoff auf alle Sektoren übertragen. Dies kommt auch dadurch zum Ausdruck, dass in der Begriffsdefinition des Art. 3 Abs. 2 Nr. 36 EE-RL der

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

Satzteil „für den Verkehr“ gestrichen und damit der Begriff „erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (RFNBO) etabliert wurde. Dementsprechend hat die EU-Kommission auch die Wasserstoff-DelVO angepasst und deren Anwendungsbereich ausgeweitet.²⁹ Eine Anpassung der Methodologie-DelVO an die Änderungen in der EE-RL steht jedoch noch aus.³⁰ Mit der Ausweitung der Zielvorgaben und der Öffnung der Anrechnungsmöglichkeiten auf alle Sektoren sind weitere wirtschaftliche Anreize für die Nutzung von RFNBO geschaffen worden.

(R4) Die in der EE-RL festgelegte Zielvorgabe für den Verkehrssektor und die europäischen Anrechnungsregeln für RFNBO sind mit den §§ 37a ff. Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)³¹ und der 37. Bundes-Immissionsschutzverordnung (37. BImSchV)³² in nationales Recht umgesetzt worden. § 37a Abs. 1 und 4 BImSchG regelt, dass Inverkehrbringer von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen die damit verbundenen Treibhausgasemissionen um einen bestimmten, jährlich steigenden Prozentsatz mindern müssen (sogenannte THG-Quote). Die 37. BImSchV bestimmt, unter welchen Voraussetzungen RFNBO auf die THG-Quote anrechenbar sind und wie deren Einhaltung nachzuweisen ist. Die Bundesregierung hat am 10. Dezember 2025 den Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote vorgelegt, der eine Fortschreibung der jährlichen Erhöhung der THG-Quote bis zum Jahr 2040 und weitere substantielle Änderungen vorsieht (s. hierzu auch Kapitel 2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor).

(R5) Die EU-Kommission hat mit Durchführungsbeschlüssen vom 19. Dezember 2024 drei (privatrechtlich organisierte) freiwillige Systeme zur Zertifizierung von RFNBO anerkannt.³³ Ein freiwilliges System ist gemäß Art. 2 Nr. 1 System-Durchführungsverordnung³⁴ eine Organisation, die zertifiziert, dass die Wirtschaftsteilnehmer die Kriterien und Vorschriften der EE-RL einhalten. Die Anerkennung ist für die Praxis von großer Bedeutung, weil Wirtschaftsteilnehmer damit eine Mög-

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

lichkeit haben die Einhaltung der Anforderungen an erneuerbare Kraft- und Brennstoffe auf einem rechtlich festgelegten Weg nachzuweisen.

(R6) Mit der Gas-Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie (GBM-RL)³⁵ sowie der Gas-Wasserstoff-Verordnung³⁶ sind auf europäischer Ebene die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Schaffung einer Wasserstoffinfrastruktur geschaffen worden. Die GBM-RL enthält unter anderem Regelungen zur Entflechtung der Wasserstoffnetzbetreiber und zum Netzzugang Dritter. Mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets sollen Vorgaben der GBM-RL in nationales Recht umgesetzt werden (**s. hierzu auch Kapitel 2.3 Infrastruktur**).

(R7-8) Des Weiteren hat die EU-Kommission auf Grundlage von Art. 9 Abs. 5 GBM-RL die Kohlenstoffarme-Brennstoffe-DeIVO erlassen. Festgelegt wurde darin eine Methode zur Berechnung der durch die Nutzung von LCF erzielten Treibhausgasemissionseinsparungen. Die Definition von LCF in Art. 2 Nr. 13 GBM-RL setzt voraus, dass diese eine Verringerung der Treibhausgasemissionen von 70 % im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erreichen. LCF können als kohlenstoffarme Flugkraftstoffe gemäß Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 lit. b) ReFuelEU Aviation Verordnung³⁷ auf die Zielvorgabe für Flugkraftstoffanbieter nach Art. 4 Abs. 1 UAbs. 1 i. V. m. Anhang I ReFuelEU Aviation Verordnung angerechnet werden (**s. hierzu Kapitel 2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor**).

Eine weitere relevante Entwicklung seit der Veröffentlichung des letzten Berichts zu den Handlungsansätzen ist das Inkrafttreten der Änderung der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV)³⁸ am 16. November 2024. Damit ist erstmals eindeutig geregelt worden, welche Leistungsklassen von Elektrolyseuren einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen.³⁹ Zwischenzeitlich in Kraft ge-

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

treten ist auch die Verordnung zur energiestatistischen Erhebung von Wasserstoff⁴⁰, die unter anderem die Erhebung von produzierten Wasserstoffmengen vorsieht. Außerdem wurde mit einer am 1. Januar 2026 in Kraft getretenen Änderung von § 9b Abs. 2 Stromsteuergesetz⁴¹ und der Streichung des dortigen Absatz 2a die ursprünglich auf die Jahre 2024 und 2025 befristete erhöhte Stromsteuerentlastung für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes auf unbestimmte Zeit verlängert (s. hierzu auch Kapitel 2.1.1 Strombezug).

(R9) Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in den vergangenen Monaten mit verschiedenen Festlegungen einen regulatorischen Rahmen für den Hochlauf des deutschen Wasserstoffmarktes geschaffen. Mit der Festlegung WANDA⁴² wurden am 6. Juni 2024 zunächst Regelungen zur Regulierung der Netzentgelte im Wasserstoff-Kernnetz geschaffen. Dabei wurde ein sogenannter intertemporaler Amortisationsmechanismus eingeführt, der die Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes bis zum 31. Dezember 2055 ermöglichen soll. Daran anknüpfend wurde am 14. Juli 2025 ein bundeseinheitliches Hochlaufentgelt für die Amortisationsphase in den Jahren 2025 bis 2055 festgelegt.⁴³ Für ein nicht unterbrechbares Jahreskapazitätsprodukt, also die durchgehende Bereitstellung der Transportkapazität, beträgt das Hochlaufentgelt grundsätzlich 25 €/kWh/h/a. Für das Jahr 2026 ergibt sich infolge der Berücksichtigung der allgemeinen Geldwertentwicklung allerdings ein Entgelt von 25,55 €/kWh/h/a. Das Hochlaufentgelt wird ab dem 1. Januar 2028 alle drei Jahre durch die BNetzA überprüft und bei Bedarf angepasst.⁴⁴ Am 12. Dezember 2025 wurde WANDA durch den Änderungsbeschluss KOSMO⁴⁵ überarbeitet. Ergänzt wurden dabei unter anderem Methodenvorgaben zur Entgeltbildung für unterjährige Kapazitätsprodukte und unterbrechbare Wasserstoffnetzkapazitäten.

(R10) Des Weiteren wurden am 27. Oktober 2025 mit den Festlegungen WasABi⁴⁶ und WaKandA⁴⁷ die Eckpfeiler eines nationalen Wasserstoff-

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

Marktdesigns bestimmt. Dazu wurden die grundlegenden Aspekte eines Bilanzierungssystems Wasserstoff, eines Kapazitätsgrundmodells sowie zu der Abwicklung des Netzzugangs zu Wasserstoffversorgungsnetzen geregelt. Die in den Festlegungen enthaltenen Regelungen sind durch den Wasserstoff-Marktgebietsverantwortlichen und die Wasserstoffnetzbetreiber umzusetzen und größtenteils ab dem 1. Januar 2028 anzuwenden.

(R11) Zudem hat die EU-Kommission am 25. Juni 2025 in Ergänzung zu den bisherigen beihilferechtlichen Leitlinien einen Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für saubere Industrie verabschiedet.⁴⁸ Dieser Rahmen enthält unter anderem Regelungen dazu, unter welchen Voraussetzungen Mitgliedstaaten Beihilfen zur Beschleunigung des Ausbaus sauberer Energien auszahlen dürfen. Förderfähig sind hiernach unter anderem Investitionen in die Herstellung von RFNBO, sofern die Vorgaben der EE-RL und der dazugehörigen Rechtsakte erfüllt sind. Darüber hinaus können Beihilfen auch für Investitionen in LCF gewährt werden, sofern diese im Einklang stehen mit den Methoden der GBM-RL und den dazugehörigen Rechtsakten. Die Herstellung von RFNBO hat aber bestimmte beihilferechtliche Vorteile gegenüber LCF. Beispielsweise müssen bei entsprechenden Förderprogrammen mindestens 30 % der Mittel für RFNBO vorbehalten sein.

(R12) Mit dem sogenannten „European Grids Package“ möchte die EU-Kommission Probleme bei der Planung und Umsetzung der europäischen Energieinfrastruktur lösen.⁴⁹ Dazu hat sie am 10. Dezember 2025 unter anderem Vorschläge zur Änderung der Europäischen Verordnung zu Leitlinien für Transeuropäische Energie-Infrastruktur (TEN-E VO) vorgelegt.⁵⁰ Die Regelungen sehen eine Zentralisierung der Planung und Vereinfachung der Umsetzung von grenzüberschreitender Energieinfrastruktur vor, die als „Projekte von gemeinsamem Interesse“ (engl. Projects of Common Interest, PCI) identifiziert werden. Darunter fallen

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

auch Projekte für Wasserstoffinfrastrukturen. Derzeit befinden sich 65 Wasserstoffprojekte auf der sogenannten PCI-Liste. Ein zentraler Punkt in der Projektentwicklung, der sich in der Praxis oft als schwierig herausgestellt hat, ist dabei die Finanzierung. Die EU-Kommission will mehr Transparenz über die Vorteile transeuropäischer Infrastrukturprojekte schaffen und besser vermitteln, dass ein gut ausgebautes europäisches Netz allen Mitgliedstaaten zugutekommt. Damit soll nicht nur die Akzeptanz für die Projekte an sich, sondern insbesondere für deren Finanzierung erreicht werden. Zudem sollen die Koordinierung der Planungs- und Genehmigungsprozesse in den betroffenen Mitgliedstaaten verbessert und die Rolle der EU-Kommission bei der Ermittlung des Infrastrukturbedarfs gestärkt werden, um sicherzustellen, dass die notwendige Infrastruktur für die Energieunion geschaffen wird. Die Vorschläge werden in den kommenden Monaten im Rahmen des ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens auf europäischer Ebene diskutiert.

(R13) Schließlich ist am 2. April 2026 das Gesetz zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften in Kraft getreten.⁵¹ Zentraler Bestandteil dieses verschiedenen Gesetze betreffenden Artikelgesetzes ist das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WasserstoffBG)⁵². Mit dem Artikelgesetz sollen insbesondere die Planungs- und Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Erzeugung und Speicherung sowie zum Transport und Import von Wasserstoff vereinfacht und so der Wasserstoffmarkthochlauf beschleunigt werden. Dabei wurde der Gesetzesentwurf der Vorgängerregierung⁵³ weitestgehend übernommen und an ihm nur kleinere – im Wesentlichen nicht grundlegende – Änderungen vorgenommen. So wurde etwa der Anwendungsbereich des WasserstoffBG dahingehend präzisiert und erweitert, dass nunmehr die Errichtung, der Betrieb und auch die Änderung entsprechender Anlagen und Leitungen einschließlich der jeweils dazugehörigen Neben-

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REALLABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

anlagen umfasst sind. Zudem wurden weitere Anlagen wie Anlagen zur Erzeugung oder zum Import von RFNBO und Verdichter zur Befüllung von Wasserstofftrailern (§ 2 Abs. 1 Nr. 10 und 12 WasserstoffBG) in den Anwendungsbereich aufgenommen. Ferner wurde die Regelung zum überragenden öffentlichen Interesse (§ 4 WasserstoffBG) entsprechend der Regelung in § 2 S. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023)⁵⁴ um einen relativen Gewichtungsvorrang ergänzt. Hiernach gilt bei der Abwägung verschiedener Interessen im Planungs- und Genehmigungsverfahren eine Regelvermutung für das Überwiegen des Interesses der Errichtung und des Betriebs einer Anlage oder Leitung nach § 2 Abs. 1 WasserstoffBG, von der nur in (atypischen) Ausnahmefällen abgewichen werden kann. Im Vergleich zum WasserstoffBG-Entwurf aus der letzten Legislatur setzt das überragende öffentliche Interesse für Elektrolyseure nicht mehr voraus, dass diese den Wasserstoff vorwiegend mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen. Außerdem werden die im vorherigen Entwurf vorgesehenen verfahrensrechtlichen Maßgaben für die Anwendung der Vorschriften des Wasserhaushaltsgesetzes⁵⁵ und des Bundes-Immissionsschutzgesetzes nunmehr nicht im WasserstoffBG, sondern – im Wesentlichen unverändert – direkt in den jeweiligen Fachgesetzen geregelt (z. B. § 11c WHG bzw. § 16c BImSchG).

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

- ²⁵ Ruprecht et al., „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“.
- ²⁶ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs, ABl. L 157 v. 20.06.2023, S. 11, zuletzt geändert durch Delegierte Verordnung (EU) 2024/1408 der Kommission vom 14. März 2024, ABl. EU L v. 21.05.2024.
- ²⁷ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe, ABl. EU L 157 v. 20.06.2023, S. 20.
- ²⁸ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. EU L 328 v. 21.12.2018, S. 82, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024, ABl. EU L v. 26.06.2024.
- ²⁹ Delegierte Verordnung (EU) 2024/1408 der Kommission vom 14. März 2024 zur Änderung der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission im Hinblick auf die Anpassung eines Fachbegriffs an die Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. EU L v. 21.05.2024.
- ³⁰ S. Ruprecht et al., „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“ , S. 16.
- ³¹ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 348) geändert worden ist.
- ³² Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die THG-Quote) vom 17. April 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 131), die durch Artikel 3 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 348) geändert worden ist.
- ³³ S. beispielhaft Durchführungsbeschluss (EU) 2024/3180 der Kommission vom 19. Dezember 2024 über die Anerkennung des freiwilligen Systems „CertifHy“ zum Nachweis der Einhaltung der in der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates festgelegten Anforderungen für erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs, ABl. EU L v. 20.12.2024.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

- ³⁴ Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, ABl. EU L 168 v. 27.06.2022, S. 1, zuletzt geändert durch Durchführungsverordnung (EU) 2025/196 der Kommission vom 3. Februar 2025, ABl. L v. 04.02.2025.
- ³⁵ Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, ABl. EU L v. 15.07.2024 (Neufassung).
- ³⁶ Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff (Neufassung), ABl. EU L v. 15.07.2024.
- ³⁷ Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (Initiative „ReFuelEU Aviation“), ABl. EU L v. 31.10.2023.
- ³⁸ Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen in der Fassung der Bekanntmachung vom 31. Mai 2017 (BGBl. I S. 1440), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 355) geändert worden ist.
- ³⁹ S. hierzu Ruprecht et al., „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“, S 26 f.
- ⁴⁰ Energiestatistik-Verordnung Wasserstoff vom 20. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 442).
- ⁴¹ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 340) geändert worden ist.
- ⁴² BNetzA, Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Einrichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA), GBK-24-01-2#1, v. 06.06.2024.
- ⁴³ BNetzA, Beschluss hinsichtlich der Festlegung zur Bestimmung des Hochlaufentgeltes für das Wasserstoff-Kernnetz, GBK-24-02-2#4, v. 14.07.2025.
- ⁴⁴ BNetzA, GBK-24-01-2#1, Tenorziffer 3, S. 3.
- ⁴⁵ BNetzA, Beschluss hinsichtlich der Festlegung von Bestimmungen zur Abbildung der Kosten bestimmter Transportleistungen des Wasserstoffkernnetzes und zur entsprechenden Modifikation der Netzentgelte (KOSMO), GBK-24-01-2#2, v. 12.12.2025.
- ⁴⁶ BNetzA, Beschluss hinsichtlich der Festlegung in Sachen Wasserstoff-Ausgleichs- und Bilanzierungsgrundmodell (WasABi), BK7-24-01-014, v. 27.10.2025.
- ⁴⁷ BNetzA, Beschluss hinsichtlich der Festlegung in Sachen Wasserstoff Kapazitäten Grundmodell und Abwicklung des Netzzugangs (WaKandA), BK7-24-01-015, v. 27.10.2025.
- ⁴⁸ Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission, Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie (Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie), C/2025/3602, ABl. EU C v. 04.07.2025.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
1.1	TRANS4REAL – TRANSFER-FORSCHUNG DER REALLABORE DER ENERGIEWENDE
1.2	VORSTELLUNG DER URSPRÜNGLICHEN VORHABEN DER REAL-LABORE
1.3	ENTWICKLUNGEN UND VERLAUF DER VORHABEN IM KONTEXT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS
● 1.4	NOTWENDIGKEIT DES WASSERSTOFFMARKTHOCHLAUFS IM KONTEXT POLITISCHER STRATEGIESETZUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
3	FAZIT UND AUSBLICK

- ⁴⁹ Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Paket „Europäische Netze“, COM(2025) 1005 final v. 10.12.2025, S. 2.
- ⁵⁰ Europäische Kommission, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942, (EU) 2019/943 und (EU) 2024/1789 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) 2022/869, COM(2025) 1006 final v. 10.12.2025.
- ⁵¹ Gesetz zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften (BGBl. 2026 I Nr. 84).
- ⁵² Gesetz zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Beschleunigung von Erzeugung, Speicherung, Import und Transport von Wasserstoff (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz – WasserstoffBG).
- ⁵³ BT-Drs., 20/11899; s. hierzu Ruprecht et al. S 26 ff.
- ⁵⁴ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 23 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist.
- ⁵⁵ Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 29. März 2026 (BGBl. 2026 I Nr. 84) geändert worden ist.



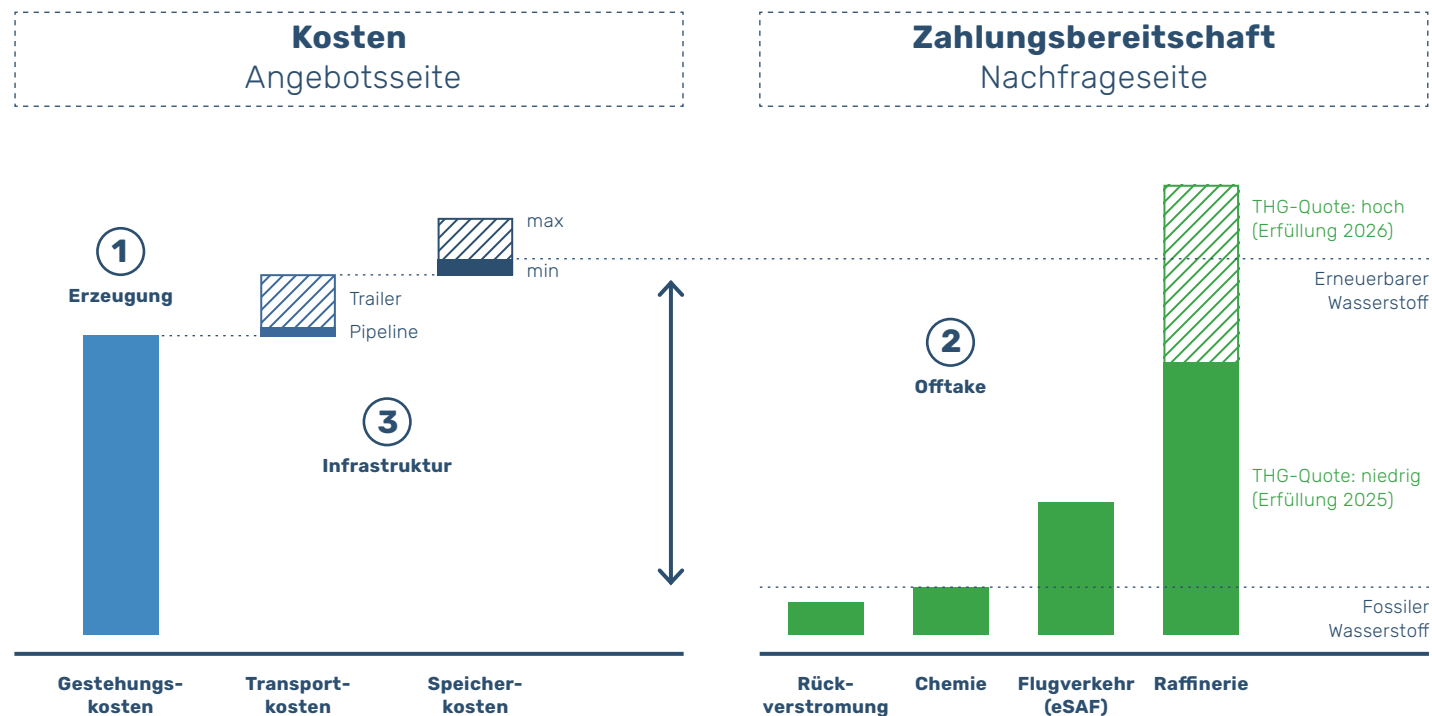
2

**HANDLUNGS-
SCHWERPUNKTE**

Für erneuerbaren Wasserstoff existiert heute noch kein liquider Markt: Auf der **Angebotsseite** ist die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff weiterhin **kostenintensiv**, während auf der **Nachfrageseite** unklar bleibt, wie eine **Zahlungsbereitschaft** für die deutlichen Mehrkosten von erneuerbarem Wasserstoff gegenüber fossilen Alternativen geschaffen werden kann. Existierende Instrumente wie die THG-Quote können die notwendige Zahlungsbereitschaft anreizen, allerdings führen Unsicherheiten bezüglich der Preisentwicklung nur bedingt zu langfristigen Abnahmeverträgen. Gleichzeitig befindet sich die für einen großvolumigen Markt notwendige **Transport- und Speicherinfrastruktur** noch im Aufbau.

Dabei besteht eine dreiseitige Abhängigkeit von Angebot, Nachfrage und Infrastruktur: Erzeugungskapazitäten werden nur bei gesicherter Abnahme aufgebaut, Offtake erfordert eine verlässliche und vor allem wirtschaftlich tragfähige Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff, während die entsprechende Infrastruktur eine Voraussetzung ist, um große Mengen Wasserstoff zur Verfügung zu stellen. Der sinnhafte Ausbau und Dimensionierung von Transport- und Speicherinfrastruktur ist jedoch wiederum von den gehandelten Wasserstoffmengen abhängig. **Abbildung 2-1** verdeutlicht diese Ausgangslage mit den zentralen Herausforderungen des Wasserstoffmarkthochlaufs. Es ergeben sich drei Handlungsschwerpunkte, die im Folgenden analysiert werden: **(1) Hohen Erzeugungskosten** als zentrales Problem der Angebotsseite stehen **mangelnde Zahlungsbereitschaften im (2) Offtake** gegenüber, wobei **(3) Transport und Speicher infrastrukturelle Voraussetzungen** bilden, um Angebot und Nachfrage in großem Maßstab miteinander zu verbinden.

ABBILDUNG 2-1 — GEGENÜBERSTELLUNG VON WASSERSTOFFKOSTEN IN ERZEUGUNG UND INFRASTRUKTUR SOWIE SEKTORALER ZAHLUNGSBEREITSCHAFT DER NACHFRAGE (OFTAKE)⁵⁶



⁵⁶ Analysen basierend auf FfE, „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“; Ziemsky, Pichlmaier, and Gyetko, „Bridging the Financial Gap: Analysis of Parity Prices and Policy Instruments for Green Hydrogen Applications in Hard-to-Abate Sectors in Germany“; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten“.

2.1 ERZEUGUNG

Die Kosten der erneuerbaren Wasserstoffherzeugung sind eine zentrale Herausforderung für den Markthochlauf. **Abbildung 2-2** stellt die einzelnen Kostenkomponenten der Wasserstoffgestehungskosten (engl. levelized cost of hydrogen, LCOH) dar: Die **operativen Kosten (OPEX)** werden insbesondere im Fall von hohen Volllaststunden (VLS) maßgeblich durch Strombezugskosten bestimmt. Aktuell nicht anfallende Kostenkomponenten wie staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP) könnten die Strombezugskosten bei Wegfall der Befreiungstatbestände perspektivisch weiter erhöhen. Die **Investitionskosten (CAPEX)** sind von physischen Komponenten sowie von indirekten Kosten am Standort und abseits des Standorts geprägt. Diese Herausforderungen der Angebotsseite zeigen sich auch in den Reallaboren. Im Folgenden wird auf die wesentlichen Kostentreiber beim **Strombezug** und bei den Kosten durch **Investition und Finanzierung** eingegangen und aus den Erfahrungen der Reallabore Handlungsansätze abgeleitet.

2.1.1 Strombezug

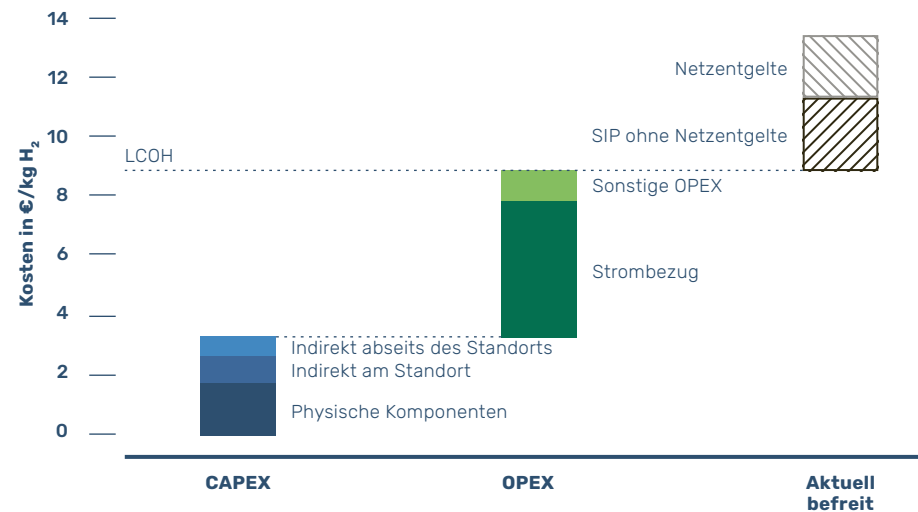
Ausgangssituation & Hintergrund

Die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse ist stromintensiv und die **Kosten des Strombezugs** bestimmen maßgeblich die OPEX. In der Vergangenheit wurden diese Kosten häufig unterschätzt, da sowohl Marktmechanismen und technische Voraussetzungen als auch rechtliche Anforderungen nicht ausreichend berücksichtigt wurden.

Der Strombezug für die Herstellung von RFNBO unterliegt den **rechtlichen Vorgaben der RED III und der dazugehörigen Rechtsakte (vgl. Rechtlicher Hintergrund R1-R4)**, die maßgeblich bestimmen, welche Strombezugsmodelle für Elektrolyseure wirtschaftlich darstellbar sind. In der Praxis wird die Erfüllung der Strombezugskriterien überwiegend durch den Bezug von Strom über **Strombezugsverträge, sogenannte Power Purchasing Agreements (PPAs)**, mit

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 2.1 ERZEUGUNG
- 2.2 OFFTAKE
- 2.3 INFRASTRUKTUR
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG 2-2 — ZUSAMMENSETZUNG DER LCOH NACH KOSTEN-KOMPONENTEN UNTER AKTUELLEN BEFREIUNGSTATBESTÄNDEN (STAATLICH INDUZIERTE PREISBESTANDTEILE (SIP) & NETZENTGELTE)



EE-Anlagen sichergestellt. Dabei sind Kriterien zur geografischen und zeitlichen Korrelation sowie zur Zusätzlichkeit einzuhalten (**s. Rechtlicher Hintergrund: Strombezugskriterien**). Typische Bezugsstrategien versuchen, die Volllaststunden (VLS) zu maximieren, beispielsweise durch eine Kombination unterschiedlicher EE-Anlagen oder eine Überbauung der EE-Nennleistung im Verhältnis zur Elektrolyseleistung.

Rechtlicher Hintergrund: *Strombezugskriterien*

Auf europäischer Ebene gibt die Wasserstoff-DeIVO detailliert vor, unter welchen Voraussetzungen der zur Produktion von RFNBO eingesetzte Strom im Rahmen der EE-RL als vollständig erneuerbar gilt.⁵⁷ Dies ist wichtig für die Anrechenbarkeit von RFNBO auf die Zielvorgaben der EE-RL. Dabei wird grundlegend zwischen einem **Direktbezug und einem Bezug über das Stromnetz** unterschieden. Beim Netzbezug sind wiederum vier verschiedene Varianten vorgesehen. Danach gilt der Strom bis zu einer bestimmten Jahreshöchststundenzahl als vollständig erneuerbar, wenn der durchschnittliche Anteil von erneuerbarem Strom in der jeweiligen Gebotszone im vorangegangenen Jahr mindestens 90 % betragen hat. Strom kann auch dann als vollständig erneuerbar genutzt werden, wenn die Emissionsintensität in der Gebotszone unter 18 g CO₂-Äq./MJ liegt und bestimmte weitere Voraussetzungen eingehalten sind oder wenn Netzstrom während Redispatch-Maßnahmen genutzt wird. Sind diese Varianten nicht einschlägig, gilt der Strom aus dem Netz gemäß Art. 4 Abs. 4 Wasserstoff-DeIVO dann als vollständig erneuerbar, wenn die **Bedingungen der zeitlichen und geografischen Korrelation** sowie der **Zusätzlichkeit** erfüllt werden.

Nach der in Art. 6 Wasserstoff-DeIVO geregelten **zeitlichen Korrelation** müssen Stromerzeugung und RFNBO-Erzeugung im Grundsatz innerhalb desselben Kalendermonats erfolgen. Ab dem 1. Januar 2030 bezieht sich das Kriterium der zeitlichen Korrelation allerdings auf den **Zeitraum von einer Stunde**. Die **geografische Korrelation** macht Vorgaben zum Standort von EE-Anlage und Elektrolyseur und ist nach Art. 7 Wasserstoff-DeIVO unter anderem dann erfüllt, wenn sich beide Anlagen **innerhalb derselben Gebotszone** befinden.

Die **Zusätzlichkeit** erfordert gemäß Art. 5 Wasserstoff-DeIVO die Erzeugung des Stroms in **eigenen EE-Anlagen** oder den **Abschluss eines Vertrags über den Bezug von erneuerbarem Strom (PPA) mit einer EE-Anlage**. Zudem darf die

⁵⁷ S. zu den Vorgaben im Einzelnen B. Hoffmann/J. Kamm/F. Pause, *Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft*, Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 32 vom 19. November 2023 und C. Kisker/C. Buchmüller, *Wann ist Wasserstoff grün?*, Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
● 2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

jeweilige EE-Anlage nicht früher als 36 Monate vor der Anlage zur Erzeugung von RFNBO in Betrieb genommen worden sein sowie grundsätzlich **keine Förderung in Form von Betriebs- und Investitionsbeihilfen** erhalten haben. Die Vorgaben zur Inbetriebnahme und Förderfreiheit der EE-Anlage gelten gemäß Art. 11 Wasserstoff-DeIVO bis zum 1. Januar 2038 jedoch nicht für Anlagen zur Erzeugung von RFNBO, die vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen worden sind (sog. Übergangsphase). Die Regelungen der Wasserstoff-DeIVO sind im nationalen Recht mit den §§ 3 bis 9 37. BImSchV für den Anwendungsbereich der THG-Quote umgesetzt worden.

Der Fördermechanismus im EEG 2023 ist als **Beihilfe** zu bewerten. Demnach darf der zur Erzeugung von RFNBO verwendete Strom grundsätzlich nicht aus einer Anlage stammen, in der (auch) Strom produziert worden ist, der nach dem EEG 2023 gefördert worden ist. Während der oben genannten Übergangsphase ist die Regelung zur Förderfreiheit nach § 6 Abs. 5 37. BImSchV – in Entsprechung zu Art. 11 Wasserstoff-DeIVO – allerdings nicht anzuwenden. Nach Auffassung des Umweltbundesamts kann in dieser **Übergangsphase zur Erzeugung von RFNBO auch Strom** verwendet werden, der **aus „über das EEG“ geförderten Anlagen** stammt. Die Ausführungen des Umweltbundesamts beziehen sich nicht nur auf die EE-Anlagen, sondern auch auf die genutzten Strommengen. Danach kann in der **Übergangsphase „geförderte[r] Strom aus Bestandsanlagen“** verwendet werden.⁵⁸ Diese Auffassung soll zwar mit der EU-Kommission abgestimmt sein, ist allerdings **rechtlich nicht verbindlich**. Des Weiteren ist für den Einzelfall zu prüfen, ob andere (förder-)rechtliche Regelungen der Verwendung von EEG-gefördertem Strom entgegenstehen und ob die Nachweiserbringung über die Einhaltung der weiteren Anforderungen auch bei Verwendung von EEG-Strom möglich ist.

⁵⁸ Umweltbundesamt, Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe; s. dazu auch C. Kisker/C. Buchmüller, Wann ist Wasserstoff grün? Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE, Heft 9, Mai 2023, S. 31 f.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
● 2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

Eine mögliche Anpassung der RFNBO-Strombezugskriterien ist derzeit Gegenstand öffentlicher Diskussionen.⁵⁹ Zurzeit bereitet die EU-Kommission einen **Bericht zur Evaluierung** der mit der Wasserstoff-DelVO festgelegten Strombezugskriterien für RFNBO vor, den sie bis zum 1. Juli 2028 vorlegen muss. Es ist denkbar, dass in diesem Rahmen **Vorschläge zur Änderung der Kriterien** gemacht werden. Ein Automatismus ist dies jedoch nicht. Zudem sind die wesentlichen Eckpfeiler der in der Wasserstoff-DelVO enthaltenen Kriterien durch die RED III selbst vorgegeben. Ohne eine vorherige Änderung der Richtlinie wäre eine Anpassung der Wasserstoff-DelVO daher nur in dem dort vorgegebenen Rahmen möglich.

Neben den reinen Beschaffungskosten von Strom wirken sich SIP wie **Netzentgelte oder die Stromsteuer** auf die Höhe der OPEX aus. Entsprechende Befreiungstatbestände können die Kosten zwar grundsätzlich senken,⁶⁰ sind jedoch häufig befristet und bieten daher keine ausreichende Rechts- und Planungssicherheit. Unsicherheiten hinsichtlich der Fortgeltung der **Stromsteuerentlastung gemäß § 9b Stromsteuergesetz (StromStG)**⁶¹ wurden allerdings inzwischen beseitigt. Nachdem eine weitreichende Stromsteuerentlastung gemäß § 9b Abs. 2a StromStG a. F. zunächst nur für die Jahre 2024 und 2025 in Anspruch genommen werden konnte, wurde diese Regelung **zum 1. Januar 2026 entfristet**.⁶² Die Entlastung beträgt nun dauerhaft 20 €/MWh und führt damit zu einer Absenkung auf den europarechtlich vorgegebenen Mindeststeuersatz von 0,50 €/MWh. Die Verstetigung soll für **niedrigere Energiepreise, Planungs- und Investitionssicherheit sowie verbesserte Rahmenbedingungen für Investitionen** sorgen.⁶³ Relevant ist diese Entlastung für Strommengen, die im Rahmen der Wasserstoffproduktion verbraucht, aber nicht für den originären Elektrolyseprozess eingesetzt werden. Strommengen, die für den Elektrolyseprozess eingesetzt werden, sind nach § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG vollständig von der Stromsteuer befreit. Mit der Entfristung erhalten neben Bestandsanlagen auch Anlagen, die noch nicht in Betrieb genommen wurden, **Rechts- und Planungssicherheit**.⁶⁴

⁵⁹ Vgl. etwa BMW, *Development of production and demand of renewable hydrogen*, EU Regulatory Forum Rotterdam, 19./20.03.2026.

⁶⁰ Positive Auswirkungen auf die Höhe der OPEX kann auch die sog. Strompreiskompensation haben. Mit diesem Instrument können die bei der Wasserstoffproduktion anfallenden Stromkosten auf Antrag reduziert werden, s. Hoffmann/Ziemskey/Mohr, *Was kostet das „Grün“ im Wasserstoff?*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2025, S. 31, 32 sowie für aktuelle Änderungen Europäische Kommission, *Mitteilung der Kommission zur Änderung der Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021 (C/2026/196)*, ABL EU C v. 05.01.2026.

⁶¹ Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 340) geändert worden ist.

⁶² Drittes Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 340).

⁶³ BT-Drs. 21/1866, S. 50, 78.

⁶⁴ S. zum entsprechenden Handlungsbedarf Ruprecht et al., *„Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“*, S. 35.

Herausforderung & Problematik

In Deutschland sind die vergleichsweise hohen Stromkosten⁶⁵ eine grundsätzliche Herausforderung bei der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff, die auf absehbare Zeit bestehen bleiben wird. Zudem wird es je nach Szenario in der Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis in die 2030er-Jahre dauern, bis der durchschnittliche Anteil an erneuerbarem Strom mehr als 90 % beträgt.⁶⁶ Ist dieser Wert erreicht, können Elektrolyseurbetreiber Strom aus dem Netz beziehen, der nach den RFNBO-Kriterien im Grundsatz ohne weitere Voraussetzungen als erneuerbar gilt (**s. Rechtlicher Hintergrund: Strombezugskriterien**).

Bewertung nach Gestehungskosten unterschätzt tatsächliche EE-Strompreise

Die in vergangenen Analysen erfolgte Unterschätzung der Wasserstoffkosten in der Erzeugung lässt sich unter anderem darauf zurückführen, dass typischerweise **niedrige Stromgestehungskosten** von EE-Anlagen angesetzt wurden.⁶⁷ Allerdings vernachlässigt diese Betrachtungsweise die Opportunitäten, mit denen Elektrolyse in Konkurrenz steht. Das sind einerseits die **Erlöse**, die am Strommarkt erzielbar sind. Diese betragen für EE-Anlagen je nach Anlagentyp zwischen 5 und 8 ct/kWh.⁶⁸ Noch relevanter ist in Deutschland jedoch die weiterhin **bestehende EEG-Vergütung**, die auch für neue Anlagen, wenn sie einen Zuschlag erhalten, einen Cashflow zwischen derzeit 7 und 10 ct/kWh⁶⁹ mit geringem Ausfallrisiko darstellt. Nach den Vorgaben der Wasserstoff-DeIVO dürfen ab dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommene Elektrolyseure ausschließlich Strom aus EE-Anlagen beziehen, die maximal 36 Monate vor dem Elektrolyseur in Betrieb gegangen sind. Die Möglichkeit für solche neu gebauten EE-Anlagen an EEG-Ausschreibungen teilzunehmen, führt bei der Ausgestaltung von PPAs dazu, dass aufgrund der möglichen Opportunität des EEG der Strombezug zu mindestens vergleichbaren Konditionen erfolgt. Bei einer Elektrolyseeffizienz von 65 % lässt sich aus den obigen Werten eine Kostenspanne für die Strombezugskosten zwischen 2,5 €/kg H₂ (unterer Marktwert für PV-Anlagen) und 5 €/kg H₂ (obere EEG-Vergütung für Windanlagen) errechnen. Bei der unteren Grenze sind jedoch

⁶⁵ Für EU-Vergleich vgl. eurostat, „Electricity price statistics“.

⁶⁶ TransHyDE, „European Hydrogen Infrastructure Planning – Latest Insights from TransHyDE System Analysis“.

⁶⁷ Beispielhaft können hier vergangene Berichte des „Global Hydrogen Review“ angeführt werden (IEA – International Energy Agency, „Global hydrogen review, Years 2021-2025“).

⁶⁸ Fraunhofer ISE, „Energy-Charts | Marktwerte und EEG-Vergütung in Deutschland“.

⁶⁹ BNetzA, „EEG-Förderung und -Fördersätze“.

die niedrigen VLS einer PV-Anlage in Deutschland zu bedenken, die sich wiederum negativ auf VLS der Elektrolyse und somit die Wirtschaftlichkeit auswirken.

Kostensenkung durch Flexibilisierung nur eingeschränkt möglich

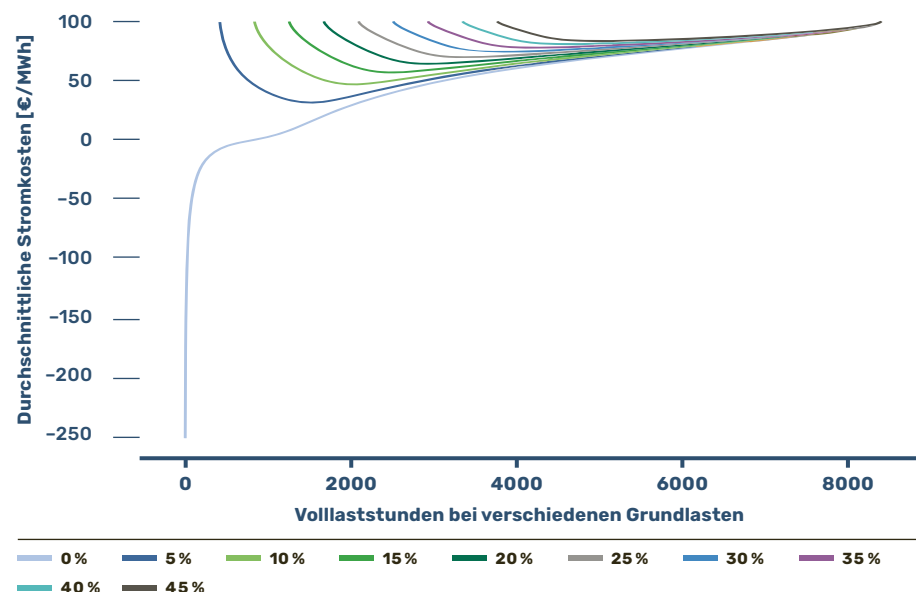
Ein systemischer Nutzen der Wasserstoffherzeugung wird darin gesehen, dass in Zeiten hoher Stromerzeugung aus EE die Energie durch Umwandlung in Moleküle langfristig speicherbar wird. Elektrolyseure können innerhalb eines **bestimmten Teillastbereichs flexibel** betrieben werden. Die Wasserstoffherzeugung kann sich somit grundsätzlich an EE-Erzeugungsprofilen oder Strompreisen orientieren. In Deutschland hat die Zahl der Stunden mit **negativen Börsenstrompreisen** in den vergangenen Jahren deutlich zugenommen und mit 575 Stunden im Jahr 2025 einen neuen Höchstwert erreicht.⁷⁰ In der Praxis bestehen jedoch Einschränkungen, die verhindern, dass Elektrolyseure umfassend von diesen günstigen Strompreisen profitieren können.

Bei industriellen Prozessen ist das vollständige Abschalten von Anlagen grundsätzlich aufwändig und kann im Fall der Elektrolyse Stacks und Kompressoren langfristig schädigen. In der Praxis wird daher häufig eine **Grundlast** im Betrieb des Elektrolyseurs angestrebt. Das System soll möglichst selten unter eine bestimmte Grenze der Nennleistung, beispielsweise 10 % oder 20 %, fallen. Dabei hängt die exakte Grenze von den jeweiligen technischen Bedingungen ab und ist weiterhin Gegenstand der praktischen Erprobung. Daraus folgt jedoch, dass nicht ausschließlich die günstigsten Stunden genutzt werden können, sondern durch die Grundlast ein **durchgängiger Strombezug zu Marktstrompreisen** notwendig wird. **Abbildung 2-3** zeigt die durchschnittlichen Stromkosten in Abhängigkeit von den VLS bei unterschiedlichen Grundlasten. Ohne Grundlast entstehen bei weniger als 2.000 VLS im Jahr sehr geringe Stromkosten. Allerdings sind derart **niedrige VLS aus Betreibersicht wirtschaftlich unattraktiv**, da sich die Investitionskosten auf eine deutlich geringere Anzahl an Betriebsstunden verteilen und dadurch die LCOH erheblich ansteigen (**vgl. 2.1.2 Investition und Finanzierung**). Sobald eine Grundlast erforderlich ist, steigen die **durchschnittlichen Stromkosten** selbst bei niedrigen VLS deutlich an.

⁷⁰ FfE, „Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2025 – FfE“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 2.1 ERZEUGUNG
- 2.2 OFFTAKE
- 2.3 INFRASTRUKTUR
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

**ABBILDUNG 2-3 — DURCHSCHNITTliche STROMKOSTEN 2025
IN ABHÄNGIGKEIT VON GRUNDLAST UND VOLLLASTSTUNDEN**



Kostenerhöhung und Unsicherheit bei RFNBO-Strombezugskriterien

Bei Einhaltung der **rechtlichen Vorgaben für die Erzeugung von RFNBO nach der Wasserstoff-DeI VO** erhöhen sich die Kosten des Strombezugs. Aktuelle Analysen beziffern die **Mehrkosten durch die RFNBO-Kriterien** mit bis zu 3 €/kg H₂, mindestens aber 20 %, abhängig vom jeweiligen Szenario.⁷¹ Die ab 2030 geltende **stündliche zeitliche Korrelation**, durch welche die Stromerzeugung und Elektrolyse nur noch eingeschränkt zeitlich geglättet werden können, macht zur Erreichung hoher VLS eine **Überbauung der EE-Nennleistung** erforderlich. Dies kann zu effektiv höheren Strombezugskosten führen, da in Stunden mit hoher EE-Erzeugung überschüssiger Strom zu durchschnittlich niedrigeren Marktpreisen als dem im PPA festgelegten Bezugspreis veräußert werden muss.

⁷¹ *EWI, „Green hydrogen production under RFNBO criteria“.*

Zudem kann ein PPA mit PV und/oder Windkraft bei Einhaltung der stündlichen Korrelation keinen Grundlastbetrieb eines Elektrolyseurs gewährleisten. Bei fehlender Grundlast können ein höherer Materialverschleiß und eine kürzere Lebensdauer der Anlage zu höheren CAPEX führen.

Darüber hinaus handelt es sich bei PPAs um bilaterale Verträge. Der Markt für PPAs wird als intransparent und illiquide wahrgenommen. Dies erschwert den Abschluss für Akteure. Hinzu kommen eine fortwährende Diskussion und **Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung der RFNBO-Kriterien**. Daher zeigt sich derzeit eine Zurückhaltung vieler Akteure, langfristige PPAs abzuschließen.

Rechtliche Unsicherheiten bei staatlich induzierten Preisbestandteilen (SIP)

Rechtliche Unsicherheiten bestehen im Bereich der **SIP**, da zentrale Befreiungstatbestände befristet sind und ihre zukünftige Ausgestaltung noch offen ist. Dies gilt insbesondere für die **20-jährige Befreiung von den Netzentgelten** gemäß § 118 Abs. 6 S. 1, 7 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁷². Diese gilt aktuell nur für Elektrolyseure, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb genommen werden. Eine Regelung für danach in Betrieb genommene Anlagen existiert bislang nicht. Darüber hinaus ist zurzeit unsicher, inwiefern diese Regelung überhaupt Bestand haben wird. Aus einem Urteil des EuGH aus dem Jahr 2021⁷³ ergibt sich, dass die **Kompetenz für die Netzentgeltregulierung bei der BNetzA** liegt. Als Konsequenz daraus kann diese nun gemäß § 118 Abs. 6 S. 12 EnWG jederzeit abweichende Neuregelungen treffen. Im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) vertritt die BNetzA den Standpunkt, dass sich die Netzentgeltgestaltung nicht an der Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren orientieren und die **pauschale vollständige Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure zukünftig nicht mehr gelten könne**.⁷⁴ Von einer Neuregelung könnten nicht nur in Planung befindliche Anlagen betroffen sein, sondern grundsätzlich auch bereits in Betrieb genommene Anlagen. Nach Auffassung der BNetzA sei jedenfalls das Vertrauen in den Fortbestand der bestehenden Regelung in Folge des EuGH-Urteils erschüttert.⁷⁵ Sollten Elektrolyseure

⁷² *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 351) geändert worden ist.*

⁷³ *EuGH, Urt. v. 02.09.2021 – C-718/18 – Kommission/Deutschland.*

⁷⁴ *BNetzA, Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) v. 16.01.2026, S. 15 f.*

⁷⁵ *BNetzA, Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA, Festlegungsverfahren AgNes (GBK-25-01-1#3) v. 16.01.2026, S. 7.*

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
● 2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

zukünftig nicht mehr von den Netzentgelten befreit sein, erhöhen sich die **LCOH auf der operativen Seite** um einen weiteren Kostenblock (**s. auch Abbildung 2-2**). Daraus entstehende Mehrkosten sind abhängig von Annahmen zum Standort und der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik.

Rechtsunsicherheiten bestehen außerdem bei der in **§ 25 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG)**⁷⁶ festgelegten **Befreiung von der Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)-Umlage und der Offshore-Netzumlage** für Strom, der zur Herstellung von „**grünem Wasserstoff**“ genutzt wird. Zunächst stand der Anwendbarkeit dieses Privilegierungstatbestands die fehlende beihilferechtliche Genehmigung entgegen. In Folge eines Urteils des Gerichts der Europäischen Union zur KWKG-Umlage⁷⁷ hat die EU-Kommission allerdings entschieden, dass es sich bei den Privilegierungstatbeständen (für Landstromanlagen) im EnFG nicht um eine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV⁷⁸ handelt.⁷⁹ In der Folge hat der deutsche Gesetzgeber den zuvor in § 68 EnFG enthaltenen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt für die Regelungen des Teil 4 Abschnitt 3 EnFG zu grünem Wasserstoff zum 23. Dezember 2025 aufgehoben.⁸⁰ Dennoch kann die Befreiung weiterhin nicht in Anspruch genommen werden, weil die notwendige **Definition von „grünem Wasserstoff“ fehlt**. § 26 EnFG verweist dafür auf eine Verordnung nach § 93 EEG 2023, die bislang aber nicht vorliegt. Die frühzeitige Kenntnis der bei der Wasserstoffherstellung zu erfüllenden Kriterien ist aber von besonderer Bedeutung für die Planbarkeit von Elektrolyseprojekten, da die Regelung des § 25 EnFG ebenfalls befristet ist und eine **Inbetriebnahme des Elektrolyseurs vor dem 1. Januar 2030** voraussetzt. Eine zunächst analoge Anwendung der Kriterien der 37. BImSchV bis zum Vorliegen der Verordnung dürfte nicht möglich sein.⁸¹

⁷⁶ *Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 25 des Gesetzes vom 18. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347) geändert worden ist.*

⁷⁷ *EuG, Urt. v. 24.01.2024 – T-409/21 – Deutschland/Kommission.*

⁷⁸ *Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Abl. EU Nr. C 326 v. 26.10.2012, S. 47.*

⁷⁹ *Europäische Kommission, SA.108556 – Surcharge reduction for shore-side electricity supply of seagoing vessels in German ports, C(2024) 4655 final v. 8. Juli 2024.*

⁸⁰ *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 347); BT-Drs. 21/1497, 201.*

⁸¹ *M. Dell, ZNER 2024, 383, 385; BeckOGK/M. Küper/M. Stephan, 15. Mai 2025, EnFG, § 25, Rn. 35; Vgl. zu einer ähnlichen Fragestellung auch die Antwort der BNetzA auf Frage 2 der Anfragen zu den Ausschreibungen 2025, BNetzA, Ausschreibungen nach § 50 WindSeeG für die zentral voruntersuchten Flächen N-10.1 und N-10.2, Stand 30.01.2026.*

Praxiserfahrung & Reallabor-Stimmen

Die Erfahrungen der Reallabore zeigen, dass der **Strombezug** einer der zentralen Kostentreiber beim Betrieb von Elektrolyseuren ist und insbesondere die Stromnebenkosten einen erheblichen Einfluss auf die LCOH haben. In mehreren Vorhaben erwies sich der **günstige Strombezug** aus eigenen EE-Anlagen sowie der frühzeitige Abschluss von PPAs als vorteilhaft, wohingegen Unsicherheiten zu regulatorischen Vorgaben zu Verzögerungen und Mehraufwand führten. Im Reallabor **Westküste100** war der Abschluss eines PPA schwierig, da dieser zunächst aufgrund der fehlenden Regelung der Strombezugskriterien für RFNBO über einen langen Zeitraum nicht abgeschlossen wurde und sich anschließend in der Ausgestaltung als teuer und komplex darstellte. Bei der im Reallabor **RefLau** vorgesehenen direkten Anbindung von eigenen EE-Anlagen an den Elektrolyseur zeigte sich hingegen die Herausforderung, dass die rechtlichen Möglichkeiten und Grenzen der Nutzung von Direktleitungen iSd § 3 Nr. 27 EnWG nicht klar umrissen

sind. Daher besteht das Risiko, dass die Stromleitungsinfrastruktur stattdessen als reguliertes Netz einzustufen sein könnte, was zusätzliche Verpflichtungen und Kosten verursachen würde. Dies hätte auch zur Folge, dass andere Strombezugskriterien nach der Wasserstoff-DeIVO einzuhalten wären.

Die Reallabore betonen zudem, dass **Entlastungen von SIP** zur Kostensenkung der Wasserstoffherzeugung notwendig sind. Das Auslaufen solcher Entlastungen, insbesondere der **Netzentgeltbefreiung**, kann bestehende Projekte aufgrund der damit verbundenen Kostensteigerung gefährden. Aus Sicht der Reallabore sollte die Netzentgeltbefreiung verlängert werden. Dabei könnten auch neue Kriterien eine Rolle spielen, beispielsweise um die Errichtung von Elektrolyseuren an **sys-temdienlichen Standorten** anzureizen.

Projektbezogene Empfehlung:

- Frühzeitige Klärung der Strombezugsoptionen auf Projektseite, um eine belastbare Grundlage für Investitionsentscheidungen zu schaffen.

„Im Rahmen des Energiepark Bad Lauchstädt hat es sich als sehr positiv herausgestellt die Strombereitstellung – in diesem Fall ein Windpark – als unabhängige aber direkt eingebundene, langfristig verlässliche Einheit frühzeitig mitzudenken. Das erleichtert die Grundversorgung, ohne das Stromnetz zu belasten, erfüllt bereits frühzeitig den Gedanken der Zusätzlichkeit von Erneuerbaren Energien Anlagen und liefert aber auch den Ansatz für Netzdienlichkeit und Flexibilität.“

PROF. DR. HARTMUT KRAUSE UND ANNE REYER, ENERGIEPARK BAD LAUCHSTÄDT

„Die Umsetzung der strengen EU-Anforderungen aus der Wasserstoff-DelVo zur Definition von erneuerbarem Wasserstoff aus dem Jahr 2023 ist herausfordernd und erschwert die Rahmenbedingungen für viele Projekte, die wie das Reallabor „H₂-Wyhlen“ vor der Entstehung dieser Anforderungen gestartet wurden. Weiterhin wäre eine Förderung der Betriebskosten für PtG-Projekte vorteilhaft, da insbesondere die Stromkosten eine entscheidende Rolle in der Gesamtkostenstruktur spielen und somit zur wirtschaftlichen Umsetzung des Projekts beitragen können.“

DR. REIHANEH ZOHOURIAN, H₂-WYHLEN

„Die Stromkosten sind aktuell der Preistreiber. Ohne günstigere Strompreise oder die Nutzung von Strom zu Preisen unter dem Börsenstrompreis, wird es keine grüne Wasserstoffwirtschaft in Deutschland geben. Kommen in 2029 noch Netzentgelte dazu, ist grüner Wasserstoff, der in Deutschland hergestellt wurde, nicht absetzbar.“

TORSTEN SCHROETER, REFLAU

Handlungsansätze

Für eine kosteneffiziente Produktion von elektrolytischem Wasserstoff ist eine **Senkung der Strombezugskosten** erforderlich. Dafür sollten strukturelle Maßnahmen wie der verstärkte Ausbau erneuerbarer Energien sowie Vorschläge in Bezug auf das Strommarktdesign wie ein Gebotszonensplit in Betracht gezogen werden. Eine Neustrukturierung der Gebotszonen ist in Deutschland politisch stark umstritten. Grundsätzlich könnte sie dazu führen, dass der Anteil erneuerbaren Stroms in einzelnen (dann neu geschaffenen) Gebotszonen in Deutschland über 90 % beträgt. Elektrolyseure in diesen Gebotszonen würden in der Folge davon profitieren, dass der für die **Erzeugung von RFNBO** aus dem Netz entnommene Strom ohne weitere Voraussetzungen bis zu einer bestimmten Jahreshöchststundenzahl als vollständig erneuerbar gilt.

Die zukünftige Entwicklung der Netzentgelte bzw. der **Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure** ist mit großen Unsicherheiten verbunden und stellt somit ein zusätzliches Risiko für Projektierer dar. Maßnahmen und Festlegungen in diesem Bereich sollten auch mit Hinblick auf die Kosten für die Wasserstoffherzeugung analysiert werden:

- Kriterienbasierte und umfassende Prüfung von Maßnahmen zur Senkung der Strombezugskosten für Elektrolyseure, um eine kosteneffiziente Produktion von elektrolytischem Wasserstoff in Deutschland zu ermöglichen.

Ein grundlegendes Spannungsfeld besteht darin, Rechtsicherheit zu schaffen und gleichzeitig notwendige Anpassungen am Rechtsrahmen vorzunehmen. Die Reallabore zeigen, dass die fehlende Planungssicherheit im Hinblick auf **zentrale Vorgaben wie die RFNBO-Strombezugskriterien** in der Vergangenheit ein wesentliches Hemmnis für Investitionsentscheidungen dargestellt hat. Daher sollte der rechtliche Rahmen so weiterentwickelt werden, dass **langfristige Strombezugsmodele kalkulierbar bleiben und Investitionen** nicht durch kurzfristige Änderungen gefährdet werden. Daraus resultieren folgende Handlungsansätze:

- Prüfung der Verlängerung von Netzentgeltbefreiungstatbeständen für Elektrolyseure, insbesondere an netzdienlichen Standorten.
- Überprüfung der regulatorischen Rahmenbedingungen zur Förderung einer system- und netzdienlichen Standortwahl von Elektrolyseuren, um negative Auswirkungen auf die Stromnetze zu vermeiden.
- Prüfung der Verlängerung der Übergangsregelung zur Zusätzlichkeit nach Art. 5 und 11 Wasserstoff-DeIVO.
- Angemessene Berücksichtigung der Interessen bereits realisierter oder zeitnah fertiggestellter Projekte („First-Mover“) bei der Überprüfung der Rahmenbedingungen.

Darüber hinaus stellt der Abschluss von PPAs in vielen Projektkonstellationen eine zentrale Herausforderung dar, was auch auf Intransparenz im PPA-Markt zurückzuführen ist. Hieraus ergibt sich:

- Erhöhung der Transparenz von PPA-Verträgen, z. B. durch Musterverträge, um Strombeschaffungsrisiken zu reduzieren und Investitionsentscheidungen zu erleichtern.

2.1.2 Investition und Finanzierung

Ausgangssituation & Hintergrund

Die **CAPEX** und die **Kapitalkosten** stellen einen wesentlichen Bestandteil der LCOH dar und entscheiden neben den im vorherigen Handlungsschwerpunkt adressierten Strombezugskosten maßgeblich über die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseprojekten. Insbesondere bei niedrigen VLS fallen die CAPEX bei den LCOH stärker ins Gewicht.

Kostenstruktur der CAPEX

Die CAPEX setzen sich aus **physischen Komponenten, indirekten standortbezogenen Kosten** und **indirekten Kosten abseits des Standorts** zusammen. Dabei machen die physischen Komponenten und die indirekten Kosten am Standort den größten Anteil aus (vgl. **Abbildung 2-2**). Obwohl häufig der Elektrolysestack als Kostentreiber diskutiert wird, entsteht ein erheblicher Anteil der Kosten in der **Balance of Plant (BoP)**, die etwa 40 bis 60 % der Systemkosten verursacht.⁸² Zu den kostenintensiven BoP-Komponenten zählen Gasaufbereitung und Trocknung, Kompression, Kühl- und Wasserkreisläufe, Leistungselektronik, Steuerungstechnik sowie Sicherheits- und Schutztechnik. Die Kosten der physischen Komponenten liegen derzeit bei etwa 1.200 €/kW, davon entfallen rund 500 €/kW auf den Stack. Aufgrund begrenzter Betriebserfahrungen bestehen **Unsicherheiten zur Lebensdauer der Stacks**. Über die Gesamtlebensdauer der Anlage wird mit zwei erforderlichen Stackaustauschen gerechnet, die somit zusätzliche CAPEX von bis zu 1.000 €/kW verursachen.

Die **indirekten Kosten am Standort** liegen ebenfalls bei rund 1.200 €/kW und umfassen Flächenvorbereitung, Tiefbau, Installation, Mess- und Regelungstechnik sowie Wasser- und Stromanschlüsse. Die **indirekten Kosten abseits des Standorts** umfassen Planung, Design, Projektmanagement, Versicherungen, Reserve und vorbereitende Studien und liegen bei etwa 720 €/kW. Insgesamt belaufen sich die **Investitionsausgaben auf etwa 3.120 €/kW** zuzüglich

⁸² Badgett, Brauch, and Thatte, „Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers“; Fraunhofer ISE, „Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems“.

der Kosten für den zweifachen Stackaustausch, womit sich über den Lebenszyklus CAPEX von 4.120 €/kW ergeben.⁸³

Risikobewertung entscheidend für die Kapitalkosten

Die **Kapitalkosten** umfassen die Verzinsung des eingesetzten Eigen- und Fremdkapitals und beeinflussen neben OPEX und CAPEX die LCOH. Sie setzen sich aus Eigenkapitalkosten und ggf. Fremdkapitalkosten zusammen und werden üblicherweise durch den **WACC (Weighted Average Cost of Capital)** ausgedrückt. Der WACC berechnet sich aus Eigenkapitalquote sowie Eigen- und Fremdkapitalzinssatz.

Die **Kapitalkosten für Eigenkapital**, also der Eigenkapitalzinssatz, sind deutlich **höher als jene für Fremdkapital**. Eigenkapitalinvestoren tragen ein höheres Risiko als Fremdkapitalinvestoren, daher fordern diese auch einen **höheren Risikoaufschlag** für ihr Investment. Dieses erhöhte Risiko begründet sich vor allem dadurch, dass im Falle einer Insolvenz und Liquidation Fremdkapitalgeber bevorzugt ausbezahlt werden, während Eigenkapitalgeber Liquidationszahlungen nur nachrangig erhalten. Dem erhöhten Risiko steht die Möglichkeit eines überproportionalen Renditepotenzials gegenüber. Während Fremdkapitalgeber in der Regel festverzinsten Rückzahlungen erhalten, sind Renditen von Eigenkapitalgebern vom Projekterfolg abhängig. Es besteht somit die Möglichkeit, das ursprüngliche Investment ohne Limitationen zu vervielfachen.

Entscheidend für die **Kapitalkosten** ist insbesondere die **Risikobewertung** des Projekts durch die Fremdkapitalgeber. Eine höhere Risikoeinschätzung führt zu erhöhten Risikoaufschlägen, erhöhten Fremdkapitalkosten sowie einer höheren geforderten Eigenkapitalquote.

Für eine **typische Wasserstofffinanzierung** konnte durch Brancheninterviews mit Eigen- und Fremdkapitalinvestoren ein **durchschnittlicher WACC von 6,75 %** für Projekte in Deutschland ermittelt werden, der auf einer Eigenkapital-

⁸³ FfE, „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“.

quote von 35 %, einem Eigenkapitalzinssatz von 12 % und einem Fremdkapitalzinssatz von 5,6 % beruht.

Herausforderung & Problematik

Die CAPEX für Elektrolyseure sind unter Berücksichtigung der physischen Komponenten und der indirekten Kosten weiterhin sehr hoch. Bei angenommenen 5.840 VLS pro Jahr tragen CAPEX und Kapitalkosten rund **3,30 €/kg H₂** beziehungsweise 37 % zu den LCOH bei. Mit **sinkenden VLS steigt dieser Anteil** stark an, wie **Abbildung 2-4** zeigt. Unter ca. 4.000 VLS liegt der CAPEX-Anteil unabhängig von der Anlagengröße bei über 50 %. Insbesondere bei netz- oder systemdienlichen Elektrolyseuren ist von deutlich geringeren VLS auszugehen, was die zugehörigen LCOH verteuert.

Begrenzte Kostendegression durch Skalierung und Lerneffekte

Da sich die Elektrolysetechnologie noch im Hochlauf befindet und in den kommenden Jahren ein deutlicher Ausbau erwartet wird, erschienen **Kostendegressionen** zunächst realistisch. Diese Erwartung findet sich vielfach in der Literatur wieder. In den jährlich veröffentlichten Global Hydrogen Reviews (GHR) der International Energy Agency (IEA) wurden in der Vergangenheit für das Jahr 2025 CAPEX in Höhe von 500 bis 600 €/kW prognostiziert.⁸⁴ Die realen Werte bewegen sich jedoch seit 2019 im Bereich von **1.600 bis 2.100 €/kW** (s. **Abbildung 2-5**). Die Differenz zu den oben genannten 3.120 €/kW ergibt sich aus einer Unterschätzung der indirekten und systemischen Kosten in den GHRs.

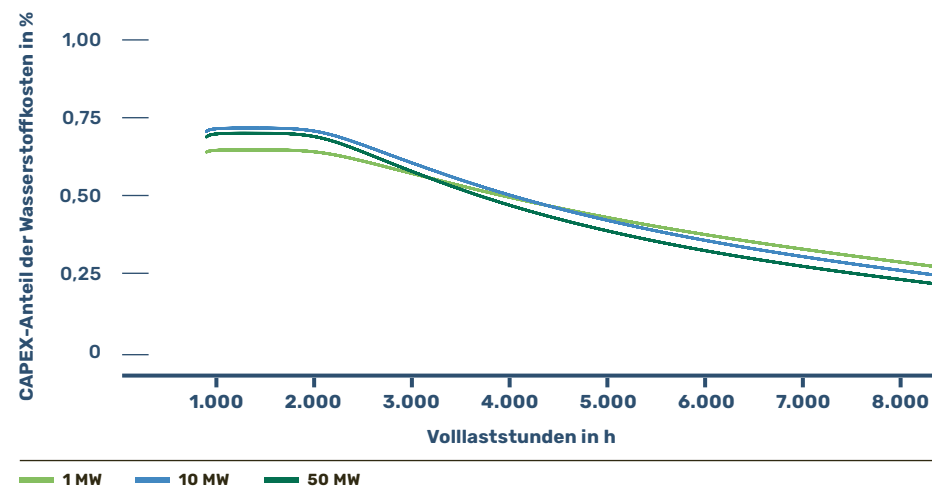
Skaleneffekte wirken vor allem auf den Stack und sind bei Anlagen im Bereich bis 50 MW relevant. Im Bereich ab 50 bis 100 MW flachen diese Effekte jedoch deutlich ab.⁸⁵ Ein Großteil der Kosten stammt aus der **BoP und weiteren Komponenten**, die bereits industriell gefertigt werden und nur geringe Lerneffekte erwarten lassen. Kosten für Bau und Installation sind seit 2021 im chemischen Anlagenbau stark gestiegen.⁸⁶ Größere Anlagen und höhere Wasserstoffmengen erfordern zudem zusätzliche Schutz- und Überwachungseinrichtungen, deren

⁸⁴ Vgl. IEA - International Energy Agency, „Global hydrogen review, Years 2021–2025“.

⁸⁵ Reksten et al., *International Journal of Hydrogen Energy* 47 (2022), 38106.

⁸⁶ Dechema, „Preisindex Chemieanlagen Deutschland PCD (PCD 2025)“.

ABBILDUNG 2-4 — EINFLUSS DER VOLLLASTSTUNDEN AUF DEN ANTEIL VON INVESTITIONS- UND KAPITALKOSTEN AN DEN LCOH

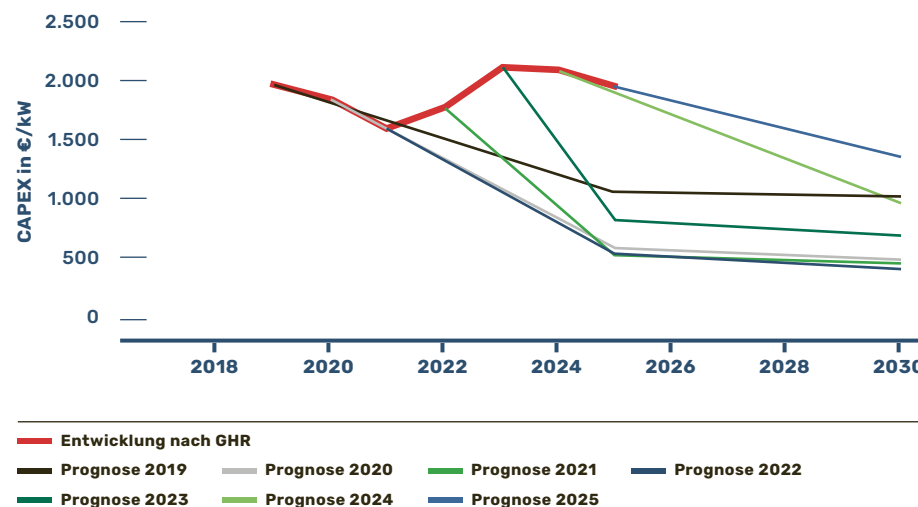


Kosten nicht proportional zur installierten Leistung skalieren.⁸⁷ Beispielsweise steigen die Anforderungen an Redundanzen und Mehrfachabsicherungen oder Überwachung von Wasserstoffkonzentrationen gemäß IEC 61511⁸⁸. Mit Blick auf diese unterschiedlichen Aspekte ist daher nur mit einem **langsamen und moderaten Rückgang der CAPEX** zu rechnen.

⁸⁷ Badgett, Brauch, and Thatte, „Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers“.

⁸⁸ Scheffer Klaus-Dieter Deutsch Dieter, „Hazards Identification / Risk Assessment Approach“ IEC, „DIN EN 61511-1 VDE 0810-1:2019-02“.

ABBILDUNG 2-5 — VERGLEICH PROGNOTIZIERTER UND REALER CAPEX-ENTWICKLUNGEN FÜR ELEKTROLYSEURE IN DEN JEWELIGEN AUSGABEN DES GLOBAL HYDROGEN REPORTS⁸⁹



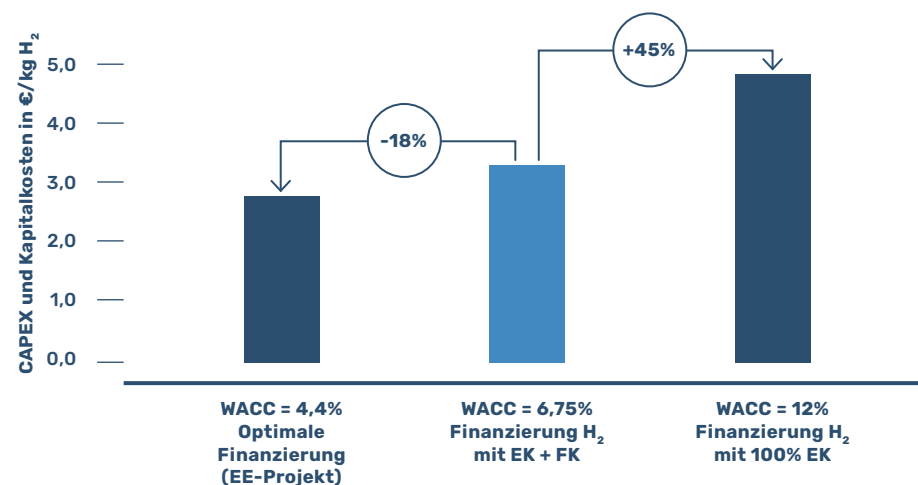
Hohe Risikoeinschätzung als Treiber für die Kapitalkosten

Brancheninterviews mit Fremd- und Eigenkapitalinvestoren zeigen, dass Wasserstoff- und Elektrolyseprojekte als **hoch risikobehaftet** gelten. EE-Anlagen sind typischerweise mit einem WACC von 4,4 % finanzierbar mit einer Eigenkapitalquote von 20 % und einem Risikoaufschlag von 1,2 % auf den risikofreien Zinssatz (abgebildet durch den EURIBOR). Für Wasserstoffprojekte ergibt sich hingegen ein WACC von 6,75 %. Dieser ist bedingt durch eine **höhere geforderte Eigenkapitalquote** von 35 % und einem **Risikoaufschlag** von 3,3 %. Dieser Aufschlag entspricht einer hohen Risikoeinstufung, die jedoch im Vergleich zum nicht-EU Ausland noch gering ausfällt, wo zusätzliche Länderrisikoprämien den Zinssatz erhöhen.⁹⁰ Eine Finanzierung mit Fremdkapital ist aktuell häufig nur möglich, wenn ein **langfristiger und bindender Abnahmevertrag** vorliegt.

⁸⁹ Vgl. FfE, „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht“ basierend auf IEA, „Global Hydrogen Review 2025“ (und früheren Berichtsversionen).

⁹⁰ Kigle, Schmidt-Achert, and Pérez, „The impact of country-specific investment risks on the levelized costs of green hydrogen production“.

ABBILDUNG 2-6 — EINFLUSS UNTERSCHIEDLICHER FINANZIERUNGSKONDITIONEN AUF DIE INVESTITIONS- UND KAPITALKOSTEN VON WASSERSTOFFPROJEKTEN



Banken verlangen im Durchschnitt 74 % vertraglich gesicherte Abnahme über die nächsten zehn Jahre. Laut den Angaben von 13 befragten Banken im Rahmen von Trans4ReaL führt daher durchschnittlich nur eine von 22 Finanzierungsanfragen zu einer erfolgreichen Finanzierung eines Wasserstoffprojektes. Wenn keine gesichertere Abnahme besteht, ist in der Regel eine vollständige Eigenkapitalfinanzierung erforderlich. Diese wird laut Eigenkapitalinvestoren üblicherweise mit einem Zinssatz von 12 % angesetzt. **Abbildung 2-6** vergleicht die Kosten basierend auf unterschiedlichen Finanzierungsbedingungen. Eine **vollständige Eigenkapitalfinanzierung erhöht die Summe aus CAPEX und Kapitalkosten um 45 %**, während Finanzierungsbedingungen wie bei der erneuerbaren Stromerzeugung die Gesamtkosten um 18 % senken würden.

Praxiserfahrung

Erfahrungen aus den Reallaboren zeigen, dass die realen Investitionskosten deutlich höher liegen als frühere Annahmen spezifischer Investitionskosten. Die Planungssicherheit von Wasserstoffprojekten mit einem **Investitionshorizont von 15 bis 20 Jahren** ist sehr gering. Bestehende **CAPEX-Förderungen** wie die Förderung der Reallabore der Energiewende können in Bezug auf teure Finanzierungskonditionen keine Abhilfe schaffen, da sie nicht risikoreduzierend für Fremdkapitalinvestoren wirken. Eine **planbare OPEX-**

Förderung würde diese Problematik hingegen besser adressieren. In der Praxis hat sich gezeigt, dass eine Möglichkeit zur Reduzierung von Risikoaufschlägen darin besteht, das Gesamtprojekt zu finanzieren. In einzelnen Reallaboren wurden daher **Elektrolyse und EE-Anlagen als integriertes Projekt** strukturiert und finanziert, was aus Finanzierungssicht risikoreduzierend wirkt und sich positiv auf die Kapitalkosten auswirkt.

Projektbezogene Empfehlung:

- Integration von EE-Anlagen und/oder langfristiger Wasserstoffabnahmeverträge in das Finanzierungskonstrukt, um die Risikobewertung durch Fremdkapitalgeber zu verbessern.

Handlungsansätze

Die **CAPEX** von Elektrolyseanlagen stellen weiterhin eine relevante Komponente der hohen LCOH dar, insbesondere für Anlagen mit geringen VLS wie es bei netz- oder systemdienlichen Elektrolyseuren zu erwarten ist. Der Fokus in Forschung und Entwicklung lag bislang auf dem Elektrolysestack, der jedoch weniger als 20 % der initialen CAPEX ausmacht. Daher müssen insbesondere **Kostensenkungspotenziale außerhalb des Stacks** identifiziert werden, die die **BoP und indirekten Kosten** adressieren.

- Systematische Ermittlung und Erschließung von Kostensenkungspotenzialen modularer Fertigung, um hohe CAPEX von Elektrolyseprojekten zu adressieren.

Die **Kapitalbereitstellungskosten** können abhängig von den Finanzierungsbedingungen erhebliche Auswirkungen auf die LCOH haben. Dies gilt insbesondere dann, wenn eine Finanzierung unter Einbezug von Fremdkapital aufgrund einer hohen Risikobewertung nicht möglich ist und daher vollständig mit Eigenkapital erfolgen muss, was insbesondere für Firmen mit geringer Liquidität ein Problem darstellen kann. Eine fehlende **gesicherte langfristige Abnahme** stellt dabei den größten Risikofaktor dar. Die im folgenden **Kapitel 2.2** zu Offtake dargestellten Handlungsansätze zahlen direkt auf die Reduzierung des Risikos für Fremdkapitalgeber ein und erhöhen damit die Finanzierbarkeit von Wasserstoffprojekten. Darüber hinaus ergeben sich folgende Maßnahmen, die sich gezielt an der Risikoposition von Fremdkapitalgebern orientieren:

- Ausweitung staatlicher OPEX-Unterstützungsinstrumente, um das Finanzierungsrisiko von Fremdkapitalinvestoren zu reduzieren.
- Stärkung und gezielte Förderung von Instrumenten zur Absicherung von Fremdkapitalinvestoren, insbesondere über Exportkreditagenturen sowie vergleichbare staatliche Garantie- und Absicherungsmechanismen.

2.2 OFFTAKE

Die **Nachfrageseite** stellt einen zentralen Engpass für den Wasserstoffmarkthochlauf dar. Im vorherigen Handlungsschwerpunkt wurde gezeigt, dass insbesondere für die **Finanzierung** eine gesicherte Abnahme durch **langfristige Offtake-Verträge** notwendig ist. Gesetzlich definierte Zielvorgaben zum EE-Anteil in der RED III (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R3**) legen zwar ambitionierte Abnahmepfade fest, rufen jedoch ohne flankierende Maßnahmen nur begrenzt **Zahlungsbereitschaft** für erneuerbaren Wasserstoff hervor. Referenztechnologien bleiben in nahezu allen Anwendungen günstiger, sodass der Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs ohne planbare Anreizmechanismen dazu führt, dass Abnehmer nicht mehr wettbewerbsfähig wären. Die erzielbaren Zahlungsbereitschaften durch bestehende Instrumente wie die **THG-Quote im Verkehr** waren in der Vergangenheit volatil und unsicher, während für die **Industrie bislang Nachfragemechanismen** fehlen. Der sehr geringe RFNBO-Anteil von lediglich 0,8 % an der deutschen Wasserstoffnachfrage im Jahr 2025 verdeutlicht die Diskrepanz zwischen politischem Anspruch und realer Marktdynamik.⁹¹

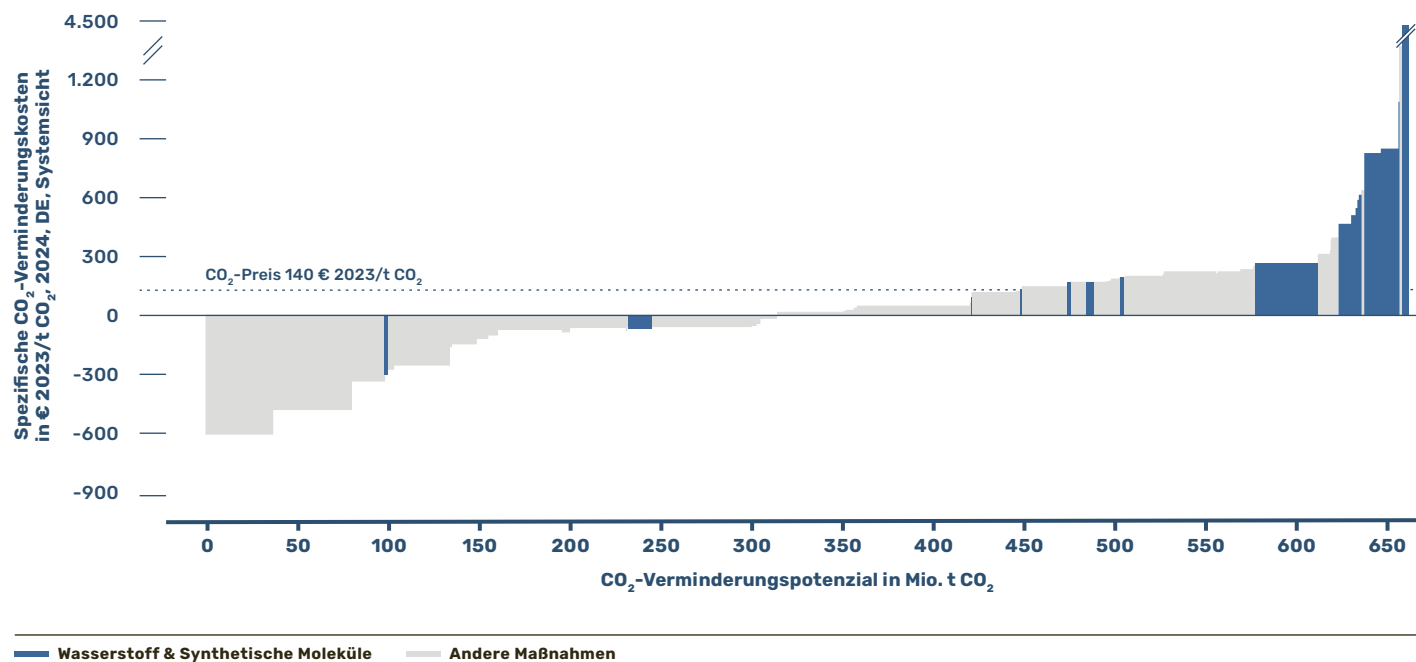
Abbildung 2-7 zeigt die **CO₂-Verminderungskosten** auf Systemebene für Deutschland im Jahr 2040 mit Fokus auf Maßnahmen für **Wasserstoff und synthetische Moleküle**. Dabei wird offensichtlich, dass der Großteil der relevanten Maßnahmen hohe Kosten aufweist. Dabei zeigt sich auch die **Limitation klimapolitischer Instrumente** des CO₂-Preise (EU-ETS) für Wasserstoff. Für die Anreizung vieler Maßnahmen wären CO₂-Preise in einer Höhe notwendig, die politisch kaum tragfähig scheinen. Gleichzeitig besteht für das Instrument der CCfDs für die Anreizung von Wasserstoff die Herausforderung, dass durch einen Gebotsmechanismus die kosteneffizientesten Maßnahmen gefördert werden, was tendenziell die Förderung von Wasserstoffanwendungen erschwert.

Dies macht die Herausforderungen im **Offtake** deutlich, die im Folgenden für den **Verkehrssektor** und die **Industrie** vertieft dargestellt werden.

⁹¹ *Expertenkommission zum Energie-wende-Monitoring, „2025 Monitoring-bericht der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess ‚Energie der Zukunft‘“.*

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 2.1 ERZEUGUNG
- **2.2 OFFTAKE**
- 2.3 INFRASTRUKTUR
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

**ABBILDUNG 2-7 — SPEZIFISCHE CO₂-VERMINDERUNGSKOSTEN IN DEUTSCHLAND IM JAHR 2040
AUS SYSTEMPERSPEKTIVE⁹²**



⁹² Schmidt et al., „CO₂-Verminderungskosten: Eine kosteneffiziente Transformation hin zur Klimaneutralität ist möglich“.

2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor

Ausgangssituation & Hintergrund

Der Verkehrssektor steht weiterhin vor erheblichen Herausforderungen bei der Erreichung seiner **Klimaziele**. Die Emissionen im Jahr 2024 lagen deutlich über dem gesetzlichen Zielwert und auch die kumulierten Jahresemissionsmengen von 2021 bis 2030 werden voraussichtlich um 169 Mio. t CO₂-Äq. über den gesetzlich verankerten Vorgaben liegen.⁹³ Wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge stellen aktuell und absehbar aufgrund der erwartbar hohen Wasserstoffkosten nur eine Nische dar. Im **Personen- und Güterstraßenverkehr** sind batterieelektrische Fahrzeuge die energie- und kosteneffizienteste klimaverträgliche Alternative zu Verbrennungsmotoren. Bei Neuzulassungen dominieren in Deutschland jedoch nach wie vor fossile Antriebe.⁹⁴ Im **Flug- und Schiffsverkehr** hingegen sind batterieelektrische Antriebe über lange Distanzen nur eingeschränkt einsetzbar. Hier stellen Wasserstoff und seine Derivate vielversprechende Optionen dar. Derzeit wird Wasserstoff in **Raffinerien** bereits in großem Umfang bei der Erzeugung flüssiger fossiler Kraftstoffe eingesetzt. Da hierbei nahezu ausschließlich grauer Wasserstoff aus Erdgas genutzt wird, ergeben sich aufgrund der anhaltenden Relevanz flüssiger Kraftstoffe potenziell signifikante **Substitutionspotenziale** durch erneuerbaren Wasserstoff.

Treibhausgasminderungs-Quote für den Verkehrssektor

Ein in Deutschland etabliertes Anreizinstrument für die Nutzung von RFNBO im Verkehr ist die **THG-Quote** gemäß § 37a Abs. 1 und 4 BImSchG. Hiernach müssen **Inverkehrbringer von Otto- oder Dieselmotorkraftstoffen** die verursachten Treibhausgasemissionen jährlich um einen bestimmten, stetig steigenden Prozentsatz gegenüber einem Referenzwert für konventionelle Kraftstoffe mindern. Nach § 37a Abs. 4 S. 2 BImSchG ist für das Jahr 2026 eine THG-Minderung von 12 % vorgeschrieben. Für das Jahr 2030 beträgt die Minderungspflicht 25 %. Die THG-Minderung kann u. a. dadurch erreicht werden, dass erneuerbare Kraftstoffe in Verkehr gebracht werden, die geringere Treibhausgasemissionen auf-

⁹³ BMW, „Klimaziele bis 2030 erreichbar“.

⁹⁴ BMV, „Verkehr in Zahlen 2025/2026“.

weisen als konventionelle Kraftstoffe. Eine Erfüllungsoption ist gemäß § 37a Abs. 5 Nr. 6 BImSchG i. V. m. § 3 Abs. 1 37. BImSchV das **Inverkehrbringen von RFNBO**. RFNBO können gemäß § 37a Abs. 5 Nr. 7 und 8 BImSchG aber auch dann anrechenbar sein, wenn sie als **Zwischenprodukt zur Erzeugung konventioneller Kraftstoffe** verwendet oder in einem raffinerietechnischen Verfahren gemeinsam mit mineralölstämmigen Ölen verarbeitet werden. Gemäß § 3 Abs. 6 Nr. 1 37. BImSchV sind **RFNBO dreifach als Erfüllungsoption auf die Quotenverpflichtung** des § 37a Abs. 1 und 4 BImSchG anrechenbar.

Quotenverpflichtete, die ihre **Verpflichtung zur THG-Minderung übererfüllen**, bleiben mit ihren Emissionen unterhalb des sich nach der THG-Quote ergebenden zulässigen Emissionshöchstwerts. Diese Differenz können sie daher als **THG-Quoten-Zertifikate** an solche Verpflichtete verkaufen, deren Emissionen über dem Höchstwert liegen. Darüber hinaus können auch nicht quotenverpflichtete, jedoch quotenberechtigte Inverkehrbringer (z. B. H₂-Tankstellen oder Betreiber von Ladeinfrastruktur) anrechenbare THG-Minderungsmengen generieren und als THG-Quoten-Zertifikate im Rahmen des Quotenhandels übertragen. **Abbildung 2-8** stellt diese Funktionsweise der Quote und des Quotenhandels dar. Inverkehrbringer, deren Emissionen über dem zulässigen Höchstwert liegen, müssen **Zertifikate zukaufen** oder eine **Abgabe in Höhe von 600 €/t CO₂-Äq.** leisten. Bei einem aktuellen Marktpreis für THG-Zertifikate für das Erfüllungsjahr 2026 von ca. 430 €/t CO₂-Äq. (Stand Februar 2026) ergeben sich beim Einsatz von RFNBO in Raffinerien Erlöspotenziale⁹⁵ von ca. **11,90 €/kg H₂** (s. auch **Abbildung 2-9**).⁹⁶

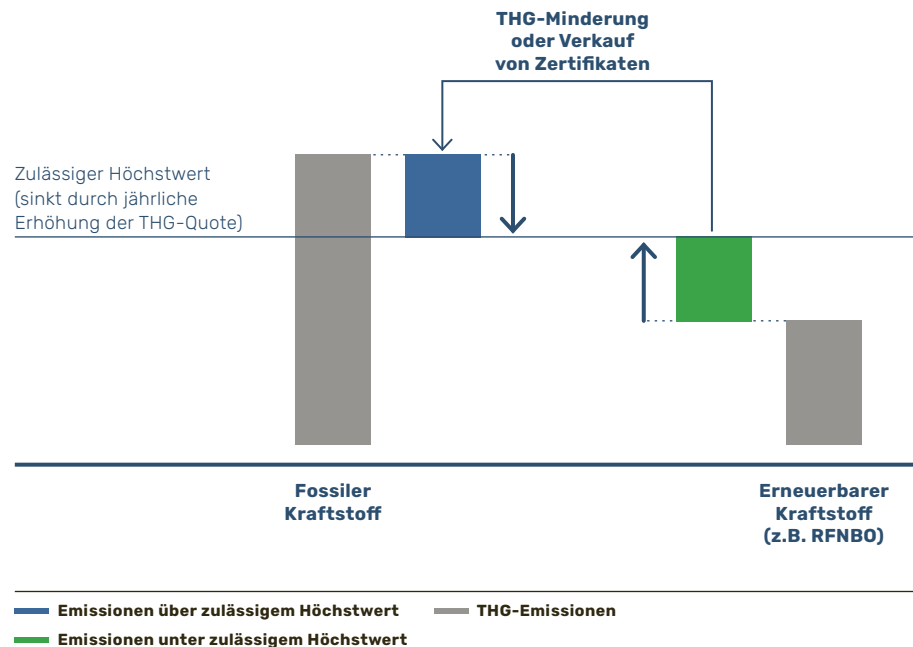
Ein aktueller **Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote**⁹⁷ sieht umfangreiche Änderungen am Rechtsrahmen der THG-Quote vor. Mit diesem Entwurf sollen die **europäischen Zielvorgaben für den Verkehrssektor** nach der RED III (vgl. **Rechtlicher Hintergrund R3**) umgesetzt werden. Darüber hinaus soll eine Reihe von weiteren Änderungen zur Anrechnung von erneuerbaren Kraftstoffen und zur Nachweisführung eingeführt werden. Eine zentrale Änderung betrifft die **Fortschreibung der jährlichen Erhöhung der THG-Quote bis 2040**. Gegenwärtig ist eine Quotenerhöhung nur bis 2030 fest-

⁹⁵ Im Folgenden bezeichnet „Erlöspotenzial“ die unter gegebenen Annahmen (z.B. Zertifikatspreise) theoretisch erzielbaren Einnahmen. Tatsächlich realisierte Erlöse können davon abweichen.

⁹⁶ 14degrees, „THG-Quotenmarkt: Preisentwicklung, Gegenäußerung der Bundesregierung zum RED III-Entwurf“.

⁹⁷ BT-Drs. 21/4083.

ABBILDUNG 2-8 — FUNKTIONSWEISE DER TREIBHAUSGAS-MINDERUNGS-QUOTE UND DES QUOTENHANDELS



gelegt. Nach § 37a Abs. 4 S. 2 BImSchG-Entwurf soll die THG-Quote auch über das Jahr 2030 hinaus jährlich ansteigen und ab dem Jahr 2040 schließlich 59 % betragen. Unter bestimmten Voraussetzungen soll ab dem Verpflichtungsjahr 2031 auch **kohlenstoffarmer Wasserstoff** auf die THG-Quote anrechenbar sein. Hierfür schreibt § 37a Abs. 5 Nr. 8 BImSchG-Entwurf vor, dass kohlenstoffarmer Wasserstoff mittels Elektrolyse erzeugt und als Zwischenprodukt zur Produktion konventioneller Kraftstoffe verwendet werden muss. Zudem muss die Anrechenbarkeit erst durch eine Rechtsverordnung ausdrücklich geregelt werden.

Des Weiteren müssen Quotenverpflichtete nach § 3b 37. BImSchV-Entwurf **jährlich einen Mindestanteil an RFNBO in Verkehr** bringen. Dieser Mindestanteil

beträgt 0,1% ab dem Jahr 2026, steigt in Zwei-Jahres-Schritten auf 1,2% ab dem Jahr 2030 und schließlich auf 8,0% ab dem Jahr 2040. Eine Anrechnung auf diesen Mindestanteil ist gemäß § 3b Abs. 3 37. BImSchV-Entwurf i. V. m. § 4b 38. BImSchG-Entwurf aber nur dann zulässig, wenn der zuständigen Behörde gestattet wird, Vor-Ort-Kontrollen der Zertifizierungsstelle zu begleiten. Diese Vorgabe betrifft die Überwachung des Zertifizierungsverfahrens, in dem eine Zertifizierungsstelle die Einhaltung der Anforderungen an die Ausstellung eines Zertifikats gemäß § 25 Abs. 2 37. BImSchV überprüft. Mit der Möglichkeit zur Begleitung von Vor-Ort-Kontrollen soll die **Betrugsprävention** verbessert werden.⁹⁸ Bei **Nichterfüllung des RFNBO-Mindestanteils wird eine Abgabe in Höhe** von 120 €/GJ fällig, was **14,4 €/kg H₂** entspricht. Laut der Gesetzesbegründung sollen die Neuregelungen **Investitions- und Planungssicherheit** schaffen,⁹⁹ wozu aus Sicht der RFNBO-Produzenten sowohl die geplante Fortschreibung der THG-Quote als auch die Ergänzung um den RFNBO-Mindestanteil beitragen würden. Zu Redaktionsschluss (Ende März 2026) befindet sich der Entwurf im parlamentarischen Verfahren und soll rückwirkend zum 1. Januar 2026 in Kraft treten.

Ursprünglich war mit § 37a Abs. 2 und 4a BImSchG a. F. im nationalen Recht auch eine Quote zur Ersetzung von Fluggasturbinenkraftstoff geregelt. Hiernach hätten **Inverkehrbringer von Fluggasturbinenkraftstoff** bereits ab dem Kalenderjahr 2026 einen Mindestanteil von 0,5% RFNBO in Verkehr bringen müssen. Diese Regelung ist aber **zum 1. Januar 2026 aufgehoben** worden,¹⁰⁰ wodurch sich die nationale THG-Quote nunmehr auf den Straßenverkehr beschränkt.

Synthetische Kraftstoffe im Flugverkehr nach der ReFuelEU Aviation Verordnung

Allerdings schafft die **ReFuelEU Aviation Verordnung** auf europäischer Ebene einen Rahmen für den Einsatz nachhaltiger Flugkraftstoffe, sogenannter **Sustainable Aviation Fuels (SAF)**, und synthetischer Flugkraftstoffe, sogenannter **electric Sustainable Aviation Fuels (eSAF)**. Von dem Begriff nachhaltige Flugkraftstoffe sind nach Art. 3 Nr. 7 ReFuelEU Aviation Verordnung unter anderem

⁹⁸ BR-Drs. 778/25, S. 87.

⁹⁹ BT-Drs. 21/4083 S. 66.

¹⁰⁰ Gesetz zur Beschleunigung des Ausbaus von Geothermieranlagen, Wärmepumpen und Wärmespeichern und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den klimaneutralen Ausbau der Wärmeversorgung sowie zur Änderung des Baugesetzbuchs und zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes vom 22.12.2025 (BGBl. I Nr. 348).

Biokraftstoffe für die Luftfahrt und auch synthetische Flugkraftstoffe umfasst. Synthetische Flugkraftstoffe sind gemäß Art. 3 Nr. 12 ReFuelEU Aviation Verordnung RFNBO, die die Treibhausgaseinsparungen gemäß Art. 29a Abs. 1 EE-RL einhalten und nach der EE-RL zertifiziert sind. Nach Art. 4 Abs. 1 UAbs. 1 i. V. m. Anhang I ReFuelEU Aviation Verordnung müssen **Flugkraftstoffanbieter bestimmte Quoten für SAF und eSAF** erfüllen, wodurch ein Nachfrageimpuls für RFNBO gesetzt wird.¹⁰¹ Die Quoten müssen gemäß Art. 4 Abs. 1 UAbs. 1 und 2 ReFuelEU Aviation Verordnung aber nicht notwendigerweise mit RFNBO oder Biokraftstoffen erfüllt werden. Unter anderem ist nach Art. 4 Abs. 1 UAbs. 2 lit. b) ReFuelEU Aviation Verordnung auch die Verwendung von kohlenstoffarmen Flugkraftstoffen zulässig. Diese Regelung war im Ausgangsentwurf der EU-Kommission noch nicht enthalten.¹⁰² Die Quoten adressieren also nicht ausschließlich RFNBO. Die **SAF-Quote ist bereits im Jahr 2025 mit 2 %** gestartet, steigt auf 6 % ab dem Jahr 2030 und schrittweise weiter auf schließlich 70 % ab dem Jahr 2050. Für eSAF gilt ab 2030 ein Mindestanteil von durchschnittlich 1,2 %, der bis 2035 auf 5 % und bis 2050 auf 35 % anwächst.

Die **ReFuelEU Aviation Verordnung** bedarf aufgrund ihres Rechtscharakters als europäische Verordnung keiner Umsetzung durch die Mitgliedstaaten, sondern **gilt unmittelbar**. Dennoch ist in der ReFuelEU Aviation Verordnung vorgesehen, dass die Mitgliedstaaten ergänzende Regelungen zu ihrer Anwendbarkeit festlegen. Dem soll mit den §§ 37j bis 37m und 62a BlmSchG-Entwurf nachgekommen werden. Vorgesehen sind dort detaillierte Vorgaben zur Definition des Begriffs des Flugkraftstoffanbieters, zu deren Überwachung und zu Bußgeldern bei Nichteinhaltung der Quoten. Das Bußgeld im Fall der Nichteinhaltung der eSAF-Quote muss nach Art. 12 Abs. 5 ReFuelEU Aviation Verordnung mindestens dem **Doppelten der Preisdifferenz zwischen synthetischem und konventionellem Flugkraftstoff** entsprechen. Nach § 37l Abs. 1 Nr. 2 des BlmSchG-Entwurf soll das **Bußgeld auf 17.000 €/t eSAF** festgelegt werden. Bei einem Referenzpreis für fossilen Flugkraftstoff in Europa von 640 €/t¹⁰³ liegt diesem Bußgeld somit ein **eSAF-Preis von über 9.100 €/t** zu Grunde. Bei diesem eSAF-Preis ergeben sich für Wasserstoff maximale Bereitstellungskosten von **bis zu 13 €/kg H₂**.

¹⁰¹ S. hierzu Ruprecht et al., „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden?“, S. 19.

¹⁰² S. zur Regelung im Ausgangsentwurf EU-Kommission, Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr, COM(2021) 561 final, 14.07.2021.

¹⁰³ EASA Environment Department, „Current landscape and future of SAF industry“.

Herausforderung & Problematik

Auch wenn im Verkehrssektor etablierte **Anreizinstrumente** bestehen, gab es in der Vergangenheit deutliche Herausforderungen beim Offtake von erneuerbarem Wasserstoff. Diese resultierten vor allem aus fehlender **Planungssicherheit** im Hinblick auf rechtliche Vorgaben und das Preisniveau.

Herausforderung der Preisvolatilität der THG-Quote

Der Einsatz von RFNBO als Erfüllungsoption im Rahmen der THG-Quote **kann Zahlungsbereitschaften** im zweistelligen Eurobereich pro Kilogramm erneuerbaren Wasserstoff anreizen und damit ein betriebswirtschaftlich tragfähiges Geschäftsmodell ermöglichen. Die Höhe dieser Zahlungsbereitschaft hängt jedoch unmittelbar von den **Marktpreisen der THG-Quotenzertifikate** ab.

Abbildung 2-9 zeigt die Entwicklung der **Erlöspotenziale der THG-Quotenzertifikate** pro kg erneuerbarem Wasserstoff beim Einsatz im Raffinerieprozess. Zu Beginn des Jahres 2023 lagen die Zertifikatspreise noch bei über 400 €/t CO₂, wodurch sich bei einer damals doppelten Anrechenbarkeit von RFNBO Erlöspotenziale bis 8 €/kg H₂ ergaben. Im Laufe des Jahres 2023 fielen die Preise jedoch auf unter 150 €/t CO₂. Dieses niedrige Niveau mit entsprechend **niedrigen Erlöspotenzialen** hielt bis 2025 an. Ursache waren insbesondere mutmaßliche **Betrugsfälle** im Zusammenhang mit sogenannten Upstream-Emissions-Reduktions-Projekten in China, über die betrugsverdächtige Zertifikate in den Markt gelangten.¹⁰⁴ Seit Juni 2025 sind die Marktpreise, insbesondere für Zertifikate des Erfüllungsjahres 2026, wieder deutlich angestiegen. Hierbei liegt ein Zusammenhang mit der Veröffentlichung des Referentenentwurfs des **Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote** am 19. Juni 2025 nahe.¹⁰⁵

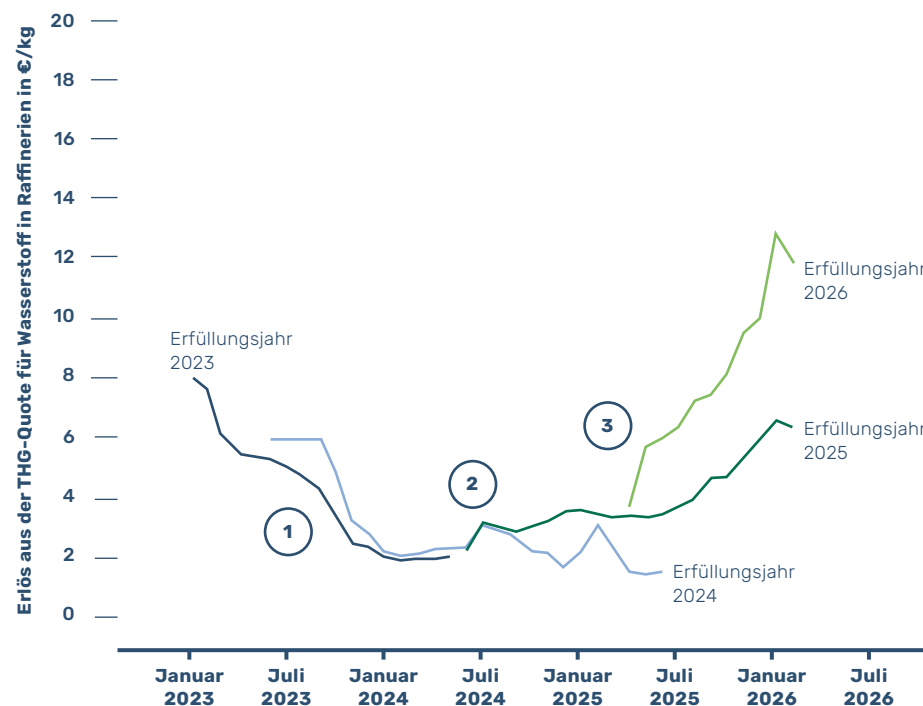
Aktuell bestehen deutliche **Preisunterschiede zwischen den Erfüllungsjahren**. Während Zertifikate für das Erfüllungsjahr 2026 bei über 400 €/t CO₂ (Stand: Februar 2026), einem Erlöspotenzial von **über 11 €/kg H₂** entsprechend, gehandelt werden, liegen die Preise für das Erfüllungsjahr 2027 in einer Spanne von

¹⁰⁴ Deutscher Bundestag, „Betrugsvorwürfe gegen Klimaschutzprojekte in der Ölbranche“.

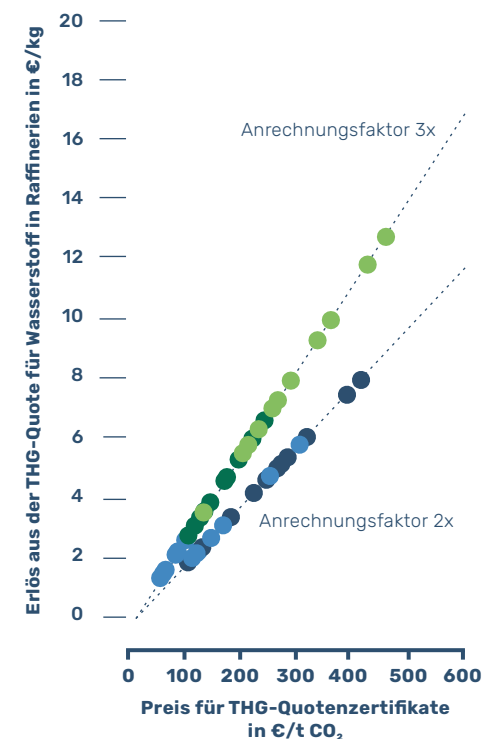
¹⁰⁵ BMUKN, „Referentenentwurf: Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgas-minderungs-Quote“.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

ABBILDUNG 2-9 — ERLÖSPOTENZIALE AUS DER THG-QUOTE PRO KILOGRAMM ERNEUERBAREM WASSERSTOFF BEI EINSATZ IN RAFFINERIEEN¹⁰⁶



- ① THG-Quoten-Preisverfall durch betragsverdächtige UER-Zertifikate
- ② Anpassung des Anrechnungsfaktors für Wasserstoff von 2x auf 3x
- ③ THG-Quoten-Preisanstieg nach veröffentlichtem Referentenentwurf



- 2023
- 2024
- 2025
- 2026

¹⁰⁶ Angenommene Emissionsintensität 6 kg CO₂/GJ H₂, Preis für THG-Quotenzertifikate basierend auf energate messenger, „THG-Quote“.

270 bis 300 €/t CO₂.¹⁰⁷ Einer der Gründe dafür könnte das Auslaufen der Einschränkung der Anrechenbarkeit von im Vorjahr erzielten **Übererfüllungen der THG-Quote** in den Jahren 2025 und 2026 sein. Für das Erfüllungsjahr 2027 können die Übererfüllungen der Vorjahre (2024, 2025, 2026) daher gemeinsam angerechnet werden, wodurch die Nachfrage nach weiteren Erfüllungsoptionen sinken und ein **niedrigeres Preisniveau entstehen** könnte.¹⁰⁸ Eine Forderung des Bundesrats, die THG-Quote vor diesem Hintergrund für das Jahr 2027 vorbeugend anzuheben, hat die Bundesregierung abgelehnt.¹⁰⁹

Für die Kalkulation von Geschäftsmodellen für RFNBO über mehrere Jahre und den **Abschluss langfristiger Offtake-Verträge** ist Planungssicherheit notwendig. Diese umfasst sowohl die **Preisstabilität** der Marktpreise für THG-Quotenzertifikate als auch transparente und verlässliche Informationen über deren langfristige Entwicklung. Dazu dürften die mit dem Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote geplante Fortschreibung der THG-Quote sowie die vorgesehene Unterquote für RFNBO beitragen.

Begrenzte Planungssicherheit als Hemmnis für Offtake im Flugverkehr

Obwohl die in der ReFuelEU Aviation Verordnung festgelegten **SAF- und eSAF-Mindestquoten** grundsätzlich eine Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen induzieren sollen, zeigt sich aktuell eine deutliche Diskrepanz zwischen den für die Erfüllung der Quoten erforderlichen Produktionsmengen und den **öffentlich bekannten Abnahmeverträgen**. In Trans4ReaL geführte Interviews mit Branchenvertretern deuten darauf hin, dass die gemäß Art. 17 ReFuelEU Aviation Verordnung bis zum 1. Januar 2027 von der EU-Kommission **vorzunehmende Bewertung und Überprüfung** der Vorgaben der Verordnung zu **Unsicherheit bei Marktakteuren** führt und Investitions- und Abnahmeentscheidungen verzögert.¹¹⁰ Einige Marktteilnehmer scheinen eine Abschwächung der Quoten oder der Bußgelder zu antizipieren.

Auch die für Flugkraftstoff üblichen **kurzfristigen Vertrags- und Beschaffungsstrukturen** erschweren die Umstellung auf eSAF. Kraftstofflieferverträge

¹⁰⁷ 14degrees, „THG-Quotenmarkt: Preisentwicklung, Ergebnisse der Bundesratssitzung zum RED III-Entwurf“.

¹⁰⁸ S. dazu auch C. Kisker, *EnK-Aktuell* 2024, 010429.

¹⁰⁹ BT-Drs. 21/4083, S. 105.

¹¹⁰ Coridass and Smeets, „Core Review Clause pursuant to Art. 17 RefuelEU Aviation Regulation“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
- 2.1 ERZEUGUNG
- 2.2 OFFTAKE
- 2.3 INFRASTRUKTUR
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

werden häufig mit Laufzeiten von etwa einem Jahr geschlossen, während für Investitionsentscheidungen in eSAF-Projekten langfristige Abnahmeverträge von **10 bis 15 Jahren** erforderlich sind. Zudem gehen viele Airlines davon aus, dass die **eSAF-Gestehungskosten** künftig sinken werden, was die Bereitschaft reduziert, in dieser frühen Marktphase langfristige Abnahmeverträge zu hohen Preisen abzuschließen.

Praxiserfahrung & Reallabor-Stimmen

Die THG-Quote hat im Kontext der Reallabore sowohl die Umsetzung als auch die Aufgabe einzelner Vorhaben beeinflusst. Im Projekt **Westküste100** konnte keine positive FID getroffen werden, da der zum Zeitpunkt der Entscheidung stark gefallene THG-Quotenpreis keine wirtschaft-

liche Umsetzung zuließ. Im Gegensatz dazu wurde beim **Energiepark Bad Lauchstädt** ein langfristiger Abnahmevertrag mit einer Raffinerie abgeschlossen, wodurch eine positive FID ermöglicht wurde.

Projektbezogene Empfehlung:

Trotz volatiler THG-Zertifikatspreise und der in der Vergangenheit unsicheren Perspektive der THG-Quote über 2030 hinaus haben die Erfahrungen gezeigt, dass Raffinerien in der aktuellen Marktphase zentrale Akteure im Offtake sind:

- Orientierung an Raffinerien als langfristige Ankerkunden zur erfolgreichen Entwicklung von Elektrolyseprojekten in der aktuellen Marktphase.

„Langfristig ausgerichtete Quoten-Regelungen können den Markthochlauf deutlich beschleunigen, da sie das Mengenrisiko auf der Nachfrageseite verringern und Planbarkeit schaffen. Je nach Ausgestaltung führen sie volkswirtschaftlich zu einer Verteilung der Risiken auf breite Schultern und entlasten die ‚First Mover-Generation‘. Gleichzeitig braucht es neben Quoten auch weitere Instrumente, zum Beispiel Differenzverträge und die Etablierung grüner Leitmärkte, damit der Nutzen emissionsarmer Gase auch für die Anwender wirtschaftlich lukrativ ist.“

PROF. DR. HARTMUT KRAUSE UND ANNE REYER, ENERGIEPARK BAD LAUCHSTÄDT

Handlungsansätze

Während der Einsatz von RFNBO als Erfüllungsoption im Rahmen der **THG-Quote** und die **eSAF-Quote** nach der ReFuelEU Aviation Verordnung grundsätzlich Zahlungsbereitschaften für erneuerbaren Wasserstoff von **über 10 €/kg H₂** anreizen können, bleiben darauf beruhende langfristige Abnahmeverträge bislang auf wenige Projekte begrenzt.

Im Kontext der THG-Quote gilt es daher, die **Betrugssicherheit** des Systems zu erhöhen, langfristige **Planungssicherheit** zu gewährleisten und ausgeprägte Preisschwankungen durch unerwünschte Effekte zu vermeiden. Daraus lassen sich folgende Handlungsansätze ableiten¹¹¹:

- Stärkung der Marktintegrität und Preisstabilität im THG-Quotenhandel durch wirksame Kontrollmechanismen und transparente Anrechnungsregeln.
- Fortschreibung der THG-Quote bis 2045, um langfristige Planungssicherheit zu schaffen.
- Adressierung eines durch Anrechnung von Übererfüllungen der Jahre 2024 bis 2026 drohenden Preisverfalls im Erfüllungsjahr 2027.

Für die erfolgreiche Erfüllung der ab 2030 in der ReFuelEU Aviation Verordnung vorgesehenen **eSAF-Mindestquoten** ist es notwendig, durch eine klare **Bekräftigung der politischen Ziele** bestehende Unsicherheiten bei den Marktakteuren zu verringern. Ein Intermediär, der als risikotragender Zwischenhändler Laufzeit-, aber auch Preis- und Mengenrisiken zwischen Produzenten und Abnehmern abfedern kann, könnte das Zustandekommen langfristiger Abnahmeverträge erleichtern:

- Beseitigung von Planungsunsicherheiten durch eine klare politische Bekräftigung der in der ReFuelEU Aviation Verordnung verankerten Ziele, Quoten und Vorgaben zu Bußgeldregelungen im Reviewprozess 2027.

¹¹¹ Teilweise bereits im Entwurf des Zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der THG-Quote vorgesehen (s. hierzu auch Kapitel 2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor).

- Schaffung staatlicher oder Förderung privatwirtschaftlicher Intermediäre, um Produzenten langfristige Abnahmeverträge und Abnehmern kurzfristige Beschaffungsverträge zu ermöglichen.

2.2.2 Anreizinstrumente Industrie

Ausgangssituation & Hintergrund

Die Nutzung von RFNBO muss in der Industrie deutlich erhöht werden, um die **Zielvorgabe** der EE-RL (RED III) einzuhalten: Nach Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5 EE-RL stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass der Anteil von RFNBO **bis spätestens 2030 mindestens 42 %** und **bis 2035 60 %** an dem in der **Industrie insgesamt genutzten Wasserstoff** beträgt. Diese Zielvorgabe umfasst sowohl die Nutzung für energetische als auch für nichtenergetische Zwecke. Nicht einbezogen wird gemäß Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5 lit. a) i) EE-RL aber beispielsweise Wasserstoff, der als **Zwischenprodukt für die Herstellung konventioneller Verkehrskraftstoffe** genutzt wird, da dieser bereits auf die Zielvorgabe des Verkehrssektors angerechnet wird (**s. 2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor**). Sofern es in der Industrie künftig zu einem verstärkten Einsatz von kohlenstoffarmem Wasserstoff als Übergangstechnologie im Wasserstoffmarkthochlauf kommen sollte, würde dies zur Erhöhung der absoluten Wasserstoffmengen führen, was die Erreichung der RFNBO-Zielvorgabe in der Industrie zusätzlich erschweren würde.

Ein Mitgliedstaat kann den Beitrag von RFNBO in der Industrie unter folgenden Voraussetzungen des Art. 22b Abs. 1 EE-RL im Jahr 2030 um 20 % verringern: Zum einen muss der Mitgliedstaat auf Kurs zu seinem **nationalen Beitrag für die sektorübergreifende Zielvorgabe** sein¹¹² und zum anderen darf der **Anteil von aus fossilen Brennstoffen hergestelltem Wasserstoff oder Wasserstoff-Derivaten** in dem Mitgliedstaat im Jahr 2030 höchstens 23 % und im Jahr 2035 höchstens 20 % betragen. In der EE-RL (**vgl. Rechtlicher Hintergrund R3**) ist nicht geregelt, auf welchem Weg die Mitgliedstaaten die Zielvorgabe für die Industrie erfüllen müssen. Die Mitgliedstaaten können also entscheiden, mit welchen **Steuerungsinstrumenten** das Ziel erreicht wird. Im nationalen Recht

¹¹² Dies bezieht sich auf Art. 3 Abs. 1 UAbs. 1 EE-RL; der Beitrag muss mindestens dem erwarteten nationalen Beitrag gemäß Anhang II zur Governance-Verordnung entsprechen.

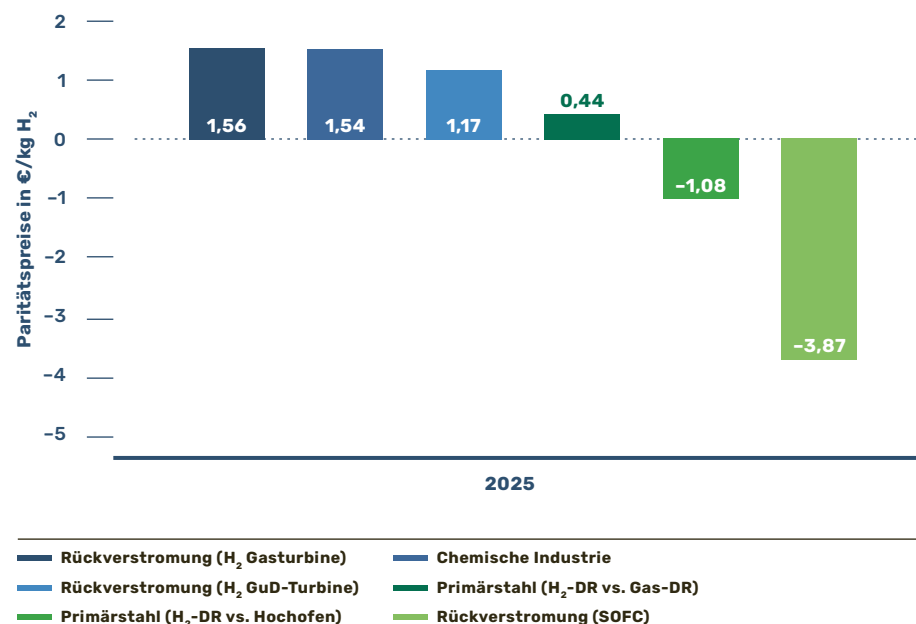
existiert für den Industriesektor, anders als für den Verkehrssektor, keine Vorgabe, dass ein Wirtschaftsteilnehmer eine bestimmte Quote erfüllen muss. Demnach setzt der deutsche Gesetzgeber für die Erfüllung der europäischen Zielvorgabe für die Industrie **bislang auf Förderanreize und allgemeine klimapolitische Instrumente** (z. B. EU-ETS, CCfDs).

Zwischen den Kosten für erneuerbaren Wasserstoff und fossile Alternativen besteht weiterhin eine deutliche Lücke in der **Wirtschaftlichkeit**. Auf Basis der Kostenstrukturen von Wasserstofftechnologien und den jeweiligen fossilen Produktionsrouten wurden Paritätspreise, hier gleichgesetzt mit Zahlungsbereitschaften, berechnet.¹¹³ Der Paritätspreis in Euro pro Kilogramm Wasserstoff gibt an, wie viel erneuerbarer Wasserstoff kosten darf, um das Endprodukt zu identischen Kosten wie in der fossilen Produktionsroute produzieren zu können. Die Analysen, dargestellt in **Abbildung 2-10**, für Anwendungen in den Industriesektoren Chemie und Stahl und im Energiesektor für die Rückverstromung, zeigen aktuelle **Zahlungsbereitschaften** von unter 2 €/kg H₂. Unterschiede in den Paritätspreisen für erneuerbaren Wasserstoff zwischen den Sektoren ergeben sich unter anderem durch unterschiedliche Kostenstrukturen (CAPEX- oder OPEX-intensiv), Technologieeffizienz sowie Emissionsintensität und Wirkung des EU-ETS. **Negative Zahlungsbereitschaften** für erneuerbaren Wasserstoff in der Primärstahlproduktion (Vergleich Hochofen mit H₂-Direktreduktion) und bei der Rückverstromung (Vergleich GuD-Kraftwerk mit SOFC) bedeuten, dass selbst der Bezug von Wasserstoff zu Nullkosten aufgrund der Kostenstrukturen der Technologien unwirtschaftlich wäre. Die niedrigen und teils sogar negativen Paritätspreise im Vergleich zu den tatsächlichen Gestehungskosten von erneuerbarem Wasserstoff (**vgl. 2.1 Erzeugung**) verdeutlichen, dass die Umstellung in diesen Bereichen für Unternehmen **deutlich teurer** ist als die konventionellen Technologien mit fossilen Energieträgern. Diese Lücke bleibt das zentrale Hemmnis für den Wasserstoffeinsatz in der Industrie.

Projektbezogene Förderinstrumente wie die **European Hydrogen Bank (EHB)** oder **H2Global** nutzen Auktionsmodelle, um die Kostenlücke zwischen Angebot und Nachfrage zu schließen. Die Ergebnisse sind gemischt: Während über

¹¹³ Ziemsky, Pichlmaier, and Gyetko, „Bridging the Financial Gap: Analysis of Parity Prices and Policy Instruments for Green Hydrogen Applications in Hard-to-Abate Sectors in Germany“.

ABBILDUNG 2-10 — ZAHLUNGSBEREITSCHAFTEN AUSGEWÄHLTER INDUSTRIESEKTOREN FÜR ERNEUERBAREN WASSERSTOFF AUF BASIS VON PARITÄTSPREISEN ZUR JEWEILIGEN FOSSILEN PRODUKTIONS-ROUTE¹¹⁴



H2Global teils keine Verträge zustande kamen, wurden über die EHB bereits Verträge mit Förderzuschüssen von 0,48 €/kg H₂ abgeschlossen.¹¹⁵ In Deutschland wirken CCfDs mit einem ähnlichen Mechanismus, indem sie auf Projektebene Differenzkosten zu konventionellen Verfahren ausgleichen. **Flächendeckende Anreizsysteme** über Einzelprojekte hinaus existieren derzeit nur im Verkehrssektor, **nicht jedoch für die Industrie**. Hier greifen nur indirekt die zentralen Bausteine europäischer Klimapolitik wie der EU-ETS. Allerdings wurde bereits gezeigt, dass für den Anreiz zur Nutzung von RFNBO hohe CO₂-Preise erforderlich wären, die in den nächsten Jahren nicht zu erwarten sind.¹¹⁶ Aktuelle Debatten rund um Aufweichungen und Verschiebungen im Kontext des EU-ETS

¹¹⁴ Aktualisierte Analysen basierend auf Ziemsky, Pichlmaier, and Gyetko.

¹¹⁵ European Commission, „European Hydrogen Bank auction provides €720 million for renewable hydrogen production in Europe“.

¹¹⁶ Ueckerdt et al., Joule 8 (2024), 104

sorgen zusätzlich für **Unsicherheit** und haben somit negative Auswirkungen auf den Wasserstoffmarkthochlauf.

Auch wenn die Diskussion um grüne Leitmärkte weitgehend abgeflacht ist, gab es hierzu einen neuen Impuls. Der von der EU-Kommission am 4. März 2026 vorgelegte Vorschlag des Industrial Accelerator Act¹¹⁷ sieht unter anderem die Schaffung von **Leitmärkten für kohlenstoffarmen Stahl** vor. Je nach Ausgestaltung könnte dies in der Folge auch eine gesteigerte **Nachfrage nach (erneuerbarem) Wasserstoff** auslösen und somit den europäischen Wasserstoffmarkthochlauf unterstützen.

Herausforderung & Problematik

Die Entwicklung eines industriellen Wasserstoffmarktes ist aufgrund geringer Zahlungsbereitschaft für erneuerbaren Wasserstoff stark von der **politischen Gestaltung des regulatorischen Rahmens** und **Förderungen** abhängig. Ohne verlässliche Rahmenbedingungen entstehen nur wenige geförderte Einzelprojekte, deren Produktionsmengen jedoch bei Weitem nicht ausreichen, um die politischen und in der EE-RL rechtlich verankerten RFNBO-Ziele zu erreichen.¹¹⁸

Für die Zielerreichung braucht es Fördermechanismen, die den **Einsatz von RFNBO gezielt anreizen**. Analog zum Verkehrssektor (**vgl. 2.2.1 Anreizinstrumente im Verkehrssektor**) wären **verpflichtende Quotenvorgaben** ein mögliches Instrument. Politische Unsicherheiten und die schwer realisierbaren Ziele erzeugen für Unternehmen aber den Anreiz, weitere **Entwicklungen abzuwarten und Investitionsentscheidungen zu verschieben**. Eine undifferenzierte Anpassung oder Lockerung der Ziele hätte daher zur Folge, dass First-Mover im Wasserstoffmarkt Nachteile aus ihrer Vorreiterrolle erfahren könnten und zukünftige Investitionsentscheidungen negativ beeinflusst werden könnten.

Die wirtschaftliche Gesamtlage Deutschlands erschwert die Transformation zusätzlich. Konjunkturelle Schwäche, begrenzte öffentliche Mittel und geopolitische Unsicherheiten offenbaren Zielkonflikte, aber auch Synergien, zwischen

¹¹⁷ Europäische Kommission, *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework of measures for the acceleration of industrial capacity and decarbonisation in strategic sectors and amending Regulations (EU) 2018/1724, (EU) 2024/1735 and (EU) 2024/3110, COM(2026) 100 final v. 04.03.2026.*

¹¹⁸ Expertenkommission zum *Energie-wende-Monitoring*, „2025 Monitoring-bericht der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess ‚Energie der Zukunft‘“.

- 1 HINTERGRUND UND EINORDNUNG
- 2 HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
 - 2.1 ERZEUGUNG
 - 2.2 OFFTAKE
 - 2.3 INFRASTRUKTUR
- 3 FAZIT UND AUSBLICK

Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Klimaverträglichkeit. Energieintensive Industrien stehen unter anderem durch steigende Energiekosten und internationalen Wettbewerb stark unter Druck, der **wettbewerbspolitische Entlastungen** erfordern kann. Eine Einführung nationaler Quotenvorgaben zum verpflichtenden Einsatz von RFNBO würde diesen Druck verstärken und kurzfristigen Entlastungen entgegenwirken, wenn dies nicht durch eine umfassende staatliche Förderung flankiert würde. Letztere wird jedoch von den verfügbaren staatlichen Mitteln bestimmt. Die staatliche Förderung von erneuerbarem Wasserstoff ist damit zunehmend im Kontext der **europäischen Industrie- und Wettbewerbspolitik** einzuordnen, steht jedoch aufgrund der großen Kostenlücke im Zielkonflikt mit kurzfristiger Wettbewerbspolitik und staatlichen Sparmaßnahmen.

Praxiserfahrung & Reallabor-Stimmen

Die Reallabore zeigen, dass sich die Umsetzung bislang vor allem auf verkehrsnahe Anwendungen konzentriert. Für industrielle Anwendungen ergibt sich ein zurückhaltenderes Bild: Mehrere Projekte berichten von **sinkenden Abnahmeperspektiven, verschobenen Investitionsentscheidungen oder nicht umgesetzten Vorhaben**. Zahlungsbereitschaften für RFNBO müssten die Mehrkosten zwischen Erdgas und Wasserstoff tragen. In der Praxis zeigt sich aktuell ein anderes Bild, sodass die Kostenlücke nicht zuverlässig geschlossen werden kann.

Aus den Reallaboren werden mehrere zentrale Herausforderungen für industrielle Wasserstoffanwendungen hervorgehoben: Das **NRL** weist darauf hin, dass stark gestiegene Mehrkosten für „grüne“ Produkte in Verbindung mit fehlenden **grünen Leitmärkten** derzeit einen wirtschaftlichen Vertrieb verhindern. Zusätzlich sind CCfDs zwar ein wichtiges Förderinstrument zur Kompensation von Mehrkosten, laut **NRL** ist jedoch die Anforderung einer Emissionsreduktion von 60 % innerhalb von drei Jahren eine erhebliche

Schwierigkeit für Unternehmen, die Wasserstoff einsetzen wollen. Das Projekt **RefLau** betont die Bedeutung eines **bilanziellen Wasserstoffhandels über das Erdgasnetz**. Zudem würde die Einführung eines Instruments ähnlich der **THG-Quote** im Verkehr als zusätzlicher Anreiz für Off-take von erneuerbarem Wasserstoff in der Industrie positiv bewertet.

Mehrere Projekte betonen, dass Planungssicherheit für industrielle Anwendungen von besonderer Bedeutung ist. **Kurzfristige Änderungen gesetzlicher Rahmenbedingungen werden als erhebliches Investitionsrisiko** wahrgenommen. Insgesamt zeigt sich, dass ein industrieller Wasserstoffeinsatz vor allem dann realisiert wird, wenn Unternehmen strategische Lernziele verfolgen und die technologische Erprobung im Vordergrund steht. Eine breite wirtschaftliche Umsetzung bleibt weiterhin aus. Nicht diskutiert wurden bisher nur schwer quantifizierbare Anreize für Unternehmen wie Vorteile in der Markenbildung, die auch eine Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff hervorrufen können:

Projektbezogene Empfehlung:

- Ausrichtung industrieller Anwendungen auf strategische Lern- und Erprobungsphasen, um erste Einsätze von Wasserstoff trotz begrenzter Zahlungsbereitschaft zu ermöglichen und technologische Erfahrungen für die spätere Skalierung aufzubauen.

„Für uns als mittelständischer H₂-Abnehmer und Verbundpartner bei Hydro-Net ist die Umstellung auf H₂-Brenner wesentlich günstiger CAPEX-seitig, da eine Elektrifizierung von vielen Millionen Euro nicht darstellbar ist als Unternehmen in unserer Größenordnung, um am Markt konkurrenzfähig zu bleiben. Das ist für uns mit ein wesentlicher Beweggrund gewesen, neben dem Anspruch, in Zukunft klimaneutral produzieren zu können und die Marken-Reputation (Image) als Premiumanbieter zu steigern, um die höheren Preise zu halten und unseren Kunden gegenüber rechtfertigen zu können.“

INGO DENZ, HYDRONET

Handlungsansätze

Politische Entscheidungen müssen bestehende **Zielkonflikte** klar adressieren und die Rolle von (erneuerbarem) Wasserstoff in der zukünftigen **Industrie- und Wettbewerbspolitik der EU** definieren. Die zentrale Herausforderung besteht darin, mögliche Zielkonflikte zwischen Klimapolitik und Wettbewerbspolitik abzuwägen und zu berücksichtigen. Fehlende Anreize und Fördermechanismen für erneuerbaren Wasserstoff können das Erreichen der Klimaziele gefährden, während unzureichende wettbewerbspolitische Maßnahmen die Industrie schwächen.

Kurzfristig ist der industrielle Einsatz von Wasserstoff **ohne zusätzliche Förderung nicht realisierbar**, weshalb weitergehende industriepolitische Ansätze notwendig sind, um eine verlässliche Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff zu schaffen. Dabei sollte insbesondere Folgendes evaluiert werden:

- Schaffung Grüner Leitmärkte, z. B. im Rahmen der öffentlichen Beschaffung (im Entwurf des Industrial Accelerator Acts).
- Einführung einer handelbaren Industriequote ähnlich der THG-Quote.
- Einsatz staatlicher Risikoreduktionsinstrumente zur Verbesserung der Investitions- und Offtakesicherheit in industriellen Wasserstoffanwendungen.
- CCfDs mit Fokus auf schwer elektrifizierbare Anwendungen.

Übergeordnet gilt es, eine langfristige Perspektive durch eine **kohärente Ausgestaltung der Klima- und Wettbewerbspolitik** sowie die Stärkung der Resilienz zu schaffen. Mögliche Leitlinien und Maßnahmen sind:

- Entwicklung einer strategischen industriepolitischen Roadmap im Kontext der Ziele und Zielkonflikte zu Klimaneutralität, Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz, um Maßnahmen zu identifizieren, die mehreren Zielen zuträglich sind und diese zeitlich zu verorten und umzusetzen.
- Einbettung von erneuerbarem Wasserstoff und Folgeprodukten in die europäische Wettbewerbsstrategie „Made in Europe“.¹¹⁹

2.3 INFRASTRUKTUR

Die **Wasserstoffinfrastruktur** stellt das verbindende Element zwischen Angebot und Nachfrage für große Mengen Wasserstoff dar und ist damit Grundvoraussetzung für einen umfassenden Wasserstoffmarkthochlauf. Eine leistungsfähige Infrastruktur ermöglicht **Transport** und **Speicherung** großer Mengen Wasserstoff. Aufgrund hoher Investitionssummen und langer Planungszeiträume ist ihre Ausgestaltung entscheidend, damit ein **volkswirtschaftlicher Mehrwert** entsteht.

Im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur gab es **umfangreiche rechtliche Entwicklungen** wie die Gas-Wasserstoffbinnenmarkt-Richtlinie, die Gas-Wasserstoff-Verordnung, die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes und das „European Grids Package“ (vgl. **Rechtlicher Hintergrund R6, R9, R12**). Mit einem Entwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes soll erstmals eine **einheitliche Regulierung aller Wasserstoffnetze** etabliert werden. Ziel ist es, klare und verlässliche Regeln für Zugang, Netzbetrieb und Entgelte zu schaffen und damit die **Planungssicherheit für Infrastrukturbetreiber** und Nutzer zu erhöhen. Der folgende rechtliche Hintergrund erläutert aktuelle Entwicklungen für Wasserstoffnetze und -speicher.

¹¹⁹ Im Entwurf des Industrial Accelerator Act angelegt.

Rechtlicher Hintergrund: *Wasserstoffinfrastruktur in Umsetzung der GBM-RL*

Die Wasserstoffinfrastruktur ist nach § 28j Abs. 1 und 2 EnWG bisher nur in bestimmten Fällen reguliert. Hiervon umfasst sind Wasserstoffnetze, die Teil des **Wasserstoff-Kernnetzes** sind, bestätigte Infrastruktur im **Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff** sowie Fälle, in denen die Betreiber die Anwendung der Regulierungsregeln gegenüber der BNetzA freiwillig erklärt haben (sogenannte **Opt-in-Erklärung**).

Diese fallbezogene Regulierung war von Anfang an als Übergangsregulierung vorgesehen und sollte **Leitplanken für den Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur** schaffen, solange keine europäischen Vorgaben bestanden.¹²⁰ Mit der GBM-RL hat der europäische Gesetzgeber inzwischen aber entsprechende Regelungen getroffen. Diese beziehen sich auf den **Zugang zu Wasserstoffnetzen** (Art. 35 GBM-RL), **Wasserstoffterminals** (Art. 36 GBM-RL) und **Wasserstoffspeichern** (Art. 37 GBM-RL). Nach Art. 35 Abs. 1 GBM-RL ist bei Wasserstoffnetzen ein System für den regulierten Zugang Dritter einzuführen, „das auf veröffentlichten Entgelten beruht und nach objektiven Kriterien und ohne Diskriminierung zwischen den Nutzern des Wasserstoffnetzes angewandt wird“. Anstelle eines regulierten Netzzugangs kann nach Art. 35 Abs. 3 GBM-RL bis zum 31. Dezember 2032 aber übergangsweise auch ein verhandelter Netzzugang geregelt werden.

Die Richtlinie muss bis zum 5. August 2026 in nationales Recht umgesetzt werden. Vor diesem Hintergrund ist am 27. März 2026 der **Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des Europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets** veröffentlicht worden, der – in Abkehr

¹²⁰ BT-Drs. 19/27453, S. 118.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
● 2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

vom bisherigen Rechtsrahmen – mit den §§ 28k ff. EnWG-Entwurf „die einheitliche Regulierung aller Wasserstoffinfrastrukturen“¹²¹ vorsieht. Das bedeutet, dass zukünftig **grundsätzlich alle Wasserstoffinfrastrukturen reguliert** werden sollen. Ausgenommen sind lediglich Fälle, in denen eine Kundenanlage i. S. d. § 3 Nr. 65, 66 EnWG, ein geographisch begrenztes Wasserstoffnetz nach § 110b EnWG-Entwurf oder ein bestehendes Wasserstoffnetz nach § 118b EnWG-Entwurf vorliegen.¹²² Die beiden letztgenannten Ausnahmen sind antragsgebunden und bedürfen einer Entscheidung der Regulierungsbehörde.

Auch die **derzeitigen Vorgaben zu Netzanschluss und Netzzugang** in den §§ 28n und 28o EnWG sollen nach dem Regierungsentwurf stellenweise geändert werden. Dabei sind folgende Änderungen hervorzuheben: In Zukunft sollen Anschluss und Zugang nicht mehr an die Bedingung geknüpft sein, dass dies für den begehrenden Dritten „erforderlich“ ist. Außerdem soll die **BNetzA weitere Kompetenzen** erhalten, indem die bisherigen Exekutivkompetenzen der Bundesregierung in § 28o Abs. 2 EnWG auf die Regulierungsbehörde übertragen werden. Zudem soll die Behörde nähere **Vorgaben zu den technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für Netzanschlüsse** festlegen (§ 28n Abs. 6 EnWG-Entwurf) sowie über die **Einführung der Anreizregulierung für Wasserstoffnetze** entscheiden können (§ 28o Abs. 1 S. 2 EnWG-Entwurf). Auch der Zugang zu Wasserstoffterminals und Wasserstoffspeichereinrichtungen ist Dritten nach den §§ 28l und 28m EnWG-Entwurf grundsätzlich zu gewähren. Ein Zugang kann jedoch ebenso wie für das Wasserstoffnetz dann verweigert werden, soweit dieser nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die BNetzA kann Festlegungen zu den weiteren Rahmenbedingungen für den Zugang zu Wasserstoffterminals und Wasserstoffspeichereinrichtungen treffen.

¹²¹ BR-Drs. 186/26, S. 247.

¹²² BR-Drs. 186/26, S. 247.

2.3.1 Transport

Ausgangssituation & Hintergrund

Für den Transport von Wasserstoff innerhalb Deutschlands und Europas stehen Trailer und Pipelines zur Verfügung. Trailer verursachen **höhere Transportkosten** und eignen sich nur für den Transport kleiner Mengen. **Pipelines** sind hingegen für eine **kontinuierliche Versorgung mit größeren Mengen** notwendig. In Deutschland existieren seit vielen Jahren privat betriebene Wasserstoffleitungen, die jedoch für einen breiten Markthochlauf nicht ausreichen. Da Netze natürliche Monopole mit fallenden Durchschnittskosten sind, besteht eine wirtschaftspolitische Legitimation für die Regulierung von Wasserstoffleitungen.¹²³

In den vergangenen Jahren wurden wichtige Meilensteine beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur erreicht. Das **deutsche Wasserstoff-Kernnetz** wurde planerisch und instrumentell etabliert und im Oktober 2024 von der BNetzA genehmigt (**vgl. weiterführend Rechtlicher Hintergrund R9, R10**). Deutschland ist damit Vorreiter in der EU in Bezug auf die Wasserstoffinfrastrukturplanung. Das genehmigte Kernnetz umfasst 9.040 km und basiert überwiegend auf umgestellten Erdgasleitungen (rund 60 %). Die Einspeise- bzw. Ausspeisekapazitäten betragen etwa 101 GW bzw. 87 GW.¹²⁴ Die **Netzdimensionierung** hängt dabei maßgeblich von der Spitzenleistung ab. Während Industriabnehmer erwartbar ein eher konstantes Abnahmeprofil aufweisen, sind beim Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken zur Rückverstromung hohe Spitzenlasten zu erwarten. Daraus folgt, dass die **installierte Wasserstoffkraftwerkskapazität** die sinnvolle Dimensionierung des Kernnetzes bestimmt. Vorgesehen sind nach der Grundsatzvereinbarung des BMWF mit der EU-Kommission vom 15. Januar 2026 H₂-ready-Kraftwerke mit 2 GW bis 2040, weiteren 2 GW bis 2043 und den restlichen 6 GW bis spätestens 2045.¹²⁵

Die **Investitionskosten** für das Wasserstoff-Kernnetz betragen 18,9 Mrd. €. Diese Summe ist im Vergleich zu den geplanten rund 400 Mrd. € für den Stromnetzausbau bis 2045 nach Netzentwicklungsplan¹²⁶ verhältnismäßig gering. Zur

¹²³ Expertenkommission zum Energie-wende-Monitoring.

¹²⁴ FNB Gas, „Wasserstoff-Kernnetz“.

¹²⁵ BMWF, „Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie“.

¹²⁶ EWI and BET, „Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“.

Finanzierung wurde ein Mechanismus zur **intertemporalen Kostenallokation über ein Amortisationskonto** (vgl. **Rechtlicher Hintergrund R9**) eingeführt. Die BNetzA hat im Juli 2025 ein Hochlaufentgelt von 25 €/kWh/h/a festgelegt, über das die anfänglichen Netzinvestitionen refinanziert werden sollen. Ziel ist eine stabile Einnahmebasis und der Ausgleich des Amortisationskontos bis 2055. Das Amortisationskonto enthält eine **staatliche Absicherung**, die im Fall eines unerwarteten und dauerhaft niedrigen Wasserstoffabsatzes greift. Die Netzbetreiber tragen dabei einen Selbstbehalt von 24 %, womit ein Teil des wirtschaftlichen Risikos bei den Unternehmen verbleibt. Diese Konstruktion soll einerseits die Investitionsbereitschaft stärken, andererseits aber auch Anreize für effiziente Netzplanung und -auslastung sicherstellen.¹²⁷

Herausforderung & Problematik

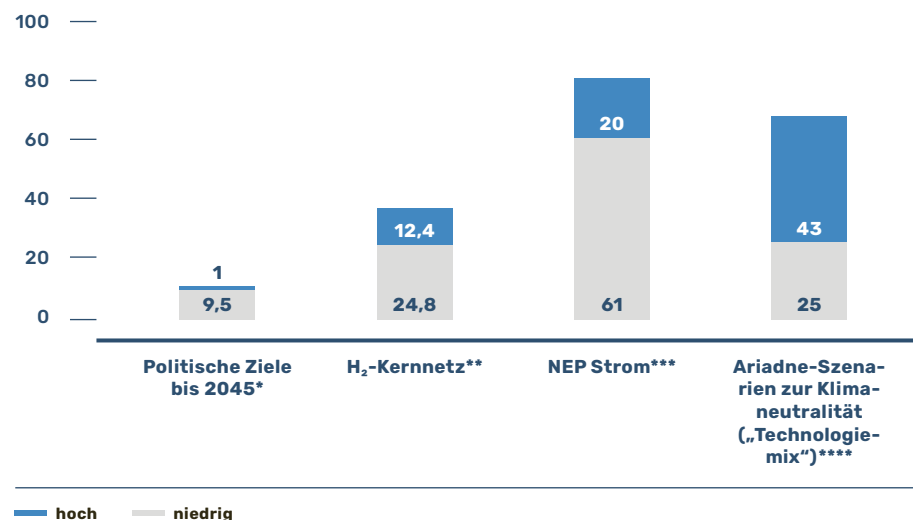
Die Planung der Kapazitäten von Wasserstoffkraftwerken in und Wasserstoffpipelines außerhalb Deutschlands sind zwei zentrale Herausforderungen bei der Infrastrukturplanung.

Wasserstoffkraftwerkskapazitäten

Eine zentrale Herausforderung für die Infrastrukturplanung besteht darin, dass die Dimensionierung des Wasserstoffnetzes maßgeblich durch die **anzunehmenden Spitzenleistungen der Wasserstoffkraftwerke** bestimmt wird. Somit sind in der Planung des Kernnetzes weniger die jährlich abgenommenen Energiemengen (TWh) entscheidend als die installierten Leistungen der Kraftwerke (GW). Die derzeit politisch avisierten Wasserstoffkraftwerkskapazitäten fallen mit 10 GW jedoch vergleichsweise gering aus und sind zeitlich später angesetzt als ursprünglich. Somit liegt die aktuelle Planung deutlich unter den Annahmen, die der **ursprünglichen Netzplanung** zugrunde lagen, wie **Abbildung 2-11** illustriert. Die Dimensionierung des Wasserstoff-Kernnetzes stützte sich auf die Markt- abfrage der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas zum Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2022 bis 2032, deren Rückmeldungen sehr viel höhere Einspeise- und Ausspeisespitzen umfassten. Die BNetzA weist in ihrer Genehmigung

¹²⁷ BMWF, „FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz“.

ABBILDUNG 2-11 — INSTALLIERTE LEISTUNG DER WASSERSTOFF-KRAFTWERKE 2045 IN GW



■ hoch ■ niedrig

* gemäß Eckpunkten zur KW-Strategie (BMWE 2026)
 ** 62 GW Ausspeiseleistung für KWK, multipliziert mit elektrischen Wirkungsgraden 40% (KWK) bis 60% (GUD)
 *** 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, Bandbreite A bis C
 **** Die drei Ariadne-Szenarien enthalten darüber hinaus auch Gas-Kraftwerkskapazitäten (3, 19 und 144 GW).

explizit darauf hin, dass allein die berücksichtigten KWK-Anlagen eine Ausspeiseleistung von 62 von insgesamt 87 GW im gesamten Kernnetz ausmachen.¹²⁸ Unter Einbezug elektrischer Wirkungsgrade ergibt sich hieraus eine geplante **installierte Leistung von Wasserstoffkraftwerken** im Bereich von rund 25 bis 37 GW.

Auch die Energiesystemmodellierung zeigt große Unsicherheiten in Bezug auf mögliche bzw. benötigte Wasserstoffkraftwerkskapazitäten. Der Szenariorahmen zum NEP Strom sieht für 2045 **61 bis 81 GW** an installierter Wasserstoffkraftwerksleistung vor.¹²⁹ Die Ariadne-Szenarien¹³⁰ bestätigen ebenfalls eine große Spannweite: Sie reichen von **25 bis 68 GW** reinen Wasserstoffkraftwerken,

¹²⁸ FNB Gas, „Wasserstoff-Kernnetz“.
¹²⁹ Übertragungsnetzbetreiber, „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), erster Entwurf“.
¹³⁰ Ariadne, „Die Energiewende kosten-effizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam“.

ergänzt durch 3 bis 144 GW an Gaskraftwerken, sodass die regelbare Gesamtleistung im Jahr 2045 zwischen 71 und 169 GW liegt.

Es besteht somit erhebliche Unsicherheit, wann und in welchem Umfang tatsächlich die für die Infrastrukturplanung ausschlaggebenden wasserstofffähigen Kraftwerkskapazitäten entstehen. Orientierung könnte die **neue Marktabfrage** der FNB Gas liefern, die von Februar bis März 2026 läuft.¹³¹ Sie soll aktualisierte Einschätzungen der Marktakteure erfassen und könnte wesentliche Anhaltspunkte dafür liefern, ob die bislang stark divergierenden Bedarfsannahmen für das Jahr 2045 realistisch sind oder angepasst werden müssen. Als Anreiz und zur Beschleunigung der Umstellung bestehender Kraftwerke sollen **Differenzverträge für zusätzliche Brennstoffkosten** eingesetzt werden.¹³²

Wasserstoffpipelines außerhalb Deutschlands

Da das nationale Elektrolyse-Ziel von 10 GW bis 2030 wohl nicht mehr erreichbar sein dürfte, wächst für die Erreichung der gesetzlichen EU-Zielvorgaben bei Annahme gleichbleibender Wasserstoffnachfrage die Bedeutung von Wasserstoffimporten für die Versorgung Deutschlands.¹³³ Damit rücken grenzüberschreitende Leitungen und die **Wasserstoffinfrastruktur außerhalb Deutschlands** zunehmend in den Fokus. Bisher existieren in den europäischen Nachbarländern allerdings keine Mechanismen zur intertemporalen Kostenallokation, die dem deutschen Amortisationskonto entsprechen. Aktuell wird in Dänemark ein Finanzierungsinstrument entwickelt sowie in Österreich, Belgien und den Niederlanden verschiedene Optionen evaluiert.¹³⁴ Die Ausgestaltung zukünftiger Finanzierungsmechanismen kann je nach Risikoverteilung **unterschiedliche Konsequenzen für die öffentliche Hand und die Wasserstoffnetzbetreiber** haben. Nationale Debatten über mögliche staatliche Unterstützungsinstrumente beim De-Risking, insbesondere für grenzüberschreitende Pipelineprojekte, benötigen daher **fundierte, breit abgestützte Infrastrukturanalysen**, die über eine rein nationale Perspektive hinausgehen. Da geplante Wasserstoffflüsse vielfach grenzüberschreitend sind, hängt der nationale Netzausbau von EU-Entwicklungen ab. Zudem ist eine **integrierte Planung** von Wasserstoff-,

¹³¹ FNB Gas, „Start der gemeinsamen Marktabfrage über Infrastrukturbedarfe für Strom und Wasserstoff“.

¹³² BMWi, „Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie“.

¹³³ Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring, „2025 Monitoringbericht der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess ‚Energie der Zukunft‘“.

¹³⁴ ACER, „Recommendation No 02/2025 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 28 July 2025 on the methodologies for setting the inter-temporal cost allocation in accordance with Article 5(3) of Regulation (EU) 2024/1789 on the internal markets for renewable gas, natural gas and hydrogen“ ACER, „European hydrogen markets. 2025 Monitoring Report“.

Strom- und CO₂-Netzen erforderlich, um Synergien zu heben. Ergebnisse von Fraunhofer IEG et al.¹³⁵ deuten auf Einsparpotenziale bei nationalen Planungen durch eine **europäische, sektorübergreifende Betrachtung** hin (s. **Tabelle 2-1**). So verringert sich die Wasserstoffleitungskapazität von 420 Terrawattkilometern (TWkm) im sektoral getrennten Szenario mit nationaler Perspektive (SN) auf 158 TWkm in einem sektorenübergreifenden Szenario mit europäischer Perspektive (CE). Zum Vergleich: Ein **weniger integriertes Szenario ohne Berücksichtigung von CO₂-Infrastruktur** von Neumann et al.¹³⁶ kommt auf eine Wasserstoffleitungskapazitäten von 204 bzw. 307 TWkm. Dieses beinhaltet allerdings rund dreimal so viele Regionen wie das Szenario von Fraunhofer IEG et al. und ist damit nicht direkt vergleichbar, da eine höhere Anzahl an Regionen im Modell mit größeren Leitungskapazitäten einhergeht.

Technische Herausforderung der Wasserstoffverdichtung in Pipelines

Die **Verdichtung von Wasserstoff im Pipelinetransport** stellt eine technische Herausforderung dar. Für den kontinuierlichen Transport müssen entlang der Strecke regelmäßig **Druckverluste ausgeglichen** werden, weshalb der Einsatz von Verdichterstationen notwendig ist. Die Verdichtung von Wasserstoff ist aufgrund der geringeren molaren Masse und einer deutlich niedrigeren volumetrischen Energiedichte jedoch anspruchsvoller als bei Erdgas, was in der Praxis zu **höheren Energieaufwänden** und **komplexeren Druckverhältnissen** führt.¹³⁷ Hinzu kommt, dass die geringere Molekülgröße und die thermodynamischen Eigenschaften von Wasserstoff bewirken, dass viele konventionelle, für Erdgas ausgelegte Verdichter nur eingeschränkt geeignet sind.¹³⁸ Bei Turboverdichtern sind zudem die maximal zulässigen Umfangsgeschwindigkeiten der Rotoren begrenzt, sodass eine Verdichtung häufig über mehrere Stufen erfolgen muss, was die **Betriebskomplexität erhöht**.¹³⁹ Zusätzlich diffundiert Wasserstoff stark in metallische Werkstoffe und kann durch Wasserstoffversprödung die Lebensdauer und Sicherheit von Verdichtern und Pipelinekomponenten beeinträchtigen. Daher ist die **Entwicklung und Anwendung wasserstoffresistenter Materialien** entscheidend, um einen dauerhaften Betrieb in Hochdruckumgebungen zu gewährleisten.¹⁴⁰ Diese technischen Einschränkungen führen zu

¹³⁵ Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI, and d-fine, „Integrated Infrastructure Planning and 2050 Climate Neutrality: Deriving Future-Proof European Energy Infrastructures“.

¹³⁶ Neumann et al., „The Potential Role of a Hydrogen Network in Europe“.

¹³⁷ Fleer et al., „Verdichtung und Wasserstofftransport: Eine technische und wirtschaftliche Analyse“.

¹³⁸ 21st Pipeline Technology Conference, „Hydrogen Compression Solutions under consideration of the European Hydrogen Backbone“.

¹³⁹ Otsubo, „Hydrogen compression and long-distance transportation: Emerging technologies and applications in the oil and gas industry — A technical review“.

¹⁴⁰ Liu, Zhao, and Rong, „Overview of hydrogen-resistant alloys for high-pressure hydrogen environment: on the hydrogen energy structural materials“.

1	HINTERGRUND UND EINORDNUNG
2	HANDLUNGSSCHWERPUNKTE
2.1	ERZEUGUNG
2.2	OFFTAKE
● 2.3	INFRASTRUKTUR
3	FAZIT UND AUSBLICK

TABELLE 2-1 — VERGLEICH BENÖTIGTER WASSERSTOFFLEITUNGSKAPAZITÄTEN IM JAHR 2050 IN VERSCHIEDENEN SZENARIEN

VERÖFFENTLICHUNG	NEUMANN ET AL. (2023) ¹³⁶		FRAUNHOFER IEG ET AL (2025) ¹³⁵	
Untersuchungsgebiet	Europa			
Anzahl der Regionen ¹⁴¹	181		62	
Ansatz	Optimierung (Erzeugung und Infrastruktur)			
Infrastruktur-Abbildung	Strom, H ₂		Strom, H ₂ , CO ₂	
Szenario	Niedrig	Hoch	Sektoral getrennt, nationale Perspektive (SN)	Sektoren-übergreifend, europäische Perspektive (CE)
Längengewichtete H2-Leitungskapazität 2050 [TWkm]	204	307	420	158

steigenden Investitions- und Betriebskosten von Verdichterstationen und wirken sich somit steigend auf die Kosten des Wasserstofftransports aus.¹³⁶ Da bestehende erdgasbasierte Kompressorsysteme ohne umfangreiche Modifikationen nicht unmittelbar eingesetzt werden können, sind zusätzliche Infrastrukturinvestitionen erforderlich.¹⁴²

¹⁴¹ Eine höhere räumliche Auflösung führt automatisch zu höheren längengewichteten H₂-Leitungskapazitäten.

¹⁴² Brun and Klaus, „Technology Options for Hydrogen Compression“.

Praxiserfahrung & Reallabor-Stimmen

Die Reallabore bestätigen Infrastruktur als Grundvoraussetzung für die Umsetzung. Bestehende Infrastruktur (Brownfield) hat sich als Enabler in den Vorhaben erwiesen. Beispielsweise werden bei **Trailblazer** und **H₂Stahl** bestehende **Privatleitungen** genutzt. Bei fehlender Infrastruktur ist **geografische Nähe zum Offtake** erforderlich. Das Vorhaben **RefLau** sieht sich mit erheblichen Herausforderungen infolge des geplanten, aber **nicht realisierten Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz** konfrontiert. Es sieht die Höhe

von Netznutzungsentgelte und angekündigten Kosten von Wasserstoffspeichern als kritisch für den Hochlauf an. Beim Kavernenspeicher von **H2CAST** bestehen weiterhin Unsicherheiten zum **Anschlusszeitpunkt an das Kernnetz**, wohingegen beim **Energiepark Bad Lauchstädt** bereits in einen Teil des **Wasserstoff-Kernnetzes** einspeist wird. Aus Reallaborsicht bleiben Verlässlichkeit und integrierte Planung zentrale Aspekte, die zukünftig berücksichtigt werden sollten.

„Die T-Stück-Anschlüsse und der Bau von Trassen bzw. Pipelines zu den einzelnen Kunden bei HydroNet machen aus aktueller Projektsituation für uns als Verteilnetzbetreiber noch keinen Sinn, da dies in diesem Stadium noch nicht wirtschaftlich ist. Wir schließen aber im Zuge des Projektverlaufs bis 2029 und des weiteren Business Development unserer Partner diese Lösung nach wie vor nicht aus und sehen dieser im Verbund gemeinsam optimistisch entgegen für die Zukunft.“

JÜRGEN GRÖNNER, HYDRONET

Handlungsansätze

Aktuell besteht in der zentralen Frage zur **Dimensionierung des Wasserstoff-Kernnetzes** insbesondere hinsichtlich der **installierten Leistung an Wasserstoffkraftwerken** weiterhin große Unsicherheit. Die Diskrepanz zwischen den ursprünglich angenommenen Kapazitäten (ca. 25 bis 37 GWel) und der in der Kraftwerksstrategie vorgesehenen Zielsetzung (10 GWel) führt dazu, dass unklar bleibt, in welchem Umfang das Netz tatsächlich in der geplanten Form realisiert werden kann. Dies schafft auch für Erzeugung und Offtake erneut Unsicherheiten bezüglich des tatsächlich realisierten Umfangs des Kernnetzes:

- Klärung der Rolle und Dimensionierung von Wasserstoffkraftwerken im Kontext des Kernnetzes, um die Netzplanung mit realistischen Spitzenlast- und Nachfrageerwartungen abzugleichen.
- Weiterentwicklung verlässlicher Anreizmechanismen für den Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken, um die geplante Ausspeisekapazität des Kernnetzes langfristig abzusichern und die Hochlaufentgelte des Kernnetzes breit genug verteilen zu können.

Neben der nationalen Dimensionierung des Kernnetzes gewinnt für Deutschland zunehmend die europäische Wasserstoffinfrastruktur an Bedeutung, da künftige Importmengen maßgeblich über **grenzüberschreitende Leitungen** bereitgestellt werden müssen. Gleichzeitig wurden europäische Mechanismen zur Sicherstellung einer harmonisierten Netzplanung noch nicht ausreichend etabliert. Vor diesem Hintergrund rücken sowohl eine **europäisch abgestimmte Ausgestaltung** des Finanzierungsrahmens als auch eine **integrierte, sektorübergreifende Infrastrukturplanung** in den Fokus. Diese sollte eine hohe räumliche Granularität und idealerweise eine hinreichende Transparenz und Robustheit aufweisen:

- Beschleunigung der europäischen Harmonisierung der Finanzierung grenzüberschreitender Wasserstoffleitungen, einschließlich Mechanismen zur intertemporalen Kostenallokation, um die Planungssicherheit grenzüberschreitender Projekte zu erhöhen.
- Stärkung integrierter Infrastrukturplanung über Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Netze hinweg, einschließlich iterativer, europäischer Analysen, um Doppelstrukturen zu vermeiden und Effizienzpotenziale zu heben.

Aus technischer Perspektive besteht folgender Handlungsansatz:

- Entwicklung und Skalierung hocheffizienter, wasserstofftauglicher Verdichter- und Werkstofftechnologien, um die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit von Wasserstoffpipelines sicherzustellen.

2.3.2 Speicherung

Ausgangssituation & Hintergrund

Die Wasserstoffspeicherung übernimmt eine besondere Rolle im Energiesystem, da sie eine **langfristige Energiespeicherung** ermöglicht, die mit elektrischen Speichern nicht realisierbar ist. Für den Wasserstoffmarkthochlauf wird daher die Verfügbarkeit geeigneter Speicherkapazitäten benötigt. Wasserstoff kann in verschiedenen Formen gespeichert werden, etwa in Druckspeichern, als Flüssigwasserstoff, in flüssigen organischen Wasserstoffträgern, als chemische Derivate oder in materialspezifischen Speichern, wobei jede Option eigene Einsatzbereiche und Herausforderungen aufweist. Für die großvolumige und saisonale Speicherung sind insbesondere **Salzkavernen als Wasserstoffuntergrundspeicher (UGHS)** relevant, da sie die Vorhaltung großer Mengen über Wochen und Monate erlauben und damit saisonale Schwankungen erneuerbarer Stromerzeugung ausgleichen können. Darüber hinaus ermöglichen UGHS **deutlich geringere Kosten für die Speicherung als Übertagespeicher**.

Herausforderung & Problematik

Die besondere Rolle der **Wasserstoffspeicher** im Energiesystem führt zu erheblichen Herausforderungen bei ihrer Umsetzung, da Investitionen in großvolumige Speicherinfrastrukturen von mehreren Faktoren abhängig sind. Für eine planbare Wirtschaftlichkeit für die nächste Dekade sind ein ausreichendes Wasserstoffangebot, eine verlässliche Nachfrage und eine **funktionierende Transport- und Strominfrastruktur** Voraussetzungen. Bei der Untergrundspeicherung treffen **hohe Investitionssummen und lange Refinanzierungszeiträume auf außerordentlich große Unsicherheiten**. **Abbildung 2-12** zeigt zentrale Einflussfaktoren und gegenseitige Abhängigkeit mit Relevanz für die Investitionsentscheidungen in UGHS.

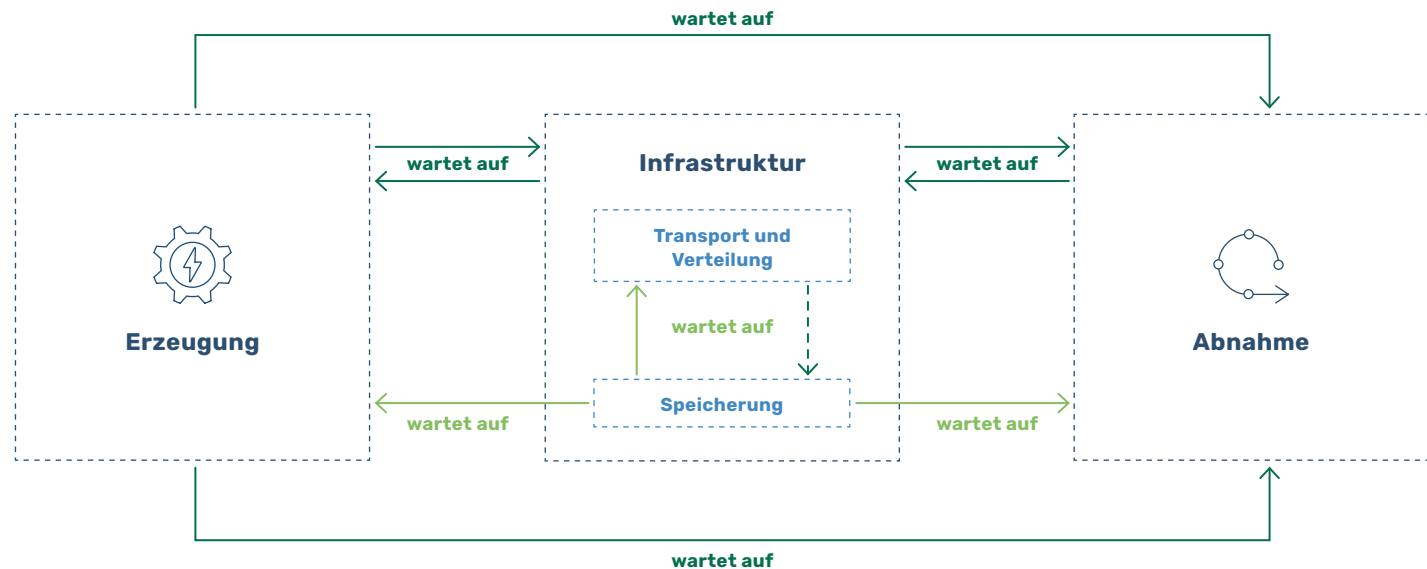
Lange Realisierungszeiten als Herausforderung für Untergrundspeicher

Die Umwidmung bestehender oder die Abteufung¹⁴³ neuer UGHS ist mit einem **Umsetzungszeitraum von etwa 6 bis 11 Jahren** verbunden und erfordert daher verlässliche Planbarkeit und klare Sicherheiten für Investitionsentscheidungen. Für UGHS ist ein Anschluss an die Transportinfrastruktur zwingend notwendig, um große Mengen Wasserstoff effizient ein- und ausspeichern zu können. Hier wird die Bedeutung des **Wasserstoff-Kernnetzes** deutlich, welches genehmigt ist und grundsätzlich bis 2032 fertiggestellt sein soll. Die tatsächliche Umsetzung bzw. der tatsächliche Zeitpunkt der Inbetriebnahme kann jedoch von dieser Planung abweichen. Dies kann die Investitionsentscheidung für UGHS erschweren.

Ein bisher wenig betrachtetes Thema sind die **Stromnetzanschlüsse** der Speicherstandorte. Anders als bei Erdgas ist bei Wasserstoff keine Nutzung des Speichermediums zur Bereitstellung der für Kompressoren benötigten Energie vorgesehen. Dies kann eine Erweiterung der **Netzanschlusskapazitäten** erfordern, die aufgrund begrenzter Netzkapazitäten mehrere Jahre dauern kann, was sich unter anderem aktuell bei Anschlussbegehren von Batteriespeicherprojekten zeigt.

¹⁴³ Bezeichnet die schachtbauliche Neu-
anlage eines vertikalen Zugangs
von der Oberfläche in das Gebirge
(Vortrieb von oben nach unten).

ABBILDUNG 2-12 — GEGENSEITIGE ABHÄNGIGKEITEN ZWISCHEN ERZEUGUNG, ABNAHME UND INFRASTRUKTUR IM KONTEXT FINALER INVESTITIONSENTSCHEIDUNGEN IN UNTERGRUNDSPEICHER



Unsicherheit über verfügbare Wasserstoffmengen und Reinheitsanforderungen als Kostentreiber

Die Wasserstoffspeicherung verbindet Angebot und Nachfrage über lange Zeiträume, setzt jedoch voraus, dass ausreichend große Mengen Wasserstoff verfügbar sind und gleichzeitig eine großskalige Abnahme besteht. Derzeit besteht hierfür keine ausreichende Planungssicherheit, so dass sich kaum Investitionsentscheidungen für UGHS treffen lassen.

Zudem werden unterschiedliche **Reinheitsanforderungen** an Wasserstoff diskutiert. Besonders hohe Reinheiten, wie von einzelnen Akteuren gefordert, könnten zusätzliche Investitionen in **intensive Aufreinigung** erforderlich machen und damit die Kosten der Speicherung sowie die Wasserstoffkosten aller an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossenen Abnehmer erhöhen.

Praxiserfahrung & Reallabor-Stimmen

Die Reallabore bestätigen die Relevanz von **UGHS** für eine verlässliche Wasserstoffversorgung und zur saisonalen Speicherung. **HydroNet** möchte zeigen, dass bereits die Nutzung einer bestehenden, 11 km langen stillgelegten Erdgasleitung als Puffer die Betriebsflexibilität und Wirtschaftlichkeit deutlich verbessern kann. Für großvolumige UGHS liefert **H2CAST** ein Beispiel für entstehende Herausforderungen aufgrund der Abhängigkeiten von Angebot, Nachfrage und Transportinfrastruktur. Wegen des fehlenden Anschlusses an das **Wasserstoff-Kernnetz** konnte der Wasserstoff nur über **Trailertransporte** angeliefert werden. Aufgrund der geringen Mengen konnte somit im Zeitraum mehrerer Monate lediglich eine Befüllung des obersten Kavernenbereiches geplant und realisiert werden. Dies verdeutlicht, dass ein **Netzanschluss** langfristig erforderlich ist, um die benötigten Mengen in UGHS schnell ein- und ausspeichern zu können.

Für Investitionen wird ein **Marktdesign mit verlässlichen Anreizen** benötigt. Aktuell spiegelt die Regulierung die Bedeutung von Speichern für

den Systembetrieb noch nicht wider. Aus den Reallaboren, insbesondere **H2CAST**, werden **einnahmenbasierte CCfDs für Mindestspeicherkapazitäten als Förderinstrument** vorgeschlagen. Als ein weiteres Element zur Schaffung von Investitionssicherheit benötigt es ergänzende Instrumente, die die fixen Betriebskosten von Speichern adressieren. Zudem sind langfristige Verträge und **klare Rollen für beteiligte Akteure** (Netz- und Speicherbetreiber) notwendig, um Planungssicherheit zu schaffen.

Auch **Qualität und Herkunft** des gespeicherten Wasserstoffs beeinflussen laut den Reallaboren den Speicher- und Netzbetrieb erheblich. Zu hohe Reinheitsanforderungen erhöhen die Kosten auf Infrastrukturseite und verlangsamen den Markthochlauf. Daher sollten Standards anwendungsorientiert formuliert werden und sowohl Anforderungen einer kontinuierlichen Wasserstoffeinspeisung wie auch schwankender Profile (z. B. Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs) berücksichtigen.

„Die untertägige H₂-Speicherung in Salzkavernen ist aus technischer Sicht mit Ausnahme des Energiegehaltes vergleichbar mit der Speicherung von Erdgas, was eine Umrüstung von bestehenden Speichern grundsätzlich ermöglicht. Dem hingegen müssen die gastechnischen Prozessanlagen für die Ein- und Ausspeicherung und die Gasreinigung neu errichtet werden, da sich die Auslegung unterscheidet. [...] Die ‚wirklichen‘ Herausforderungen eines Speicherhochlaufs liegen in den (Speicher-)Kosten und der Wirtschaftlichkeitslücke zu anderen Energieträgern.“

CARSTEN REEKERS, H2CAST

Handlungsansätze

Die Erkenntnisse aus dem Reallabor H2CAST zeigen, dass eine Umrüstung von UGHS technisch möglich ist. Die Herausforderungen liegen vor allem auch in der wirtschaftlichen Darstellbarkeit und Planbarkeit, insbesondere über einen langfristigen Zeitraum. Die folgenden Handlungsansätze zielen darauf ab, die richtigen Rahmenbedingungen für Wasserstoffspeicher zu schaffen:

- > Erhöhung der Investitions- und Planungssicherheit durch langfristig konsistente regulatorische Rahmenbedingungen für Wasserstoffspeicher, einschließlich klarer Regelungen zu Finanzierung, Netzentgelten und Anrechenbarkeit.
- > Frühzeitige Bereitstellung ausreichender Netzanschlusskapazitäten für Speicherstandorte, um die gleichzeitige Verfügbarkeit von Wasserstoff- und Strominfrastruktur sicherzustellen.

Da die Speicherung von Wasserstoff zwischen Angebot und Nachfrage einzuordnen ist, sind auch Instrumente und Maßnahmen, die diese fördern, für Wasserstoffspeicher vorteilhaft. Mögliche Handlungsansätze für die Förderung von Angebot und Nachfrage können in den vorherigen Kapiteln eingesehen werden (**s. 2.1 Erzeugung und 2.2 Offtake**).

„Der Mehrwert, große Demonstrationsprojekte derart eng zu begleiten, wie wir das in Trans4ReaL die vergangenen fünf Jahre machen konnten, ist immens. Auch wenn der Wasserstoffhochlauf heute nicht dort ist, wo wir ihn zu Beginn gerne gesehen hätten, hat das Format der Reallabore einen großen Teil dazu beigetragen, dass wir heute die anstehenden Herausforderungen verstehen und gezielt adressieren können.“

DR. SIMON PICHLMAIER, TRANS4REAL



3

FAZIT UND AUSBLICK

Fazit

Die **Diskussionen um erneuerbaren Wasserstoff und dessen Markthochlauf** haben sich während der Laufzeit der **Reallabore der Energiewende** und des dazugehörigen **Transferforschungsprojekts Trans4Real** von einem Zyklus erhöhter Aufmerksamkeit und übermäßig optimistischer Erwartungen hin zu mehr Realismus entwickelt. In den vergangenen Jahren wurden in der EU und in Deutschland **regulatorische Rahmenbedingungen für Wasserstoff** geschaffen: von der Definition der Strombezugskriterien für RFNBO über die Anerkennung von Zertifizierungssystemen bis hin zur Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes. Diese Entscheidungen haben sowohl innerhalb als auch außerhalb der EU Orientierung geschaffen und wegweisenden Charakter. Gleichzeitig zeigt sich Ernüchterung zum Fortschritt des Wasserstoffmarkthochlaufs: Zahlreiche Wasserstoffprojekte kamen aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit nicht in die Umsetzung. Dabei sind **Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen** auch ein Hemmnis für Investitionen.

Auf der **Erzeugungsseite** zeigen die Reallabore, dass trotz einzelner Herausforderungen die technischen Grundlagen gegeben sind, während vor allem **ökonomische Bedingungen** limitierende Faktoren darstellen. Die LCOH für erneuerbaren Wasserstoff werden maßgeblich durch die **Strombezugskosten**, auch beeinflusst durch die Strombezugskriterien für RFNBO, sowie **Investitions- sowie Kapitalkosten** geprägt. Diese reinen Erzeugungskosten sind aktuell mit über 9 €/kg H₂ hoch. Kurzfristig sind keine relevanten Kostensenkungen erwartbar.

Auf der Nachfrageseite kann **Offtake** derzeit nur dort entstehen, wo regulatorische Anreize oder strategische Interessen auf Projektebene eine klare Perspektive für die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff auch zu hohen Preisen schaffen. Im Verkehrssektor kann das Instrument der **THG-Quote** Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff anregen, jedoch erschwert die Preisvolatilität der THG-Quotenzertifikate den Abschluss langfristiger Abnahmeverträge. In der Industrie besteht kaum **Zahlungsbereitschaft** für erneuerbaren Wasserstoff,

da fossile Alternativen günstiger sind. Langfristige klimapolitische Zielsetzungen können dabei im Konflikt mit kurzfristiger Wettbewerbsfähigkeit stehen. Die Reallabore zeigen, dass planbare Rahmenbedingungen mit effektiven **Förderinstrumenten** zentral sind, um langfristigen Offtake zu ermöglichen.

Für die **Infrastruktur** wurden entscheidende Weichen gestellt, doch bleibt ihre tatsächliche und planmäßige Bereitstellung ein Risiko für Projekte. Mit der Genehmigung des **Wasserstoff-Kernnetzes** liegt in Deutschland erstmals eine konkrete Perspektive für den **Transport** großer Mengen Wasserstoffs vor. Dennoch bestehen Unsicherheiten hinsichtlich Dimensionierung, zeitlicher Realisierung und Harmonisierung mit europäischer Infrastruktur. In Deutschland stellen hierbei insbesondere die sich verändernden politischen Vorgaben zu zukünftigen H₂-ready-Kraftwerkskapazitäten eine Herausforderung dar. In den Reallaboren zeigt sich, dass die fehlende oder verspätete Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz Projekte maßgeblich behindern kann. Für die **Speicherung** von Wasserstoff erweist sich die Umrüstung von Kavernenspeichern als technologisch umsetzbar. Auch hier liegt die Herausforderung in der wirtschaftlichen Tragfähigkeit über längere Zeiträume hinweg – wobei die **Planbarkeit** durch die Abhängigkeit von Umfang und zeitlicher Entwicklung von angebotenen und nachgefragten Wasserstoffmengen eingeschränkt ist. Die Rolle der Infrastruktur ist dabei nicht zu unterschätzen: Speicher und Pipelines sind unverzichtbare Bausteine eines funktionierenden, großvolumigen Wasserstoffmarktes.

Die Reallabore haben mit ihren **Lernerfahrungen** wesentlich zum Verständnis der aktuellen Herausforderungen, der Realisierbarkeit und der notwendigen Rahmenbedingungen beigetragen. Sie zeigen die grundsätzliche technische Machbarkeit entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette und machen **ökonomische wie regulatorische Herausforderungen** sichtbar. Ohne langfristige Wirtschaftlichkeit von Projekten kann der Markthochlauf von erneuerbarem Wasserstoff nicht gelingen. Für Investitionsentscheidungen braucht es Planungssicherheit, vor allem in Form von **verlässlichen rechtlichen Rahmenbedingungen und planbarer Anreizsetzung in ausreichender Höhe**. Dieser Rahmen muss auch die dreiseitige Abhängigkeit zwischen Erzeugung, Offtake

und Infrastruktur im Kontext von Kapazitäten und Wasserstoffmengen berücksichtigen. In der frühen Markthochlaufphase sind **verlässliche Rahmenbedingungen** zentral, insbesondere auch, um die Unternehmen und Projekte zu unterstützen, die als First-Mover frühzeitig investieren.

Ausblick

Für einige Reallabore endet der Förderzeitraum im Jahr 2026, bei anderen erstreckt er sich darüber hinaus. Grundsätzlich sind die Reallabore nach Ablauf des Förderzeitraums verpflichtet, den **Betrieb für bis zu fünf weitere Jahre** sicherzustellen. Trans4ReaL begleitet dabei die Reallabore bis Ende 2026.

Für den Wasserstoffmarkthochlauf stehen zeitnah weitere rechtliche Weichenstellungen an. So könnte das **Zweite Gesetz zur Weiterentwicklung der THG-Quote** noch im zweiten Quartal 2026 vom Bundestag verabschiedet werden. Auch mit der Verabschiedung der geplanten **EnWG-Novelle zur Regulierung der Wasserstoffinfrastrukturen** ist in den nächsten Monaten zu rechnen. Darüber hinaus wird die BNetzA das Festlegungsverfahren zur Ausgestaltung einer neuen **Netzentgeltsystematik (AgNes)** fortsetzen.

Auf lange Sicht wird für den Hochlauf und die Ausgestaltung eines Wasserstoffmarktes entscheidend sein, welche **Rolle Wasserstoff** künftig durch Politik und Industrie zugewiesen wird. In einigen Anwendungen bleiben Moleküle ein notwendiger Baustein für die **Defossilisierung** und damit für die Erreichung der **Klimaziele** der EU und Deutschlands. Dafür braucht es weiterhin die politische Umsetzung von Rahmenbedingungen, die auf Projektebene **planbar Wirtschaftlichkeit** ermöglichen und Akteuren für erneuerbaren Wasserstoff verlässliche Perspektiven eröffnen.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1-1:

Struktur des Transferforschungsprojekts Trans4Real

Abbildung 1-2:

Geplante Aktivitäten der Reallabore entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette

Abbildung 1-3:

Historische und erwartete Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland bis 2030

Abbildung 1-4:

Zeitstrahl zum Verlauf der Reallaborvorhaben im Kontext regulatorischer Entwicklungen für Wasserstoff

Abbildung RH-1:

Zeitliche Einordnung zentraler regulatorischer Meilensteine für den Wasserstoffmarkthochlauf

Abbildung 2-1:

Gegenüberstellung von Wasserstoffkosten in Erzeugung und Infrastruktur sowie sektoraler Zahlungsbereitschaft der Nachfrage (Offtake)

Abbildung 2-2:

Zusammensetzung der LCOH nach Kostenkomponenten unter aktuellen Befreiungstatbeständen (Staatlich induzierte Preisbestandteile (SIP) & Netzentgelte)

Abbildung 2-3:

Durchschnittliche Stromkosten 2025 in Abhängigkeit von Grundlast und Volllaststunden

Abbildung 2-4:

Einfluss der Volllaststunden auf den Anteil von Investitions- und Kapitalkosten an den LCOH

Abbildung 2-5:

Vergleich prognostizierter und realer CAPEX-Entwicklungen für Elektrolyseure in den jeweiligen Ausgaben des Global Hydrogen Reports

Abbildung 2-6:

Einfluss unterschiedlicher Finanzierungskonditionen auf die Investitions- und Kapitalkosten von Wasserstoffprojekten

Abbildung 2-7:

Spezifische CO₂-Verminderungskosten in Deutschland im Jahr 2040 aus Systemperspektive

Abbildung 2-8:

Funktionsweise der Treibhausgasminierungs-Quote und des Quotenhandels

Abbildung 2-9:

Erlöspotenziale aus der THG-Quote pro Kilogramm RFNBO-Wasserstoff bei Einsatz in Raffinerien

Abbildung 2-10:

Zahlungsbereitschaften ausgewählter Industriesektoren für erneuerbaren Wasserstoff auf Basis von Paritätspreisen zur jeweiligen fossilen Produktionsroute

Abbildung 2-11:

Installierte Leistung der H₂-Kraftwerke nach unterschiedlichen Szenarien in 2045

Abbildung 2-12:

Gegenseitiger Abhängigkeiten zwischen Erzeugung, Abnahme und Infrastruktur im Kontext finaler Investitionsentscheidungen in Unterspeicherung

LITERATURVERZEICHNIS¹⁴⁴

14degrees. „THG-Quotenmarkt: Preisentwicklung, Ergebnisse der Bundesrats-sitzung zum RED III-Entwurf.“ Updated March 2, 2026. Accessed March 10, 2026. <https://14degrees.de/news/thg-quotenmarkt-preisentwicklung-ergebnisse-der-bundesratssitzung-zum-red-iii-entwurf/>.

14degrees. „THG-Quotenmarkt: Preisentwicklung, Gegenäußerung der Bundesregierung zum RED III-Entwurf.“ Updated March 2, 2026. Accessed March 10, 2026. <https://14degrees.de/news/thg-quotenmarkt-preisentwicklung-gegenaeusserung-der-bundesregierung-zum-red-iii-entwurf/>.

21st Pipeline Technology Conference. „Hydrogen Compression Solutions Under Consideration of the European Hydrogen Backbone.“ Updated February 6, 2026. Accessed February 6, 2026.

„A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe.“ European Commission, Brussels, 2020.

ACER. „European Hydrogen Markets. 2025 Monitoring Report.“ 2025. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-2025-European-hydrogen-markets.pdf>.

ACER. „Recommendation No 02/2025 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 28 July 2025 on the Methodologies for Setting the Inter-Temporal Cost Allocation in Accordance with Article 5(3) of Regulation (EU) 2024/1789 on the Internal Markets for Renewable Gas, Natural Gas and Hydrogen.“ 2025. <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER-Recommendation-02-2025-Inter-temporal-cost-allocation.pdf>.

Ariadne. „Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045.“ Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, 2025.

¹⁴⁴ Rechtstexte sind in Fußnoten direkt umfassend zitiert, so dass sie nicht erneut aufgeführt werden.

Badgett, Alex, Joe Brauch, and Amogh Thatte. „Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers.“ NREL, 2024. <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>.

BMUKN. „Bundes-Klimaschutzgesetz.“ Updated August 18, 2021. Accessed April 3, 2026. <https://www.bundesumweltministerium.de/gesetz/bundes-klimaschutzgesetz>.

BMUKN. „Referentenentwurf: Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote.“ Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit, June 19, 2025. https://www.bundesumweltministerium.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/21._LP/red-iii/Entwurf/bimschg_red_iii_thg_refe_bf.pdf.

BMV. „Verkehr in Zahlen 2025/2026.“ 2025. <https://www.bmv.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/verkehr-in-zahlen25-26-pdf.pdf>.

BMWE. „Förderformat: Reallabore der Energiewende.“ <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore>.

BMWE. FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz. 2024. Accessed February 9, 2026. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html>.

BMWE. „Klimaziele bis 2030 erreichbar.“ Updated March 10, 2026. Accessed March 10, 2026. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250314-klimaziele-bis-2030-erreichbar.html>.

BMWE. „CO₂-Differenzverträge erklärt: So geben CO₂-Differenzverträge der energieintensiven Industrie Planungssicherheit.“ Accessed April 3, 2026. <https://www.co2-differenzvertraege.info/thema/co2-differenzvertraege-erklaert>.

BMWE. „Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie.“ 2026. Accessed February 9, 2026. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2026/01/20260115-grundsatzvereinbarung-mit-europaeischen-kommission-ueber-eckpunkte-der-kraftwerksstrategie.html>.

BMWi. „Die Nationale Wasserstoffstrategie.“ Referat Öffentlichkeitsarbeit, Berlin, June 2020.

BNetzA. „EEG-Förderung und -Fördersätze.“ Accessed February 17, 2026. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html.

BNetzA. „Ausschreibungen nach § 50 WindSeeG für die zentral voruntersuchten Flächen N-10.1 und N-10.2.“ Antwort auf Frage 2 der Anfragen zu den Ausschreibungen 2025, January 2026. Accessed April 3, 2026. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_72_Offshore/Ausschr_vorunters_Flaechen/2025/uebersicht_ausschreibungen_2025.html.

Brun, Klaus. „Technology Options for Hydrogen Compression.“

Bundesrechnungshof. „Umsetzung der Wasserstoffstrategie des Bundes: 99er-Bericht Wasserstoff.“ Accessed March 10, 2026. <https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2025/wasserstoffstrategie-volltext.pdf>.

Coridass, Celine, and Peter Smeets. „Core Review Clause Pursuant to Art. 17 RefuelEU Aviation Regulation: Is Regulation Failing Due to the Reality of the Slow Market Ramp-up?“ https://impact-on-sustainable-aviation.org/shared-files/1971/?ReviewClauseRefuelEU_Final_20240430_revised_en2.pdf.

Council of the European Union. „Council Conclusions on EU Position for the Copenhagen Climate Conference (7–18 December 2009).“ https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/envir/110634.pdf.

Dechema. „Preisindex Chemieanlagen Deutschland PCD (PCD 2025).“ Updated November 3, 2026. Accessed April 2, 2026. <https://dechema.de/pcd.html>.

Dell, Martin. „Umlagenbefreiung für grünen Wasserstoff nach § 25 EnFG – Begünstigung (noch) ohne Anwendungsbereich?“ Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER) (2024): 383.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). „Die Reallabore.“ Updated November 7, 2024. Accessed March 17, 2026. <https://www.dena.de/transferprojekt-reallabore-der-energiewende-schwerpunkt-wasserstoff/die-reallabore/>.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). „Elektrolysekapazitäten in Deutschland – Stand und Ausblick.“ Updated December 1, 2025. Accessed February 24, 2026. <https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland/>.

Deutscher Bundestag. „Betrugsvorwürfe gegen Klimaschutzprojekte in der Ölbranche.“ Updated March 10, 2026. Accessed March 10, 2026. <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1008030>.

EASA Environment Department. „Current Landscape and Future of SAF Industry.“ Accessed April 15, 2024. <https://www.easa.europa.eu/eco/eaer/topics/sustainable-aviation-fuels/current-landscape-future-saf-industry>.

Electrification Alliance. „The Electrification Staircase Is Out!“ Updated January 23, 2026. Accessed April 3, 2026. <https://electrification-alliance.eu/articles/the-electrification-staircase-is-out/>.

Ember. „The Electrotech Revolution: The Shape of Things to Come.“ 2025.
<https://ember-energy.org/app/uploads/2025/09/Slidedeck-The-Electrotech-Revolution-PDF.pdf>.

energate messenger. „THG-Quote: Datendownload.“ Quelle: q-bility. Accessed April 4, 2026. <https://www.energate-messenger.de/market/co2/group/244151-thg-quote>.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). „Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern – Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten.“ 2024.

European Commission. „European Hydrogen Bank Auction Provides €720 Million for Renewable Hydrogen Production in Europe.“ News release, April 30, 2024. Accessed February 24, 2026. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_24_2333.

European Commission. „The European Green Deal.“ Communication from the Commission COM (2019) 640 final, Brussels, December 11, 2019. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF.

European Commission. „EU Postpones Carbon Pricing for Buildings to 2028 in Climate Law Deal.“ Updated December 19, 2025. Accessed April 4, 2026. <https://build-up.ec.europa.eu/en/news-and-events/news/eu-postpones-carbon-pricing-buildings-2028-climate-law-deal>.

eurostat. „Electricity Price Statistics.“ Updated October 2025. Accessed April 3, 2026. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics.

EWI. „Green Hydrogen Production Under RFNBO Criteria: Analyzing the System and Business Case Perspective.“ Cologne, 2025. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/10/20251028_EWI_GreenHydrogenProduktionUnderRFNBOCriteria.pdf.

EWI and BET. „Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode.“ 2025. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html>.

Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring. „2025 Monitoringbericht der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess ‚Energie der Zukunft‘.“ Berlin, December 10, 2025. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf>.

FfE. „Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2025.“ January 20, 2026. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-im-jahr-2025/>.

FfE. „Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht.“ June 16, 2025. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-3.pdf.

Fleer, Ann-Christin, Maurizio Sciancalepore, Eva-Maria Spreckelsen, and René Werner Verbücheln. „Verdichtung und Wasserstofftransport: Eine technische und wirtschaftliche Analyse: GET H2TransHyDE.“ Open Grid Europe GmbH, 2025.

FNB Gas. „Wasserstoff-Kernnetz.“ Updated February 5, 2026. Accessed February 5, 2026. <https://fnb-gas.de/wasserstofftransport/wasserstoff-kernnetz/>.

FNB Gas. „Start der gemeinsamen Marktabfrage über Infrastrukturbedarfe für Strom und Wasserstoff.“ 2026 KO•NEP. Accessed February 9, 2026. https://ko-nep.de/news/gemeinsame_marktabfrage_2026/.

Fraunhofer IEG, Fraunhofer ISI, and d-fine. „Integrated Infrastructure Planning and 2050 Climate Neutrality: Deriving Future-Proof European Energy Infrastructures.“ 2025. <https://www.agora-energiewende.org/publications/integrated-infrastructure-planning-and-2050-climate-neutrality>.

Fraunhofer ISE. „Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis – Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems.“ 2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>.

Fraunhofer ISE. „Energy-Charts | Marktwerte und EEG-Vergütung in Deutschland.“ Updated January 9, 2026. Accessed February 17, 2026. https://www.energy-charts.info/charts/market_values/chart.htm.

Hoffmann, Burkhard, Johanna Kamm, and Fabian Pause. „Wie man (k)einen einheitlichen Rechtsrahmen für erneuerbaren Wasserstoff schafft.“ Würzburger Studien zum Umweltenergie recht Nr. 32, November 19, 2023. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2023/11/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_32_DA_Wasserstoff.pdf.

Hoffmann, Burkhard, Valerie Ziemsky, and Stephan Mohr. „Was kostet das ‚Grün‘ im Wasserstoff?“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, no. 7–8 (2025): 31. <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/was-kostet-das-gruen-im-wasserstoff>.

IEA. „Global Hydrogen Review 2025.“ International Energy Agency, 2025. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>.

IEA – International Energy Agency. „Global Hydrogen Review, Years 2021–2025.“ <https://www.iea.org/analysis?type=report&q=global%20hydrogen%20review&energySystem%5B0%5D=hydrogen>.

IEC. „DIN EN 61511-1 VDE 0810-1:2019-02: Funktionale Sicherheit – PLT-Sicherheitseinrichtungen für die Prozessindustrie.“ Accessed February 6, 2026.

Kigle, Stephan, Tapio Schmidt-Achert, and Miguel Ángel Martínez Pérez. „The Impact of Country-Specific Investment Risks on the Levelized Costs of Green Hydrogen Production.“ *International Journal of Hydrogen Energy* 73 (2024): 20–31. doi:10.1016/j.ijhydene.2024.05.303.

Kisker, Christoph. „Der Referentenentwurf des BMUV zur Novellierung der 38. BImSchV.“ *EnergieKlima-Aktuell (EnK-Aktuell)* (2024): 010429.

Kisker, Christoph, and Christian Buchmüller. „Wann ist Wasserstoff grün? Die Strombezugskriterien für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff im delegierten Rechtsakt der Europäischen Kommission nach Art. 27 Abs. 3 UAbs. 7 RED II.“ *Schriftenreihe interdisziplinäre Energieforschung des ITE*, Heft 9, May 2023. https://www.fh-westkueste.de/fileadmin/Dateien/Forschung/ITE/ite_sief_heft009.pdf.

Liebreich, Michael. „The Pragmatic Climate Reset – Part II: A Provocation.“ 2025. <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/liebreich-the-pragmatic-climate-reset-part-ii-a-provocation/>.

Liu, Jiaying, Mingjiu Zhao, and Lijian Rong. „Overview of Hydrogen-Resistant Alloys for High-Pressure Hydrogen Environment: On the Hydrogen Energy Structural Materials.“

Neitz-Regett, Anika, David Ruprecht, Simon Pichlmaier, Regina Reck, Tapio Schmidt-Achert, Valerie Ziemsky, and Matthias Deutsch et al. „Wie kann der Markthochlauf von Wasserstoff beschleunigt werden? Aktuelle Erkenntnisse aus den Reallaboren der Energiewende.“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e.V., 2023. https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2023/04/TRANS4REAL_Wie_kann_der_Markthochlauf_von_Wasserstoff_beschleunigt_werden_Feb_2023.pdf.

Neumann, Fabian, Elisabeth Zeyen, Marta Victoria, and Tom Brown. „The Potential Role of a Hydrogen Network in Europe.“ *Joule* 7, no. 8 (2023): 1793–1817. doi:10.1016/j.joule.2023.06.016.

Otsubo, Yumihito. „Hydrogen Compression and Long-Distance Transportation: Emerging Technologies and Applications in the Oil and Gas Industry – A Technical Review.“

Pichlmaier, Simon, Tapio Schmidt-Achert, David Ruprecht, Stephan Mohr, Florian Ausfelder, Dorothee Lemken, and Mario Koppers. „Herausforderungen der Reallabore der Energiewende im Kontext Wasserstoff“. München, 2024.

Politico. „EU Should Relax Net-Zero Target, German Energy Minister Says.“ Updated March 24, 2026. Accessed April 3, 2026. <https://www.politico.eu/article/german-energy-minister-katherina-reiche-says-eu-should-relax-net-zero-target/>.

Ruprecht, David, Simon Pichlmaier, Stephan Mohr, Regina Reck, Tapio Schmidt-Achert, Valerie Ziemsky, and Matthias Deutsch et al. „Wie kann die Dynamik der Wasserstoffwirtschaft gesteigert werden? Aktuelle Erkenntnisse aus den Reallaboren der Energiewende.“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024. <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2024/10/Wie-kann-die-Dynamik-der-Wasserstoffwirtschaft-gesteigert-werden.pdf>.

Säcker, Franz Jürgen, Markus Appel, Oliver Koch, Markus Ludwigs, Maximilian Uibeleisen, and Susanne Wende, eds. beck-online.GROSSKOMMENTAR zum Energierecht. Kommentar zum EnFG. May 15, 2025.

Scheffer, Klaus-Dieter, and Dieter Deutsch. „Hazards Identification/Risk Assessment Approach.“

Schmidt, Sarah, Veronika Engwerth, Manuel Wessel, Tobias Rühl, and Andrej Guminski. „CO₂-Verminderungskosten: Eine kosteneffiziente Transformation hin zur Klimaneutralität ist möglich.“ January 19, 2026.

TransHyDE. „European Hydrogen Infrastructure Planning – Latest Insights from TransHyDE System Analysis.“ November 2025. https://wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/b72ece03-cb97-11f0-ad78-fa163ebab5e5/live/document/TransHyDE-Sys_Flagship_Pub_2.0_final.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber. „Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), Erster Entwurf.“ 2025. <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>.

Umweltbundesamt. „Vollzug der 37. BImSchV: Anrechnung strombasierter Kraftstoffe.“ Updated July 29, 2025. Accessed April 3, 2026. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/nachweissysteme-fuer-energie-klimaschutz/vollzug-der-37-bimschv-anrechnung-strombasierter>.

Ziemsy, Valerie, Simon Pichlmaier, and Markus Gyetko. „Bridging the Financial Gap: Analysis of Parity Prices and Policy Instruments for Green Hydrogen Applications in Hard-to-Abate Sectors in Germany.“ NEXT Energy, 2026.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Mit Unterstützung von:



IMPRESSUM

Herausgeber: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.

Bericht zum Projekt: Trans4ReaL

Veröffentlichung: Mai 2026

Redaktionsschluss: März 2026

Förderkennzeichen: 003EWT001A-G

Projektpartner:

FfE e. V.

Agora Energiewende

DECHEMA e. V.

ZBT GmbH

Ruhr-Universität Bochum (RUB)

Stiftung Umweltenergierecht (SUER)

Technische Universität

München (TUM)

Autor:innen:

FfE: Regina Reck, David Ruprecht, Stephan Mohr,

Simon Pichlmaier, Tapio Schmidt-Achert,

Valerie Ziemsky

Agora: Matthias Deutsch

DECHEMA: Michaela Löffler, Alexandra Göbel

ZBT: Mario Koppers, Deborah Rapp

RUB: Marvin Müller, Zarah Thiel, Andreas Löschel

Stiftung Umweltenergierecht: Burkhard Hoffmann,

Christoph Kisker, Steffen Benz, Carsten von

Gneisenau

TUM: Ana María Isidoro Losada

Kontakt:

Am Blütenanger 71

80995 München

+49 (0) 89 158121-0

trans4real-info@ffe.de

www.ffe.de

Gestaltung und Umsetzung:

hw.design gmbh, München

www.hwdesign.de



Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.
Am Blütenanger 71
80995 München
www.ffe.de