Berlin, 29. Oktober 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Positionspapier

Risikomanagement im Wasserstoff-markthochlauf: Garantieinstrumente für potenzielle Vertragspartner

Versionsnummer: 1.0

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, 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

Inhalt

1 Risikomanagement im Wasserstoffhochlauf 3

1.1 Ökonomische Realität: Zahlungslücke zwischen Angebot und Nachfrage 3

1.2 Aktuelle Herausforderungen hinsichtlich der Risiken 4

2 Risiken im Wasserstoffmarkt(-hochlauf) 5

3 Priorisierung von Risiken und mögliche Instrumente 6

3.1 Zwangsläufig staatlich abzusichernde Risiken..... 7

3.1.1 Marktpreisrisiko..... 7

3.1.2 Infrastrukturrisiko..... 8

3.1.3 Ordnungspolitisches Risiko..... 9

3.2 Risiken, die marktnah getragen werden können 11

4 Fazit 12

1 Risikomanagement im Wasserstoffhochlauf

Der Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist ein zentraler Baustein der Energiewende und von strategischer Bedeutung für das Erreichen der Klimaziele. Die Energiewende gelingt nur, wenn Strom, Wärme, Mobilität und Industrie enger zusammengedacht werden. Genau hier entfaltet Wasserstoff sein Potenzial: Als flexibel einsetzbarer Speicher von Energie überbrückt er nicht nur Schwankungen bei Wind- und Sonnenstrom, sondern schafft auch neue Möglichkeiten für eine klimaneutrale Energieversorgung und den Energietransport. Ohne diesen Baustein bleibt die Energiewende fragmentiert; Wasserstoff ist essenziell für die Erreichung der Dekarbonisierungsziele. Gleichzeitig stellt er alle beteiligten Akteure – in diesem Papier liegt der Fokus auf Produzenten, Midstreamern, Endkunden und dem Staat – vor Herausforderungen beim Risikomanagement, Portfolioaufbau und der Fristentransformation, da sich vor allem langfristige Geschäftsmodelle aktuell nicht selbst tragen und dadurch Investitionsentscheidungen hinausgezögert werden. Anders als in etablierten Märkten fehlen belastbare Strukturen, standardisierte Produkte und ausreichend abgesicherte Nachfrage. Wasserstoff und seine Derivate sind (noch) keine handelbare Commodity; ein funktionierender Markt mit verlässlichen Preissignalen muss sich erst entwickeln. Es fehlt weiterhin an regulatorischen und politischen Rahmenbedingungen, die eine Marktentwicklung und -gestaltung und somit Investitionen auch vor dem Hintergrund der Importabhängigkeit auf internationaler Ebene ermöglichen.

1.1 Ökonomische Realität: Zahlungslücke zwischen Angebot und Nachfrage

Das Interesse potenzieller Kunden an Wasserstofflieferungen ist sektorübergreifend sehr groß; die Zahlungsbereitschaft hingegen bleibt in der Regel deutlich zu gering. Das Produkt Wasserstoff ist im Vergleich zu seinen (fossilen) Konkurrenten teuer und nicht wettbewerbsfähig. Das gilt sowohl für kohlenstoffarmen als auch noch mehr für erneuerbaren Wasserstoff. Die Differenz zwischen den Preisen der Produzenten und der Zahlungsbereitschaft der Abnehmer ist groß – der Markt schafft es derzeit nicht, diese Lücke zu überwinden. An dieser Stelle muss politisch und regulatorisch gegengesteuert werden, wenn ein nationaler und europäischer Wasserstoffhochlauf ermöglicht werden soll. Hierzu hat sich der BDEW unter anderem mit den Leitsätzen und Kernforderungen für den Wasserstoffhochlauf bereits positioniert. Zusammenfassend werden folgend die drei wichtigsten **Stellschrauben zur Schließung der Lücke zwischen Produzentenpreis und Zahlungsbereitschaft der Nachfrage** genannt:

1. Verringerung der Gestehungs- und Lieferkosten und somit des Produzenten- bzw. Endkundenpreises des Wasserstoffs, z.B. durch flexiblere und praxistauglichere Strombezugskriterien (mit Investitionsschutz für bereits getätigte Investitionen), Schaffung von Planungssicherheit bei der Netzentgeltbefreiung und der Strompreiskompensation

sowie Technologieneutralität, besonders vor dem Hintergrund der Ausweitung der regulatorisch zulässigen bzw. politisch gewünschten Wasserstoffmengen
2. Steigerung der Zahlungsbereitschaft der Nachfrageseite, z.B. durch Leitmärkte, CO_2-Preise oder Quotenmodelle
3. Direkte Fördermechanismen, z.B. Klimaschutzverträge/CO_2-Differenzverträge oder geförderte Beschaffungsmechanismen

Das in diesem Papier diskutierte Risikomanagement trägt nicht ausschließlich, aber vor allem zu Punkt 1 bei, indem Risikoaufschläge bei den Lieferkosten minimiert werden. Diese Maßnahme allein wird jedoch den Wasserstoffmarkt nicht ermöglichen. Vielmehr ist ein ausgewogener Mix erforderlich, der alle drei Stellschrauben adressiert.

1.2 Aktuelle Herausforderungen hinsichtlich der Risiken

Damit Investitionen, sowohl in Anlagen zur Wasserstoffproduktion und -nutzung als auch in die notwendige Infrastruktur, frühzeitig und im notwendigen Umfang erfolgen, bedarf es einer differenzierten Betrachtung von Risiken entlang der Wertschöpfungskette. Wer welches Risiko und damit die Kosten im Schadensfall trägt, ist aktuell weder marktlich geklärt noch durch den geltenden Rechtsrahmen abschließend adressiert. Während z.B. das technische Produktrisiko plausibel von den beteiligten Industrieunternehmen individuell getragen werden kann, sind andere Risiken systemisch, insbesondere langfristige Marktpreisrisiken sowie regulatorische und infrastrukturelle Risiken. Wenn sie bei einzelnen Projekten belassen oder auf (einzelne) Unternehmen gewälzt werden, ergeben sich (prohibitiv) **hohe Risikoaufschläge infolge der Finanzierung des Projektes durch erhöhte Zinssätze und ein Attentismus beim Abschluss von (Liefer-) Verträgen. Dies kommt zu der bereits adressierten Lücke zwischen Zahlungsbereitschaft und Produzentenpreis hinzu.** Außerdem bestehen große Unsicherheiten hinsichtlich der Preisentwicklung, welche zu Nachteilen von First-Mover-Projekten führen. Infolgedessen kommen Produktionsprojekte nicht in die entscheidende FEED-Phase (engl. Front End Engineering Design) und eine finale Investitionsentscheidung (FID) wird nicht getroffen. Politisches Commitment und das Ermöglichen von Wettbewerbsfähigkeit, die Schaffung infrastruktureller Voraussetzungen, regulatorische Planungssicherheit und gezielte Maßnahmen zur Risikoabsicherung sind daher entscheidend für die ersten Phasen des Hochlaufs (Initial- und Aufbauphase).

Zur Realisierung erster Projekte in der Aufbauphase (im BDEW-Phasenmodell) müssen bilateral Vereinbarungen, eine Koordination über die Lieferkette und dann auch die Versorgung der Endkunden unter oft ungeklärten Bedingungen stattfinden. Für den Aufbau der Wasserstoffversorgung und des Marktes ist es für die darauffolgende Markthochlaufphase wichtig, dass Midstreamer ihre Rolle wahrnehmen können: Sie bringen ihr etabliertes Know-how in Portfoliobildung, Nachfragebündelung, Fristentransformation und Risikomanagement für die Beschaffung, den

Transport und die Versorgung von Endverbrauchern ein und bilden die Grundlage für den Aufbau eines liquiden Wasserstoffmarktes. Sie fungieren als Bindeglied zwischen Produktion, Infrastruktur und Endkundenmarkt. Nach der Aufbauphase schaffen Midstreamer durch die Aggregation der Nachfrage Zugang zum Markt, bündeln diese und strukturieren passende Portfolios. Zusätzlich übernehmen sie durch langfristige Verträge und aktives Risikomanagement vielfältige Risiken entlang der Lieferkette, die einzelne Marktakteure nicht tragen können oder wollen.

Zugleich gilt es, zwischen sinnvoller Risikoabsicherung und potenziell schädlicher Marktverzerrung zu unterscheiden. Staatliche Unterstützung sollte dort ansetzen, wo sie zur Überwindung echter Markteintritts- und Marktaufbaubarrieren notwendig ist, und diejenigen Risiken adressieren, die aufgrund des sich gerade entwickelnden Marktes (noch) nicht von etablierten Playern getragen werden können. Eine kluge Risikoanalyse und -verteilung ist daher Voraussetzung für einen erfolgreichen, marktbasierten und nachhaltigen Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.

2 Risiken im Wasserstoffmarkt(-hochlauf)

Der Aufbau von großskaligen Produktionsanlagen, ersten Lieferketten und die Umstellung von Endkunden auf den Bezug Wasserstoff ist mit vielfältigen Risiken verbunden, die entlang der gesamten Wertschöpfungskette auftreten (können). Diese Risiken unterscheiden sich in ihrer Ausprägung, ihrem zeitlichen Auftreten und ihrer Relevanz für unterschiedliche Akteursgruppen. Dabei ist zu betonen: **Nicht jedes Risiko erfordert staatliches Eingreifen oder regulatorische Absicherung**. Insbesondere jedoch in der Initialphase, in der skalierbare Marktmechanismen noch nicht greifen oder sich erst entwickeln und Investitionsentscheidungen häufig (noch) auf Grundlage bilateraler Vereinbarungen getroffen werden müssen, bestehen zentrale Risiken, die den Markthochlauf erheblich hemmen können. Einige Risiken wirken dabei **wechselseitig verstärkend**, z.B. wenn Unsicherheiten beim Infrastrukturausbau die Finanzierung in der Nachfrage hemmen oder unklare Regulierungen Produktpreise erhöhen. Diese werden im Folgenden als flankierende Risiken beschrieben.

Eine unzureichende Absicherung bestimmter Risiken entlang der Wasserstoffwertschöpfungskette stellt ein erhebliches Hemmnis für den erfolgreichen Hochlauf dar. Die aktuell notwendige Dynamik zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele erfordert jedoch rasche und umfangreiche Investitionen in Erzeugungskapazitäten, Infrastruktur und Anwendungen. Diese Investitionen bleiben vielfach aus, wenn zentrale Risiken für Unternehmen nicht kalkulierbar oder tragbar sind. Ohne das Adressieren der Preislücke, der Preisunsicherheit und der Langfristigkeit sowie geeignete Risikoabsicherungsinstrumente, wie zum Beispiel für Nachfrageentwicklung oder regulatorische Stabilität, werden viele Projekte nicht umgesetzt oder verzögern sich erheblich. Dies kann zu einem generellen Vertrauensverlust bei Marktakteuren führen und den

Kapitalfluss hemmen. Eine solche Entwicklung hätte langfristige Folgen für die Marktreife des Wasserstoffsystems in Deutschland und Europa und konterkariert das Ziel Deutschlands, globaler Leitanbieter und Technologieführer bei Wasserstofftechnologien zu werden. Hinzu kommt, dass ein Markthochlauf mit fehlender Investitionssicherheit die Erreichung der nationalen und europäischen Zielsetzungen gefährdet. Konkret drohen die Verzögerungen bei der Substitution fossiler Energieträger in der Industrie, das Verfehlen von Klimazielen im Energiesystem, ein Rückstand im internationalen Technologiewettbewerb, und ein Abfluss der wirtschaftlichen Wertschöpfung ins Ausland.

Die Relevanz und Absicherungsbedarfe der Risiken sowie der am sinnvollsten abzusichernde Marktakteur variieren in Abhängigkeit vom **Entwicklungsstand des hochlaufenden Marktes.** Das zentrale Hemmnis für den Markthochlauf von Wasserstoff liegt jedoch im fehlenden Geschäftsmodell (entsprechend Kapitel 1.1).

- **Aktuelle Phase (Initialphase):**
  In dieser Phase dominieren Einzelprojekte mit maßgeschneiderten bilateralen Verträgen. Risiken sind hoch konzentriert bei einzelnen Akteuren – insbesondere auf der Erzeuger- und Infrastrukturseite. Viele dieser Projekte sind „First-of-a-Kind“-Investitionen mit erheblichem Innovations- und Koordinationsbedarf. Risiken wie das Marktpreisrisiko, das ordnungspolitische Risiko und das infrastrukturelle Risiko sind hier – vor allem mit Blick auf langfristige Verträge – besonders kritisch und können häufig von den Vertragspartnern nicht getragen werden.
- **Folgephase (Aufbauphase):**
  Mit zunehmender Standardisierung und Zunahme von Netzanschlüssen entwickeln sich erste Marktmechanismen. Diese Phase ist durch eine zunehmende Systemintegration gekennzeichnet: Es entsteht ein physisches Wasserstoffnetzwerk auf Fernleitungs- und Verteilnetzebene, das relevante Ankerkunden, Wasserstofferzeuger und Importpunkte miteinander verbindet. Ein Handel von Wasserstoff und seinen Derivaten entsteht; ein Markt mit ersten verlässlichen Preissignalen entwickelt sich.

3 Priorisierung von Risiken und mögliche Instrumente

Entscheidend ist eine klare Priorisierung derjenigen Risiken, die durch das Fehlen eines liquiden Marktes nicht oder nur eingeschränkt durch die Unternehmen getragen werden können, und eine darauf abgestimmte Risikoabsicherung. In der aktuellen Marktphase bestehen besonders hohe Anforderungen an Verlässlichkeit, Planbarkeit und Koordination durch staatliche und regulatorische Stellen.

3.1 Zwangsläufig staatlich abzusichernde Risiken

Im Folgenden werden die Risiken dargestellt, die im Wasserstoffhochlauf nicht vom Markt getragen werden können.

3.1.1 Marktpreisrisiko

Das Marktpreisrisiko zeigt sich in mehrfacher Hinsicht: Zum einen besteht eine deutliche Differenz zwischen den Produktionskosten von Wasserstoff und der heutigen Zahlungsbereitschaft im Markt. Zum anderen führt die hohe Preisvolatilität des Wasserstoffes zu erheblicher Unsicherheit und erschwert Investitionsentscheidungen. Der Hochlauf des Wasserstoffmarkts erfolgt außerhalb standardisierter Handelsplattformen und ist stattdessen durch bilaterale Einzelverträge geprägt. Gleichzeitig konkurriert Wasserstoff preislich mit fossilen Alternativen, deren Märkte liquide und deren Kostenstrukturen erheblich günstiger sind. In einem solchen Umfeld stellt die Investition in Wasserstofferzeugungsanlagen ein wirtschaftlich riskantes Vorhaben dar im Hinblick auf die langfristige Refinanzierung der Anlagen.

Hinzu kommt, dass Abnehmer bislang kaum Anreize haben, sich langfristig zu binden, da mit weiter sinkenden Kosten in der Zukunft gerechnet wird. Für die Bankability von Projekten ist jedoch entscheidend, dass Produzenten Verträge über Zeiträume von 15 bis 20 Jahren abschließen können. Nur dadurch lässt sich eine gesicherte Refinanzierung darstellen, die auch die Kapitalkosten reduziert. Solche langfristigen Verträge werden private Abnehmer jedoch kaum mit First-Mover-Projekten eingehen. Wenn Midstreamer die Rolle übernehmen, diese Langfristigkeit für Produzenten herzustellen, benötigen sie ihrerseits staatliche Absicherungen. Ohne eine Absicherung des Marktpreisrisikos bleibt die Bereitschaft zur Errichtung neuer Produktionsanlagen marktgetrieben aus. Hinzu kommt: Nur wenn die erste höherpreisige Nachfrage realisiert wird, kann die Kostendegression auch realisiert werden. Diese höheren Initialkosten kann jedoch kein potenzieller Nachfrager zahlen, weswegen Attentismus herrscht.

Bei der Absicherung des Marktpreisrisikos ist ein technologieoffener Ansatz, bei dem RFNBO-konformer und kohlenstoffarmer Wasserstoff berücksichtigt werden, von zentraler Bedeutung. Auf diese Weise lässt sich das regulatorisch zulässige und politisch gewünschte Angebot erheblich vergrößern, was zu einem liquideren Markt, sinkenden Preisen und höherer Kalkulierbarkeit führt. Gleichzeitig stärkt ein breiteres Angebot das Vertrauen potenzieller Abnehmer in die langfristige Verfügbarkeit von Wasserstoff.

Ein geeignetes Instrument zur Absicherung sind Differenzverträge (Contracts for Difference). CfDs sind ein erprobtes Instrument, um Preise in volatilen Märkten langfristig kalkulierbar zu machen und gleichzeitig den Produzenten langfristige Abnahme zu bieten. Hierbei wird einem Akteur in der Wertschöpfungskette die Möglichkeit geboten, etwa im Rahmen von Auktionen einen Gebotspreis abzugeben. Im Falle des Zuschlags wird das Risiko ungünstiger

Marktpreisentwicklungen von der Gegenpartei (z.B. dem Staat) getragen. Im Gegenzug verzichtet der Marktakteur auf die Chance unerwarteter Gewinne, indem er diese an die Gegenpartei abtritt. Für eine bürokratiearme Ausgestaltung von CfDs gilt: Je standardisierter das zugrundeliegende Produkt, desto kosteneffizienter und wirksamer ist der CfD-Mechanismus. Vor diesem Hintergrund sind CfDs insbesondere für große Commodities wie Energieträger geeignet. Das Beispiel der Klimaschutzverträge/CO_2-Differenzverträge zeigt, dass CfDs erheblich komplexer werden, je weiter hinten sie in der Wertschöpfungskette ansetzen, da die zugrundeliegende Produktvielfalt ansteigt. Dem Staat bleibt die Möglichkeit erhalten, durch marktnahe Ausgestaltung (z. B. Auktionen) Effizienzanreize zu setzen und Förderkosten zu begrenzen.

Auch wenn CfDs ein wirkungsvolles Instrument sein können, um das Marktpreisrisiko zu reduzieren und Investitionen planbarer zu machen, lösen sie das Problem der fehlenden Nachfrage nicht allein. Selbst bei abgesicherten Preisen fehlt Abnehmern oftmals der Anreiz, langfristige Verträge abzuschließen oder zusätzliche Mengen abzunehmen, solange der Einsatz von Wasserstoff nicht wirtschaftlich attraktiver gestaltet wird. Daher müssen CfDs durch flankierende Maßnahmen ergänzt werden, die gezielt Nachfrage schaffen – etwa durch regulatorische Vorgaben, Leitmärkte bzw. Quotenmodelle oder gezielte Förderungen in den Anwendungssektoren. Nur das Zusammenspiel von Preisabsicherung und Nachfrageanreizen kann den Markthochlauf nachhaltig absichern.

3.1.2 Infrastrukturrisiko

Verzögerungen bei der Fertigstellung von notwendigen Infrastrukturen, wie z.B. dem Wasserstoff-Kernnetz oder Wasserstoffverteilnetzen, aber auch Speichern, Importterminals und Crackern, stellen ein erhebliches Risiko für alle beteiligten Marktakteure entlang der Wertschöpfungskette dar. Insbesondere die vertraglichen Lieferstrukturen zwischen Produzenten, Transporteuren und Abnehmern basieren auf einem klar definierten Zeitplan für die Netzanbindung und den Lieferbeginn. Wird dieser Zeitplan nicht eingehalten, droht die Kündigung bestehender Abnahmeverträge mit gravierenden Folgen für Investitionssicherheit und wirtschaftliche Planbarkeit.

Wasserstoffproduzenten sind auf eine fristgerechte Inbetriebnahme des Netzes und der Infrastrukturen angewiesen, um ihre erzeugten Mengen an Abnehmer zu liefern und damit Einnahmen generieren zu können. Kommt es zu Verzögerungen (z.B. Dauer von Genehmigungsverfahren oder andere Verzögerungen höherer Gewalt), entstehen Zwischenphasen, in denen Betriebskosten – etwa aus bestehenden Stromlieferverträgen – bereits anfallen, ohne dass Erlöse erzielt werden. Die daraus resultierenden Einnahmeausfälle erhöhen den wirtschaftlichen Druck auf die Projektträger erheblich. Zudem müssen finanzielle Verluste häufig über die verbleibende Vertragslaufzeit ausgeglichen werden, was zu einer zusätzlichen Verteuerung des

gelieferten Wasserstoffs führt. Letztlich wird so die Wettbewerbsfähigkeit der gesamten Lieferkette geschwächt. Auch die Abnehmer stehen ihrerseits in vertraglichen Verpflichtungen gegenüber ihren eigenen Kunden. Bei Nichterfüllung drohen hier finanzielle Strafen und der Verlust von Glaubwürdigkeit gegenüber Kunden, Märkten und Investoren. **Ein möglicher Lösungsweg besteht in der Einführung eines temporären Entschädigungsmechanismus durch den Bund bzw. über staatliche Bürgschaften für alle betroffenen Marktakteure.** Ein solcher Mechanismus könnte betroffene Produzenten und Abnehmer für die Dauer der Verzögerung finanziell kompensieren und damit Liquiditätsengpässe abfedern[1]. Auf diese Weise würden die Risiken der Verzögerungen zwischen Netzinfrastruktur und Projekten verringert und die Investitionssicherheit entlang der Wertschöpfungskette erhöht.

Temporäre Instrumente, die eine getrennte physikalische und emissionsrechtliche Belieferung erlauben, sodass frühe Projekte ihre produzierten Wasserstoffmengen bis zur Etablierung einer verbundenen, deutschlandweiten Infrastruktur an ihre Abnehmer liefern können, können die Risiken darüber hinaus abfedern. Diese müssen jedoch im Wettbewerbsumfeld betrachtet werden und positiv zur Auslastung des Kernnetzes beitragen. Zudem sollte für eine mit öffentlichen Mitteln geförderte Infrastruktur eine transparente Kapazitätszuweisung erfolgen, die einer Use-it-or-lose-it-Klausel und einem Sekundärhandel unterliegen, um eine etwaige Kapazitätshortung zu verhindern und eine Beteiligung der Midstream-Branche sicherzustellen.

3.1.3 Ordnungspolitisches Risiko

Der erfolgreiche Hochlauf des Wasserstoffmarkts hängt maßgeblich von einem verlässlichen und konsistenten ordnungspolitischen Rahmen ab. Politische und regulatorische Unsicherheiten stellen derzeit eines der gravierendsten Investitionshemmnisse dar – insbesondere, wenn sie in bestehende Geschäftsmodelle eingreifen oder deren langfristige Tragfähigkeit in Frage

[1] Der Schwerpunkt dieses Papiers liegt auf den Risiken für Produzenten, Midstreamer und Endkunden. Der Vollständigkeit halber muss jedoch darauf hingewiesen werden, dass zudem die Netzbetreiber erheblichen Risiken ausgesetzt sind, die auch im Wasserstoff-Kernnetz durch das AMKG (H2 Amortisationskonto GmbH) nur teilweise abgesichert werden. Während im Kernnetz ein erheblicher Selbstbehalt verbleibt, stehen auch die anderen Infrastrukturbetreiber vor erheblichen Investitionsrisiken. Außerhalb des Kernnetzes existieren bislang keinerlei Mechanismen zur Risikominderung und für grenzüberschreitende Korridore – die für den Hochlauf essenziell sind – liegt ein entsprechender De-Risking-Ansatz noch in weiter Ferne.
Hinzu kommt, dass für Netzbetreiber erhebliche Risiken hinsichtlich der Verzögerung von vor- oder nachgelagerten Infrastrukturen existieren, die den eigenen Betrieb verhindern und somit zu Liquiditätsengpässen führen können.

stellen. Zu den relevanten Risiken zählen unter anderem Änderungen bei der Befreiung von Umlagen, Steuern, Netzentgelten und der Strompreiskompensation für Elektrolyseure, EU-Anforderungen an RFNBO-konformen oder kohlenstoffarmen Wasserstoff, Unsicherheiten im Bereich der Zertifizierungs- und Herkunftsnachweissysteme, insbesondere an den Schnittstellen zwischen Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme, sowie fehlende oder nur unzureichend etablierte Normen und Standards entlang einzelner Wertschöpfungsstufen.

Diese Regelungen sind jedoch nicht nur technische Detailfragen: sie sind **Grundlage für wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle** und somit ein zentrales Element für Investitionsentscheidungen. Eine spätere Änderung von Anforderungen, die z. B. zur Aberkennung des Status „RFNBO“ führt, kann direkte Auswirkungen auf Abnahmeverträge, Förderung oder Handelbarkeit haben. Aus Sicht des BDEWs sind folgende Instrumente besonders relevant:

1. **Kurzfristig Planungs- und Investitionssicherheit herstellen**

   Es sind schnellstmöglich klare und verbindliche politische Leitplanken mit angemessenen Übergangsfristen zu schaffen. Falls eine zeitnahe Klärung regulatorischer Fragen nicht möglich ist (bis Ende des laufenden Jahres), sollte eine Fristverschiebung für betroffene Regelungen erfolgen (z. B. bei der Netzentgeltbefreiung für Elektrolyseure). Zudem sollten Review-Klauseln möglichst vermieden werden, die zentrale Geschäftsgrundlagen nachträglich in Frage stellen und dadurch Investitionsunsicherheit schaffen. Zwar ist die Anpassung von Regulierung hin zu praxistauglichen Regelungen wichtig (Beispiel Strombezugskriterien für Delegierte Rechtsakte Erneuerbare Kraftstoffe nicht-biologischen Ursprungs und Kohlenstoffarme Brennstoffe), aber sie muss trotzdem so stabil sein, dass sie Geschäftsmodelle nicht in Frage stellt und Investitionen nicht entwertet.

2. **Einführung von Bestandsschutzregelungen (Grandfathering)**

   Damit finale Investitionsentscheidungen heute ermöglicht werden, müssen Investoren verlässlich mit den heute gültigen Rahmenbedingungen planen können. Das umfasst die Sicherheit, dass jegliche nachträglichen Anpassungen regulatorischer Anforderungen, z.B. bei den EU-Definitionen zu Wasserstoff oder bei Normen zur Produktqualität, einen Bestandsschutz für bestehende Projekte umfassen werden. Dabei sollte stets auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung abgestellt werden und nicht auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Der Bestandsschutz sollte zudem immer auch eine Opt-in-Möglichkeit beinhalten, damit First-Mover-Projekte nicht benachteiligt werden, falls die künftige Regulierung größere Freiräume lässt. Grundsätzlich dürfen frühe Projekte bei Aufweichung keinen signifikanten Nachteil erlangen und die Instrumente dürfen ihre Wirkung nicht verlieren, nämlich den wirtschaftlichen Betrieb der Projekte zu ermöglichen („First-Mover-Disadvantage“).

Dabei ist wichtig zu berücksichtigen, dass gerade im Marktaufbau und -hochlauf eine pragmatische und einfache Regulierung Grundvoraussetzung für die Reduzierung von First-Mover-Disadvantages ist.

3.2 Risiken, die marktnah getragen werden können

Ein funktionierender Wasserstoffmarkt setzt voraus, dass bestimmte wirtschaftliche Risiken marktnah getragen werden. Dazu gehört vor allem das Abnahmerisiko, also die Gefahr fehlender oder unzureichender Nachfrage. Dieses Risiko muss mit Entstehen eines liquiden Marktes von den Unternehmen getragen werden, in der frühen Phase ist jedoch politische Flankierung notwendig, um Investitionen zu ermöglichen. Auch das Produktionskostenrisiko, etwa durch schwankende Strompreise oder Betriebskosten, ist grundsätzlich unternehmerisch abzusichern. Ebenso fällt das technische Produktrisiko, also die Einhaltung von Qualitätsstandards und Definitionen für RFNBO-konformen bzw. kohlenstoffarmen Wasserstoff, in den Verantwortungsbereich der Produzenten, auch wenn verlässliche internationale Standards hierfür eine Voraussetzung sind.

Im noch entstehenden Wasserstoffmarkt aber birgt das Ausfallrisiko, etwa durch Insolvenzen, Projektabbrüche oder vertragliche Nichterfüllung, erhebliche wirtschaftliche Gefahren, da langfristige und kapitalintensive Verträge höhere Expositionen mit sich bringen. Hinzu kommt, dass Wasserstoffprojekte verschiedene Märkte miteinander verbinden: Von erneuerbarem Strom (und ggf. Gas), über Wasserstoff (ggf. mit CCS) bis hin zu grünen Endprodukten in den verschiedensten Sektoren, teilweise über verschiedene (außereuropäische) Länder: Diese komplexen Wertschöpfungsstufen machen Wasserstoffprojekte aufgrund der vielen und diversen Akteure besonders anfällig für Ausfälle entlang der gesamten Kette. Marktnahe Instrumente wie Bonitätsprüfungen, Diversifizierung, Rücktrittsklauseln oder Wartungsstrategien können Risiken reduzieren, reichen jedoch insbesondere bei grenzüberschreitenden Großprojekten oder Kunden mit geringer Bonität nicht aus. Hier können ergänzend staatliche Absicherungsinstrumente wie UFK-Garantien, Exportkreditgarantien, Aval-Kredite oder eine Absicherung durch Etablierung eines „Buyer of Last Resort“ eingesetzt werden. Ohne solche Instrumente droht die Beschränkung auf wenige, besonders bonitätsstarke Kunden, was die Marktbreite einschränkt.

Das Mengenrisiko umfasst sowohl das Wiedereindeckungsrisiko bei Lieferausfällen als auch das Wiederverkaufsrisiko bei nicht abgenommenen Mengen. In einem wenig standardisierten und illiquiden Markt kann dies Geschäftsmodelle gefährden. Neben Ausfallgarantien sind vor allem vertragliche Absicherungen wie Mengenflexibilität, Ersatzlieferoptionen oder Preisgleitklauseln wichtig. Ergänzend könnten regulatorische Sonderregelungen helfen, indem Unternehmen bei unfreiwilligen Abweichungen vorübergehend alternative Qualitäten einsetzen dürfen.

4 Fazit

Gelingt der Wasserstoffhochlauf, gelingt die Energiewende. Dafür müssen jetzt die zentralen Hemmnisse beseitigt werden: **Die Preislücke zwischen Produzentenpreis und Zahlungsbereitschaft muss schnellstmöglich geschlossen werden** – technologieoffen und mit wirksamen, wettbewerblich organisierten Instrumenten wie CfDs, flankiert durch Nachfrageanreize.

Dabei gilt: **Die Absicherung des Marktpreisrisikos bedeutet langfristige Planungssicherheit bei Preisniveau und -volatilität**. Investitionen fließen nur, wenn Preisabsicherung und verlässliche 15–20-Jahres-Abnahmen zusammenkommen und Midstreamer ihre Rolle durch in der Aufbauphase zielgenaue staatliche Rückendeckung wahrnehmen können. In der Initialphase sollte diese Preisabsicherung auch für bilaterale Vertragspartner gelten.

Für die gesamte Wertschöpfungskette muss **ordnungspolitische Verlässlichkeit** gelten. Sie ist Investitionswährung: Klare Fristen, Bestandsschutz (Grandfathering) und keine nachträgliche Entwertung von Investitionen sichern die Bankability der First-Mover. Zudem muss das **Infrastrukturrisiko** in der initialen Startphase auf ein Minimum reduziert werden. Wo Verzögerungen drohen, braucht es Absicherungen, damit Projekte nicht ins Leere laufen und First-Mover benachteiligt werden.

Wenn diese beschriebenen Handlungsempfehlungen adressiert werden, ist die Energiewirtschaft ihrerseits in der Lage, vielfältige Risiken zu tragen. Dazu zählen neben dem technischen Produktrisiko unter anderem das Produktionskostenrisiko, das Mengenrisiko und das Abnahmerisiko.

Das Ziel ist kein Dauer-Subventionszustand, sondern ein schneller Übergang in einen liquiden, standardisierten und marktbasierten Handel. Dazu braucht es jetzt entschlossene und marktnahe Entscheidungen, die Risiken dort absichern, wo sie systemisch sind, und Freiräume dort lassen, wo der Markt sie tragen kann.