

Risikominimierung entlang der Wasserstoff- Wertschöpfungskette

Handlungsempfehlungen aus der Praxis

1. Inhaltsverzeichnis

2. Executive Summary 3

3. Einleitung 4 →

4. Zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Europas
Wasserstoffhochlauf 5 →

5. Vorgehen und Studiendesign 8 →
5.1 Interviewpartner und Branchenabdeckung 8 →
5.2 Begriffsverständnis und Definitionen 9 →

6. Analyse der Risikolandschaft 10 →
6.1 Risikolandschaft in der Wasserstoffwirtschaft 11 →
6.2 Von der Ursache zum Risiko: Die Risikotreiber
im Wasserstoffhochlauf 18 →
6.3 Risikobewertung 20 →

7. Maßnahmen für einen erfolgreichen
Wasserstoffhochlauf 22 →
7.1 Maßnahmen für das Upstream-Segment 22 →
7.2 Maßnahmen für das Midstream-Segment 23 →
7.3 Maßnahmen für das Downstream-Segment 24 →

8. Fazit & Ausblick 25 →



2. Executive Summary

Die vorliegende Studie von Capgemini Invent im Auftrag des BDEW liefert eine fundierte Analyse der aktuellen Risikolage im Wasserstoffhochlauf und zeigt den daraus resultierenden Handlungsbedarf auf politischer Ebene auf. Sie ordnet zentrale Projektrisiken aus Sicht von Marktteilnehmern entlang der gesamten Wertschöpfungskette in ein konsistentes Ursache-Risiko-Wirkungsbild ein und arbeitet heraus, welche Treiber Investitionen in der aktuellen Hochlaufphase hemmen.

Die Ergebnisse beruhen auf Interviews mit Akteuren entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Die vielschichtigen Herausforderungen werden dabei systematisch adressiert und handhabbar gemacht.

Kernbefund ist Multikausalität: Oftmals werden Risiken gleichzeitig von mehreren Treibern aus unterschiedlichen Kategorien (u. a. Regulatorik, Marktreife, Finanzierung, Infrastruktur, Technologie, Arbeitsmarkt) beeinflusst. Gera de deshalb greifen isolierte Einzelmaßnahmen zu kurz. Beispielhaft zeigt sich dies am Abnahmerisiko: Es entsteht nicht nur aus Unsicherheit in der Nachfrage, sondern aus einem Bündel von weiteren Treibern (z. B. geringe Zahlungsbereitschaft für grüne Moleküle, fehlende verlässliche Leitmärkte bzw. Nachfrageanker, fehlende Standardprodukte und Absicherungsmöglichkeiten im Wasserstoffhandel). Diese Treiber wirken zusammen, erhöhen Risikoausfälle, verringern die Bankability und verzögern in der Folge Investitionsentscheidungen selbst dann, wenn einzelne Aspekte punktuell verbessert werden.

Diesen Risiken kann mit Rahmensetzung und Instrumenten begegnet werden, die in der Studie entwickelt werden und entlang der Wertschöpfungskette effektiv ansetzen.

Im **Upstream-Segment** stehen Kosten- und Planungssicherheit im Vordergrund: Eine Entschärfung der RFNBO-Anforderungen durch die Verschiebung der Strombezugs-kriterien zu Zusätzlichkeit und stündlicher Korrelation sowie die Ermöglichung der Nutzung der stündlichen THG-Bilanzierung von bezogenem Netzstrom (analog zum DA für kohlenstoffarme Brennstoffe) ist zwingend notwendig, um künstliche Engpässe und Kostensprünge zu verringern. Investitionsschutz bedeutet konsequentes Grandfathering (Bestandsschutz). Flankierende Maßnahmen, die umgesetzt werden müssen, sind die beschleunigte Finalisierung der Förderrichtlinie für systemdienliche Elektrolyseure, eine an Ausbauziele gebundene Verlängerung der Netzentgeltbefreiung über 2029 hinaus und die zügige nationale Umsetzung der RED III.

Das **Midstream-Segment**, die Liefer- und Wertschöpfungskette zwischen Herstellung und Nutzung, ist durch die handels- und beschaffungsseitige Mengenbündelung von zentraler Bedeutung für ein übergreifendes Risikomanagement. Standardisierte, handelbare Wasserstoffprodukte und Vertragswerke sind dabei eine wesentliche Voraussetzung für den Hochlauf und den Aufbau eines Marktes. Der parallele Ausbau der Infrastruktur schafft hierfür die notwendigen Grundlagen. Entscheidend ist die konsequente Umsetzung des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes sowie der zügige Aufbau des Wasserstoffkernnetzes entlang industrieller Cluster und zentraler (Import-)Korridore, einschließlich Speichern und Terminals. Flankierend braucht es einerseits staatliche Garantien bzw. Bürgschaften, um nicht beeinflussbare Hochlaufrisiken abzusichern. Andererseits müssen in der Aufbau- und Hochlaufphase Preisdifferenzmechanismen (CfDs) oder vergleichbare Instrumente greifen.

Für das **Downstream-Segment** wird deutlich, dass der Aufbau verbindlicher Leitmärkte und Nachfrageanker (z. B. grüner Stahl) durch Einsatzquoten sowie eine gezielte öffentliche Beschaffung grüner Komponenten fokussiert vorangetrieben werden müssen, um den Marktaufbau zu beschleunigen. Zur Adressierung der fehlenden Kostenparität gegenüber fossilen Alternativen müssen zudem OPEX-Forderungen sowie transparente, ggf. indexgebundene Cap-/Floor-Preisbandbreiten als zentrale Instrumente zur Sicherung von Planbarkeit für Abnehmer implementiert werden. Die regionale Wasserstoff-Nutzung sollte durch erhöhte Planungssicherheit auf Verteilnetzebene sowie durch einen Ausgleich struktureller Unterschiede zwischen Regionen und Abnehmergruppen gestärkt werden, insbesondere zur Entlastung kleiner und mittelständischer Abnehmer mit begrenzter Skalierbarkeit und geringerer Risikotragfähigkeit.

Erst die verzahnte Umsetzung der dargestellten Maßnahmen reduziert die zentralen Treiber wirksam: Sie stabilisiert Kostenpfade und schafft Risikopuffer im Upstream-Segment, ermöglicht Handel/Portfolioaufbau im Midstream-Bereich und sichert Nachfrage im Downstream-Sektor. Die in der Studie aufgeführten Maßnahmen dienen dabei ausdrücklich dem Aufbau eines bisher nicht existierenden Marktes und sind als temporäre, hochlaufbegleitende Instrumente zu verstehen, nicht als dauerhaft angelegte Marktmechanismen. So kann der Weg zu skalierbaren Investitionen und belastbaren finalen Investitionsentscheidungen (FIDs) über alle Wertschöpfungsstufen hinweg gegeben und der Aufbau vollständiger Wertschöpfungsketten erfolgen.

3. Einleitung

Die europäische Energie- und Industrielandschaft befindet sich in einer Phase tiefgreifender Veränderung. Mit ambitionierten Klimazielen und dem daraus folgenden Rückgang der Verwendung fossiler Energieträger sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien steigt der Bedarf an klimaneutralen Molekülen für Anwendungen, in denen Elektrifizierung an technische oder ökonomische Grenzen stößt. Angesichts dessen gilt Wasserstoff als zentraler Hebel der industriellen Dekarbonisierung, da er sowohl Emissionsminderungen in energieintensiven Industrien ermöglicht als auch eine tragfähige Basis für die Transformation wichtiger Wertschöpfungsketten schafft.

Die Rolle von Wasserstoff ist im europäischen Regulierungsrahmen klar verankert: Der EU Green Deal, der Clean Industrial Deal, das „Fit for 55“-Paket, die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) und Reformen des Energiebinnenmarkts definieren Wasserstoff als Schlüsseltechnologie der Klimaneutralität. Zugleich hat die Energiekrise 2022–2023 Europas Abhängigkeit von fossilen Importen und die Anfälligkeit gegenüber geopolitischen Risiken deutlich gemacht. Folglich wird der Wasserstoffhochlauf nicht nur klimapolitisch, sondern auch industrie- und sicherheitspolitisch forciert, um eine größere Unabhängigkeit und Resilienz der Energieversorgung zu erreichen, Lieferketten zu diversifizieren und die heimische Industrie zukunftssicher aufzustellen.

Dabei ist die stoffliche Anwendung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff, etwa in der Chemie- oder Stahlbranche, für die Erreichung der Klimaziele unumgänglich. Für diese schwer zu dekarbonisierenden Sektoren zählt Wasserstoff zu den wenigen skalierbaren Optionen, um Emissionen substanzell zu senken und industrielle Infrastrukturen klimaneutral weiterzuentwickeln. Seine Einsatzflexibilität, direkt oder als Grundlage synthetischer Energieträger und Grundstoffe, macht ihn zu einem Schlüsselfaktor der industriellen Dekarbonisierung. Zudem gewinnt Wasserstoff als Speicher und Flexibilitätsoption im Energiesystem an sektorübergreifender Bedeutung. Der wachsende Anteil fluktuierender erneuerbarer Erzeugung erhöht den Bedarf an Energieträgern, die Überschuss aus Wind und PV-Anlagen aufnehmen und in Phasen der Knappheit, etwa während (kalter) Dunkelflauten, bereitstellen. Wasserstoff erfüllt diese Funktion und trägt somit als sektorübergreifende Flexibilitätsoption wesentlich zur Energie- und Versorgungssicherheit bei.

Wasserstoff lässt sich gemäß den geltenden europäischen Richtlinien (vgl. RED II¹ / RED III², EU-Gasmarktrichtlinie³), in drei übergeordnete Kategorien strukturieren: erneuerbarer Wasserstoff, kohlenstoffärmer Wasserstoff und fossiler Wasserstoff. Die in Politik und Öffentlichkeit gebräuchliche Farblogik („grün“, „blau“, „grau“) ist zwar anschaulich, jedoch wenig praxistauglich und entspricht nicht den EU-rechtlichen Vorgaben. Da der europäische Regulierungsrahmen mit technisch präzisen Definitionen arbeitet, die für Förderung, Zertifizierung und den grenzüberschreitenden Handel wesentlich sind, wird im Rahmen dieser Studie wie folgt unterschieden: (i) erneuerbarer Wasserstoff einschließlich erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (RFNBO), (ii) kohlenstoffärmer Wasserstoff mit einer THG Minderung von mindestens 70% gegenüber dem fossilen Referenzwert³ und (iii) fossiler Wasserstoff als Negativabgrenzung. Für den unter (i) genannten erneuerbaren Wasserstoff gelten zudem verbindliche RFNBO-Systemkriterien⁴ zu Lebenszyklusemissionen, der Zusätzlichkeit erneuerbarer Energieerzeugung sowie zeitlicher und geografischer Korrelation zwischen Stromproduktion und Elektrolyse, wodurch die Klimawirkung abgesichert und Marktregeln vereinheitlicht werden sollen.

Diese definitorische Grundlage zeigt, dass die Herausforderungen der Wasserstoffwirtschaft nur durch einen Blick auf die gesamte Wertschöpfung einschließlich internationaler Lieferketten transparent werden. Technische Abhängigkeiten, regulatorische Hürden und operative Risiken entstehen vor allem an den Schnittstellen zwischen Wertschöpfungsstufen, Akteuren und Regulierungsebenen und sind heute vielfach unzureichend sichtbar. Ziel der Studie ist es, diese Komplexität systematisch aufzubrechen, zentrale Risikotreiber zu identifizieren und daraus praxisnahe Handlungsoptionen abzuleiten. Dazu skizziert die Studie zunächst das Zielbild der europäischen Wasserstoffwirtschaft und ordnet den aktuellen Hochlauf samt Herausforderungen ein. Die Auswertung der Experteninterviews mündet in eine Ursachen- und Treiberanalyse, die wesentlichen Risiken, ihre Abhängigkeiten und ihre Relevanz nach Impact und Eintrittswahrscheinlichkeit bewertet. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen formuliert, bevor im Fazit die zentralen Ergebnisse gebündelt und ein Ausblick auf weitere potenzielle Entwicklungspfade der Wasserstoffwirtschaft gegeben wird.

4. Zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Europas Wasserstoffhochlauf

Die Europäische Union und die Bundesregierung haben mit der REPowerEU, der Nationalen Wasserstoffstrategie und der überarbeiteten Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED III¹) einen politischen Rahmen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft gesetzt. Im Mittelpunkt steht das Erreichen der europäischen und nationalen Klimaneutralitätsziele durch den schnellen Ausbau von Elektrolysekapazitäten, die Skalierung der Nachfrage nach erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff sowie dem Aufbau einer integrierten Wasserstoffinfrastruktur. Neben der heimischen Erzeugung wird der Aufbau internationaler Partnerschaften als eine wesentliche Säule für zukünftige Importmengen definiert.

Das Zielbild umfasst ein ambitioniertes Mengengerüst (siehe Abbildung 1) mit klarem Expansionspfad: Ausge-

hend von heute rund 55 TWh, die überwiegend auf dem Einsatz von fossilem Wasserstoff beruhen⁵, steigt die erwartete Wasserstoff- und Derivatnachfrage bis 2030 auf 95 – 130 TWh, wobei die Bundesregierung davon ausgeht, dass ca. 50 – 70% dieses Bedarfs über internationale Lieferketten gedeckt werden müssen. Für 2045 zeichnen Szenarien in Deutschland einen Gesamtbedarf von rund 360 – 500 TWh Wasserstoff sowie zusätzlich etwa 200 TWh wasserstoffbasierte Derivate⁶, sodass auf grenzüberschreitende Importe langfristig eine zentrale Rolle bei der Versorgungssicherheit zukommt. Dafür muss mittelfristig sowohl die inländische Produktion als auch der international beschaffte Wasserstoff in einen gemeinsamen europäischen Binnenmarkt überführt werden.³

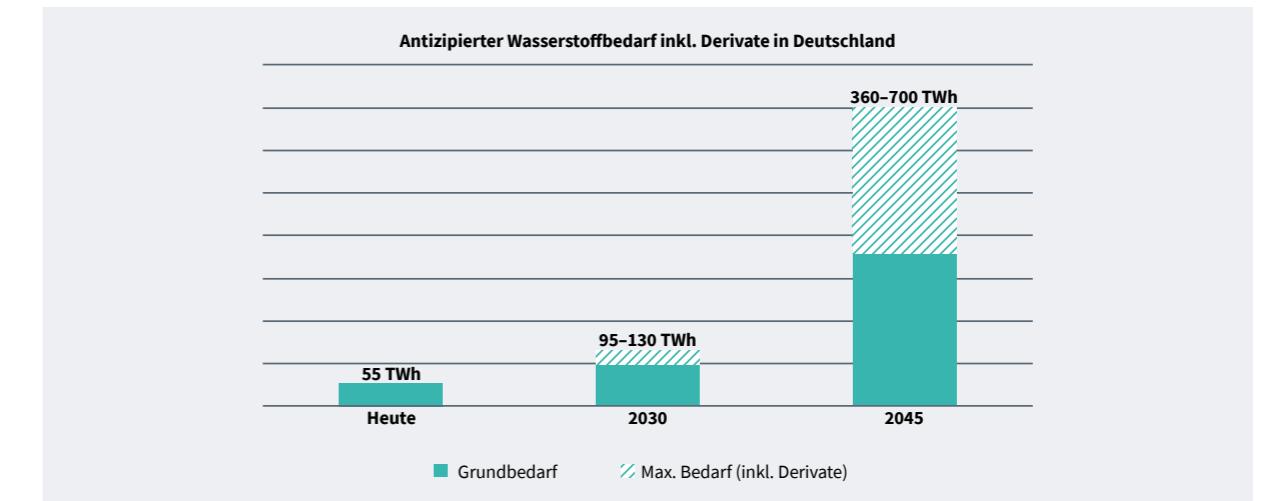


Abbildung 1: Prognostizierter Wasserstoff- und Derivatebedarf Deutschlands bis 2045⁶

Zur Erreichung dieses Zielbilds, ist der Aufbau einer leistungsfähigen Transport- und Importinfrastruktur erforderlich. Bis 2030 soll daher ein Wasserstoff-Kernnetz mit rund 1.800 km Länge entstehen, eingebettet in einen europäischen Wasserstoff-Backbone von etwa 4.500 km Länge, das die wesentlichen Industrie- und Verbrauchskorridore verbindet.⁵ Der Monitoringbericht der Bundesregierung unterstreicht die hohe strategische Bedeutung von Wasserstoff für die industrielle Transformation, weist jedoch zugleich darauf hin, dass der Markthochlauf aufgrund von Faktoren wie geringer Marktnachfrage, unzureichender Zahlungsbereitschaft sowie verzögterer Projektumsetzung bislang nur begrenzt den politisch gesetzten Ambitionen gerecht wird.

¹ Europäische Union (2023). Richtlinie (EU) 2023/2413. Link: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

² Europäische Union (2018). Richtlinie (EU) 2018/2001. Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

³ Europäische Union (2024). Richtlinie (EU) 2024/1788. Link: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401788

⁴ Europäische Kommission (2023). Verordnung (EU) 2023/1184. Link: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R1184>

⁵ BMWK (2023). Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie. Link: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf>

⁶ BMWK (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate. Link: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/Importstrategie-wasserstoff.pdf>

⁷ EWI & BET (2025). Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Link: <https://www.publikationen-bundesregierung.de/PP-DE/Publikationssuche/Energiewende-2384296>

Vom politischen Zielrahmen zur Marktrealität

Die bestehende Diskrepanz zwischen politischen Zielsetzungen und realwirtschaftlicher Umsetzung äußert sich in einem ausgeprägten Policy-Reality-Gap. Auf EU-Ebene wird dies daran sichtbar, dass im Mai 2025 alle Mitgliedsstaaten – mit Ausnahme Dänemarks – die Frist zur nationalen Umsetzung zentraler RED III-Bestandteile verfehlt haben.⁸ Die verzögerte Umsetzung der RED III bremst die Entwicklung von Wasserstoff-Abnahmeverträgen und verlangsamt das sektorale Wachstum, wodurch der europäische Wasserstoffhochlauf ins Stocken gerät.⁹

Ein vergleichbares Bild zeigt sich im Ausbau der Infrastruktur. Die Jahre 2024/25 markierten wichtige Etappensiege, wie die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes¹⁰, die Umwidmung eines ersten, rund 400 km langen OPAL-Erdgaspipeline-Abschnitts¹¹ sowie die ersten KfW-Einzahlung von etwa 172 Mio. € für die Wasserstoff-Netzentgelte¹². Zudem wurde Ende 2025 mit dem Entwurf des Wasserstoff-Beschleunigungsgesetzes¹³ ein Instrument vorgelegt, das durch feste Fristen, digitale Verfahren sowie den Status des „übergagenden öffentlichen Interesses“ für einschlägige Projekte eine deutliche Vereinfachung von Genehmigungsprozessen vorsieht. Dennoch bleiben die strengen Anforderungen der RED III samt den ambitionierten Kriterien des DA RFNBO prägende Rahmenbedingungen, die mit umfangreichen Vorgaben und administrativen Pflichten weiterhin zu wesentlichen Unsicherheiten führen und den Hochlauf in der frühen Marktphase spürbar erschweren.¹⁴

Diese Entwicklung zeigt sich besonders deutlich in der vorkommerziellen Projektlandschaft. Zwischen 2024 und Ende 2025 wurden zahlreiche nationale und internationale Flaggschiffprojekte pausiert oder sogar abgesagt, obwohl für viele bereits Förderzusagen vorlagen. Dazu zählen unter anderem geplante Wasserstoffanwendungen in der Stahlproduktion (ArcelorMittal¹⁵) sowie mehrere Großelektrolyseprojekte in Deutschland und Großbritannien (u. a. Statkraft¹⁶). Im August 2025 stellte Vattenfall zudem das von der

European Hydrogen Bank mit rund 247 Mio. € geförderte Projekt „Zeevonk“ ein, da die Vorgaben für eine Inbetriebnahme bis 2030 wegen Verzögerungen in der erforderlichen Infrastruktur nicht mehr erfüllbar waren¹⁷. Diese Reihe jüngerer Projektrückzüge verdeutlicht, dass fortbestehende regulatorische Unsicherheiten, marktwirtschaftliche Risiken und infrastrukturelle Verzögerungen selbst bei zugesagten Fördermitteln zentrale Bremsfaktoren bleiben.

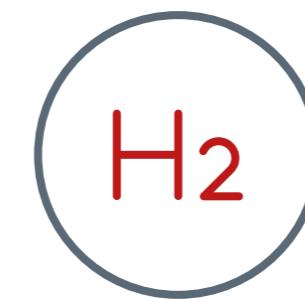
Ökonomische Hürden und systemische Barrieren im Markthochlauf

In der Folge zeigt sich eine systemische Verlangsamung in der Projektdynamik entlang der gesamten Wertschöpfungskette, welche den Aufbau integrierter Lieferketten von der Produktion über Transport und Handel bis zur Nutzung erheblich erschwert. Eine maßgebliche Barriere stellt die Kostenlücke zwischen erneuerbar erzeugtem, elektrolytischem Wasserstoff (RFNBO-konform) und konventionell erzeugtem Wasserstoff dar: Während fossilbasierte Herstellungsprozesse derzeit bei rund 3,5 €/kg liegen, kostet elektrolytisch erzeugter Wasserstoff aktuell im besten Fall 7 €/kg¹⁸. Die steigenden Anforderungen durch den DA RFNBO haben das Potenzial die Kosten bis 2030 nochmals um schätzungsweise um 3-4€/kg Wasserstoff zu steigern.¹⁹ Diese Kostenstruktur macht viele Anwendungen wirtschaftlich unattraktiv und bremst die Nachfrageentwicklung. Die im internationalen Vergleich höheren Stromkosten erhöhen die Kostenbasis und verschärfen den Standortnachteil für eine wettbewerbsfähige Wasserstoffproduktion, sowohl für bestehende Projekte als auch für neue Investitionen.

Zwar adressieren die EU und die Bundesregierung diese Herausforderungen mit Förderprogrammen, doch reichen die bestehenden Instrumente bislang nicht aus, um einen breiten Markthochlauf auszulösen. Während Programme wie die IPCEI-Förderung primär grenzüberschreitende Investitionen in technologieintensive Aufbauphasen kofinanzieren²⁰, zielen Klimaschutzverträge (KSV) sowie weitere Contracts for Difference (CfD) darauf ab, die Mehrkosten für

klimafreundliche Produktionsverfahren über einen festen Zeitraum ausgleichen. Flankierend dazu schafft H2Global²¹ über staatlich vermittelte Auktionsmechanismen erste Marktstrukturen für internationale Lieferbeziehungen. Die Projektreferenzen der vergangenen Jahre zeigen jedoch, dass diese Instrumente noch nicht die erforderliche Investitions- und Planungssicherheit bieten, um Projekte verlässlich in die finale Umsetzung zu überführen.

Die Vielzahl an Projekten, die trotz Förderzusagen verschoben oder eingestellt wurden, zeigt, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft nicht allein an Kostenfragen scheitert.²² Vielmehr wirken entlang der gesamten Wertschöpfungskette Risiken, Unsicherheiten und strukturelle Hemmnisse, die Investitionen verzögern oder verhindern und sich in einem dynamischen Markt- und Regulierungsumfeld fortlaufend ändern. Damit verbunden entwickelt die Studie auf Basis semistrukturierten Interviews mit zentralen Akteuren des Wasserstoffmarktes ein aktuelles Lagebild, um eine belastbare Einschätzung der wesentlichen Faktoren dieser Verzögerungen zu gewinnen. Sie fokussiert auf eine Risiko-Ursachen-Analyse, die auf dem Feedback von Marktteilnehmern beruht. Damit knüpft sie an das im Oktober 2025 veröffentlichte BDEW-Positionspapier zum Risikomanagement im Wasserstoffmarkthochlauf²³ an. Gleichzeitig rückt sie die Ursachenanalyse in den Fokus und vertieft die Bewertung jener Faktoren, die maßgeblich dazu führen, dass der Hochlauf stockt.



⁸ Enerdata (2025). Link: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/all-eu-ms-except-denmark-failed-transpose-renewable-directive-may-2025.html>

⁹ Energies Media (2025). Link: <https://energiesmedia.com/eu-delays-in-red-iii-slow-hydrogen-projects/>

¹⁰ BMWi (2024). Link: <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/10/20241022-wasserstoff-kernnetz.html>

¹¹ Tagesspiegel (2024). Link: <https://www.tagesspiegel.de/berlin/energetrager-wasserstoff-statt-erdgas-400-kilometer-pipeline-befüllt-15043265.html>

¹² KfW (2025). Link: <https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/Wasserstoff-Kernnetz.html>

¹³ Deutscher Bundestag (2025). Link: <https://dserver.bundestag.de/btd/21/025/2102506.pdf>

¹⁴ Nationaler Wasserstoffrat (2024). Link: https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/EN/2024/2024-03-01_NWR-Statement_Implementation_RED_III_Industry_Target.pdf

¹⁵ Handelsblatt (2025). Link: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/arcelor-mittal-stahlhersteller-sagt-wasserstoffprojekt-in-milliardenhohe-ab/100136073.html>

¹⁶ Statkraft (2025). Link: <https://www.statkraft.de/presse/2025/statkraft-stoppt-neuentwicklung-von-gruenen-wasserstoffprojekten/>

¹⁷ Argus Media (2025). Link: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2720220-largest-european-hydrogen-bank-funding-winner-pulls-out>

¹⁸ CATF (2025). Link: <https://www.catf.us/2025/03/hydrogen-is-crucial-for-the-eus-sustainable-prosperity-but-vision-alone-wont-get-us-there/>

¹⁹ BDEW (2025). Link: https://www.bdew.de/media/documents/Fakten_und_Argumente.pdf

²⁰ Europäische Kommission (2021). Link: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230\(02\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021XC1230(02))

²¹ BMWi (2022). Link: <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2022/01/Meldung/direkt-erklaert.html>

²² Handelsblatt (2026). Link: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutralitaet-ziel-fuer-gruenen-wasserstoff-in-gefahr/100190640.html>

²³ BDEW (2025). Link: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_-Risikomanagement_im_H2-Markthochlauf.pdf

5. Vorgehen und Studiendesign

Die Analyse basiert auf einem explorativen Ansatz. Dazu wurden in Q4 2025 semi-strukturierte Marktinterviews anhand eines Leitfadens mit unterschiedlichen Akteuren entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette durchgeführt. Der Interviewleitfaden umfasst sowohl strukturelle Fragen zur Positionierung des Unternehmens und Erfahrungen mit Wasserstoffprojekten als auch eine systematische Beleuchtung zentraler Projektrisiken. Die Interviews wurden anonymisiert ausgewertet und thematisch codiert. Aus den Ergebnissen wurden gemeinsame Muster, divergierende Perspektiven und Best-Practice-Ansätze abgeleitet.

Der eigens für diese Studie entwickelte Fragebogen adressiert insbesondere folgende Themenfelder:

- › Positionierung des Unternehmens in der Wertschöpfungskette
- › Erfahrungsstand mit Wasserstoff- bzw. PtX-Projekten z. B. über Fördermechanismen wie IPCEI oder Klimaschutzverträge
- › Wahrnehmung und Priorisierung von Projektrisiken (Regulatorik, Wirtschaftlichkeit, Technologie & Infrastruktur, Markt & Gesellschaft, Stakeholder-Abhängigkeiten)
- › Kooperationserfahrungen und -modelle
- › Best Practices, Lessons Learned und identifizierte Verbesserungspotenziale

Die gewonnenen Erkenntnisse wurden mit internen Projekt- und Markterfahrungen und vorangegangenen Studien des BDEW eingeordnet, um ein robustes Gesamtbild zu erzeugen.

5.1 Interviewpartner und Branchenabdeckung

Insgesamt wurden verschiedene Unternehmen und Institutionen interviewt, die ein breites Spektrum der deutschen und europäischen Wasserstoffwirtschaft abdecken. Ein Auszug dieser Unternehmen ist:

- › ANDRITZ AG
- › BASF SE
- › ENERTRAG SE
- › EWE AG
- › IG Metall
- › Karl Diederichs GmbH & Co. KG
- › Salzgitter AG
- › SEFE Securing Energy for Europe GmbH
- › Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- › VNG AG

Die Auswahl erfolgte nach dem Prinzip der maximalen Heterogenität, um unterschiedliche Perspektiven entlang der Wertschöpfungskette einzubeziehen.

Upstream-Sektor mit Unternehmen aus den Bereichen:

- › Anlagenbau
- › Projektentwicklung für erneuerbare Energien und Elektrolyse
- › Ganzheitliche Energieunternehmen
- › Systemintegratoren

Midstream-Sektor mit Unternehmen aus den Bereichen:

- › Betreiber von Gasnetzen und Speicherinfrastrukturen
- › Energiehändler / Commodity Trading

Downstream-Sektor mit Unternehmen aus den Bereichen:

- › Stahlindustrie
- › Stahlverarbeitung
- › Chemische Grundstoffindustrie
- › Hersteller chemischer Erzeugnisse
- › kommunale Energieversorger

Weitere Teilnehmer der Studie:

- › Versicherungswirtschaft
- › Arbeitnehmervertretungen
- › Verwaltung und Management von Förderprojekten

5.2 Begriffsverständnis und Definitionen

Für die Studie wird ein einheitlicher Definitionsrahmen eingeführt, um die Bewertung von Treibern (Ursachen), Risiken und Wirkungen konsistent zu gestalten:

- › **Treiber:** Faktoren, die das Entstehen oder die Verstärkung eines Risikos begünstigen. Beispiele: regulatorische Unsicherheit, fehlende Standardisierung, volatile Kosten, begrenzte Infrastrukturverfügbarkeit.
- › **Risiken:** Potenzielle Ereignisse oder Bedingungen, die dazu führen können, dass Projekte verzögert, verteuert,

eingeschränkt umgesetzt oder nicht realisiert werden.

Die Bewertung erfolgt qualitativ anhand:

- › des erwarteten Ausmaßes möglicher Auswirkungen (Impact) und
- › der erwarteten Eintrittswahrscheinlichkeit.

- › **Auswirkungen:** Die konkreten Folgen, die durch das Eintreten eines Risikos entstehen, z. B. Verzögerungen, Kostenerhöhungen, Unterauslastung oder ausbleibende Investitionsentscheidungen.

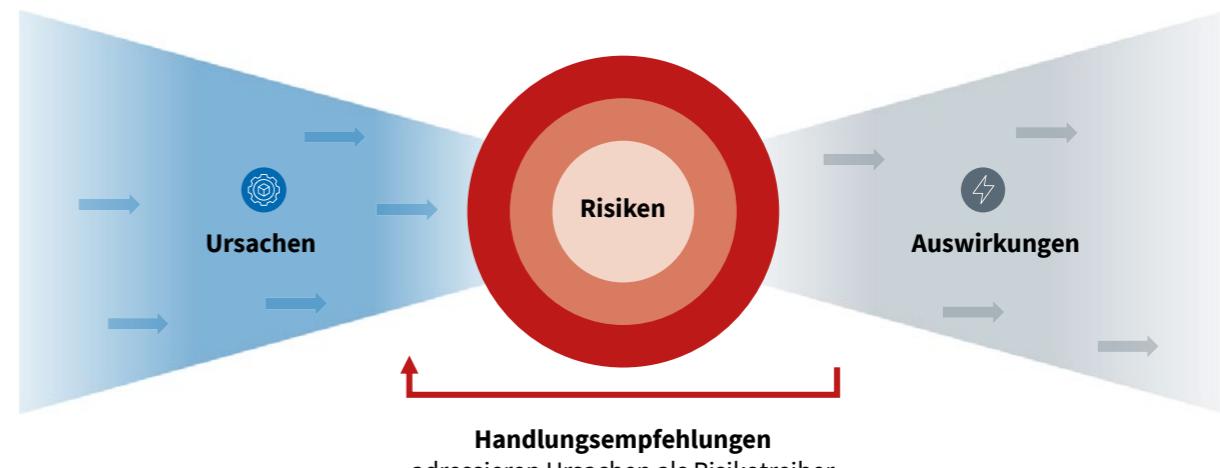


Abbildung 2: Analyse-Modell der Studie

Dieser konzeptionelle Rahmen ermöglicht es, Risiken nicht isoliert, sondern im Zusammenspiel ihrer zugrunde liegenden Treiber und ihrer Wirkmechanismen zu analysieren. Zentrales Ergebnis der Analyse sind Handlungsempfehlungen, die geeignet sind, einzelne oder mehrere Treiber gezielt so zu adressieren, dass ein dahinterliegendes Risiko in Eintrittswahrscheinlichkeit oder dem Impact reduziert oder mitigiert wird.

6. Analyse der Risikolandschaft

In den Marktinterviews wurden diverse Risiken sowie deren Treiber, begünstigende Faktoren und Konsequenzen im unternehmerischen Handeln von den Interviewpartnern benannt. Eine Übersicht dieser Risiken ist in Abbildung 3 dargestellt, sortiert nach ihrem Impact auf den Projekterfolg. Im Folgenden werden die Risikodefinitionen anhand ihrer Treiber und Wirkung ausführlicher hergeleitet und es

wird analysiert, welche Akteure durch das jeweilige Risiko betroffen sind und welchen spezifischen Herausforderungen sich die Branchen gegenübersehen. Daraus ergeben sich im darauffolgenden Abschnitt eine vertiefte Analyse der Treiber sowie eine ganzheitliche Bewertung der Risiken hinsichtlich ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und ihres Impacts.

Risiko	Definition	Hauptwirkung	Impact
R1 Abnahmerisiko	Das Ausbleiben langfristiger Abnahmeverträge sowie der mögliche Ausfall bestehender Abnehmer führen zu Absatzunsicherheit, Unterauslastung und eingeschränkter Investitionssicherheit.		
R2 Finanzierungsrisiko	Risikoauflösungen, eingeschränkte Bankability und komplexe Förderbedingungen erschweren die Fremdkapitalfinanzierung.		
R3 Ordnungspolitisches Risiko	Regulatorische Änderungen am Status Quo oder Unsicherheit über zukünftige Rahmenbedingungen gefährden Investitionswerte oder verhindern Marktzugang.		Risiko führt ohne Adressierung zum Scheitern von Projekten oder verhindert finale Investitionsentscheidungen
R4 Marktpreisrisiko	Dauerhafte Kostenlücke zwischen Marktpreisen (auf Basis der Gestaltungskosten) und Zahlungsbereitschaft im Markt, insbesondere im Vergleich zu fossilen Alternativen führen zu Herausforderungen beim Business-Case.		
R5 Produktionskostenrisiko	Preisvolatilität und steigende Komplexität in der Strom- und Inputbeschaffung können künftige Produktionskosten, Wirtschaftlichkeit und Margenziele gefährden.		
R6 Marktliquiditätsrisiko	Fehlende Handelsstrukturen und geringe Marktliquidität verhindern Preisabsicherung und kurzfristigen Mengenausgleich und erhöhen Preisvolatilität.		
R7 Lieferkettenrisiko	Engpässe in globalen Lieferketten bei Komponenten, Vorprodukten oder H2-Importen führen zu Produktionsstillstand, Versorgungsunterbrechungen und Kostenunsicherheit.		Risiko führt zu Projektverzögerungen, Kostensteigerungen oder erhöhten Risikoauflösungen
R8 Infrastrukturrisiko	Verzögerte oder fehlende Netzanbindung verhindert Marktzugang und verursacht Stillstandskosten.		
R9 Vertragsrisiko	Hohe Abhängigkeiten in bilateralen Vertragsbeziehungen (Insolvenz oder Zahlungsunfähigkeit) und fehlende Standardprodukte erhöhen Abstimmungsaufwand, Komplexität und finanzielle Risiken.		
R10 Arbeitsmarktrisiko	Bedarf an qualifizierten Fachkräften übersteigt Angebot im Markt für Aufbau und Betrieb von Infrastrukturen.		
R11 Technisches Produkt-Risiko	Umwstellung auf H2-Nutzung führt zu technischen Herausforderungen in Prozessen, Anlagen und Materialien.		Risiko ist mit etablierten Marktinstrumenten beherrschbar

Upstream Midstream Downstream Cross

Abbildung 3: Auflistung der in dieser Studie identifizierten Risiken mit den verwendeten Definitionen sowie einer Einordnung ihrer Hauptwirkungen in den Wertschöpfungsstufen und ihres Impacts auf Projekte

6.1 Risikolandschaft in der Wasserstoffwirtschaft

R1 Abnahmerisiko

Das Abnahmerisiko zählt zu den zentralen Risiken im Wasserstoffhochlauf und wirkt besonders stark im Upstream-Segment, strahlt jedoch über Midstream-Strukturen bis in den Downstream-Bereich aus. Es beschreibt die Unsicherheit, ob ausreichende, langfristige und verbindliche Abnahmeverträge für erneuerbaren Wasserstoff zustande kommen. Fehlen solche Abnahmeverträge oder fallen eingeplante Abnehmer aus, entstehen unmittelbar Absatz- und Erlösunsicherheiten, Unterauslastung und wirtschaftliche Risiken, da notwendige Volllaststunden electrolytischer Anlagen nicht planbar erreicht werden können.

Im Zentrum steht die strukturelle Lücke zwischen dem langfristigen Absicherungsbedarf der Produzenten und der zurückhaltenden Nachfrage. Für die Finanzierung großskaliger Elektrolyseprojekte sind Abnahmeverträge mit Laufzeiten von 15–20 Jahren erforderlich, da sie als Grundlage für Bankability²⁴ und Fremdkapitalbereitstellung dienen. Ebenso sind in verschiedenen Förderprogrammen Produktionsbedingungen vorgeschrieben, die eine langfristige Abnahmesicherung voraussetzen. Demgegenüber stehen Akteure, die aufgrund unsicherer Preisentwicklungen, technologischer Alternativen oder regulatorischer Unklarheiten zumeist nur kurzfristige Bindungen eingehen möchten. Diese Divergenz führt zu einer Situation, in der Projekte trotz fortgeschrittener Planung keine FID (Final Investment Decision) treffen können.

Ein wesentlicher Treiber ist die geringe Marktliquidität und begrenzte Zahlungsbereitschaft zentraler Abnehmerbranchen. Energieintensive Industrien verfügen nur über geringe Spielräume für Preisaufschläge; in Interviews wurde zudem berichtet, dass selbst intern erzeugter Wasserstoff aufgrund hoher Preisensensitivität schwer absetzbar ist. Dies führt zu Absatzlücken und verstärkt die Priorisierung anderer Dekarbonisierungspfade wie Elektrifizierung, Effizienzsteigerungen oder der Nutzung von Carbon-Capture-and-Storage/Utilization (CCS/CCU). Die Folge ist eine zurückhaltende, häufig testweise Nachfrage, die nicht ausreicht, um Elektrolyseure langfristig auszulasten.

Auch der regulatorische Rahmen erhöht das Abnahmerisiko. Unklare Vorgaben zu Abnahmekonten, Transformationspfaden oder Wasserstoff-Marktinstrumenten verhindern verlässliche Preissignale. Politische Verzögerungen, wie sie bei aktuell bei der Kraftwerksstrategie beobachtet werden, schwächen die Rolle potenzieller Ankermärkte. Viele Abnehmer verschieben finale Investitionszusagen und berichten, dass sie auf die endgültige Ausgestaltung förderseitiger Absicherungsmechanismen wie KSVs oder CfDs / CCfDs warten.

Infrastrukturbabhängigkeit wirken zusätzlich risikoverstärkend. Fehlende oder verspätete Netzanschlüsse sowie begrenzte Terminal- und Transportkapazitäten verhindern, dass selbst kaufbereite Abnehmer Wasserstoff beziehen können. In Regionen mit attraktiven Alternativen wie Abwärme- oder Fernwärmelösungen sinkt die Nachfrage zusätzlich.

Fazit: Das Abnahmerisiko bleibt für viele Projekte ein möglicher Abbruchfaktor, da ohne langfristige Abnahme-Verträge weder Finanzierung noch eine verlässliche Planung und Skalierung der Produktion gewährleistet werden kann. Die Unsicherheit auf der Nachfrageseite wirkt damit als entscheidender Engpass im gesamten Markthochlauf.

R2 Finanzierungsrisiko

Das Finanzierungsrisiko zählt zu den zentralen Risikofeldern insbesondere im Upstream-Segment, da es in besonderem Maße darüber entscheidet, ob Wasserstoffprojekte überhaupt die Phase einer FID erreichen. Zum Teil sind aber auch im Downstream Akteure von Finanzierungsrisiken in Wasserstoffprojekten betroffen. Es entsteht durch ein komplexes Zusammenspiel aus hohen Renditeanforderungen der Kapitalgeber, strengen Risikoauflösungen, fehlenden langfristigen Abnahmeverträgen sowie einem uneinheitlichen und teils starren Förderrahmen. Die Folge ist eine eingeschränkte Bankability vieler Projekte, die trotz technologischer Reife und politischer Zielsetzung nicht in die Umsetzung gelangen.

²⁴ Bankability bezeichnet die Finanzierbarkeit eines Projekts aus Sicht von Banken/Investoren, also den Grad, zu dem Risiken beherrschbar, Erträge verlässlich und Rahmenbedingungen stabil sind, sodass eine Finanzierung zu akzeptablen Konditionen möglich ist.

Im Zentrum des Finanzierungsrisikos steht die Herausforderung, ausreichende Sicherheit für Kapitalgeber herzustellen, um Fremdkapital zu tragfähigen Konditionen einzuwerben zu können. Unternehmen im Upstream-Bereich sind mit hohen Eigenkapitalanforderungen von 15–20 % konfrontiert, zudem ist Non-Recourse-Finanzierung²⁵ in der Regel nicht möglich, wodurch ein starkes Bilanzprofil zum entscheidenden Engpass wird. Kapitalgeber fordern üblicherweise langfristige und verlässliche Abnahmestrukturen: Zusagen von 70–80 % der Produktionsmenge sowie ein finanzstarker Abnehmer gelten als Grundvoraussetzung. Kurzfristige oder flexible Vertragsmodelle, die aus Sicht einzelner Akteure (z. B. in der industriellen Weiterverarbeitung) attraktiv erscheinen, reichen für Projektfinanzierungen jedoch nicht aus. Dadurch entsteht ein struktureller Konflikt zwischen der erforderlichen Planbarkeit für Finanzierer und der gewünschten Flexibilität im Markt.

Das Risiko wird insbesondere durch regulatorische und fördertechnische Treiber verschärft. Die bestehende Förderlandschaft gilt als zersplittet und von heterogenen Kriterien geprägt, was die Planbarkeit und Vergleichbarkeit von Finanzierungsoptionen erheblich einschränkt. Starre Anforderungen zu Projektgröße, Zeitkorridore oder Nachweispflichten führen zu aufwendigen Projekt-Redesigns, Kostenunsicherheiten und zeitlichen Verzögerungen. Gleichzeitig reduzieren CAPEX Förderprogramme das Risiko auf Kapitalkostenseite nicht in ausreichendem Maße, da sich nach Aussage mehrerer Interviewteilnehmer die gewichteten Kapitalkosten (WACC) trotz Förderung kaum verringern. In der Folge bleiben Projekte teuer und schwer finanziierbar.

Weitere Treiber liegen im regulatorischen Marktrahmen, wo Verzögerungen bei der Überführung europäischer Direktiven zu Planungsunsicherheit führen. Zudem fehlen für belastbare Investitionsplanungen ein verbindliches CfD-Schema und klare Wasserstoff-Quoten. Die Unsicherheit der verfügbaren Netzzuschlüsse und damit ein sicherer Zugang zu Abnehmern wirkt hier ebenfalls hemmend. Das so entstehende Risikobündel wirkt auf allen Ebenen, konzentriert sich aber insbesondere im Upstream, da dort notwendige FIDs blockiert werden.

Fazit: Das Finanzierungsrisiko stellt aufgrund strenger Anforderungen der Kapitalgeber, fehlender regulatorischer Planbarkeit und unklarer Abnahmeverträge eine zentrale

Hürde für viele Projekte dar. Diese Faktoren erschweren die Bereitstellung von Fremdkapital und verzögern FIDs trotz technischer Reife.

R3 Ordnungspolitisches Risiko

Das ordnungspolitische Risiko zählt zu den wirkungsstärksten Risiken, da sowohl regulatorische Unsicherheiten im Status Quo aber auch nachträgliche Änderungen an regulatorischen Rahmenbedingungen den Wasserstoffhochlauf erschweren, Investitionswerte gefährden und Geschäftsmodelle unkalkulierbar machen können. Es wirkt über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg, da langfristige Investitionen in Elektrolyseure, Handelsportfolios und Produktionsprozesse nur auf Basis stabiler und verlässlicher regulatorischer Rahmenbedingungen getroffen werden können. Fehlender Bestandsschutz („Grandfathering“) sowie starre oder sich verändernde Vorgaben bergen die Gefahr, dass bereits getätigte Investitionen entwertet werden.

Im Zentrum des Risikos stehen die strengen und komplexen Anforderungen des DA RFNBO. Vorgaben zu Zusätzlichkeit, zeitlicher und räumlicher Korrelation sowie umfangreiche Nachweis- und Zertifikatsanforderungen erzeugen einen hohen administrativen Aufwand und schränken die operative Flexibilität ein. Eine zeitnahe Überarbeitung des DAs, deutlich vor dem avisierten Zeitfenster 2028, durch die EU-Kommission ist erforderlich, um Planungssicherheit zu schaffen und zu verhindern, dass Investitionen rückwirkend entwertet oder Produktionsprozesse als nicht

Weitere Treiber ergeben sich aus komplexen Förderanforderungen: Lange Verfahren, wechselnde Kriterien und strikte Produktionsvorgaben verursachen einen erheblichen administrativen Aufwand. Verfehlten Projekte regulatorisch festgelegte Deadlines oder Produktionspflichten, kann dies die Wirtschaftlichkeit kippen oder zur vollständigen Rückzahlung von Fördermitteln führen. Gleichzeitig verlängern sich Planungszeiträume, wodurch Projekte anfälliger für Marktdynamiken werden.

Im regulatorischen Marktrahmen verstärken unsichere Genehmigungsprozesse, fehlende Klarheit zu u.a. ETS/CBAM/ReFuelEU/EU-MER-Regeln oder die mangelnde Technologieoffenheit (z. B. Ausschluss von blauem Wasserstoff) das Risiko. Diese Faktoren können Standortnachteile schaffen, Marktchancen verzögern und wichtige Übergangslösungen verhindern.

Fazit: Das ordnungspolitische Risiko stellt einen potenziellen Showstopper dar, weil regulatorische Unsicherheit FIDs verhindern, Investitionen entwerten und die langfristige Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen schwächen kann. Verlässliche, konsistente und berechenbare Rahmenbedingungen sind daher Voraussetzung für die Entstehung eines stabilen und investitionsfähigen Wasserstoffmarktes.

R4 Marktpreisrisiko

Das Marktpreisrisiko bildet eines der zentralen Hindernisse im Hochlauf des Wasserstoffsystems. Es entsteht durch eine strukturelle und bislang anhaltende Lücke zwischen den Bereitstellungskosten von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff und der Zahlungsbereitschaft potenzieller Abnehmer. Da weder eine Kostenparität zu fossilen Alternativen noch ausreichende Marktliquidität erreicht ist, bleibt die Nachfrage deutlich hinter den Erwartungen zurück. Es entfaltet entlang der gesamten Wertschöpfungskette unmittelbare Auswirkungen auf FIDs, Erlöspotenziale und die Refinanzierung von Infrastruktur, Erzeugungs- und Verarbeitungsanlagen.

Im Kern des Marktpreisrisikos steht eine dauerhafte Preisdifferenz: Die Gestehungskosten für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff liegen weiterhin signifikant über den fossilen Referenzprodukten (Erdgas oder konventionell erzeugter Wasserstoff). Gleichzeitig ist die Bereitschaft vieler Abnehmer begrenzt, Preisaufschläge zu tragen, da sie selbst im internationalen Wettbewerb stehen und Kosteneffizienz priorisieren müssen. Branchen wie Stahl, Chemie oder Mobilität können erhöhte Energiekosten nur eingeschränkt weitergeben, was zu einer Zurückhaltung bei langfristigen Abnahmeverträgen führt. Die Folge ist ein Kreislaufeffekt: Ohne Nachfrage entstehen keine Skaleneffekte und ohne sinkende Kosten steigt die Nachfrage nicht.

Ein zentraler Treiber dieses Risikos ist die noch geringe Wasserstoff-Marktliquidität. Der Marktaufbau befindet sich weiterhin in einer frühen, fragmentierten Phase, in der Wasserstoff überwiegend bilateral und ohne transparente Preisbildung gehandelt wird. Standardisierte Produkte, Referenzpreise oder Preissicherungsmechanismen fehlen

weitgehend. Dies erschwert vor allem kleineren Abnehmern ohne eigenen Energiehandel den Marktzugang und führt zu Unsicherheiten hinsichtlich langfristiger Kosten-trends.

Auch der regulatorische Wasserstoff-Marktrahmen verstärkt das Marktpreisrisiko. Die teilweise langsame oder inkonsistente Umsetzung von EU-Vorgaben, wie bspw. des DA RFNBO, verlängern Planungsphasen und lassen keine verlässlichen Preisstrukturen entstehen. Unternehmen verschieben FIDs, solange wesentliche Elemente wie langfristige Planungssicherheit, CfD-Mechanismen, Quoten oder grüne Produktstandards nicht konkretisiert sind. Ohne diese Marktsignale bleibt die Zahlungsbereitschaft niedrig, da sich Abnehmer nicht auf langfristige Kostenpfade verlassen können.

Ein weiterer Treiber liegt in der Infrastrukturplanung. Hohe Kosten beim Aufbau von individuellen Anschlüssen entstehen insbesondere für Verdichter und Druckregelstationen, erhöhen die effektiven Bezugspreise und machen Wasserstoff für viele Anwendungen unattraktiv. Akteure berichten zudem, dass aufgrund der bisher fehlenden Priorisierungen z. T. Transportumleitungen die Planung verteuren. Insbesondere kleinere Abnehmer tragen dadurch überproportional hohe Kosten, da Skaleneffekte noch fehlen und regionale Anschlussunsicherheiten bestehen. An vielen Standorten ist zudem unklar, ob und wann eine Netzanbindung realisiert wird, was den erwartbaren Preis zusätzlich beeinflusst.

Fazit: Das Marktpreisrisiko bildet ein eng verknüpftes Risikofeld, das sich aufgrund struktureller Kostenunterschiede zu einem möglichen Abbruchfaktor entwickeln und sowohl die Angebotsentwicklung als auch die Nutzungsbereitschaft im Markt begrenzen kann. Ohne Kostensenkungen, stärkere regulatorische Klarheit und marktstabilisierende Instrumente bleibt die Preisbildung fragil und erschwert Refinanzierung und Nachfrage.

²⁵ Non-Recourse ist eine Form der Projektfinanzierung, bei der die Haftung auf das Projektvermögen begrenzt ist und kein Rückgriff auf das sonstige Vermögen der Gesellschafter möglich ist

R5 Produktionskostenrisiko

Das Produktionskostenrisiko zählt zu den zentralen wirtschaftlichen Risiken im Upstream und entsteht durch Preisvolatilität, steigende Komplexität in der Strom- und Inputbeschaffung sowie durch technologische und betriebliche Unsicherheiten. Es umfasst alle Faktoren, die künftige Produktionskosten, Wirtschaftlichkeit und Margenziele gefährden können. Insbesondere die Beschaffung von erneuerbarem Strom nach RFNBO-Kriterien, die Effizienz und Verfügbarkeit der Elektrolyseure sowie Ersatzteil-, Wartungs- und Skalierungsbedarfe wirken direkt auf die Gesamtkosten der Wasserstoffherstellung. Fehlende Skaleneffekte und der Wegfall regulatorischer Kostenentlastungen wie der Netzentgeltbefreiung verstärken diese Risiken zusätzlich.

Im Zentrum des Produktionskostenrisikos stehen die hohen Strombezugskosten und die wachsende Komplexität der EE-Beschaffung. Die Einhaltung strenger Zusätzlichkeits-, Zeitkorrelations- und Regionalitätskriterien führt

dazu, dass verfügbare erneuerbare Strommengen begrenzt sind und Power Purchase Agreements (PPAs) mit erheblichen Kostenaufschlägen abgeschlossen werden müssen. Gleichzeitig rechnen Wasserstoffproduzenten mit deutlichen höheren Strombezugskosten, da 2029 die Netzentgeltbefreiung ausläuft. Auch kurzfristige Strommarktvolatilitäten erhöhen das Risiko, da sie unmittelbar auf die Produktionskosten durchschlagen.

Neben der Strombeschaffung wirken betriebliche und technologische Treiber kostenerhörend. Fehlende Langzeitbetriebserfahrung mit großskaligen Elektrolyseuren führt zu Unsicherheiten bei Materialdegradation, Ersatzteilverfügbarkeit und Wartungsintervallen. Technische Ausfälle oder niedrigere Produktionseffizienzen als geplant können die Vollastbetriebsstunden reduzieren und damit die spezifischen Produktionskosten erheblich erhöhen. Auch die Skalierung neuer technologischer Komponenten, die Verfügbarkeit von Betriebsmitteln und die Notwendigkeit zusätzlicher technischer Peripherie (z. B. Kühlung, Wasseraufbereitung, Umspanntechnik) führen zu Kostenrisiken, die heute nur begrenzt prognostizierbar sind.

Daneben gibt es Treiber, die durch die Abhängigkeit von Transportinfrastrukturen auf das Produktionskostenrisiko wirken, denn aus Sicht verschiedener Akteure sind die Terminzusagen bei der Fertigstellung der Kernnetzsegmente eine Unsicherheit, die durch den Einsatz von Straßen- oder Schienentransport kurzfristig kompensiert werden kann, aber zu erheblichen Mehrkosten im Endprodukt führen können.

Fazit: Das Produktionskostenrisiko bildet ein breit gefächertes Risikofeld, in dem Stromkosten, Effizienzparameter, technologische Reife und regulatorische Vorgaben eng zusammenwirken. Kostensteigerungen gefährden direkt die Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit von Projekten und können damit FIDs im Upstream verzögern oder verhindern.

R6 Marktliquiditätsrisiko

Das Marktliquiditätsrisiko entsteht aus der noch sehr geringen Anzahl aktiver Marktteilnehmer, fehlenden standardisierten Handelsstrukturen und der Abwesenheit liquider Spot- oder Terminmärkte. In der aktuellen Markt-Phase dominieren bilaterale Einzelverträge, da weder transparente Preisbildungsmechanismen noch funktionierende Handelsplattformen existieren. Dadurch können Marktteakteure Preise, Mengen und Risiken nicht über etablierte Hedging-Instrumente absichern, was die Preisvolatilität erhöht und die Planbarkeit im Midstream- und Downstream-Segment erheblich einschränkt.

Im Zentrum des Risikos steht die fehlende Möglichkeit, kurzfristige Mengenschwankungen oder Lieferausfälle auszugleichen. Da keine liquide und standardisierte Handelsumgebung vorhanden ist, führen nicht abgenommene Mengen oder Produktionsausfälle unmittelbar zu Preisinseln, Erlösausfallrisiken und höheren Transaktionskosten. Für First-Mover erhöht sich das Risiko zusätzlich, da sie keine Bandbreite an alternativen Bezugsquellen oder Abnehmern haben, auf die sie im Störungsfall ausweichen können. Oft werden daher von den Interviewteilnehmern konventionelle, fossile Fallback-Optionen genannt.

Die Marktstruktur ist zudem stark konzentriert: Eine geringe Anzahl produzierender Anlagen trifft auf wenige Großabnehmer. Diese Abhängigkeit verstärkt Erlös- und Ausfallrisiken und kann zu Unterauslastung der Infrastruktur führen. Gleichzeitig sind Endanwender mit unsicheren Preisen und hohen Volatilitätsrisiken konfrontiert, was FIDs in Wasserstofftechnologien verzögert. Die fehlende Möglichkeit zur Preisabsicherung erschwert die Integration in industrielle Produktionsprozesse und führt zu konservativen Nachfrageprognosen.

Ein weiterer Treiber ist das Fehlen grenzüberschreitender Zertifikats- und Herkunftssysteme, die einen international handelbaren Markt ermöglichen würden. Ohne harmonisierte Standards bleibt der Handel fragmentiert, und die Marktliquidität bildet sich nur langsam heraus.

Fazit: Das Marktliquiditätsrisiko führt zu erhöhten Risikoauflschlägen, eingeschränkter Preisfindung und planerischen Unsicherheiten. Zwar wirkt es nicht als möglicher Showstopper, bleibt jedoch ein relevanter Verzögerungs- und Kosten treiber, der erst mit wachsender Marktdichte, Standardisierung und stabilen Handelsplattformen abnimmt.

R7 Lieferkettenrisiko

Das Lieferkettenrisiko stellt ein wesentliches Querschnittsrisiko mit sechs unterschiedlichen Treibern entlang der gesamten Wertschöpfungskette dar und betrifft sowohl die Errichtung neuer Erzeugungsanlagen als auch den laufenden Betrieb und die Versorgung der Abnehmer. Es entsteht durch hohe Abhängigkeiten von globalen Lieferketten für wesentliche Wasserstoffkomponenten, insbesondere Elektrolyseure, Stacks, Leistungselektronik, Kompressoren, Ammoniakcracker-Technologien, Ersatzteile und Spezialmaterialien sowie durch begrenzte Redundanzen und unzureichend entwickelte internationale Importpfade für Wasserstoff und seine Derivate bzw. Vorprodukte. Verzögerungen, technische Ausfälle oder Lieferunterbrechungen wirken unmittelbar auf Projektzeitpläne, Betriebskontinuität und Kostenstrukturen.

Im Zentrum des Lieferkettenrisikos steht die starke internationale Konzentration der Wertschöpfung. Insbesondere bei Elektrolyseuren und Schlüsselkomponenten dominieren asiatische Hersteller, deren Skalenvorteile und gezielte Förderregime zu deutlich niedrigeren Preisen führen, gleichzeitig aber eine strukturelle Abhängigkeit europäischer Projekte verstärken. Für viele Komponenten existieren kaum Second-Source-Optionen, was die Resilienz der Lieferketten erheblich reduziert. Single-Sourcing-Ansätze erhöhen die Gefahr, dass der Ausfall eines Lieferanten, z. B. durch technische Probleme, geopolitische Spannungen oder Zertifizierungshürden, unmittelbar zu Produktionsunterbrechungen, Verzögerungen oder technischen Risiken führt.

Die technologische Reife vieler Anlagen trägt ebenfalls zum Risiko bei. Elektrolyseure im industriellen Maßstab verfügen häufig noch nicht über belastbare Betriebsdaten, wodurch Ersatzteilbedarfe, Degradationspfade und potenzielle Ausfallrisiken nur begrenzt vorhersehbar sind. Fehlende Ersatzteile oder lange Lieferzeiten können zu deutlichen Betriebsunterbrechungen führen, insbesondere für Projekte in sogenannten Wasserstoffinseln, die nicht über redundante Versorgungspfade verfügen.

Auch die H₂-Importrouten sind ein zentraler Risikotreiber. Fehlende oder verzögerte Terminal- und Cracker-Kapazitäten, unsichere globale Lieferketten und begrenzte Transportkapazitäten führen zu Unsicherheiten über die tatsächliche Verfügbarkeit von Wasserstoff oder Wasserstoffderivaten zum Bedarfszeitpunkt. Unterbrechungen internationaler Lieferketten können Preisspitzen erzeugen oder dazu führen, dass Abnehmer in Spitzenlastzeiten keine ausreichenden Mengen mehr beziehen können.

Planungsunsicherheiten in der Infrastruktur verstärken das Risiko zusätzlich: Unklare Netzkapazitäten, fehlende Koordination zwischen Erzeugern, Netzbetreibern und Importeuren sowie Unsicherheiten über Volumenströme erschweren eine verlässliche Abstimmung entlang der Versorgungskette. Dadurch entstehen Risiken für Verzögerungen sowohl im Ausbau der Infrastruktur als auch in der operativen Versorgung.

Fazit: Das Lieferkettenrisiko führt zu einem hohen Maß an Unsicherheit bei Zeitplänen, Verfügbarkeiten und Kosten. Während Projekte nicht zwingend vollständig stoppt, wirkt es als zentraler Verzögerungs- und Resilienzrisikofaktor, da internationale Abhängigkeiten, geringe Redundanzen und technologische Unreife operative und finanzielle Auswirkungen für Upstream-, Midstream- und Downstream-Akteure gleichermaßen verursachen kann.

R8 Infrastrukturrisiko

Das Infrastrukturrisiko zählt zu den zentralen Verzögerungsfaktoren im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und wirkt wertschöpfungsübergreifend. Es entsteht durch verzögerte oder unzureichend ausgebauten Netz- und Terminalinfrastrukturen, Verfügbarkeit von Cracker- und Speicheranlagen, unklare Netzentgeltregelungen insbesondere im Verteilnetz sowie regionale Standortnachteile. Diese Faktoren erschweren für Produzenten, Midstream-Akteure und Abnehmer gleichermaßen den Zugang zu Wasserstoff und verhindern, dass geplante Projekte rechtzeitig in Betrieb gehen.

Im Mittelpunkt steht die zeitkritische Abhängigkeit von Pipeline-, Speicher- und Verteilnetzen. Für den Upstreambereich ist ein verlässlicher Netzzanschluss erforderlich, um produzierte Mengen absetzen zu können. Verzögerte Fertigstellung von Kernnetzsegmenten oder fehlende Volumenstromzusagen führen zu Stillstandskosten und verschieben oder entwerten FIDs. Für Midstream-Akteure

bleibt zudem ungewiss, wie Netzentgelte und Refinanzierungslogiken der Infrastruktur ausgestaltet werden, was die Entwicklung tragfähiger Geschäftsmodelle erschwert. Auf der Nachfrageseite stellt die fehlende Transparenz über Anschlussoptionen und Kostenstrukturen ein wesentliches Hemmnis dar. Unternehmen benötigen klare Zusagen zu Kapazitäten, Transportkosten und Zeitplänen, um ihre Transformationsprojekte planen zu können. Unklare oder verspätete Netzanschlüsse führen dazu, dass Abnehmer alternative Dekarbonisierungspfade durch Elektrifizierung oder Abwärmenutzung priorisieren, wodurch die Nachfrage nach Wasserstoff geringer ausfällt als projektiert.

Regionale Unterschiede verstärken das Risiko: Standorte mit unmittelbarer Nähe zum Kernnetz verfügen über deutliche Vorteile, während abgelegene oder schlecht erschlossene Regionen mit strukturellen Nachteilen konfrontiert sind. In diesen Fällen greifen Unternehmen teilweise auf Übergangslösungen wie Straßen- oder Schienentransporte zurück, was allerdings hohe Zusatzkosten verursacht und die Skalierung begrenzt.

Regulatorische Unsicherheiten insbesondere hinsichtlich Netzentgelten, Anschlusspriorisierung und Speicherregelungen erhöhen das Risiko zusätzlich. Ohne verlässliche Rahmenbedingungen bleibt unklar, wie und zu welchen Kosten Wasserstoff künftig transportiert und verteilt werden kann. Dies führt zu Investitionszurückhaltung sowohl bei Infrastrukturbetreibern als auch bei potenziellen Abnehmern.

Fazit: Das Infrastrukturrisiko wirkt nicht als vollständiger Showstopper, sondern als zentraler Verzögerungstreiber. Da der Ausbau von Kernnetz, Speicher- und Verteilinfrastrukturen zeitkritisch und teils unklar terminiert ist, bleibt der Realisierungszeitpunkt entscheidend für die Planungssicherheit aller Akteure entlang der Wertschöpfungskette.

R9 Vertragsrisiko

Das Vertragsrisiko stellt ein wesentliches Hemmnis für den Markthochlauf entlang der gesamten Wertschöpfungskette dar. Es entsteht durch die geringe Reife des Wasserstoffmarktes, fehlende Standardisierung in Vertragsmodellen sowie divergierende Interessen zwischen Produzenten, Händlern und Abnehmern. In der frühen Marktphase dominieren bilaterale Direktverträge ohne Handels- und Bündelungsakteuren im Midstream als Risikopuffer. Dies führt zu signifikanten Risikoauflösungen und komplexen Abstimmungsbedarfen und erhöht, in Folge fehlender Governance-Strukturen, die Transaktionskosten. Obwohl dieses Risiko im Vergleich zu Finanzierungs- oder Marktpreisrisiken kein vollständiger Knock-out ist, verzögert es Kooperationen und erschwert die Bildung funktionierender Lieferketten.

Im Zentrum steht die hohe Abhängigkeit zwischen den Parteien. Marktakteure können kaum auf Standardprodukte oder praxiserprobte Risikoallokationen zurückgreifen, weshalb nahezu jede Vertragsbeziehung individuell ausgehandelt wird. Dies hat hohe Anforderungen an juristische, technische und wirtschaftliche Expertise, die häufig nicht in ausreichender Tiefe vorhanden ist. Besonders herausfordernd ist die fehlende Harmonisierung der Vertragslaufzeiten: Während Produzenten zur Absicherung kapitalkostenintensiver Anlagen Vertragsdauern von 15–20 Jahren benötigen, präferieren Abnehmer meist 3–5 Jahre, um Preisdegressionen oder technologische Entwicklungen nutzen zu können. Dieser grundlegende Konflikt erschwert verlässliche Abnahmebeziehungen und wirkt unmittelbar auf die Finanzierbarkeit der Projekte.

Weitere Treiber liegen in der internationalen Lieferketten- und Sourcing-Komplexität. Unsicherheiten bei Verfügbarkeit, Qualität und termingerechter Lieferung, z. B. bei Importpfaden für Wasserstoff oder globalen Ammoniakströmen, erhöhen den Absicherungsbedarf erheblich. Gleichzeitig verfügen Unternehmen selten über Erfahrung mit Direktverträgen globaler Zulieferer, vor allem wenn Compliance- oder Zertifizierungspflichten relevant sind. Dies führt zu konservativen Vertragsausgestaltungen und zusätzlichen Verzögerungen.

Auch fehlende regionale Governance-Strukturen verstärken das Risiko: In vielen Clustern existieren keine institutionalisierten Formate zur Koordination von Produzenten, Netzbetreibern, Technologieherstellern und Abnehmern. Rollen, Verantwortlichkeiten und Risikoallokationen müssen daher in jedem Projekt neu definiert werden. Divergierende Interessen, etwa zu Flexibilitätsanforderungen, Betriebsverantwortung oder Gewährleistungsumfang, verhindern standardisierte Lösungen und verzögern belastbare Investitionszusagen.

Fazit: Das Vertragsrisiko verkörpert ein vielschichtiges Risikobild, in dem fehlende Standardisierung, unklare Risikoallokationen und internationale Lieferkettenrisiken den Markthochlauf deutlich bremsen. Es wirkt nicht als unmittelbarer Blocker, sondern als zentraler Verzögerungs- und Kostentreiber für entstehende Wasserstoffcluster.

R10 Arbeitsmarktrisiko

Das Arbeitsmarktrisiko entsteht durch den deutlich steigenden Bedarf an qualifizierten Fachkräften für Planung, Bau und Betrieb wasserstoffbezogener Infrastruktur, während das verfügbare Angebot in vielen Bereichen begrenzt ist. Es wirkt wertschöpfungsübergreifend, da sowohl Upstream-Betreiber von Elektrolyseuren und Speicheranlagen als auch Midstream-Akteure im Netzbetrieb sowie

industrielle Nutzer im Downstream von denselben Engpässen betroffen sind. Die Konkurrenz zwischen Energie-, Chemie- und Anlagenbauunternehmen um spezialisiertes Personal führt zu Verzögerungen bei Projektumsetzungen, erhöhten Personalkosten und Know-how-Lücken im laufenden Betrieb.

Im Zentrum des Risikos steht die begrenzte Verfügbarkeit von Fachkräften mit spezifischen Wasserstoff-Kompetenzen. Insbesondere Schlüsselrollen in Planung, Bau, Engineering, Automatisierung sowie Betriebssicherheit sind schwer zu besetzen. Ebenso entstehen Qualitäts- und Effizienzeinbußen, wenn Know-how entlang der Wertschöpfungskette nicht ausreichend vorhanden ist. In mehreren Interviews wurde zudem deutlich kritisiert, dass die komplexen Berichts- und Nachweispflichten der Fördermittel überproportional stark Mitarbeiterkapazitäten binden.

Für viele Unternehmen stellt das Risiko jedoch kein strukturelles Investitionshemmnis dar. Branchenübliche Maßnahmen wie gezieltes Recruiting, Weiterbildungsprogramme und wettbewerbsfähige Vergütung können Engpässe abfedern. Gleichzeitig bleiben erhöhte Transaktions- und Koordinationsaufwände bestehen bleiben.

Fazit: Das Arbeitsmarktrisiko wirkt als operativer Verzögerungsfaktor, da Engpässe bei qualifizierten Fachkräften Planung, Bau und Betrieb wasserstoffbezogener Infrastruktur verlangsamen. Es stellt jedoch keinen Showstopper dar, da gezielte Maßnahmen wie Rekrutierung und Qualifizierung Personaldefizite grundsätzlich abfedern können.

R11 Technisches Produktrisiko

Das technische Produktrisiko entsteht aus der Umstellung auf wasserstoffbasierte Produktions- und Betriebsprozesse und betrifft sowohl den Upstream- als auch den Downstreambereich. Im Kern beschreibt es die technischen Unsicherheiten, die aus fehlender Betriebserfahrung, der Skalierung neuer Technologien und der Integration von Wasserstoff in bestehende Prozessketten und Anlagen resultieren. Obwohl die zugrunde liegenden Technologien verfügbar sind, erhöht die geringe Praxiserprobung die operative Komplexität und kann zu Anlaufproblemen, Effizienzverlusten oder zeitweisen Produktionsunterbrechungen führen.

Im Upstream-Bereich stehen vor allem die fehlende Langzeitbetriebserfahrung und die technologische Skalierung im Vordergrund. Unsicherheiten über die Stack-Lebensdauer von Elektrolyseuren, unbestimmte Ausfallzeiten und fehlende Daten zur Degradation erschweren eine verlässliche Produktionsplanung. An der Schnittstelle zum Elektrolyseur-OEM (Original Equipment Manufacturer) treten

aber mittlerweile Versicherungen im Markt auf, die Performance-bedingte Risiken abdecken können und zudem im Markt für die Hersteller als Güteindikator bewertet werden. Da es noch keine standardisierten Zertifizierungen gibt, liegen hier jedoch oftmals aufwändige, individuelle Due-Diligence-Prüfungen zugrunde. Bei der Installation großskaliger Anlagen liegen weitere Risikofaktoren: Verzögerungen, Mehrkosten sowie fehlende Engineering-, Procurement- und Construction-Kapazitäten auf Betriebeseite führen zu zusätzlichem Koordinationsaufwand. Da Hersteller teilweise Montage- und Integrationsverantwortung an Betreiber übertragen, entstehen weitere technische und organisatorische Herausforderungen.

Im Downstream-Segment treten Risiken in der Prozessintegration von Wasserstoff auf. Abweichende Temperaturprofile können NOx-Emissionen im Verbrennungsprozess erhöhen und zusätzliche Abgasbehandlung notwendig machen. Der Materialeinfluss von Wasserstoff, wie Versprödung oder Diffusion in Stahl, verursacht erhöhten Verschleiß und Prüfaufwand der Anlagen. Dazu können instabile Prozessparameter, wie Pelletverklebungen oder Qualitätsschwankungen, den Anlagenbetrieb bremsen und die Stückkosten erhöhen. Zugleich erfüllt der Wasserstoff im Backbone nicht zwangsläufig die benötigten Reinheitsanforderungen, was zusätzliche Aufbereitungsschritte erforderlich macht.

Fazit: Das technische Produktrisiko ist ein beherrschbares, aber nicht zu unterschätzendes Risiko, da fehlende Großskalenerprobung, operative Komplexität und Integrationsaufwände den zuverlässigen Betrieb erschweren. Ein gezielter Kompetenzaufbau bleibt notwendig, um langfristig stabile und effiziente Betriebsprozesse zu gewährleisten.

6.2 Von der Ursache zum Risiko: Die Risikotreiber im Wasserstoff-Hochlauf

Die in Kapitel 6.1 identifizierten Risiken im Wasserstoffhochlauf sind multikausal, da die vielfältigen Risikotreiber sich gleichzeitig auf mehrere Risiken auswirken. Derartige Interdependenzen zwischen den Risiken erhöhen die Komplexität im Risikomanagement für die Markakteure und die Vielzahl und Vielfalt der Risikotreiber erschweren deren Steuerung. Nur anhand einer übergeordneten Treiberanalyse können Abhängigkeiten und Wechselwirkungen sichtbar gemacht werden, sodass anschließend Maßnahmen zur gezielten Risikomitigation definiert werden können, die an den Ursachen ansetzen. Auf Basis der Marktinterviews konnten 18 wesentliche Risikotreiber identifiziert werden, die in Abbildung 4 auf der linken Seite gezeigt sind. Diese lassen sich sieben Kategorien zuordnen und sind in der Abbildung farblich markiert: Marktreife, Regulatorik, Gesellschaft, Infrastruktur, Technologie, Standort und Finanzierung.

Die Kategorie Marktreife beschreibt die noch unvollständigen Marktstrukturen im Wasserstoff-Hochlauf.

Risikotreiber aus dieser Kategorie befassen sich mit der geringen Marktliquidität, der dadurch erschweren Risikoabsicherung (Hedging) und daraus folgenden Abhängigkeiten. Die noch nicht etablierten Importrouten, heterogene Vertragspräferenzen, fehlende Standards und Normungen und komplexe, internationale Lieferketten, in denen Unternehmen wettbewerblich gegenüberstehen, kommen als weitere Risikotreiber hinzu.

Die Kategorie Regulatorik umfasst den regulatorischen Rahmen zu Wasserstofferzeugung und -nutzung. Aus-

laufende Regelungen zur Befreiung der Stromnetzentgelte, die Bedingungen der Strombeschaffung im Zuge der RFNBO-Anforderungen und EE-PPA-Verfügbarkeit. Sie beinhaltet außerdem die komplexe Ausgestaltung von Förderprogrammen mit Nachweispflichten, Kriterien und Sanktionsmechanismen.

- › Die Kategorie Gesellschaft umfasst die fehlende Verfügbarkeit qualifizierter Fachkräfte und schließt zudem den gesellschaftspolitischen Diskurs zu Mehrkosten, Akzeptanz und Transparenz im Hochlauf des Wasserstoffmarkts ein.
- › Die Kategorie Infrastruktur bezieht sich auf den Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur. Risikotreiber dieser Kategorie umfassen fehlende Zeit- und Ausbaupläne, unklare Netzzugangsbedingungen sowie der damit verbundenen Kosten und Verzögerungen.
- › Die Kategorie Technologie adressiert die operativen und technischen Anforderungen des Umgangs mit Wasserstoff. Sie umfasst Material- und Reinheitseigenschaften, erforderliche Prozessanpassungen und begleitende Prüf- und Parametrierungsaufwände sowie den Reifegrad von Betriebserfahrung und Skalierungskompetenz von der Planung über die Installation bis in den Betrieb.
- › Die Kategorie Standort beschreibt regionale Strukturmerkmale, die den Markthochlauf prägen. Risikotreiber in dieser Kategorie sind der Stand der lokalen Infrastruktur und Netze, die industrielle Basis sowie der fehlende regionale Zugang zu Wasserstoff einschließlich der unsicheren, langfristigen Versorgungssicherung.

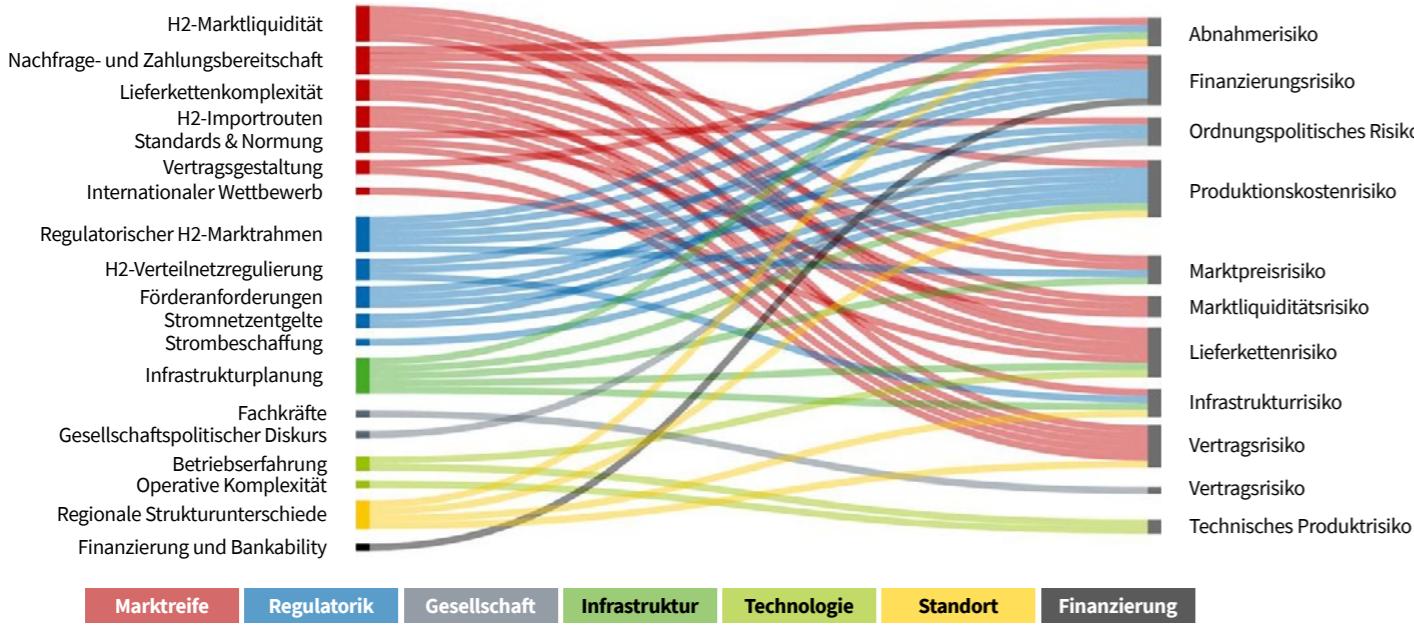


Abbildung 4: Wirkzusammenhänge zwischen den kategorisierten Risikotreibern und Risiken

- › Die Kategorie Finanzierung bündelt die Bankability-Bedingungen seitens der Kreditgeber. Dahinter stehen die Anforderungen zur Projektfinanzierung an die Bilanzprofile der beteiligten Parteien, die geforderten Eigenkapitalquoten und Bedingungen zu langfristigen Abnahme-Verträgen.

Die in Abbildung 4 gezeigten Wirkzusammenhänge verknüpfen die Treiber grafisch mit den im vorangegangenen Abschnitt eingeführten Risiken. Aus dem Bild werden die hohen Interdependenzen einzelner Risiken aus mehreren Treiberkategorien ersichtlich. Besonders die Aspekte der fehlenden Marktreife und Herausforderungen in der Regulatorik haben einen breiten Einfluss auf die aus den Interviews abgeleitete Risikolandschaft. Die Zuordnung verdeutlicht die Multikausalität. Es zeigt sich, dass Risiken mit starkem regulatorischem Ursprung und hohem Einfluss das Risiko eines Projektabbruchs erheblich erhöhen. Demgegenüber führen die Treiber aus der Kategorie Marktreife überwiegend zu Risiken, die dem mittleren Impact-Segment mit hohen Verzögerungen und Kostensteigerungen zuzuordnen sind.

Anhand der Marktinterviews wurde die Handhabbarkeit der wesentlichen Risikotreiber qualitativ beurteilt und in Abbildung 5 dargestellt. Bewertet wurde, in welchem Um-

fang Unternehmen Risikotreiber intern mitigen können. Alternativ erfordert die Minderung externe Entscheidungen oder Einflüsse. Eine hohe Handhabbarkeit liegt vor, wenn Unternehmen die Treiber überwiegend intern beeinflussen können. In diesen Fällen sind Fähigkeiten, Strukturen und Ressourcen vorhanden. Im Gegensatz dazu liegt eine geringe Handhabbarkeit vor, wenn Unternehmen die wesentlichen Treiber nur durch externe Entscheidungen beeinflussen können und geeignete, marktübliche Instrumente zur Steuerung fehlen. Beispielsweise haben die Interviewteilnehmer den Risikotreiber der mangelnden Fachkräfte als „gut handhabbar“ eingestuft, aufgrund von bestehenden Weiterbildungs- und weiteren Know-how-Transfer-Möglichkeiten. Hingegen sind die Markakteure nicht in der Lage den Risikotreiber der fehlenden Nachfrage- und Zahlungsbereitschaft ohne externe Unterstützung zu lösen und haben ihn mit einer „schlechten Handhabbarkeit“ eingestuft.

Die Allokation der Risikotreiber mit den entsprechenden Risiken und der Beurteilung der Treiber hinsichtlich ihrer Handhabbarkeit lassen Rückschlüsse auf die Eintrittswahrscheinlichkeit der Risiken zu. Treiber mit geringer Handhabbarkeit erhöhen die Eintrittswahrscheinlichkeit der betroffenen Risiken. Maßgeblich ist dabei das Bündel wirklicher Treiber je Risiko und deren Handhabbarkeit.

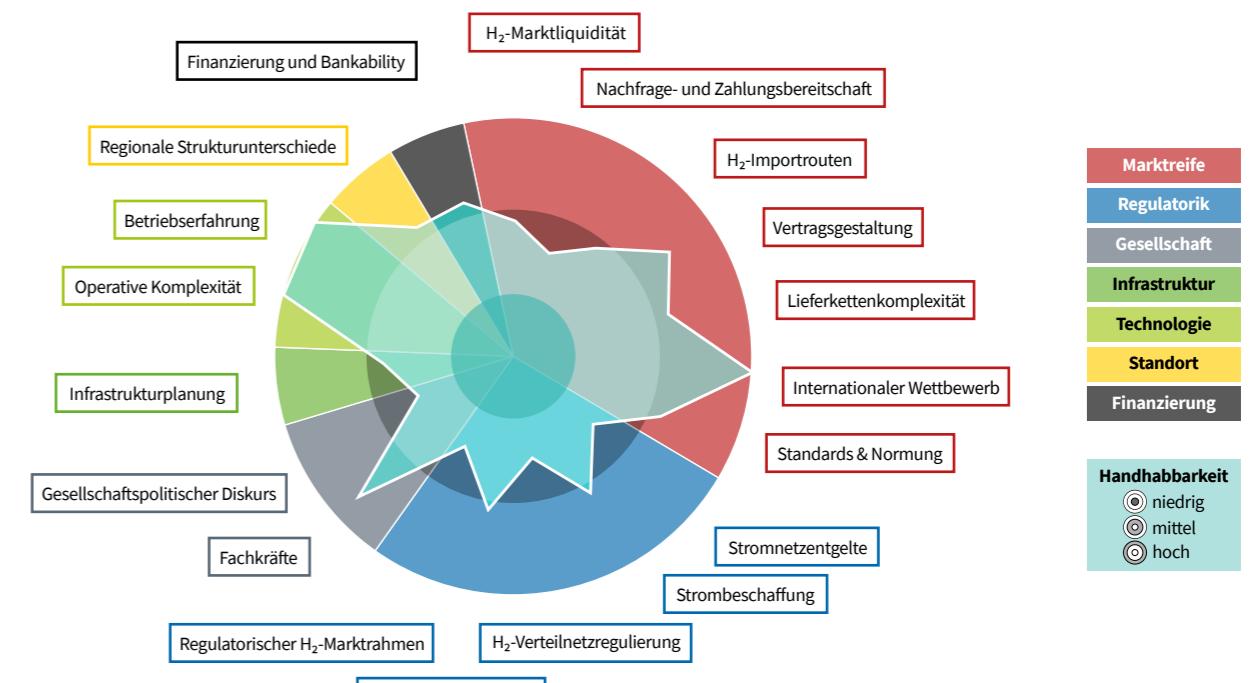


Abbildung 5: Qualitative Auswertung der Handhabbarkeit der Risikotreiber durch die Markakteure der Wasserstoffwirtschaft

6.3 Risikobewertung

Aus der Treiberanalyse verdichten sich die größten Risikofelder auf Abnahme (R1), Finanzierung (R2), Marktpreis (R4) und Produktionskosten (R5). Ihre Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch und der Impact hoch bis sehr hoch, da Faktoren wie mangelnde Zahlungsbereitschaft, fehlende langfristige Abnahmeverträge, fragile Preisbildung oder Vorgaben wie RFNBO-konformer Strombezug Investitionsentscheidungen unmittelbar bremsen. Zudem ist die ordnungspolitische Unsicherheit (R3) ein potenzieller Showstopper mit sehr hohem Impact, da fehlender Be-

standsschutz und nachträgliche Vorgaben Investitionen entwerten können. Dahinter folgen Infrastruktur (R8), Verträge (R9) und Lieferketten (R7) mit mittlerer bis hoher Eintrittswahrscheinlichkeit und klaren Verzögerungs- sowie Kosteneffekten entlang Planung, Errichtung und Anlauf von Projekten. Weiterhin hemmen Marktliquiditäts-, technische Produkt- und Arbeitsmarktrisiken (R6, R11, R10) insbesondere Stabilität und Planbarkeit im Betrieb; sie erhöhen Volatilität, Koordinations- und Transaktionsaufwände, ohne den Hochlauf allein zu stoppen.



Abbildung 6: Risikomatrix mit Priorisierung entlang der Eintrittswahrscheinlichkeit und des Impacts

Die folgende Auflistung strukturiert die identifizierten Risiken top-down nach Schweregrad und begründet die Reihenfolge entlang berücksichtiger Bewertungsfaktoren:

- › **Finanzierungsrisiko (R2):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch, da Projekte häufig an hohen Eigenkapitalanforderungen, fehlenden langfristigen Abnahmen und einem heterogenen Förderrahmen scheitern oder sich erheblich verzögern. Der Impact ist sehr hoch, weil ausbleibende FIDs und eingeschränkte Fremdkapitalverfügbarkeit ganze Vorhaben blockieren können.
- › **Abnahmerisiko (R1):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch angesichts geringer Zahlungsbereitschaft, unklarer Quoten und fehlender Leitmärkte. Der Impact ist sehr hoch und potenziell projektkritisch, da ohne verlässliche Abnahmeverträge Finanzierung, Auslegung und Skalierung nicht darstellbar sind.
- › **Ordnungspolitisches Risiko (R3):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch aufgrund langsamer bzw. inkonsistenter und unsicherer Umsetzung, strenger RFNBO-Vorgaben und komplexer Förderanforderungen. Der Impact ist sehr hoch und potenziell ein Showstopper, da fehlender Bestandsschutz und nachträgliche Vorgaben Investitionen entwerten können.
- › **Produktionskostenrisiko (R5):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch, weil Strombezug nach RFNBO-Kriterien, auslaufende Netzentgeltentlastungen und technologische Unsicherheiten bei Effizienz und Verfügbarkeit der Elektrolyseure gleichzeitig wirken. Der Impact ist hoch, da Kostensteigerungen unmittelbar die Wirtschaftlichkeit, Volllaststunden und Bankability gefährden.
- › **Marktpreisrisiko (R4):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch, solange die Kostenlücke zu fossilen Alternativen und die geringe Marktliquidität bestehen. Der Impact ist hoch, da fragile Preisbildung und fehlende Absicherung direkt auf Nachfrage, Erlöspotenziale und Refinanzierung durchschlagen.
- › **Infrastrukturrisiko (R8):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist mittel bis hoch, da Pipeline-, Speicher- und Verteilnetzkapazitäten zeitkritisch sind und regulatorische Vorgaben zu Netzentgelten im Verteilnetz teilweise unzureichend transparent sind. Der Impact ist hoch, weil verspätete Anschlüsse Stillstandskosten, Nachfrageverschiebungen und FID-Verzögerungen verursachen.
- › **Lieferkettenrisiko (R7):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist mittel bis hoch, bedingt durch internationale Konzentration bei Schlüsselkomponenten, geringe Second-Source-Fähigkeit und unsichere Importrouten. Der Impact ist mittel bis hoch, da Verzögerungen, Ausfälle und Preisspitzen Zeitpläne und Betrieb spürbar beeinträchtigen.
- › **Technisches Produktrisiko (R11):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist mittel, da Großskalenerprobung, Integrationsaufwände und Betriebserfahrungen unausgereift sind. Der Impact ist mittel und überwiegend beherrschbar, führt jedoch zu Anlaufproblemen, Effizienzverlusten und temporären Unterbrechungen.
- › **Arbeitsmarktrisiko (R10):** Die Eintrittswahrscheinlichkeit ist mittel, bedingt durch Engpässe bei wasserstoffspezifischen Fachkräften sowie durch gebundene Kapazitäten infolge administrativer Aufgaben in Förderprozessen. Der Impact ist niedrig bis mittel und wirkt primär als operativer Verzögerungs- und Kostentreiber, stellt aber keinen strukturellen Showstopper dar.

Die priorisierten Risiken bilden die Basis für die im nachfolgenden Kapitel definierten Handlungsmaßnahmen.

7. Maßnahmen für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf

Die durchgeführte Analyse der Risikolandschaft zeigt, dass Unternehmen zentrale Risiken im Wasserstoffhochlauf derzeit nicht eigenständig beherrschen können. Zudem steht die Höhe der Risiken in keinem angemessenen Verhältnis zu den potenziellen Renditechancen. Dieses Bild bestätigt der Markt: es gibt Verzögerungen im Markthochlauf sowie eine abwartende Haltung der Marktakteure. Folglich reichen die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen und die Förderungen von EU und der deutschen Bundesregierung in der aktuellen Situation nicht aus, um dieses Ungleichgewicht wirksam zu korrigieren. Um die Verzögerungen im Markt gegenüber dem politischen Zielkorridor für den Klimaschutz möglichst bald aufzuholen, braucht es zusätzliche Impulse, die einen beschleunigenden Effekt haben. Der Wasserstoffhochlauf benötigt daher gezielte Maßnahmen, die Risikotreiber gezielt adressieren und deren Handhabbarkeit für die Marktakteure verbessern.

Die Maßnahmen leiten sich direkt aus der Auswertung in Kapitel 6 ab. Dabei stehen Risiken mit einer hohen Eintrittswahrscheinlichkeit und hohem Impact im Fokus. Sie adressieren gezielt die Risikotreiber deren Handhabbarkeit durch Marktakteure aktuell begrenzt ist. Im Fokus stehen eine gezielte Risikoreduktion und verlässliche Rahmenbedingungen, sodass ein Umfeld entsteht, in dem nachhaltige

Investitionen möglich werden. Dabei folgen die Maßnahmen den Leitprinzipien:

- › Ursachen adressieren statt Symptome.
- › Regulatorik präzisieren und Lücken schließen – mit klaren Stichtagen und Bestandsschutz.
- › Cradle-to-Grave über die Wasserstoff-Wertschöpfungskette hinweg, um die Rendite-Risiko-Schieflage gesamtheitlich zu korrigieren (Planungssicherheit, Bankability, Skalierung).

Die Umsetzung erfolgt schrittweise: Zunächst durch kurzfristig wirksame Maßnahmen wie befristete Klarstellungen und Erleichterungen, ergänzt um langfristige Strukturreformen. Diese werden durch standardisierte Verfahren und beschleunigte Genehmigungen unterstützt. Dafür müssen die politischen Entscheidungsträger ein klares Zielbild vorgeben und die entsprechenden rechtlichen sowie förder-technischen Rahmenbedingungen definieren. Förder- und Finanzierungsstellen müssen anschließend die passenden Instrumente bereitstellen und operativ umsetzen, sodass Marktakteure verlässlich investieren können.

Die Maßnahmen können nach den jeweiligen Segmenten entlang der Wertschöpfungskette aufgeteilt werden, wobei die Maßnahmen eines Segments entlang der gesamten Kette ihre Wirkung entfalten können.

7.1 Maßnahmen für das Upstream-Segment

Die nachfolgenden Upstream-Maßnahmen mindern zentrale Risiken in Wasserstofferzeugung und dem Strombezug von Elektrolyseuren. Klare Regeln sowie temporäre Erleichterungen sind dabei die Basis für einen planbaren Wasserstoffhochlauf und Attraktivität für Investitionen.

Entschärfung des Zeitplans für die RFNBO-Anforderungen: Der DA RFNBO wird durch die EU-Kommission vorgegeben, daher muss die Bundesregierung hier Verhandlungen über eine Anpassung des Delegierten Rechtsakt führen. Ziel der angestrebten Überarbeitung ist die Zusätzlichkeits- und stündlichen Korrelationsanforderungen des RFNBO-Regelwerks zeitlich auf 2035 zu verschieben. Dadurch wird eine künstliche Verknappung nutzbarer

Strommengen für die RFNBO-konforme Wasserstofferzeugung vermieden. Eine spätere Einführung verhindert zudem Kostensprünge und schafft Planbarkeit für laufende und geplante Projekte. Ergänzend ist eine Anpassung der RFNBO-Kriterien, analog zu der Regelung im DA zu kohlenstoffarmen Brennstoffen, notwendig, nach der eine stündliche Bilanzierung der THG-Emissionen bei Netzstromeinsatz zulässig ist. Dies erhöht die Beschaffungsflexibilität und Systemdienlichkeit, reduziert Überschneidungen und senkt die Komplexität.

Regulatorische Absicherung: Das BMWE muss die Förderrichtlinie für systemdienliche Elektrolyseure im Laufe des Jahres finalisieren und Förderung gezielt an klar mess-

bare Systemdienlichkeitskriterien koppeln, die durch die BNetzA festzulegen und zu überprüfen sind. Dies ist als zusätzliches OPEX-Förderinstrument zu installieren. Dadurch werden Anreize geschaffen, die Projektstandorte positiv beeinflussen und helfen, Curtailment zu vermeiden. Zudem ist übergangsweise die Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure über 2029 hinaus zu verlängern. Dabei muss eine Kopplung an die Erreichung von Ausbauzielen erfolgen und kann auch mit den Kriterien zur Systemdienlichkeit verbunden werden, um Wirksamkeit zu entfalten und den Zielkorridor zu erreichen. Damit werden drohende Kostensteigerungen in der Wasserstoffproduktion vermieden. Parallel sollten die Anforderungen an die systemdienliche Betriebsweise erhöht werden, um einen Mehrwert für das gesamte System zu schaffen. Ferner ist die RED III ohne weitere Verzögerung kohärent national umzusetzen, um regulatorische Planungssicherheit zu schaffen und die

Fragmentierung im Binnenmarkt zu reduzieren. Ergänzend ist ein technologieneutraler Ansatz zu verankern, einschließlich der Aufnahme von kohlenstoffarmem Wasserstoff als Brücke für den Wasserstoffhochlauf.

Investitionsschutz und Planungssicherheit: Die Bundesregierung muss Grandfatheringprinzipien gesetzlich verankern und verbindlich anwenden oder, wo notwendig, auf europäischer Ebene entsprechend hinwirken. Durch die Fixierung von Stichtagen der maßgeblichen regulatorischen und förderrechtlichen Bedingungen, muss abgesichert werden, dass nicht rückwirkend nachträgliche Verschärfungen auf Bestandsvorhaben angewendet werden. Um nachhaltig Investitionsschutz und Planungssicherheit zu gewährleisten, muss diese Regelung Netzentgeltregelungen, Förderkonditionen und anwendbare RFNBO-Kriterien umfassen.

7.2 Maßnahmen für das Midstream-Segment

Die nachfolgenden Maßnahmen im Midstream-Segment stärken den Aufbau von Handels- und Bündelungsakteuren sowie der zugrundeliegenden Infrastruktur als Risikopuffer, standardisieren die Marktbedingungen und beschleunigen den Ausbau von Netz und Speichern für bankfähige Portfolios und einen reibungslosen Fluss des Wasserstoffs zwischen den Orten der Erzeugung und Nachfrage.

Befähigung der Händler als Risikopuffer: Der Aufbau und die Befähigung von Handels- und Bündelungsakteuren, die durch Portfoliobildung Produzenten im Upstream von Abnehmern im Downstream entkoppeln und Risiken diversifizieren können, erfordert handelbare und substituierbare Wasserstoffprodukte, die klaren Spezifikationen zu Reinheitsgrad, Lieferort und Zertifizierungsnachweis erfordern. Das BMWE oder die BNetzA muss daher bis zum Jahresende einheitliche Produktspezifikationen erlassen, die um technische Leitfäden und Prüfpfade ergänzt werden. Dies hilft der Etablierung von Handelsplätzen und ermöglicht langfristige Vertragsbeziehungen mit praktikablen Ausfalls- und Absicherungsmechanismen. Zudem können quartalsweise Berichterstattung der BNetzA zum Stand der Marktumsetzung helfen, möglichen Korrekturbedarf frühzeitig zu erkennen und anzugehen.

Garantieinstrumente zur Preisabsicherung: Zur Stärkung der Handels- und Bündelungsakteure ist die Einführung eines CfD-Mechanismus durch das BMWE essenziell. Zudem sollte über Akteure wie bspw. die KfW eine Risiko-

absicherung für den Ausfall von Netznutzern erfolgen. Dies erhöht die Bankability von Händlerportfolios und reduziert Preis- und Refinanzierungsrisiken.

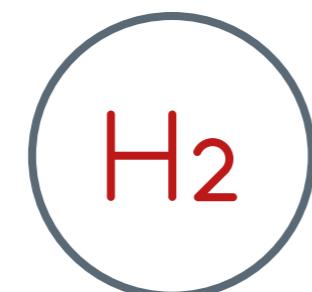
Beschleunigter Infrastrukturausbau: Die Bundesregierung muss eine konsequente und verbindliche Umsetzung des Regierungsentwurfs zum Wasserstoff-Beschleunigungsgesetz auf allen föderalen Entscheidungsebenen bis zur zweiten Jahreshälfte sicherstellen, sodass Investitionsvorhaben entlang der Wertschöpfungskette eine spürbare Vereinfachung und maximale Bearbeitungsdauer für Genehmigungsverfahren erfahren. Dazu muss eine verpflichtende Priorisierung von Wasserstoff-Infrastrukturprojekten bei Behörden umgesetzt werden, um Planungs- und Realisierungszeiten signifikant zu reduzieren. Zudem sollte die Beschleunigung entlang der gesamten Midstream-Infrastruktur koordiniert erfolgen (Kernnetz, Speicher, Verdichter, Terminals, Landes- und Regionalanschlüsse). Standardisierte Planungsunterlagen, parallele Prüfprozesse, vorausschauende Kapazitätsplanung sowie die Prüfung von Fast-Track-Optionen (analog LNG-Terminals) helfen, Engpässe zu vermeiden und auch in den anderen Wertschöpfungskettensegmenten den rechtzeitigen Hochlauf von Erzeugungs- und Abnehmerprojekten abzusichern. Dazu müssen Bund, Länder und Regulierungsbehörden diese Beschleunigung mittragen und umsetzen. Ergänzend wird die befristete Einführung von Entschädigungsmechanismen durch den Bund bzw. staatliche Bürgschaften für Wasserstoff-Infrastrukturvorhaben empfohlen.

7.3 Maßnahmen für das Downstream-Segment

Die nachfolgenden Downstream-Maßnahmen erhöhen die verlässliche Nachfrage über Leitmärkte und öffentliche Beschaffung, entlasten übergangsweise Industrienutzer mit OPEX-Instrumenten und sichern die regionale Nutzung für planbare Abnahme und stabile Markthochlaufpfade.

Stärkung der Abnahme: Die Bundesregierung muss in Abstimmung mit den Ressorts Wirtschaft, Umwelt und Klimaschutz dafür sorgen, dass verbindliche Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe (z. B. Stahl, Zement, chemische Basisprodukte) auf EU-Ebene eingeführt werden. Diese sollten durch verbindliche Einsatzquoten unterstützt werden und sich zunächst auf sozial gut verträgliche Produktkategorien konzentrieren, wobei die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Industrien gewährleistet bleiben muss. Zudem muss die Nachfrage nach grünen Komponenten bspw. durch Vorgaben in der öffentlichen Beschaffung (Bau, Infrastruktur, Fahrzeugflotten, Großprojekte) gestärkt werden. Diese müssen zwischen BMWE, BMU und BMF abgestimmt und implementiert werden und eine Koordination mit den Ländern und Kommunen ist für eine breite Umsetzung wesentlich. Dadurch entsteht ein Nachfrageanker, der Produzenten Investitionssicherheit gibt und Markthochlaufpfade stabilisiert. Ein mögliches Werkzeug könnten Garantien für mehrjährige Abnahme-Abkommen sein, die über Akteure wie die KfW abgesichert werden.

Entlastung von Industrienutzern (OPEX-Subventionen): Eine OPEX-Förderung für Wasserstoff-Nutzer muss durch das BMWE ausgestaltet und eingeführt werden, um Preisrisiken gegenüber konventionellen Lösungen zu reduzieren. Zusätzlich sind Bürgschaften durch die Bundesregierung einzurichten, die auch für Nutzer auf der Verteilnetzebene das Ausfallrisiko absichern und die Finanzierung der Transformation auf Nutzerseite zu erleichtern. Ferner sollten transparente Preisbandbreiten (Cap/Floor) eingeführt werden, damit das Preisniveau langfristig kalkulierbar ist (ggf. mit Kopplung an einen Referenzindex, der über die BNetzA festgelegt wird und durch ein kontinuierliches Monitoring an gängige Preisbandbreiten und Marktvolatilität angepasst wird). Nachweispflichten müssen dabei übergreifend so umgestaltet werden, dass keine hohen Verwaltungsaufwände für die betroffenen Akteure resultieren.



Unterstützung regionaler Wasserstoffnutzung: Regionale Strukturunterschiede sollten ausgeglichen werden, um Industriestandorte mit kleineren und mittelständischen Wasserstoff-Abnehmern abzusichern. Hierfür ist Planungssicherheit für die Nutzung von Wasserstoff auf Verteilnetzebene zu schaffen, insbesondere durch einen klaren regulatorischen Rahmen. Dieser ist durch BMWE und BNetzA zu definieren und in die Netzplanung zu integrieren; Länder, Kommunen und Verteilnetzbetreiber sind frühzeitig einzubeziehen, um regionale Cluster mit KMU-Abnehmern gezielt zu entwickeln. Voraussetzung für eine reibungslose Umsetzung ist die rechtzeitige Fertigstellung der benötigten Infrastrukturen.

Die genannten Maßnahmen sind zeitlich zu staffeln: Leitmärkte, Einsatzquoten und Vorgaben in der öffentlichen Beschaffung sollten spätestens bis 2027 eingeführt und bis 2035 schrittweise ausgeweitet werden. OPEX-Förderinstrumente sind als befristete Übergangsmaßnahme bis spätestens Mitte der 2030er-Jahre auszustalten und regelmäßig zu evaluieren. Der regulatorische Rahmen für Wasserstoff-Verteilnetze ist so zu setzen, dass regionale Cluster mit KMU-Abnehmern spätestens ab Beginn der Kernnetzversorgung verlässlich planen können.

8. Fazit & Ausblick

Die Studie zeigt, dass die zentralen Herausforderungen im Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft in der Multikausalität der Risiken und in der erforderlichen Synchronisation von Marktentwicklung, Regelsetzung und Investitionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette liegen. Meist wirken mehrere Treiber gleichzeitig auf ein Risiko ein, wobei vor allem Aspekte der Marktreife und der Regulatorik deutlich hervortreten. Einzelne Risiken wären für viele Unternehmen durchaus tragbar, jedoch führt insbesondere die Kumulation der Einzelrisiken zur Überschreitung der unternehmensseitigen Risikotragfähigkeit. Daraus folgt, dass isolierte Einzelmaßnahmen nicht ausreichen und nur ein abgestimmtes Maßnahmenbündel Wirkung entfalten kann. Die in der Studie vorgeschlagenen Instrumente wurden unmittelbar aus den geführten Interviews mit Akteuren entlang der gesamten Wertschöpfungskette abgeleitet und weisen daher einen hohen Praxisbezug auf. Sie greifen konkret die geschilderten Hürden und Handlungsbedarfe der Marktteilnehmer auf.

Die in der Studie entwickelten Maßnahmen adressieren drei zentrale Ansatzpunkte:

Erstens sollte sich die **Bankability der für den Hochlauf notwendigen Anlagen (Upstream) verbessern** und die Umsetzung beschleunigen, indem Kostentreiber reduziert und regulatorische Planbarkeit erhöht werden. Dies ist insbesondere im Upstream-Bereich von Bedeutung, da zu strengen Anforderungen an erneuerbare Herkunft des eingesetzten Stroms künstliche Engpässe und Kostensprünge verursachen. Dies verzögert Investitionen und beeinträchtigt die Bankability.

Zweitens sollte das **Midstream-Segment als tragende Säule des Aufbaus der Wertschöpfungskette und des Markthochlaufs** gestärkt werden, indem Händler, Produzenten und Abnehmer durch Portfoliobildung und Fristentransformation Risiken bündeln. Dafür braucht es in der Startphase Ausfallgarantien. Erforderlich sind zum einen eine durchgängige Infrastruktur mit Kernnetz, Speichern und Importkorridoren. Zum anderen braucht es eine tem-

poräre, staatliche Unterstützung bei der Schließung der Kostenlücke, die Beschaffungskosten berücksichtigt und flexible Mengen zulässt. Die Zahlungs- bzw. Wirtschaftlichkeitslücke gegenüber konventionellen Lösungen sollte durch CfDs geschlossen werden. Ziel der öffentlichen Flankierung ist eine temporäre Unterstützung, die Engpässe im Hochlauf präzise adressiert und den Markt schrittweise in die Eigenständigkeit überführt.

Drittens sollte auf der **Nachfrageseite (Downstream)** die geringe Zahlungsbereitschaft adressiert werden, die stark von den Absatzpotenzialen der jeweiligen Produkte abhängt. Der Staat sollte durch OPEX-Förderung, Leitmärkte bzw. verbindliche Quoten sowie durch gezielte öffentliche Beschaffung und eine strategische Nutzung in der Kraftwerksanwendung verlässliche Leitmärkte und Nachfrageanker schaffen.

Voraussetzung für eine tragfähige Wasserstoffhochlaufstrategie ist eine realistische Einschätzung der Zusammenhänge im Gesamtsystem. Ein kontinuierliches, transparentes Monitoring mit messbaren Indikatoren ermöglicht Kurskorrekturen und stellt die Wirksamkeit der Instrumente sicher. Gleichzeitig müssen auch Nutzer im Verteilnetz durch Planungssicherheit, verlässliche Netzzügungen und eine Stärkung der regionalen Strukturen befähigt werden.

Die verzahnte Umsetzung dieser Maßnahmen kann Kostenpfade im Upstream stabilisieren, Risikopuffer schaffen und Portfolios im Midstream sowie die Nachfrage im Downstream sichern. Wenn die Instrumente mit Ablaufdaten, Überprüfungspunkten und einer klaren Exitlogik versehen werden, entsteht ein verlässlicher Pfad zu skalierbaren Investitionen und belastbaren Investitionsentscheidungen über alle Wertschöpfungsstufen hinweg. Da die Maßnahmen auf den Aussagen der interviewten Marktakteure beruhen, sind sie anwendungsnahe ausgestaltet und lassen sich im Rahmen eines kontinuierlichen Monitorings zielgerichtet nachschärfen. Nach einer befristeten Anschubphase kann auf dieser Basis ein funktionsfähiger Markt entstehen.



Studiensteller:**Capgemini Deutschland GmbH**

Potsdamer Platz 5, 10785 Berlin

Dr. Christian Bußar

christian.bussar@capgemini.com

Justus von Rhein

justus.von-rhein@capgemini.com

Dominik Poncette

dominik.poncette@capgemini.com

Herausgeber:**BDEW Bundesverband der Energie- und****Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

Ansprechpartner:**Birte Sönnichsen**

birte.soennichsen@bdew.de

Balthasar Kirchgäßner

balthasar.kirchgaessner@bdew.de

Gesamtverantwortung:**Ilka Gitzbrecht**

Abteilungsleiterin Transformation, Gas/Wasserstoff

und Versorgungssicherheit

ilka.gitzbrecht@bdew.de

www.bdew.de

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38