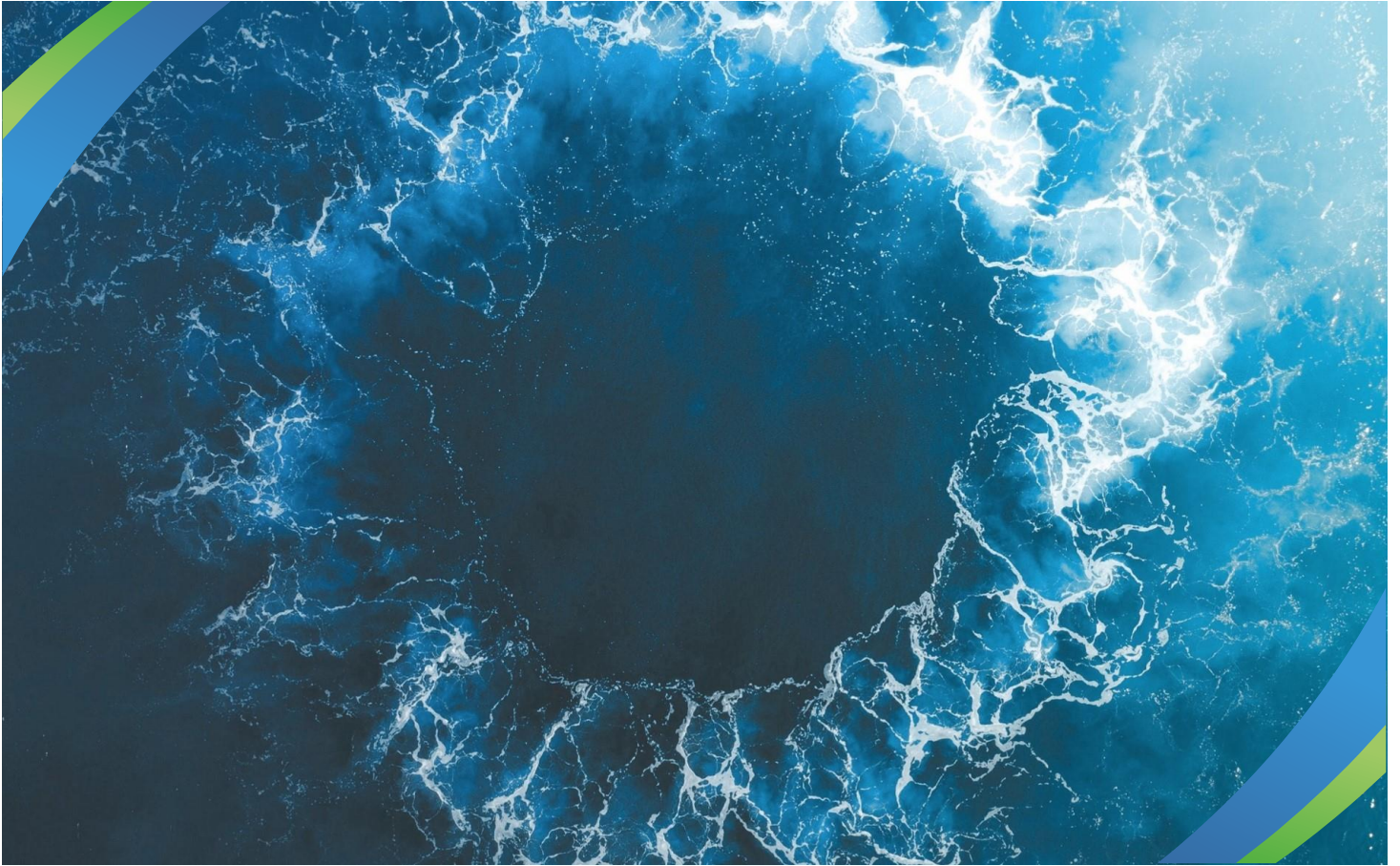




Trans4Real



Herausforderungen der Reallabore der Energiewende im Kontext Wasserstoff

Diskussionspapier aus der Transferforschung der Reallabore der Energiewende

Impressum

Herausgeber:



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Am Blütenanger 71
80995 München

Tel: +49 (0) 89 158121-0

E-Mail: trans4real-info@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Autorinnen und Autoren:

FfE : Simon Pichlmaier, Tapio Schmidt-Achert,
David Ruprecht, Stephan Mohr

DECHEMA: Florian Ausfelder

ZBT: Dorothee Lemken, Mario Koppers

DOI: 10.34805/ffe-06-24

FfE-Auftragsnummer: BMWi-71

Veröffentlicht am:

23.02.2024

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Bitte zitieren als:

Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Hrsg.) (FfE,
2024) „Herausforderungen der Reallabore der Energie-
gewende im Kontext Wasserstoff“

Kurzbericht zum Projekt Trans4Real:

Herausforderungen der Reallabore der Energie-
gewende im Kontext Wasserstoff

Projektpartner:

FfE e. V.

DECHEMA e. V.

ZBT GmbH

Agora Energiewende

Stiftung Umweltenergierecht

Ruhr-Universität Bochum

Technische Universität München

Die Veröffentlichung dieser Publikation wurde durch die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt. Die dena ist beauftragt durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Inhalt

1	Einleitung	3
2	Verortung und Struktur der Reallabore	4
3	Herausforderungen für die Reallabore	6
3.1	Geschäftsmodelle	6
3.2	Kostenstrukturen	9
3.3	Regulatorik	16
4	Zusammenfassung und Ausblick	21
A	Einschätzungen aus den Reallaboren	22
A.1	Energiepark Bad Lauchstädt.....	22
A.2	Norddeutsches Reallabor	23
A.3	WESTKÜSTE100	24
A.4	Referenzkraftwerk Lausitz.....	26
A.5	H ₂ CAST Etzel.....	27

1 Einleitung

Das Projektkonsortium Trans4ReaL besteht aus der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., der DECHEMA e.V., dem Zentrum für BrennstoffzellenTechnik gGmbH, der Agora Energiewende, der Stiftung Umweltenergierecht, der Ruhr-Universität Bochum und der Hochschule für Politik der TU München. Im Rahmen der Projekts Transferforschung Wasserstoff begleitet es die Reallabore der Energiewende mit Fokus Wasserstoff und Sektorkopplung in enger und vertrauensvoller Form und gewinnt dadurch Einblicke in einige der wichtigsten Umsetzungsprojekte für den Markthochlauf von Wasserstoff in Deutschland. Um die Einblicke aus den Reallaboren einzuordnen sucht das Konsortium zudem den regelmäßigen Austausch mit weiteren Akteur:innen aus Wirtschaft und Wissenschaft. Das Projekt wird von der Deutschen Energie-Agentur (dena) in der Aufbereitung für die Außenkommunikation und der Organisation von Fachveranstaltungen begleitet. So entsteht umfassendes Verständnis für den Stand, die Entwicklung und die aktuellen Herausforderungen für Umsetzungsprojekte im Markthochlauf von Wasserstoff.

In 2023 wurden viele wichtige Entscheidungen im Kontext Wasserstoff getroffen. Auf regulatorischer Ebene war einer der wichtigsten Schritte die Verabschiedung des Delegierten Rechtsakts zu Artikel 27(3) der zweiten Fassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive II, RED II), in dem die Strombezugs-kriterien für die Produktion von erneuerbaren Wasserstoff festgelegt wurden. In den Reallaboren waren es in erster Linie Investitionsentscheidungen, auf die das größte Augenmerk gerichtet wurde. So kam beispielsweise das Reallabor Energiepark Bad Lauchstädt zu einer positiven Investitionsentscheidung und begann unter anderem mit dem Bau eines 50 MW-Windparks und einer 30-MW-Elektrolyseanlage¹. Deutlich mehr Aufmerksamkeit in der öffentlichen Wahrnehmung bekam jedoch die negative Investitionsentscheidung über die 30-MW-Elektrolyse des Reallabors WESTKÜSTE100². Wenngleich bekannt war, dass die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren die Unternehmen vor große Herausforderungen stellt, waren viele Expert:innen dennoch überrascht, dass ein solches Vorreiterprojekt abgebrochen wird. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die beiden genannten Reallabore auf den ersten Blick sehr ähnlich erscheinen.

Die Herausforderungen von Wasserstoffprojekten im Allgemeinen und Elektrolyseprojekten im Speziellen scheinen folglich differenzierter zu sein und sich in der Regel nicht von einem Projekt auf das andere übertragen zu lassen. Das vorliegende Papier dient dazu diese Herausforderungen darzustellen und zu erläutern. Die Autor:innen stützen sich dabei auf die Erkenntnisse, die in der Begleitung von Umsetzungsprojekten gesammelt werden konnten. Eine Bewertung und Gewichtung der Einzelaspekte erfolgt nicht, ist jedoch für eine finale Bewertung einer Investition notwendig. Dies hängt vom jeweiligen Einzelfall ab und kann nur von den beteiligten Akteur:innen selbst beurteilt werden.

Im nun folgenden Papier wird zunächst auf die Reallabore der Energiewende und ihre Technologien eingegangen. Die Reallabore stehen stellvertretend für große Umsetzungsprojekte im Kontext Wasserstoff. In Kapitel 3 werden in der Folge die aktuellen Herausforderungen der Projekte beschrieben. Diese sind unterteilt in die Abschnitte Geschäftsmodelle, Kostenstrukturen und Regulatorik. Schließlich werden in Kapitel 4 die wichtigsten Punkte zusammengefasst und ein Ausblick gegeben. Ergänzend zu den von den Autor:innen verfassten Kapiteln geben Akteur:innen der Reallabore im Anhang ihre Einschätzung zu den genannten Herausforderungen ab und geben so Einblick in die Perspektive der Umsetzenden des Wasserstoffhochlaufs.

¹ [Energiepark Bad Lauchstädt geht in die Umsetzung](#)

² [Entscheidung des Joint Ventures: Elektrolyseur im WESTKÜSTE100 Reallabor wird nicht gebaut](#)

2 Verortung und Struktur der Reallabore

Die Reallabore der Energiewende sind vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geförderte Umsetzungsprojekte, bei denen die ersten bereits 2020 gestartet sind. Es sind Projekte, die den Markteintritt und -hochlauf von Technologien begleiten sollen, indem diese in industriellem Maßstab und unter realen Bedingungen umgesetzt werden. Neben Reallaboren die sich mit dem Thema „Energieoptimierte Quartiere“ beschäftigen, gibt es weitere Reallabore, die sich mit den Themen Wasserstoff und Sektorkopplung auseinandersetzen und auf die sich die hier beschriebenen Themen beziehen.

Bei den Reallaboren handelt es sich um Projektkonsortien aus mehreren Unternehmen und Forschungsinstitutionen, die jeweils Eigenmittel zur Umsetzung der Projektideen aufwenden und darüber hinaus öffentliche Fördergelder erhalten. Während für die Erforschung und Erprobung neuer Technologien in den Bereichen der Grundlagen- und der angewandten Forschung oft recht umfangreiche Fördermittel des öffentlichen Sektors bereitstehen, nehmen diese Fördermittel im daran anschließenden Bereich der industriellen Demonstration im Vergleich zu dem mit der Anlagengröße steigenden Mittelbedarf oftmals ab. Solange im Bereich der industriellen Demonstration jedoch noch keine wirtschaftliche erfolgreiche Anwendung gegeben ist, fallen insbesondere für kapitalintensive Technologien auch die Investitionen aus dem privaten Sektor noch überschaubar aus. In dieser Situation, die man auch als „Tal des Todes von Innovationen“ bezeichnet, setzen die Reallabore der Energiewende als öffentlich-privates Kooperationsformat an. Der Wissenstransfer sowie die Vernetzung zwischen diesen beiden Gebieten ist weiterer essenzieller Baustein des Konzepts. Diese Zusammenhänge sind schematisch in Abbildung 1 gezeigt.

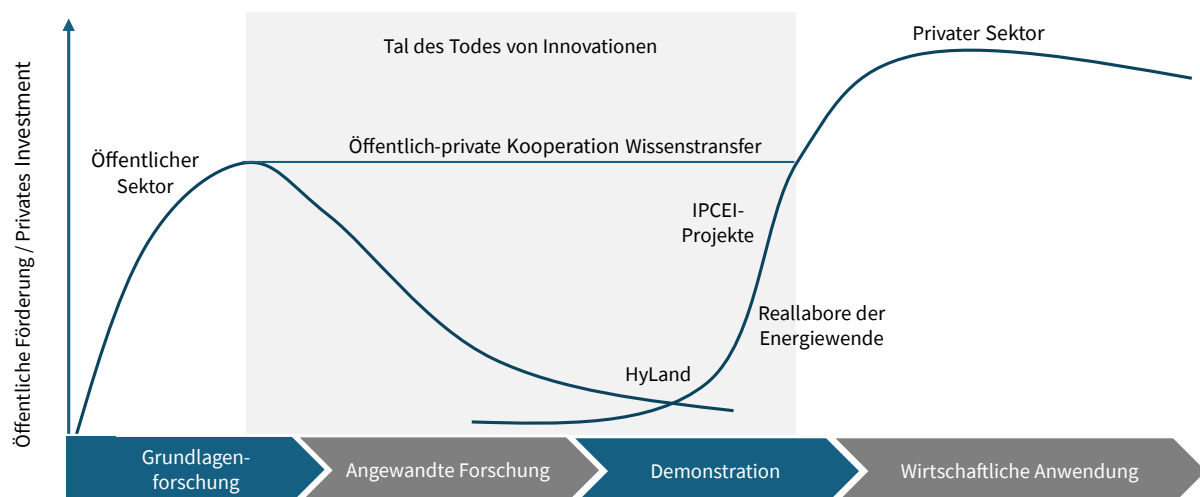


Abbildung 1: Die Reallabore der Energiewende als Brücke zwischen angewandter Forschung und wirtschaftlicher Anwendung

Durch die Demonstration wichtiger Wasserstofftechnologien entlang der gesamten Prozess- und Wertschöpfungskette in industriellem Umfang und unter realen Bedingungen, sollen die Reallabore die technische Anschlussfähigkeit Deutschlands sicherstellen und zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beitragen. Hierbei werden in vielen Reallaboren mehrere neue Prozesse und Geschäftsmodelle entlang der Wasserstoffprozesskette simultan erprobt. Eine Übersicht über diese Anwendungen und deren Verortung in den einzelnen Reallaboren liefert die folgende Abbildung 2.

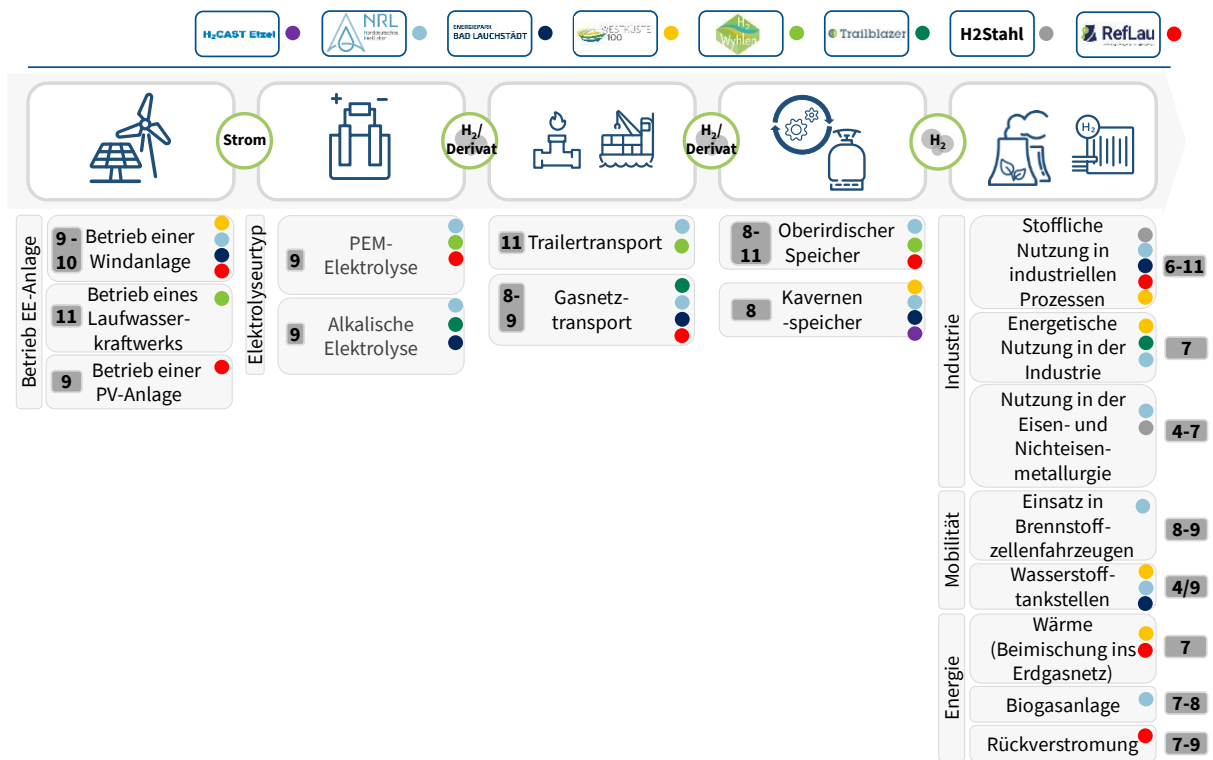


Abbildung 2: Übersicht über erprobten Prozessketten und Anwendungen in den Reallaboren sowie das jeweilige Technology Readiness Level (TRL)³

Mit dem Projektstart eines Reallabors, der bei ersten Reallaboren bereits 2020 erfolgte, startet die Planungsphase als erste der schematisch in Abbildung 3 dargestellten Projektphasen. In dieser gilt es die technische und wirtschaftliche Machbarkeit des Vorhabens sicherzustellen, um anschließend eine Investitionsentscheidung tätigen zu können. Insbesondere die wirtschaftliche Machbarkeit stellt aufgrund unterschiedlicher Herausforderungen hinsichtlich Geschäftsmodellentwicklung, Kostenstrukturen und der Entwicklung des regulatorischen Rahmens eine Hürde für eine positive Investitionsentscheidung dar.

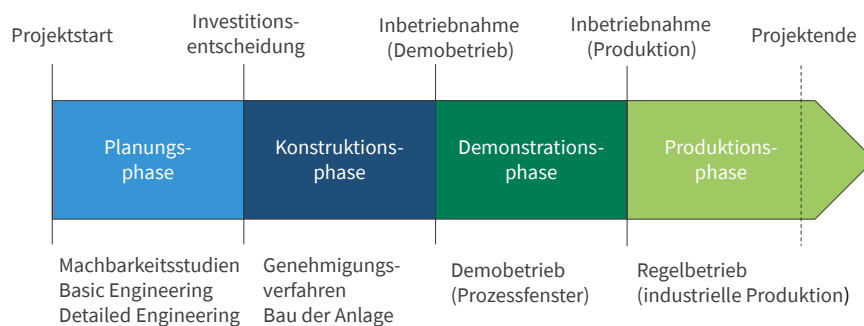


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Projektphasen der Reallabore

Im Folgenden wird nun auf die Punkte eingegangen, die bei vielen der Projekte dafür gesorgt haben, dass die Planungsphase bis zur Investitionsentscheidung länger gedauert hat als zunächst angedacht. Dabei liegt der Fokus auf den Elektrolyseanlagen, die in den Reallaboren geplant sind.

³ IEA: [ETP Clean Energy Technology Guide](#)

3 Herausforderungen für die Reallabore

Die Reallabore, die in ihren Projekten Elektrolyseanlagen umsetzen wollen, stehen vor unterschiedlichen Herausforderungen, die über die letzten Jahre hinweg bis zum heutigen Zeitpunkt, starken Dynamiken ausgesetzt sind. In den folgenden Kapiteln sind diese strukturiert in die Aspekte der Geschäftsmodelle, der Kostenstrukturen sowie der Regulatorik.

3.1 Geschäftsmodelle

In einem tragfähigen Geschäftsmodell muss die Refinanzierung des Elektrolyseprojekts sichergestellt sein. Einflussfaktoren darauf sind u. a. der Bezug von grünem Strom, die Sicherstellung des Transports vom Elektrolyseur zur Abnahmestelle und eine möglichst sichere und ertragreiche Erlösquelle. Für den Abnehmer des Wasserstoffs als Stakeholder in der Kette steht die Versorgungssicherheit im Vordergrund. Bei der Konzeption und Umsetzung stehen Entwicklerinnen und Entwickler von Elektrolyseprojekten vor zahlreichen Herausforderungen in diesen Kontexten.

Mangelnde Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff erschwert wirtschaftlichen Betrieb

Grüner Wasserstoff kann zur Dekarbonisierung in vielen Anwendungen, wie z.B. in der Chemie- und Stahlindustrie oder der Mobilität und zur Wärmeerzeugung, zum Einsatz kommen. Generelles Interesse an der Nutzung von grünem Wasserstoff, insbesondere im Zuge der Vermeidung von Treibhausgasemissionen, ist vorhanden. In allen Anwendungen konkurriert grüner Wasserstoff jedoch mit etablierten Technologien, die durch Externalisierung von Kosten, bereits erreichte Skaleneffekte und hohe Technologiereife zu geringen Kosten zur Verfügung stehen, sowie mit alternativen Dekarbonisierungstechnologien wie beispielsweise batterieelektrischen Fahrzeugen.

Potentielle Nutzende sehen sich daher bei der Umstellung auf grünen Wasserstoff einer mehrfachen Belastung gegenüber: Zum einen müssen die Investitionskosten aufgebracht werden, die mit der Umstellung von der bisherigen Technologie auf Wasserstoff anfallen. Zum anderen müssen die Mehrkosten für die Beschaffung von grünem Wasserstoff in die laufenden Kosten einbezogen werden. Zusätzlich erwartet der Letztverbraucher eine sichere Versorgung im Bedarfsfall.

Zwar bestehen finanzielle Anreize auf der Nutzungsseite: Die Treibhausgas-Quote (THG-Quote) und der Emissionshandel bieten zusätzliche Erlösquellen oder erhöhen die Kosten von fossilen Alternativen. Allerdings bewegen sich die jeweiligen Zertifikats- bzw. Quotenpreise aktuell nicht auf ausreichend hohem Niveau. Zudem sind sie Unsicherheiten in Form von Schwankungen unterlegen, die aktuell für THG-Quoten auch nicht absicherbar sind. Die Preise der Zertifikate der THG-Quote sind in 2023 von 430 €/t CO₂ auf 130 €/t CO₂ gefallen⁴, was einen Abfall der daraus möglichen Erlöse von 8,6 €/kg H₂ auf 2,6 €/kg H₂⁵ bedeutet. Im Emissionshandel wiederum werden steigende Preise erwartet, die aktuell aber nicht zur Finanzierung eines entsprechenden Geschäftsmodells ausreichen: Aktuelle Preise für ETS-Zertifikate liegen mit rund 85 €/t CO₂ noch unter denen der gefallenen THG-Quotenpreise. Der daraus mögliche Erlös beträgt etwa 1,7 €/kg H₂. Ein wirksamer finanzieller Anreiz besteht somit nur im Mobilitätssektor, und auch dort nur eingeschränkt.

⁴ Klima-Quote.de: [Markteinblicke für THG-Quoten](https://www.klima-quote.de/)

⁵ Berechnung nach der 2023 noch geltenden Version der 37. BImSchV

Die Rahmenbedingungen der THG-Quote sind in der 37. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (37. BImSchV) festgelegt, die aktuell eine Novellierung erfährt. Zuletzt diskutiert wurden hier auch Änderungen der Berechnungsgrundlagen für die THG-Minderungsmenge und in der Folge eine Steigerung der zu erwartenden Erlöse.

Außerdem sind für Anwendungen, insbesondere im Wärme- und Mobilitätssektor weitere, häufig kostengünstigere Alternativen zur fossilen Technologie vorhanden. Schließlich besteht die Möglichkeit, Mehrkosten an den Endkunden weiterzugeben, nur in wenigen Marktsegmenten. Bei hohen Wasserstoffpreisen macht das die Umstellung auf grünen Wasserstoff für potentielle Nutzer ökonomisch unattraktiv.

Diese mangelnde Zahlungsbereitschaft wirkt sich wiederum auf mögliche Hersteller und Infrastrukturbetreiber von grünem Wasserstoff aus. Elektrolyseurbetreiber haben Schwierigkeiten, Abnahmeverträge zu schließen, die mittelfristig einen kostendeckenden Wasserstoffpreis vorsehen. Gleichzeitig müssen oft der Transport und die Speicherung von Wasserstoff mitfinanziert werden. In Erwartung langfristiger Kostensenkungen oder Erlössteigerungen kann sich ein Wasserstoffprojekt trotzdem lohnen, birgt jedoch klare Unsicherheiten. Ist hingegen auch die langfristige Refinanzierung nicht abzusehen, steht dies einer Umsetzung entgegen. Für den Investor von Anlagen als „First Mover“ ergibt sich daraus ein enormes unternehmerisches Risiko, welches durch den sich entwickelnden regulatorischen Rahmen noch verstärkt wird.

Fehlende Infrastruktur sorgt für hohe Komplexität

Häufig findet die Nutzung des Wasserstoffs nicht am gleichen Standort wie die Produktion statt. Das Gas muss also transportiert werden. Bei großen Wasserstoffmengen stellen Pipelines die einzig realistische Option dar⁶. Abgesehen von geographisch beschränkten, privat betriebenen Netzen im Ruhrgebiet, dem mitteldeutschen Chemiedreieck und in Schleswig-Holstein besteht momentan keine Pipelineinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff.^{7,8}

Bei der Umsetzung eines Wasserstoffprojekts bedeutet das einen zusätzlichen Aufwand, um den Transport von Wasserstoff zu ermöglichen. Mögliche Optionen sind neben dem Aufbau einer eigenen Pipeline beziehungsweise der Umstellung von ehemaligen Erdgasleitungen, der Transport mit einem Lkw oder – sofern ein Schienennetz verfügbar ist – dem Zug sowie in begrenztem Umfang die Einspeisung in das Erdgasnetz. Die Kostenschätzungen für den Transport von Wasserstoff via Lkw liegen bei etwa 1-2 €/kg⁶, was bei einem aktuellen Index-Preis von 7,2 €/kg⁹ einen relevanten Anteil hätte.

Darüber hinaus sind Produktion und Verbrauch zeitlich nicht immer in Deckung. Zur Garantie einer konstanten Versorgung sind also auch Wasserstoffspeicher notwendig. Bei geringeren Speichervolumina ist die Nutzung von Druckgastanks möglich, für große Mengen kommen Kavernenspeicher infrage. Für letzter besteht ein erheblicher Planungs-, Genehmigungs- und Erschließungsaufwand. Zwischen Projektbeginn bis zur Inbetriebnahme eines neuen Kavernenspeichers können damit bis zu 15 Jahre vergehen.

Für Wasserstofftransport und -speicherung sind zusätzliche technische und betriebswirtschaftliche Kompetenzen notwendig, um die Inbetriebnahme und den Betrieb des Wasserstofftransports zu gewährleisten. Eine Eingliederung zusätzlicher Partner in die Projekte ist daher meist sinnvoll.

Hohe und schwer einschätzbare Risiken erhöhen Finanzierungsaufwand

⁶ Hydrogen Council: [Hydrogen Insights 2021](#)

⁷ TÜV NORD: [Wasserstoff-Pipelines und Wasserstoffnetze](#)

⁸ Chemie Technik: [Wie sieht das neue Wasserstoffnetz für Deutschland aus?](#)

⁹ [EEX Hydrix](#), abgerufen am 17.01.2024

Elektrolyseprojekte sind von zahlreichen Risiken betroffen. Neben dem Risiko eines Zahlungsausfalls von Ankerkunden oder ungünstiger Entwicklungen des prospektiven Wasserstoffmarktes gehören dazu auch das Risiko unvorhergesehener Ausfälle bisher wenig erprobter Technologiekomponenten und die Unvorhersehbarkeit politischer Entwicklungen. Im Extremfall droht das Scheitern des Geschäftsmodells und damit die Zahlungsunfähigkeit.

Das erschwert die Beschaffung von Kapital. Banken und andere Geldgeber erwarten im Ausgleich für das hohe Ausfallrisiko höhere Renditen. Dadurch erhöhen sich die Finanzierungskosten, die im Geschäftsmodell miteinkalkuliert werden müssen.

Geldgeber stehen vor einer weiteren Herausforderung, welche die Finanzierung von grünen Wasserstoffprojekten unattraktiv macht. Vor der Finanzierung müssen sie das Risiko der Zahlungsunfähigkeit einschätzen, um eine angemessene Rendite festlegen zu können und um das Risiko, dem sie selbst ausgesetzt sind, zu steuern. Da grüner Wasserstoff aber sowohl technologisch als auch wirtschaftlich weitestgehend neu ist, fehlen Daten für die adäquate Bewertung der oben genannten Risiken. Das verringert das Angebot an Kapital für grünen Wasserstoff, was ebenfalls die Kosten für die Finanzierung für grüne Wasserstoffprojekte erhöht.

Es ist nicht auszuschließen, dass im Kontext der Risiken der Finanzierung die Eigentumsstruktur der Partner eines Projektkonsortiums eine relevante Rolle spielt. So fällt es größeren, finanzstarken Unternehmen leichter, Risiken im aktuell notwendigen Umfang einzugehen oder auch potenziellen Kapitalgebern Sicherheiten zu bieten.

Individuelle Vertragsabschlüsse sorgen für administrativen Zusatzaufwand und verzögerte Projektstarts

Für den Bau und Betrieb eines Elektrolyseurs im Rahmen eines tragfähigen Geschäftsmodells müssen u. a. die Lieferung von grünem Strom, der Transport und die Speicherung des Wasserstoffs sowie idealerweise die langfristige Abnahme des Wasserstoffs vertraglich zugesichert sein. Zudem müssen Kaufverträge für die Anlagen geschlossen werden.

Bezüglich Kaufverträgen der kapitalintensiven Elektrolyseanlagen fehlen insbesondere im Kontext der Garantien und Gewährleistungen Erfahrungswerte. Die Anlagen in den Größenordnungen, in denen sie in den Reallaboren verfolgt werden, gibt es in Deutschland entweder kaum oder noch nicht. Weder Hersteller noch Käufer wollen in der Folge die Garantie im Falle eines vorzeitigen Ausfalls übernehmen. Auch die Abnahmeverträge des zu produzierenden Wasserstoffs gestalten sich komplex. So muss beispielsweise ein Vertrag über die Abnahme des Wasserstoffs neben Mengen und Preisen auch Liefermodalitäten, Verpflichtungen sowie Garantien bei Lieferausfall beider Parteien beschreiben. Aktuell limitiert zusätzlich die fehlende Wasserstoff-Transportinfrastruktur die Übertragbarkeit der Verträge, sodass für jeden Abnehmer eine individuelle Lösung gefunden werden muss.

Hinsichtlich der fehlenden Erfahrung aller Parteien bezüglich der Aushandlung solcher Verträge ist die Beratung durch externe Dienstleister eine Option. Während für Grünstrom-Abnahmeverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) bereits ein beschränktes Angebot besteht, sind Wasserstofftransport und -abnahme auch für spezialisierte Dienstleister Neuland. Prinzipiell können die Vertragsstrukturen der öffentlichen Erdgasversorgung eine Grundlage sein. Fehlende Infrastruktur und der noch auszugestaltende regulatorische Rahmen begrenzen jedoch die Übertragbarkeit. In der Folge können Vertragsaushandlungen aufwändig und langwierig sein. Verändert sich im Laufe der Vertragsaushandlung die finanzielle Situation oder die Prioritäten der Partner, kann das eine Einigung erschweren. Aufgrund der Abhängigkeit der Prozessschritte voneinander

bedeutet das Nichtzustandekommen einer einzelnen Vertragsbeziehung aktuell oft das Scheitern des gesamten Projektes.

Fehlendes Grünstromangebot verhindert Projekte noch in der Konzeptionsphase

Die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom ist eine essentielle Voraussetzung für die Produktion von grünem Wasserstoff. Die EU-Regulatorik - unter anderem Voraussetzung für die Anrechenbarkeit auf die THG-Quote - sieht vor, dass nur vollständig erneuerbarer Strom für die Produktion verwendet wird, sofern der Wasserstoff auf die Zielvorgaben angerechnet werden soll. Dieser muss im Regelfall entweder aus einer direkt mit dem Elektrolyseur verbundenen Erneuerbaren-Energien-Anlage (EE-Anlage) kommen oder mittels PPA von einem EE-Anlagenbetreiber bezogen werden. Ab 2028 dürfen zudem die Strom produzierenden Anlagen nicht mehr als drei Jahre vor Inbetriebnahme des Elektrolyseurs in Betrieb gegangen sein.

Die Verwendung einer direkt verbundenen Anlage erfordert die Verfügbarkeit von entsprechenden Flächen in der Nähe der Elektrolyseurs. Unter anderem deswegen sind PPAs für viele Projekte die Regel. Das Angebot an qualifizierten PPAs ist jedoch begrenzt. In Anbetracht der hohen Strompreise in Deutschland ist es für viele Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien attraktiv, den Strom am Strommarkt zu verkaufen. Gleichzeitig besteht auch aus anderen Industrien eine Nachfrage nach grünen PPAs. Für PPAs gibt es zudem aktuell keinen transparenten Markt.

Als Folge besteht ein Angebotsmarkt, in dem Preise vorwiegend durch die Anbieter von Grünstrom bestimmt werden können. Das macht es für viele Projektierende von Elektrolyseuren schwierig, PPAs abzuschließen. Dies gilt insbesondere, wenn nicht auf Erfahrungen im Stromhandel aus anderen Geschäftsfeldern zurückgegriffen werden kann.

Eine Alternative ist die gemeinsame Projektentwicklung von EE-Anlage und Elektrolyse. Das stellt die Verfügbarkeit von Grünstrom sicher, erfordert aber zusätzliche Kompetenzen im Projektkonsortium und bindet das Gelingen des Elektrolyse-Projekts an die Genehmigungsfähigkeit und Erfolg des EE-Projekts.

3.2 Kostenstrukturen

Auf der Kostenseite existieren Herausforderungen, da Gestehungskosten für grünen Wasserstoff -trotz Förderung- hoch sind. Gründe hierfür liegen sowohl in den Investitionskosten als auch Betriebskosten.

Für ein funktionierendes Elektrolysegeschäftsmodell muss der Handelspreis über den Bereitstellungskosten liegen

Der mögliche Markthochlauf und die weitere -durchdringung von grünem Wasserstoff hängt davon ab, wie sich die Preise für grünen Wasserstoff relativ zu den möglichen Alternativen bspw. grauer Wasserstoff oder Kohle entwickeln. Aus Sicht eines Produzenten von grünem Wasserstoff ist neben dem Markt, auf dem die Preisbildung stattfindet, die Frage relevant, zu welchen Kosten der grüne Wasserstoff bereitgestellt werden kann. Ein mögliches Geschäftsmodell entsteht erst dann, wenn die Gestehungskosten, unter Berücksichtigung von weiteren Erlösquellen wie bspw. der THG-Quote, für den Produzenten unter den zu erzielenden Preisen liegen.

Einen liquiden Markt für grünen Wasserstoff, also einen Markt in dem grüner Wasserstoff durch eine Vielzahl von sich im Wettbewerb befindenden Produzenten überall verfügbar und in ausreichender Menge und zu transparenten Preisen bereitgestellt werden kann, gibt es derzeit nicht. Die Preisbildung ist daher eine freie Verhandlung zwischen dem Produzenten und dem Abnehmer. Neben dem eigentlichen Preis spielen in der

Verhandlung auch Aspekte wie Versorgungssicherheit, Qualität und andere Bedingungen eine wichtige Rolle, so dass aus einzelnen Verträgen, die in der Regel vertraulich sind, nicht auf eine Preisbildung im Falle eines liquiden Marktes geschlossen werden kann.

Unabhängig von der Preisbildung kann der Produzent jedoch seine Gestehungskosten ermitteln und er kann versuchen sich damit im Markt einzuordnen. Im Rahmen einer techno-ökonomischen Analyse können die Gestehungskosten des grünen Wasserstoff, die Gesamtkosten (total expenditures, TOTEX) umgelegt auf die Produktmenge, beschrieben werden. Die Gesamtkosten wiederum können in einen Teil zerlegt werden, der sich aus der erwarteten Verzinsung des investierten Kapitals ergibt (capital expenditures, CAPEX) und einen Teil, der sich als die Kosten des laufenden Betriebs beschreiben lässt (operational expenditures, OPEX).

Kapitalkosten bleiben weiterhin ein relevanter Bestandteil der Produktionskosten – insbesondere nach der Entwicklung der letzten Jahre

Die CAPEX bilden im Wesentlichen die Investitionskosten für den Bau der Produktionsanlage ab. Aber auch andere Kosten wie z.B. Planungs- und Genehmigungskosten, Anschlusskosten an Infrastruktur sowie Vertragskosten können inkludiert werden. Im Falle von Elektrolyseuren stellen die Investitionskosten für den Elektrolyseur und dessen Peripherieanlagen den weit größten Teil des CAPEX und die folgende Diskussion wird sich vereinfachend auf diese beziehen.

Wie bereits beschrieben erwartet ein Investor neben dem Wiedererlangen seines eingesetzten Kapitals und einem Inflationsausgleich einen zusätzlichen Gewinn über den Zeitraum einer Investition. Daher erfolgt eine Bewertung der Investitionskosten unter Berücksichtigung des eingesetzten Kapitals, der angenommenen buchhalterischen Lebensdauer der Anlage sowie eines Diskontsatzes, der die Kosten des Kapitals und die Inflation beinhaltet sowie eine Bewertung des Risikos der Investition gepaart mit der Gewinnerwartung des Investors. Letztere steht stets im globalen Wettbewerb mit anderen Investitionsmöglichkeiten. Die einzelnen Annahmen zu den Parametern sind stark vom jeweiligen Einzelfall abhängig und es können nur schwer allgemeingültige Aussagen abgeleitet werden. Typische Annahmen aus der Chemischen Industrie¹⁰ sind 15-20 Jahre für die buchhalterische Lebensdauer der Anlage mit einem finalen Restwert von 0 € und einem Diskontsatz von 8 %. Das heißt, ein Investor setzt sein Kapital ein, das in den Bau der Anlage investiert wird. Er erwartet eine Verzinsung seines Kapitals in Höhe von 8 % und dessen vollständige Rückzahlung über den Zeitraum der buchhalterischen Lebensdauer. Des Weiteren ist die erwartete Inflation zu berücksichtigen. Diese Erwartung und der daraus sich ergebende Wert wird über die Produktion der buchhalterischen Lebensdauer verteilt. Ein höherer Diskontsatz und eine niedrigere Abschreibungsdauer führen zu einem höherer CAPEX-Wert in den Produktkosten, während ein niedrigerer Diskontsatz und eine längere Abschreibungsdauer einen niedrigeren CAPEX-Wert und damit eine niedrigere Kostenbelastung des Produkts zur Folge haben. Die öffentliche Förderung der Investition unter strenger Einhaltung der EU-Beihilferichtlinien ist Teil des Reallabor-konzeptes. Insgesamt ist eine Förderung von bis zu 15 Mio. € pro Unternehmen beihilferechtlich möglich. Eine solche Förderung senkt direkt den Kapitalbedarf der gesamten Investition und reduziert damit die CAPEX.

Wie sich eine flexible Fahrweise auf die Degradation der Elektrolyseure und damit ihr technische Lebensdauer auswirkt, ist derzeit noch ungewiss. Idealerweise sollte die technische Lebensdauer gleich oder höher der buchhalterischen Lebensdauer sein. Es zeigt sich allerdings, dass wesentliche Teile der Elektrolyse (im Wesentlichen die galvanischen Zellen) vor dem Ende der buchhalterischen Lebensdauer der Gesamtanlage ausgetauscht werden müssen. Dieser Austauschzyklus wird unter anderem durch die Fahrweise der Anlage

¹⁰ FutureCamp Climate GmbH, DECHEMA e. V.: [Roadmap Chemie 2050](#)

bestimmt und kann je nach individueller Konstellation vermutlich zwischen 5 und 10 Jahren liegen. Somit sind auch die Austauschkosten in den CAPEX zu berücksichtigen.

Zu beachten ist außerdem, dass hier die Investitionskosten der gesamten Anlage, d. h. Elektrolyseur und Nebenanlagen berücksichtigt werden müssen. Es wird viel darüber diskutiert, wie eine mögliche Kostendegression von Elektrolyseuren sich in Zukunft entwickeln wird und es gibt gute Gründe für die Annahme, dass eine Massenproduktion von Stacks zu einer deutlichen Kostendegression führen wird. Neben dem eigentlichen Stack gibt es aber viele Komponenten, die für eine industrielle Produktion von Wasserstoff notwendig sind, z. B. Leistungselektronik, Gas- und Wassermanagement, Sicherheitstechnik, etc., die nicht von der gleichen Kostendegression profitieren werden, da sie entweder schon unter Bedingungen einer Massenproduktion produziert werden und daher nur bedingt Degressionen zu erwarten sind, oder es sich ohnehin um Spezialanfertigungen handelt, wie z. B. die Kosten für das Betonfundament der Anlage.

Die Baupreisindex für den chemischen Anlagenbau in Abbildung 4 zeigt auf, wie sich die verschiedenen Dienstleistungen im Anlagenbau über die vergangenen Jahre entwickelt haben. Die Grafik zeigt auch, dass gegenüber einer relativ konstanten Entwicklung vor 2017, die Preise für Chemieanlagen seitdem deutlich gestiegen sind. Dies ist insbesondere für die Reallabore der Energiewende von Relevanz, da diese für die Ausschreibung im Jahre 2019 konzipiert wurden und die damals gemachten Annahmen eine Kostensteigerung um ca. 20 % bis 2023 erfahren haben. Die gestiegene Nachfrage nach diesen Komponenten, Lieferengpässe aufgrund der Corona-Krise und eine hohe Auslastung des Anlagenbaus, lassen auch nach 2023 noch eine weitere Kostensteigerung erwarten.

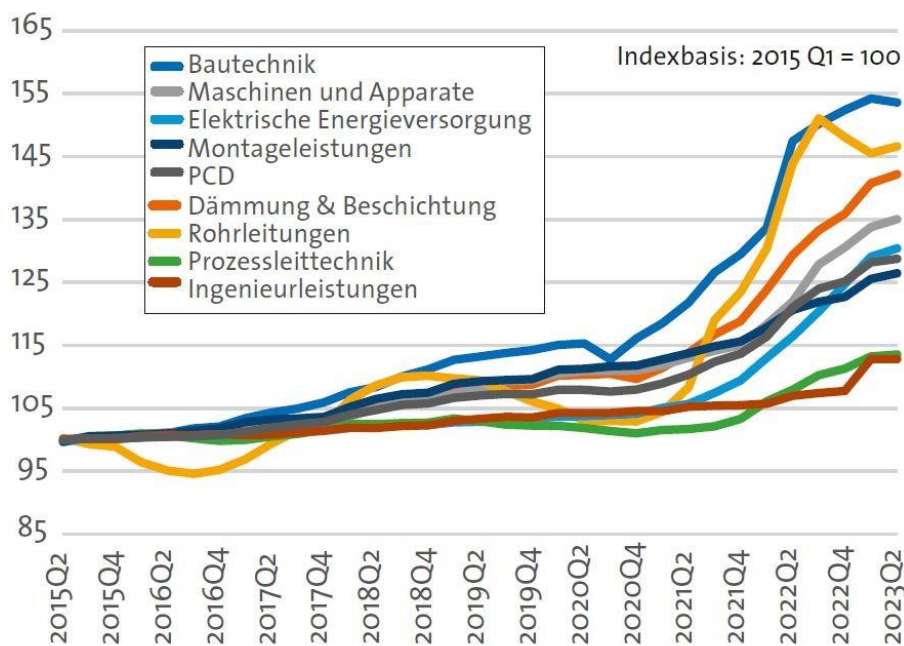


Abbildung 4: Entwicklung der Kosten im Chemieanlagenbau relativ zu 2015¹¹

Da die Kosten für die Peripherie, Nebenaggregate und Balance-of-Plant erheblich sind, bietet es sich im Allgemeinen an, Elektrolyseure in ein bestehendes industrielles Umfeld (sogenannte „Brownfield“-Anlagen) zu implementieren, um dort etwaig vorhandene Anlagen, Infrastrukturen und Dienstleistungen synergetisch zu nutzen. Damit kann dieser Kostenanteil reduziert werden. Darüber hinaus bestehen in einer existierenden

¹¹ CHEMIE TECHNIK: [CT-Preisindex für Chemieanlagen PCD Q2 2023](#)

industriellen Umgebung bessere Bedingungen für die Nutzung und damit Valorisierung der Nebenprodukte Abwärme im Niedertemperaturbereich und Sauerstoff. Im Gegensatz dazu finden sich Anlagen auf der grünen Wiese (sogenannte „Greenfield“-Anlagen) am oberen Ende dieser Kosten wieder, da sämtliche benötigten Anlagen, Infrastrukturen und Dienstleistungen zusätzlich bereitgestellt werden müssen. Eine Nutzung der Nebenprodukte wird in diesem Fall in der Regel nicht oder nur mit gesteigertem Aufwand möglich sein.

In Abbildung 5 sind berichtete Investitionskosten für projektierte Anlagen aufgetragen. Dabei handelt es sich nicht zwingend um die auftretenden Kosten bei den Reallaboren der Energiewende. Die aufgezeigten Kosten sind deutlich höher als bestehende Prognosen. Dennoch lassen sich hier schon starke Skalierungseffekte ableiten. Die Folge ist, dass die Kosten für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff bis auf Weiteres deutlich höher liegen werden, als dies in den Prognosen erwartet wurde. Diese Diskrepanz stellt ein erhebliches Risiko für den Hochlauf in eine Wasserstoffwirtschaft dar, da diese Unsicherheit in der Regel zu Zurückhaltung bezüglich der Investition führt oder durch eine entsprechend höhere Gewinnerwartung für die Investoren kompensiert werden muss.

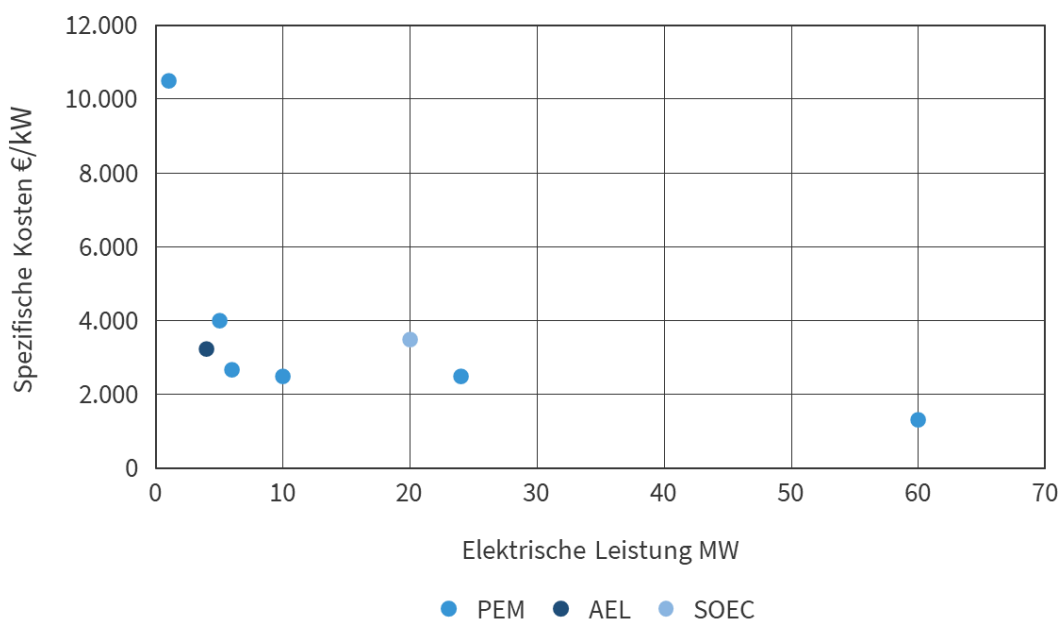


Abbildung 5: Investitionskosten für Elektrolyseure; Projekte entsprechen nicht zwingend und ausschließlich den Reallaboren der Energiewende

Ein weiterer wichtiger Faktor für die Allokation der CAPEX-Kosten ist die Anlagenauslastung. Eine industrielle Anlage ist auf eine bestimmte jährlich maximale Jahresproduktion hin ausgelegt. Würde diese Anlage das ganze Jahr über ohne Unterbrechung unter Vollast betrieben werden (8760 h/a), würde sie diese Menge an Produkt produzieren. Die reale Produktion ist fast immer geringer. Dies liegt an u. a. vorübergehenden Stilllegungen wegen Wartung und Reparatur oder nicht ausgelasteter Produktion aufgrund fehlender Nachfrage oder Grünstromverfügbarkeit.

Im Falle von grünem Wasserstoff im Sinne der EU-Regularien kommen zusätzlich die Kriterien für den Strombezug, die durch den Delegierten Rechtsakt (Delegated Act, DA) zur RED II sowie nun auch der RED III erfüllt werden müssen, hinzu. Diese beinhalten die bereits erwähnte Zusätzlichkeit, also die Neuinstallation der EE-Anlage, sowie die örtliche und zeitliche Korrelation des Strombezugs. In der Praxis muss der Strombezug

durch PPAs zwischen dem Anbieter der erneuerbaren Stromerzeugung und dem Elektrolysebetreiber gesichert werden. Hierbei werden beispielsweise eine maximale Leistung, eine gesamte Energiemenge, eine Stundenzahl, Dauer des Vertrages sowie ein Preis (fixed-price PPA) oder eine Preisreferenz z. B. zum Börsenstrompreis (variable-price PPA) vereinbart.

Aufgrund der gesetzlichen Randbedingungen ist damit ein kontinuierlicher Betrieb des Elektrolyseurs unter Volllast zur Erzeugung von grünem Wasserstoff nicht möglich. Der Begriff Volllaststunden beschreibt die nominale Anzahl an Stunden, die die Anlage unter voller Produktionskapazität betrieben werden müsste, um die entsprechende Menge Produkt zu erzeugen. Sie enthält keine Aussage über die zeitliche Verteilung der Produktion. Zum Vergleich: typische Volllaststunden fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland bewegen sich um die 1000 h/a für Photovoltaik, 2000 h/a für Wind an Land und 3500-4000 h/a für Wind auf See¹². Der Anbieter des PPA wird also in aller Regel ein Portfolio von Anbietern erneuerbarer Stromerzeugung bündeln, um die vertraglich vereinbarte Versorgung zu gewährleisten. Bezüglich der möglichen Bündelung von PPAs und der erlaubten Rolle von Aggregatoren herrscht noch Unsicherheit in der Interpretation des DA der RED II.

Da die Gesamtmenge an produziertem Produkt proportional zur Anlagenauslastung über den betrachteten Zeitraum ist, ergibt sich, im Falle eines konstanten Strompreises, eine Abhängigkeit des CAPEX-Beitrages zu den Gestehungskosten des Produktes als Funktion der Volllaststunden (siehe Abbildung 6). Der CAPEX-Beitrag zu den Gesamtgestehungskosten liegt für eine Produktion bei 5500 Volllaststunden bei $\approx 160\%$, also rund 60 % höher, als bei einer theoretischen Volllastauslastung der Anlage wäre. Vereinfacht gesagt wird die Anlage nur rund 2/3 der Zeit genutzt, benötigt aber die gleiche Investition, wie wenn diese Anlage unter Volllast 1/3 mehr produzieren könnte.

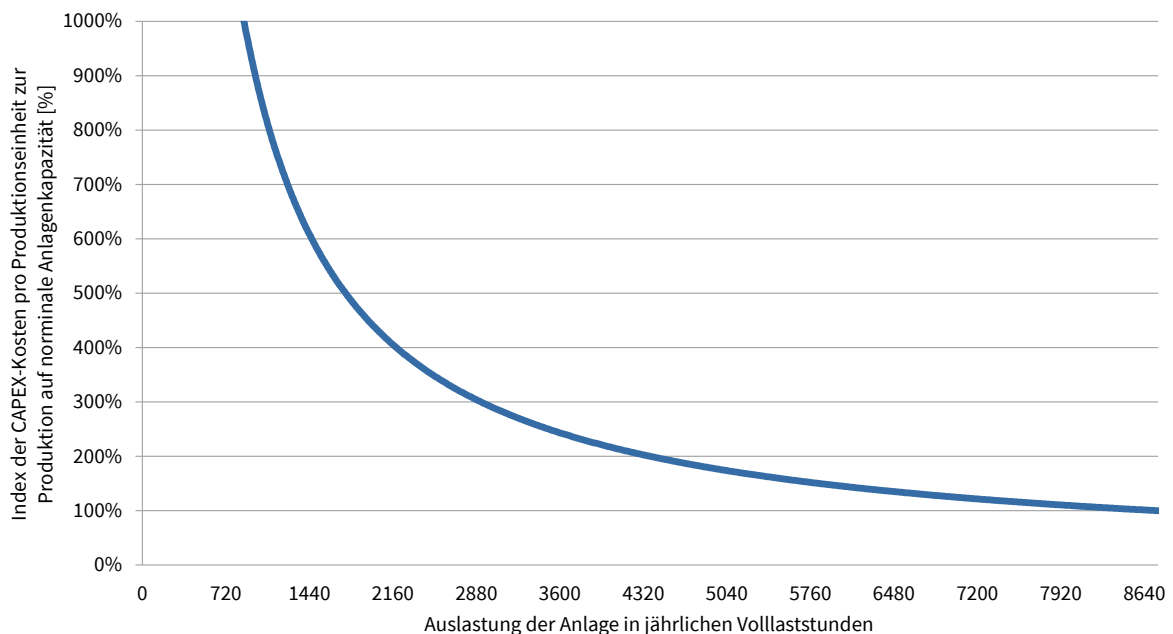


Abbildung 6: Abhängigkeit des CAPEX-Beitrags von den Volllaststunden bei konstantem Strompreis (Referenzwert Volllast bzw. 8760 Stunden pro Jahr)

¹² Bundesnetzagentur: [EEG in Zahlen](#)

Betriebskosten sind der größte Treiber der Gesteungskosten bei der Wasserstoffproduktion im Inland

Neben den CAPEX fallen durch den Betrieb eines Elektrolyseurs Betriebskosten - auch OPEX genannt - an. Hierzu gehören u. a. Stromkosten, Personalkosten, Wartung oder Wasserkosten. Für Elektrolyseure machen deren Strombezugskosten den größten Anteil an den OPEX aus.

Der größte Stromverbraucher in der Elektrolyseanlage ist der galvanische Prozess (Spaltung von Wasser) im Stack. Darüber hinaus besteht bei drucklosen Elektrolysesystemen ein nicht zu vernachlässigender Strombedarf in der Kompression der Produktgase. Weiterhin müssen die Stromverbräuche, die für die Aufrechterhaltung des geregelten und sicheren Betriebs der Anlage sowie für Nebenverbräuche (Druckluft, Kühlwasser, ...) notwendig sind, berücksichtigt werden.

Seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine haben sich Strompreise und Marktvolatilitäten stark erhöht. Die Kosten für die Stromversorgung stellen daher auch aufgrund der aktuellen Strompreise den größten Kostenposten dar. Aus Sicht des Anlagenbetreibers wäre ein langjähriger Festpreis-PPA bei entsprechend niedrigem Preis zu bevorzugen. Wie die Reallabore berichten, sind aktuell Festpreis-PPAs nur zu eher ungünstigen Bedingungen zu erhalten, da die Marktpreise der PPAs sich u. a. von aktuellen Börsenstrompreisen und künftigen Börsenstrompreiserwartungen ableiten und die Nachfrage nach PPAs das knappe Angebot überschreitet. Elektrolysebetreiber stehen hier in direkter Nachfragekonkurrenz mit weiteren Nachfragern von PPAs erneuerbarer Energien, wie beispielsweise Rechenzentren, die teilweise höhere Zahlungsbereitschaften aufweisen können. Geförderte Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms (bspw. durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) sind laut Art. 5 lit. b) DA grundsätzlich nicht erlaubt für PPAs. Allerdings sieht Art. 11 DA eine Ausnahme hiervon bis zum 1. Januar 2038 vor, sofern die Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen wird. Die Stromlieferverträge werden aktuell angesichts der Unsicherheiten im Strommarkt häufig variabel gestaltet, also an den mittleren Börsenstrompreis gekoppelt. Dies kann zu Unsicherheiten führen, da man potenziellen Preisschwankungen des Strommarkts ausgesetzt ist.

Hinzu kommt, dass Anwender PPAs überdimensionieren, um eine höhere Zahl der Volllaststunden und damit einen geringeren CAPEX-Anteil des Elektrolyseurs (siehe oben) zu erreichen. D. h. die maximale Leistung des PPAs übersteigt die Nennleistung des Elektrolyseurs. Der nicht benötigte Spitzenstrom fällt in der Regel zu Zeiten eines hohen erneuerbaren Stromangebots an. In diesen Zeiten hohen Stromangebots sind die Preise an der Börse, zu denen der überschüssige Strom verkauft werden kann in der Regel niedrig. Dieser Effekt wird insbesondere ab 2030 relevant, da zur Produktion von RFNBOs dann die Erzeugung der EE Anlage und der Verbrauch des Elektrolyseurs in der selben Stunde erfolgen müssen. Dies betrifft also auch die Betriebsphase heute in Betrieb gehender Elektrolyseure. Wenn der grüne Wasserstoff dem Kunden kontinuierlich zur Verfügung gestellt werden muss, ergeben sich hierbei zusätzliche Aufwendungen für die Zeiten, in denen keine oder nicht genügend erneuerbare Energie zur Verfügung steht, z. B. durch Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs. Günstigere Speicheroptionen in Kavernen, die per Pipeline angeschlossen sind werden nicht vor 2030 zur Verfügung stehen, weswegen auf teurere Speicherverfahren zurückgegriffen werden muss.

Die Preise am Strommarkt werden vereinfacht ausgedrückt mithilfe des Grenzkraftwerks in der Merit Order gebildet. D. h. dass der Preis des gesamten gehandelten Stroms in einer Stunde jener ist, den das teuerste Kraftwerk, das zur Deckung des Stromlast benötigt wird, anbieten kann. Mit zunehmendem Ausstieg aus der Nutzung von Braun- und Steinkohlekraftwerken werden GuD-Gaskraftwerke oder auch Gasturbinen in diesem System häufiger die preissetzenden Kraftwerke. Damit hat der Gaspreis perspektivisch zunächst einen stärkeren Einfluss auf den Strompreis. Die Herstellung von grauem (oder auch blauem) Wasserstoff aus Erdgas benötigt ungefähr die gleiche Energiemenge wie die elektrolytische Erzeugung von grünem Wasserstoff.

Dabei ist jedoch die Umwandlungseffizienz von Erdgas in Strom zu bedenken: Unter Berücksichtigung der Umwandlungseffizienz von Erdgas in Kraftwerken sowie weiteren staatlich induzierten oder regulierten Strompreisbestandteilen oder auch Privilegierungen ergibt sich im Durchschnitt ein Faktor von 2,5-3 zwischen den Kosten für grauen und grünen Wasserstoff. Grüner Wasserstoff ist also deutlich teurer zu produzieren als grauer Wasserstoff, solange Erdgaspreise den Strompreis stark definieren.

Eine Möglichkeit, die Bezugskosten von erneuerbarem Strom zu senken besteht darin, als Elektrolyseurbetreiber eine eigene erneuerbare Stromerzeugung aufzubauen und zu nutzen. Allerdings steht die Nutzung des erneuerbar erzeugten Stroms in der Elektrolyse und Verkauf oder Nutzung des Wasserstoffs in Konkurrenz zur Opportunität des möglichen Verkaufs des erzeugten Stroms am Markt, welcher – aus oben genannten Gründen - potenziell eine höhere Marge für ein Unternehmen bietet als die Produktion von Wasserstoff. Mit den eigenen Anlagen kann also Strom zu Gestehungskosten unter Marktwerten erzeugt werden, sowie zusätzliche Strompreisbestandteile weitgehend vermieden werden. Durch den Betrieb einer eigenen Anlage werden in der Regel auch die Anzahl der verfügbaren Volllaststunden reduziert, da diese nur aus wenigen Anlagen mit hoher Korrelation der Erzeugung gespeist werden und nicht in dem Maße geglättet werden können, wie dies bei einem externen Bezug über eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen möglich wäre.

Eine weitere Möglichkeit die Strombezugskosten eines Elektrolyseurs zu reduzieren ist eine stark preisabhängige Fahrweise. Dies bedeutet, dass der Elektrolyseur nur zu Zeiten sehr geringer Strompreise betrieben wird, was den CAPEX-Anteil je produzierter Einheit Wasserstoff - wie in Abbildung 6 dargestellt - erhöht, jedoch die durchschnittlichen Strombezugskosten je kWh stark senken kann. In Summe kann dies zu günstigeren Gesamtkosten (TOTEX) führen, der Anlagenbetrieb muss hierfür jedoch sehr dynamisch erfolgen. Darüber hinaus kann ein Elektrolyseur auch zur Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt werden. Die Erbringung eines Nachweises, dass heutige Elektrolyseure in der Größenordnung der Reallabore das technisch leisten können, steht zum aktuellen Zeitpunkt noch aus, was weitere Unsicherheiten für die Projektumsetzung bedeutet.

Wenn die Nebenprodukte der Wasserelektrolyse genutzt werden können, kann der entsprechende Gegenwert den Betriebskosten gutgeschrieben werden. Als möglicher Wert können die Grenzkosten der entsprechenden Alternative vereinfachend herangezogen werden. So könnte z. B. die Nutzung der Niedertemperaturabwärme den Einsatz einer Gastherme oder Wärmepumpe an dem Standort teilweise ersetzen. Auch dieser Aspekt spricht eher für die Installation der Anlage in einem industriellen oder urbanen Umfeld, in dem beispielsweise ein Wärmenetz die Wärme aufnehmen und verteilen kann. Die Nutzung von Sauerstoff hingegen stellt eine größere Herausforderung dar.

Die TOTEX werden auf die im Betrachtungszeitraum produzierte Menge an Produkten umgelegt. Im Falle der Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) oder alkalischen Elektrolyse entsteht neben dem Hauptprodukt Wasserstoff auch Sauerstoff und Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau um die 70 - 90 °C. Können die Nebenprodukte verkauft werden, so sind die entsprechenden Kosten gewichtet anteilmäßig auf die Produkte zu verteilen. Kann nur der Wasserstoff vermarktet werden, so sind ihm auch die gesamten Kosten zuzuschreiben. Daher können potenziell jene Anlagen zu günstigeren Bedingungen Wasserstoff bereitstellen, die auch eine Nutzung der Nebenprodukte vorsehen. In Abbildung 7 ist für eine beispielhafte Anlage die jeweilige potenzielle Kostensenkung durch die Nutzung von Nebenprodukten, durch eine öffentliche CAPEX-Förderung von 15 Mio. € sowie die Verfügbarkeit günstigerer Strombezugskosten aufgetragen. Hier zeigt sich wie stark OPEX und insb. Stromkosten die TOTEX dominieren.

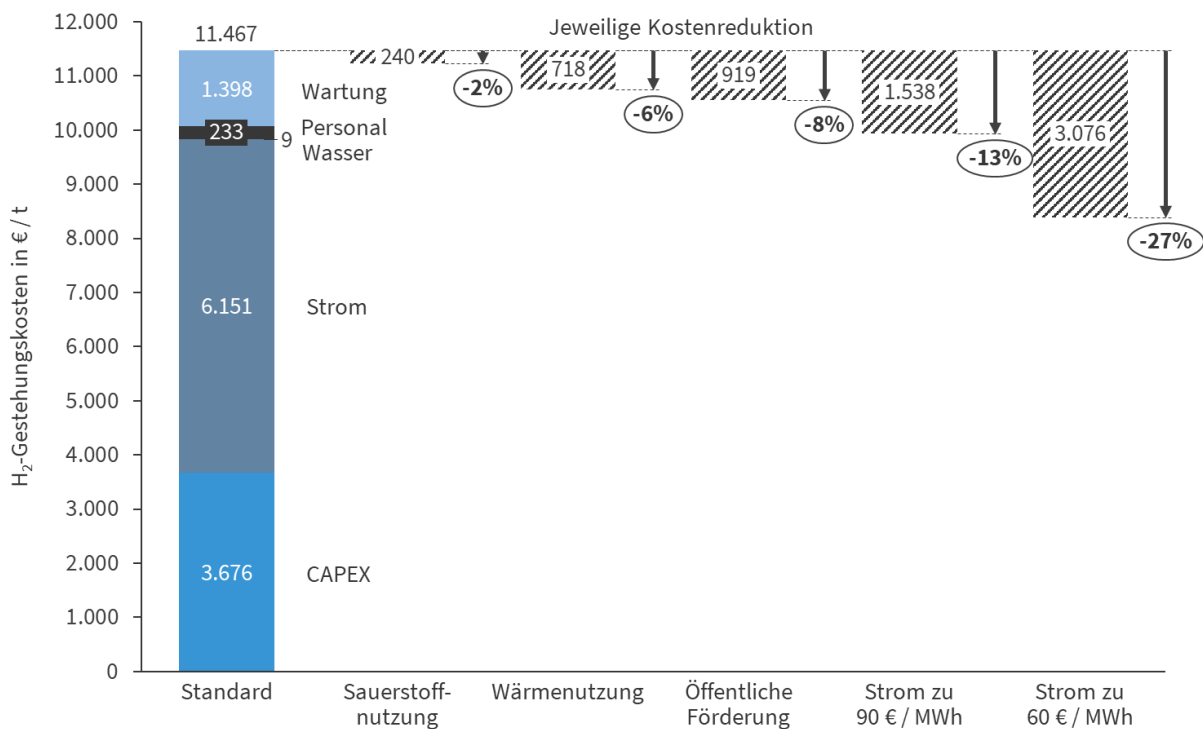


Abbildung 7: H₂-Gestehungskosten für eine Beispielanlage mit 20 MW; Parameter: Effizienz 65 % (bezogen auf Heizwert), Investitionskosten 3.000 €/kW, Diskontsatz 12 %, Abschreibungszeitraum 20 Jahre, Stromkosten Standard 120 €/MWh, Volllaststunden 5.500 h/a, fixe OPEX (Wartung) 5 % des CAPEX, Wasserkosten 1 €/t, Sauerstoffpreis 30 €/t, öffentliche Förderung 15 Mio. €

3.3 Regulatorik

Auch auf Seiten der Regulatorik bestehen Herausforderungen, die bei grünen Wasserstoffprojekten – insbesondere den Reallaboren – zu Verzögerungen und mitunter negativen Investitionsentscheidungen führen.

Späte Neufassung der 37. BImSchV führt zu späten Investitionsentscheidungen und teureren Projekten

Aufgrund der geringen Zahlungsbereitschaft für grünen Wasserstoff (siehe Abschnitt 2.1) sind Hersteller von grünem Wasserstoff für einen wirtschaftlichen Betrieb aktuell auf finanzielle Anreize angewiesen. Die regulatorische Ausgestaltung solcher Anreizsysteme hat einen großen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit von grünen Wasserstoffprojekten, sodass Investitionsentscheidungen oftmals erst mit sicherem und genauem Wissen über die Anreize getroffen werden können.

Die THG-Quote ist ein bereits bestehendes Anreizsystem für den Mobilitätssektor. Sie kommt als Erlösquelle für Projekte in Frage, die Wasserstoff in Raffinerien oder im Mobilitätssektor nutzen. Wie oben beschrieben können sehr hohe Erlöse aus der THG-Quote erzielt werden. Sie ist damit ein zentraler Bestandteil für das Geschäftsmodell der meisten Reallabore.

Zur Anrechnung von Wasserstoff auf die THG-Quote muss dieser bestimmte Kriterien erfüllen. Die Veröffentlichung dieser Kriterien durch die EU-Kommission im Rahmen des DA zur RED III erfolgte erst im Februar 2023 und somit mit deutlicher Verzögerung. EU-weite Gültigkeit besteht seit Juli 2023. Die konkrete Ausgestaltung der Kriterien folgt erst durch Umsetzung in deutsches Recht im Rahmen der Neufassung der 37. BImSchV, zu der seit Dezember 2023 eine vom Kabinett abgestimmte Version vorliegt. Rechtssicherheit besteht erst mit

der noch ausstehenden (Stand Februar 2024) Zustimmung von Bundestag und Bundesrat und der anschließenden Notifizierung durch die EU-Kommission.

Im Zuge des langwierigen Prozesses mussten die Investitionsentscheidungen vieler Reallabore nach hinten verschoben werden (siehe Abbildung 8). Das hat nicht nur einen späteren Start der Produktion von grünem Wasserstoff zur Folge, sondern macht auch die Umsetzung der Projekte teurer: Die hohen Energiepreise insbesondere im Jahr 2022 haben für eine starke Inflation gesorgt. Zudem bestehen Lieferschwierigkeiten für viele der Komponenten sowie ein nur langsam steigendes Angebot an Elektrolyse-Stacks. Die Kombination aus den genannten Punkte sorgten für deutlich höhere Umsetzungskosten im Vergleich zu dem, was in den Jahren 2020 und 2021 bei vielen der Projekte kalkuliert wurde.

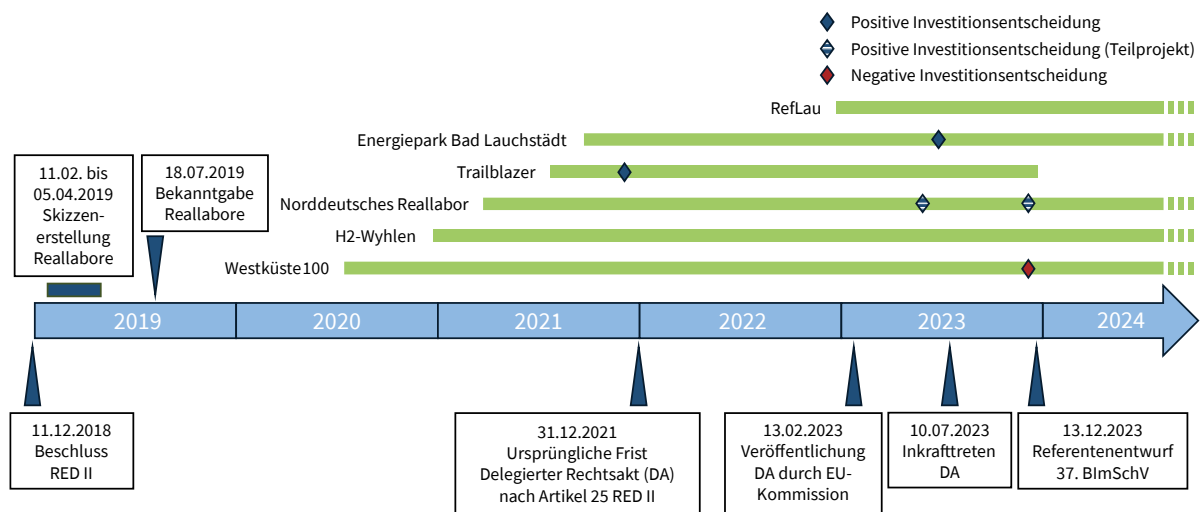


Abbildung 8: Daten und Projektlaufzeiten der Reallabore mit geplanten Elektrolyseuren sowie die Zeitleiste des notwendigen, regulatorischen Rahmens der Novellierung der THG-Quote; Investitionsentscheidungen sind eingetragen, sofern diese öffentlich gemacht wurden

Stand Februar 2024 wurden in einigen Reallaboren positive Investitionsentscheidungen getroffen: Da bereits mit Inkrafttreten des Wasserstoff-DA weitgehend klar war, welche materiell-rechtlichen Anforderungen an grünen Wasserstoff – auch im nationalen Recht – gestellt werden würden, war hier eine Einschätzung der Wirtschaftlichkeit schon vor der Neufassung der 37. BImSchV möglich. In einigen weiteren Projekten fehlt die finale Entscheidung. Dies zeigt, dass hier ein Graubereich existiert. Dennoch ist die Wirtschaftlichkeit eines Projekts umso besser einschätzbar, je konkreter und sicherer die Rechtslage ist.

Ausstehende Umsetzung der RED III und ReFuelEU-Initiative auf nationaler Ebene müssen notwendige Klarheit für Investitionsentscheidungen schaffen

Mit der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) und der ReFuelEU Aviation Verordnung wurden Ende 2023 zwei weitere europäische Rechtsakte beschlossen, die eine zunehmende Nutzung von grünem Wasserstoff vorsehen.

Neben einer Verschärfung der Vorgaben für den Verkehrssektor enthält die RED III eine verpflichtende Mindestquote für den Industriesektor. Im Jahr 2030 muss mindestens 42 % und im Jahr 2035 mindestens 60 % des in der Industrie insgesamt eingesetzten Wasserstoffs vollständig erneuerbar sein. Ein Mitgliedstaat kann die Vorgabe für das Jahr 2030 jedoch unter bestimmten Voraussetzungen um 20 % verringern. Noch nicht ganz eindeutig ist dabei, welche Anforderungen an den grünen Wasserstoff gestellt werden, damit dieser auf

die Mindestquote anrechenbar ist. Gegenwärtig sind die Kriterien des DA angesichts eindeutiger Begriffsbestimmungen nur für den Verkehrssektor anwendbar. Eine Übertragung der dortigen Anforderungen auf den Industriesektor wird in der Branche jedoch erwartet und kann rechtlich bereits durch kleinere Anpassungen des DA erfolgen.

Die ReFuelEU Aviation Verordnung konzentriert sich auf den Flugsektor und schreibt ab dem Jahr 2025 einen Mindestanteil von 2 % und ab 2030 einen Mindestanteil von 6 % an Sustainable Aviation Fuels (SAF) vor. SAF können auf Basis von grünem Wasserstoff hergestellt werden, es bestehen aber auch andere Optionen. Allerdings muss zudem ab 2030 ein Mindestanteil von 0,7 % an synthetischen Flugkraftstoffen eingehalten werden. Synthetische Flugkraftstoffe bezeichnet dabei grünen Wasserstoff und daraus gewonnene Derivate im Sinne der RED III (wie bspw. synthetisches Kerosin), wobei die (zusätzlichen) Anforderungen im DA an den zur Herstellung genutzten Strom hier wohl nicht anzuwenden sind. Die Mindestanteile steigen bis 2050 dynamisch an und es muss bereits ab dem Jahr 2035 ein Mindestanteil von 20 % an SAF und davon mindestens 5 % synthetischen Flugkraftstoffen zur Verfügung gestellt werden.

Während die RED III die Mitgliedsstaaten adressiert für die Einhaltung der Industriequote zu sorgen, regelt die ReFuelEU-Aviation Verordnung unmittelbar Pflichten für die Flugkraftstoffanbieter sowie auch für Luftfahrzeugbetreiber (Betankungspflicht). Die ReFuelEU Aviation Verordnung gilt als europäische Verordnung für die Wirtschaftsteilnehmer bereits unmittelbar und es bedarf hierfür nicht notwendigerweise eines weiteren Rechtsakts. Anders hingegen ist noch eine Implementierung der RED III in nationales Recht notwendig, da die RED III als europäische Richtlinie grundsätzlich nicht unmittelbar gegenüber den Wirtschaftsteilnehmern gilt. Eine solche Implementierung steht noch aus. Dabei wird auch die Frage zu beantworten sein, wie der Verbrauch von grünem Wasserstoff in der Industrie so angereizt werden kann, dass die Zielvorgabe eingehalten wird. In der Diskussion ist insbesondere auch die Einführung eines THG-Quotensystems.

Eine schnelle Konkretisierung des ausstehenden Rechtsrahmens kann nun dazu beitragen, Rechts- und Investitionssicherheit zu schaffen. Verzögerungen wie beim DA, welcher erst ca. 1,5 Jahre nach Ablauf der ursprünglich dafür vorgesehenen Frist in Kraft treten konnte, sind nach Möglichkeit zu vermeiden. Aktuell besteht zwar durch die Mindestquoten eine Zusicherung nach steigender Nachfrage. Solange aber Unklarheit über die genaue Umsetzung besteht, kann die wirtschaftliche Bewertung eines Projekts nur eingeschränkt erfolgen, wodurch Investitionsentscheidungen einem zusätzlichen Risiko ausgesetzt sind.

Preisschwankungen bei THG-Quoten- und Emissionszertifikaten erschweren langfristige Erlösprognosen

Die THG-Quote und das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) bieten zusätzliche finanzielle Anreize zur Herstellung von grünem Wasserstoff. Je nach System ergeben sich durch die Bereitstellung von Zertifikaten zusätzliche Erlöse (THG-Quote) bzw. durch die Einsparung von CO₂-Emissionen vermiedene Kosten (EU-ETS).

Die Preise für die Zertifikate beider Mechanismen, und damit der finanzielle Anreiz für grünen Wasserstoff, ergeben sich marktbasiert aus Angebot und Nachfrage. Diese Ausgestaltung soll dazu führen, Einsparungen von CO₂-Emissionen in denjenigen Anwendungen mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten anzureizen.

Die marktbasierte Preisfindung sorgt aber auch dafür, dass Preise - und somit der finanzielle Anreiz zur Verwendung von grünem Wasserstoff - auf lange Sicht nur beschränkt prognostizierbar sind. Die Marktpreise der beiden Zertifikatstypen hängen von vielen Faktoren ab. Dazu gehören u. a. Kosten für Biokraftstoffe und andere erneuerbare Alternativen zu grünem Wasserstoff, die Verbreitung der Elektromobilität, Änderungen in

der Regulatorik oder der Geschwindigkeit der Entwicklung der Energiewende. So kann beispielsweise ein vorgezogener Ausstieg aus der Kohleverstromung bei fehlender Löschung der entsprechenden ETS-Zertifikate dafür sorgen, dass die Preise der Zertifikate sinken.

In der Summe fehlt eine langfristige Planungssicherheit durch die marktbasierenden Instrumente für die Wirtschaftlichkeit der Projekte sowie ein Schutz der „First Mover“, was Finanzierung teurer und Investitionsentscheidung schwieriger macht.

Lange Genehmigungsverfahren verzögern Projektablauf

Bevor die Errichtung eines Elektrolyseurs und seiner Infrastruktur beginnen kann, muss diese genehmigt werden. Die dafür zuständigen Stellen, genauso wie die entsprechenden Regelwerke, unterscheiden sich je nach Bundesland. Dies kann es für Entwickler von Elektrolyseprojekten schwierig machen, eine zuständige Ansprechperson zu finden und die erforderlichen Unterlagen zusammenzustellen. Auch Personalmangel und fehlende Erfahrung bei Antragsstellenden und -bearbeitenden können zu Verzögerungen führen.

Neben der Situation bei den Antragstellenden sind es auch die genehmigenden Behörden, die im Zuge der Genehmigungen vor neue Herausforderungen gestellt werden. Dies trifft insbesondere in Gebieten zu, die davor weniger industriell geprägt waren und in denen die Behörden mit entsprechenden Genehmigungsverfahren noch wenig Erfahrung haben. Diese Genehmigungsverfahren benötigen eine fachgerechte Bearbeitung für die gegebenenfalls Weiterbildungen notwendig sind, was bei bereits stark ausgelasteten Behörden zu weiteren Engpässen führen kann.

Zudem können auch öffentliche Interessen eine Genehmigung erschweren. In stärkerem Ausmaß als bei Elektrolyseuren ist das bei neu zu errichtenden Wasserstoffpipelines oder EE-Anlagen zur Grünstromproduktion der Fall. Fehlende Genehmigungen an diesen Stellen können ebenfalls kritisch für den Bau der Elektrolyse an sich sein, da der Betrieb der Elektrolyse ohne Grünstromversorgung oder Abnehmer nicht möglich ist.

Besonderen Aufwand verursachen die Genehmigungen von Infrastrukturelementen, insbesondere für Kavernenspeicher. Hier sind zusätzlich zu Umweltverträglichkeitsprüfungen, Planfeststellungsverfahren und Genehmigung im Sinne der Raumordnungsplanung auch Fragen des Bergrechts relevant.

Generell ist festzuhalten, dass die Genehmigungsprozesse in Projekten, die in industriegeprägten Gegenden umgesetzt werden, eine geringe Hürde darstellen, da sowohl Antragstellende als auch genehmigende Behörden die Verfahren besser kennen.

Offene Ausgestaltung der Zertifizierung führt zu Unklarheiten

Um die grüne Eigenschaft von erneuerbarem Wasserstoff nachzuweisen, müssen funktionierende Zertifizierungssysteme geschaffen und etabliert werden. Es existieren zwar bereits freiwillige Zertifizierungen, für den Nachweis regulatorisch vorgegebener grüner Eigenschaften von Wasserstoff gibt es bisher jedoch noch keine von der EU-Kommission anerkannte Zertifizierung. Dabei ist auch entscheidend, in welchem Rahmen der Nachweis von grünem Wasserstoff stattfindet. In Deutschland gibt es derzeit zwei regulatorische Entwicklungen rund um die Nachweisführung von grünem Wasserstoff. Zum einen werden die Zertifizierungsanforderungen im DA der RED II derzeit in der 37. BImSchV umgesetzt. Darüber hinaus wird künftig eine Nachweisführung mittels Herkunftsnachweisen möglich sein. Dies regelt unter anderem die Verordnung über Herkunftsnachweise für gasförmige Energieträger, Wärme und Kälte (GWKHV), welche allerdings (Stand Februar 2024) noch vom Bundestag beschlossen werden muss.

Die Zertifizierung von Biokraftstoffen existiert bereits und dient der Wasserstoffzertifizierung als Blaupause: Freiwillige und nationale Zertifizierungssysteme bewerben sich um die Anerkennung durch die EU Kommission.^{13,14} Die Nachweisführung muss im Rahmen einer Massenbilanzierung erfolgen. Diese Zertifizierung ist von den Herkunftsnachweisen nach GWKHV abzugrenzen, da diese anders ausgestaltet sein wird und unter anderem einen Book-and-Claim-Ansatz verfolgt. Bei diesem Book-and-Claim-Ansatz sind die Zertifikate unabhängig von der physischen Lieferung handelbar, während dies im Falle der Massenbilanzierung nicht möglich ist. Herkunftsnachweise können nach derzeitigem Stand auch nicht dafür verwendet werden, die Einhaltung der Anforderungen für eine Anrechenbarkeit auf die Zielvorgabe in der RED nachzuweisen. Hierfür ist eine Zertifizierung notwendig, wie sie im Entwurf der Novelle der 37. BImSchV angelegt ist.

Für einige Geschäftsmodelle ist derzeit unklar, wie es möglich sein wird, Wasserstoff bilanziell als grün gemeinsam mit einem entsprechenden Zertifikat zu handeln. Ein Beispiel ist die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Sollte das nicht der Fall sein, wären derartige Geschäftsmodelle wirtschaftlich nicht tragfähig.

Bis entsprechende Zertifizierungssysteme aufgesetzt und etabliert sind, bestehen weiterhin Unsicherheiten bezüglich der genauen Ausgestaltung der Zertifizierung. Das schafft Unklarheiten bezüglich der Zertifizierung von grünem Wasserstoff, der dahinter liegenden Geschäftsmodelle und -beziehungen, ebenso wie des Aufwands, der für eine Zertifizierung notwendig ist.

Fehlende Normen und Standards erhöhen Aufwand für frühe Projekte

Aktuell wird die Wasserstofftechnik forschungsbegleitend entwickelt und entwicklungsbegleitend genormt. Zudem ist die Wasserstofftechnik entlang der Wertschöpfungskette multimodular und multidisziplinär. In einem solchen sich entwickelnden Geschäftsfeld besteht ein enormer Bedarf an Normen, um Qualitätsmerkmale wie Sicherheit, Performance oder Produkteigenschaften für alle Marktbeteiligten zu harmonisieren. Im Bereich der Wasserstofftechnik hinkt die Normung in Deutschland im internationalen Vergleich auffallend hinterher.

Für Marktakteure sind jedoch zum Markteintritt Fragen zum Qualitätsverständnis entscheidend. So existieren gesetzliche Anforderungen nach Sicherheit und Produktqualität, die von den Betreibern erfüllt sein müssen. Ohne Normen oder Technische Regeln ist die geforderte Nachweisführung schwierig und bedarf einer aufwändigen Einzelfallentscheidung, die den Markthochlauf behindert. So sind verschiedene Experten, Sachverständige und benannte Stellen zu konsultieren. Deren Expertise muss im Zulassungs- und Zertifizierungsprozess akribisch aufeinander abgestimmt werden, damit es schließlich nicht zu einer konfligierenden Gemengelage kommt. In diesem Harmonisierungsprozess wird sehr viel Wissenstransferleistung von allen Beteiligten abverlangt und er erzeugt enorme Reibungsverluste, wenn er von Marktteilnehmern in einem innovativen Geschäftsfeld zum ersten Mal initiiert wird. Auch stehen die dabei gewonnen Erkenntnisse im Nachgang nicht der Allgemeinheit zur Verfügung, sondern müssen stets neu aufgebaut werden.

¹³ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

¹⁴ <https://www.certifhy.eu/news/certifhy-rfnbo-vs-for-recognition-eu-commission/>

4 Zusammenfassung und Ausblick

In der Vergangenheit, insbesondere vor Veröffentlichung des DA zu Art. 27(3) der RED II, stand oftmals die fehlende oder sich nur schleppend entwickelnde Regulatorik in der Kritik. Das vorliegende Diskussionspapier zeigt jedoch, dass die Herausforderungen, mit denen Demonstrations- und Umsetzungsprojekte im Wasserstoffhochlauf konfrontiert sind, sowohl individuell als auch vielschichtig sind. Abbildung 9 zeigt die genannten Bausteine zusammengefasst und kategorisiert in den Themen Regulatorik, Kostenstrukturen und Geschäftsmodelle.



Abbildung 9: Zusammenfassung der wichtigsten aktuellen Herausforderungen bei der Umsetzung von Wasserstoffprojekten in Deutschland

Die genannten Kategorien sind nicht exakt trennscharf und bedingen sich oftmals gegenseitig, was zusätzliche Komplexität in die Umsetzung der Projekte mit einbringt. Alle der genannten Herausforderungen wirken sich direkt oder indirekt auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte aus. So ist der direkte Zusammenhang der nach wie vor hohen bzw. in den letzten Jahren sogar gestiegenen Kapitalkosten und der Wirtschaftlichkeit schnell ersichtlich. Anders verhält es sich beispielsweise bei den schwer einschätzbaren Risiken, die sich erst indirekt in Form von hohen Zinsen für Fremdkapital auf die Wirtschaftlichkeit niederschlagen. Die Höhe der Risiken wiederum wird von starken Preisschwankungen in potenziellen Erlösquellen wie dem Verkauf von THG-Quotenzertifikaten beeinflusst.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass sich die an einem Wasserstoffprojekt beteiligten Unternehmen mit all den genannten Punkten auseinandersetzen und diese für sich individuell bewerten müssen. Die Bewertung kann dabei je nach Projekt unterschiedlich ausfallen, da beispielsweise Abnahmeverträge bestehen oder die Finanzierung der Projekte nicht über die Kapitalmärkte erfolgen muss. Um Wirtschaft, Politik und Forschung in die Lage zu versetzen, den Markthochlauf von Wasserstoff zu unterstützen, wäre die Nachvollziehbarkeit bereits getroffener Investitionsentscheidungen hilfreich.

Im Weiteren sollen nun die individuellen Herausforderungen geschärft, wo möglich klarer voneinander getrennt und ihre gegenseitigen Beziehungen dargestellt werden. Darauf aufbauend wird ein Fragebogen ausgearbeitet mit dem auf die Reallabore wie auch weitere Umsetzungsprojekte zugegangen werden soll. Das Ziel ist es, eine möglichst umfassende Informationsbasis zu entwickeln, damit die Herausforderungen gesellschaftlich adressiert werden können.

A Einschätzungen aus den Reallaboren

Die folgenden Einschätzungen wurden von den Akteur:innen in den Reallaboren der Energiewende verfasst und geben Einblick in deren Sichtweise auf die in den vorigen Kapiteln genannten Herausforderungen. Diese Einschätzungen wurden inhaltlich unverändert übernommen.

A.1 Energiepark Bad Lauchstädt

Aus Sicht des Reallabors Energiepark Bad Lauchstädt ist die Verortung der Reallaborprojekte (siehe Abbildung 1) sehr richtig getroffen. Die Reallabore als „First Mover“ für eine sehr neue Technologie sehen sich einem sehr großen Risiko gegenüber. Einerseits stehen in einem stark regulierten Energieträgermarkt nicht alle regulatorischen Rahmenbedingungen fest bzw. sie sind in Entwicklung begriffen. Andererseits liegen die zu tätigen Investitionen in einem mittleren bis hohen 3-stelligen Millionenbetrag. Geschäftsmodelle sowohl für die Betreiber der Wasserstoffinfrastruktur als auch den zukünftigen Abnehmern können nicht eindeutig festgelegt werden. Hinzu kommt die vergleichsweise lange Planungs- und -errichtungszeit, die auch durch Unsicherheiten bei den genehmigenden Behörden geprägt ist. Es bedarf dazu einer starken und visionären Entscheidung und ein hohes Maß an Vertrauen in die Legislative um dieses unternehmerische Risiko zu tragen.

Für den Energiepark Bad Lauchstädt kam die relativ lange Vorbereitungszeit zugute, während der technisch-wissenschaftlich Grundlagenfragen und ein beispielhaftes Genehmigungsverfahren in Vorprojekten bearbeitet werden konnten. Das heißt ein Teil der Genehmigungsfragen als Grundlage für eine Investitionsentscheidung konnte gemeinsam mit den Behörden vorbereitet werden und wesentliche Abstimmungen lagen mit dem Start des Projektes bereits vor. Damit konnte der Planungs- und Genehmigungszeitraum innerhalb des Reallaborprojektes gestrafft werden.

Wesentliche Voraussetzung für die Final Investment Decision (FID) war die Verabschiedung der RED II und dem daraus folgenden Delegated Act. Diese regulatorischen Vorgaben waren die Grundlage für die langfristigen Geschäftsmodelle. Darüber hinaus war der Abschluss eines Liefervertrages für die überwiegende Menge des produzierten Wasserstoffs Voraussetzung für die Beauftragung der Hauptanlagen.

Die aktuelle Marktsituation mit einer hohen Auslastung der wenigen im Aufbau befindlichen Kapazitäten im Bereich des Anlagenbaus für Elektrolysesysteme und den sonstigen peripheren Anlagen stellt eine zusätzliche Herausforderung dar. Hinzu kommen starke Preissteigerungen im Fall von Verzögerungen aufgrund von äußeren Einflüssen auf die FID bei abgestimmten Lieferplänen.

Trotz der genannten mitunter kritischen Umstände hat das Konsortium des Energiepark Bad Lauchstädt eine positive FID getroffen und so den Weg für eine bahnbrechende Umgestaltung der Energieinfrastruktur freigemacht, nicht zuletzt auch in der Erwartung auf die Umsetzung der durch die Bundesregierung vorgegebenen Wasserstoffstrategie und einer fortgesetzten Unterstützung der „First Mover“.

A.2 Norddeutsches Reallabor

Das Norddeutsche Reallabor (NRL) begrüßt, dass die Transferforschung Herausforderungen der Reallabore der Energiewende mit Fokus Wasserstoff in einem Diskussionspapier gebündelt und aufbereitet hat. Viele der in dem Papier genannten Herausforderungen betreffen auch Teile des NRL, in denen Wasserstoff erzeugt bzw. genutzt werden soll. Je nach Vorhaben ergeben sich jedoch unterschiedliche Auswirkungen durch die genannten Herausforderungen. Im Folgenden soll eine Einordnung dieser Herausforderungen aus Sicht von NRL erfolgen.

Aus regulatorischer Sicht haben die Verzögerungen in Zusammenhang mit dem Delegated Act RED II bzw. der Umsetzung in nationales Recht zu deutlichen Verzögerungen bei den Investitionsentscheidungen geführt. Um Planungssicherheit zu schaffen, sollte die Umsetzung über die 37. BImSchV daher so rasch wie möglich erfolgen, wobei Intermediäre (Zwischenhändler) als PPA-Vertragsparteien zulässig sein sollten. Klarheit sollte auch im Hinblick auf die anzuwendenden Zertifizierungssysteme für grünen Wasserstoff geschaffen werden.

Aus wirtschaftlicher Sicht können wir seitens NRL die Herausforderungen im Hinblick auf die Investitionskostensteigerungen, den Grünstrombezug, sowie die Erlösseite unterstreichen. Bei letzterer ist insbesondere der Preisverfall der THQ-Quotenpreise relevant. Um den Markthochlauf von Wasserstoff zu beschleunigen, sehen wir ein großes Potential in der Anwendung von Klimaschutzverträgen, die sich auf verschiedene Industriesektoren erstrecken sollten. Auch sollte es stärkere Anreize für den systemdienlichen Betrieb von Elektrolyseuren, die stromseitige Flexibilisierung von Industrieprozessen und die Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom geben.

Hinsichtlich der technischen Herausforderungen konnten wir von assoziierten Partnern unseres Konsortiums mit Bestandsanlagen vernehmen, dass das Thema Degradation und die damit zusammenhängenden Kosten und haftungsrechtlichen Aspekte durchaus eine Rolle spielen und Elektrolyseprojekte verteuern können. Bei Neuanlagen ist das Haftungsrisiko offenbar noch nicht komplett gelöst und wird von den Herstellern teilweise auf die Käufer übertragen. Solange sich diese Situation nicht verändert und die Hersteller nicht vollumfänglich haften, müssen entsprechende Kosten bei der Wirtschaftlichkeit bzw. einer CAPEX-Förderung berücksichtigt werden.

Die Vielzahl der Herausforderungen zeigt, dass der Markthochlauf von Wasserstoff in Deutschland noch nicht die anvisierte Geschwindigkeit erreicht hat. Trotzdem sind wir als NRL weiterhin sicher, dass Wasserstoff eine wichtige Rolle im künftigen Energiesystem spielen wird und es daher wichtig ist, Lösungsvorschläge als Antwort auf die Herausforderungen mit zu entwickeln. Wirtschaftspolitisch halten wir es für notwendig, nicht nur auf einen potenziell günstigen Import zu setzen, sondern auch die Produktion in Deutschland und Europa schnell hochzufahren. Dies ist nicht nur im Hinblick auf eine bessere Unabhängigkeit von Energieimporten notwendig, sondern auch um die Technologieproduktion und das Know-how in Deutschland zu halten. Pionierprojekte und Firmen, die hier frühzeitig investieren, sollten unbedingt unterstützt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen sicher zu stellen bis sich ein Markt ausbildet. Die Fördermaßnahme „Reallabore der Energiewende“ ist hierzu ein wichtiges Werkzeug, das zumindest die hohen Investitionskosten fördert, Technologieerfahrung ermöglicht und regulatorische Hemmnisse aufzeigt. Die größten Hürden liegen jedoch aktuell im Bereich der Betriebskosten bzw. der erzielbaren Erzeugungskosten und Preise.

A.3 WESTKÜSTE100

Die Projektpartner des Reallabors WESTKÜSTE100 können die im Diskussionspapier beschriebenen Herausforderungen bestätigen. Schlüsselement des Reallabors WESTKÜSTE100 bildet das Hauptarbeitspaket (HAP) 1, in welchem eine 30-MW-Elektrolyseanlage zur Erzeugung grünen Wasserstoffs mittels Strom aus erneuerbaren Energiequellen geplant, gebaut und in Betrieb genommen werden sollte. Hierfür wurde das Joint Venture „H2 Westküste GmbH“ gegründet. Aus den beschriebenen Gründen konnte das Joint Venture jedoch keine positive Investitionsentscheidung für HAP 1, also den Bau des geplanten 30-MW-Elektrolyseurs treffen (siehe Pressemitteilung des Joint Ventures hierzu vom 16.11.2023). Die anderen Teilprojekte hatten mit vielen anderen Herausforderungen zu kämpfen, was in diesem Papier nicht thematisiert wird.

Aus der Sicht des HAP 1 ist das Anreizsystem von grünem Wasserstoff aktuell noch nicht ausreichend, damit der entstehende Markt attraktiv wird. Dies wird unter anderem durch die folgenden Punkte begründet, die wir hier aus dem Diskussionspapier noch einmal zusammenfassen und mit unseren Erfahrungen ergänzen wollen:

Der THG-Quotenpreis ist im vergangenen Jahr so stark gesunken, dass die Anreize für den Kauf von „teurem“ grünem Wasserstoff ausgehebelt werden. Nach den Berechnungen im Rahmen von WESTKÜSTE100 ergaben sich folgende Werte für grünen Wasserstoff (theoretisch zusätzliche Zahlungsbereitschaft von Seiten der Quotenverpflichteten), in Abhängigkeit des THG-Quotenpreises:

Tabelle 1: Berechneter Treibhausgaserminderungswert von grünem Wasserstoff in [€/kg H₂] in Abhängigkeit vom THG-Quotenpreis in [€/t CO₂] mit einem Anrechnungsfaktor von 3 nach dem aktuellen Entwurf der 37.BImSchV aus Dezember 2023 (Wert von grünem Wasserstoff allein durch THG-Quote)

	Einheit	Niedrig	Mittel	Hoch
THG-Quotenpreis am Markt	€/t CO ₂	130	280	430
THG-Wert von grünem H ₂	€/kg H ₂	4,40	9,47	14,55

Die im Projekt WESTKÜSTE100 ermittelten Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff liegen im zweistelligen Bereich, sodass eine THG-Quote bei mindestens 380 bis 420 €/t CO₂ liegen müsste, um einen wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs zu gewährleisten.

Wir können bestätigen, dass die Investitionskosten deutlich höher liegen als zunächst erwartet wurde. In WESTKÜSTE100 liegen wir bei 30 MW im mittleren vierstelligen Bereich pro kW installierter Leistung und somit leicht über den Referenzwerten der Abbildung 5.

Die Erschwerung, RED II konformen Strom zu beziehen und die daraus entstehende Nachfrage- und Angebotsituation ließ die Preise im Jahr 2022 auf unüblich hohe Werte im dreistelligen Bereich ansteigen. Aktuell liegen die PPA-Preise bei 55 bis 85 €/MWh. Dies führt bei einer Effizienz von 65 kWh/kg H₂ zu einem auf reinen Strompreisen basierten Preis von 3,58 bis 5,53 € für ein Kilogramm Wasserstoff. Hinzukommen entsprechend weitere Preiskomponenten für die Investition und den Betrieb der 30-MW-Elektrolyseanlage.

Durch die RED II und die damit verbundene erforderliche zeitliche Korrelation zwischen Elektrolysebetrieb und erzeugter erneuerbarer Energie, ist eine geringere Auslastung des Elektrolyseurs fernab von 100 Prozent unvermeidbar. Die sonst als gering eingeschätzten Investitionskosten (CAPEX) erhöhen sich anteilig dadurch signifikant und verteuern somit den grünen Wasserstoff weiter.

Um dem vorherigen Punkt entgegenzusteuern wurde versucht, durch eine Überdimensionierung der Stromlieferverträge (PPA) eine höhere Auslastung des Elektrolyseurs zu erreichen. Beispielsweise würden für einen 30-MW-Elektrolyseur 40 bis 60 MW erneuerbare Elektrizität durch Abschluss von langfristigen PPAs kontrahiert. Durch die zeitliche Korrelation muss der Strom verwendet werden, wenn dieser erzeugt wird. Wenn nun viel erneuerbare Energie erzeugt wird, müssten 10 bis 30 MW wieder am Markt verkauft werden. Es wird davon ausgegangen, dass abhängig von den erneuerbaren Stromquellen und der Strombezugsstrategie ca. 15 bis 35 Prozent der gesamten Strommengen pro Jahr am Markt zurückverkauft werden müssen. Der Marktpreis wird sich zu diesen Zeiten des Elektrizitätsüberschuss allerdings deutlich von dem Einkaufspreis unterscheiden, sodass hier mit unprognostizierbaren Verlusten zu rechnen ist.

Hinzu kommen zeitliche Komponenten, die die Entwicklung des Projektes WESTKÜSTE100 deutlich verlängert haben:

Die komplexen Vertragsstrukturen der Wasserstoffprojekte sind für alle Beteiligten noch Neuland. Es entsteht aktuell ein neuer Markt an dem Unternehmen aus verschiedensten Branchen miteinander verhandeln. So kommen auch im Projekt WESTKÜSTE100 verschiedene Akteure mit unterschiedlichen Firmenphilosophien zusammen. Dies führt zu zusätzlichen Herausforderungen in den ohnehin komplexen Verhandlungen.

Die unsichere und verspätete Regulatorik hat auch das Joint Venture H2 Westküste GmbH dazu veranlasst, die finale Investitionsentscheidung für den Bau des geplanten 30-MW-Elektrolyseurs mehrfach zu verschieben. Der Erlass der Delegierten Rechtsakte auf Basis der RED II war laut Artikel 27 der Richtlinie Ende 2021 vorgesehen. Dies verzögerte sich bis Februar 2023, gefolgt von weiteren zwei Monaten (die nochmals um zwei Monate verlängert wurden) für die Prüfung durch Parlament und Rat. Die Novellierung der 37. BImSchV auf deutscher Ebene ist bis heute nicht abgeschlossen. In diesem Zeitraum sind die Investitionskosten im Vergleich zu den anfänglichen Angeboten zu Projektbeginn weiter um ca. 40 Prozent gestiegen. Die Projektpartner von WESTKÜSTE100 haben gehofft, als Reallabor einen gewissen regulatorischen Freiraum und einen Sonderstatus zu erhalten, um die Regulatorik zu testen und dadurch Empfehlungen an die Bundesregierung geben zu können.

A.4 Referenzkraftwerk Lausitz

Das Referenzkraftwerk Lausitz versucht über fünf Wege einen Business Case für Wasserstoff darzustellen:

1. Rückverstromung in Zeiten der Dunkelflaute
2. Absatz von Wasserstoff über das Erdgasnetz
3. Absatz von Wasserstoff über Trailer
4. Absatz von Wasserstoff an lokale industrielle Abnehmer
5. Absatz in die Mobilität

Jeder dieser Absatzwege hat spezifische Herausforderungen, die eine Final Investment Decision erheblich erschweren. Nachfolgend die einzelnen Stolpersteine zu den jeweiligen Punkten:

1. Eine Rückverstromung wird Kosten von 70-100 ct/kWh hervorbringen und im nennenswerten Umfang nur dann funktionieren, wenn ins Gasnetz eingespeister Wasserstoff zeitlich versetzt wieder zurückgekauft werden kann. Dabei ist derzeit zu beachten, dass nicht klar ist, wie genau die H₂-Rückverstromung gefördert werden soll und ob das zeitlich versetzte Rückkaufen von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz unter Beibehaltung der grünen Eigenschaft des Wasserstoffs möglich ist.
2. Derzeit ist nicht klar, ob der ins Erdgasnetz eingespeiste Wasserstoff bilanziell unter Beibehaltung seiner grünen Eigenschaften gehandelt werden kann. Dies wäre aber unbedingt erforderlich, um von Anreizsystemen, wie CFDs oder THG-Quoten, profitieren zu können und eine Wirtschaftlichkeit darzustellen.
3. Der Wasserstoffabsatz per Trailer wird derzeit als sehr kritisch gesehen, da die Zusatzkosten für den Trailertransport alleine bei 2-4€/kg liegen und den Wasserstoff somit in einem erheblichen Maße verteuern.
4. Industrielle Abnehmer von Wasserstoff werden sich vermutlich erst ansiedeln, sowie dieser auch verfügbar ist. D.h. hier haben wir wieder das klassische Henne-Ei-Problem.
5. Der Absatz in den Bereich Mobilität wird als extrem kritisch angesehen, weil es derzeit zu massiven Lock-In-Effekten bei den batterieelektrischen Antrieben kommt. Wasserstoff wird vermutlich nur bei Nischenanwendungen im Bereich der Mobilität Anwendung finden, sodass sich der Absatzweg für das Referenzkraftwerk Lausitz auf im wesentlichen Trailer reduziert. Der Bau und der Betrieb einer eigenen Wasserstofftankstelle scheint derzeit eher wenig opportun.

A.5 H₂CAST Etzel

Kavernenspeicher sind ‚Möglichmacher‘ der Energiewende – Gedanken und Anregungen zur notwendigen Infrastruktur bis 2030:

- STORAGs Forschungsprojekt H₂CAST läuft plangemäß, die avisierten Meilensteine werden voraussichtlich erreicht, bis 2027 erfolgt die Überführung der ersten H₂-Kaverne des niedersächsischen Leuchtturmprojektes in den zulassungskonformen Betrieb. Weitere Kavernen können ab 2028 zur Verfügung gestellt werden. STORAG benötigt die Sicherheit, dass der Wasserstoffmarkt und die Wasserstoffinfrastrukturen auch umgesetzt werden, damit die eigenen Wasserstoffspeicher in Betrieb gehen und ihre Funktion als Teil der Wasserstoffwertschöpfungskette erfüllen können. Ein Speicher funktioniert nur dann, wenn obertägige Betriebsanlagen seitens der SSOs und Leitungsinfrastruktur der TSOs vorhanden sind.
- Bergrechtliche Genehmigungsverfahren müssen parallel geführt bzw. beschleunigt werden. Im Fall einer Umrüstung von bestehenden Kavernen oder für bereits genehmigte Kavernenstandorte sowie deren Ober tageanlagen sollen aufwändige Planfeststellungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung entfallen.
- Auf kommunaler Ebene müssen raumordnerische Verfahren des Untergrundes erfolgen, um Vorranggebiete für bergbauliche Vorhaben zu entwickeln und auszuweisen. Bergbauliche Vorhaben, wie der Kavernenspeicherbergbau sind an vorhandene Lagerstätten gebunden.
- Die H₂-Speicherung hat noch auf Jahre keinen Business Case, so dass neben der Absicherung der Investitionsrisiken (CAPEX) ebenfalls eine Förderung der fixen Betriebskosten (OPEX) für die energiewirtschaftlichen Speicherbetreiber (SSO) essenziell notwendig ist.
- Die von der INES vorgeschlagenen Differenzverträge (CfD / „Contracts for Differences“) bieten beispielsweise die Möglichkeit, durch eine staatliche Beauftragung von Unternehmen die Entwicklung und den Betrieb von Wasserstoffspeichern bis 2030 umzusetzen.
- Kerngedanke eines Differenzvertrags ist es, dass die Differenz zwischen tatsächlichen Erlösen und Referenz-erlösen, d.h. die Mindererlöse durch den Staat ausgeglichen werden, Übererlöse hingegen werden an den Staat zurückgezahlt. Die Referenzerlöse müssen zwangsläufig sowohl Kapitalkosten (CAPEX), als auch fixe Betriebskosten wie bspw. Mieten an den Kavernen- und Bergwerkseigentümer (OPEX) enthalten. Referenzerlöse könnten auf Basis einer umfassenden projektspezifischen Kostenprüfung regulatorisch festgelegt werden.
- Die angekündigte H₂-Speicherstrategie wie auch die H₂-Kraftwerksstrategie des BMWK stehen noch aus. Eine Abstimmung ist noch 2024 erforderlich.



www.ffe.de