

# Studie

# **Meilensteine für einen erfolgrei- chen Wasserstoffhochlauf bis 2040 unter Einbeziehung konkreter Handlungshindernisse und Umset- zungsperspektive aus Sicht der Unternehmen**

Projektnummer: 2025-10-1001

Im Auftrag von:  
Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK)  
26.06.2026

## **Impressum**

**r2b energy consulting GmbH**

Zollstockgürtel 61

50969 Köln

Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung .....	5
Summary .....	8
1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen .....	11
1.1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie .....	11
1.2 Vorgehensweise im Projekt und Gliederung der Studie .....	12
2 Standortbeschreibung H <sub>2</sub> .....	14
2.1 Heimisches Angebot von grünem Wasserstoff .....	15
2.2 Alternative CO <sub>2</sub> -armer Wasserstoff? .....	16
2.3 Wasserstoffimporte .....	16
2.4 Transportinfrastruktur – das Kernnetz .....	22
2.5 Verteilung an Verbraucher .....	23
2.6 Wasserstoffspeicher .....	24
2.7 Abnahme .....	25
3 Herausforderungen für den Wasserstoffhochlauf .....	26
3.1 Wirtschaftlichkeit .....	26
3.2 Technologiepfade .....	31
3.3 Regulatorik & Zertifizierung .....	32
3.4 Verfügbarkeit & Infrastrukturzugang .....	33
3.5 Nachfrage und Abnahme .....	35
3.6 Planbarkeit & Investitionssicherheit / Bankability .....	36
3.7 Gesamtheitliche Planung und Koordination .....	36
4 Handlungsempfehlungen: Meilensteine und Maßnahmen für einen erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft .....	38
4.1 Erste Priorität: Substanzsicherung & Sofortmaßnahmen .....	40
4.1.1 Regelungsrahmen für die Produktion von grünem Wasserstoff .....	40
4.1.2 Netzentgeltregime für Elektrolyseure klären .....	42

4.1.3	Book-and-Claim für RFNBO-Wasserstoff .....	42
4.1.4	Wasserstoffspeicher als systemrelevante Infrastruktur frühzeitig absichern .....	44
4.2	Zweite Priorität: Zielbild definieren und institutionell verstetigen .....	46
4.2.1	Zielbild, Roadmap & Monitoring .....	46
4.2.2	Koordination von Regulierung & Infrastruktur .....	47
4.3	Dritte Priorität: Brücken bauen .....	49
4.3.1	Verteilnetzaufbau verbindlich, regional priorisiert und finanzierbar machen .....	49
4.3.2	Upstream-Technologieförderung .....	51
4.3.3	Zweiseitige Auktionen weiterentwickeln .....	51
4.3.4	CO <sub>2</sub> -Differenzverträge weiterentwickeln .....	53
4.3.5	Risikoabsicherung & Herstellung von Bankability .....	53
4.3.6	Leitmärkte .....	54
4.4	Zusammenführung der Handlungsempfehlungen und Ableitung von Meilensteinen .....	56
	Literaturverzeichnis .....	59

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1 Gesamtbild des H <sub>2</sub> -Hochlaufs entlang der Wertschöpfungskette .....	14
Abbildung 2-2 Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland.....	15
Abbildung 2-3 H <sub>2</sub> -Bedarf, inländische Erzeugung und Importe 2040 gemäß aktuellen Studien .....	17
Abbildung 2-4 Importkorridore des European Hydrogen Backbone und relevante Großprojekte.....	18
Abbildung 2-5 Internationale Wasserstoffkooperationen und potenzielle Lieferländer .....	19
Abbildung 2-6 Bewertung und Ranking potenzieller Lieferländer .....	21
Abbildung 2-7 Geplante Entwicklung des deutschen Wasserstoff-Kernetzes bis 2032 .....	22
Abbildung 2-8 Kapazität unterirdischer Wasserstoffspeicher.....	24
Abbildung 3-1 Historische Preisentwicklung für grünen Wasserstoff .....	27
Abbildung 3-2 Indikative Zusammensetzung und Höhe von RFNBO-Wasserstoff-Bezugskosten in der kurzen und mittleren Frist .....	29
Abbildung 3-3 Bandbreite erwarteter Wasserstoffpreise .....	30
Abbildung 4-1 Schematische Darstellung der Prioritäten-basierten Strukturierung der Handlungsempfehlungen.....	38
Abbildung 4-2 Indikativer Zielkostenvergleich.....	47
Abbildung 4-3 Überblick der empfohlenen Maßnahmen und Einordnung in Umsetzungs- und Wirkungszeiträume .....	56
Abbildung 4-4 Indikative Zusammensetzung und Höhe von RFNBO-Wasserstoff-Bezugskosten in der langen Frist bei Umsetzung der Empfehlungen.....	58

## Zusammenfassung

Wasserstoff soll auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität eine Schlüsselrolle einnehmen, der Markthochlauf in Deutschland bleibt bislang jedoch hinter dieser Ambition zurück. Es deutet sich eine Verfehlung politischer Zielsetzungen und der hoch gesteckten Erwartungen der letzten Jahre an. Die vorliegende Studie untersucht vor diesem Hintergrund den **aktuellen Stand des Wasserstoffhochlaufes**, die tieferliegenden **Problemfelder**, und erarbeitet angesichts des hohen Handlungsdrucks **Empfehlungen für eine Kurskorrektur**. Methodisch werden hierfür bestehende Studien, Strategiepapiere, Projekt- und Marktdaten mit praxisnaher Expertise aus dem Netzwerk der Industrie- und Handelskammern (IHK), leitfadengestützten Unternehmensinterviews sowie Gesprächen mit ausgewählten Auslandshandelskammern (AHK) verbunden.

Die **Analyse entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette** zeigt, dass der Hochlauf derzeit je nach Stufe unterschiedlich weit fortgeschritten ist.

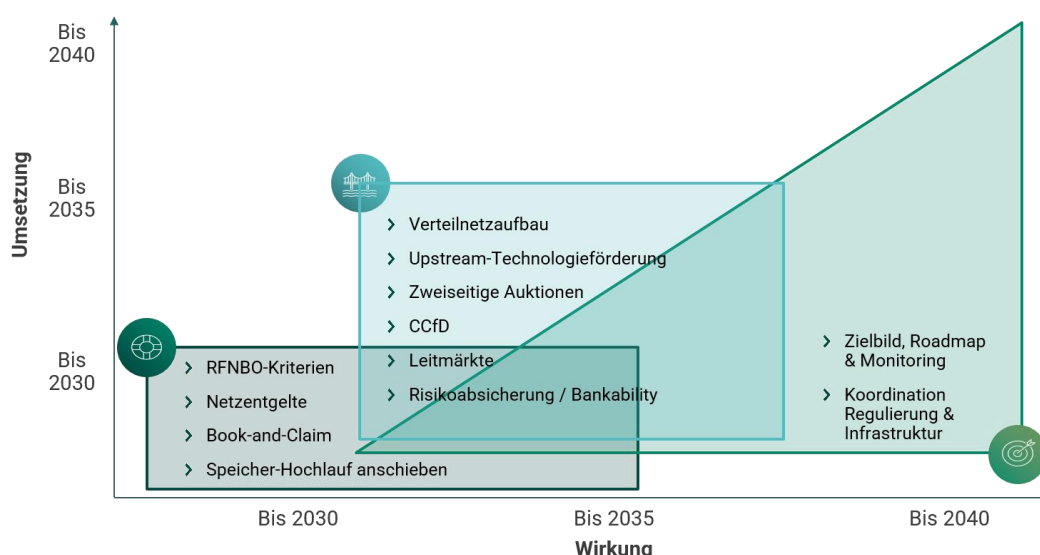
- > Das **heimische Angebot** an grünem Wasserstoff wächst langsamer als politisch vorgesehen und die Umsetzungsquote angekündigter Elektrolyseprojekte ist unsicher; zudem werden deutsche Erzeuger durch restriktive regulatorische Vorgaben eingehemmt.
- > **CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff** und **Importe** können künftig ergänzend zur Versorgung beitragen, befinden sich aber ebenfalls noch nicht in einem belastbaren Markthochlauf. So sind potenzielle Lieferländer, Importkorridore und Hafenprojekte identifiziert, viele Vorhaben befinden sich jedoch weiterhin in frühen Planungs-, Genehmigungs- oder Finanzierungsphasen.
- > Am weitesten konkretisiert ist derzeit die überregionale **Transportinfrastruktur** durch das Wasserstoff-Kernnetz. Hiermit ist ein wichtiger Teil der Infrastruktur regulatorisch und planerisch adressiert, der allerdings bislang weitestgehend „in der Luft hängt“ und droht, nur gering ausgelastet zu werden.
- > Viele potenzielle Abnehmer liegen nicht unmittelbar am Kernnetz, sodass wasserstofffähige **Verteilnetze** benötigt werden. Zudem braucht es großskalige **Speicher**, die politisch und regulatorisch ebenfalls noch nicht genügend bedacht wurden, was angesichts langer Vorlaufzeiten bei Umrüstungen besonders gravierend wirkt.
- > Für **Abnehmer** sind daher weder Kosten noch Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff abschätzbar, was bislang zu einem Ausbleiben eines Nachfragesoges führt.

Die hohen **Bereitstellungskosten von Wasserstoff** sind ein **Brennglas der bestehenden Probleme**. Grüner Wasserstoff ist aktuell und bislang absehbar in vielen Anwendungen deutlich teurer als fossile Alternativen. Für Unternehmen zählt dabei nicht nur absolute Höhe des Preises, sondern auch Planbarkeit. Regulatorische Komplexität, unsichere Zertifizierungsanforderungen und noch nicht belastbar ausgestaltete Förder- und Entgeltsysteme erschweren Investitionsentscheidungen daher zusätzlich. Auf der Nachfrageseite führt dies zu Zurückhaltung: Unternehmen erkennen zwar zunehmend die strategische Relevanz von Wasserstoff, können den Umstieg aber häufig noch nicht wirtschaftlich begründen oder vertraglich absichern. Daraus entstehen Bankability-Probleme und ein wechselseitiges Zuwarten zwischen Erzeugern, Infrastrukturakteuren und Abnehmern. Insgesamt

zeigt sich, dass der Wasserstoffhochlauf nicht an einem einzelnen Engpass scheitert, sondern an der fehlenden Gleichzeitigkeit von wirtschaftlicher Tragfähigkeit, regulatorischer Klarheit, verlässlicher Nachfrage und koordinierter Umsetzung.

Aus diesen Befunden leitet die Studie drei Prioritäten ab.

1. Erstens muss bis 2030 die **bisher erreichte Projekt- und Marktdynamik des Hochlaufs gesichert** werden. Dafür sind **pragmatischere RFNBO-Regeln**, ein geklärtes **Netzentgeltregime** für Elektrolyseure, ein belastbares **Book-and-Claim-Modell** für RFNBO-Wasserstoff sowie eine frühzeitige Absicherung von **Wasserstoffspeichern** als systemrelevante Infrastruktur erforderlich. Ziel ist es, Projektabbrüche zu vermeiden, Investitionsentscheidungen zu ermöglichen und die Anschlussfähigkeit des Hochlaufs über 2030 hinaus zu sichern.
2. Zweitens braucht der Wasserstoffhochlauf ein **realistisches und langfristig belastbares Zielbild**. Dieses muss transparent machen, welche Rolle Wasserstoff im Energiesystem übernehmen soll, in welchen Anwendungen er vorrangig eingesetzt werden sollte und wie er schrittweise aus der Förderabhängigkeit in ein **marktwirtschaftlich koordiniertes System** überführt werden kann. Dafür sind eine nachvollziehbare **Roadmap**, ein unabhängiges **Monitoring** und eine stärkere **Koordination** von Regulierung, Kernnetz, Verteilnetzen, Speichern, Importinfrastruktur, Stromsystem, Wärmeversorgung, Erdgasinfrastruktur und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur notwendig.
3. Drittens müssen bis etwa 2035 **Brücken in einen skalierenden Markt** gebaut werden. Dazu sollte der **Verteilnetzaufbau** verbindlicher, regional priorisiert und finanzierbar gemacht werden. **Bestehende Förderinstrumente** sollten nicht weiter verkompliziert, sondern **gezielt weiterentwickelt** und besser verzahnt werden. Dazu zählen Upstream-Technologieförderung, zweiseitige Auktionen, weiterentwickelte CO<sub>2</sub>-Differenzverträge, punktuelle Risikoabsicherung zur Herstellung von Bankability sowie eine zurückhaltende und zielgerichtete Nutzung von Leitmärkten.



Insgesamt braucht der Wasserstoffhochlauf kurzfristig Entlastung und Pragmatismus, mittelfristig wirksame Brückeninstrumente und langfristig ein realistisches, institutionell verlässliches Zielsystem. Nur wenn diese Ebenen miteinander verbunden werden, kann aus der heutigen Projekt- und Strategielandschaft ein tragfähiger Wasserstoffmarkt entstehen. Entscheidend ist dabei, Wasserstoff nicht isoliert zu betrachten, sondern als Teil eines integrierten Energie- und Industriesystems, in dem regulatorische Vorgaben, Infrastrukturentscheidungen, Investitionsbedingungen und industrielle Transformationspfade aufeinander abgestimmt sind.

## Summary

Hydrogen is expected to play a key role on the path towards greenhouse gas neutrality, but the market ramp-up in Germany has so far fallen short of this ambition. There are growing indications that political targets and the high expectations associated with hydrogen in recent years may not be met. Against this background, the present study examines the **current status of the hydrogen ramp-up**, the underlying **problem areas**, and, given the considerable need for action, develops **recommendations for a course correction**. Methodologically, the study combines existing studies, strategy papers, project and market data with practical expertise from the network of Chambers of Industry and Commerce (IHK), guideline-based interviews with companies, and discussions with selected German Chambers of Commerce Abroad (AHK).

The **analysis along the hydrogen value chain** shows that the ramp-up is currently progressing at different speeds across individual stages.

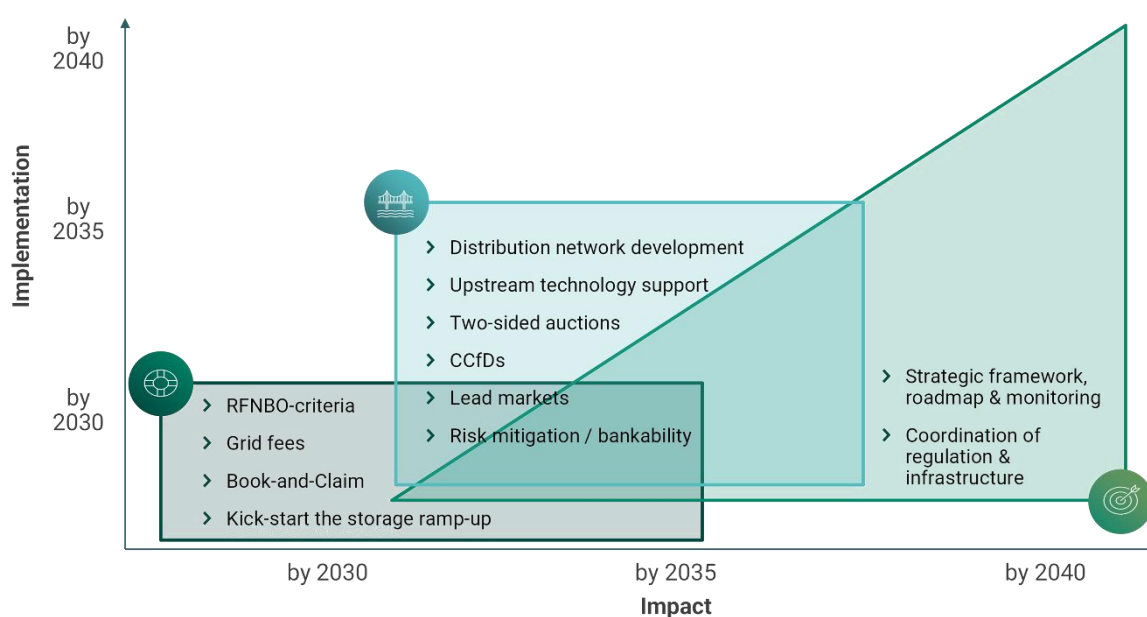
- > **Domestic supply** of green hydrogen is growing more slowly than politically envisaged, and the implementation rate of announced electrolyser projects remains uncertain. In addition, German producers are constrained by restrictive regulatory requirements.
- > **Low-carbon hydrogen** and **imports** may contribute to future supply, but they, too, have not yet entered a robust market ramp-up. Potential supplier countries, import corridors and port projects have been identified, but many projects remain at early planning, permitting or financing stages.
- > The most concrete progress has so far been made in **transport infrastructure** through the *Kernnetz*. With it, a key part of the hydrogen infrastructure has been given an important regulatory and planning framework, but the network still largely lacks firm anchoring in actual supply and demand and risks being underutilised.
- > Much of the potential future demand is not located directly along the *Kernnetz*, meaning that hydrogen-ready **distribution networks** will also be needed. In addition, **large-scale storage** facilities are required, but these have not yet been sufficiently addressed in political and regulatory terms. Given the long lead times for conversion and development, this is particularly critical.
- > For **oftakers**, neither the cost nor the availability of green hydrogen can therefore be reliably assessed at present, which has so far prevented the emergence of strong demand pull.

The **high end-user costs of hydrogen** are a **focal point of the existing challenges**. Green hydrogen is currently, and for the foreseeable future, significantly more expensive than fossil alternatives in many applications. For companies, it is not only the absolute price level that matters, but also predictability. Regulatory complexity, uncertain certification requirements, and support and tariff systems that have not yet been designed in a sufficiently reliable manner therefore further complicate investment decisions. On the demand side, this leads to hesitation: while companies increasingly recognise the strategic relevance of hydrogen, they often cannot yet justify or contractually secure the switch on economic grounds. This gives rise to bankability problems and a situation of mutual

waiting between producers, infrastructure actors and offtakers. Overall, the hydrogen ramp-up is not failing because of a single bottleneck, but because economic viability, regulatory clarity, reliable demand and coordinated implementation have not yet been achieved simultaneously.

Based on these findings, the study derives three priorities.

1. First, the **project and market momentum achieved so far must be secured** by 2030. This requires more **pragmatic RFNBO rules**, a clarified **grid fee regime** for electrolysers, a robust **book-and-claim model** for RFNBO hydrogen, and the early safeguarding of hydrogen **storage** as system-relevant infrastructure. The aim is to avoid project cancellations, enable investment decisions and preserve the ramp-up's ability to scale beyond 2030.
2. Second, the hydrogen ramp-up needs a **realistic and robust long-term strategic framework**. This framework must clarify the role hydrogen is expected to play in the energy system, where its use should be prioritised, and how it can gradually move beyond fiscal support and develop into a **market-based system**. This requires a clear **roadmap**, independent **monitoring** and stronger **coordination** between regulation, the core network, distribution networks, storage facilities, import infrastructure, the electricity system, heat supply, natural gas infrastructure and CO<sub>2</sub> infrastructure.
3. Third, the period up to around 2035 must be used to **bridge today's early-stage market into a scalable hydrogen market**. To this end, the development of **distribution networks** should be made more binding, regionally prioritised and financially viable. **Existing support instruments** should not be further complicated, but instead **selectively developed and better aligned**. These include upstream technology support, two-sided auctions, further-developed carbon contracts for difference, targeted risk mitigation to establish bankability, and the cautious, focused use of lead markets.



Overall, the hydrogen ramp-up requires short-term relief and pragmatism, medium-term bridging instruments that are effective in practice, and a realistic, institutionally reliable long-term target system. Only if these levels are connected can today's landscape of projects and strategies develop into a viable hydrogen market. The key is not to view hydrogen in isolation, but as part of an integrated energy and industrial system in which regulatory requirements, infrastructure decisions, investment conditions and industrial transformation pathways are aligned.

# 1 Hintergrund, Zielsetzung und Vorgehen

## 1.1 Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Deutschland hat sich im Klimaschutzgesetz zur Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 verpflichtet. Damit steht die gesamte Volkswirtschaft vor einem tiefgreifenden Transformationsprozess, der binnen der nächsten zwei Jahrzehnte erfolgen muss. Wasserstoff wird in diesem Prozess eine Schlüsselrolle einnehmen.

Die Wasserstoffstrategie der vergangenen Bundesregierung hat den Fokus auf grünen Wasserstoff und einen ambitionierten Ausbau der heimischen Produktion gelegt. Mit dem Regierungswechsel und angesichts hoher Kostenprojektionen rücken zunehmend Fragen der Diversifizierung in den Vordergrund: Neben grünem Wasserstoff wird ein verstärkter Bezug von blauem Wasserstoff diskutiert, ebenso wie die Rolle von Importen im Verhältnis zur heimischen Erzeugung.<sup>1</sup>

Unabhängig von der Frage nach Technologiepfad oder Herkunftsland gilt: Es bedarf rasch institutioneller Leitplanken und eines klaren Zielbilds – sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Nur so kann gewährleistet werden, dass Wasserstoff künftig in ausreichender Menge, verlässlicher Qualität und zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar ist.

Vor diesem Hintergrund entwickelt die vorliegende Studie im Auftrag der DIHK zentrale Meilensteine für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf und leitet Handlungsempfehlungen für Politik und Wirtschaft ab. Im Mittelpunkt steht dabei die Frage, wie Unternehmen Wasserstoff und Derivate zukünftig effektiv und ohne Wettbewerbsnachteil zur Dekarbonisierung ihrer Energieverbrauchs- und Produktionsprozesse integrieren können.

In den letzten Jahren hat Wasserstoff in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft enorme Aufmerksamkeit erfahren. Entsprechend ist eine Vielzahl an Studien, Strategiepapieren und Analysen veröffentlicht worden. Thematisch reichen diese Arbeiten von technologischen Fragestellungen zur Erzeugung, Speicherung und Transport, über Kostenanalysen bis hin zu sektoralen Betrachtungen, etwa für Industrie, Mobilität oder Wärme. Ergänzt wird dies durch nationale und internationale Strategien, die die Rolle von Wasserstoff im Kontext der globalen Energiewende und Dekarbonisierung herausstellen. So wertvoll diese Vielzahl an Veröffentlichungen ist, so fragmentiert ist zugleich die Studienlandschaft. Ein integrativer Ansatz, der bestehendes Wissen bündelt und mit praxisnaher Expertise zusammenführt, ist bisher kaum zu finden.

Die vorliegende Studie soll diese Lücke schließen und zudem in besonderem Maße die Perspektive der Unternehmenspraxis in den Fokus rücken. Methodisch kombiniert die Studie dazu eine fundierte wirtschaftspolitische Analyse mit einer umfassenden Berücksichtigung praxisnaher Expertise durch die umfangreiche Einbeziehung von AHKs, IHK- und Unternehmensvertretern. Auf diese Weise lassen sich nicht nur bestehende Erkenntnisse konsolidieren, sondern auch Lücken im Diskurs

---

<sup>1</sup> Vgl. z. B. Expertenkommission zum Energiewendemonitoring (2025).

identifizieren und adressieren. Die daraus entstehende Wissenssynthese bildet die Grundlage für belastbare Empfehlungen, die Politik und Wirtschaft gleichermaßen Orientierung geben sollen.

## 1.2 Vorgehensweise im Projekt und Gliederung der Studie

Als Ausgangspunkt wird zunächst eine Standort- und Problembeschreibung des Wasserstoffhochlaufes in Deutschland vorgenommen (Abschnitt 2). Diese bündelt die Erkenntnisse aus vier im Projekt vorgenommenen Analyseschritten:

4. Eine **Meta-Analyse**, deren Grundlage eine umfassende Auswertung der wesentlichen nationalen und internationalen Literatur, eine Auswertung öffentlicher Projekt- und Marktdatenbanken sowie eigene quantitative Analysen bilden. Ziel ist die Erarbeitung und Darlegung des aktuellen Stands des Wasserstoffwirtschaft entlang der Wertschöpfungskette sowie der sich aktuell darbietenden Rahmenbedingungen. Die Analyse umfasst u.a. den Status quo aktueller Projektvorhaben sowie die aktuellen Erwartungshaltungen von Wissenschaft und Wirtschaft an die Angebots-, Infrastruktur- und Preisentwicklung.
5. Validiert und ergänzt wurden die Ergebnisse durch die Einbindung des **IHK-Netzwerks** in Form von drei Workshops und einer Fragebogen-gestützten, umfassenden Abfrage. Dabei werden insbesondere solche Aspekte erfasst, die sich in der Literatur zwar grundsätzlich abzeichnen, deren praktische Relevanz, regionale Ausprägung oder Umsetzungsdynamik jedoch stark von konkreten Markt- und Akteursperspektiven abhängen. Insgesamt ist es in diesem Rahmen gelungen die aktuelle Wahrnehmung des bisherigen Wasserstoffhochlaufes, relevante unternehmenspraktische Erfahrungen und Erwartungen an die weiteren Entwicklungen von IHKs aus allen deutschen Bundesländern berücksichtigen zu können.
6. Die **Einbindung von Unternehmen** auf allen Stufen der Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft. Hierzu wurden leitfadengestützte Interviews durchgeführt, die explizit auf die Erhebung unternehmenspraktischer Erfahrungen mit Wasserstoffprojekten mit dem Fokus auf Hürden und Handlungsbedarfe abzielt. Die Auswertung erfolgte jeweils durch thematische Strukturierung und Verdichtung der Interviewinhalte zu wiederkehrenden Oberthemen, die auch die Grundstruktur des Abschnittes 2 bilden. Dadurch konnten sowohl gruppenspezifische Sichtweisen als auch übergreifende Muster, Unterschiede und gemeinsame Problemwahrnehmungen herausgearbeitet werden.
7. Zur Berücksichtigung internationaler Perspektiven, wurden zudem Interviews mit sechs **AHKs** aus Ländern Europas, dem Mittleren Osten, Nordafrika und Südamerika geführt. Die Ergebnisse der Interviews mit den AHK dienen vor allem der Einordnung potenzieller Exportländer als Partner der deutschen Wasserstoffwirtschaft. Im Mittelpunkt stehen dabei die grundsätzliche Einordnung potenzieller Partnerländer, der Umsetzungsstand relevanter Vorhaben, Exportperspektiven und Lieferbedingungen, standortspezifische Vorteile sowie zentrale Hürden und notwendige Rahmenbedingungen. Die AHK-Perspektiven sind hierfür besonders relevant, weil die sie an der Schnittstelle zwischen Unternehmen, Regierungen und internationalen Marktakteuren agieren und dadurch standortspezifische Chancen, Hemmnisse und Kooperationsbedingungen vor Ort einordnen können. Die Auswahl der betrachteten Länder zielt darauf ab,

unterschiedliche Ausgangsbedingungen abzubilden, etwa erneuerbare Energiepotenziale, geografische Nähe zu Deutschland oder Europa, mögliche Pipelineanbindungen, geopolitische Lage, bestehende Exportinfrastrukturen und wirtschaftliche Beziehungen zu Deutschland. Die Auswahl ist daher nicht als Bewertung der Eignung einzelner Länder als Wasserstoffpartner zu verstehen.<sup>2</sup>

Ausgehend vom sich darstellenden Status Quo des Wasserstoffhochlaufs, den aktuellen Rahmenbedingungen und insbesondere den Hürden, die den Hochlauf aktuell am stärksten bremsen, wurden Handlungsempfehlungen erarbeitet, zur Umsetzung von kurz-, mittel- und langfristig wirkenden Maßnahmen und dadurch zu erreichenden Meilensteinen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf (s. Abschnitt 4). Die Maßnahmen sind anhand ihrer Dringlichkeit aus heutiger Sicht in drei Prioritäten strukturiert, die zudem spiegeln, in welcher Phase des Wasserstoffhochlaufs sie wirken. Darüber hinaus wird je Maßnahme bzw. Maßnahmenpaket deutlich gemacht, welches Problemfeld (Hürde) durch sie adressiert wird. Im Rahmen der Diskussion der Handlungsempfehlungen wird kein Anspruch auf Vollständigkeit im Sinne einer Darstellung sämtlicher Verbesserungspotenziale erhoben. Vielmehr sollen die Maßnahmen hervorgehoben werden, die aus heutiger Sicht die größtmöglichen Effekte zum Anschieben der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland, zu deren Stabilisierung und schließlich zur Überführung in einen förderfreien, wettbewerbsfähigen Wirtschaftszweig erzielen können.

---

<sup>2</sup> Einige potenziell interessante Partnerländer konnten auch vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen im Projekt oder aber aufgrund mangelnder terminlicher Verfügbarkeit nicht interviewt werden.

## 2 Standortbeschreibung H<sub>2</sub>

Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte des aktuellen Stands des Wasserstoffhochlaufs entlang der Wertschöpfungskette in den Unterabschnitten 2.1 bis 2.7 dargestellt. Neben einer rein deskriptiven Darstellung der Ist-Situation bzw. bisheriger Entwicklungen – wo möglich anhand von belastbaren, quantitativen Daten, wird auch eine bewertende Einordnung vorgenommen. Die Bewertung geht jeweils aus einem Abgleich des bisher Erreichten mit politischen Zielsetzungen oder aber öffentlich wahrnehmbaren Erwartungen relevanter Stakeholder hervor. Das Bewertungsergebnis wird je Wertschöpfungsstufe anhand eines Ampel-Schemas visualisiert. Das vorweggenommene Gesamtbild ist Abbildung 2-1 zu entnehmen.

**Abbildung 2-1 Gesamtbild des H<sub>2</sub>-Hochlaufs entlang der Wertschöpfungskette**

Bereich	Kurzbewertung	Ampel
	 rot = deutlich hinter Erwartungen;  gelb = erste Fortschritte, aber klarer Handlungsbedarf;  grün = vergleichsweise weit fortgeschritten	
<b>2.1 Heimisches Angebot von grünem Wasserstoff</b>	Die Projektpipeline bleibt deutlich unter dem 10-GW-Ziel; die Realisierung bis 2030 ist in erheblichem Umfang unsicher.	  
<b>2.2 Alternative CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff</b>	Ein regulatorischer Rahmen ist vorhanden, ein merklicher Markthochlauf ist jedoch bislang ausgeblieben; Vorhaben haben meist Demonstrationscharakter.	  
<b>2.3 Wasserstoffimporte</b>	Der hohe Importbedarf ist anerkannt, konkrete Korridore, Hafenprojekte und Lieferbeziehungen befinden sich jedoch vielfach noch in frühen Umsetzungsphasen.	  
<b>2.4 Transportinfrastruktur – das Kernnetz</b>	Das Kernnetz ist regulatorisch am weitesten fortgeschritten: Planung, Finanzierung und erste Marktsignale liegen vor, der Ausbau erfolgt aber erst schrittweise.	  
<b>2.5 Verteilung an Verbraucher</b>	Die flächige Versorgung steht noch am Anfang; bislang dominieren Planungen im GTP und einzelne Pilotprojekte.	  
<b>2.6 Speicher</b>	Der Bedarf ist hoch und politisch stärker adressiert. Projekte befinden sich aber überwiegend noch in frühen Stadien und der Kapazitätsaufbau braucht Zeit.	  
<b>2.7 Abnahme</b>	Nachfrageimpulse bestehen, werden aber durch hohe Kosten, wirtschaftliche Unsicherheiten und regulatorische Hürden begrenzt.	  
<div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: center;">  <div> <p><b>Gesamtbewertung</b></p> <p>Der Wasserstoffhochlauf in Deutschland zeigt entlang der Wertschöpfungskette ein insgesamt heterogenes Bild. Der deutlichste Fortschritt ist derzeit beim Kernnetz erkennbar, da dort regulatorische Klärung, Finanzierungsmechanismen und erste Vermarktungsschritte bereits vorliegen. In den übrigen Stufen – insbesondere bei heimischem Angebot, Verteilung, Speichern und breiter Abnahme – dominieren dagegen weiterhin frühe Projektstadien, wirtschaftliche Unsicherheiten und offene Umsetzungsfragen. Insgesamt ist damit ein institutioneller und planerischer Hochlauf erkennbar, während der marktgetriebene und physische Hochlauf in weiten Teilen noch aussteht.</p> </div> </div> </div>		

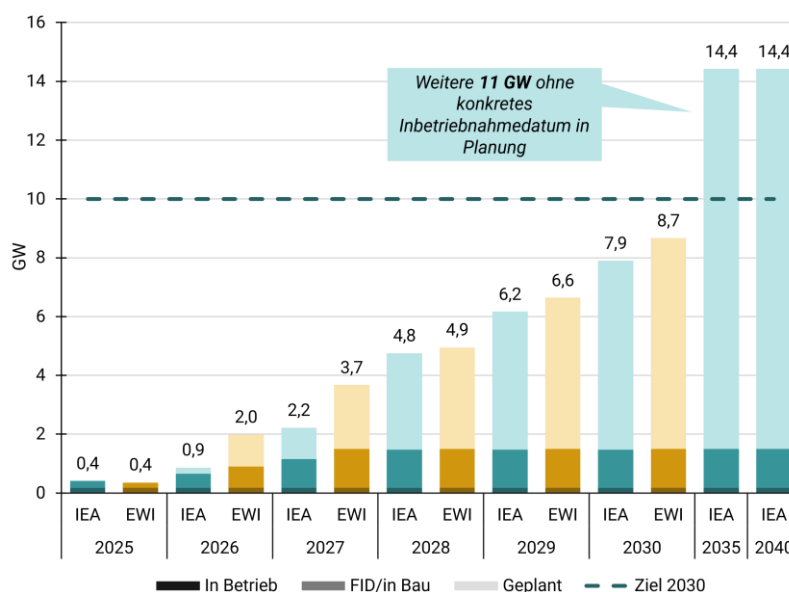
Eigene Darstellung

## 2.1 Heimisches Angebot von grünem Wasserstoff



Wasserstoff in Deutschland ist im Status Quo ein fossiler Energieträger. Nach Angaben des European Hydrogen Observatory entfielen 2024 rund 43,2 TWh auf fossil erzeugten Wasserstoff, 0,4 TWh auf elektrochemische Erzeugung und 6,3 TWh auf chemische Nebenprodukte.<sup>3</sup> Hinzu kamen geringe Nettoexporte von Wasserstoff (0,04 TWh).<sup>4</sup> Grüner Wasserstoff aus Elektrolyse und CO<sub>2</sub>-arme Pfade wie blauer oder türkiser Wasserstoff spielen derzeit noch keine große Rolle.

**Abbildung 2-2 Entwicklung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland**



Eigene Darstellung basierend auf EWI (2026)<sup>5</sup> und IEA (2025)<sup>6</sup>

Politisch wurden bislang vor allem elektrochemische Wasserstoffrouten in den Fokus des geplanten Hochlaufes genommen. Als konkrete und messbare Zielmarke wurden 2023 in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie 10 GW<sup>7</sup> heimische Elektrolysekapazitäten bis 2030 festgesetzt.<sup>8</sup> Die tatsächliche Projektpipeline bleibt aktuell deutlich hinter diesem Zielpfad zurück. So summieren sich bis 2030 angekündigte Projekte zwar auf rund 8,7 GW (vgl. Abbildung 2-2), allerdings ist unklar, welcher Anteil dieser Vorhaben tatsächlich realisiert wird. Marktseitige Einschätzungen

<sup>3</sup> European Hydrogen Observatory (2026)

<sup>4</sup> Statistisches Bundesamt (2026)

<sup>5</sup> EWI (2026a)

<sup>6</sup> IEA (2025); offensichtliche Fehler der Datenbank (bspw. 2030: 10-GW-Projekt in Baden-Württemberg) wurden korrigiert

<sup>7</sup> Entspricht einer jährlichen Wasserstofferzeugung von 28 TWh bei 4.000 Volllaststunden und einem Elektrolysewirkungsgrad von 70 %.

<sup>8</sup> BMWK (2023)

gehen für 2030 von einer realisierten Größenordnung von rund 2,4 bis 6,6 GW aus.<sup>9</sup> Damit deutet sich eine Verfehlung des politischen Ziels an.

## 2.2 Alternative CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff?



Auf europäischer-Ebene ist CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff seit mehreren Jahren Teil der strategischen und regulatorischen Debatte<sup>10</sup>, auf deutscher Ebene gibt es im Kontrast zum deutschen Elektrolysekapazitätsziel für RFNBO-konformen Wasserstoff keine vergleichbar konkrete Zielgröße.

Im November 2025 wurde der Regulierungsrahmen durch den europäischen Delegated Act zu Low-Carbon Hydrogen<sup>11</sup> und in Deutschland durch das Inkrafttreten der Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes konkretisiert,<sup>12</sup> ein merkbarer Markthochlauf für blauen Wasserstoff ist daraus noch nicht entstanden. Für blauen und türkisen Wasserstoff bestehen bislang nur wenige Vorhaben mit Demonstrations- oder Forschungscharakter. Darüber hinaus sind größere Projektankündigungen der vergangenen Jahre stagniert oder mit unklarer Perspektive.<sup>13</sup> Eine Ausnahme stellt die Methanpyrolyse-Testanlage der BASF in Ludwigshafen dar, die 2021 den Betrieb aufgenommen hat und für die im November 2025 eine nächste Skalierungsstufe angekündigt wurde, die allerdings zunächst in den USA gebaut wird (Demonstrationsanlage mit bis zu 2.000 t H<sub>2</sub>/Jahr und 6.000 t Festkohlenstoff/Jahr).<sup>14,15</sup> **CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff bleibt damit eine mögliche Ergänzung, aber noch kein etablierter Bestandteil des heimischen Angebots.**

## 2.3 Wasserstoffimporte



Bundesregierung und Fachöffentlichkeit gehen davon aus, dass ein erheblicher Teil des künftigen Wasserstoff- und Derivatebedarfs durch Importe aus dem Ausland gedeckt werden muss. Die Importstrategie soll hierfür Korridore, Partnerschaften und Rahmenbedingungen strukturieren.<sup>16</sup> Aktuelle Studien verorten den Wasserstoffbedarf im Jahr 2040 häufig bei etwa 200 bis 250 TWh, während die erwarteten Importmengen meist zwischen 75 und 155 TWh liegen (vgl. Abbildung 2-3). Dies offenbart einen erheblichen Infrastrukturbedarf für **Importe**, innerdeutschen **Transport** und **Verteilung**.

---

<sup>9</sup> Dena (2025)

<sup>10</sup> Bspw. im Rahmen der REPowerEU Ziele des Hydrogen and Decarbonised Gas Market Package, Richtlinie (EU) 2024/1788 und Verordnung (EU) 2024/1789.

<sup>11</sup> Europäisches Parlament (2025)

<sup>12</sup> Bundesregierung (2025)

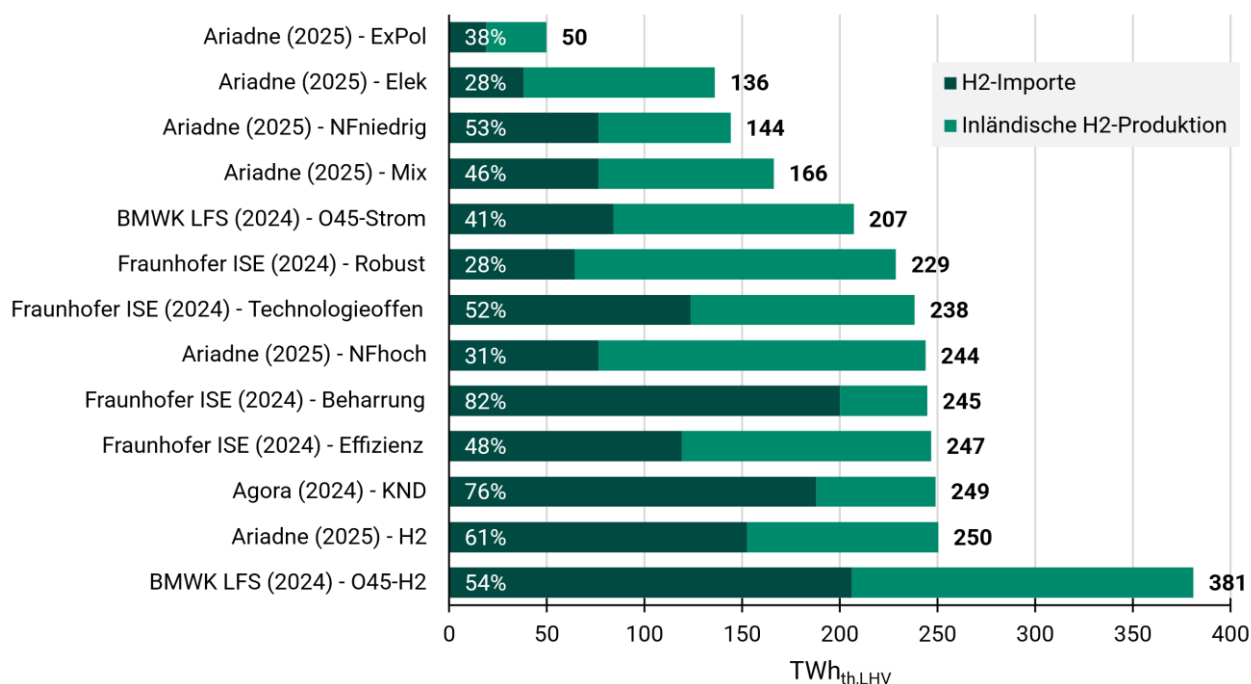
<sup>13</sup> Beispielhaft zu nennen sind H2Morrow (Duisburg), ein Vorhaben zur Versorgung der Stahlindustrie mit blauem Wasserstoff, und BlueHyNow (Wilhelmshaven).

<sup>14</sup> BASF (2021)

<sup>15</sup> BASF (2025)

<sup>16</sup> BMWK (2024a)

**Abbildung 2-3 H<sub>2</sub>-Bedarf, inländische Erzeugung und Importe 2040 gemäß aktuellen Studien**



Eigene Darstellung basierend auf einer Analyse aktueller Studien und Datenbanken<sup>17,18,19,20</sup>

Für **Pipelineimporte** werden im Rahmen des **European Hydrogen Backbone (EHB)** mehrere Korridore diskutiert, unter anderem über Nordsee/Benelux, Skandinavien/Baltikum/Polen, Iberien/Frankreich sowie Nordafrika/Südeuropa. Der EHB ist derzeit weniger ein bereits im Bau befindliches einheitliches Netz als vielmehr eine von europäischen Fernleitungsnetzbetreibern getragene Infrastrukturvision, die schrittweise über nationale Wasserstoffnetze, grenzüberschreitende PCI/PMI-Projekte und Importkorridore umgesetzt werden soll. Der aktuelle Umsetzungsstand ist daher stark nach Importrouten zu differenzieren: Während einzelne nationale Netze bereits regulatorisch genehmigt sind, befinden sich die meisten grenzüberschreitenden Importkorridore noch in Planungs-, Marktabfrage-, Genehmigungs- oder Finanzierungsphasen. Am weitesten operationalisiert ist der nationale Netzanschluss in Deutschland und Nordwesteuropa, wo das H<sub>2</sub>-Kernnetz regulatorisch genehmigt ist und Unternehmen seit März 2026 Kapazitätsbuchungen vornehmen können (s. unten). H<sub>2</sub>med (Südwestroute / Iberien–Frankreich–Deutschland)<sup>21</sup> und SoutH<sub>2</sub> (Südroute / Nordafrika–Italien–Österreich–Deutschland)<sup>22</sup> sind als Importkorridore politisch und regulatorisch priorisiert,

<sup>17</sup> Ariadne (2025)

<sup>18</sup> BMWK (2024b)

<sup>19</sup> Fraunhofer ISE (2024)

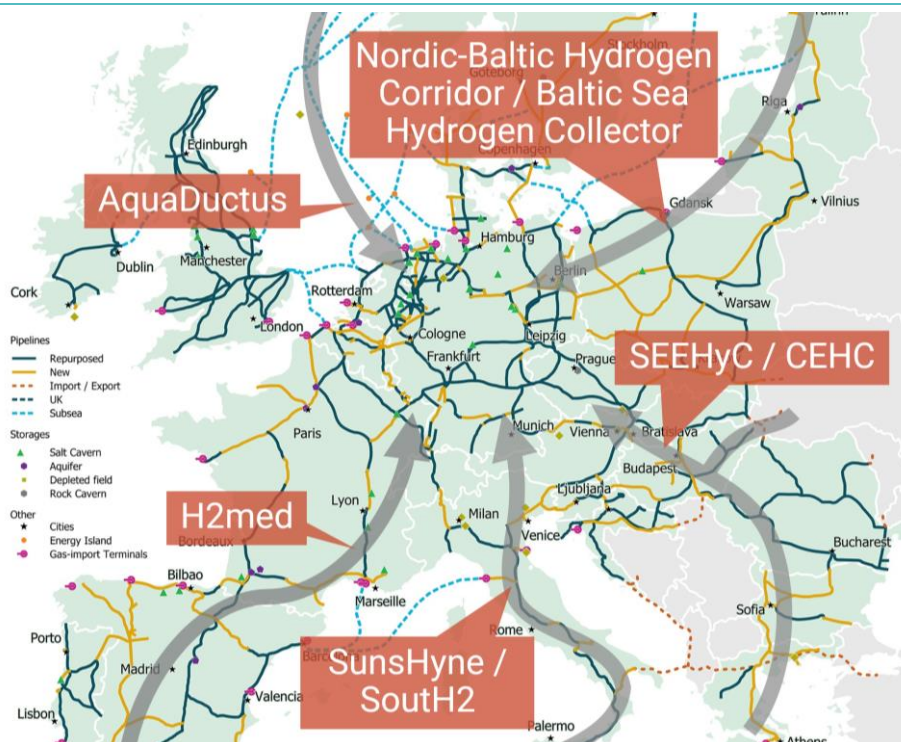
<sup>20</sup> Agora (2024)

<sup>21</sup> H<sub>2</sub>med (2026)

<sup>22</sup> SoutH<sub>2</sub> Corridor (2026)

aber frühestens um 2030/2032 als großskalige Pipeline-Importachsen zu erwarten. Die europäische H<sub>2</sub>-Infrastrukturkarte<sup>23</sup> weist inzwischen zahlreiche Projekte mit PCI/PMI-Status aus, zeigt aber zugleich, dass Inbetriebnahmedaten bei einzelnen Projekten nach hinten verschoben wurden.

### Abbildung 2-4 Importkorridore des European Hydrogen Backbone und relevante Großprojekte



Angepasste Darstellung des European Hydrogen Backbones<sup>24,25</sup>

Ergänzend entstehen an deutschen Hafenstandorten erste Projekte für den **Importe per Schiff** und die Weiterverteilung von Wasserstoffderivaten. Sie konzentrieren sich vor allem auf Hafenstandorte wie Wilhelmshaven<sup>26,27</sup>, Hamburg<sup>28</sup>, Brunsbüttel<sup>29</sup>, Lubmin<sup>30</sup> und Rostock<sup>31</sup> und adressieren überwiegend Ammoniak sowie weitere synthetische Moleküle. Viele Vorhaben befinden sich derzeit in

<sup>23</sup> ENTSOG (2026a)

<sup>24</sup> Gascade (2026)

<sup>25</sup> European Hydrogen Backbone (2023)

<sup>26</sup> Uniper (2026a)

<sup>27</sup> TES (2026)

<sup>28</sup> MB Energy (2026)

<sup>29</sup> Yara (2024)

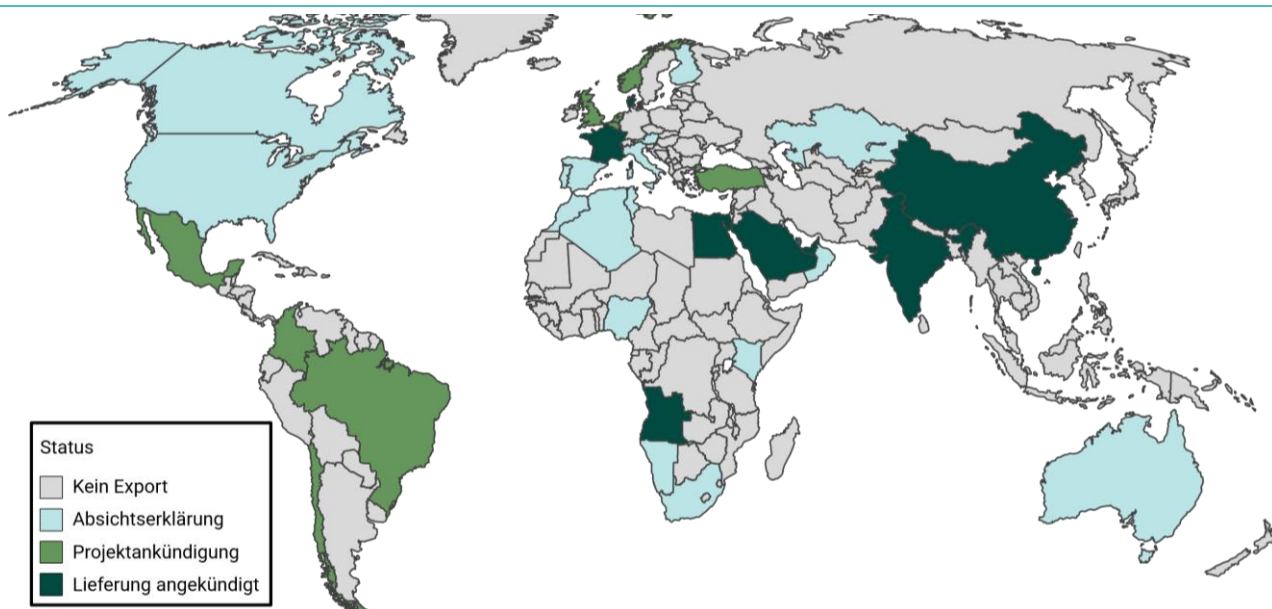
<sup>30</sup> Deutsche ReGas (2026)

<sup>31</sup> NDR (2026)

frühen Projektphasen und hängen von Genehmigungen, finalen Investitionsentscheidungen, Ankerkunden, Rückumwandelkapazitäten und nachgelagerter Netzanbindung ab.

Politisch wird die Importperspektive durch eine internationale Kooperationsstrategie flankiert. Ziel ist es, potenzielle Lieferquellen zu diversifizieren, Versorgungssicherheit zu erhöhen und zugleich den Aufbau neuer Wasserstoffmärkte in Partnerländern zu unterstützen. Die entsprechenden Kooperationen der Bundesregierung umfassen europäische Nachbarstaaten, Nordafrika, die Golfstaaten sowie Partner in Amerika, Afrika, Asien und Australien. Sie reichen von bilateralen Wasserstoffabkommen über Projekt- und Strategiedialoge bis hin zu Studien, Bildungs- und Marktentwicklungsformaten (vgl. Abbildung 2-5).

### Abbildung 2-5 Internationale Wasserstoffkooperationen und potenzielle Lieferländer



Eigene Darstellung basierend auf aktuell verfügbaren Informationen<sup>32, 33, 34, 35, 36, 37</sup>

Um sich der Frage zu nähern, welche Exportländer konkret und in greifbarer zeitlicher Perspektive für tatsächliche Lieferbeziehungen in Frage kommen, wurden für 38 Länder<sup>38</sup> vier wichtige Indikatoren ausgewertet:

<sup>32</sup> Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026)

<sup>33</sup> AHK Finnland (2026)

<sup>34</sup> Uniper (2026b)

<sup>35</sup> Lhyfe (2025)

<sup>36</sup> Energate (2026)

<sup>37</sup> Uniper (2023)

<sup>38</sup> Die Auswahl der potenziellen Exportländer basiert auf einer Vorauswahl aus bestehenden Studien, die bereits potenzielle Exportländer betrachtet haben: Adelphie (2020), H2Global Foundation (2023), Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026).

- > **Worldwide Governance Indicators:** Wie stabil und verlässlich sind die Partnerländer?<sup>39</sup>
- > **EE-Potenziale** (basierend auf PV- Und Wind-Potenzialen): Wie günstig könnte klimaneutraler/grüner Wasserstoff produziert werden?<sup>40</sup>
- > **Status H2-Kooperationen:** Gibt es bereits Gespräche, Abkommen, (Export-) Projekte, geplante Lieferverträge mit verschiedenen Ländern? Wie weit sind diese fortgeschritten?<sup>41</sup>
- > **Transport- und Bereitstellungskosten:** Zu welchen Kosten können die Länder zukünftig grünen Wasserstoff oder Derivate bereitstellen?<sup>42</sup>

Die Bewertungen je Indikator wurden auf Basis bestehender Literatur und eigenen Berechnungen vorgenommen. Schließlich wurde unter Gleichgewichtung aller vier Indikatoren ein Gesamtranking erstellt. Das Ergebnis ist der Abbildung 2-6 zu entnehmen. Je Indikator sowie für die Gesamtbewertung sind jeweils die 15 am besten situierten Länder aufgeführt.

Im Ergebnis zeigt sich ein Ranking, das zunächst die Bedeutung europäischer Nachbarländer mit guten EE-Potenzialen hervorhebt – aufgrund geografischer Nähe und günstiger, Pipeline-basierter Transportkosten, bereits bestehender H<sub>2</sub>-Kooperationen und stabiler Governance-Bedingungen. Das Ranking bestätigt jedoch auch die Relevanz entfernter Länder mit hohen EE-Potenzialen, wie die Vereinigten Arabischen Emirate, Saudi-Arabien oder, trotz der großen Entfernung, Chile, die mindestens perspektivisch attraktive Potenziale bieten, Wasserstoff und Derivate zu importieren.

---

<sup>39</sup> Bewertung auf Basis von World Bank Group (2026a); Mittelwert aus den aktuellsten Werten der sechs Dimensionen: Voice and Accountability, Political Stability, Government Effectiveness, Regulatory Quality, Rule of Law und Control of Corruption.

<sup>40</sup> Bewertung auf Basis von World Bank Group (2026b) und World Bank Group (2026c); Ranking nach Landesmittelwerten des spezifischen PV-Outputs und Windleistungsdichte der 10 % windreichsten Regionen eines Landes.

<sup>41</sup> Bewertung auf Basis einer diskreten Skala: 0 = keine bekannten Kooperationen, 33 = Absichtserklärung, 67 = Projektankündigung, 100 = Lieferabkommen; vgl. Abbildung 2-5.

<sup>42</sup> Bewertung auf Basis von Staiß, F. et al. (2022) und NGA (2001); Ermittlung der Land- und Seeroutendistanzen und Berechnung des kostengünstigsten Bereitstellungspfades mit dem Excel-Tool; exkl. H<sub>2</sub>-Gestehungskosten; mögliche Pfade: Gaspipeline, Seetransport per Flüssig-H<sub>2</sub>, Ammoniak, LOHC oder Methanol.

**Abbildung 2-6 Bewertung und Ranking potenzieller Lieferländer<sup>43</sup>**

Rang	Worldwide-Governance-Indicator	EE-Potenzial	Status-H <sub>2</sub> -Kooperationen	Transport- und Bereitstellungskosten	Gesamt
1	DNK	CHL	DNK	NLD	DNK
2	FIN	NAM	FRA	FRA	NOR
3	NOR	EGY	SAU	AUT	FRA
4	CAN	OMN	ARE	BEL	GBR
5	AUS	SAU	IND	DNK	NLD
6	NLD	DZA	EGY	GBR	SAU
7	GBR	ZAF	CHN	NOR	ARE
8	BEL	MAR	AGO	ITA	BEL
9	USA	ARE	BEL	RUS	CHL
10	AUT	AUS	BRA	FIN	AUT
11	PRT	QAT	CHL	ESP	ITA
12	CHL	IRN	GBR	PRT	PRT
13	FRA	MEX	QAT	TUR	EGY
14	ITA	TUN	COL	DZA	ESP
15	ARE	AGO	MEX	MAR	FIN

Eigene Darstellungen auf Basis Literatur- und Datenbankauswertungen und eigenen Berechnungen (Quellen s. oben)

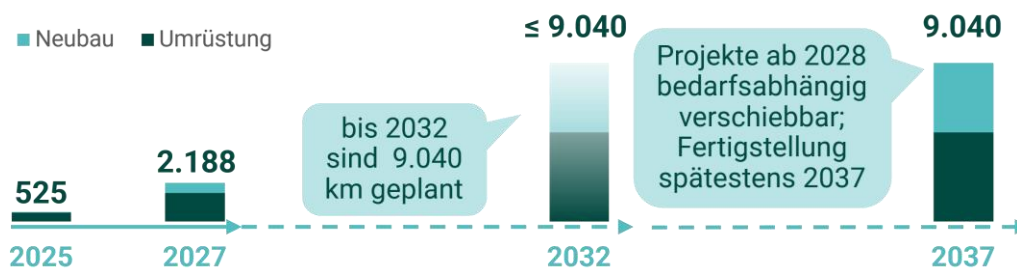
<sup>43</sup> Für die verschiedenen Kriterien wurden die Indikatoren auf eine Skala von 0 bis 100 normiert. Der Gesamtwert wurde durch eine gleichmäßige Gewichtung der vier Kriterien ermittelt.

## 2.4 Transportinfrastruktur – das Kernnetz



Mit dem Wasserstoff-Kernnetz wurde der Aufbau einer nationalen Transportinfrastruktur verbindlich konkretisiert. Die Bundesnetzagentur genehmigte im Oktober 2024 den Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber. Das Netz soll bis 2032 schrittweise entstehen und zentrale Erzeugungsstandorte, Importpunkte, Speicher, Industriezentren und Kraftwerksstandorte verbinden.<sup>44, 45</sup> Der genehmigte Umfang liegt bei 9.040 km Leitungslänge, davon sollen rund 60% durch Umstellung bestehender Erdgasleitungen und rund 40 % durch (teureren) Neubau entstehen. Zum aktuellen Stand sind (bis Ende 2025) 525 km fertiggestellt, die weiteren Ausbaupfade sehen 142 km im Jahr 2026 und 1.521 km im Jahr 2027 vor.<sup>46</sup> Für spätere Projekte ab 2028 bestehen jedoch Anpassungsmöglichkeiten: Bereits genehmigte Leitungen können bedarfsabhängig später in Betrieb genommen werden, spätestens bis 2037 (Vgl. Abbildung 2-7). Im aktuellen NEP-Prozess wird das 2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz überprüft, zeitlich gestreckt und technisch angepasst. Der zweite Entwurf des NEP Gas und Wasserstoff 2025–2037/2045 bis 2037 sieht ein Wasserstoffnetz von 9.241 km vor (+201 km verglichen mit dem 2024 genehmigten Plan).<sup>47 48</sup> Auf aggregierter Ebene bleibt der Netzausbau damit nahezu im ursprünglichen Umfang erhalten. Die Anpassungen betreffen vor allem spätere Maßnahmen, deren Bedarf anhand der Wasserstoffszenarien 2037, aktueller Marktentwicklungen, technischer Machbarkeit und Planungsfortschritte überprüft wurde. Sichtbare Unterschiede in Karten resultieren in erster Linie daraus, dass konkrete Trassenverläufe erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt werden.<sup>49</sup>

**Abbildung 2-7 Geplante Entwicklung des deutschen Wasserstoff-Kernetzes bis 2032**



Eigene Darstellung basierend auf FinanzNachrichten.de (2025) Bundesnetzagentur (2026a)

Zur Finanzierung der erwarteten Investitionskosten von 18,9 Mrd. Euro wurde ein Amortisationskonto eingeführt, das anfänglich geringe Netzauslastung und entsprechend niedrige Erlöse überbrücken soll. Hierfür stellt die KfW einen Kreditrahmen von 24 Mrd. Euro bereit.<sup>50</sup> Damit ist der

<sup>44</sup> Bundesnetzagentur (2024a)

<sup>45</sup> BMWK (2024c)

<sup>46</sup> FinanzNachrichten.de (2025)

<sup>47</sup> Bundesnetzagentur (2026a)

<sup>48</sup> FNB-Gas (2026a)

<sup>49</sup> Vgl. a.a.O.

<sup>50</sup> KfW (2025)

regulatorische und planerische Rahmen deutlich weiter als bei vielen Erzeugungs- und Importprojekten.

Seit März 2026 sind **Kapazitätsreservierungen** für die Jahre 2026 – 2030 möglich, für die Stand 13.05.2026 **32 Anfragen** gemeldet wurden.<sup>51</sup> Die Reservierungen sind die Vorstufe zu regulären Buchungen und werden als positives Marktsignal gedeutet. Angefragt wurden in den Clustern **Ein- und Ausspeisekapazitäten von in Summe bis zu ca. 2,9 GW** sowie zusätzlich Clusterübergangstransport-Kapazitäten von insgesamt bis zu ca. 0,6 GW. Der früheste geplante Nutzungsbeginn ist 2027. Die Kapazitätsreservierungen können in Summe als verhalten positives, aber noch frühes Marktsignal eingeordnet werden. Positiv ist, dass Unternehmen unmittelbar nach Start des Reservierungsprozesses konkrete Kapazitätsbedarfe anmelden und damit zur Absicherung der Infrastrukturplanung beitragen. Gleichzeitig legt die Größenordnung eine nüchterne Einordnung nahe: das genehmigte Kernnetz ist perspektivisch auf rund **101 GW Einspeise- und 87 GW Ausspeisekapazität** ausgelegt. Die bislang angefragten **2,9 GW** für Ein- und Ausspeiser in Summe entsprechen also nur einem sehr kleinen Bruchteil dieser Größenordnung und können auch als weiterer Hinweis gedeutet werden, dass viele potenzielle Endverbraucher auf eine Versorgung durch Verteilnetze angewiesen sind.

## 2.5 Verteilung an Verbraucher



Nach DVGW-Auswertungen liegt ein großer Teil des heutigen industriellen Gasbedarfs für Prozesswärme nicht in unmittelbarer Nähe zum geplanten Kernnetz. Für diese Standorte wären wasserstofffähige Verteilnetze oder alternative Versorgungslösungen erforderlich.<sup>52</sup> Die Planung erfolgt derzeit vor allem über den Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP). Im GTP 2025 wurde der Planungshorizont, der zuvor bereits 2030 startete, aufgrund angepasster Erwartungen auf 2035 verschoben und um 2040 und 2045 erweitert. Fortschritt zeigt sich hier bisher weniger in konkretem Leitungsbau in der Fläche, zumindest aber in den Planungen, die im GTP zusammengetragen werden und aktuell in 40 Planungsregionen strukturiert sind und Stilllegungen und Umwidmungen von Gasnetzen sowie Neubau von H2-Netzinfrasturktur umfassen.<sup>53</sup> Umgesetzt werden bisher nur erste Pilotprojekte. Diese zeigen, dass Wasserstoff im Verteilnetz technisch grundsätzlich handhabbar ist, etwa durch Beimischung oder in klar abgegrenzten Netzabschnitten mit 100% Wasserstoff.<sup>54</sup> Hierbei handelt es sich aber explizit um Projekte mit Versuchscharakter und in sehr geringer Zahl. Für einen Roll-out in die Fläche fehlen derzeit vergleichbare Finanzierungskonzepte wie für das Kernnetz, und regulatorisch wie organisatorisch steht die Verteilung noch am Anfang. Ohne leitungsgebundene Verteilung stehen potenziellen Verbrauchern nur Trailer-Transporte und/oder eigene Wasserstoffproduktion vor Ort zur Verfügung, welche hinsichtlich Kosten, Mengen und Aufwänden zumeist prohibitiv sind.<sup>55</sup>

---

<sup>51</sup> FNB-Gas (2026b)

<sup>52</sup> DVGW (2024)

<sup>53</sup> DVGW (2025a)

<sup>54</sup> Beispielfhaft zu nennen sind H2Direkt (Hohenwart, Bayern) und H2-20 (Fläming/Jerichower Land, Sachsen-Anhalt).

<sup>55</sup> Department for Energy Security & Net Zero (2023)

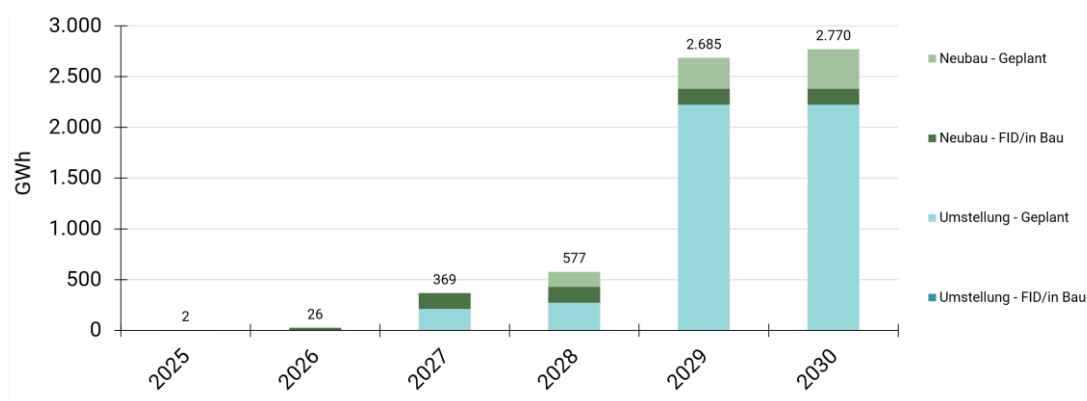
## 2.6 Wasserstoffspeicher



Wie analog auch für Erdgas ist die großskalige Speicherung von Wasserstoff ein wichtiger Baustein der Wertschöpfungskette, um zeitliche Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen und Versorgungssicherheit in einem zunehmend erneuerbar geprägten Energiesystem abzusichern. Das Weißbuch Wasserstoffspeicher<sup>56</sup> beziffert den Speicherbedarf in Deutschland auf 2 bis 7 TWh bis 2030 und 76 bis 80 TWh bis 2045. Aktuelle Studien sehen ähnliche Bedarfe.<sup>57, 58, 59</sup> Deutschland verfügt grundsätzlich über erhebliche geologische Potenziale, insbesondere in Salzkaavernen. Diese liegen jedoch überwiegend in Norddeutschland, während wesentliche künftige Verbrauchsschwerpunkte in Industrie und Stromerzeugung teils in anderen Regionen liegen, sodass der Speicherhochlauf eng mit dem Ausbau der Wasserstofftransportinfrastruktur abgestimmt werden muss. Da ein Großteil der Potenziale aktuell als Erdgasspeicher genutzt wird, sind auch hier Kreuzwirkungen zu berücksichtigen – insbesondere, da aufgrund der geringeren Energiedichte je umgerüsteter TWh H<sub>2</sub>-Speicherkapazität überproportional Erdgasspeicherkapazität verloren geht.

Im gegenwärtigen Energiesystem spielen Wasserstoffspeicher für die allgemeine Energieversorgung bislang noch keine Rolle. Vorhandene und geplante Projekte befinden sich überwiegend im Pilot-, Demonstrations- oder frühen Projektstadium. Zwar sind inzwischen mehrere unterirdische Großspeicher angekündigt, die sich bis 2040 zusammen auf etwa 15 TWh summieren.<sup>60</sup> In einem fortgeschrittenen Stadium befinden sich jedoch nur 3,5 TWh<sup>61</sup> und für nur 2,8 TWh ist ein geplantes Inbetriebnahmedatum kommuniziert (vgl. Abbildung 2-8). Aufgrund langer Realisierungszeiten – etwa 5 bis 7 Jahre für die Umstellung bestehender Speicher und 7 bis 12 Jahre für den Neubau – sind kurzfristig keine sprunghaften Kapazitätswachstums zu erwarten.

**Abbildung 2-8 Kapazität unterirdischer Wasserstoffspeicher**



Eigene Darstellung basierend auf IEA (2025)<sup>60</sup>

<sup>56</sup> BMWK (2025)

<sup>57</sup> DVGW (2025b)

<sup>58</sup> BMWK (2024b)

<sup>59</sup> EWI (2024)

<sup>60</sup> IEA (2025)

<sup>61</sup> Dena (2024)

Politisch ist die Bedeutung von Wasserstoffspeichern inzwischen stärker adressiert als noch vor wenigen Jahren. Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz nimmt die Speicherung ausdrücklich in den Anwendungsbereich auf und soll Planungs-, Genehmigungs- und Vergabeverfahren entlang der Wasserstoff-Lieferkette vereinfachen, digitalisieren und beschleunigen.<sup>62</sup> Ergänzend bestehen projektbezogene Förderimpulse auf europäischer Ebene, etwa CEF-Mittel in Höhe von rund 120 Mio. Euro für die Umwidmung zweier Salzkavernen am Standort Gronau-Epe mit rund 155 GWh Arbeitsgasvolumen.<sup>63</sup>

Diese Maßnahmen verbessern die Rahmenbedingungen, ersetzen aber noch kein konsistentes, speicherspezifisches Ziel- und Förderregime. Das Wasserstoff-Kernnetz schafft keine unmittelbare Kapazitätsgarantie für einzelne Speicherprojekte, Anschlussleitungen bleiben separat zu klären, und die Investitionsentscheidungen hängen weiterhin wesentlich von der künftigen Wasserstoffnachfrage, der Erlössituation und dem regulatorischen Marktdesign ab. Neben Genehmigungs- und Standortfragen bleiben daher insbesondere Wirtschaftlichkeit, Wasserstoffqualität, Netzanbindung, Speicherzugang sowie die Abstimmung mit bestehenden Erdgas- bzw. Methanspeichern zentrale offene Punkte.

## 2.7 Abnahme



Der Einsatz von grünem oder CO<sub>2</sub>-freiem/-armem Wasserstoff wird, aufgrund der vergleichsweise hohen Kosten, vor allem in energetischen oder stofflichen Anwendungen gesehen, die nicht oder nur sehr schwierig durch elektrische Prozesse oder anderweitig dekarbonisiert werden können, insbesondere in der Industrie, in Teilen des Verkehrssektors sowie perspektivisch in der Energieumwandlung (Heiz- und/oder Kraftwerke).<sup>64</sup> Konkrete Nachfrageimpulse entstehen bislang vor allem über EU-Vorgaben und Förderinstrumente: Die RED III sieht für die Industrie RFNBO-Anteile von 42% am Wasserstoffverbrauch bis 2030 und 60% bis 2035 vor. Im Verkehrssektor schafft die deutsche THG-Quote zusätzliche Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff und Derivaten.<sup>65, 66</sup> Ergänzend adressieren Klimaschutzverträge industrielle Mehrkosten und H2Global soll Importmengen durch Doppelauktionen absichern, wobei deutsche Finanzierung nicht zwingend auch deutsche Abnehmer begünstigt.<sup>67, 68</sup> Zentrale Herausforderung und Hauptgrund für die Nischenrolle, die grüner Wasserstoff aktuell auf Abnahmeseite einnimmt, ist die Wirtschaftlichkeitslücke des Wasserstoffeinsatzes im Vergleich zu fossilen Alternativen. Deren Überbrückung durch Förderung ist fiskalisch kostspielig und in der Fläche kaum möglich. Gleichzeitig stößt ein auf Zwang beruhender Hochlauf insbesondere industriepolitisch auf Zielkonflikte. Weitere Hemmnisse betreffen regulatorische Hürden, die Dekarbonisierungsanstrengungen von industriellen Abnehmern trotz bestehender Fördermöglichkeiten erschweren (s. Abschnitt 3.3).

---

<sup>62</sup> Bundesregierung (2026)

<sup>63</sup> CINEA (2026)

<sup>64</sup> BMWK (2023)

<sup>65</sup> Europäische Union (2023)

<sup>66</sup> BMUKN (2026)

<sup>67</sup> BMWK (2024d)

<sup>68</sup> H2Global Foundation (2026a)

### 3 Herausforderungen für den Wasserstoffhochlauf

Es deutet sich ein Verfehlen der politischen Ziele sowie der in den Wasserstoff gesetzten Erwartungen über die gesamte Wertschöpfungskette an. In der Gesamtschau zeigt sich, dass der Hochlauf weniger an einem einzelnen Engpass scheitert als an dem gleichzeitigen Zusammenwirken mehrerer, sich gegenseitig verstärkender Problemfelder. Aus der Gesamtbetrachtung der für diese Studie durchgeführten Literaturanalysen, Fragebogen- und Workshop- basierten Einbindung des IHK-Netzwerks und Leitfragen-gestützten Interviews mit Unternehmen und Auslandshandelskammern bildet sich eine Reihe von zentralen Herausforderungen für den Wasserstoffhochlauf heraus, die sich in folgende Handlungsfelder clustern lassen:

- > Wirtschaftlichkeit
- > Technologiepfade
- > Regulatorik & Zertifizierung
- > Verfügbarkeit & Infrastrukturzugang
- > Planbarkeit & Investitionssicherheit
- > Nachfrage und Abnahme
- > Gesamtheitliche Planung und Koordination

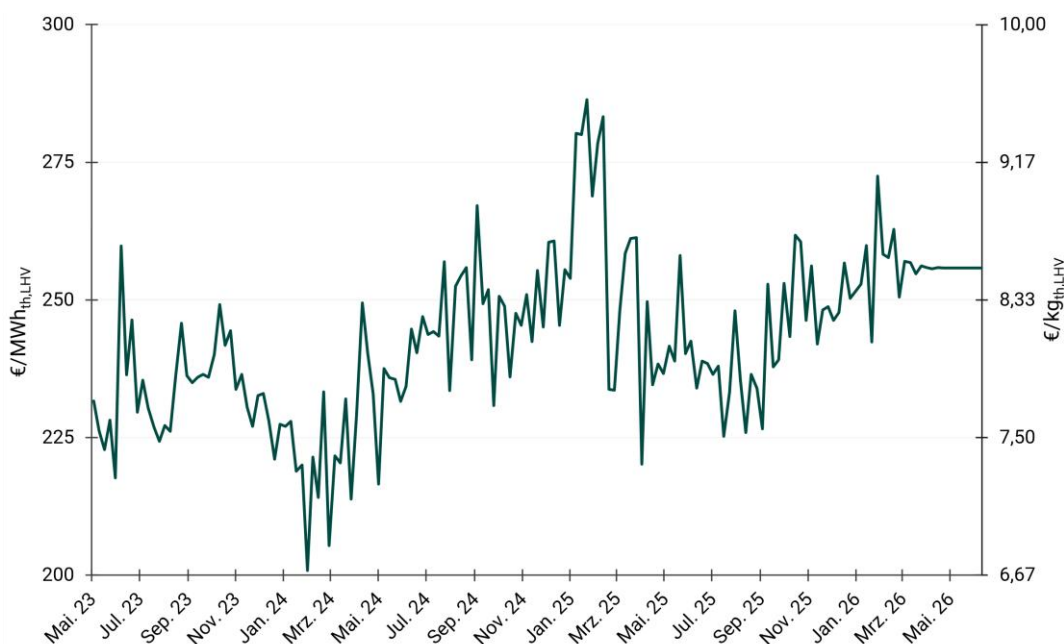
Über alle Handlungsfelder hinweg zeigt sich ein wiederkehrendes Muster. Viele Herausforderungen sind nicht isoliert zu betrachten, sondern verstärken sich gegenseitig. Regulatorische Unsicherheit verschärft die Wirtschaftlichkeitslücke, weil sie Investitionsrisiken erhöht. Die Wirtschaftlichkeitslücke wiederum schwächt die Nachfrage, weil Zahlungsbereitschaft und Vertragssicherheit begrenzt bleiben. Fehlende Nachfrage erschwert den Infrastrukturausbau, weil Netze, Speicher und Importterminals ohne belastbare Auslastung nur schwer finanzierbar sind. Verzögerungen im Infrastrukturausbau verschlechtern wiederum die Marktbedingungen für Produzenten und Abnehmer. Der Wasserstoffhochlauf ist damit in besonderem Maße von Wechselwirkungen, Koordinationsproblemen und Pfadabhängigkeiten geprägt. Er scheitert bislang nicht an fehlender strategischer Relevanz, sondern an der Schwierigkeit, politische Zielbilder, wirtschaftliche Tragfähigkeit, verlässliche Nachfrage und rechtzeitige Infrastrukturentwicklung gleichzeitig in Einklang zu bringen. Nachfolgend werden die Handlungsfelder näher diskutiert.

#### 3.1 Wirtschaftlichkeit

Ob Literatur, Unternehmensvertreter oder IHK-Stimmungsbild, im Hinblick auf die fortbestehende Wirtschaftlichkeitslücke ergibt sich ein konsistentes Bild. Wasserstoff ist in vielen Anwendungsfeldern absehbar noch nicht wettbewerbsfähig. Aktuell ist der Markt wenig liquide, die Zahl belastbarer Transaktionen begrenzt, und errechnete/literaturbasierte Preis- und Kostenbereiche unterscheiden sich je nachdem, ob Produktions-, Import-, Großhandels- oder Endverbraucherpreise betrachtet

werden. Vorliegende Preisindizes<sup>69</sup> deuten jedoch auf ein aktuelles Großhandelsniveau von knapp über 8 €/kg H<sub>2</sub> hin (vgl. Abbildung 3-1).

**Abbildung 3-1 Historische Preisentwicklung für grünen Wasserstoff**



Eigene Darstellung basierend auf EEX (2026)<sup>70</sup>

Während der Großhandelspreis im Wesentlichen die Gestehungskosten (und ggf. Transport- und Integrationskosten bis zum / in den deutschen Markt) widerspiegelt, fallen aus Verbrauchersicht eine ganze Reihe weitere Kosten- bzw. Preisbestandteile an. Die Bundesnetzagentur hat das bundesweit einheitliche Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz auf 25 €/kWh/h/a festgelegt.<sup>71</sup> Hinzu kommen weitere Kostenbestandteile für Transport, Verteilung, Speicherung, Aufbereitung, Zertifizierung und vertragliche Absicherung.

Abbildung 3-2 veranschaulicht die indikative Zusammensetzung von RFNBO-Bezugskosten der kurzen und mittleren Frist, sofern sich nicht entscheidende Parameter verbessern. Die wichtigsten Komponenten sind

- **Investitionskosten & Kapitalkosten:** Technologiekosten für Elektrolyseure sind seit Beginn des Wasserstoffhochlaufes nicht signifikant gefallen und bewegen sich entgegen früheren

<sup>69</sup> Als aktueller Referenzpunkt für grünen Wasserstoff in Deutschland dient der seit 2023 veröffentlichte Hydrix, der auf Preismeldungen von Marktteilnehmern basiert und auch als Referenzwert für Klimaschutzverträge herangezogen wird. Aufgrund der noch geringen Markttiefe ist er jedoch eher als Orientierungs- und Benchmarksignal und weniger als ausgereifter Marktpreis zu verstehen.

<sup>70</sup> EEX (2026)

<sup>71</sup> Bundesnetzagentur (2025)

Erwartungen in einem Bereich von 2.000 – 3.000 €/kW. Aufgrund der hohen Marktunsicherheit ist auch für Deutschland mit hohen Finanzierungskosten zu rechnen. Beide Komponenten zusammen könnten etwa 3 €/kg H<sub>2</sub> ausmachen.

- **Stromkosten und Netzentgelte:** die exakte Höhe der Strombezugskosten ist stark einzelfallabhängig, ist hier jedoch durch die Einhaltung der RFNBO-Kriterien insbesondere ab 2030 und die dadurch erschwerte Orientierung an Großhandelsstrompreisen mit 50 €/MWh angesetzt.<sup>72</sup> Derzeit wird zudem eine neue Netzentgeltregelung für Elektrolyseure ab Inbetriebnahme 08/2029 diskutiert, ohne die jedoch dann deutliche Netzentgeltkosten anfallen dürften. Gemeinsam könnten diese Komponenten ebenfalls etwa 3 €/kg H<sub>2</sub> ausmachen.<sup>73</sup>
- Hohe Kosten könnten zudem durch **Zwischenspeicherung** und **Verteilung** des produzierten Wasserstoffes entstehen. Werden geringe Speicherkapazitäten erschlossen oder vorhandene Kapazitäten gering ausgelastet, so könnten die umgelegten Kosten im Bereich von 1-2 €/kg H<sub>2</sub> anfallen. Hierbei ist bereits berücksichtigt, dass nur ein Teil des erzeugten Profils zwischengespeichert werden muss. Ist zudem aufgrund fehlender Verteilnetzkapazitäten eine Anlieferung mit Trailern erforderlich, könnten die Kosten abermals um bis zu 2 €/kg H<sub>2</sub> steigen.

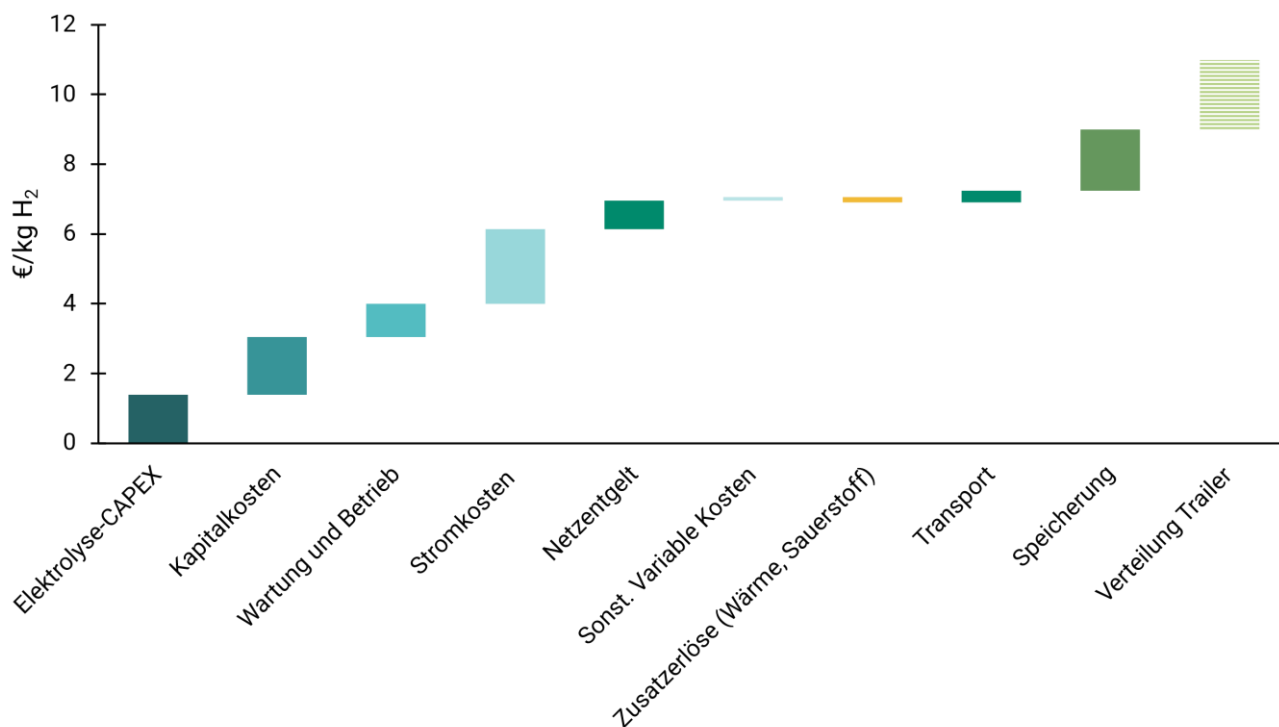
Das aufgezeigte Beispiel stellt eine Einzelfalldarstellung dar. Die Bezugskosten individueller Verbraucher können sich nach oben und unten abweichend entwickeln. Nicht enthalten sind alternative Bereitstellungspfade, bspw. die Erzeugung im Ausland, die jedoch dieselben Kostenhürden zu nehmen haben wie inländische Produktion, um zum Zuge zu kommen. Es verdeutlicht jedoch den erheblichen Handlungsdruck sowie die zentralen Ansatzpunkte, an denen Maßnahmen zur Kostenbegrenzung besonders wirksam ansetzen können.

---

<sup>72</sup> Für das zweite Quartal 2026 hat die EU-Kommission eine vorgezogene Revision der RFNBO-Kriterien angekündigt, in deren Rahmen eine umfangreiche Anpassung angedacht wäre. Quelle: Europäische Kommission (2026).

<sup>73</sup> Die hier angesetzten Strombezugskosten liegen teils deutlich unterhalb einzelner in der Diskussion genannter Bezugskosten, teils sogar unterhalb der angegebenen regulatorischen Risikozuschläge (vgl. BDEW, 2025). Angesichts resultierender Wasserstoffkosten deutlich oberhalb derzeit beobachtbarer Marktindikationen (bereits unter Berücksichtigung regulatorischer Compliance) und kostendämpfender Effekte - wie Strompreiskompensation und der Vermarktung überschüssiger Strommengen bei EE-seitiger Überbauung – wurde hier von einer Übernahme bzw. Angleichung an diese Werte abgesehen.

**Abbildung 3-2 Indikative Zusammensetzung und Höhe von RFNBO-Wasserstoff-Bezugskosten in der kurzen und mittleren Frist**

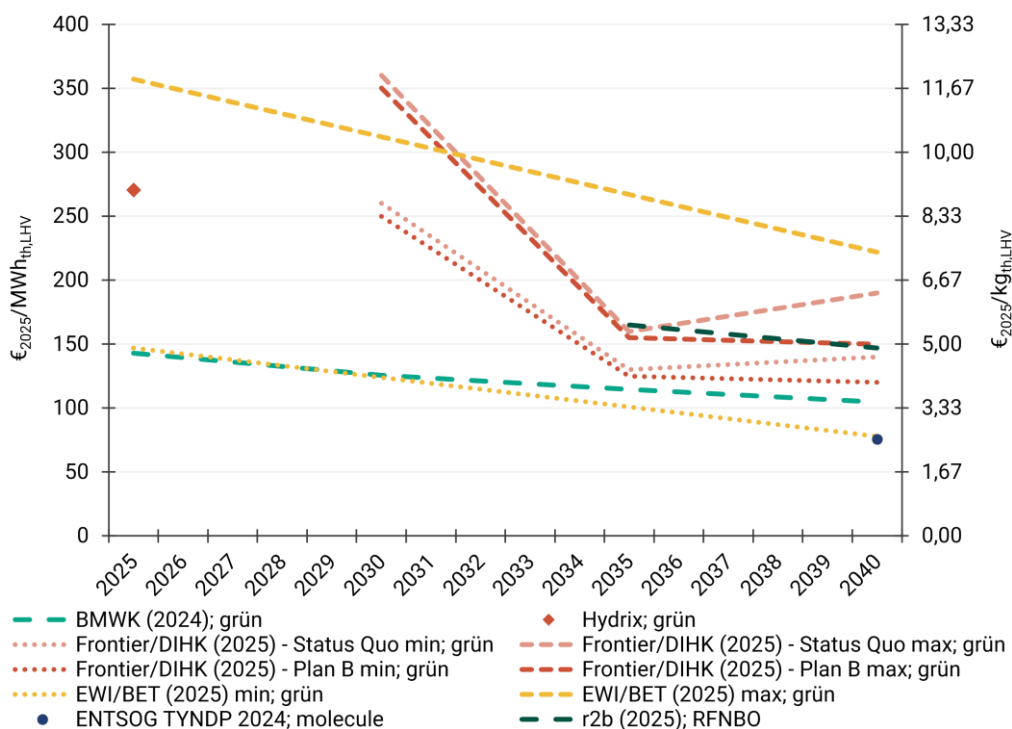


#### Eigene Berechnung und Darstellung

Parameter der Berechnung: CAPEX ~2.200 €/kW | WACC: 12% | O&M: 4.55% | Wirkungsgrad 70% | 15 Jahre technische Lebensdauer (vereinfacht ohne Austausch Stacks | variable Stromkosten 50 €/MWh (inkl. pauschaler Berücksichtigung mindernder Faktoren wie §13k, SPK und weiterer Bestandteile) plus 3.5€/MWh sonst. variable Kosten | 4.500 VLS/a | 5 €/MWh<sub>th,LHV</sub> Zusatzerlöse durch Wärme, O<sub>2</sub> und weitere | Netzentgelt (IBN nach 08/2029, ohne Umsetzung AgNes) von 110 €/kW/a + 7 €/MWh | Transportkosten: Startnetzentgelt von 25 €/kWh/h/a für Ein- und Ausspeisung | Speicherung 1,75/kg H<sub>2</sub> (Speicherkosten umgelegt auf H<sub>2</sub>-Menge bei geringer Auslastung, orientiert an ewi (2024)) | Kosten für Trailertransport i. H. v. 2 €/kg H<sub>2</sub>.

Für die kommenden Jahre werden sinkende Großhandelspreise erwartet, allerdings zeigen aktuelle Studien eine große Bandbreite von 2,5 bis 7,5 €/kg H<sub>2</sub> im Jahr 2040 (vgl. Abbildung 3-3). Dies spiegelt insbesondere auch erheblich abweichende Erwartungen zu internationalem Angebot, heimischer Elektrolyse, Infrastrukturkosten und regulatorischen Vorgaben wider. Es kann entsprechend nicht von einheitlichen bzw. konsistenten Markterwartungen gesprochen werden.

**Abbildung 3-3 Bandbreite erwarteter Wasserstoffpreise**



Eigene Darstellung basierend auf einer Analyse aktueller Studien und Datenbanken<sup>74,75,76,77,78</sup> sowie eigenen Berechnungen<sup>79</sup>

Damit weist grüner Wasserstoff aktuell und zunächst auch absehbar gegenüber fossilen Alternativrouten ebenso wie gegenüber Erdgas als Energieträger (deutlich) höhere Gesamtkosten auf.<sup>80</sup> Emissionsarmer Wasserstoff kann die Preislandschaft perspektivisch ergänzen, insbesondere im Falle steigender CO<sub>2</sub>-Preise und dem Auslaufen freier EUA-Zertifikatzuteilungen für Produzenten von grauem Wasserstoff.<sup>81</sup> Daraus folgt allerdings noch kein automatischer Hochlauf, da CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff ebenfalls auf Investitionssicherheit, Infrastruktur und klare regulatorische Einordnung angewiesen bleibt.

<sup>74</sup> BMWK (2024e)

<sup>75</sup> EEX (2026)

<sup>76</sup> Frontier/DIHK (2025)

<sup>77</sup> EWI/BET (2025)

<sup>78</sup> ENTSOG (2026b)

<sup>79</sup> Preise original angegeben in €<sub>2018</sub>, hier entsprechend historischer CPI auf €<sub>2025</sub> umgerechnet

<sup>80</sup> Gemäß indikativer r2b-Berechnungen auf Basis von IEA (2024), NETL (2022) und EWI/BET (2025) könnten Gesteigungskosten für grauen und blauen Wasserstoff in den 2030ern bei einem Niveau von unter 3 €/kg H<sub>2</sub> Parität erreichen.

<sup>81</sup> Da die fossile Produktion des Industriegases Wasserstoff als Carbon-Leakage-gefährdet eingestuft wurde, kam es zu einer freien Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, die vor dem Hintergrund des CBAM schrittweise zurückgefahren werden soll.

Die durchgeführten Stakeholdereinbindungen zeigen, dass für viele potenzielle Abnehmer die aktuellen Wasserstoffkosten oberhalb ihrer Zahlungsbereitschaft liegen. Produzenten sehen keine tragfähige Erlösbasis, während Nachfrager häufig noch keine wirtschaftliche Perspektive für den Umstieg auf Wasserstoff (oder, im Falle von Unternehmen, die bereits Wasserstoff verbrauchen, grünen Wasserstoff) erkennen. Damit entsteht eine Situation, in der technologische Verfügbarkeit und strategische Relevanz zwar zunehmend anerkannt werden, die betriebswirtschaftliche Tragfähigkeit im gegenwärtigen Marktumfeld jedoch vielfach noch fehlt. Zudem wird betont, dass für den Hochlauf nicht nur das erwartete Großhandelspreisniveau entscheidend ist, sondern ob daraus für Unternehmen verlässliche, planbare und wettbewerbsfähige Bezugskosten entstehen.

In den Interviews mit Unternehmensvertretern wird wiederkehrend betont, dass die Wirtschaftlichkeitslücke erst im Zusammenspiel mit Netz, Speicher, Abnahme und Auslastung in ihrer Gänze sichtbar wird. Wirtschaftliche Tragfähigkeit entstehe nicht isoliert auf der Erzeugungsseite, sondern entlang der gesamten Wertschöpfungs- und Infrastrukturkette. Hohe Risiken und unzureichende Auslastung verteuern Projekte zusätzlich. Daraus ergibt sich eine Situation, in der nicht nur Elektrolyseprojekte, sondern auch flankierende Infrastruktur wirtschaftlich schwierig bleiben, solange Einspeisung und Nutzung nicht tatsächlich zusammenkommen. Aus industrieller Anwenderperspektive wird dabei mehrfach hervorgehoben, dass nicht der theoretisch niedrigste Preis ausschlaggebend ist, sondern belastbare und über längere Zeiträume planbare Preis- und Lieferpfade.

### **3.2 Technologiepfade**

Wie in Abschnitt 2 geschildert, ist CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff zwar auf europäischer Ebene regulatorisch weiter konkretisiert worden und bleibt perspektivisch eine mögliche Ergänzung des heimischen Wasserstoffangebots. Dennoch nimmt er bislang für den Wasserstoffhochlauf keine relevante Bedeutung ein. Zudem setzt die Produktion blauen Wasserstoffs eine CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur voraus, die sich in Deutschland erst im Aufbau befindet.

Von mehreren interviewten Verbands- und Unternehmensvertretern wird (insbesondere vor dem Hintergrund des möglichen Kostenvorteils) die Bedeutung von Übergangslösungen und technologieoffeneren Hochlaufpfaden hervorgehoben. Es wird zudem darauf verwiesen, dass ein rein auf grünen Wasserstoff fokussierter Hochlauf unter den gegenwärtigen Bedingungen zu langsam verlaufen könnte. Gegenwärtige Regulierungsvorgaben und Förderinstrumente lassen jedoch eine Teildekarbonisierung oder die kombinierte Nutzung mehrerer Energieträger meist nicht zu. Mehrere Rückmeldungen betonen daher die Rolle farbenunabhängiger oder technologieoffener Marktansätze. Auch CCS- beziehungsweise CCU-Lösungen werden in bestimmten Branchen als relevante Voraussetzung für einen realistischen Übergang beschrieben. Es wird also ein pragmatischerer Zugang angemahnt, der weniger am Idealbild eines ausschließlich grünen Endzustands ansetzt, sondern stärker an der Frage, wie unter den gegebenen Bedingungen überhaupt ein belastbarer Markthochlauf in Gang gesetzt werden kann.

### 3.3 Regulatorik & Zertifizierung

Eine sehr zentrale Herausforderung wird in einem vielfach als zu komplex wahrgenommenen Rahmen aus Regulierung, Politik und behördlichen Verfahren gesehen. Regulatorische und politische Unsicherheiten erhöhen Risikozuschläge und verzögern Investitionsentscheidungen. Viele Marktakteure sehen sich mit einem fragmentierten und vertikal ausdifferenzierten Rechtsrahmen konfrontiert, der aus zahlreichen Einzelregelungen besteht, aber nur begrenzte Investitionsorientierung bietet bis hin zu Investitionshemmnissen darstellt. Hinzu kommt, dass Förder- und Genehmigungsprozesse häufig komplex sind und aus Sicht potenzieller Investoren nur eingeschränkte Langfristverlässlichkeit bieten. Selbst dort, wo regulatorische Ziele grundsätzlich gesetzt sind, bleibt ihre praktische Wirksamkeit oft begrenzt, weil konkrete Umsetzungsregeln, nationale Überführungen oder belastbare Marktmechanismen noch fehlen oder erst mit Verzögerung greifen. Der Hochlauf wird dadurch nicht nur verteuert, sondern auch planerisch erschwert, weil zentrale Rahmenbedingungen vielfach erst im Verlauf des Markthochlaufs konkretisiert werden.

Besonders häufig wird in diesem Zusammenhang auf zu harte und teilweise unsichere RFNBO-Kriterien, Definitionen von grünem und CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff, Herkunftsnachweisen, Zertifizierungsanforderungen sowie Haftungs- und Qualitätsfragen verwiesen. Wasserstoffherstellung werden vor allem die Anforderungen an grünen Wasserstoff kritisiert. Die ab 2028 greifende Zusätzlichkeit und die ab 2030 vorgesehene stündliche Zeitgleichheit gelten als Hemmnisse für bankfähige Geschäftsmodelle, weil sie die Auslastung von Elektrolyseuren begrenzen, PPA-Strukturen verkomplizieren und den Zugang zu kostengünstigem Strom einschränken. Die laufende EU-Diskussion – im AccelerateEU-Paket vom April 2026 kündigt die EU-Kommission für Q2 2026, ausdrücklich wegen des langsamer als erwartet verlaufenden Wasserstoffhochlaufs, eine gezielte Überprüfung der Produktionskriterien für erneuerbaren Wasserstoff an<sup>82</sup> – wird von Branchenvertretern begrüßt. Allerdings wird auf eine schnelle Klärung zur Auflösung der Unsicherheit gedrungen.

Weitere investitionshemmende Unsicherheiten bestehen aufgrund der angekündigten und europarechtlich notwendigen Stromnetzentgeltreform, zu der seit Juni 2026 zwar erste Vorschläge der Bundesnetzagentur vorliegen, wie z.B. die Einführung eines Kapazitätspreises auch für Elektrolyseure als Stromverbraucher, die aktuell jedoch wichtige Aspekte immer noch gänzlich im Unsicheren lässt, nicht zuletzt die Frage nach der Erhebung und Ausgestaltung einer (dynamischen) Arbeitspreiskomponente ab voraussichtlich 2030.<sup>83,84</sup> Auch Vertrags- und Entgeltstrukturen, bspw. für künftige Verteilnetznutzung werden im Zusammenhang mit fehlenden Planungsgrundlagen als offenes Problemfeld benannt.

Aus der Perspektive der industriellen Nachfrage wird Nachholbedarf insbesondere darin gesehen, regulatorische Instrumente stärker für technologieoffene Übergangs- und Kombinationspfade zu öffnen. Bestehende Fördermechanismen, wie z.B. CO<sub>2</sub>-Differenzverträge und Anerkennungsregeln setzen häufig hohe Minderungsanforderungen innerhalb klar definierter Projektgrenzen voraus. Dadurch werden tiefgreifende, einmalige Umstellungen gegenüber schrittweisen

---

<sup>82</sup> Europäische Kommission (2026)

<sup>83</sup> Bundesnetzagentur (2026b)

<sup>84</sup> Bundesnetzagentur (2026c)

Dekarbonisierungspfaden begünstigt. Für Industrieunternehmen kann dies problematisch sein, wenn kurzfristig verfügbare Maßnahmen wie hybride Prozesswärme, flexible Stromnutzung, temporäre Erdgasabsicherung oder der vorbereitende Einsatz von Wasserstoff erhebliche Emissionsminderungen ermöglichen, aber noch nicht unmittelbar den Zielzustand einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung erreichen. Gerade für den Wasserstoffhochlauf wäre es hilfreich, Übergangspfade regulatorisch so auszugestalten, dass Investitionen in flexible, spätere Wasserstoffnutzung vorbereitende Anlagen nicht durch Förderbedingungen, Netzentgelte oder enge Energieträgerdefinitionen entwertet werden.

Für Verteilnetze und Speicher werden aus Unternehmenssicht belastbare und konsistente Regeln vermisst. Daraus folgt die Forderung nach gemeinsamen politischen Schritten, die Produktion, Netz, Speicher und Nachfrage stärker integriert betrachten.

### 3.4 Verfügbarkeit & Infrastrukturzugang

Wie in Abschnitt 2.3 ausführlich dargestellt, kommt eine ganze Reihe an möglichen Exportländern kurz-, mittel- und langfristig für **Importpartnerschaften** in Frage. Die Länder und Regionen weisen dabei sehr unterschiedliche Profile in Bezug auf komparative Vor- und Nachteile auf; ein Bild, welches sich auch im Rahmen der für diese Studie durchgeführten AHK-Interviews deutlich gezeigt hat: Europäische Nachbarländer gelten aufgrund politischer Nähe und Verlässlichkeit, bestehender Kooperationen und geplanter Pipelineanbindungen als naheliegende frühe Partner. MENA-Länder sind wegen ihrer Nähe zu Europa und guter erneuerbare Energien- Potenziale attraktiv, erfordern teilweise jedoch noch größere Infrastruktur-, Finanzierungs- und Regulierungsfortschritte. Insbesondere besonders kapitalstarke Länder aus dieser Region und solche mit bestehender Energie- und Rohstoffexportinfrastruktur können als mittel- bis langfristig strategisch relevante Partner betrachtet werden. Weiter entfernte Regionen wie z.B. Südamerika verfügen teils über große bis sehr große EE-Potenziale und Exporterfahrung, sind aber durch lange Transportwege benachteiligt. In allen Regionen bestehen Strategien, Kooperationen und Projektinitiativen mit Bezug zu Deutschland oder Europa. Die tatsächliche Umsetzungsreife bleibt jedoch häufig hinter der strategischen Sichtbarkeit zurück. Viele Projekte befinden sich noch in frühen Entwicklungsphasen. Weiter fortgeschritten sind vor allem Vorhaben mit absehbarem Netzanschluss, Infrastruktur und Finanzierung.

Zentrale Herausforderung ist weniger das Fehlen theoretischer Potenziale, sondern die bislang unzureichende Verbindung von Produktion, Infrastruktur, Finanzierung und gesicherter Nachfrage. Von Stakeholdern und Experten wird besonders häufig auf fehlende oder unklare Abnahmeperspektiven aus Deutschland verwiesen. Dadurch entstehen Planungsunsicherheit und erhöhte Finanzierungsrisiken.

Für den **großräumigen Transport** von Import und Erzeugung zum Verbrauch ist das **Kernnetz** von zentraler Bedeutung. Der Aufbau hat bereits begonnen und auch regulatorisch sind bereits größere Fortschritte erkennbar als im Verteilnetz – oder aber im Vergleich zu anderen Ländern (vgl. Abschnitt 0). Auch aus Stakeholder- und Unternehmensperspektive wird die Entwicklung des Kernnetzes weitgehend positiv gewertet. Als Herausforderung werden jedoch die erheblichen Zeit- und Umsetzungsrisiken verbunden. Infrastruktur muss vielfach vorlaufend entstehen, obwohl die anfängliche

Auslastung noch gering ist. Daraus ergeben sich Stranded-Asset- und Finanzierungsrisiken. Hinzu kommt, dass nicht nur das Fernleitungsnetz, sondern auch Importinfrastruktur, Speicher und regionale Verteilstrukturen parallel entwickelt werden müssen. So bleibt der Entwicklungsstand der Speicher bislang deutlich hinter den Anforderungen zurück. Derzeit befinden sich nur sehr geringe Speicherkapazitäten in Betrieb oder in fortgeschrittener Umsetzung. In Teilbereichen, etwa bei Kavernenspeichern, ist die volle Leistungsfähigkeit erst nach längeren Entwicklungs- und Genehmigungsphasen zu erwarten. Gerade dieser mehrstufige Infrastrukturausbau erhöht die Anforderungen an Koordination und Timing. Die Umrüstung bestehender Gasinfrastruktur benötigt zudem passende regulatorische Regelungen und ausreichende Vorlaufzeiten. Das Grundproblem besteht darin, dass Angebot, Nachfrage und Infrastruktur synchron hochlaufen müssen. Die Schwierigkeit dieser Kernherausforderung des H<sub>2</sub>-Hochlaufs materialisiert sich prägnant vor allem in zeitlichen Verschiebungen einzelner Leistungsabschnitte, was Unsicherheiten bei Erzeugern, Speicherentwicklern und Abnehmern hervorruft.

Viele potenzielle gewerbliche und industrielle Verbraucher liegen nicht unmittelbar an der geplanten Fernleitungsinfrastruktur.<sup>85</sup> Der Aufbau von **Wasserstoff-Verteilnetzen** ist daher eine zentrale, bislang aber noch wenig abgesicherte Herausforderung des Wasserstoffhochlaufs. Während mit dem Wasserstoff-Kernnetz ein regulatorisch konkretisierter Rahmen für die überregionale Transportinfrastruktur besteht, ist die künftige Rolle der Verteilnetze deutlich stärker von regionalen Entscheidungen, konkreten Ankerkunden und der kommunalen Wärmeplanungen abhängig. Offen ist insbesondere, welche Teile der heutigen Gasverteilstetze künftig auf Wasserstoff umgestellt, mit klimaneutralem Methan weiterbetrieben oder stillgelegt werden. Das BMWK wies 2024 im Green Paper zur Transformation der Gas-/Wasserstoff-Verteilnetze darauf hin, dass die heutige Gasverteilstetzinfrastruktur von über 500.000 km perspektivisch deutlich zurückgehen dürfte und eine Umwidmung oder Stilllegung nur dann tragfähig ist, wenn alternative Energie- und Wärmeinfrastrukturen rechtzeitig verfügbar sind.<sup>86</sup> Damit ist der Verteilstetzhochlauf nicht nur eine technische, sondern vor allem eine planerische und regionalpolitische Koordinationsaufgabe.

Besonders kritisch ist die Unsicherheit über lokale Wasserstoffnachfrage und Wasserstoffverfügbarkeit. Verteilstetze benötigen belastbare Nachfragepunkte, etwa aus Industrie, Gewerbe, Kraftwerken oder Prozesswärmeanwendungen. Gleichzeitig bleiben Preis- und Mengensignale, konkrete Anschlusszeitpunkte an das Kernnetz sowie die Verbindlichkeit lokaler Dekarbonisierungsentscheidungen vielfach unklar. Hinzu kommen offene Finanzierungs- und Regulierungsfragen. Für das Kernnetz wurden mit der Netzentgeltregulierung und dem Amortisationskonto Mechanismen geschaffen, um anfänglich geringe Auslastung abzufedern. Für Verteilstetze besteht ein vergleichbar belastbarer Finanzierungsrahmen bislang nicht in gleicher Weise.<sup>87</sup> Gleichzeitig erfordert die Umstellung ganzer Netzabschnitte eine enge Abstimmung zwischen vorgelagertem Kernnetz, benachbarten Verteilstetzbetreibern, Kommunen und Kundenanlagen. Der GTP 2025 reagiert darauf mit regionaler Transformationsplanung und stärkerer Koordination zwischen Verteilstetz- und

---

<sup>85</sup> DVGW (2024)

<sup>86</sup> BMWK (2024f)

<sup>87</sup> Bundesnetzagentur (2024b)

Fernleitungsnetzbetreibern.<sup>88</sup> Insgesamt befindet sich die Wasserstoff-Verteilnetzplanung damit eher in einer Phase strukturierter Vorbereitung als in einem belastbaren Roll-out. Technisch erscheint eine Umstellung einzelner Netzabschnitte grundsätzlich möglich, was Pilotprojekte zeigen.<sup>89</sup> Entscheidend für die Umsetzung sind jedoch Nachfrageverbindlichkeit, Finanzierung, regulatorische Klarheit und die zeitliche Synchronisierung von Erzeugung, Transport, Verteilung und Verbrauch.

Die Darstellungen aus der **Abnehmerperspektive** des DIHK-Netzwerks legen offen, dass selbst dort, wo Nachfrage oder Anwendungsinteresse vorhanden sind, häufig die konkrete physische Zugangsperspektiven fehlen. Genannt werden fehlende Wasserstoffmengen, fehlende Pipelineanbindungen und Defizite bei der Verteilnetz- oder Importinfrastruktur. In einzelnen Regionen wird darauf verwiesen, dass Wasserstoff gegenwärtig zwar per Trailer bereitgestellt werden könne, dies aus Sicht der Unternehmen aber keine tragfähige Dauerlösung darstellt. Besonders in ländlicheren Räumen oder in Regionen mit geringerer Abnehmerdichte werden Infrastrukturprobleme auch mittelfristig als besonders gravierend beschrieben. Die Stakeholder-Perspektiven bestätigen damit, dass Verfügbarkeit und Infrastrukturzugang als eigenständige Engpassfaktoren wahrgenommen werden.

### 3.5 Nachfrage und Abnahme

Aus Sicht potenzieller Produzenten und Lieferanten im In- und Ausland, leidet der Wasserstoffhochlauf bislang sehr stark unter einer zu geringen, kurz- und mittelfristigen Absatzperspektive. Die fehlende Nachfrage erschwert die Finalisierung von Investitionsentscheidungen, weil planbare und Erlössicherheit fehlt. Dadurch verbleiben viele Projekte in einem Pilotstatus, werden verkleinert, pausiert oder ganz abgebrochen. Der Eindruck „Pilot bleibt Pilot“ wird in den Rückmeldungen aus dem Stakeholder-Kreis an mehreren Stellen bestätigt.

**Viele potenzielle Abnehmer** beobachten den Markt, **halten sich aber mit verbindlichen Schritten zurück, solange Kosten, Verfügbarkeit und regulatorische Bedingungen nicht hinreichend abgesichert sind** (vgl. Ausführungen dazu in den vorangegangenen Teilabschnitten). Nicht zuletzt wirken die aufgezeigten Unsicherheiten auch direkt, in Form von Risikoaufschlägen, auf die Kapitalkosten für Investitionen in Transformationsprozesse auf der Verbrauchsseite sowie im Allgemeinen auf deren Bankability. Damit wird deutlich, dass das Hochlaufproblem nicht allein auf der Angebotsseite liegt. Vielmehr fehlt es an einem belastbaren Marktsog, der Investitionen auf Produzenten- und Anwenderseite gleichzeitig auslösen könnte. Bei dieser Koordinierungsherausforderung kommt auch zum Tragen, dass Angebotsprojekte häufig langfristige Verträge benötigen, während viele Nachfrager lange Bindungen in einem noch unsicheren Marktumfeld scheuen.

Hinzu kommt eine hohe Unsicherheit, wie und in welchem Tempo sich die Nachfrage insgesamt entwickeln könnte. Die Bandbreite möglicher Szenarien bleibt groß, wodurch sowohl das Risiko späterer Engpässe als auch das Risiko fehlallokierter oder nicht ausgelasteter Anlagen steigt. Der Hochlauf erfordert daher nicht nur mehr Nachfrage, sondern vor allem eine bessere Verzahnung von

---

<sup>88</sup> DVGW (2025a)

<sup>89</sup> Beispielfhaft zu nennen sind H2Direkt (Hohenwart, Bayern) und H2-20 (Fläming/Jerichower Land, Sachsen-Anhalt).

Angebot und Nachfrage, etwa durch standardisierte Vertragsstrukturen, höhere Bankability und verlässlichere Marktsignale.

### 3.6 Planbarkeit & Investitionssicherheit / Bankability

Ein investiver Hochlauf ist nicht allein von Preis und Verfügbarkeit abhängig, sondern in hohem Maße von belastbaren zeitlichen und regulatorischen Erwartungen. In den bisherigen Abschnitten wurden eng miteinander verbundene und wechselseitig wirkende Problemfelder beschrieben. Neben unzureichendem Fortschritt in einzelnen Bereichen kommt aus unternehmerischer Sicht die erhebliche Verunsicherung bezüglich zukünftiger Entwicklungen und politisch-regulatorischer Leitlinien:

- Unsicherheit bei **Wirtschaftlichkeit**: Wasserstoffpreise und -kosten werden als zu hoch empfunden, fast noch schwerer wiegt jedoch die fehlende Planbarkeit. Weder kann ein Wasserstoffproduzent künftige Kosten planen (insbesondere aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen wie den Netzentgelten und den Produktionskriterien), noch ist die aktuelle und zukünftige Zahlungsbereitschaft der Abnehmer klar, die neben einer ökologischen Motivation vor allem an – ebenfalls regulatorisch induzierten – Opportunitätskosten hängt. Die Preisunsicherheit spiegelt sich in der in der Literatur diskutierten Bandbreite (vgl. Abbildung 3-3);
- Unsicherheit über die (Übergangs-)Rolle **alternativer Wasserstoffproduktionsrouten** beeinflusst nicht nur die Entwicklung entsprechender Projekte selbst, sondern auch bspw. Investitionen in Elektrolyseure, die im Falle eines politischen Kurswechsels auf CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoffs möglicherweise als Stranded Assets enden könnten;
- Unsicherheit über **Regulatorik** und **politische Kurswechsel** sowie Unklarheiten über zukünftige Regularien und Entgeltsysteme erschweren Erwartungsbildung der Akteure;
- Ungesicherte **Verfügbarkeitsperspektiven**, fehlende belastbare Anschlusszusagen und verschobene Netzanbindungen stellen Hemmnisse dar. Gleichzeitig entsteht kein Marktsog durch eine zuverlässig absehbare **Nachfrage**.

Daraus entstehen Situationen des wechselseitigen Zuwartens, in der Investitionen aufgeschoben werden. Von Unternehmen werden zudem Förderverfahren zum Teil als zeitlich aufwendiger beschrieben als die technischen Umsetzungsschritte. Schließlich erhöht jede Unsicherheit auch die Risikoprämien, die Fremdkapitalgeber erheben und ganz generell die Bankability, also die Möglichkeiten Fremdkapital zu beschaffen.

### 3.7 Gesamtheitliche Planung und Koordination

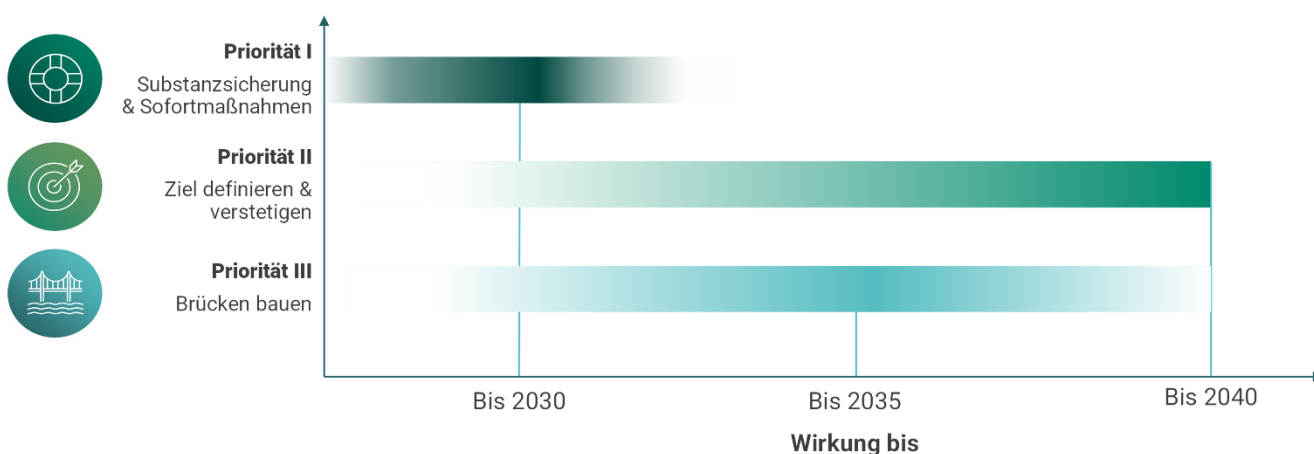
Über alle betrachteten Handlungsfelder hinweg zeigen sich Herausforderungen bei der Koordination über Wertschöpfungsstufen und Akteursebenen. Eine erfolgreiche Gestaltung des Wasserstoffhochlaufs erfordert allerdings ein gesamtsystemisches Verständnis von standortbezogenen Zusammenhängen und Systemdienlichkeit, das über die vordergründigen Grenzen der Wasserstoffwertschöpfungskette hinausgeht.

- > Heimische Erzeugung muss nicht isoliert, sondern als **Teil eines größeren Energieversorgungssystems** betrachtet werden. Mehrere Interviewpartner betonen in diesem Zusammenhang, dass Elektrolyseure an systemisch sinnvollen Standorten Stromüberschüsse nutzen und Netzengpässe reduzieren sollten. Bestehende Infrastruktur sollte dabei bevorzugt werden. Als realistische Erzeugungsperspektive gelten demnach vor allem Standorte, an denen erneuerbare Potenziale, Netzzugang und industrielle Nutzung zusammenkommen. Wasserstoff wird in diesem Verständnis nicht als lokale Einzellösung gesehen, sondern als Element eines integrierten Systems aus Erzeugung, Transport, Speicherung und industrieller Nutzung über die Energieträger hinweg. In politischen Strategien, Initiativen und Gesetzen wird diese gesamtgesellschaftliche Perspektive allerdings meist vermisst und Regularien wirken häufig aneinander vorbei.
- > Gleichzeitig verweisen Stakeholder-Rückmeldungen darauf, dass Wasserstoff nicht in allen Regionen und Anwendungsfeldern in gleicher Weise sinnvoll erscheint. Es wird die **Notwendigkeit einer regional differenzierten Einordnung** betont. Als besonders geeignete Anwendungsräume werden Industriecluster, Hafenstandorte, Raffinerien, Chemiestandorte, Pipelineknoten sowie Regionen mit hoher Wind- und Photovoltaikerzeugung genannt – insbesondere im Hinblick auf deren Potenzial, den Wasserstoffhochlauf in seiner ersten Phase als Vorreiter-Regionen anzuschieben. Auch Mobilitätsanwendungen, insbesondere im Schwerlastbereich oder im ÖPNV, werden zum Teil als frühe Einsatzfelder genannt. In anderen Bereichen erscheint Wasserstoff dagegen nur eingeschränkt oder erst in einer späteren Phase sinnvoll. Daraus ergibt sich eine starke Betonung regionaler und sektoraler Passfähigkeit.
- > Schließlich spielt in den Interviews die Themen **Governance, Kooperation und regionale Umsetzung** eine wichtige Rolle. Mehrfach wird betont, dass Projekte dort vorankommen, wo Kooperation entlang der Wertschöpfungskette und regionale Umsetzung ineinandergreifen. Wertschöpfungskettenübergreifende Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Produzenten, Speicherakteuren und industriellen Partnern wird als wesentlicher Erfolgsfaktor beschrieben. Positive Partnerstrukturen erleichtern aus Sicht der Interviewten die technische und organisatorische Umsetzung. Auch regionale Unterstützung und Akzeptanz steigernde Initiativen wirken beschleunigend. Fachliche Kompetenz und Wille zur Umsetzung werden grundsätzlich als vorhanden beschrieben.

## 4 Handlungsempfehlungen: Meilensteine und Maßnahmen für einen erfolgreichen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Die Standort- und Problembeschreibung zeigt, dass der Wasserstoffhochlauf in Deutschland weniger an fehlender strategischer Relevanz als an der unzureichenden Gleichzeitigkeit zentraler Voraussetzungen scheitert. Angebot, Nachfrage, Infrastruktur, Regulierung und Finanzierung entwickeln sich bislang nicht mit erforderlicher Synchronität. Daraus ergibt sich ein Hochlaufproblem, das nicht durch Einzelmaßnahmen gelöst werden kann, sondern eine abgestimmte Kombination aus kurzfristiger Stabilisierung, langfristiger Zielschärfung und mittelfristiger Brückenbildung erfordert.

**Abbildung 4-1 Schematische Darstellung der Prioritäten-basierten Strukturierung der Handlungsempfehlungen**



Eigene Darstellung

Die **Handlungsempfehlungen** werden daher **in drei Prioritäten strukturiert**, die in unterschiedlichen Hochlaufphasen greifen, wie in der obigen Abbildung 4-1 verdeutlicht wird. Die zeitliche Verortung beschreibt nicht, wann mit Maßnahmen begonnen werden sollte, sondern in welchem Zeitraum ihre Wirkung besonders relevant ist. Viele Maßnahmen müssen parallel angestoßen werden.

### > **Priorität I: Substanzsicherung & Sofortmaßnahmen (bis 2030)**

Kurzfristig steht der Wasserstoffhochlauf vor der Gefahr, dass bereits angestoßene Projekte nicht in die Umsetzung kommen oder trotz fortgeschrittener Planung und Entwicklung wieder zurückgestellt werden. Die höchste Priorität sollte aus heutiger Sicht darauf liegen, die vorhandene Projektpipeline zu stabilisieren, Investitionsabbrüche zu vermeiden und erste Nachfrage- und Angebotssegmente handlungsfähig zu machen. Ziel ist es nicht, bereits bis 2030 ein vollständig funktionierendes Wasserstoffsystem zu schaffen, sondern die Substanz des Hochlaufs zu sichern und die Anschlussfähigkeit für die nächste Phase zu erhalten.

> **Priorität II: Zielbild definieren und institutionell verstetigen (bis 2040)**

Neben kurzfristigen Sofortmaßnahmen braucht der Wasserstoffhochlauf einen verlässlichen Orientierungsrahmen, dessen Entwicklung die zweite Priorität einnimmt. Bisher zeigt sich dieser Rahmen jedoch nur eingeschränkt: Zielgrößen ändern sich, Regelungen werden sektoral entwickelt und Zuständigkeiten bleiben an zentralen Schnittstellen unklar. Für Marktakteure erschwert das die Einschätzung, welche Rolle Wasserstoff künftig im Energiesystem tatsächlich übernehmen soll und unter welchen Bedingungen Investitionen tragfähig werden können. Die übergeordnete Aufgabe des zweiten Maßnahmenpakets besteht darin, ein **realistisches** und **langfristig belastbares Zielbild** zu definieren, welches politische Ziele, regulatorische Vorgaben und Investitionsentscheidungen besser miteinander verbindet.

> **Priorität III: Brücken bauen (bis 2035)**

Zwischen kurzfristiger Substanzsicherung und langfristigem Zielbild liegt eine zu bewältigende Übergangsphase, in der Brücken zwischen kurzfristig notwendigen Hochlauf-Anschubmaßnahmen und einem später wettbewerbsfähigen Markt gebaut werden müssen. Viele der hier zum Tragen kommenden Instrumente sind bereits im Einsatz und/oder in der Diskussion. Es gilt zu beachten, dass zu viele (neue), zu komplexe oder widersprüchliche Instrumente Bürokratie und Unsicherheit erhöhen. Entscheidend ist ein Mix, der Risiken gezielt absichert, gleichzeitig marktwirtschaftlich anschlussfähig bleibt und auf fundamentale Kostensenkungen, Skalierung und Investitionsfähigkeit einzahlt.

In den nachfolgenden Unterabschnitten werden die wichtigsten Handlungsempfehlungen je Priorität dargelegt. Neben der Strukturierung der Maßnahmen nach Prioritäten, wird aufgezeigt, welche der im vorherigen Abschnitt diskutierten Herausforderungen durch die jeweilige Maßnahme adressiert werden. Dabei ist zu beachten, dass mehrere Maßnahmen dieselben Herausforderungen adressieren können, sich jedoch für unterschiedliche Hochlaufphasen eignen. Je Handlungsempfehlung aufgezeigt, wer als (primäre) Adressaten gesehen werden und wie hoch der Handlungsdruck ist. Schließlich wird die Wirkung einer jeden Maßnahme auf die Kosten der Wasserstoffbereitstellung bzw. auf die Wirtschaftlichkeitslücke zwischen Bereitstellungskosten und Zahlungsbereitschaft der Nachfrage einzuordnen ist.

## 4.1 Erste Priorität: Substanzsicherung & Sofortmaßnahmen

Im Folgenden werden die dringlichsten Maßnahmen beschrieben, die darauf abzielen, kurzfristige Projektabbrüche zu verhindern, ein frühzeitiges Scheitern des Wasserstoffhochlaufs zu vermeiden und die Anschlussfähigkeit über 2030 hinaus zu sichern.

### 4.1.1 Regulierungsrahmen für die Produktion von grünem Wasserstoff

Die bestehenden Anforderungen an den Bezug erneuerbaren Stroms – festgelegt auf europäischer Ebene durch die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 und national umgesetzt in der 37. BImSchV – erhöhen in der Frühphase des Wasserstoffhochlaufs die Komplexität und die Kosten der Elektrolyse. Sie begrenzen welche Strombezugsmodelle genutzt werden können, erhöhen Nachweis- und Vertragsaufwand und erschweren flexible Fahrweisen. Ungeachtet gut funktionierender, marktbasierter Allokationsmechanismen im europäischen Strombinnenmarkt, benachteiligen die RFNBO-Kriterien die elektrochemische Wasserstoffherzeugung künstlich gegenüber anderen, bereits heute wettbewerbsfähigen Formen der Ökostromnutzung. Den so erhöhten H<sub>2</sub>-Produktionskosten stehen gleichzeitig keine adäquaten Umweltwirkungen gegenüber.

Eine Überarbeitung der RFNBO-Kriterien ist daher dringend geboten.<sup>90</sup> **Kurzfristige Minimalforderung** ist eine Reform der aktuellen Regelungen für den Strombezug aus **spezifischen Erneuerbaren** über PPA oder über eine Direktleitung.

- > Art. 11 des delegierten Rechtsaktes sollte so angepasst werden, dass die entsprechende **Übergangsfrist der Zusätzlichkeit** auch für direktverbundene Anlagen gilt. Die aktuell bestehende Benachteiligung von direktverbundenen Elektrolyseuren führt zu erheblichen Fehlanreizen und Mehrkosten. Außerdem wird eine generelle Ausweitung der Frist über 2027 hinaus empfohlen, nicht zuletzt angesichts verzögert erteilter IPCEI-Förderbescheide für Wasserstoffprojekte, um Produzenten der ersten Förderwelle nicht an arbiträren Datumsgrenzen scheitern zu lassen. Angesichts der ohnehin großen Herausforderungen, die beim Wasserstoffhochlauf noch zu bewältigen sind, wird eine Verschiebung der Übergangsfrist bis zum Jahr 2040 empfohlen.
- > Die Anforderung an die **Zeitgleichheit** – Art. 6 des delegierten Rechtsaktes - sollte gestrichen, gelockert oder zumindest nicht 2030 auf stündliche Granularität verschärft werden. Die wettbewerblichen Strommärkte sind ein effizientes Instrument zur Koordinierung von Angebot und Nachfrage. Das Herauslösen und separate Synchronisieren von Einzelanlagen aus diesem



<sup>90</sup> Für das zweite Quartal 2026 hat die EU-Kommission eine vorgezogene Revision der RFNBO-Kriterien angekündigt, in deren Rahmen eine umfangreiche Anpassung angedacht wäre. Quelle: Europäische Kommission (2026).

System erhöht Aufwände, reduziert systemische Flexibilität, und erhöht Produktionskosten für Wasserstoff. Gleichzeitig ist kein ökologischer Mehrwert gegenüber einer reinen Koordination über Preissignale am Stromgroßhandel (und Grünstrom-Herkunftsnachweise) erkennbar.

- Wir empfehlen darüber hinaus eine grundlegendere Überarbeitung mit Hinblick auf ökologischen Mehrwert und ökonomische Effizienz. So ist aus o. g. Gründen die **Bindung an die Stromproduktion von Einzelanlagen** abzulehnen. Die mit den Zusätzlichkeitskriterien beabsichtigte Anreizung zusätzlicher EE-Ausbauten ließe sich gleichwertig erzielen, wenn bspw. für den verbrauchten Strom Herkunftsnachweise aus Anlagen mit hinreichend jungen Inbetriebnahmedaten erworben und entwertet werden.

Alternativ zum Strombezug aus spezifischen Erneuerbaren EE-Anlagen bietet Art. 4 (2) die Möglichkeit des flexiblen **Netzstrombezuges** über den Großhandel. Hierfür sind strenge ökologische Hürden festgelegt – ein EE-Stromanteil von mindestens 90% oder ein hinreichend niedriger Emissionsfaktor des Strommixes –, die aktuell jedoch dem Aufbau einer nationalen, deutschen Wasserstoffproduktion entgegenstehen. Vielmehr stellt die Regelung für Deutschland einen regulatorisch geschaffenen Standortnachteil gegenüber EU-Staaten mit natürlich gegeben höheren EE-Stromerzeugungsanteilen und gar stark Kernenergie-basierten Stromsystemen dar. Eine ökonomisch verträgliche Reform dieser Kriterien ist gleichzeitig ohne ökologische Einbußen möglich und könnte zusätzlich systemische Flexibilität heben. Vorschläge:

- Die Öffnung **anteiliger RFNBO-Produktion** entsprechend des EE-Anteiles im Netz<sup>91</sup> würde Elektrolyseuren zusätzliche Möglichkeiten eröffnen, insbesondere zur Belieferung von Bestandwasserstoffverbrauchern.
- Die **zeitliche Dynamisierung der EE-Anteilsberechnung** könnte es Elektrolyseuren ermöglichen, in Stunden mit mehr als 90% EE-Anteil RFNBO-Wasserstoff zu produzieren.<sup>92</sup>
- Ein **kleinräumigeres Referenzieren des EE-Anteils** – bspw. auf Ebene der Netzbetreiber – würde zumindest regional die Anwendung des Art. 4 (2) erleichtern. Positiver Nebeneffekt wäre ein netzdienlicher Zubau flexibler Elektrolyseure in EE-erzeugungsstarken Regionen, ohne gleichzeitig einen Stromgebotszonensplit implementieren zu müssen.

**Das Maßnahmenpaket** zur Anpassung des Regulierungsrahmens für die Produktion von grünem Wasserstoff wirkt vor allem über eine **Reduktion von regulatorischer Komplexität, die Senkung der Strombeschaffungskosten** und die **Minderung von Projektrisiken**. Sie schafft kurzfristig **mehr Spielraum für Elektrolyseprojekte**, ohne das langfristige Ziel einer erneuerbaren Wasserstoffproduktion aufzugeben und **reduziert regulatorisch bedingte Standortnachteile Deutschlands** im Vergleich zu EU-Nachbarstaaten, könnte sich aber auch **positiv auf Lieferungen von außerhalb der EU** auswirken. Eine zeitnahe Klärung der Regularien für einen ausreichend langen Zeitraum – sinnvoll wäre der Zeithorizont 2040 – erhöht zusätzlich **Planbarkeit, Investitionssicherheit und Bankability**.

---

<sup>91</sup> Ein vergleichbares Modell war bereits Teil der zweiten Erneuerbaren-Direktive.

<sup>92</sup> Voraussetzung ist die entsprechende und rechtlich bindende Datenverfügbarkeit.

### 4.1.2 Netzentgeltregime für Elektrolyseure klären

Unklarheiten über künftige Netzentgelte, Bestandsschutz oder mögliche Anreize für systemdienliches Verhalten erschweren Investitionsentscheidungen, weil sie zentrale Annahmen der Wirtschaftlichkeitsrechnung offenlassen. Höchste Priorität hat daher eine **möglichst frühzeitige Festlegung der Regelungen**, um Planungssicherheit zu schaffen. Für Investoren ist entscheidend,

- > welche Netzentgeltsystematik künftig gilt,
- > ob und inwiefern Bestandsschutz besteht und
- > inwieweit systemdienliches Verhalten regulatorisch berücksichtigt wird.

Da das Auslaufen der bestehenden Regelungen der Strom-NEV und ARegV in eine kritische Phase für Elektrolyseprojekte fällt, muss bezüglich der Folgeeregungen frühzeitig Rechtssicherheit geschaffen werden. Ein entsprechender Prozess der Bundesnetzagentur ist angestoßen<sup>93</sup> und sollte schnell in konkreten Planungsleitplanken resultieren.

Im Hinblick auf die Ausgestaltung sollte die Netzentgeltsystematik so weiterentwickelt werden, dass a) der Zubau von Elektrolyseuren an geeigneten Standorten und mit systemdienlicher Fahrweise wirtschaftlich angereizt wird und b) langfristig notwendige Preissignale dauerhaft Entfaltung finden. In Summe wirken die Maßnahmen zum Netzentgeltregime positiv auf die **Planungs- und Investitionssicherheit**, in der Folge **senken sie Kapitalkosten**, je nach Ausgestaltung senken sie bei systemdienlicher Standortwahl und Einsatzweise die **Strombeschaffungskosten** und erhöhen auch die **Systemintegrationsfähigkeit der Elektrolyse bzw. die gesamtsystemische Koordination**.

### 4.1.3 Book-and-Claim für RFNBO-Wasserstoff

Solange physische Infrastruktur noch nicht flächendeckend verfügbar ist, kann Book-and-Claim als Übergangslösung eine wichtige Brückenfunktion übernehmen.

Der Wirkmechanismus besteht darin, die regulatorische Eigenschaft des Wasserstoffs vom physischen Molekülfluss zu entkoppeln. Dadurch können Produzenten an Standorten mit günstiger Erzeugung bereits Nachfrage bedienen, auch wenn der konkrete Abnehmer noch nicht direkt leitungsgebunden erreichbar ist. Für Nachfrager würde dies die Möglichkeit eröffnen, bilanziell von grauem auf grünen Wasserstoff umzustellen, ohne eine aufgrund noch fehlender Infrastruktur stark risikobehaftete Investition in Anlagenumrüstung umsetzen zu müssen. Für Produzenten erhöht sich die potenzielle Absatzbasis.



<sup>93</sup> Bundesnetzagentur (2026d)

Solche Modelle können damit die zeitliche Lücke zwischen Projektstart und Infrastrukturverfügbarkeit überbrücken. Voraussetzung ist eine robuste Zertifizierung, damit keine Doppelzählungen oder Glaubwürdigkeitsprobleme entstehen – als Vorbild gilt das funktionierende und europaweit etablierte System für Ökostrom-Herkunftsnachweise.

### Book-and-Claim als Übergangslösung

**Adressat**



**Priorität I**



Substanzsicherung & Sofortmaßnahmen

**Adressierte Herausforderungen**



Verfügbarkeit/  
Infrastrukturzugang



Nachfrage, Abnahme  
& Skalierung



Regionale  
Anwendungsräume



Übergangslösungen  
& Technologiepfade

#### 4.1.4 Wasserstoffspeicher als systemrelevante Infrastruktur frühzeitig absichern

Speicher müssen frühzeitig geplant werden, da sie lange Vorlaufzeiten haben, Schwankungen von Erzeugung, Importen und Nachfrage ausgleichen und so Versorgungs- sowie Finanzierungsrisiken im Hochlauf senken. Aufgrund der langen Projektdauern zählen wir Maßnahmen zur Beschleunigung des Speicheraufbaus zu den dringend notwendigen Sofortmaßnahmen.

Der Aufbau großskaliger Wasserstoffspeicher sollte deutlich stärker als eigenständiger Bestandteil des Wasserstoffhochlaufs behandelt und regulatorisch wie finanziell abgesichert werden. Trotz des erheblichen, erwarteten Speicherbedarfs befinden sich viele angekündigte Projekte noch in frühen Planungsstadien, während finale Investitionsentscheidungen weitgehend ausstehen (s. Abschnitt 2.6). Vor diesem Hintergrund reicht es nicht aus, Speicher lediglich als Annex von Erzeugung, Import und Transport mitzudenken. Erforderlich sind konkrete Maßnahmen, die schnell greifen und eine rechtzeitige Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten gewährleisten, wenn Angebot, Nachfrage und Netzausbau in Schwung kommen.

Kurzfristig sollten insbesondere solche Speicherprojekte priorisiert werden, die als „No-regret“-Infrastruktur gelten können: Umwidmungen bestehender Salzkavernen, Speicher in unmittelbarer Nähe zum Wasserstoff-Kernnetz, Standorte mit Anbindung an Importkorridore sowie Projekte in der Nähe großer industrieller oder energiewirtschaftlicher Ankerkunden. Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz verbessert hierfür zwar die planungs- und genehmigungsrechtlichen Rahmenbedingungen, ersetzt aber kein belastbares Investitions- und Erlösmodell.<sup>94</sup> Die langen Vorlaufzeiten von Speicherinvestitionen und die unsicheren Erlöse in der Hochlaufphase sollten durch ein staatlich flankiertes Finanzierungsinstrument adressiert werden, welches Verfügbarkeitsleistungen, Systemnutzen und Hochlauftrisiken angemessen berücksichtigt. Denkbar wären etwa regulierte Erlösmechanismen, Kapazitätzahlungen oder speicherspezifische Differenzverträge, die Investitionssicherheit schaffen, ohne einen flächigen Zubau unabhängig vom Bedarf anzureizen.

Zugleich sollte die Speicherplanung verbindlich mit Kernnetz-, Import-, Kraftwerks- und Industrieplanung verzahnt werden. Anschlussleitungen, Wasserstoffqualität, Speicherzugangsregeln und die Abstimmung mit bestehenden Erdgas- bzw. Methanspeichern müssen frühzeitig geklärt werden, damit Speicher nicht erst nachgelagert auf bereits entstandene Engpässe reagieren. Europäische Förderbeispiele wie die CEF-Unterstützung für den Wasserstoffspeicher Gronau-Epe zeigen, dass gezielte Projektförderung den Hochlauf einzelner Speicherstandorte beschleunigen kann.<sup>95</sup> Für den



<sup>94</sup> Bundesregierung (2026)

<sup>95</sup> CINEA (2026)

deutschen Hochlauf braucht es jedoch über Einzelprojekte hinaus einen konsistenten Rahmen, der Genehmigungsbeschleunigung, Netzanbindung, Finanzierung und Systemplanung verbindet. Nur so kann verhindert werden, dass Speicher zum zeitkritischen Engpass zwischen Erzeugung, Import, Transport und tatsächlicher Wasserstoffnutzung werden.

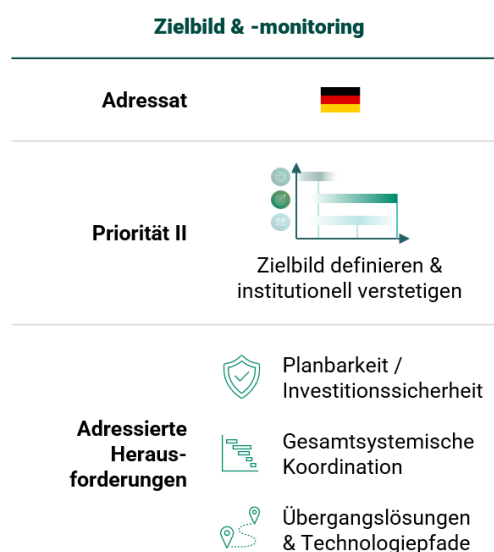
Als Ausblick sollte bereits im Rahmen der kurzfristigen Speicherplanung geprüft werden, ob und unter welchen Bedingungen Wasserstoffspeicher perspektivisch auch einen Beitrag zu einer strategischen Wasserstoffreserve leisten können. Angesichts geopolitischer Risiken, möglicher Unterbrechungen von Importkorridoren und der künftig stärkeren Abhängigkeit von internationalen Lieferketten kann eine solche Reserve ein zusätzlicher Resilienzbaustein sein. Für die Sofortmaßnahmen bedeutet dies nicht, kurzfristig bereits Reservevolumina festzulegen, sondern Speicherstandorte, Finanzierungsmodelle und Zugangsregeln so zu entwickeln, dass eine spätere Nutzung für Versorgungssicherheitszwecke nicht ausgeschlossen wird. Erforderlich wäre hierfür frühzeitig eine klare Abgrenzung zwischen kommerzieller Speicherung und strategischer Reserve sowie eine europäisch abgestimmte Einordnung, um Marktverzerrungen und ineffiziente Speicherbindung zu vermeiden.

## 4.2 Zweite Priorität: Zielbild definieren und institutionell verstetigen

Es bedarf eines politisch ausformulierten und expliziten Zielbildes für den Wasserstoffhochlauf. Dieses muss die strukturellen Grundlagen eines langfristig tragfähigen Wasserstoffmarktes offenlegen und in einen nachvollziehbaren Entwicklungspfad übersetzen.

### 4.2.1 Zielbild, Roadmap & Monitoring

Ein politisches Zielbild sollte transparent darlegen und konkretisieren, was das strategische Ziel des Hochlaufes ist und die angestrebte Rolle des Wasserstoffs im Energiesystem darlegen. Das bedeutet auch eine zumindest konzeptionelle Beantwortung der Frage: wenn weniger Wasserstoff zum Einsatz kommen soll – durch welchen Energieträger wird er ersetzt? Und wenn er eingesetzt wird, wie ist dies langfristig wirtschaftlich tragbar? Zu diesen strategischen Grundsatzfragen gehört auch die Rolle von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff in der Hochlaufphase. Ein langfristig auf Treibhausgasneutralität ausgerichtetes Zielbild muss klären, ob und in welchem Umfang CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff als Übergangspfad zur Beschleunigung des Markthochlaufs beitragen kann, ohne den langfristigen Fokus auf erneuerbaren Wasserstoff zu verwässern. Damit verbunden ist auch die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff zeitlich begrenzt in Quoten-, Förder- oder Anerkennungssystemen berücksichtigt werden sollte.

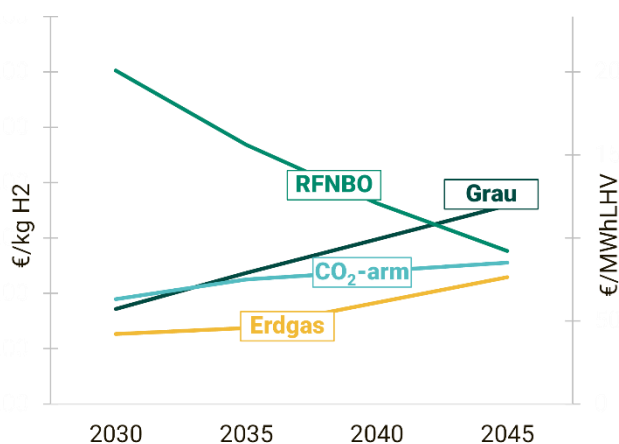


Langfristig darf die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff **nicht von dauerhafter Förderung abhängen**. **Entscheidend sind die fundamentalen Treiber der Wettbewerbsfähigkeit** entlang der gesamten Wertschöpfungskette: Investitionskosten, Betriebskosten, Opportunitätskosten, Risiken und Finanzierungskosten. Förder-, Absicherungs- und Anschubinstrumente bleiben in der Hochlaufphase notwendig, sollten aber nicht allein mit dem Hochlauf selbst begründet werden. Maßgeblich ist vielmehr, welchen Beitrag sie dazu leisten, technologische Kosten zu senken, Investitionsrisiken zu reduzieren, Nachfrage aufzubauen, Infrastruktur auszulasten oder Marktintegration vorzubereiten. Eine klar ausgerichtete und nachvollziehbare Roadmap muss nicht deterministisch vorgeben, wie sich der Markt im Detail entwickelt. Sie muss aber die **zugrunde liegende Logik offenlegen**, wie heutige Maßnahmen dazu beitragen sollen, Wasserstoff schrittweise aus der Förderabhängigkeit herauszuführen und in ein marktwirtschaftlich koordiniertes Energiesystem zu integrieren. Diese Transparenz und Belastbarkeit ist wichtig, weil Annahmen, Zielkonflikte und Wirkmechanismen nur dann überprüft, diskutiert und gegebenenfalls angepasst werden können.

Der beschriebene Entwicklungspfad muss ambitioniert, aber überprüfbar bleiben. Politische Zielgrößen sollten Orientierung geben, dürfen aber nicht von Umsetzbarkeit, Kostenrealität und tatsächlichem Marktgeschehen entkoppelt werden. Wenn sich **zentrale Rahmenbedingungen ändern**, muss

eine **Anpassung von Zielen oder Zwischenzielen möglich** sein, ohne dass dies als Scheitern des Hochlaufs verstanden wird. Entscheidend ist, dass solche Anpassungen nicht ad hoc erfolgen, sondern auf transparenten Kriterien und belastbaren Kennzahlen beruhen. Es muss ein **Monitoring** implementiert werden, welches nicht nur dokumentiert, ob Ziele erreicht werden, sondern auch erklären, warum Abweichungen entstehen und welche Nachsteuerungsbedarfe daraus folgen. Erst dadurch wird der Zielpfad für Marktakteure nachvollziehbar und investitionsrelevant.

**Abbildung 4-2 Indikativer Zielkostenvergleich**



Eigene Darstellung


Das **Monitoring** sollte daher unabhängig institutionalisiert werden und die **vollständige Wasserstoffwertschöpfungskette** betrachten. Eine koordinierte Abstimmung der einzelnen Regelungsgebiete – etwa Netzentgelte, Speicherregeln, Nachfrageinstrumente und Fördermaßnahmen – ist sinnvoll, damit Maßnahmen nicht isoliert wirken und Leerläufe, Fehlallokationen und gegenseitiges Warten reduziert werden. Wasserstoff sollte dabei im regulatorischen Rahmen als eigenständiger Politikbereich betrachtet werden, der jedoch integraler Teil einer gesamtsystemischen Energiepolitik wird. Die strategische Auseinandersetzung mit einzelnen Stufen der Wasserstoffwertschöpfungskette folgt schließlich aus dem Zielbild und nicht umgekehrt.

#### 4.2.2 Koordination von Regulierung & Infrastruktur

Für ein funktionierendes System müssen Kernnetz, regionale Anschluss- und Verteilstrukturen, Speicher, Importterminals und industrielle Standortanschlüsse als Gesamtsystem geplant werden. Die Wirkung eines solchen Ansatzes liegt in der Vermeidung von Infrastrukturbrüchen. Ein Kernnetz ohne regionale Anschlüsse erreicht viele potenzielle Abnehmer nicht. Importterminals ohne nachgelagerte Transport- und Speicheroptionen schaffen noch keine verlässliche Versorgung. Speicher ohne Netzanbindung können ihre Flexibilitätsfunktion nicht erfüllen. Gerade die „letzte Meile“ zu Großverbrauchern und Clustern ist entscheidend, weil eine Leitung in räumlicher Nähe allein noch keinen nutzbaren Anschluss bedeutet. Besonders dringlich – und gleichzeitig ein anschauliches

##### Sektorübergreifende Infrastrukturplanung

Adressat 

Priorität III   
Brücken bauen

Adressierte Herausforderungen  Gesamtsystemische Koordination

Beispiel für derzeit asynchrone entwickelte Strategien – ist der Speicherausbau (s. auch Abschnitt 4.1.4).

Der Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur sollte stärker europäisch koordiniert und nicht primär entlang nationaler Kernnetzplanungen gedacht werden. Dafür braucht es eine Abstimmung zwischen nationalen Wasserstoffnetzen, grenzüberschreitenden Transportkorridoren, Importinfrastruktur, Speichern, Verteilnetzen und industriellen Nachfrageclustern. Deutschland kann so seine zentrale Lage und Rolle als künftiger Importeur, Transitland und Absatzmarkt nutzen, um die Verbindung zu europäischen Partnern und Korridoren aktiv voranzutreiben.

Eine Koordinierung von Infrastruktur ist auch über den Wasserstoff selbst hinaus notwendig. Die Anknüpfungspunkte und zahlreichen Wechselwirkungen mit Strom, Wärme, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur sollten in einer übergreifenden Planung berücksichtigt werden. Beispielsweise könnte ein etwaiger, von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagener „Redispatch-Vorbehalt“<sup>96</sup> oder ähnliche Maßnahmen gezielter mit dem Hochlauf der Elektrolyse verknüpft werden. Wenn Netzbetreiber kapazitätslimitierte Netzgebiete nach § 14 Abs. 1d EnWG-E ausweisen sollten, weil dort bereits relevante Abregelungen auftreten, könnten in diesen Gebieten flexible Verbraucher wie Elektrolyseure vorrangig berücksichtigt werden. Das würde zur Logik des Pakets passen: Neue EE-Anlagen könnten dort nach § 8 Abs. 4 EEG-E nur mit besonderem Anschlussvertrag angeschlossen werden. Zugleich würde nach § 13a Abs. 6 EnWG-E der finanzielle Ausgleich bei Redispatch entfallen. Wenn Erzeuger also ein höheres Abregelungsrisiko tragen müssten, könnte zusätzliche flexible Nachfrage vor Ort dieses Risiko teilweise mindern.

---

<sup>96</sup> EWI (2026): Redispatch-Vorbehalt: Hebel für mehr Kosteneffizienz?

### 4.3 Dritte Priorität: Brücken bauen

Für den Übergang zu einem langfristig tragfähigen Zielbild braucht es **keine grundsätzliche weitere Ausdifferenzierung und Verkomplizierung der Förderlandschaft**. Bereits heute existiert eine Vielzahl von Instrumenten, die Angebot, Nachfrage, Infrastruktur und Technologieentwicklung adressieren. Hier hervorzuheben sind bspw.:

- Verteilnetzhochlauf verbindlich, regional priorisiert und finanzierbar machen
- Bestehende Technologieforschungs- und Förderprogramme (darunter IPCEI)
- Zweiseitige Auktionen für Wasserstoff-Projekte (nach dem Vorbild H2Global)
- Zweiseitige CfDs bzw. Klimaschutzverträge – insbesondere im Bereich der Industrie
- Bislang und perspektivisch eingeführte Leitmärkte (insbesondere THG-Quote im Verkehrssektor)
- Risikoabsicherung zur Herstellung von Bankability

Entscheidend ist angesichts der bestehenden Instrumentenfülle daher nicht die Einführung neuer Programme, sondern die gezielte **Weiterentwicklung und bessere Verzahnung von bestehenden**. Eine wichtige Maßgabe sollte sein, die **Komplexität** und die **Verunsicherung** durch weitere förderpolitische Kehrtwenden **nicht zu steigern**. **Langfristig sollte die Förderarchitektur konsolidiert werden**. Sinnvoll ist ein sequenzieller Phase-out, bei dem kurzfristig stabilisierende Instrumente schrittweise und in Abhängigkeit der wettbewerblichen Situation des Wasserstoffes zurückgefahren werden. Ziel muss sein, dass Wasserstoff und seine Derivate **nicht dauerhaft auf öffentliche Absicherung angewiesen** sind, sondern sich durch fundamentale Wettbewerbsfähigkeit in den relevanten Anwendungen tragen. Über die nachfolgenden Vorschläge hinaus, sind weitere Handlungsempfehlungen denkbar und teilweise naheliegend, wie z.B. die praxisgerechtere Ausgestaltung von Einzelnormen, von denen auch Akteure der Wasserstoffwirtschaft profitieren können.<sup>97</sup> Anstelle einer möglichst vollständigen Liste inkl. Maßnahmen mit sehr begrenzter Wirkung, soll hier eine handhabbare Auswahl der aus Sicht der Autoren vielversprechendsten Handlungsempfehlungen mit spürbarer, nachhaltiger Wirkung für den Wasserstoffhochlauf diskutiert werden.

#### 4.3.1 Verteilnetzaufbau verbindlich, regional priorisiert und finanzierbar machen

Für den Aufbau wasserstofffähiger Verteilnetze sollte kurzfristig ein verbindlicherer Planungs- und Finanzierungsrahmen geschaffen werden. Der Gasnetzgebietstransformationsplan liefert bereits eine wichtige Grundlage, indem er die mögliche Umstellung, Stilllegung und den teilweisen Neubau von Verteilnetzen strukturiert und mit der vorgelagerten Transportnetzplanung verzahnt.<sup>98</sup> Bislang bleibt daraus jedoch vielfach noch keine hinreichend verbindliche Umsetzungsplanung für einzelne

---

<sup>97</sup> Ein Beispiel wäre die Reduzierung von Anwendungsvoraussetzungen des §13k EnWG, „Nutzen statt Abregeln“, um die Anwendbarkeit der für Elektrolyseure praktisch nutzbar zu machen.

<sup>98</sup> DVGW (2025a)

Regionen, Netzabschnitte und Kundengruppen ableitbar. Notwendig ist daher eine stärkere Kopplung von GTP, kommunaler Wärmeplanung, industriellen Dekarbonisierungsplänen und Kernnetzanschlüssen. Für jede Region sollte transparent ausgewiesen werden, ob eine Wasserstoffversorgung über das Verteilnetz realistisch vorgesehen ist, ab wann eine Anbindung an vorgelagerte Infrastruktur erwartet wird und welche alternativen Versorgungsoptionen bei ausbleibender Wasserstoffverfügbarkeit greifen müssen.

Priorität sollten dabei nicht flächige Wasserstoffnetze „auf Vorrat“ haben, sondern klar abgegrenzte Transformationscluster mit gesicherter oder plausibel nachweisbarer Nachfrage. Dazu gehören insbesondere industrielle und gewerbliche Prozesswärmeanwendungen, Standorte mit hoher Zahlungsbereitschaft bzw. geringen Elektrifizierungsoptionen sowie Regionen, in denen Kernnetzanschluss, Speicherzugang und lokale Nachfrage räumlich zusammenfallen. Gleichzeitig muss rechtzeitig entschieden werden, welche Teile der heutigen Gasverteilnetze umgestellt, mit klimaneutralen Gasen weiterbetrieben oder perspektivisch stillgelegt werden. Das BMWK weist 2024 zu Recht darauf hin, dass Umwidmung und Stilllegung nur tragfähig sind, wenn alternative Energie- und Wärmeinfrastrukturen rechtzeitig verfügbar sind und verlässlich genutzt werden können.<sup>99</sup> Diese Entscheidungen dürfen daher nicht allein den einzelnen Netzbetreibern überlassen bleiben, sondern brauchen klare regulatorische Leitplanken und eine koordinierte regionale Transformationsplanung.

Dringend erforderlich ist zudem ein belastbarer Finanzierungsmechanismus für die Verteilnetzebene. Während für das Wasserstoff-Kernnetz mit Hochlaufentgelt und Amortisationskonto ein Instrument zur Abfederung anfänglich geringer Auslastung geschaffen wurde, fehlt ein vergleichbar tragfähiger Rahmen für regionale Wasserstoffverteilnetze bislang weitgehend. Verteilnetze sind jedoch für eine zukünftig höherer Auslastung des Kernnetzes essentiell; es droht also die Gefahr eines stranded assets (und eines Verbleibes der Kosten bei Netzbetreiber und Staat). Ohne Risikoteilung zwischen Netzbetreibern, Staat und künftigen Netznutzern droht das Henne-Ei-Problem bestehen zu bleiben: Netzbetreiber investieren nicht ohne belastbare Nachfrage, während potenzielle Abnehmer ohne Netzinfrastuktur keine Umstellungsentscheidungen treffen. Ein zielgerichteter Förder- und Regulierungsrahmen sollte deshalb sehr zeitnah geschaffen werden. Dieser sollte vorrangig solche Netzabschnitte absichern, die für industrielle Ankerkunden, regionale Transformationscluster oder die Anbindung an das Kernnetz systemisch relevant sind. Damit würde der Verteilnetzhochlauf von einer unverbindlichen Planungsübung zu einem priorisierten Umsetzungsprogramm weiterentwickelt.

### Verteilnetzaufbau effizient und finanzierbar antreiben

Adressat



Priorität III



Brücken bauen

Adressierte  
Herausforderungen



Verfügbarkeit/  
Infrastrukturzugang



Planbarkeit /  
Investitionssicherheit



Regulierung &  
Zertifizierung



Gesamtsystemische  
Koordination

<sup>99</sup> BMWK (2024f)

### 4.3.2 Upstream-Technologieförderung

Noch vor jeglichen Anschubsubventionen für die Wasserstoffwirtschaft selbst sollte eine weitblickende Förderung stärker vorgelagert ansetzen: bei Forschung, Entwicklung, Demonstration und industrieller Fertigung wasserstoffrelevanter Technologien. Ziel ist es, langfristig die fundamentalen Grundlagen für eine förderfreie Wasserstoffwertschöpfungskette zu schaffen. Das betrifft neben Elektrolyseuren auch Speicher, Verdichter, Trocknung und Reinigung, Leistungselektronik, Mess- und Regeltechnik, Sicherheitskomponenten, Materialien und digitale Betriebsführung. Gefördert werden sollten vor allem Ansätze, die aus Labor- und Pilotanwendungen in standardisierte, skalierbare und wartungsarme Anlagenkonzepte überführt werden können. Dazu gehören Demonstrationslinien, Testfelder, Normung, modulare Bauweisen, automatisierte Fertigung und Programme zur Kostensenkung kritischer Komponenten. Auch **alternative klimaneutrale und/oder emissionsenkende Produktionspfade** sollten einbezogen werden, sofern sie perspektivisch zu niedrigen Emissionen, geringeren Kosten oder besserer Systemintegration beitragen. Das beinhaltet die Einbeziehung weiterer Wasserstoffarten wie bspw. der Förderung von sog. „weißem“ Wasserstoff, der auf natürliche Weise im Erdinneren entsteht und dort in Lagerstätten vorkommt.

Das unterstützt Lernkurven und Kostensenkungen im Wasserstoffhochlauf und wirkt zugleich industriepolitisch. Deutschland könnte bestehende Stärken im Maschinen- und Anlagenbau, in der Automatisierung, Verfahrenstechnik und Systemintegration nutzen, Wertschöpfung in Europa sichern und über exportfähige Technologien auch außerhalb Deutschlands zur Dekarbonisierung beitragen.

### 4.3.3 Zweiseitige Auktionen weiterentwickeln

Zweiseitige Auktionen sind ein Förderinstrument, das Angebot und Nachfrage in jungen Märkten gleichzeitig adressiert. Bislang wurde das Instrument im Rahmen der Initiative H2Global<sup>100</sup> erprobt, bei der durch eine Zwischenstelle auf der Angebotsseite langfristige Lieferverträge für grünen Wasserstoff bzw. Derivate wie Ammoniak, Methanol oder synthetische Kraftstoffe ausgeschrieben werden. Den Zuschlag erhalten die Anbieter mit den niedrigsten wettbewerblichen Geboten. Auf der Nachfrageseite werden diese Mengen später über kürzere Verträge an Abnehmer versteigert. Hier setzen sich die höchsten Zahlungsbereitschaften durch. Die Differenz zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis wird zeitlich begrenzt durch öffentliche Mittel gedeckt.

Das Instrument reduziert Investitionsrisiken für Produzenten, schafft verlässliche Absatz- und Importstrukturen und ermöglicht zugleich eine wettbewerbliche Preisfindung auf beiden Marktseiten. Aus diesem Grund ist es gut geeignet, für die Übergangsphase hin zu einem förderfreien Markt die



<sup>100</sup> H2Global Foundation (2026b)






Wirtschaftlichkeitslücke des Wasserstoffs zu überbrücken. Gleichzeitig zeigen die bisherigen Auktionsrunden nur begrenzten Erfolg und die bisherige Ausgestaltung löst unter den deutschen Stakeholdern deutliche Kritik aus. Als wichtigste Kritikpunkte aus der Branche lassen sich z.B. eine zu geringe Zielgenauigkeit für Deutsche Industrieabnehmer, ein zu komplexes Auktionsdesign und zu hohe Voraussetzungen für viele Produzenten, zu geringe Risikoabsicherungseffekte zur Stärkung von Investitionssicherheit und Bankability und zu kleine Budgets festhalten.

Zur Weiterentwicklung schlagen wir vor:

- > Einführung **nationaler und europäischer Lose**, um eine Förderwirkung auf deutsche Projekte und/oder Abnehmer sicherzustellen;
- > Damit einhergehend wäre vermutlich eine beihilferechtliche Neubewertung notwendig und eine Umstellung der H2Global-Förderungen auf **zweiseitige CfDs** naheliegend, bspw. durch eine Kopplung an die Preisentwicklung der fossilen Opportunität (auf Angebots- und Nachfrageseite) Erdgas inkl. CO<sub>2</sub>-Kosten. Da das Instrument bereits Angebots- und Nachfrageseite adressiert, wäre diese Anpassung aus Fördergebersicht kostenneutral, würde aber Chancen und Risiken der jeweiligen Marktseiten reduzieren;
- > Kopplung der Ausschreibungen an die Verfügbarkeit konkreter **Importinfrastruktur** wie Häfen, Terminals oder Pipelines zur Reduktion damit einhergehender Risiken;
- > Ggf. Erweiterung um **längerfristige Abnehmerauktionen**, um dem Bedarf einiger Industrieunternehmen nach mehr Planungssicherheit zu begegnen.

Kurz- und mittelfristig wirkt das Instrument nicht nur durch eine Überbrückung der Wirtschaftlichkeitslücke, sondern auch durch die staatliche Übernahme von Risiken angesichts derzeit hoher Finanzierungskosten kostensenkend. Da das Instrument im Wesentlichen eine staatliche Übernahme von Midstreamer-Kompetenzen bedeutet, sollte es schrittweise zurückgefahren werden und die Aufgabe den Midstreamern überlassen werden.

### Zweiseitige Auktionen

<b>Adressat</b>	
<b>Priorität III</b>	 Brücken bauen
<b>Adressierte Herausforderungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Planbarkeit / Investitionssicherheit</li> <li> Nachfrage, Abnahme &amp; Skalierung</li> <li> Wirtschaftlichkeit</li> </ul>

#### 4.3.4 CO<sub>2</sub>-Differenzverträge weiterentwickeln

Viele Industrieunternehmen können ihre Prozesse nicht in einem Schritt vollständig auf Wasserstoff umstellen. Neben den Mehrkosten klimafreundlicher Verfahren sind vor allem Wasserstoffverfügbarkeit, Infrastrukturanschluss, Lieferdauer, Qualität und notwendige Anlagenanpassungen zentrale Unsicherheiten.

Klimaschutzverträge sollten deshalb stärker für stufenweise Umstellungen geöffnet werden. Bestehende Hochlaufpfade für Wasserstoffeinsatz und Emissionsminderung sollten flexibler an reale Anlagen-, Infrastruktur- und Lieferzeitpunkte gekoppelt werden. Teilsubstitutionen sollten einfacher abbildbar sein, etwa wenn fossile Energieträger zunächst nur anteilig ersetzt werden. Zudem sollten Mengen- und Verfügbarkeitsrisiken stärker berücksichtigt werden, weil Investitionsentscheidungen sonst an fehlender Liefer- und Planungssicherheit scheitern können. Für Industriecluster sollten ergänzende Pooling-Modelle geprüft werden, wenn mehrere Abnehmer dieselbe Wasserstoffinfrastruktur nutzen.

Ziel der Maßnahme ist eine Erleichterung früherer Investitionen und eine erhöhte Anschlussfähigkeit von Klimaschutzverträgen an reale industrielle Dekarbonisierungsmöglichkeiten. Gleichzeitig könnten sie verlässlichere Wasserstoffnachfrage schaffen und die Mehrkosten klimafreundlicher Produktionsverfahren planbarer absichern.

#### 4.3.5 Risikoabsicherung & Herstellung von Bankability

Beim Wasserstoffhochlauf mangelt es aktuell an einer konsistenten Investitionsarchitektur, die Bankability nicht nur punktuell, sondern entlang der gesamten Wertschöpfungskette herstellt. Derzeit stockt der Hochlauf weniger an fehlendem Interesse der Marktakteure als an einem Bündel regulatorischer, wirtschaftlicher und infrastruktureller Herausforderungen, die Investitionsentscheidungen auf allen Stufen erschweren. Viele der bereits diskutierten Handlungsempfehlungen adressieren zielgerichtet fundamentale Kosten- und Risikotreiber und wirken auf diese Weise direkt oder indirekt positiv auf die Bankability von Projekten und Investitionsvorhaben. Dennoch bleiben insbesondere in der Hochlaufphase Restrisiken, bspw. Lieferanten- und Abnehmerausfallrisiken oder die verspätete Fertigstellung von Infrastruktur, die schwer von einzelnen Akteuren

##### CO<sub>2</sub>-Differenzverträge überarbeiten

<b>Adressat</b>	
<b>Priorität III</b>	 Brücken bauen
<b>Adressierte Herausforderungen</b>	 Nachfrage, Abnahme & Skalierung  Übergangslösungen & Technologiepfade
<b>Handlungsdruck</b>	Hoch

##### Risikoabsicherung & Bankability stärken

<b>Adressat</b>	
<b>Priorität III</b>	 Brücken bauen
<b>Adressierte Herausforderungen</b>	 Planbarkeit / Investitionssicherheit  Verfügbarkeit/ Infrastrukturzugang  Nachfrage, Abnahme & Skalierung

entlang der Wertschöpfungskette alleine getragen werden können und die die Bankability negativ beeinflussen. Hier kann der Staat gezielt eine Lücke schließen, bspw. durch das Angebot von Abnahmegarantieren oder Ausfallversicherungen.

Eine besondere Bedeutung kommt in diesem Zusammenhang Midstreamern zu, die in der frühen Marktphase eine Brückenfunktion zwischen Erzeugung, Import, Infrastruktur und Endkunden übernehmen können. Ihre Aufgabe besteht Angebot und Nachfrage unterschiedlicher Laufzeiten, Mengenflexibilitäten und unterschiedlicher Kundengruppen über große Portfolios besser zu strukturieren und aufeinander abzustimmen. Dadurch können sie dazu beitragen, dass Produzenten nicht ausschließlich auf einzelne Abnehmer angewiesen sind und industrielle Kunden zugleich nicht jedes Beschaffungs-, Preis- und Infrastrukturentwicklungsrisiko selbst tragen müssen. In einem noch illiquiden Wasserstoffmarkt bleiben diese Funktionen jedoch selbst risikobehaftet, weil Gegenparteirisiken, Nachfrageausfälle, Infrastrukturverzögerungen und Preisunsicherheiten nur begrenzt marktlich abgesichert werden können. Daher sollten Instrumente geprüft werden, die Midstream-Portfolios gezielt in der Hochlaufphase absichern, etwa durch staatlich flankierte Garantien oder differenzvertragliche Elemente.

#### 4.3.6 Leitmärkte

In Deutschland werden derzeit vor allem zwei Sektoren über separate Instrumente regulatorisch als Leitmärkte adressiert – Verkehr und Gebäude.<sup>101</sup> Im Verkehrssektor wurde die (technologieneutrale, aber deutlich wasserstoffwirksame) Treibhausgasreduzierungsquote im April 2026 bis zum Jahr 2040 fortgeschrieben. Zudem wurde eine RFNBO-Unterquote als technologiespezifische Maßnahme eingezogen. Mit dem zum Zeitpunkt der Studienlegung geplanten Gebäudeenergiegesetz kommt der Gebäudesektor hinzu, in dem Neuinstallationen von Gas- und Ölheizungen weiter möglich bleiben, sofern ab 2029 schrittweise steigende Mindestanteile klimafreundlicher Brennstoffe (sog. „Bio-Treppe“) eingesetzt werden. Vergleichbar mit der THG-Quote handelt es sich nicht um ein technologiespezifisches Instrument – es können auch alternative Erfüllungsoptionen wie bspw. Biomethan zum Einsatz kommen.

Leitmarktlogik & Langfristige Anpassung	
<b>Adressat</b>	
<b>Priorität III</b>	 Brücken bauen
<b>Adressierte Herausforderungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li> Planbarkeit / Investitionssicherheit</li> <li> Nachfrage, Abnahme &amp; Skalierung</li> <li> Übergangslösungen/ Technologiepfade</li> </ul>

Die Wirkung dieser Leitmärkte besteht darin, dass sie Nachfrage über regulatorische Verpflichtungen absichern. Quoteninstrumente erzeugen damit eine relativ verbindliche Zahlungsbereitschaft für klimafreundliche Energieträger, weil verpflichtete Marktakteure bestimmte Minderungs- oder Mindestanteile erfüllen müssen, solange sie im Markt verbleiben (können). Für den Wasserstoffhochlauf

<sup>101</sup> Zusätzlich wird politisch eine moderate Grüngas- oder Grünölquote ab 2029 diskutiert; hierzu sind die bislang öffentlich verfügbaren Informationen jedoch deutlich weniger konkret.

kann dies in der kurzen und mittleren Frist positive Effekte haben: Es entstehen planbare Absatzmöglichkeiten, Investitionssicherheit für Elektrolyseure, Infrastruktur und Folgeprodukte sowie ein Preissignal für erneuerbare Moleküle. Insgesamt können diese Leitmarktinstrumente daher kurzfristig hilfreich sein, um den Hochlauf von Wasserstoff und RFNBO-Produkten zu stabilisieren.

Langfristig sollte jedoch ein Phase-out der so ausgestalteten verpflichtenden Leitmarktmechanismen geprüft werden. Dafür gibt es zwei Gründe: die Ausgestaltung und die Zielsektoren.

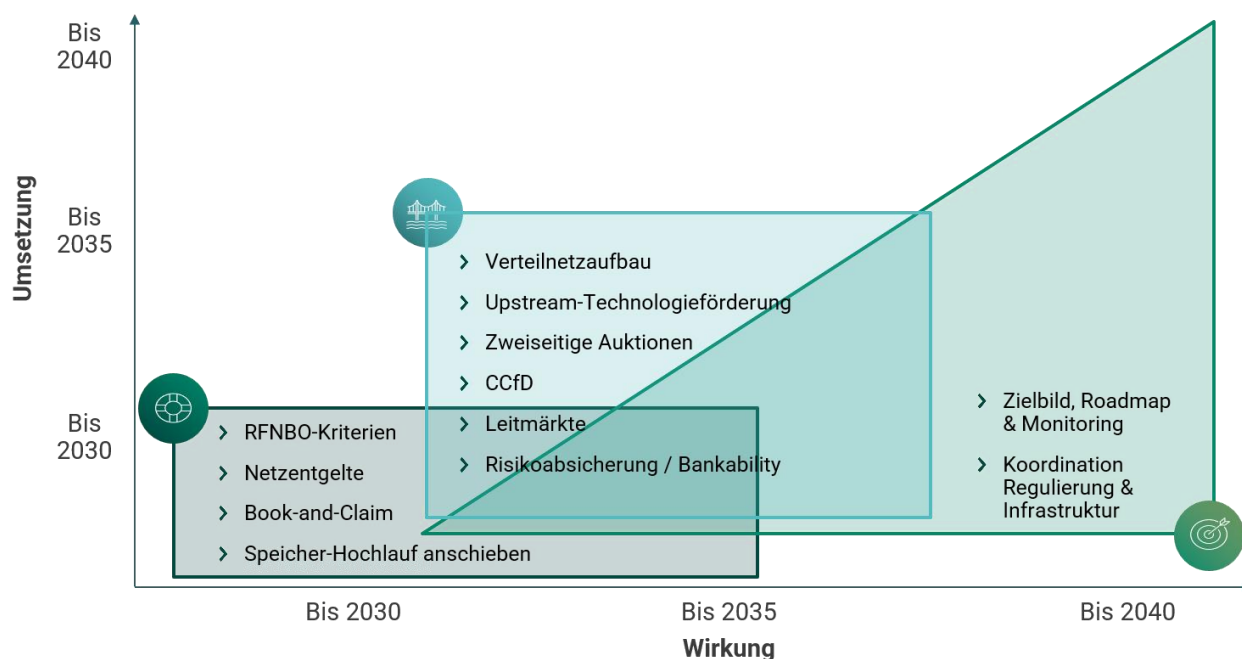
- 1.** Bestehende Maßnahmen funktionieren im Kern über Zwangsquoten und darüber, dass Kosten auf Marktsegmente mit vergleichsweise niedriger Preiselastizität überwältigt werden können. Alternativ wären auch Leitmärkte denkbar, in denen der Fiskus als „First-Mover“ selbst in Vorleistung geht – bspw. Anforderungen für öffentliche Beschaffung – oder eine Anreizung des gewünschten Verhaltens, etwa über Steuervorteile.
- 2.** Es ist kritisch zu bewerten, dass ausgerechnet Verkehr und Gebäudewärme zu zentralen Leitmärkten für Wasserstoff zählen sollen, obwohl Wasserstoff dort aus systemischer Sicht häufig nicht die effizienteste Dekarbonisierungsoption darstellt. Für den langfristigen Markthochlauf erscheint es daher sinnvoller, Leitmarktinstrumente stärker auf solche Anwendungen zu konzentrieren, in denen Wasserstoff strukturell schwer ersetzbar ist.

Eine erneute Kehrtwende bei beschlossenen Leitmärkten ist angesichts der bestehenden Verunsicherung im Markt und der kurzfristig möglicherweise positiven Wirkung nicht vorteilhaft. Langfristig empfehlen wir jedoch keine Verlängerung der bestehenden Maßnahmen und ggf. eine Überarbeitung entlang der oben skizzierten Leitlinien.

#### 4.4 Zusammenführung der Handlungsempfehlungen und Ableitung von Meilensteinen

Aus den Handlungsempfehlungen ergeben sich drei zentrale Meilensteinstrukturen, die in Abbildung 4-3 veranschaulicht werden. Angestoßen werden sollten alle Maßnahmen, wie aus der Abbildung hervorgeht, zeitnah. Die Meilensteine ergeben sich primär aus den Wirkzeiträumen.

**Abbildung 4-3 Überblick der empfohlenen Maßnahmen und Einordnung in Umsetzungs- und Wirkungszeiträume**



Eigene Darstellung

**Bis 2030 muss die Substanz des Hochlaufs gesichert werden.** Dazu gehören

- pragmatischere RFNBO-Regeln,
- ein geklärtes und zielgerichtetes Netzentgeltregime für Elektrolyseure,
- nutzbare Übergangsmodelle Book-and-Claim,
- ein zeitnahes, wirksames Anschieben des Speicherhochlaufs

**Bis etwa 2035 muss die Brücke in einen skalierenden Markt gelingen.** In dieser Phase spielen die bislang angeschobenen, allerdings überarbeiteten Instrumente eine Rolle:

- die Schaffung eines zielgerichteten, effizienten und verlässlichen Planungs-, Regulierungs- und Finanzierungsrahmens für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Verteilnetze,
- Technologieförderungen,

- > die zielgerichtete Weiterentwicklung zweiseitiger Auktionen,
- > die zielgerichtete Weiterentwicklung von CO<sub>2</sub>-Differenzverträgen,
- > die punktuelle, zusätzliche Risikoabsicherung und Unterstützung von Bankability und
- > eine punktuelle Nutzung des Leitmärkte-Konzepts (v.a. bei öffentlicher Beschaffung) unter Vermeidung zunehmender staatlicher Eingriffe in wettbewerblich organisierte Märkte

In dieser Phase sollten dann nicht nur einzelne Projekte entstehen, sondern funktionierende Cluster und Wertschöpfungsketten.

**Bis 2040 muss schließlich ein konsistentes Zielsystem verstetigt sein.** Der Wasserstoffmarkt sollte dann nicht mehr primär von staatlicher Intervention abhängen, sondern auf einem verlässlichen institutionellen Rahmen, marktwirtschaftlicher Koordination, wirksamer CO<sub>2</sub>-Bepreisung, international abgesicherten Importpfaden und tragfähiger Infrastruktur beruhen. Dauerförderung kann kein langfristiges Ziel sein.

Insgesamt folgt daraus eine klare Stoßrichtung: **Der Wasserstoffhochlauf braucht kurzfristig Entlastung und Pragmatismus, mittelfristig Brückeninstrumente mit hoher Marktwirkung und langfristig ein realistisches, institutionell verlässliches Zielbild.** Nur wenn diese drei Ebenen miteinander verbunden werden, kann aus der heutigen Projekt- und Strategielandschaft ein belastbarer Wasserstoffmarkt entstehen.

Abbildung 4-4 illustriert die mögliche **Gesamtwirkung der genannten Maßnahmen auf die Versorgungskosten von Endverbrauchern mit RFNBO-Wasserstoff.** Die Kostensenkung lässt sich dabei quantitativ nur schwer auf Einzelmaßnahmen rückschlüsseln: aufgrund von Kreuzwirkungen sind synergetische Effekte zu erwarten.<sup>102</sup>

- > Durch technologische Weiterentwicklung und realisierte Skaleneffekte können die Elektrolyse-CAPEX deutlich – hier um 50% - gesenkt werden. Aufgrund eines weniger unsteten Marktumfeldes, erhöhter Planungs- und Investitionssicherheit im Einklang mit robuster Bankability sinken auch Finanzierungskosten deutlich von 12% auf 7,5% (WACC<sup>103</sup>).
- > Eine höhere Auslastung der Elektrolyse – ermöglicht durch praxisnähere Regulierung – lässt Fixkosten geringer ins Gewicht fallen. Aufgrund geringerer regulatorisch induzierter Zusatzkosten lassen sich auch die durchschnittlichen Kosten des Strombezugs am Großhandelsmarkt (trotz erhöhter Auslastung<sup>104</sup>) leicht absenken.

<sup>102</sup> Die nachfolgenden Ausführungen zu Kostensenkungseffekten sind im Vergleich zu den Kosten im Status vor Umsetzung der Handlungsempfehlungen zu verstehen, die in Abbildung 3-2 in Abschnitt 3.1 illustriert sind.

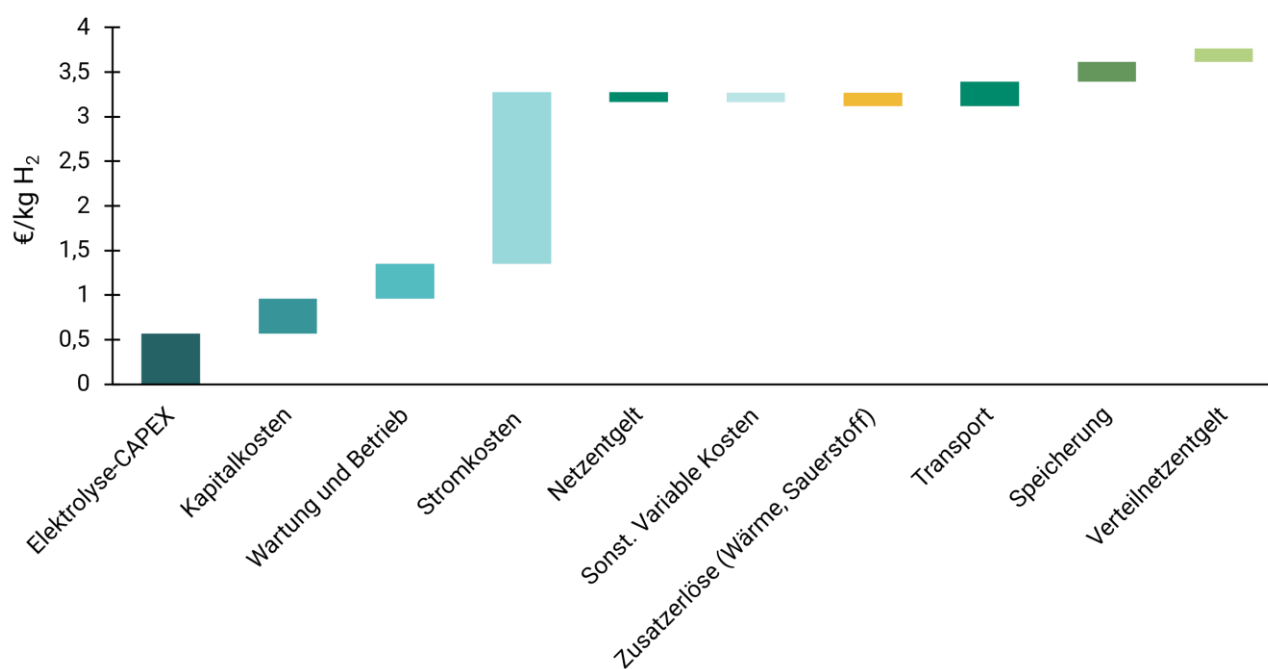
<sup>103</sup> Weighted Average Cost of Capital = Gewichteter Mittelwert aus Eigen- und Fremdkapitalkosten (bzw. -zinsen).

<sup>104</sup> Ceteris Paribus steigert die Auslastung von Stromverbrauchern, die flexibel eingesetzt gezielt EE-Strom beziehen die durchschnittlichen variablen Strombezugskosten in €/MWh. Dieser Effekt wird im hier illustrierten Fall durch die Senkung regulatorisch bedingter Effekte überkompensiert.

- Eine dynamische und verursachergerechte Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik honoriert konsequent systemdienliches Verhalten, sodass trotz zu zahlender Leistungsentgelte in Summe geringfügige negative Netzentgelte möglich sind.
- Eine prinzipielle Vergrößerung des Speicherangebotes und eine höhere Auslastung bestehender Kapazitäten sorgt dafür, dass geringere Speicherkosten auf eine breitere Basis umgelegt werden.
- Die synchron mit dem Transportnetz geplanten Verteilnetze ermöglichen eine kostengünstige Weiterleitung des Kernnetz-Wasserstoffes und eine hohe Verfügbarkeit in der Fläche.

Die so skizzierte Kostensenkung kann RFNBO-Wasserstoff in Schlagweite fossiler Alternativen bringen, sofern alle Maßnahmen in das Gerüst eines funktionierenden europäischen Emissionshandels eingebettet sind.

**Abbildung 4-4 Indikative Zusammensetzung und Höhe von RFNBO-Wasserstoff-Bezugskosten in der langen Frist bei Umsetzung der Empfehlungen**



#### Eigene Berechnung und Darstellung

Parameter der Berechnung: CAPEX ~1.100 €/kW (-50% ggü. Status quo) | WACC: 7.5% | O&M: 4.55% | Wirkungsgrad 70% | 15 Jahre technische Lebensdauer (vereinfacht ohne Austausch Stacks) | variable Stromkosten 45 €/MWh (inkl. pauschaler Berücksichtigung mindernder Faktoren) plus 3.5€/MWh sonst. variable Kosten | 5.500 VLS/a | 5 €/MWh<sub>th,LHV</sub> Zusatzerlöse durch Wärme, O<sub>2</sub> und weitere | Netzentgelt von 4 €/kW/a und durchschnittlich negativ 3 €/MWh durch netzdienliche Fahrweise | Transportkosten: Beibehaltung des Startnetzentgeltes von 25 €/kWh/h/a für Ein- und Ausspeisung | Speicherung 0,23/kg H<sub>2</sub> (Speicherkosten umgelegt auf H<sub>2</sub>-Menge orientiert an ewi (2024)) | Angenommenes Verteilnetzentgelt i. H. v. 0,5 ct/kWh<sub>th,LHV</sub> H<sub>2</sub>.

## Literaturverzeichnis

Adelphi (2020): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Verfügbar unter: [https://adelphi.de/system/files/mediathek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff\\_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland\\_finale%20Version.pdf](https://adelphi.de/system/files/mediathek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland_finale%20Version.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Agora (2024): Klimaneutrales Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.agora-energie-wende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-studie>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

AHK Finnland (2026): Finnland und Deutschland unterzeichnen gemeinsame Erklärung zur Wasserstoff-Kooperation. Verfügbar unter: <https://www.ahkfinland.de/de/news/2026-news/presseinformation-finnland-und-deutschland-unterzeichnen-gemeinsame-erklaerung-zur-wasserstoff-kooperation>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Ariadne (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Verfügbar unter: <https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitat-2045/>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BASF (2021): Innovative Verfahren für eine klimafreundliche Chemie. Verfügbar unter: <https://bericht.basf.com/2021/de/aktionaere/basf-am-kapitalmarkt/methanpyrolyse.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

BASF (2025): BASF und ExxonMobil arbeiten zusammen, um Methanpyrolyse-Technologie für emissionsarmen Wasserstoff weiterzuentwickeln. Verfügbar unter: <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/news-and-media/news-releases/2025/11/p-25-233>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

BMUKN (2026): Klimafreundlicher tanken: Neue THG-Quote stärkt Nachfrage für grünen Wasserstoff und Ladestrom. Verfügbar unter: <https://www.bundesumweltministerium.de/pressemitteilung/klimafreundlicher-tanken-neue-thg-quote-staerkt-nachfrage-fuer-gruenen-wasserstoff-und-ladestrom>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

BMWK (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BMWK (2024a): Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/importstrategie-wasserstoff.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BMWK (2024b): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul Energieangebot. Verfügbar unter: [https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3\\_O45-Energieangebot\\_final.pdf](https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_O45-Energieangebot_final.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BMWK (2024c): Wasserstoff-Kernnetz genehmigt – der Aufbau der Zukunftsinfrastruktur kann beginnen. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/10/20241022-wasserstoff-kernnetz.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

BMWK (2024d): Förderprogramm Klimaschutzverträge. Verfügbar unter: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Klimaschutz/klimaschutzvertraege.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

BMWK (2024e): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul Rahmendaten. Verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-045-Rahmendaten.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BMWK (2024f): Green Paper „Transformation Gas-/Wasserstoff-Verteilernetze“. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/G/green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/G/green-paper-transformation-gas-wasserstoff-verteilernetze.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

BMWK (2025): Weißbuch Wasserstoffspeicher. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch-wasserstoffspeicher-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=3). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Bundesnetzagentur (2024a): Bundesnetzagentur genehmigt Wasserstoff-Kernnetz. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241022\\_H2Kernnetz.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20241022_H2Kernnetz.html). Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Bundesnetzagentur (2024b): Wasserstoff-Kernnetz. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Bundesnetzagentur (2025): Bundesnetzagentur legt Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz fest. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250714\\_Hochlauf.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250714_Hochlauf.html). Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Bundesnetzagentur (2026a): Bundesnetzagentur startet Konsultation für Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff 2025-2037/2045. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260615\\_NEP\\_Gas.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260615_NEP_Gas.html). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Bundesnetzagentur (2026b): Bundesnetzagentur stellt aktuelle Überlegungen zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom vor. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260527\\_Agnes.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2026/20260527_Agnes.html). Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Bundesnetzagentur (2026c): Speichernetzentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK\\_Termine/Downloads/2026/01\\_2026/30\\_01/Orientierungspunkte\\_Speichernetzentgelte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/01_2026/30_01/Orientierungspunkte_Speichernetzentgelte.pdf?__blob=publicationFile&v=4). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Bundesnetzagentur (2026d): Informationsveranstaltung zum Thema Stromnetzentgelte für Elektrolyseure. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK\\_Termine/Downloads/2026/04\\_2026/28\\_04/Informationstermin\\_Elektrolyseure.pdf?\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/04_2026/28_04/Informationstermin_Elektrolyseure.pdf?_blob=publicationFile&v=3). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Bundesregierung (2025): Weg frei für die Speicherung von Kohlendioxid. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/speicherung-von-kohlendioxid-2376946>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Bundesregierung (2026): Wasserstoffbeschleunigungsgesetz in Kraft, Bessere Bedingungen beim Wasserstoffhochlauf; Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/wasserstoffbeschleunigung-2386534>. Zuletzt abgerufen am 16.06.2026.

CINEA (2026): CEF Energy: CINEA awards grant certificates to three key energy infrastructure projects at the Energy Infrastructure Forum 2026. Verfügbar unter: <https://www.publicnow.com/view/1C352AE949E16586B27763CE03885BE3CBC5DA96>. Zuletzt abgerufen am 16.06.2026.

Dena (2024): Aufbau und Finanzierung von Wasserstoffspeichern in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Verfügbar unter [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/STUDIE\\_Aufbau\\_und\\_Finanzierung\\_von\\_Wasserstoffspeichern\\_in\\_Deutschland\\_n.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/STUDIE_Aufbau_und_Finanzierung_von_Wasserstoffspeichern_in_Deutschland_n.pdf). Zuletzt abgerufen am 16.06.2026.

Dena (2025): Elektrolysekapazitäten in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/elektrolysekapazitaeten-in-deutschland/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Department for Energy Security & Net Zero (2023): Hydrogen Transport and Storage Cost Report. Verfügbar unter: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659e600b915e0b00135838a6/hydrogen-transport-and-storage-cost-report.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Deutsche ReGas (2026): Das H2-Importterminal Lubmin. Verfügbar unter: <https://deutsche-regas.de/locations/h2-import-terminal-lubmin>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

DVGW (2023): Gasgeräte bereit für 20 % Wasserstoff (H2-20). Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/dvgw-keyfacts-h2-Einspeisung-schopsdorf.pdf>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

DVGW (2024): Prozesswärme – woher kommt die Energie?. Verfügbar unter: [https://www.dvgw.de/medien/user\\_upload/kurzstudie-prozesswaerme-h2-gasverteilnetze-dvgw.pdf](https://www.dvgw.de/medien/user_upload/kurzstudie-prozesswaerme-h2-gasverteilnetze-dvgw.pdf). Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

DVGW (2025a): Gasnetzgebietstransformationsplan 2025. Verfügbar unter: <https://www.h2vort.de/fileadmin/Redaktion/Bilder/Publikationen/Ergebnisbericht-2025-des-GTP.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

DVGW (2025b): Wasserstoffspeicher: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick. Verfügbar unter: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/kurzstudie-wasserstoffspeicher-dvgw.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

EEX (2026): Market Data Hub. Verfügbar unter: <https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Energate (2026): Deutschland fördert H2-Projekte in Dänemark. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/262362/deutschland-foerdert-h2-projekte-in-daenemark>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Energie Südbayern (2026): H2Direkt: Hohenwart wird zum Wasserstoff-Pionier. Verfügbar unter: <https://www.esb.de/h2direkt>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

ENTSOG (2026a): Hydrogen Infrastructure Map. verfügbar unter: <https://www.h2infrastructure.eu/#map>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

ENTSOG (2026b): Hydrogen Infrastructure Gaps Identification Report. Verfügbar unter: [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-03/ENTSOG%20TYNDP%202024\\_Hydrogen%20Infrastructure%20Gaps%20Identification%20Report.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-03/ENTSOG%20TYNDP%202024_Hydrogen%20Infrastructure%20Gaps%20Identification%20Report.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Equinor (2021): H2morrow steel schließt Machbarkeitsstudie ab, Projektpartner arbeiten weiter zusammen. Verfügbar unter: <https://www.equinor.de/aktuelles/h2morrow-steel-schliesst-machbarkeitsstudie-ab>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Europäische Kommission (2026): AccelerateEU - Energy Union - affordable and secure energy through accelerated action. Verfügbar unter: [https://energy.ec.europa.eu/publications/accelerateeu-energy-union-affordable-and-secure-energy-through-accelerated-action\\_en](https://energy.ec.europa.eu/publications/accelerateeu-energy-union-affordable-and-secure-energy-through-accelerated-action_en). Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Europäische Union (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 (Renewable Energy Directive III). Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023L2413&qid=1699364355105>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Europäische Union (2024a): Richtlinie (EU) 2024/1788. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:32024L1788>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Europäische Union (2024b): Verordnung (EU) 2024/1789. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32024R1789>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Europäisches Parlament (2025): Delegated act on low-carbon hydrogen. Verfügbar unter: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS\\_BRI%282025%29777921\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2025/777921/EPRS_BRI%282025%29777921_EN.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

European Hydrogen Backbone (2023): Implementation Roadmap – Cross border projects and costs update. Verfügbar unter: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-Implementation-Roadmap-Part-1.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

European Hydrogen Observatory (2026): Hydrogen Production. Verfügbar unter: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/hydrogen-production>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

EWI (2024): Wasserstoffspeicher: Ausbaubedarf in ganz Europa. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/wasserstoffspeicher-ausbaubedarf-in-ganz-europa/>. Zuletzt abgerufen am 16.06.2026.

EWI (2026a): Entwicklungen im Elektrolyse-Hochlauf in Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/entwicklungen-im-elektrolyse-hochlauf-in-deutschland/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

EWI (2026b): Redispatch-Vorbehalt: Hebel für mehr Kosteneffizienz?. Verfügbar unter: [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/03/20260330\\_EWI\\_Analyse\\_Redispatch-Vorbehalt.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2026/03/20260330_EWI_Analyse_Redispatch-Vorbehalt.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

EWI/BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/energiewende-effizient-machen-monitoringbericht/>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Expertenkommission zum Energiewendemonitoring (2025): Statusupdate zum Stand der Energiewende. Verfügbar unter: [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-der-expertenkommission-zum-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=1). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

FinanzNachrichten.de (2025): Wasserstoff-Pipelinennetz: Aufbau geht voran. Verfügbar unter: <https://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2025-12/67285830-wasserstoff-pipelinennetz-aufbau-geht-voran-016.htm>. Zuletzt abgerufen am 14.06.2026.

FNB-Gas (2026a): Entwurf NEP Gas und Wasserstoff 2025 – Konsultationsveranstaltung. Verfügbar unter: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2026/03/2026-03-11\\_NEP-Gas-und-Wasserstoff-2025\\_Konsultationsworkshop.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2026/03/2026-03-11_NEP-Gas-und-Wasserstoff-2025_Konsultationsworkshop.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

FNB-Gas (2026b): Guter Marktstart: Nachfrage nach Kapazitäten im Wasserstoff-Kernnetz übertrifft Erwartungen. Verfügbar unter: <https://fnb-gas.de/news/guter-marktstart-nachfrage-nach-kapazitaeten-im-wasserstoff-kernnetz-uebertrifft-erwartungen/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Fraunhofer ISE (2024): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Frontier/DIHK (2025): Neue Wege für die Energiewende („Plan B“). Verfügbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/153726/97f39a33a519ece00c3a65e014fbc707/energie-dihk-energiewende-plan-b-data.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Gascade (2026): Wasserstoff in Europa. Verfügbar unter: <https://www.gascade.de/wasserstoff/wasserstoff-in-europa#c5978>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

H2Global Foundation (2023): Site-specific, Comparative Analysis for Suitable Power-to-X Pathways and Products in Developing and Emerging Countries. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/power-to-x-laenderanalysen.html>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

H2Global Foundation (2026a): The H2Global mechanism. Verfügbar unter: <https://h2-global.org/the-h2global-instrument/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

H2Global Foundation (2026b): Shaping the global energy transition. Verfügbar unter: <https://h2-global.org/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

H2med (2026): Europas erster großer Korridor für grünen Wasserstoff. Verfügbar unter: <https://h2medproject.com/de/europas-erster-groser-gruner-wasserstoffkorridor/>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

IEA (2024): World Energy Outlook 2024 (WEO 24). Verfügbar unter: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

IEA (2025): Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

KfW (2025): Wasserstoff-Kernnetz: Zukunftsinvestition für Deutschland. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Wasserstoff-Kernnetz.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (2026): Das sind die potenziellen Lieferländer für H2. Verfügbar unter: <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/themen/erneuerbare-Energien/H2-Importkarte.php>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Lhyfe (2025): Lhyfe unterzeichnet neuen Liefervertrag über RFNBO-Wasserstoff mit einem Tankstellenbetreiber in Deutschland. Verfügbar unter: <https://de.lhyfe.com/presse/lhyfe-unterzeichnet-neuen-liefervertrag-ueber-rfnbo-wasserstoff-mit-einem-tankstellenbetreiber-in-deutschland/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

MB Energy (2026): New Energy Gate Hamburg. Verfügbar unter: <https://www.mbenergy.com/new-energy-gate>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

NDR (2026): Rostock soll Drehscheibe für Wasserstoff aus Saudi-Arabien werden. Verfügbar unter: <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/rostock-soll-drehscheibe-fuer-wasserstoff-aus-saudi-arabien-werden,wasserstoff-216.html>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

NETL (2022): Comparison of commercial state-of-the-art, fossil-based hydrogen production technologies. Verfügbar unter: [https://netl.doe.gov/projects/files/ComparisonofCommercialStateofArtFossilBasedHydrogenProductionTechnologies\\_041222.pdf](https://netl.doe.gov/projects/files/ComparisonofCommercialStateofArtFossilBasedHydrogenProductionTechnologies_041222.pdf). Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

NGA (2001): Distances Between Ports. Verfügbar unter: <https://msi.nga.mil/api/publications/download?key=16694076/SFH00000/Pub151bk.pdf&type=view>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

South2 Corridor (2026): The South2 Corridor initiative. Verfügbar unter: <https://www.south2corridor.net/>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Staiß, F. et al. (2022): Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030, Berechnungstool. Verfügbar unter: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/materialien/transportoptionen-wasserstoff-2030>. Zuletzt abgerufen am 17.06.2026.

Statistisches Bundesamt (2026): Exporte und Importe von Wasserstoff. Verfügbar unter: <https://www.dashboard-konjunktur.de/konjunktur/undefiniert/1748942517895>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

TES (2026): Jade Energy - Für eine sichere europäische Energieversorgung. Verfügbar unter: <https://tes-h2.com/de/projekte/projects-projectgreenenergyhubwilhelmshaven>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Uniper (2023): First Ammonia und Uniper kündigen Zusammenarbeit bei der Herstellung von grünem Ammoniak in Texas an. Verfügbar unter: <https://www.uniper.energy/news/de/first-ammonia-und-uniper-kuendigen-zusammenarbeit-bei-der-herstellung-von-gruenem-ammoniak-in-texas-an>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Uniper (2026a): Green-Wilhelmshaven. Verfügbar unter: <https://www.uniper.energy/de/wir-sind-uniper/projekte/energy-transformation-hub-nordwest/green-wilhelmshaven>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Uniper (2026b): Uniper und AM Green unterzeichnen langfristigen Abnahmevertrag über bis zu 500.000 Tonnen erneuerbares Ammoniak pro Jahr aus Indien. Verfügbar unter: <https://www.uniper.energy/news/de/uniper-und-am-green-unterzeichnen-langfristigen-abnahmevertrag-ueber-bis-zu-500000-tonnen-erneuerbares-ammoniak-pro-jahr-aus-indien>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Wintershall Dea (2022): Wintershall Dea und NWO konkretisieren Pläne zur Wasserstoffherstellung in Wilhelmshaven (BlueHyNo). Verfügbar unter: <https://wintershalldea.de/de/newsroom/wintershall-dea-und-nwo-konkretisieren-plaene-zur-wasserstoffherstellung-wilhelmshaven>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

World Bank Group (2026a): Worldwide Governance Indicators. Verfügbar unter: <https://www.worldbank.org/en/publication/worldwide-governance-indicators>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026

World Bank Group (2026b): Global Solar Atlas. Verfügbar unter: <https://globalsolaratlas.info/map>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

World Bank Group (2026c): The Global Wind Atlas. Verfügbar unter: <https://globalwindatlas.info/en/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.

Yara (2024): Yara treibt Wasserstoffwirtschaft mit neuem Ammoniak-Importterminal voran. Verfügbar unter: <https://www.yara.de/news-veranstaltungen/news/yara-terminal-brunsbuettel/>. Zuletzt abgerufen am 12.06.2026.