

## Wasserstoff-Erzeugungskosten

Determinanten, Stand und Perspektiven

Berlin, Paris  
13. Juni 2025

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)  
Dr. Johannes Brauer (Deloitte)

**Öko-Institut**  
**Büro Berlin**  
Borkumstraße 2  
13189 Berlin  
Deutschland  
Tel. +49 30 405085-0

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Deutschland  
Tel. +49 761 45295-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

**Deloitte Sustainability**  
**& Climate GmbH**  
Karl-Liebknecht-Straße 5  
10178 Berlin  
Deutschland

[www.deloitte.com/de](http://www.deloitte.com/de)



## Zusammenfassung

Die Analyse identifiziert die verschiedenen Kostendeterminanten der Wasserstoffherstellung und beschreibt Korridore der Wasserstoffkosten für verschiedene Produktionsrouten über den kurz-, mittel- bis langfristigen Zeitverlauf. Der Fokus liegt dabei auf der Herstellung von elektrolytischem sowie aus Erdgas reformiertem Wasserstoff (in Kombination mit der Abtrennung und Speicherung des CO<sub>2</sub> – CCS), wobei die elektrolytische Herstellung sich sowohl auf erneuerbaren wie auch auf CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff bezieht.

Die Kosten der Wasserstoffproduktion sind von einer Vielzahl von Parametern abhängig. Entscheidend für elektrolytischen Wasserstoff sind die Stromeinstandskosten, die Auslastung der Elektrolyseure, die Investitionskosten und der Nutzungsgrad. Für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS (blauer Wasserstoff) sind die Erdgas- und die CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten die entscheidenden Parameter.

Aktuell liegen die Erzeugungskosten für erneuerbaren elektrolytischen (grünen) Wasserstoff in Deutschland bei über 7,50 €/kg und für dampfreformierten Wasserstoff bei 3,50 bis 4,50 €/kg. Während die spezifischen Kostenentwicklungen für die beiden betrachteten Produktionsrouten grundsätzlich erheblichen Unsicherheiten unterliegen, lässt sich für die Produktion von elektrolytischem Wasserstoff die Einschätzung treffen, dass die Kosten über den Zeitverlauf signifikant fallen könnten. Die Kostenschätzung zeigt, dass mittelfristige Produktionskosten von 4,50 bis 6,00 €/kg möglich sind, die langfristig auf 2,50 bis 4,00 €/kg fallen könnten. In Ländern mit besseren Produktionsbedingungen für regenerativen Strom könnten deutlich niedrigere Kostenniveaus erzielt werden. Für Importe müssen die Kostenvorteile der ausländischen Produktion jedoch die Transportkosten überwiegen. Für die Produktion von blauem Wasserstoff deutet sich durch die derzeit erwarteten Trends im Erdgasmarkt eine leicht sinkende Kostentendenz an. Mittelfristig liegen die Kosten geschätzt bei 3,00 bis 4,00 €/kg und langfristig geschätzt bei 2,50 bis 4,00 €/kg. Eine richtungssichere Einschätzung lässt sich unter Maßgabe der erheblichen Unsicherheiten des Erdgaspreises sowie der CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten aber nicht geben. Insbesondere bei den CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten ist für fundierte Entscheidungen im Bereich des blauen Wasserstoffs ein höheres Maß an Transparenz nötig.

Mittel- bis langfristig wird sauberer Wasserstoff seiner Rolle im Transformationsprozess zur Klimaneutralität nur dann gerecht, wenn Kostenniveaus von 3 €/kg (oder darunter) erzielt werden können und damit eine wirtschaftliche Nutzung möglich ist. Die Erreichung solcher Kostenbänder erscheint möglich, setzt jedoch die Nutzung von Reduktionspotenzialen voraus, sowohl im techno-ökonomischen als auch im regulatorischen Bereich. Insbesondere die Anforderungen an den Strombezug und die Zertifizierung für die Produktion von erneuerbarem und CO<sub>2</sub>-armem elektrolytischem Wasserstoff bilden vor allem kurz- und mittelfristig wichtige Kostensenkungshebel. Auch die Entlastung von Stromnebenkosten (z.B. Netzentgelte, Steuern und Umlagen) führt zu deutlichen Kostensenkungen. Die Festlegung geeigneter regulatorischer Rahmenbedingungen für einen marktorientierten Betrieb von Elektrolyseuren, die Förderung von Offshore-Wind und Hybridkonzepten zur Erhöhung der Auslastung von Elektrolyseuren, die Unterstützung von Lernkurveneffekten und der Einsatz von Instrumenten zur Senkung von Finanzierungskosten im internationalen Raum sind für den Wasserstoffhochlauf notwendig.

## Summary

The analysis identifies the various cost determinants of hydrogen production and describes cost corridors for different production routes in the short, medium and long term. The focus is on electrolytic hydrogen production and hydrogen produced from natural gas reforming (combined with CO<sub>2</sub> capture and storage – CCS), with electrolysis referring to both renewable and low-carbon hydrogen production.

The cost of producing hydrogen depends on a variety of parameters. For electrolytic hydrogen, the key factors are electricity input costs, utilisation rates of electrolyzers, investment costs, and the conversion efficiency. For hydrogen from steam-reforming with CCS (blue hydrogen), meanwhile, the decisive parameters are the natural gas costs and the costs of CO<sub>2</sub> transfer and storage.

Currently, production costs for renewable electrolytic (green) hydrogen in Germany exceed €7.50/kg, while hydrogen from steam-reforming costs between €3.50 and €4.50/kg. Although the specific cost developments for the two production routes are uncertain, it is estimated that costs for electrolytic hydrogen production could fall significantly over time. The cost estimates indicate that production costs of between €4.50 and €6.00/kg would be feasible in the medium term, potentially decreasing to between €2.50 and €4.00/kg in the long term. Significantly lower cost levels could be achieved in countries with better production conditions for renewable electricity. However, for imports, the cost advantages of foreign production must outweigh the transport costs. Current trends in the natural gas market indicate a slight downward cost trend for the production of hydrogen from steam-reforming with CCS. In the medium term, costs are estimated to range from €3.00 and €4.00/kg, and could fall to between €2.50 and €4.00/kg in the long term. However, due to the significant uncertainties surrounding natural gas prices and CO<sub>2</sub> transfer and storage costs, a clear assessment is not possible. In particular, greater transparency is needed regarding CO<sub>2</sub> transfer and storage costs to enable informed decisions to be made in the blue hydrogen sector.

In the medium to long term, clean hydrogen will only fulfil its role in the transition to climate neutrality if costs can be reduced to €3/kg or less, thereby enabling its economic use. Such cost ranges could be achieved, but this would require the implementation of cost-reduction potentials across techno-economic and regulatory areas. The requirements for electricity procurement and certification for the production of renewable and low-CO<sub>2</sub> electrolytic hydrogen, in particular, are important cost-reduction levers, especially in the short and medium term. Relief from ancillary electricity costs (e.g. grid fees, taxes and levies) would also lead to significant cost reductions. To ramp up hydrogen production, it is necessary to establish a suitable regulatory framework for the market-oriented operation of electrolyzers, promote offshore wind and hybrid concepts to increase electrolyzers' utilisation, support learning curve effects, and use instruments to reduce financing costs internationally.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Ziel und Struktur des Papiers</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Die Determinanten der Wasserstoffkosten, deren Bandbreiten und Entwicklungsperspektiven</b>	<b>10</b>
2.1	Die technologischen Routen der Wasserstoffherstellung	10
2.2	Elektrolytischer Wasserstoff	12
2.3	Über Dampfreformierung hergestellter Wasserstoff	17
<b>3</b>	<b>Die regulatorische Dimension der Kostendeterminanten: Taxonomie des Wasserstoffs</b>	<b>24</b>
<b>4</b>	<b>Exkurs: Preisniveaus und CO<sub>2</sub>-Last im deutschen Stromsystem und deren Implikationen für die Herstellung von erneuerbarem und CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff</b>	<b>26</b>
<b>5</b>	<b>Bandbreitenanalysen für die Kostenniveaus und Anhaltswerte zum Einfluss der Kostendeterminanten</b>	<b>30</b>
5.1	Einführung	30
5.2	Elektrolytischer Wasserstoff	30
5.3	Wasserstoff aus Dampfreformierung	35
<b>6</b>	<b>Überblick über die wichtigsten Marktbeobachtungsindikatoren und Vergleich mit den ersten Marktergebnissen</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>Die Einordnung der Wasserstoffkosten</b>	<b>44</b>
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen und Empfehlungen</b>	<b>46</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>50</b>
<b>Anhang</b>		<b>54</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Erwartbare Entwicklung der Kostenelemente für elektrolytischen Wasserstoff im Zeitverlauf	15
Abbildung 2:	Erwartbare Entwicklung der Kostenelemente für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS im Zeitverlauf	21
Abbildung 3:	Einordnungsdimensionen für Wasserstoff	24
Abbildung 4:	Preise im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024 und die Preisschwellwerte zur Grünstrom-Qualifikation nach 37. BImSchV, 2027-2035	27
Abbildung 5:	Stündliche CO <sub>2</sub> -Last des Strommixes im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024, 2027-2035	27
Abbildung 6:	Preise im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024 in den Stunden unterhalb des Emissionsschwellwertes, 2027-2035	29
Abbildung 7:	Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit von den Stromeinstandskosten und der Elektrolyseursauslastung	32
Abbildung 8:	Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit von den Erdgaseinstandskosten und den CO <sub>2</sub> -Abtransport- und -Speicherkosten	37
Abbildung 9:	Kosten- und transaktionsbasierte Indikatoren für Wasserstoff von Argus, E-Bridge, MIBGAS, S&P/Platts sowie EEX	40
Abbildung 10:	Kosten-Indikatoren für Wasserstoff von Argus (mit und ohne Kapitalkostenanteil)	41
Abbildung 11:	Einordnung der Ergebnisse der bisherigen Auktionen der European Hydrogen Bank	42
Abbildung 12:	Brennstoffwechselkosten von Erdgas zu Wasserstoff	44

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Kosten und deren Einflussgrößen für elektrolytischen Wasserstoff	14
Tabelle 2:	Kostenstrukturen der Herstellung von elektrolytischem Wasserstoff	16
Tabelle 3:	Kosten und deren Einflussgrößen für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS	19
Tabelle 4:	Kostenstrukturen der Herstellung von Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS	22
Tabelle A- 1:	Referenzen und Erläuterungen zu den Kostendeterminanten für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff	54
Tabelle A- 2:	Referenzen und Erläuterungen zu den Kostendeterminanten für Wasserstoff aus der Dampfreformierung	56



## 1 Ziel und Struktur des Papiers

Die mit dem hier vorgelegten Papier dokumentierten Analysen verfolgen das Ziel, die Kostendeterminanten für die Wasserstoffherstellung über unterschiedliche Herstellungsrouten hinsichtlich ihrer Relevanz sowie über die verschiedenen Zeithorizonte transparent zu machen und einzuordnen. Über vergleichsweise breit angelegte Sensitivitätsanalysen sollen Kostenkorridore ermittelt und Anhaltswerte für die Wirkungen von Veränderungen des energiewirtschaftlichen Umfelds oder des regulativen Rahmens ermittelt werden. Schließlich werden Schlussfolgerungen und Empfehlungen für aktuelle und aufkommende politisch-regulatorische Handlungsfelder abgeleitet.

Im ersten Schritt werden die hier betrachteten technologischen Routen zur Wasserstoffherstellung spezifiziert, die mit Blick auf die Bereitstellung von erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff relevant sind (Kapitel 2). Auf dieser Basis werden die einzelnen Determinanten für die Herstellungskosten systematisiert (Kapitel 2). Die vor allem aus den Anlagenkonfigurationen resultierenden Kostendeterminanten werden dabei für drei verschiedene Zeithorizonte beschrieben, für die von der Betriebsweise bzw. vom Energiemarktumfeld abhängigen Faktoren werden dabei zunächst exemplarische Fälle berücksichtigt. Da vor allem die Betriebsweise der Anlagen teilweise sehr stark vom regulatorischen Rahmen, vor allem mit Blick auf die Wasserstoffzertifizierung, abhängt und hieraus signifikante Effekte für die Kosten entstehen, werden nachfolgend die Taxonomie des Wasserstoffs sowie die dafür einschlägigen Rechtsgrundlagen dokumentiert (Kapitel 3). In einer Zwischenanalyse werden aktuelle Modellierungsarbeiten mit Blick auf die Frage ausgewertet, welche Kostendeterminanten sich im Kontext der aktuellen bzw. derzeit diskutierten Zertifizierungsregelungen bei einem strommarktorientierten Betrieb zukünftig ergeben können (Kapitel 4). Da die von der Betriebsweise bzw. dem energiewirtschaftlichen Umfeld abhängigen Kostendeterminanten für die Wasserstoffherstellung eine herausragende Bedeutung zukommt, werden im Kapitel 5 eine große Zahl von Sensitivitätsanalysen präsentiert und deren Ergebnisse systematisiert. Diese Resultate werden im Kapitel 6 mit den Kosten- bzw. Preisindikatoren der wichtigsten Marktdatenanbieter verglichen. Eine Einordnung der ermittelten bzw. berichteten Kostenniveaus für die Herstellung von erneuerbarem bzw. CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff erfolgt im Kapitel 7. Anschließend werden die Schlussfolgerungen aus den hier vorgestellten Analysen und entsprechende Empfehlungen präsentiert (Kapitel 8). Der Anhang enthält schließlich eine Zusammenstellung der Referenzen sowie weiterer Erläuterungen zu den bei der Kostenermittlung verwendeten Parametern.

## 2 Die Determinanten der Wasserstoffkosten, deren Bandbreiten und Entwicklungsperspektiven

### 2.1 Die technologischen Routen der Wasserstoffherstellung

Wasserstoff und ggf. die daraus hergestellten Derivate können und sollten mit Blick auf ihre Kosten, aber auch die klimapolitische Einordnung in unterschiedlichen Dimensionen bewertet werden. Zunächst spielen die technologischen Routen und die damit verbundenen Investitions- und Betriebskosten eine wichtige Rolle.

- Realweltlich relevant ist hier vor allem die Wasserstofferzeugung über die Wasserelektrolyse<sup>1</sup>, für die unterschiedliche Technologieansätze verfolgt werden (Alkali-Elektrolyse, *Proton Exchange Membrane-* (PEM-) Elektrolyse, Feststoff-/*Solid Oxide-* Elektrolyse etc.).
- Daneben steht die Herstellung von Wasserstoff über die Reformierung fossiler Kohlenwasserstoffe, vor allem aus Erdgas. Standard ist hier die konventionelle Dampfreformierung (SMR – *Steam Methane Reforming*), als neue Technologie wird hier vor allem die Autothermische Reformierung (ATR – *Autothermal Reforming*) verfolgt. Beide Produktionstechnologien sind zunächst mit erheblichen CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden. Sie können jedoch mit Einrichtungen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerüstet und das abgeschiedene CO<sub>2</sub> abtransportiert und in zur dauerhaften Speicherung in geologische Formationen eingebracht werden. Bei welcher Auslegung der CCS-Abscheidungsanlagen der erzeugte Wasserstoff als CO<sub>2</sub>-arm qualifiziert werden kann, hängt von den entsprechenden regulatorischen Vorgaben ab (Kapitel 3).
- Jenseits dieser beiden technologischen Routen besteht eine Reihe weiterer Optionen (Wasserstofferzeugung über Pyrolyse etc.), die jedoch in absehbarer Zeit keine wesentliche Rolle spielen werden und sich vor allem derzeit (noch) nicht über eine fundierte Kostenanalyse sinnvoll bewerten lassen können.

Angesichts der teilweise sehr unterschiedlichen Kostendeterminanten für die verschiedenen Herstellungsrouten wird in den folgenden Analysen zwischen den überwiegend konfigurationsabhängigen und den überwiegend betriebsbedingten Einflussfaktoren auf die Wasserstoff-Produktionskosten unterschieden. Die konfigurationsbedingten Einflussfaktoren ergeben sich vor allem aus den Investitionsentscheidungen und sind damit nach der Investition nur noch in engen Grenzen veränderbar. Die betriebsbedingten Kostendeterminanten ergeben sich teilweise aus dem energiewirtschaftlichen (Markt-) Umfeld (Strom- und Gaspreise, CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten etc.) und teilweise (zumindest implizit) aus dem regulatorischen Rahmen (Stromeinstandskosten und Jahresauslastung der Elektrolyseanlagen). Die betriebsbedingten Kostendeterminanten werden deshalb zusammen mit den konfigurationsbedingten Faktoren hier zunächst exemplarisch betrachtet und in einem weiteren Schritt dann einer vertieften Analyse unterzogen (Kapitel 5).

---

<sup>1</sup> Neben der Wasserelektrolyse kann Wasserstoff auch (als Nebenprodukt) bei der Chloralkali-Elektrolyse hergestellt werden. Da dieses Verfahren jedoch primär zur Herstellung von Chlor- und Natronlauge zur Anwendung kommt, wird es hier nicht weiter betrachtet. Wenn im Folgenden der Begriff Elektrolyse verwendet wird, ist damit immer die Wasserelektrolyse gemeint.

Angesichts der teilweise dynamischen Entwicklungen (z.B. bei Investitionskosten) und der sich verändernden Rahmenbedingungen (z.B. mit Blick auf die Dekarbonisierung des Stromsystems oder die energiewirtschaftlichen Umfeldbedingungen) werden die Analysen für drei exemplarische Zeithorizonte durchgeführt:

- Der kurzfristige Zeithorizont bezeichnet die Situation, die aus heutiger Sicht für den Zeitraum von 2025 bis 2030 erwartet werden kann.
- Der mittelfristige Zeithorizont beschreibt eine Entwicklung, die sich aus heutiger Sicht bis Mitte der 2030er Jahre einstellen könnte. Als pragmatischer Näherungswert beschreibt die mittelfristige Perspektive auch den unteren Rand von Entwicklungen, die sich kurzfristig und den oberen Rand von Entwicklungen, die sich langfristig einstellen könnten.
- Der langfristige Zeithorizont beschreibt eine Situation, die aus heutiger Sicht für den Zeitraum 2040 bis 2050 erwartet werden kann.

Die Kosten der Wasserstoffherstellung sind von einer relativ großen Zahl von Rahmenbedingungen bzw. Eingangsannahmen abhängig. Während einige dieser Determinanten massive Auswirkungen auf die Kostenergebnisse haben, sind andere von mittlerer oder untergeordneter Bedeutung. Um die Sensitivitätsanalysen bzw. die Einordnungen mit Blick auf die unterschiedlichen Zeithorizonte übersichtlich zu halten, werden in der hier vorgelegten (Kurz-) Analyse drei verschiedene Relevanzkategorien unterschieden:

- **Entscheidend:** Parameter, die einen erheblichen Einfluss auf die Gestehungskosten von Wasserstoff haben. Diese bestimmen die Größenordnung der Wasserstoff-Erzeugungskosten. Bei für die Herstellung von erneuerbarem oder CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff typischen Konfigurationen und Betriebsweisen und mit Blick auf die unterschiedlichen Zeithorizonte sind dies die Faktoren, die in der Mehrzahl der Fälle und ggf. in ihrer Wirkungskombination (z.B. von Investitions- und Finanzierungskosten) die Kosten zu jeweils (deutlich) mehr als einem Fünftel bestimmen.
- **Wichtig:** Parameter, die ebenfalls einen nennenswerten Einfluss auf die Gesamtkosten haben, diese jedoch in (deutlich) geringerem Maße beeinflussen. Hier werden diejenigen Kostendeterminanten eingeordnet, die die Gesamtkosten in der Mehrzahl der Fälle jeweils mit Anteilen von 10 und 20 % bestimmen.
- **Untergeordnet:** Parameter, die nur geringe Auswirkung auf die Gestehungskosten von Wasserstoff haben. Dies betrifft die Kostendeterminanten, die in der Mehrzahl der Varianten für Kostenanteile von (deutlich) weniger als 10 % stehen.

Die verschiedenen Kostendeterminanten bedingen sich teilweise gegenseitig (z.B. werden die sonstigen Betriebskosten als Prozentwert der Investitionskosten ausgedrückt). Bei der Eingruppierung wurden in diesen Fällen die Beiträge der Kostendeterminanten mit dem größeren Einzeleffekt zugrunde gelegt.

Es soll weiterhin explizit darauf hingewiesen werden, dass die genannten Einstufungen sich auf die Kostenstrukturen für jeweils einen der o.g. Zeithorizonte beziehen und zunächst keine direkten Rückschlüsse auf die entsprechenden Kostensenkungspotenziale über die Zeit erlauben.

Die Kostenanalysen erfolgen an dieser Stelle noch nicht unter Berücksichtigung der (großen) Bandbreiten für die Betriebsbedingungen, die sich aus den regulatorischen Anforderungen ergeben bzw. die stark vom energiewirtschaftlichen Umfeld abhängen (vgl. dazu Kapitel 3, 4, und 5), sondern zunächst für exemplarische Bandbreiten.

## 2.2 Elektrolytischer Wasserstoff

Für die Wasserstoffherstellung über die Wasserelektrolyse werden folgende Kostendeterminanten betrachtet und nach den entsprechenden Voranalysen (vgl. dazu auch Tabelle 2 sowie Kapitel 5) wie folgt eingeordnet:

1. Entscheidende Kostendeterminanten
  - a. Stromeinstandskosten: Kosten, die für die Bereitstellung von Strom am Elektrolyseur anfallen. Diese können neben den tatsächlichen Stromerzeugungskosten auch weitere Elemente wie Strukturierungskosten (Speicherung, Portfoliobildung etc.), Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen umfassen.<sup>2</sup> Die Stromeinstandskosten sind in ihrer Summe maßgeblich von der Betriebsweise der Anlagen abhängig und auch in erheblichem Maße marktumfeldbedingt.
  - b. Auslastung der Elektrolyse: Bezeichnet das Verhältnis der tatsächlich produzierten Menge an Wasserstoff (oder anderen Produkten) zur theoretisch maximal möglichen Produktion unter optimalen Bedingungen. Sie wird meist in Betriebsstunden des Elektrolyseurs im Nennleistungsbetrieb über die Laufzeit eines Jahres angegeben.
  - c. Investitionskosten des Elektrolyseurs: Umfassen alle Kosten, die für die Errichtung des Elektrolyseurs am Wasserstoffherzeugungsort bis zum operativen Betrieb anfallen. Diese beinhalten neben den tatsächlichen Kosten des Elektrolyseurs u.a. auch Planungs- Anlieferungs- und Baukosten. Der Beitrag der Investitionskosten zum Gesamtkostenniveau ist abhängig von den Lernkurveneffekten (Investitionskosten senkungen) des Wasserstoffhochlaufs, maßgeblich durch die Betriebsweise (v.a. der Auslastung) der Anlagen bedingt.
  - d. Wirkungsgrad des Elektrolyseurs: Beschreibt das Verhältnis der eingesetzten Energie in Form von Strom zur resultierenden Energie am Ausgang der Elektrolyse in Form von Wasserstoff. Die Wirkungsgrade der Anlagen zeigen relativ starke Wechselwirkungen mit den Investitionskosten.

---

<sup>2</sup> Elektrolyseure sind in Deutschland nach von der Stromsteuer befreit (§ 9a Nr. 1 StromStG). Bis zum Jahr 2026 in Betrieb gegangene Elektrolyseanlagen sind für 20 Jahre von den Netznutzungsentgelten befreit (§118 Abs. 6 EnWG). In anderen Ländern sind solche Regelungen nicht zwingend gegeben.

## 2. Wichtige Kostendeterminanten

- a. Finanzierungskosten (WACC): Kosten, wie Zinsen und Renditen, die zur Finanzierung der Anlagen durch den Einsatz von Eigen- sowie Fremdkapital anfallen. Die Kosten werden meist als *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) angegeben.<sup>3</sup> Die Rolle der Finanzierungskosten steigt und fällt naturgemäß mit den Investitionskosten.
- b. Stack-Erneuerung: Der Stack bildet den Kernbestandteil eines Elektrolyseurs, in dem der Elektrolyseprozess stattfindet. Da die Lebenszeit des Stacks geringer ist als die Mehrzahl der anderen Komponenten der Elektrolyse-Anlagen, ist dessen Erneuerung ein wichtiger Teil der Wartung und Instandhaltung.
- c. Sonstige Betriebskosten: Beinhaltet alle weiteren Kosten (mit Ausnahme der Kosten für den Bezug von Wasser), die im Betrieb der Anlagen anfallen. Diese umfassen u.a. Kosten für Wartung, Personal, Versicherung und Verwaltung. Sie werden üblicherweise als Prozentwert der Investitionskosten angegeben und hängen damit stark von diesen ab.

## 3. Untergeordnete Kostendeterminanten

- a. Wasser: Kosten, die für die Bereitstellung von Wasser für den Elektrolyseprozess anfallen. Für jedes Kilogramm an produziertem Wasserstoff werden rund 9-15 Liter Wasser benötigt.
- b. Lebensdauer: Bezeichnet die technische Lebensdauer des Elektrolyseurs und wird meist in Betriebsstunden oder Jahren angegeben.

Die Tabelle 1 zeigt die auf der Grundlage von Literaturrecherchen, Marktinformationen und Experteneinschätzungen ermittelten Parameterbandbreiten für die unterschiedlichen Kostendeterminanten sowie die unterschiedlichen Zeithorizonte. Für die Stromeinstandskosten sowie die Auslastung der Elektrolyseanlagen wurden dabei zunächst exemplarische Erwartungswerte zugrunde gelegt. Zu den entsprechenden Bandbreitenannahmen bzw. Sensitivitäten und den Einzelnachweisen für die weiteren Parameter vgl. Kapitel 5 sowie Tabelle A- 1 im Anhang.

---

<sup>3</sup> Indikator, der durchschnittlichen Kapitalkosten, gewichtet nach den jeweiligen Anteilen der verschiedenen Finanzierungskomponenten (Eigenkapital und Fremdkapital) beschreibt.

**Tabelle 1: Kosten und deren Einflussgrößen für elektrolytischen Wasserstoff**

	<b>Kurzfristig (Hoch)</b>	<b>Mittelfristig</b> (i.d.R. aktuell unterer Rand/ langfristig oberer Rand)	<b>Langfristig (Niedrig)</b>	<b>Bemerkungen</b>
<b>Entscheidend</b>				
Stromeinstandskosten	80 - 100 EUR <sub>2023</sub> /MWh	40 - 50 EUR <sub>2023</sub> /MWh	35 - 50 EUR <sub>2023</sub> /MWh	v.a. abhängig von Standort, Geschäftsmodell, Marktumfeld, Zeithorizont etc.
Auslastung der Elektrolyse	3.000 - 4.000h	4.000 - 4.500h	4.500 - 6.000h	
Investitionskosten des Elektrolyseurs	1.200 - 1.700 EUR <sub>2023</sub> /kW	750 - 850 EUR <sub>2023</sub> /kW	350 - 500 EUR <sub>2023</sub> /kW	Kostendegression über die Zeit erwartbar
Wirkungsgrad (NCV)	57 - 62 %	65 - 70 %	67 - 75 %	Effizienzsteigerung durch Forschung & Entwicklung erwartbar
<b>Wichtig</b>				
Finanzierungskosten / WACC	8 - 10 %	8 %	6 - 8 %	Skalierung schafft Vertrauen in Technologie
Lebensdauer des Elektrolyse-Stacks	60.000 - 80.000h	80.000 - 90.000h	90.000 - 120.000h	
Ersatzkosten des Elektrolyse-Stacks	25 - 35 %			
Sonstige Betriebskosten	2 - 4 % der Investitionskosten			
<b>Untergeordnet</b>				
Kosten für Wasser	0,02 EUR <sub>2023</sub> /kg H <sub>2</sub>			
Lebensdauer	20 - 25 Jahre	25 Jahre	25 - 30 Jahre	Einsatz verbesserter Materialien
<b>Wasserstoffgestehungskosten (NCV)</b>	<b>5,9 - 11,3</b> EUR <sub>2023</sub> /kg H <sub>2</sub>	<b>2,9 - 4,3</b> EUR <sub>2023</sub> /kg H <sub>2</sub>	<b>1,8 - 3,0</b> EUR <sub>2023</sub> /kg H <sub>2</sub>	insgesamt starke Reduktion der Kosten erwartbar

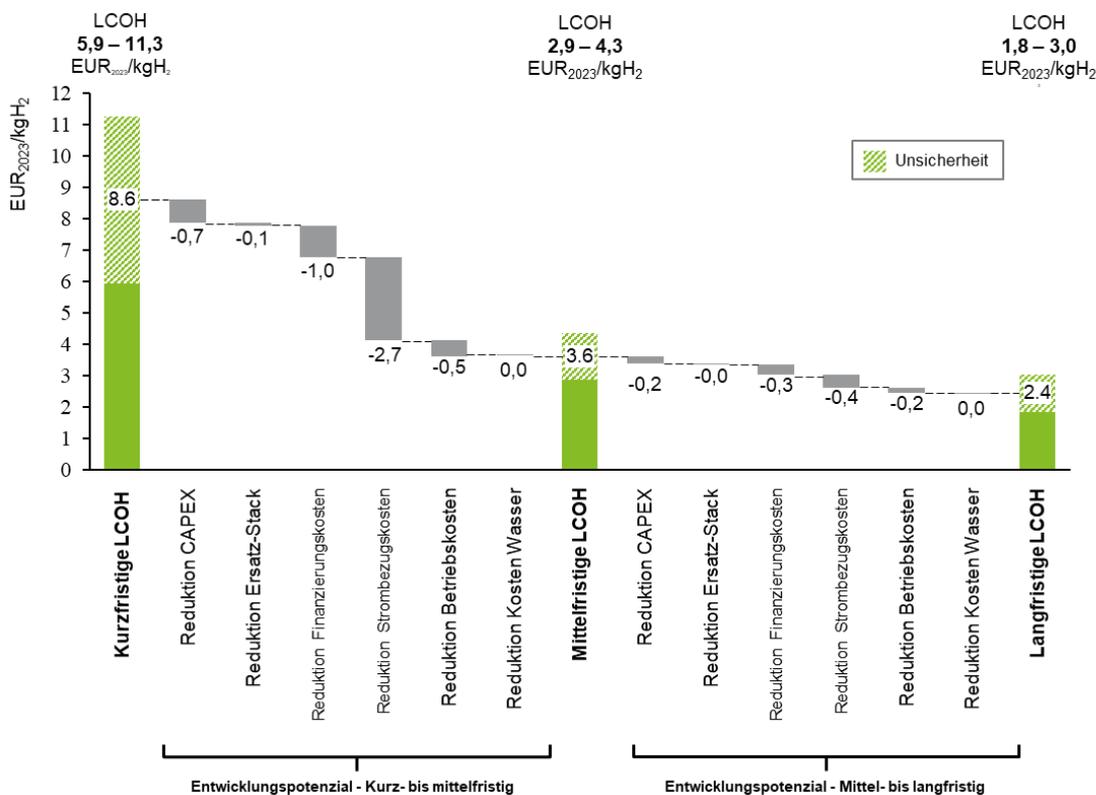
Anmerkung: Die Kosten für Wasserstoff sowie die Wirkungsgradangaben der Elektrolyse beziehen sich, wie im Wasserstoffsektor üblich, auf den unteren Heizwert (*Net Calorific Value – NCV*).

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Annahmen, zu Einzelnachweisen vgl. Kapitel 5 sowie Tabelle A- 1 im Anhang

In der zeitlichen Perspektive ergeben sich somit auf Grundlage der getroffenen Annahmen in Tabelle 1 die folgenden Entwicklungen für die Erzeugungskosten bzw. deren Determinanten:

- Mittelfristig ist eine Reduktion der Gesteungskosten von elektrolytischem Wasserstoff von über 50 % zu erwarten.
- Größter Treiber der Reduktion sind sinkende Strombezugskosten, die sich durch zusätzliche Effizienzsteigerungen erneuerbarer Technologien (z.B. höhere Nabelhöhen von Windturbinen) sowie weiteren Reduktionen ihrer Investitionskosten als Folge der signifikanten weltweiten Skalierung ergeben könnten.
- Etwaige Reduktionen der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen und der damit direkt verbundenen Finanzierungskosten haben ebenfalls einen wichtigen Einfluss auf die mittelfristige Kostensenkung von elektrolytischem Wasserstoff.
- Mittel- bis langfristig sind weitere Reduktionen der Gesteungskosten von elektrolytischem Wasserstoff zu erwarten, die jedoch weniger signifikant sind.
- Weitere Reduktionspotenziale sind hinsichtlich der Investitionskosten sowie der Finanzierungskosten zu erwarten.
- Langfristig könnten die Gesteungskosten von elektrolytischem Wasserstoff auf unter 30 % des heutigen Niveaus sinken, was einem Rückgang von über 70 % entspricht.

**Abbildung 1: Erwartbare Entwicklung der Kostenelemente für elektrolytischen Wasserstoff im Zeitverlauf**



Anmerkung: Die angegebenen Werte stellen den Durchschnitt zwischen dem oberen und unteren Rand der Kostenspanne dar.

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Abbildung 1 verdeutlicht die Beiträge der unterschiedlichen Faktoren der Gesteherungskosten von Wasserstoff (LCOH – *Levelized Costs of Hydrogen*) und illustriert die mittel- und langfristigen Kostensenkungspotenziale im Überblick, wobei bei den betriebs- bzw. marktumfeldbedingten Kostendeterminanten exemplarische Werte zugrunde gelegt wurden. Die größten Kostensenkungspotenziale für den mittel- wie auch den langfristigen Zeithorizont ergeben sich demnach aus den Strombezugskosten. Die nächstgrößten Beiträge leisten die Investitions- (CAPEX-) sowie die damit verbundenen Finanzierungskosten. Verlängerungen der Stack-Lebensdauern sowie der Kosten für Wasser sowie sonstige Betriebskosten spielen eine untergeordnete Rolle.

**Tabelle 2: Kostenstrukturen der Herstellung von elektrolytischem Wasserstoff**

Kostenelement	Kurzfristig (Hoch)	Mittelfristig (Mittel)	Langfristig (Niedrig)
Strombezugskosten (beeinflusst durch Wirkungsgrad, Auslastung und Stromeinstandskosten)	43 - 76 %	54 - 74 %	54 - 89 %
Anlagenkostenanteil (beeinflusst Investitionskosten, Auslastung, Lebensdauer und Wirkungsgrad)	6 - 24 %	4 - 14 %	3 - 11 %
Kosten für die Finanzierung (beeinflusst durch Investitionskosten, Lebensdauer und WACC)	8 - 30 %	10 - 20 %	4 - 15 %
Kosten für Austausch von Elektrolyse-Stack (beeinflusst durch Investitionskosten, Lebensdauer von Stack, Auslastung)	1 - 3 %	1 - 3 %	0 - 2 %
Sonstige Betriebskosten (beeinflusst durch Investitionskosten und Betriebskostenanteil)	3 - 19 %	4 - 14 %	2 - 11 %
Kosten für Wasserbereitstellung	nahe 0 %	0 - 1 %	0 - 1 %

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Berechnungen

Die in ihrer Tendenz einheitlich verlaufenden Bestimmungsgrößen von Wasserstoffherzeugungskosten haben jedoch mit Blick auf die Struktur der Kosten deutlich unterschiedliche Effekte:

- Die Strombezugskosten stellen nicht nur den Haupttreiber erwartbarer Kostenreduktionen dar, sie sind auch der Hauptbestandteil der Gesteherungskosten. Abhängig von der Entwicklung anderer Kostenelemente könnten sie insgesamt zwischen 43 % und 89 % der Gesamtkosten ausmachen.
- Der Anteil der Kosten für die Finanzierung spielt ebenfalls eine wichtige Rolle. Beeinflusst werden die Kosten für die Finanzierung durch die Höhe der Investitionskosten, die Lebensdauer des Elektrolyseurs und des WACC. Kurzfristig könnten Finanzierungskosten zwischen 8 und 30 % der Gesamtkosten ausmachen. Durch erwartbare Verbesserungen der drei Parameter zu Gunsten der Wasserstoffproduktion würde sich der Anteil der Finanzierungskosten langfristig auf 4 bis 15 % reduzieren.
- Ein ähnlicher Trend ist bezüglich des Anteils der Anlagenkosten zu erwarten. Diese könnten von heute 6 bis 24 % auf langfristig 3 bis 11 % fallen. Gründe

hierfür sind die erwarteten positiven Entwicklungen der Investitionskosten und -auslastungen sowie gesteigerte Wirkungsgrade und Lebensdauern.

- Der Anteil der sonstigen Betriebskosten folgt einer ähnlichen Entwicklung. Auch hier könnten die Anteile von heute 3 bis 19 % auf langfristig 2 bis 11 % fallen, was insbesondere auf die signifikante Reduktion der Investitionskosten von bis zu 80 % zurückzuführen ist.
- Die Kostenanteile für die Stack-Erneuerung sowie für die Bereitstellung von Wasser nehmen einen vergleichsweise geringen Anteil der Gesamtkosten ein.

Für die Gesamtentwicklung lassen sich zumindest richtungssichere Einschätzungen treffen. Mit dem weltweit kontinuierlichen massiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung werden sich die Stromeinstandskosten für die regenerativ geprägten Teile des Stromangebots deutlich reduzieren, wodurch die Auslastung von Elektrolyseuren tendenziell gesteigert werden könnte. In Verbindung mit den durch Lernkurveneffekte tendenziell sinkenden Investitionskosten würde dies zu einer sukzessiven Reduktion der Wasserstoffherstellungskosten führen. Die Unsicherheiten betreffen hier weniger das grundsätzliche Eintreten dieser Kostensenkungseffekte, sondern eher die diesbezüglichen Zeithorizonte.

### 2.3 Über Dampfreformierung hergestellter Wasserstoff

Für die Wasserstoffherstellung über die mit CCS gekoppelte Dampfreformierung von Erdgas werden folgende Kostendeterminanten betrachtet und nach den entsprechenden Voranalysen wie folgt eingeordnet<sup>4</sup>:

1. Entscheidende Kostendeterminanten
  - a. Erdgaseinstandskosten: Kosten, die für die Bereitstellung von Erdgas zur Produktion von Wasserstoff am Dampfreformer anfallen. Die Kosten können neben den Marktpreisen von Erdgas auch weitere Kostenelemente beinhalten wie Strukturierung, Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen. Diese betriebsbedingten Kosten sind in hohem Maße bedingt durch das jeweilige Energiemarktumfeld.
  - b. Kosten für CO<sub>2</sub>-Abtransport und -Speicherung: Umfasst alle Kosten, die für den Transport des im CCS-Prozess abgeschiedenen CO<sub>2</sub> anfallen und dessen Einlagerung in Langzeitspeichern. Die Kosten werden üblicherweise als Betriebskosten in die Gestehungskosten von Wasserstoff einbezogen und in Euro pro entsorgter Tonne CO<sub>2</sub> angegeben. Im Zeitverlauf werden sich für diese betriebsbedingten

---

<sup>4</sup> Die Analyse berücksichtigt die Dampfreformierung mittels SMR-Technologie, die mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheideeinrichtung versehen ist. Neben der SMR-Technologie könnte auch die ATR-Technologie, eine neue Anwendung, zukünftig eine Rolle spielen. Aufgrund ihres geringen Entwicklungsstandes und des Mangels an verlässlichen Felddaten stützt sich diese Analyse jedoch auf die etablierte SMR-Technologie. Mit Blick auf die Anforderungen der EU-Gasmarkttrichtlinie könnten bei Erdgaslieferungen mit niedrigen Treibhausgasbelastungen in der Vorkette (v.a. hinsichtlich der Methan-Emissionen) die Standards über SMR mit hohen Abscheidegraden (>80 %) und in jedem Fall über ATR-Anlagen eingehalten werden.

Kostendeterminante auch Marktpreise einstellen, sie werden sich also als abhängig vom Umfeld des CO<sub>2</sub>-Speichermarktes erweisen.

## 2. Wichtige Kostendeterminanten

- a. Investitionskosten: Umfassen alle Kosten, die für die Errichtung der Produktionsanlage am Erzeugungsort bis zum operativen Betrieb anfallen. Diese beinhalten neben den tatsächlichen Investitionskosten u.a. auch Planungs- Anlieferungs- und Baukosten.
- b. Finanzierungskosten / WACC: Kosten, wie Zinsen und Renditen, die zur Finanzierung der Anlagen durch den Einsatz von Eigen- sowie Fremdkapital anfallen. Die Kosten werden meist als *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) angegeben. Die Rolle der Finanzierungskosten steigt und fällt naturgemäß mit den Investitionskosten.
- c. Erdgaseinsatz: Legt die Menge an Erdgas fest, die als Ausgangsstoff in die Dampfreformierung zur Produktion einer vorgegebenen Menge an Wasserstoff benötigt wird. Üblicherweise wird der Erdgaseinsatz als Bedarf pro Kilogramm erzeugtem Wasserstoff angegeben. Der Wert ist weitgehend technisch bedingt bzw. wenig variabel und ist maßgeblich für die direkten Emissionen des Prozesses vor der Abscheidung.
- d. Direkte Emissionen vor Abscheidung: Diese beziehen sich auf die Menge an CO<sub>2</sub>, die direkt durch den Prozess der Wasserstoffherstellung ausgestoßen wird, bevor CO<sub>2</sub>-Abscheidungsmaßnahmen angewendet werden. Die Menge wird neben CO<sub>2</sub>-Emissionen für die energetische Versorgung des Vorgangs insbesondere von Prozessemissionen, die als Nebenprodukt der chemischen Reaktionen entstehen, bestimmt.
- e. CO<sub>2</sub>-Abscheiderate: Oft auch als *CO<sub>2</sub>-Capture Rate* bezeichnet, gibt an, wie effektiv eine CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage das CO<sub>2</sub> aus einem Abgasstrom entfernen kann. Diese Rate ist entscheidend für die Bewertung der Effizienz von CCS-Technologien.
- f. CO<sub>2</sub>-Preis: Preis, der für die nicht-abgeschiedenen Restemissionen zu entrichten sind. In der EU, Norwegen, Island und Liechtenstein wird der CO<sub>2</sub>-Preis durch das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) bestimmt.
- g. Sonstige Betriebskosten: Beinhalten alle weiteren Kosten, die im Betrieb der Anlagen anfallen. Diese umfassen u.a. Kosten für Wartung, Personal, Versicherung und Verwaltung. Sie werden üblicherweise als Prozentwert der Investitionskosten angegeben und hängen damit stark von diesen ab.

**Tabelle 3: Kosten und deren Einflussgrößen für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS**

	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig	Bemerkungen
<b>Entscheidend</b>				
Erdgaseinstandskosten (GCV)	35 - 45 EUR <sub>2023</sub> /MWh	30 - 35 EUR <sub>2023</sub> /MWh	15 - 25 EUR <sub>2023</sub> /MWh	nach Energiekrise, Reduktion der Erdgaskosten erwartbar
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und Speicherung	30 - 150 EUR <sub>2023</sub> /tCO <sub>2</sub>			erhebliche Unsicherheiten durch fehlende Erfahrungen
<b>Wichtig</b>				
Investitionskosten SMR & CCS	1.300 - 1.700 EUR <sub>2023</sub> /kW	1.200 - 1.600 EUR <sub>2023</sub> /kW	1.100 - 1.500 EUR <sub>2023</sub> /kW	geringe Kosten-degression
Finanzierungskosten / WACC	10 - 13 %			
Erdgaseinsatz (NCV)	47 MWh/kg H <sub>2</sub>	48 MWh/kg H <sub>2</sub>	49 MWh/kg H <sub>2</sub>	Anstieg durch zunehmende CO <sub>2</sub> -Abscheideraten
Direkte Emissionen vor Abscheidung	9 - 10 kg CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>			
CO <sub>2</sub> -Abscheiderate	80 %	85 %	90 %	Verbesserung durch Forschung und Entwicklung
CO <sub>2</sub> -Preis (EU ETS CO <sub>2</sub> -Kosten)	70 - 80 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	130 - 180 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	200 - 250 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	erwartbarer Anstieg im Zeitverlauf
<b>Untergeordnet</b>				
Lebensdauer	20 - 25			
Auslastung	85 - 95 %			konstant hoch
Strombezug SMR & CCS	1,4 kWh/kg H <sub>2</sub>			
<b>Wasserstoff Gesteungskosten (NCV)</b>	<b>3,2 - 5,1 EUR<sub>2023</sub>/kg H<sub>2</sub></b>	<b>2,9 - 4,6 EUR<sub>2023</sub>/kg H<sub>2</sub></b>	<b>2,1 - 4,1 EUR<sub>2023</sub>/kg H<sub>2</sub></b>	<b>leichte Reduktion über Zeitverlauf erwartbar</b>

Anmerkungen: Die Preise bzw. Kosten für Erdgas werden, wie im Erdgasgeschäft üblich, bezogen auf den oberen Heizwert (Brennwert, *Gross Calorific Value* – GCV) angegeben. Die Kosten für Wasserstoff beziehen sich dagegen, wie im Wasserstoff-Sektor üblich, auf den unteren Heizwert (Heizwert, *Net Calorific Value* – NCV).

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Annahmen, zu Einzelnachweisen vgl. Kapitel 5 sowie Tabelle A- 2 im Anhang

### 3. Untergeordnete Kostendeterminanten

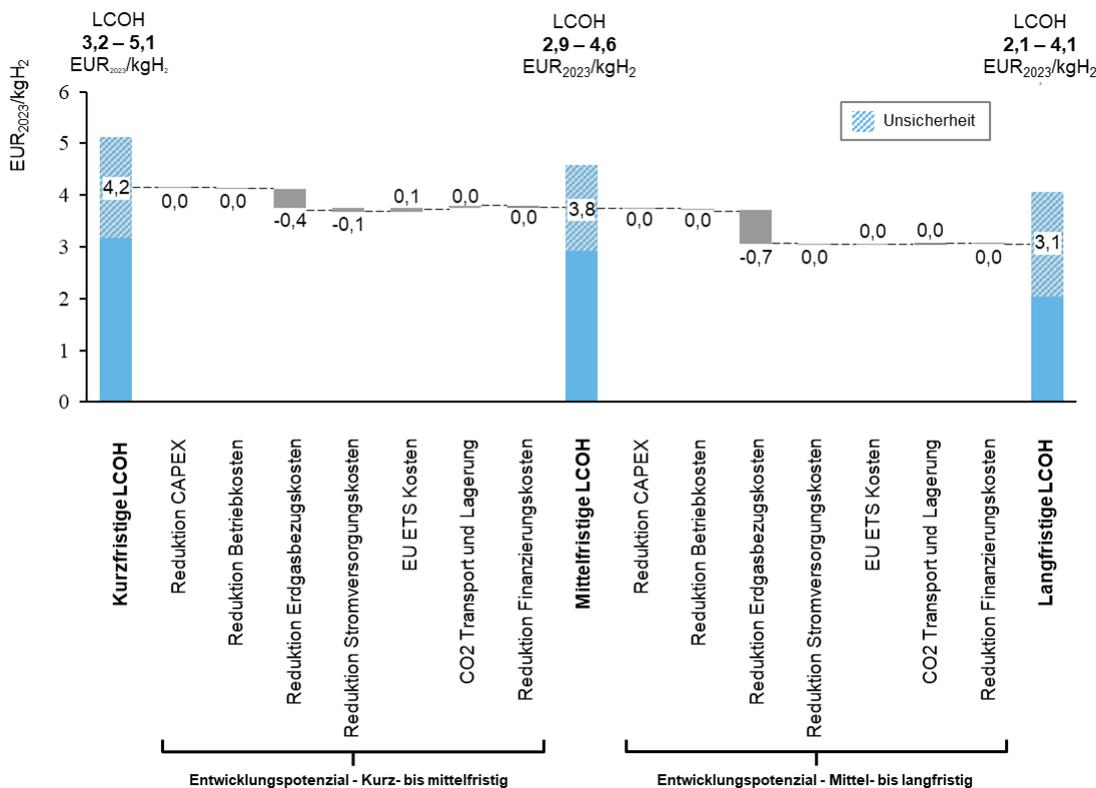
- a. Lebensdauer: Bezeichnet die technische Lebensdauer der Anlage und wird meist in Jahren angegeben.
- b. Auslastung: Bezeichnet die Verfügbarkeit der Anlage, auf Nennleistung betrieben werden zu können. Insbesondere Wartungsarbeiten wirken sich reduzierend auf die Auslastung der Anlage aus. Die Auslastung von Dampfreformierungsanlagen wird üblicherweise in Prozent der maximalen Verfügbarkeit angegeben, liegt typischerweise sehr hoch und ist wenig variabel.
- c. Kosten durch Strombedarf: Alle Kosten, die für die Versorgung der Wasserstoffherstellung mit Strom anfallen. Sie werden neben den Stromkosten durch den Strombedarf des Prozesses bestimmt. Auch dieser Wert ist weitgehend technisch bedingt und wenig variabel.

Tabelle 3 zeigt die auf der Grundlage von Literaturrecherchen, Marktinformationen und Experteneinschätzungen ermittelten Parameterbandbreiten für die unterschiedlichen Kostendeterminanten sowie die unterschiedlichen Zeithorizonte. Für die Erdgaseinstandskosten sowie die Kosten des Abtransports und der dauerhaften Speicherung von CO<sub>2</sub> wurden dabei zunächst exemplarische Erwartungswerte in Ansatz gebracht. Zu den entsprechenden Bandbreitenannahmen bzw. Sensitivitäten und den Einzelnachweisen der anderen Parameter vgl. Kapitel 5 sowie Tabelle A- 2 im Anhang).

Mit Blick auf die mittel- und längerfristige Kostenentwicklung sind vor allem die folgenden Punkte hervorzuheben (Abbildung 2):

- Das mittelfristige Reduktionspotenzial der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten wird durch tendenziell sinkende Energieträgerpreise getrieben (hier folgt die Analyse den Trends der Preisprojektionen der Internationalen Energieagentur in den Ausgaben 2023 und 2024 des *World Energy Outlook*). Den größten Hebel hat hierbei der Erdgaspreis. Sinkende Stromkosten bieten ebenfalls Potenziale für mittelfristige Reduktionen der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten.
- Dem Reduktionspotenzial entgegen wirken steigende Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen. Diese entfalten ihre Wirkung in Abhängigkeit von den CO<sub>2</sub>-Abscheideraten bzw. den entsprechenden Restemissionen. Mittel- bis langfristig werden steigende CO<sub>2</sub>-Preise durch höhere CO<sub>2</sub>-Abscheidungsraten ausgeglichen. Die resultierenden Veränderungen bei den CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten haben deshalb insgesamt keinen nennenswerten Einfluss auf die Entwicklung der Gestehungskosten.
- Die zentrale Unsicherheit über die Kosten des CO<sub>2</sub>-Abtransports und der dauerhaften Speicherung verbleibt, der Verlauf der CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten bleibt unklar bzw. ist auch nicht richtungssicher bestimmbar.
- Das langfristige Reduktionspotenzial der Gestehungskosten für blauen Wasserstoff beläuft sich auf 15 bis 30 %.

**Abbildung 2: Erwartbare Entwicklung der Kostenelemente für Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS im Zeitverlauf**



Anmerkung: Die angegebenen Werte stellen den Durchschnitt zwischen dem oberen und unteren Rand der Kostenspanne dar.

Quelle: Eigene Berechnungen

In der Gesamtschau ist damit die mittel- bis langfristige Entwicklungsdynamik der Kosten von blauem Wasserstoff überwiegend von der Entwicklung der Erdgaspreise abhängig. Das derzeit nur schwer einschätzbare Niveau der Kosten bzw. Preise für den Abtransport und die dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> beeinflusst zwar das Niveau der Wasserstoffherstellungskosten maßgeblich, eine Dynamik im Zeitverlauf wäre aber nur dann zu erwarten, wenn es hier zu deutlich steigenden oder deutlich sinkenden Kosten bzw. Preisen käme, was derzeit in keiner Weise richtungssicher absehbar ist.

Entsprechend ändern sich die voraussichtlichen Kostenstrukturen im Zeitverlauf, wenn auch für blauen Wasserstoff deutlich weniger stark als für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff:

- Hauptbestandteile der Wasserstoffgestehungskosten aus der Dampfreformierung mit CCS sind die Erdgasbezugskosten. Getrieben werden sie insbesondere durch den Erdgaspreis. Die Erdgasbezugskosten bilden heute zwischen 40 bis 64 % der Gesamtkosten und verzeichnen unter der Maßgabe sinkender Erdgaseinstandskosten einen fallenden Trend (der langfristige Kostenanteil beträgt 23 bis 53 %).

**Tabelle 4: Kostenstrukturen der Herstellung von Wasserstoff aus der Dampfreformierung mit CCS**

Kostenelement	Kurzfristig (Hoch)	Mittelfristig (Mittel)	Langfristig (Niedrig)
Erdgasbezugskosten (beeinflusst durch Erdgaseinstandskosten und Erdgaseintrag)	40 - 64 %	37 - 59 %	23 - 53 %
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und Speicherung (beeinflusst durch CO <sub>2</sub> -Abscheiderate und CO <sub>2</sub> -Entsorgungskosten)	5 - 29 %	6 - 32 %	8 - 43 %
Anlagenkostenanteil (Beeinflusst durch Investitionskosten, Auslastung und Wirkungsgrad)	5 - 9 %	6 - 9 %	6 - 12 %
Kosten für die Finanzierung (Beeinflusst durch Investitionskosten, Lebensdauer und WACC)	8 - 19 %	8 - 19 %	9 - 25 %
Sonstige Betriebskosten (Beeinflusst durch Investitionskosten und Betriebskostenanteil)	2 - 8 %	2 - 8 %	3 - 11 %
Kosten für nicht erfasste CO <sub>2</sub> -Emissionen (beeinflusst von CO <sub>2</sub> -Preis und CO <sub>2</sub> -Abscheiderate)	2 - 5 %	4 - 8 %	5 - 11 %
Strombezugskosten (Beeinflusst durch Strombezug und Stromkosten):	4 - 6 %	2 - 4 %	2 - 4 %

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Berechnungen

- Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Entsorgung stellen die zweitwichtigste Kostenposition für die Wasserstoffherstellung aus der Dampfreformierung mit CCS dar. Abhängig von der Höhe der Abscheiderate sowie den Transport- und Speicherkosten des CO<sub>2</sub>, belaufen sich die Anteile heute auf 5 bis 29 %. Langfristig nimmt der relative Anteil dieses Kostenelements zu (8 bis 43 %). Die erhebliche Bandbreite dieses Kostenelements resultiert aus den hohen Unsicherheiten der tatsächlich realisierbaren CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherkosten bzw. -preise für den Fall großvolumiger CCS-Anwendungen.
- Die Kosten für die Finanzierung bilden ebenfalls eine wichtige Kostendeterminante der Gestehungskosten und machen 8 bis 25 % der Gesamtkosten aus. Aufgrund nur geringer Reduktionspotenziale der Investitionskosten bleiben die Kosten für die Finanzierung über den Zeitverlauf konstant. Die Renditeerwartungen der Öl- und Gasindustrie, welche primär für die Herstellung von fossil-basiertem CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff in Frage kommen, sind höher als bei der Herstellung von elektrolytischem Wasserstoff, was sich in den Unterschieden des WACC ausdrückt.
- Im Vergleich zum elektrolytischen Wasserstoff spielt der Anlagenkostenanteil bei der Dampfreformierung mit CCS eine geringere Rolle (etwa 5 bis 12 % der Gesamtkosten). Aufgrund der vergleichsweise konstanten Einflussgrößen Investitionskosten, Auslastung und Wirkungsgrad bleibt der Anlagenkostenanteil relativ konstant.
- Weitere Kostenelemente, wie die Strombezugskosten, die sonstigen Betriebskosten und die für die Restemissionen anfallenden CO<sub>2</sub>-Kosten, spielen

mit meist weniger als 10 % nur eine untergeordnete Rolle in der Kostenstruktur der Herstellung von erdgasbasierten CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff.

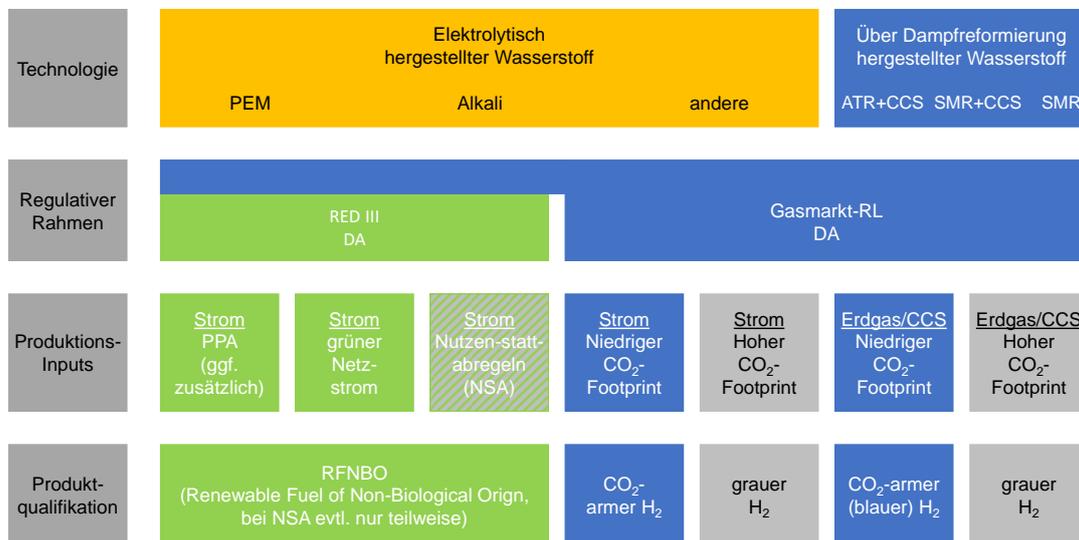
In der Gesamtsicht ist festzuhalten, dass die Kosten für blauen Wasserstoff nur mit großen Unsicherheiten abzuschätzen sind. Dies gilt insbesondere wegen der starken Abhängigkeit von den Erdgasbezugskosten, die aufgrund sehr unterschiedlicher Einflussgrößen (Nachfrage, Erschließungs- und Fördertrends, geopolitische Situation) gerade im Kontext der Energiewende zur Klimaneutralität nur schwer vorhersehbar sind. Die Unsicherheiten für die weitere entscheidende Kostendeterminante – die Kosten für den Abtransport und die sichere Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> – betreffen eher die Niveaus als die Dynamik über die Zeit. Die Frage, ob die Kosten für blauen Wasserstoff im Zeitverlauf eher steigen oder sinken, lässt sich damit unter Maßgabe der erheblichen Unsicherheiten für die entscheidenden Kostendeterminanten letztlich nicht richtungssicher beantworten, auch wenn die hier untersuchten Kombinationen für die Bandbreite der Kostendeterminanten eine leicht sinkende Tendenz andeuten. Die Veränderungen im Zeitverlauf werden jedenfalls auf Grundlage der heute absehbaren Entwicklungen allenfalls relativ gering sein.

### 3 Die regulatorische Dimension der Kostendeterminanten: Taxonomie des Wasserstoffs

Neben den technologischen Routen und den damit verknüpften Parametern ergibt sich eine weitere Analysedimension für die Kostendeterminanten der Wasserstoffherstellung aus dem regulativen Rahmen für die klimapolitische Einordnung der unterschiedlichen Herstellungsoptionen für Wasserstoff:

- Den übergeordneten Regulierungsrahmen bildet die Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Gase und Erdgas von 2024 (EU 2024), in der die grundsätzlichen Anforderungen für die Einordnung als CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff niedergelegt worden sind. Auf Basis dieser Richtlinie erarbeitet die Europäische Kommission derzeit einen Delegierten Rechtsakt zur konkreten Umsetzung dieser Anforderungen in einem Zertifizierungsstandard.
- Spezifisch für den Bereich der Erzeugung von Wasserstoff auf Basis regenerativer Energien ist die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED III) von 2023 (EU 2023a). Zur Umsetzung dieser Richtlinie hat die Europäische Kommission zwei Delegierte Verordnungen verabschiedet, in der die Anforderungen für den Stromeinsatz zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs (EK 2023a) sowie die Anforderungen an die Emissionsbilanzierung für erneuerbaren Wasserstoff sowie den Einsatz von Kohlenstoff zur Herstellung von Wasserstoffderivaten (EK 2023b) geregelt werden.

**Abbildung 3: Einordnungsdimensionen für Wasserstoff**



Quelle: Eigene Darstellung

Auf dieser Grundlage können die Produktinputs für die Erzeugung von Wasserstoff und die daraus folgenden Einordnungen als erneuerbarer oder CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff wie folgt klassifiziert werden (Abbildung 3):

- der Strombezug über Stromkaufvereinbarungen mit Erneuerbaren-Energien-Projekten (PPA – *Power Purchasing Agreement*) zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs;
- der Strombezug aus dem Netz mit sehr hohen Aufkommensanteilen aus erneuerbaren Energien zur Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs;
- als Sonderfall der regulierte Strombezug aus dem Netz im Rahmen der Nutzenstatt-Abregeln-Regelungen in Deutschland (§13k EnWG), der sich im Regelfall als Produktionsinput für erneuerbaren Wasserstoff qualifizieren sollte;
- der Strombezug aus dem Netz mit einer sehr geringen CO<sub>2</sub>-Last kann sich auch jenseits der erneuerbaren Anteile für die Einordnung als CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff qualifizieren;
- die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas kann für den Fall des Erdgasbezuges mit niedrigen Vorketten-Emissionen (v.a. mit Blick auf Methan-Leckagen) sowie in Kombination mit CCS-Anlagen mit sehr hohen Abscheideraten als CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff eingeordnet werden (Emissionsminderung von 70 % im Vergleich zum fossilen Komperator von 94 kg CO<sub>2</sub>-Äqu./MJ);
- die verbleibenden Varianten für den Einsatz von Strom oder Erdgas zur Wasserstoffherstellung reichen nicht zur Einordnung als erneuerbarer oder CO<sub>2</sub>-armer Wasserstoff, es verbleibt die Einordnung als grauer Wasserstoff, also Wasserstoff, der weder als erneuerbar noch als CO<sub>2</sub>-arm qualifiziert werden kann.

Vor allem für die Anforderungen an die eingesetzten Energieträger (CO<sub>2</sub>-Last bzw. Grünstromerzeugung), die Inbetriebnahmezeitpunkte der entsprechenden Anlagen und deren Standorte, den zeitlichen Zusammenhang zwischen Strom- und Wasserstoffherzeugung, aber auch die Anlagenauslegung (v.a. bzgl. der CO<sub>2</sub>-Abscheideraten) existiert mit den genannten rechtlichen Regelungen eine Vielzahl von spezifischen Regelungen, für die teilweise auch Übergangsvorschriften zur Anwendung kommen.

#### 4 Exkurs: Preisniveaus und CO<sub>2</sub>-Last im deutschen Stromsystem und deren Implikationen für die Herstellung von erneuerbarem und CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff

Vor dem Hintergrund der bestehenden und der im Rechtssetzungsprozess befindlichen Zertifizierungsregelungen für erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff entsteht einerseits die Frage, welche Implikationen für die Stromeinstandskosten der Wasserstoffelektrolyse entstehen und welche Auslastungen der Elektrolyseure damit erzielt werden.

Für erneuerbaren Wasserstoff sind hier mit Ausnahme von Gebotszonen mit nahezu vollständiger Grünstromversorgung einerseits Stromabnahmeverträge (PPA - *Power Purchase Agreements*) relevant. In diesen Verträgen werden die Vollkosten der jeweiligen regenerativen Erzeugungsoptionen preislich reflektiert, wenn es sich um Neuanlagen handelt (wie in den aktuellen Zertifizierungsregelungen ab 2021 vorgesehen). Die Anlagenauslastung wird sich dann ebenfalls an der Erzeugungscharakteristik der jeweiligen Anlagen orientieren. Andererseits können aber für die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff auch strommarktorientierte Indikatoren herangezogen werden.

Nach §7 Abs. 3 37. BImSchV (BReg 2024)<sup>5</sup> werden die Zusätzlichkeitsrestriktionen der §§ 7 Abs. 1 und 2 für die stundengenaue Lieferung grünen Stroms zur Wasserstoffherzeugung aufgehoben, wenn der Preis am Großhandelsmarkt bei Werten von 20 €/MWh oder darunter (statischer Schwellwert) oder aber unter einem auf den Preis im Europäischen Emissionshandelssystem abstellenden dynamischen Schwellwerts (0,36-faches des ETS-Preises) liegt.

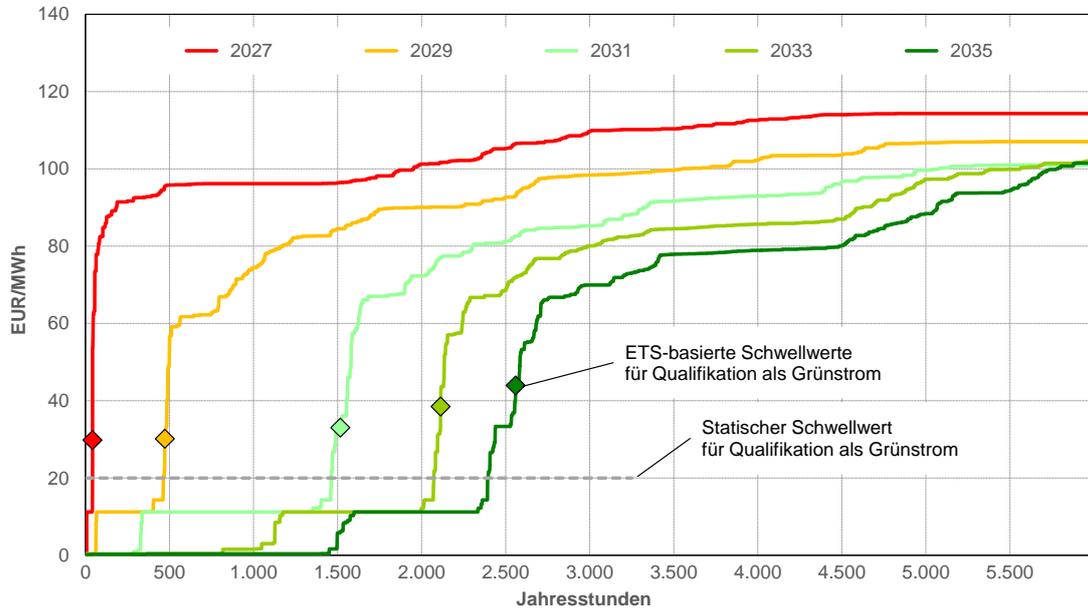
Die Abbildung 4 verdeutlicht auf Grundlage der Modellierungsdaten für den Projektionsbericht 2024 (UBA 2024) für die Jahre 2027 bis 2035, dass der dynamische Schwellwert den Betrieb von Elektrolyseuren zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff über längere Zeiträume erlaubt als der statische Schwellwert. Mittelfristig könnten damit Stromeinstandskosten von 35 bis 45 €/MWh und Auslastungen von 1.500 bis 2.500 Jahresstunden erreicht werden.

In den Diskussionen um den Delegierten Rechtsakt für die Zertifizierung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff (vgl. Kapitel 4) wird auch die Heranziehung der CO<sub>2</sub>-Last der Stromerzeugung als Qualitätskriterium diskutiert. Während die Nutzung von Jahresdurchschnittswerten für eine Emissionsminderung von 70 % im Vergleich zum fossilen Referenzwert (94 kg CO<sub>2</sub>-Äqu. Je MJ bzw. 338 g CO<sub>2</sub>/kWh) für Deutschland eine CO<sub>2</sub>-arme Wasserstoffherzeugung aus Netzstrom bis auf weiteres faktisch ausschließt, ergibt sich bei einer (in der aktuellsten Entwurfsversion vom 29. April 2025 grundsätzlich vorgesehenen) stundenweisen Betrachtung eine deutlich andere Situation. Die Abbildung 5 verdeutlicht dies, wiederum auf Basis einer Sonderauswertung der Modellierungsdaten für den Projektionsbericht 2024.

---

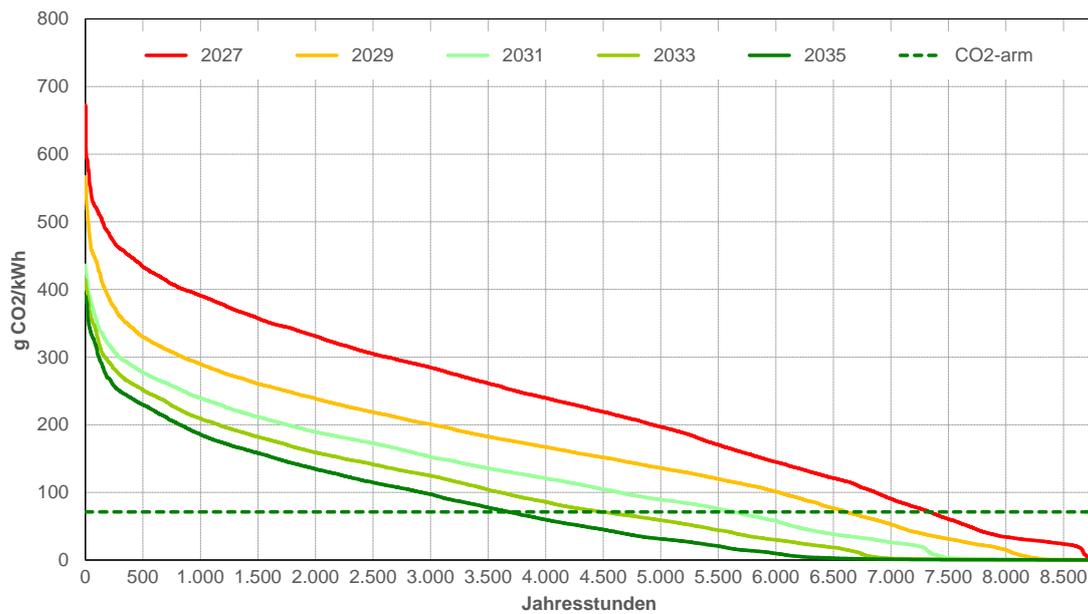
<sup>5</sup> Mit der 37. BImSchV wurden die entsprechenden EU-rechtlichen Vorgaben (EK 2023a) in nationales Recht umgesetzt.

**Abbildung 4: Preise im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024 und die Preisschwellwerte zur Grünstrom-Qualifikation nach 37. BImSchV, 2027-2035**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von UBA (2024)

**Abbildung 5: Stündliche CO<sub>2</sub>-Last des Strommixes im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024, 2027-2035**



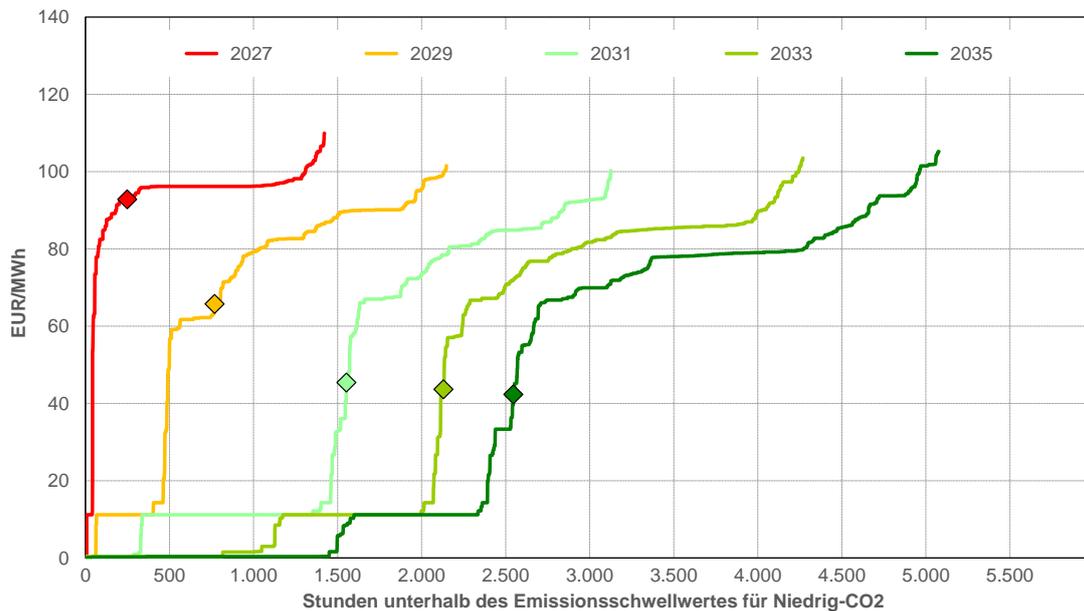
Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von UBA (2024)

Danach verringert sich die stündliche CO<sub>2</sub>-Last der Stromerzeugung in den kommenden Jahren massiv, so dass die o.g. Minderungsvorgabe in deutlich zunehmenden Zeiträumen unterschritten wird. Elektrolyseanlagen zur Herstellung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff mit Netzstrom könnten im Jahr 2027 nach diesen Modellierungen in einem Zeitraum von weniger als 1.500 Jahresstunden betrieben werden, der sich aus der Unterschreitung des Schwellwertes für die CO<sub>2</sub>-Last des Stromsystems ergibt. Für die Folgejahre würden sich diese Betriebszeiträume über ca. 3.000 Stunden im Jahr 2031 auf über 5.000 Stunden (2035) erhöhen. Für die Jahre nach 2030 wären in diesen Zeiträumen mittlere Großhandelspreise von ca. 40 bis 45 €/MWh zu veranschlagen (Abbildung 6).

Die sich aus der stündlichen CO<sub>2</sub>-Last des deutschen Stromsystems ergebenden Betriebsdauern der Elektrolyse zur Erzeugung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff sind damit deutlich höher als die Zeiträume, die sich nach den über die 37. BImSchV umgesetzten Zertifizierungsregeln für erneuerbaren Wasserstoff auf Grundlage der Stundenpreise auf Großhandelsebene ergeben. Eine stündliche Auswertung der (durchschnittlichen oder marginalen) CO<sub>2</sub>-Last des Stromsystems ist in den aktuellen Entwürfen zum Delegierten Rechtsakt (Stand vom 29. April 2025) als Option grundsätzlich vorgesehen und bildet vor dem Hintergrund der gezeigten Berechnungen eine sinnvolle Regelung, auch wenn die Unterschiede zwischen der durchschnittlichen und der marginalen CO<sub>2</sub>-Last der stündlichen Stromerzeugung (beide sind im genannten Entwurf mögliche Bewertungskriterien) noch einer genaueren Analyse bedürfen.

Insgesamt zeigen die sich aus den Strommarkt-Modellierungen ergebenden Determinanten für die Erzeugung als CO<sub>2</sub>-arm oder erneuerbar zertifizierbarem Wasserstoff, dass die ab 2028 vorgesehenen Vorschriften zur engen Bindung der Zertifizierungsmöglichkeiten an die Zusätzlichkeit bzw. PPAs für die Stromerzeugung sowie die ab 2030 vorgesehene enge zeitliche Korrelation zwischen Grünstrom- und Wasserstoffherzeugung allenfalls für einen Übergangszeitraum von (deutlich) weniger als 10 Jahren relevant ist. Mit Blick auf eine pragmatische Flankierung des Wasserstoffhochlaufs können (und sollten) sie damit durchaus in Frage gestellt werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch auch, dass die im Kontext der raschen Transformation zur Klimaneutralität in Europa absehbaren Prozesse zur Dekarbonisierung des Stromsystems v.a. im außereuropäischen Ausland keineswegs in gleicher Weise unterstellt werden können.

**Abbildung 6: Preise im deutschen Großhandelsmarkt nach der Modellierung des Projektionsberichts 2024 in den Stunden unterhalb des Emissionsschwellwertes, 2027-2035**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Grundlage von UBA (2024)

Hinzuweisen ist an dieser Stelle jedoch auf den Sachverhalt, dass für die Stromeinstandskosten neben den Großhandelspreisen auch die Kosten für Strukturierung (z.B. auch über Batteriespeicher) sowie Netznutzungsentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen zu berücksichtigen sind.

## 5 Bandbreitenanalysen für die Kostenniveaus und Anhaltswerte zum Einfluss der Kostendeterminanten

### 5.1 Einführung

Wie die Analysen in den vorstehenden Kapiteln gezeigt haben, sind die Kosten für Wasserstoff entscheidend von einer vergleichsweise geringen Zahl von Parametern abhängig. Angesichts der erheblichen Unsicherheiten bzw. der deutlichen Unterschiede mit Blick auf Standorte etc. ist es deshalb wenig sinnvoll, Kostenbetrachtungen auf Basis von Mittelwerten oder nur geringen Bandbreiten durchzuführen bzw. aus solchen Analysen Schlussfolgerungen für die Ausgestaltung des regulativen Rahmens zu ziehen.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden Sensitivitätsanalysen gezeigt, die mit Blick auf die drei hier betrachteten Zeithorizonte (aktuell, mittel- und langfristig) Variationen der jeweils zwei entscheidenden Kostendeterminanten vornehmen. Betrachtet werden dabei Bandbreiten, die für Produktionsstandorte in Deutschland, in Europa und in anderen Regionen der Welt in Frage kommen. Dargestellt werden diese Sensitivitätsanalysen in Form von *Heatmaps*. Für die entscheidenden Kostendeterminanten werden dabei auch Referenzwerte identifiziert, auf deren Grundlagen die Bandbreiten der Wasserstofferzeugungskosten eingengt werden können. Im Kontext der Sensitivitätsanalysen werden schließlich auch Anhaltswerte identifiziert, die für eine schnelle (und stark vereinfachende) Abschätzung der Kosteneffekte von Veränderungen des regulativen Rahmens dienen können.

Schließlich sei darauf hingewiesen, dass sich die dargestellten Analysen auf die reinen Erzeugungskosten von Wasserstoff beziehen. Kosten für Transport und Verteilung, aber auch für die Bereitstellung der auf Verbraucherseite nachgefragten Lieferbänder werden in die Analysen nicht einbezogen.

### 5.2 Elektrolytischer Wasserstoff

Die entscheidenden Kostendeterminanten für die Wasserstofferzeugung aus der Wasserelektrolyse sind die Stromeinstandskosten sowie die Auslastung der Elektrolyse.

Für die Stromeinstandskosten sind zunächst die Stromerzeugungs- bzw. Großhandelskosten von Bedeutung:

- Im derzeitigen regulativen Rahmen zur Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff ist der Netzbezug von Strom nur für Gebotszonen mit nahezu vollständiger Grünstromversorgung möglich. In allen anderen Fällen ist der Abschluss von PPAs notwendig, ab 2028 dann auch nur noch mit neu errichteten Anlagen. Mit PPAs müssen die Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung abgedeckt werden.
- Aktuelle PPA-Marktindikatoren (HexaQuote, Level10, Enervis etc.) und andere Kostenschätzungen zeigen für derzeit neue Projekte in Deutschland Kostenniveaus von ca. 40 bis 90 €/MWh, wobei der erstgenannte Wert für Solarstrom und der zweitgenannte Wert für Windstrom relevant ist (Fraunhofer ISE 2024; Lazard 2024).

- Für Spanien wurden in der Vergangenheit PPA-Abschlüsse von bis zu 30 €/MWh (Solarstrom) berichtet (LevelTen Energy 2023). Aktuell liegen PPA-Abschlüsse dort bei Werten um 45 €/MWh. Ähnliche Werte werden auch für Erzeugungsstandorte im Nahen Osten veranschlagt.
- Auf Basis der Strommarktdaten führen die Anforderungen zur Qualifizierung als erneuerbaren Wasserstoff (vgl. Kapitel 3) auf Grundlage aktueller Modellierungen im Zeitraum nach 2030 zu Stromeinstandskosten (ohne Netznutzungsentgelte und Strukturierung) in der Größenordnung von 35 bis 45 €/MWh. Die entsprechenden Auslastungszeiträume liegen dabei bei 1.500 bis 2.500 Jahresstunden (vgl. Kapitel 4).
- Für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff würden sich auf Grundlage der im Kapitel 4 gezeigten Modellierungen bei stündlicher Abrechnung der CO<sub>2</sub>-Last des deutschen Stromsystems Elektrolyseauslastungen nach 2030 von 3.000 bis 5.000 Jahresstunden ergeben. In diesen Perioden könnten Strombezüge zu Preisen von im Mittel ca. 40 bis 45 €/MWh realisiert werden.
- Eine besondere Situation besteht im Rahmen der Kosten-statt-abregeln-Mechanismen (§13k EnWG). Hier werden Preisbandbreiten von 30 bis 40 €/MWh veranschlagt, derzeit liegt der Preis bei 40 €/MWh ( Frontier Economics 2024; 50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2025).

Neben den Preisen auf der Großhandelsebene sind jedoch für die Einordnung der Stromeinstandskosten noch weitere Kosten zu berücksichtigen:

- Von besonderer Bedeutung sind hierbei die Netznutzungsentgelte für Elektrolyseure. Ohne die derzeit (und bis 2029) geltende Pauschalbefreiung Befreiung von den Netznutzungsentgelten (§118 Abs. 6 EnWG) müsste ein Aufschlag von bis zu 30 €/MWh auf die Großhandelspreise erfolgen.
- Bei den o.g. Angaben zu Stromerzeugungskosten handelt es sich typischerweise um *Pay-as-produced*-Werte, die mit entsprechenden Strukturierungen (Umsetzung von Portfolien für regenerative Stromerzeugungsanlagen, Speichereinbindung etc.) auf für die Nachfrager nutzbare Leistungsbänder gebracht werden müssen. Auf Grundlage der Kosten für große PV-Batterie-Kombinationsanlagen können diese Strukturierungskosten mit einer Größenordnung von 20 bis 40 €/kWh veranschlagt werden (Fraunhofer ISE 2024). Die hier anfallenden Kostenbestandteile streuen gleichwohl sehr stark und sind in erheblichem Maße projektspezifisch. Hinzuweisen ist diesbezüglich jedoch auf den Sachverhalt, dass mit den Kosten- bzw. Preiszuschlägen für die Strukturierung in der Regel Leistungsbänder realisiert werden können, die (deutlich) höhere Auslastungen der Elektrolyseanlagen ermöglichen und dass damit stets die Netto-Effekte aus den beiden mit Blick auf die Kostenwirkungen gegenläufigen Parametern zu berücksichtigen sind.

**Abbildung 7: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit von den Stromeinstandskosten und der Elektrolyseursauslastung**

a) kurzfristige Situation

		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Stromeinstandskosten [EUR2023/MWh]	0	21,8	10,9	7,3	5,5	4,4	3,6	3,3	2,9	2,6	2,4	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7
	10	22,3	11,4	7,8	6,0	4,9	4,2	3,8	3,4	3,1	2,9	2,7	2,5	2,5	2,3	2,3
	20	22,9	12,0	8,4	6,6	5,5	4,7	4,4	4,0	3,7	3,4	3,2	3,1	3,0	2,9	2,8
	30	23,4	12,5	8,9	7,1	6,0	5,3	4,9	4,5	4,2	4,0	3,8	3,6	3,6	3,4	3,3
	40	24,0	13,1	9,5	7,7	6,6	5,8	5,5	5,1	4,8	4,5	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9
	50	24,5	13,6	10,0	8,2	7,1	6,4	6,0	5,6	5,3	5,1	4,9	4,7	4,6	4,5	4,4
	60	25,1	14,2	10,6	8,7	7,7	6,9	6,5	6,2	5,9	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0
	70	25,6	14,7	11,1	9,3	8,2	7,5	7,1	6,7	6,4	6,2	6,0	5,8	5,7	5,6	5,5
	80	26,2	15,3	11,7	9,8	8,8	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1
	90	26,7	15,8	12,2	10,4	9,3	8,6	8,2	7,8	7,5	7,3	7,1	6,9	6,8	6,7	6,6
	100	27,3	16,4	12,8	10,9	9,9	9,1	8,7	8,4	8,1	7,8	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2

b) mittelfristige Situation

		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Stromeinstandskosten [EUR2023/MWh]	0	10,2	5,1	3,4	2,6	2,0	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	0,8
	10	10,7	5,6	3,9	3,1	2,6	2,2	2,0	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3
	20	11,2	6,1	4,4	3,6	3,1	2,7	2,5	2,4	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
	30	11,7	6,6	4,9	4,1	3,6	3,2	3,0	2,9	2,7	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3
	40	12,2	7,1	5,4	4,6	4,1	3,7	3,6	3,4	3,2	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8
	50	12,7	7,6	5,9	5,1	4,6	4,3	4,1	3,9	3,8	3,6	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3
	60	13,2	8,1	6,5	5,6	5,1	4,8	4,6	4,4	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,9	3,8
	70	13,7	8,7	7,0	6,1	5,6	5,3	5,1	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,4	4,4
	80	14,2	9,2	7,5	6,6	6,1	5,8	5,6	5,4	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9	4,9	4,9
	90	14,7	9,7	8,0	7,1	6,6	6,3	6,1	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	5,4	5,4
	100	15,2	10,2	8,5	7,6	7,1	6,8	6,6	6,4	6,3	6,2	6,1	6,0	6,0	5,9	5,9

c) langfristige Situation

		Auslastung Elektrolyseur - jährliche Betriebsstunden [h/a]														
		500	1.000	1.500	2.000	2.500	3.000	3.500	4.000	4.500	5.000	5.500	6.000	6.500	7.000	7.500
Stromeinstandskosten [EUR2023/MWh]	0	4,6	2,3	1,5	1,2	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
	10	5,1	2,8	2,0	1,6	1,4	1,3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8
	20	5,5	3,3	2,5	2,1	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
	30	6,0	3,7	3,0	2,6	2,3	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8
	40	6,5	4,2	3,4	3,0	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2
	50	7,0	4,7	3,9	3,5	3,3	3,1	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
	60	7,4	5,1	4,4	4,0	3,8	3,6	3,5	3,4	3,4	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2
	70	7,9	5,6	4,8	4,5	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,8	3,8	3,7	3,7	3,7	3,6
	80	8,4	6,1	5,3	4,9	4,7	4,5	4,4	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,1	4,1
	90	8,8	6,5	5,8	5,4	5,2	5,0	4,9	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7	4,6	4,6	4,6
	100	9,3	7,0	6,3	5,9	5,6	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1

Anmerkungen: Boxen mit durchgezogenen Linien: exemplarische Erwartungswerte für Deutschland, Boxen mit gestrichelten Linien: Bandbreite für vorteilhafte Standorte im internationalen Raum

Quelle: Eigene Berechnungen

Die in Abbildung 7 gezeigten Sensitivitätsanalysen zeigen die aktuell, mittel- und langfristig erwartbaren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten in Abhängigkeit von den beiden Kostendeterminanten Stromeinstandskosten und Elektrolyseauslastung sowie den im Kapitel 2.2 gezeigten Werten für die anderen Parameter.<sup>6</sup> Hervorgehoben sind dabei die exemplarischen Erwartungswerte für die elektrolytische Erzeugung von erneuerbarem bzw. CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff in Deutschland (durchgezogene Linien) sowie in Regionen mit (sehr) günstigen Erzeugungsbedingungen außerhalb Nordwesteuropas (gestrichelte Linien). Es sei explizit darauf hingewiesen, dass es sich dabei um exemplarische Kosten auf Grundlage heute vorstellbarer Rahmenbedingungen handelt, die andere Konstellationen ausdrücklich nicht ausschließen. Die hervorgehobenen Parameterkonstellationen sollen auch auf grundsätzliche Zusammenhänge hinweisen: Für inländische Produktionsstandorte gehen höhere Elektrolyseauslastungen typischerweise mit höheren Stromeinstandskosten einher, während im internationalen Raum angesichts der sehr unterschiedlichen Produktionsbedingungen eine deutlich größere Vielfalt von Parameterkonstellationen vorfindlich ist, die in der Gesamtsicht zu einem deutlich geringeren Zusammenhang zwischen Stromeinstandskosten und Auslastung der Elektrolyseanlagen erwarten lässt.

Im Einzelnen lassen sich aus den Sensitivitätsanalysen und den exemplarischen Annahmen folgende Schlüsse ziehen:

- Für inländische Erzeugungsprojekte könnten unter den gezeigten (exemplarischen) Annahmen aktuell Kosten von 7,5 bis 10 €/kg H<sub>2</sub> entstehen. Für Projekte in Regionen mit günstigeren Erzeugungsbedingungen liegt die entsprechende Bandbreite zwischen rund 3,5 und etwas über 8,5 €/kg H<sub>2</sub>.
- In der mittelfristigen Perspektive ergeben sich aus den erwartbaren Parameterkonstellationen für die inländische Erzeugung Kostenbandbreiten von etwas über 4,5 bis zu knapp 6 €/kg H<sub>2</sub> bzw. von 2 bis 5 €/kg in Regionen mit sehr guten Erzeugungsbedingungen. Jenseits der rückläufigen Investitionskosten für Elektrolyseanlagen ergibt sich die Entwicklung der exemplarischen Kostenniveaus (s.o.) dabei einerseits aus den tendenziell sinkenden Erzeugungskosten für die regenerative Stromerzeugung (vor allem bei der PV) sowie andererseits aus den deutlich sinkenden Strukturierungskosten, die insbesondere durch (deutlich) sinkende Stromspeicherkosten getrieben werden. Spezifisch für Deutschland wurde weiterhin angenommen, dass die Netznutzungsentgelte bei systemdienlichem Betrieb der Elektrolyseanlagen weiterhin entfallen, ohne diese Annahme würden sich die Erzeugungskosten entsprechend erhöhen (s.u.).
- Langfristig könnten die entsprechenden Bandbreiten im Bereich von gut 2,5 bis etwas über 4 €/kg H<sub>2</sub> für die einheimische Produktion liegen. Neben den technologischen und kostenseitigen Entwicklungen für die regenerative Stromerzeugung sowie die Stromspeicherung liegt den unteren Bandbreitenwerten die Annahme zugrunde, dass die Elektrolyseanlagen bei systemdienlichem Betrieb auch bei dann sehr hohen Regenerativanteilen im deutschen Stromnetz und entsprechend höheren Auslastungen keine oder nur

<sup>6</sup> Sofern für diese techno-ökonomischen Parameter im Kapitel 2.2 Bandbreiten angegeben werden, wurden für die Berechnungen hier die entsprechenden Durchschnittswerte in Ansatz gebracht.

sehr geringe Kosten für Netznutzungsentgelte bzw. Abgaben oder Umlagen zu tragen haben (also z.B. dynamische Netzentgelt- und Umlagesysteme zur Anwendung kommen). In Regionen mit sehr günstigen Produktionsbedingungen könnten sich unter Maßgabe der o.g. Entwicklungen bei der regenerativen Stromerzeugung bzw. bei den einschlägigen Strukturierungsoptionen (v.a. der Stromspeicherung) Kostenniveaus von 1,5 bis 3,5 €/kg H<sub>2</sub> ergeben.

Zur Einordnung der Kostenwirkungen einer Änderung des energiewirtschaftlichen Umfeldes oder des regulatorischen Rahmens können folgende Orientierungswerte herangezogen werden:

- über den Zeitverlauf erbringt eine Reduktion der Stromkosten um 10 €/MWh jeweils eine Senkung der H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten von ca. 0,5 €/kg H<sub>2</sub>;
- kurz- und mittelfristig bewirkt eine Erhöhung der Elektrolyse-Laufzeiten um 500 h/a eine H<sub>2</sub>-Kostensenkung um ca. 0,3 bis 0,4 €/kg H<sub>2</sub>;
- mittel- und langfristig bewirkt eine Minderung der Investitionskosten um 100 €/kW bei einer Auslastung von 4.000 Jahresstunden eine Senkung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten um 0,1 €/kg H<sub>2</sub>;
- kurz- und mittelfristig folgt aus einer Reduktion des WACC um 1 Prozentpunkt eine Minderung der H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten von ca. 0,15 bis 0,20 €/kg H<sub>2</sub>;
- kurz- und mittelfristig führt eine Reduktion der sonstigen Betriebskosten um 20 % zu einem Rückgang der H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten von ca. 0,05 bis 0,15 €/kg H<sub>2</sub>;
- kurz- und mittelfristig bewirkt eine Erhöhung der Lebensdauer des Elektrolyseurs um 5 Jahre um bis zu 0,15 €/kg H<sub>2</sub> reduzierte Gestehungskosten;
- kurz- und mittelfristig zieht die Erhöhung der Stack-Lebensdauer um 2 Jahre eine Verringerung der H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten von ca. 0,05 bis 0,15 €/kg H<sub>2</sub> nach sich.

Diese Zusammenstellung verdeutlicht die überragende Rolle der Stromeinstandkosten, der Anlagenauslastung sowie der Investitions- und Kapitalkosten, zeigt aber auch, dass auch durch die anderen Kostenpositionen noch erkennbare Kostenreduktionen erzielt werden können.

### 5.3 Wasserstoff aus Dampfreformierung

Die entscheidenden Kostendeterminanten für die Wasserstofferzeugung aus der Dampfreformierung sind die Gaseinstandskosten sowie die Kosten für den Abtransport und die sichere Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>.

Die Gaseinstandskosten hängen überwiegend von den Großhandelspreisen für Erdgas ab:

- derzeit liegen die Großhandelspreise für Erdgas im Bereich von 35 bis 40 €/MWh (GCV);
- die Projektionen für die mittlere und längere Frist streuen sehr stark (auch in Abhängigkeit von der Entwicklung des globalen Erdgasmarktes), mittel- und längerfristig erwarten die Mainstream-Projektionen (IEA 2023b; 2024) einen zumindest leichten Rückgang auf 30 bis 35 €/MWh (GCV) in der mittleren Frist und ggf. auf 15 bis 30 €/MWh (GCV) bis zur Mitte des Jahrhunderts.

Für die Kosten für den Abtransport und die sichere und langfristige Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> (Transfer & Storage – T&S) existieren belastbare (Markt-) Daten bisher in keiner Weise:

- Die entsprechende Kostenannahme für die Kostenindikatoren von des Marktdatenanbieters Argus für blauen Wasserstoff sind Mitte 2024 deutlich angehoben worden und liegen nun für Nordwesteuropa bei 60 statt 20 US-\$/t CO<sub>2</sub>. Die entsprechenden Vergleichswerte für die USA, den Nahen Osten liegen bei 40 und die für Japan und Süd-Korea bei 110 US-\$/t CO<sub>2</sub> (Argus 2025).
- Die Kosten für den Abtransport und die CO<sub>2</sub>-Speicherung wurden für die Ermittlung des Indikators *HydexPlus Blue* des Analysehauses E-Bridge im Juli 2024 auf der Grundlage von Referenzprojekten und Marktinformationen von 35 auf 90,60 €/t CO<sub>2</sub> umgestellt (E-Bridge).
- In den Planungen für das Speicherprojekt Porthos in den Niederlanden wurden im Jahr 2020 ein Tarif für den CO<sub>2</sub>-Abtransport und die Speicherung von 51 bis 53 €/t CO<sub>2</sub> veranschlagt, wobei die Auswertung internationaler Projekte zu einer Bandbreite von 20 bis 100 €/t CO<sub>2</sub> (Mittelwert 47 €/t CO<sub>2</sub>) führte (Xodus 2020). Die Neubewertung des Projektes zum Stand September 2023 wies aber eine Kostensteigerung von insgesamt 53 % auf (83 % für Investitionen bei nahezu unveränderten Betriebskosten), so dass eine deutliche Subvention zur Beibehaltung des o.g. Tarifs nötig wurde (NLCA 2024). Bei Hochrechnung der Kosten auf einen subventionsfreien Tarif für Abtransport und Speicherung ergibt sich ein Preisniveau von 81,30 €/t CO<sub>2</sub>.
- In der Konsultation für die Ausschreibungen des dänischen CCS-Fonds wurden Mitte 2024 für den Transport und die Speicherung Kosten von 340 DKK/t CO<sub>2</sub> für die Onshore-Speicherung und von 500 DKK/t CO<sub>2</sub> (d.h. 45 bzw. 67 €/t CO<sub>2</sub>) veranschlagt, wobei die Kostenbasis bzw. die Einbeziehung der Nebenkosten für Monitoring etc. nicht klar spezifiziert wurden (DEA 2024).

- Die aktuellen Kostenschätzungen für das Speicherprojekt Aramis in den Niederlanden liegen bei 90,60 bis 112,80 €/t CO<sub>2</sub> (Xodus 2024).

Insgesamt müssen damit für den CO<sub>2</sub>-Abtransport und die (Offshore-) Speicherung des bei der Erdgasreformierung anfallenden CO<sub>2</sub> Kosten bzw. Preise von um die 100 €/t CO<sub>2</sub> (oder angesichts der aktuellen Kostensteigerungen im Anlagenbau etc. auch mehr) veranschlagt werden. Zwar gibt es an einigen Stellen der T&S-Prozesskette Kostensenkungspotenziale, angesichts der weitgehend ausgereiften Technologien dürften diese aber eher gering ausfallen bzw. durch gegenläufige Trends (höherer Aufwand für küstenfernere gelegene Speicherstätten) kompensiert werden.

Die Abbildung 8 zeigt die Ergebnisse der entsprechenden Sensitivitätsanalysen sowie die auf Grundlage der heute verfügbaren Informationen erwartbaren H<sub>2</sub>-Gestehungskosten für blauen Wasserstoff in Abhängigkeit von den beiden entscheidenden Kostendeterminanten Gaseinstandskosten und Kosten für CO<sub>2</sub>-Abtransport und Langfristspeicherung im Überblick. Für die anderen Parameter wurden bei diesen Berechnungen die im Kapitel 2.3 gezeigten Werte verwendet.<sup>7</sup>

- Aktuell errechnen sich für die momentan erwartbaren Parameterkonstellationen Erzeugungskosten von 3,5 bis etwas über 4 €/kg H<sub>2</sub>.
- In der mittelfristigen Perspektive ergeben sich sehr ähnliche Kostenbandbreiten von gut 3 bis etwa 4 €/kg H<sub>2</sub>.
- Langfristig liegen die Bandbreiten bei knapp 2,5 bis etwas unter 4 €/kg H<sub>2</sub>.

Zur Einordnung der Kostenwirkungen einer Änderung des energiewirtschaftlichen Umfeldes oder des regulatorischen Rahmens für blauen Wasserstoff kann auf folgende Orientierungswerte abgestellt werden:

- eine Veränderung der Erdgaskosten um 5 €/MWh (GCV) führt zur Änderung der H<sub>2</sub>-Gestehungskosten von ca. 0,25 €/kg H<sub>2</sub>;
- eine Veränderung der CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten um 10 €/t zieht eine entsprechende Änderung der Erzeugungskosten um ca. 0,10 €/kg H<sub>2</sub> nach sich;
- eine Änderung des CO<sub>2</sub>-Preises (für die Restemissionen) um 10 €/t bewirkt eine Änderung der Gestehungskosten von etwa 0,02 €/kg H<sub>2</sub>;
- eine Reduktion des WACC um 1 Prozentpunkt senkt die H<sub>2</sub>-Erzeugungskosten um ca. 0,05 €/kg H<sub>2</sub>;
- eine Steigerung der CO<sub>2</sub>-Abscheideraten um 5 Prozentpunkte führt bei niedrigen CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten zu einer Reduktion der Gestehungskosten um ca. 0,10 €/kg H<sub>2</sub>, bei hohen CO<sub>2</sub>-Entsorgungskosten und hohen CO<sub>2</sub>-Kosten würden sich die Kosten um ca. 0,05 - 0,10 €/kgH<sub>2</sub> verringern;
- eine Verringerung der sonstigen Betriebskosten um 20 % zieht eine Kostenreduktion von ca. 0,05 €/kg H<sub>2</sub> nach sich.

<sup>7</sup> Sofern für diese techno-ökonomischen Parameter im Kapitel 2.3 Bandbreiten angegeben werden, wurden für die Berechnungen hier wiederum die entsprechenden Durchschnittswerte in Ansatz gebracht.

**Abbildung 8: Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit von den Erdgaseinstandkosten und den CO<sub>2</sub>-Abtransport- und -Speicherkosten**

a) kurzfristige Situation

		Erdgaseinstandkosten (GCV) [EUR2023/MWh]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und -Speicherung [EUR2023/t CO <sub>2</sub> ]	15	2,0	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7
	30	2,1	2,3	2,6	2,9	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8
	45	2,2	2,5	2,7	3,0	3,3	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9
	60	2,3	2,6	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,0
	75	2,4	2,7	3,0	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,1
	90	2,5	2,8	3,1	3,3	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,7	6,0	6,2
	105	2,7	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	6,4
	120	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7	5,9	6,2	6,5
	135	2,9	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6
	150	3,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9	6,2	6,4	6,7
165	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,0	6,3	6,6	6,8	

b) mittelfristige Situation

		Erdgaseinstandkosten (GCV) [EUR2023/MWh]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und -Speicherung [EUR2023/t CO <sub>2</sub> ]	15	1,9	2,2	2,5	2,7	3,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	4,9	5,1	5,4	5,7
	30	2,0	2,3	2,6	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8
	45	2,2	2,4	2,7	3,0	3,2	3,5	3,8	4,0	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9
	60	2,3	2,5	2,8	3,1	3,4	3,6	3,9	4,2	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8	6,0
	75	2,4	2,7	2,9	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9	6,2
	90	2,5	2,8	3,1	3,3	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,7	6,0	6,3
	105	2,6	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,1	6,4
	120	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,5
	135	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	6,4	6,6
	150	3,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,3	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,2	6,5	6,8
165	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,7	5,0	5,3	5,5	5,8	6,1	6,3	6,6	6,9	

c) langfristige Situation

		Erdgaseinstandkosten (GCV) [EUR2023/MWh]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und -Speicherung [EUR2023/t CO <sub>2</sub> ]	15	1,8	2,1	2,4	2,7	2,9	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,6	4,8	5,1	5,4	5,6
	30	2,0	2,2	2,5	2,8	3,1	3,3	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7	5,0	5,2	5,5	5,8
	45	2,1	2,4	2,6	2,9	3,2	3,5	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,4	5,6	5,9
	60	2,2	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,9	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,8	6,0
	75	2,3	2,6	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,3	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,2
	90	2,5	2,8	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	5,7	6,0	6,3
	105	2,6	2,9	3,2	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,1	5,3	5,6	5,9	6,1	6,4
	120	2,7	3,0	3,3	3,6	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2	5,5	5,7	6,0	6,3	6,5
	135	2,9	3,1	3,4	3,7	4,0	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,9	6,1	6,4	6,7
	150	3,0	3,3	3,5	3,8	4,1	4,4	4,6	4,9	5,2	5,4	5,7	6,0	6,3	6,5	6,8
165	3,1	3,4	3,7	3,9	4,2	4,5	4,8	5,0	5,3	5,6	5,8	6,1	6,4	6,7	6,9	

Anmerkung: Boxen mit durchgezogenen Linien: Erwartungswerte für Deutschland, Nordwest- bzw. Nordeuropa

Quelle: Eigene Berechnungen

Für die Herstellung CO<sub>2</sub>-armen (blauen) Wasserstoffs aus Erdgas ergeben sich aus den Sensitivitätsanalysen nur sehr geringe Kosteneffekte für Veränderungen der Kostendeterminanten jenseits der Erdgaspreise bzw. -kosten sowie der Preise bzw. Kosten für den Abtransport und die sichere Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>.

## 6 Überblick über die wichtigsten Marktbeobachtungsindikatoren und Vergleich mit den ersten Marktergebnissen

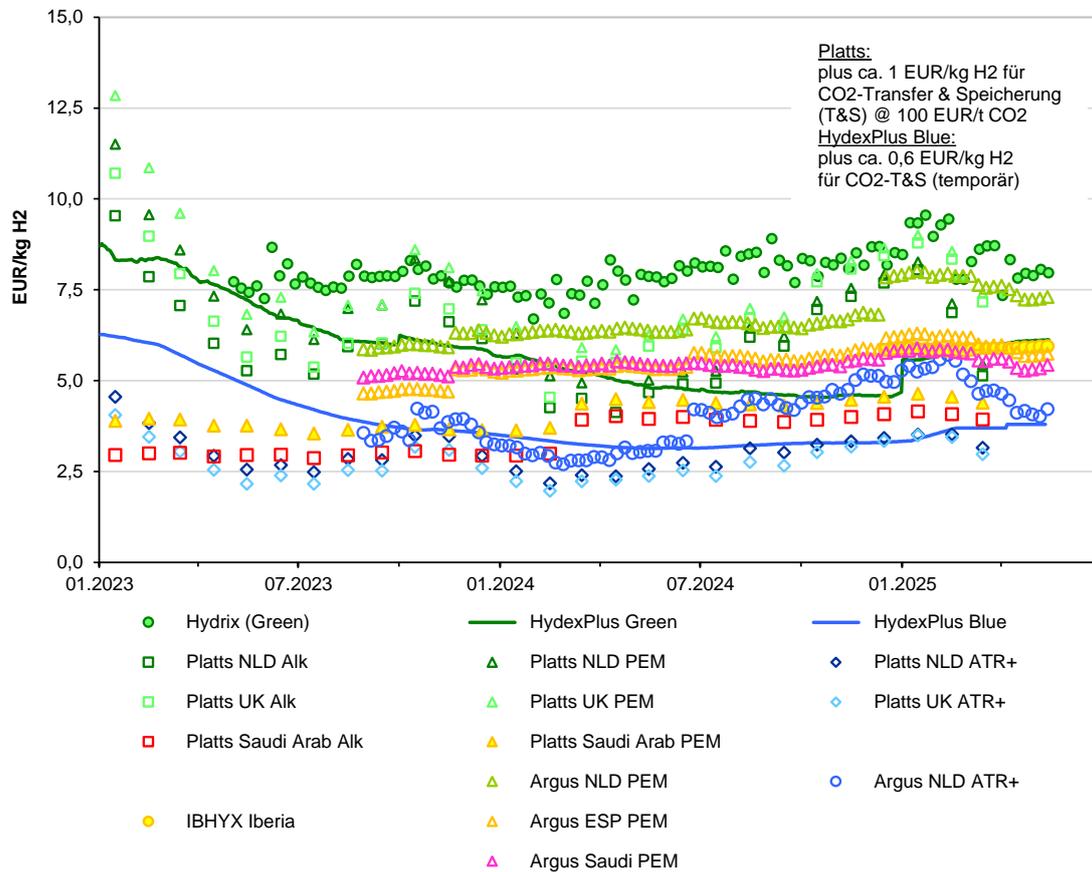
Die großen (Energie-) Marktanbieter und auch spezialisierte Unternehmen veröffentlichen inzwischen eine Reihe von in relativ hoher Frequenz aktualisierten Kosten-Assessments für Wasserstoff (wie auch für einige Derivate). Im Regelfall werden dabei verschiedene Herstellungsrouten sowie Technologien und Produktionsregionen berücksichtigt. Die methodische Dokumentation der Indikatorermittlung und deren Revisionsgeschichte vermittelt dabei auch einen Eindruck zur Entwicklung einzelner Kostenbestandteile (Platts 2024; Argus 2025; E-Bridge). Darüber hinaus ermittelt die Energiebörse EEX seit 2023 einen transaktionsbasierten Preisindikator für grünen Wasserstoff (EEX 2025). Die iberische Gasmarktbetreiber MIBGAS veröffentlicht ebenfalls einen Wasserstoff-Kostenindex (MIBGAS 2025).

Die Abbildung 9 zeigt eine Auswahl dieser Marktindikatoren für den Zeitraum seit Anfang 2023. Dargestellt werden dabei Indikatoren für Deutschland, die Niederlande, das Vereinigte Königreich sowie als Referenz für eine potenziell großvolumige Exportregion in Saudi-Arabien. Diese erste Übersicht zeigt folgende Aspekte:

- Die kostenorientierten Indikatoren für (nordwest-) europäische Erzeugungsregionen im Bereich des grünen Wasserstoffs zeigen deutliche Streubreiten und Schwankungen. Im Jahr 2025 lag die Bandbreite im Bereich von 7,50 bis 8,50 €/kg H<sub>2</sub>. Zuletzt entwickelte sich der Trend eher in Richtung von Kostenniveaus um 7,50 €/kg H<sub>2</sub>.
- Die Kostenabschätzungen für blauen Wasserstoff (in den Niederlanden und im Vereinigten Königreich) zeigen uneinheitliche Tendenzen, jedoch auf deutlich niedrigeren Niveaus und mit einer anderen, v.a. durch den Erdgaspreis getriebenen Dynamik. Hier ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bei den Kostenermittlungen von Platts/S&P nur die Abscheidungskosten des CO<sub>2</sub>, aber nicht die Abtransport- und Speicherkosten berücksichtigt werden und die Kostenansätze für die Ermittlung des Index HydrexPlus Blue seit Juli 2024 deutlich erhöht worden sind. Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wären den gezeigten Kostenindikatoren für blauen Wasserstoff ca. 1,00 €/kg H<sub>2</sub> (Platts/S&P) bzw. 0,60 €/kg H<sub>2</sub> zuzuschlagen, so dass sich aktuelle Kostenniveaus von ca. 4,50 €/kg H<sub>2</sub> ergeben.
- Im Gegensatz zu den kostenorientierten Indikatoren von Platts/S&P und E-Bridge stagniert der transaktionsbasierte Indikator Hydrix der EEX (für Deutschland) bei einigen Schwankungen auf einem Niveau von über 7,50 €/kg H<sub>2</sub>.
- Die Vergleichsgrößen für die Iberische Halbinsel und Saudi-Arabien als exemplarische Fälle von Regionen mit sehr guten Erzeugungsbedingungen für die Erzeugung regenerativen Stroms und einer vergleichsweise guten Investitionssicherheit (und damit geringen Finanzierungskosten) zeigen im Grundsatz ebenfalls ein recht stabiles Niveau, auch wenn die Werte, vor allem bedingt durch Korrekturen der Annahmen für Elektrolysekosten auf Werte von 5,00 bis 6,00 €/kg erhöht haben. Allerdings würden für den Abtransport von der Iberischen Halbinsel (Pipeline) bzw. aus dem Nahen Osten (Schiff, ggf.

Umwandlung und Rückumwandlung von Derivaten) sehr unterschiedliche Kosten anfallen, so dass die Differenzen bei den Erzeugungskosten weitgehend ausgeglichen würden.

**Abbildung 9: Kosten- und transaktionsbasierte Indikatoren für Wasserstoff von Argus, E-Bridge, MIBGAS, S&P/Platts sowie EEX**



Quelle: Platts Hydrogen Assessment, Argus Hydrogen & Future Fuels, E-Bridge (HydexPlus), EEX (Hydrix), MIBGAS (IBHYX Iberia), eigene Zusammenstellung und Berechnungen

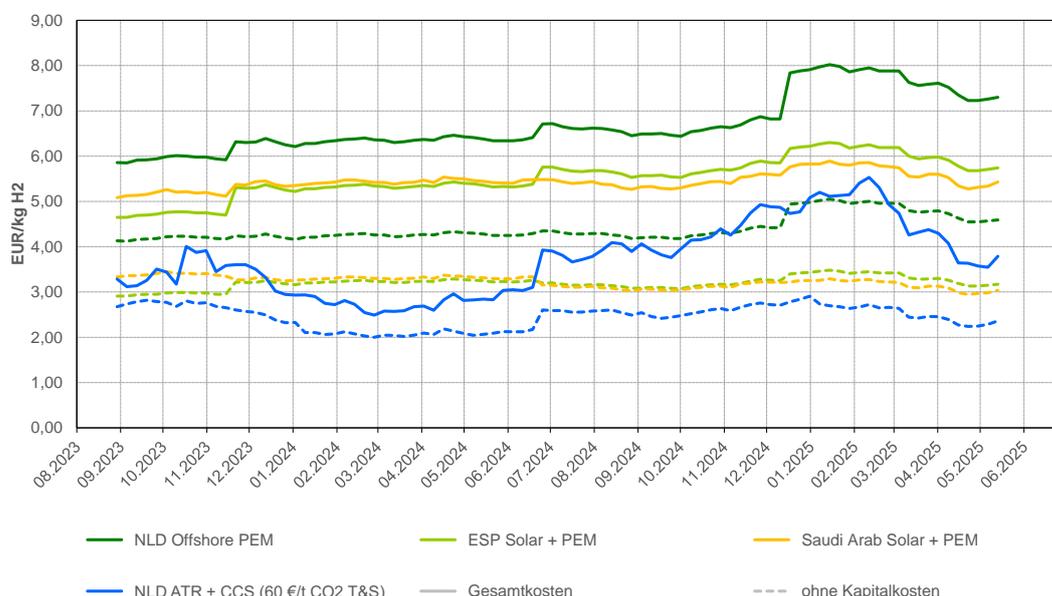
Eine interessante Differenzierung bietet das Kosten-Assessment von Argus, in dem auch nach verschiedenen Herstellungsrouten, Technologieoptionen und Regionen differenziert wird. Darüber hinaus werden die Kosten auch ohne sowie mit Kapitalkostenanteilen dargestellt.

Die in Abbildung 10 zusammengestellte Datenauswahl vermittelt eine Reihe weiterer Einsichten:

- Bei insgesamt nur wenig schwankenden Betriebskostenanteilen sind bei grünem Wasserstoff sehr deutlich die Revisionen der Kapitalkostenabschätzungen beobachtbar, die sowohl Ende 2023 als auch Mitte 2024 zu einer erheblichen Erhöhung der Wasserstofferzeugungskosten geführt haben (insgesamt um 0,70 bis 1,00 €/kg H<sub>2</sub>).

- Der Vergleich für die verschiedenen Herkunftsregionen zeigt, dass zwischen Produktionsstandorten in Nordwest-Europa und z.B. auf der Iberischen Halbinsel Kostenunterschiede von rund 1,50 bis 2,00 €/kg H<sub>2</sub> errechnet werden.
- Hervorzuheben ist weiterhin, dass für den hier exemplarisch ausgewählten Produktionsstand Saudi-Arabien (s.o.) Kosten auf einem ähnlichen Niveau wie für die Iberische Halbinsel ermittelt werden. Die Kostendifferenzen zwischen nordwesteuropäischen Standorten und Saudi-Arabien fallen bei Argus mit ca. 2 €/kg H<sub>2</sub> geringer aus als bei Platts/S&P (bis zu 4 €/kg H<sub>2</sub>).
- Die Kapitalkosten stellen in den Analysen von Argus erhebliche Kostenanteile für die Erzeugung grünen Wasserstoffs dar und liegen bei Werten von ca. 2,50 €/kg H<sub>2</sub>.
- Die von Argus ermittelten Kosten für blauen Wasserstoff werden maßgeblich durch die Kosten des eingesetzten Erdgases bestimmt. Die Kapitalkosten repräsentieren hier am aktuellen Rand Werte von ca. 1 €/kg H<sub>2</sub>. Auch hier ist darauf hinzuweisen, dass die Kosten für den Abtransport und die Speicherung des abgetrennten CO<sub>2</sub> mit 60 €/t CO<sub>2</sub> vergleichsweise niedrig abgesetzt sind. Bei Verwendung eines deutlich höheren Wertes von 100 €/t CO<sub>2</sub> würden sich die Kosten des blauen Wasserstoffs um ca. 0,40 €/kg H<sub>2</sub> erhöhen.

**Abbildung 10: Kostenindikatoren für Wasserstoff von Argus (mit und ohne Kapitalkostenanteil)**



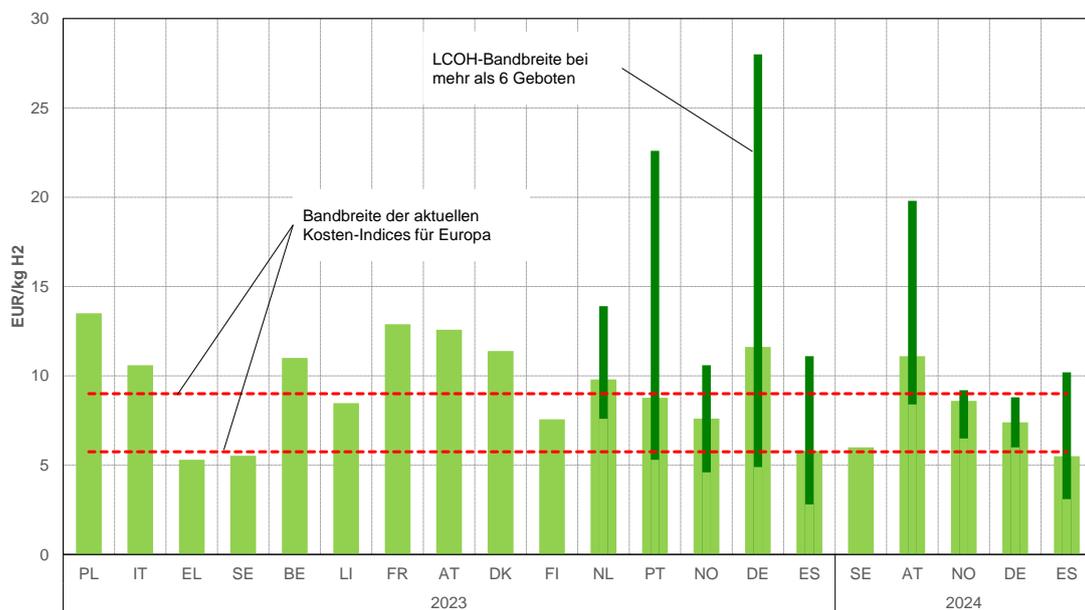
Quelle: Argus Hydrogen & Future Fuels, eigene Zusammenstellung und Berechnungen

Nachdem es zwar eine ganze Reihe von regelmäßig aktualisierten Kostenschätzungen für Europa und die wichtigsten potenziellen Exportregionen gibt, stellt sich die Frage nach der realweltlichen Belastbarkeit dieser Berechnungen und Recherchen vor allem mit Blick auf die im Markt aufgerufenen Preise. Einen ersten und sehr vorläufigen

Indikator bilden hier die Ergebnisse der beiden Wasserstoffauktionen der European Hydrogen Bank (EC 2024; 2025).

Das Zuschlagskriterium in dieser Auktion bildeten allerdings nicht die Wasserstoff-Kosten- bzw. -Preisniveaus, sondern die Kostenlücke zwischen Erzeugung und Zahlungsbereitschaft der sich bewerbenden Kombinationen aus Wasserstoffanbietern und -nachfragern. Die Bieter mussten jedoch in ihren Angeboten auch Informationen zu den Gesamtkosten des eingesetzten Wasserstoffs übermitteln. Auch wenn die Auktionsergebnisse sowohl mit Blick auf die Umsetzungsverbindlichkeit als auch die rein informatorische Er- bzw. Übermittlung der Wasserstoffkosten bzw. -preise als sehr vorläufig zu betrachten sind, vermitteln die in diesem Zusammenhang gewonnen Informationen einen ersten Eindruck zur Belastbarkeit der bisherigen Kostenermittlungen.

**Abbildung 11: Einordnung der Ergebnisse der bisherigen Auktionen der European Hydrogen Bank**



Quelle: European Hydrogen Bank, eigene Zusammenstellung und Berechnungen

Die Abbildung 11 zeigt die im Zuge der beiden bisher umgesetzten Auktionen übermittelten Wasserstoffkosten bzw. -preise im Durchschnitt der jeweiligen Länder (mit zwei oder mehr Geboten), die entsprechenden Bandbreiten (für Länder mit mehreren Geboten) sowie die Bandbreiten der in den vorstehenden Analysen beschriebenen Kosten- bzw. Preis-Assessments (Kosten- und transaktionsbasierte Indikatoren) für europäische Länder.

- Unter Berücksichtigung der verfügbaren Daten sowie der Bandbreiten auf Kosten- und Gebotsseite, liegen die Gebote für Griechenland, Schweden, Finnland, Portugal, Norwegen, Deutschland und Spanien zumindest teilweise innerhalb der erwartbaren Bereiche (die die jeweiligen Großregionen).

- Für Deutschland, Österreich, Portugal, teilweise Spanien sowie die Niederlande und teilweise Norwegen sind jedoch sehr hohe Ausreißer nach oben zu konstatieren.
- Für alle anderen Länder verbleiben Abweichungen bzw. Unsicherheiten, die auf Grundlage der vorliegenden Daten (noch) nicht eingeordnet werden können.

Insgesamt scheinen vor dem Hintergrund dieser Daten für europäische Erzeugungsstandorte in den nächsten Jahren Kostenniveaus von 5,0 bis 7,50 €/kg H<sub>2</sub> darstellbar zu sein.

## 7 Die Einordnung der Wasserstoffkosten

Ungeachtet der verschiedenen Determinanten von Wasserstoffkosten bzw. -preisen bedarf die absolute Höhe der Kosten bzw. Preise einer Einordnung.

Eine diesbezüglich pragmatische Einordnung erlaubt die Analyse der Brennstoffwechselkosten, ausgedrückt als Höhe der für den Brennstoffwechsel erforderlichen CO<sub>2</sub>-Preise. Die Abbildung 12 verdeutlicht die Bandbreite der Brennstoffwechselfpreise anhand des Wechsels von Erdgas zu Wasserstoff. Sie zeigt die (effektiven) CO<sub>2</sub>-Preise, die zum Ausgleich der Kostendifferenz zwischen unterschiedlichen Wasserstoffkosten bzw. -preisen (gezeigt auf der vertikalen Achse) sowie verschiedenen Kosten- bzw. Preisniveaus für Erdgas (gezeigt auf der horizontalen Achse) notwendig wären. Der Brennstoffwechsel von Erdgas zu Wasserstoff stellt dabei den idealtypischen Brennstoffwechsel dar, wie er sich in der Stromerzeugung, in der zentralen Wärmeerzeugung oder aber für die Prozesswärmeerzeugung vollziehen wird.

**Abbildung 12: Brennstoffwechselkosten von Erdgas zu Wasserstoff**

		Erdgaskosten bzw. -preise [EUR/MWh(GCV)]														
		10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
Wasserstoffkosten bzw. -preise [EUR/kg H <sub>2</sub> ]	1,0	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112	-140	-168	-196	-224	-252	-280
	1,5	196	168	140	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112	-140	-168	-196
	2,0	280	252	224	196	168	140	112	84	56	28	0	-28	-56	-84	-112
	2,5	364	336	308	280	252	224	196	168	140	112	84	56	28	0	-28
	3,0	448	420	392	364	336	308	280	252	224	196	168	140	112	84	56
	3,5	532	504	476	448	420	392	364	336	308	280	252	224	196	168	140
	4,0	616	588	560	532	504	476	448	420	392	364	336	308	280	252	224
	4,5	700	672	644	616	588	560	532	504	476	448	420	392	364	336	308
	5,0	783	755	727	700	672	644	616	588	560	532	504	476	448	420	392
	5,5	867	839	811	783	755	727	700	672	644	616	588	560	532	504	476
	6,0	951	923	895	867	839	811	783	755	727	700	672	644	616	588	560
	6,5	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	783	755	727	700	672	644
7,0	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	783	755	727	
7,5	1.203	1.175	1.147	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	867	839	811	
8,0	1.287	1.259	1.231	1.203	1.175	1.147	1.119	1.091	1.063	1.035	1.007	979	951	923	895	
		<b>Zellwerte: Brennstoffwechselkosten Erdgas → H<sub>2</sub> [EUR/t CO<sub>2</sub>]</b>														

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei Erdgaspreisen von ca. 40 €/MWh (GCV) und Wasserstoffpreisen von 3 €/kg H<sub>2</sub> müssten damit CO<sub>2</sub>-Preise von etwa 280 €/t CO<sub>2</sub> zum Tragen kommen, um die Kostendifferenz auszugleichen. Bei Wasserstoffpreisen von 7,50 €/kg H<sub>2</sub> wären dagegen über 1.000 €/t CO<sub>2</sub> notwendig. Höhere oder niedrigere Erdgaspreise verändern diese Werte entsprechend. Als Anhaltswert kann dabei dienen, dass eine Veränderung der Erdgaspreise um 10 €/MWh (GCV) eine entgegengerichtete Veränderung des zur Kostenparität notwendigen CO<sub>2</sub>-Preises um etwa 50 €/t CO<sub>2</sub> bewirkt.

Gleichwohl bildet diese idealtypische Brennstoffwechsel-Variante zwar für wichtige Wasserstoffeinsatzfelder eine sinnvolle Referenz, markiert aber für andere Anwendungen einen eher konservativen Fall, da sie nicht berücksichtigt, dass beim Wechsel zu Wasserstoff aus technischen oder chemisch-physikalischen Gründen ggf. eine geringere Energiemenge benötigt wird: So können sich die gezeigten Werte für den

Einsatz von Wasserstoff zur Direktreduktion von Eisenerz um bis zu einem Drittel verringern. In noch höherem Maße gilt dies für die Substitution von CO<sub>2</sub>-intensiveren Brenn- oder Kraftstoffen, vor allem wenn Wasserstoffanwendungen mit deutlich effizienteren Umwandlungstechnologien (z.B. Brennstoffzellen) einhergehen. Gleichwohl bilden die Brennstoffwechselkosten von Erdgas zu Wasserstoff einen sinnvollen Anhalts- bzw. Startpunkt für die grundsätzliche Einordnung von Wasserstoffkosten bzw. -preisen.

Die Übersicht zeigt sehr deutlich, dass für Wasserstoff, auch unter Maßgabe weniger konservativer Brennstoffwechselvarianten, mittel- und langfristig Zielwerte von höchstens ca. 3 €/kg H<sub>2</sub> erreicht werden müssen, wenn unter Bedingung der derzeit absehbaren bzw. vorstellbaren Preise für fossile Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate eine Kostenparität hergestellt werden soll.

## 8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die detaillierte Analyse von Wasserstoffkosten, -preisen und deren Determinanten zeigt, dass Wasserstoff derzeit ein vergleichsweise teurer Energieträger ist. Dies gilt in besonderem Maße für in Deutschland erzeugten erneuerbaren Wasserstoff (typischerweise mehr als 7,50 €/kg H<sub>2</sub>) als auch CO<sub>2</sub>-armen sowie im Ausland mit sehr guten Erzeugungsbedingungen für erneuerbaren Strom produzierten erneuerbaren Wasserstoff (typischerweise mehr als 4 €/kg H<sub>2</sub>). Bei den derzeitigen Erdgaspreisen wären zur Herstellung der Kostenparität zwischen Wasserstoff und Erdgas CO<sub>2</sub>-Preise von mehr als 450 €/t CO<sub>2</sub> (blauer oder im Ausland erzeugter erneuerbarer Wasserstoff) bzw. von mehr als 1.000 €/t CO<sub>2</sub> (inländisch erzeugter erneuerbarer Wasserstoff) notwendig.

Eine Analyse der Determinanten für die Wasserstoffkosten zeigt, dass mittel- und langfristig insbesondere für erneuerbaren Wasserstoff erhebliche Kostensenkungen möglich sind. Dies betrifft einerseits die Einstandskosten für erneuerbaren Strom sowie andererseits die Investitions- und Finanzierungskosten für Elektrolyseanlagen. Für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse könnte der Umbau des Stromsystems in Richtung erneuerbarer Energien ein Fenster für die Herstellung zu relativ günstigen Kosten öffnen. Für aus Erdgas und in Kombination mit CCS hergestellten (blauen) Wasserstoff sind die Kostensenkungsoptionen deutlich geringer. Die zukünftigen Kosten für Erdgas sowie den Abtransport und die Speicherung des abgespaltenen CO<sub>2</sub> bleiben erhebliche Unsicherheitsfaktoren (kostenseitig nach unten wie nach oben).

Mittel- bis langfristig wird Wasserstoff seine Rolle im Transformationsprozess zur Klimaneutralität nur dann voll ausfüllen können, wenn Kostenniveaus von 3 €/kg H<sub>2</sub> oder darunter erzielt werden können.

Diese Kostensenkungen könnten zu erheblichen Teilen durch politische Flankierungsmaßnahmen vorangetrieben werden.

Im Bereich des erneuerbaren Wasserstoffs betrifft dies vor allem die folgenden Bereiche:

- Die Stromnebenkosten (Netznutzungsentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen) bilden vor allem für die einheimische Wasserstofferzeugung einen sehr wesentlichen Faktor. Ohne eine effektive Befreiung von diesen Nebenkosten wird eine Wasserstofferzeugung in Deutschland mit Blick auf die o.g. Kostenzielwerte nur schwer erreichbar sein. Allein aus der Beaufschlagung mit Stromnebenkosten könnten für die Wasserstoffherstellung Zusatzkosten von 1,50 €/kg H<sub>2</sub> oder mehr entstehen. Die Befreiungen könnten entweder direkt (wie derzeit) erfolgen, es wäre aber auch eine Integration der Elektrolyse in die von der BNetzA derzeit verfolgte Einführung von dynamischen Netznutzungsentgelten für die stromintensive Industrie eine mögliche Option.
- Die über den Mechanismus des Nutzen-statt-abregeln-Mechanismen (§13k EnWG) verfügbaren Strommengen sollten zu sehr geringen Preisen ermöglicht werden. Allein der Unterschied zwischen den derzeit veranschlagten Preisen von ca. 30 bis 40 €/MWh und dem statischen Schwellwert der 37. BImSchV von 20 €/MWh für die Qualifizierung von grünem Strom könnte zu Mehrkosten der elektrolytischen Wasserstofferzeugung von 0,50 bis 1 €/kg H<sub>2</sub> führen.

- Die ab 2028 vorgesehenen Verpflichtungen zum Strombezug aus neuen regenerativen Stromerzeugungsanlagen über PPA (EK 2023a, Art. 11) führen einerseits zur Notwendigkeit des Bezugs von regenerativem Strom zu Vollkosten. Die ab 2030 geltende Verpflichtung zur stündlichen Korrelation zwischen Stromerzeugung und Wasserstoffherstellung führt andererseits zur Notwendigkeit einer erheblichen Überbauung bzw. Überkontrahierung für die Strombezüge (um sinnvolle Auslastungen der Elektrolyseanlagen zu erzielen). Ungeachtet der grundsätzlichen Frage nach der Sinnfälligkeit und Angemessenheit projektbezogener Zusätzlichkeitsanforderungen<sup>8</sup> entstehen damit erhebliche Kosten für die Wasserstoffherzeugung. Eine stärker strommarktbezogene bzw. zeitlich flexiblere Regelung (monatliche Abrechnung) sollte geprüft werden. Zu berücksichtigen ist dabei jedoch auch das Spannungsfeld zwischen pragmatischeren Zertifizierungsregelungen und der mit erneuten Verhandlungsprozessen einhergehenden Unsicherheiten im Markt. In diesem Kontext sei aber auch darauf hingewiesen, dass die vergleichsweise restriktiven Regelungen zur Zusätzlichkeit (ab 2028, EK 2023a, Art. 11) und zeitlichen Korrelation (ab 2030, EK 2023a, Art. 6) allenfalls für einen Übergangszeitraum von (deutlich) weniger als 10 Jahren relevant sind (weil danach der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix der einschlägigen Preiszonen den Schwellwert von 90 % übertreffen wird) und mit Blick auf eine pragmatische Flankierung des Wasserstoffhochlaufs damit durchaus in Frage gestellt werden könnten. Zielführend erscheint damit wohl weniger die grundlegende Neukonzeption der Zertifizierungsregelungen als die Verlängerung der einschlägigen Übergangsfristen auf z.B. 2035. Sowohl für die Option einer Neugestaltung der Zertifizierungsanforderungen als auch die Option verlängerter Übergangsregelungen muss jedoch auch das Spannungsfeld berücksichtigt werden, das sich aus der Anwendung der Regelungen für die innereuropäische Wasserstoffherzeugung wie auch Wasserstoffimporte aus anderen Regionen ergibt. Während die klimapolitische Integrität der Wasserstoffherzeugung in Europa letztlich auch im Kontext eines robusten Rahmens anderer Regelungen (Erneuerbaren-Politik, Emissionshandel etc.) abgesichert wird, kann von einer solchen Situation in anderen Regionen der Welt nicht ohne Weiteres ausgegangen werden.
- Der Ausbau der Offshore-Windenergie und von Hybridkonzepten (Wind/Solar) sowie der Einbindung von Batteriespeichern ist mit Blick auf die Auslastung der

---

<sup>8</sup> Bezüglich der Sinnfälligkeit ist darauf hinzuweisen, dass sich die reale Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung für die Wasserstoffherzeugung grundsätzlich nicht über die Kontrahierung von PPA, d.h. auf der Projektebene ergibt. Die Frage der Zusätzlichkeit kann immer nur über das Verhältnis zwischen dem gesamten Stromverbrauch (inkl. des in Elektrolyseanlagen eingesetzten Stroms) und der gesamten regenerativen Stromerzeugung eingeordnet werden, unabhängig von der Finanzierung der regenerativen Erzeugungsanlagen über ein PPA oder über einen Flankierungsmechanismus (Erneuerbare-Energien-Gesetz, *Contracts for Difference* etc.). Das Governance-System der Europäischen Union sichert diese Zusätzlichkeit über die verbrauchsbezogenen Erneuerbaren- sowie die übergeordneten Emissionsminderungsziele (umgesetzt über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union) hinreichend ab. Die Verbindung der Zusätzlichkeitsfrage mit der Kontrahierung des eingesetzten Stroms über PPAs spiegelt damit eher eine (für den Wasserstoffhochlauf kostentreibende) Präferenz im Bereich des Strommarktdesigns als eine sinnvolle Regelung zur Sicherung von Zusätzlichkeit. Bezüglich der Angemessenheit soll darauf hingewiesen werden, dass für andere Elektrifizierungsoptionen (Elektromobilität, Wärmepumpen etc.) aus guten Gründen keine vergleichbaren Zusätzlichkeitsanforderungen gestellt werden.

Elektrolyseure von entscheidender Bedeutung. Bei einer Auslastungserhöhung um 3.000 Stunden könnten sich mittelfristig Kostensenkungspotenziale von 2 €/kg H<sub>2</sub> und mehr ergeben.

- Die Frage der batterieelektrischen Speicherung von grünem Strom zur Verlängerung der Laufzeiten von Elektrolyseuren in den unterschiedlichen Regelungsbereichen bedarf einer konsistenten und robusten Klärung. Die hiermit beeinflussbaren Kostenhebel könnten mittelfristig bei über 1 €/kg H<sub>2</sub> liegen.
- Im Bereich der Investitionskosten für die elektrolytische Wasserstoffherzeugung sind noch erhebliche Kostensenkungspotenziale zu heben (mindestens 1 bis 2 €/kg H<sub>2</sub>). Hier könnte ein verlässlicher und stetiger Markthochlauf auf der Erzeugungsseite (im In- und Ausland) entsprechende Lernkurveneffekte erschließen helfen. Zu berücksichtigen ist hier, dass sich diese Lernkurveneffekte einerseits über die Industrialisierung der Elektrolyseurproduktion (*Upnumbering*) als auch die Erhöhung der Anlagengrößen (*Upscaling*) erschließen lassen können. Während die Strategie des *Upnumbering* für den Wasserstoffhochlauf unabdingbar ist, bestehen im Bereich des *Upscaling* (Fokus auf den Ausbau großer Elektrolyseanlagen) erhebliche Gestaltungsspielräume, die nicht vergeben werden sollten.
- Vor allem mit Blick auf die Wasserstoffherzeugung im internationalen Raum und hier vor allem in Regionen mit erhöhten Risikoprofilen bildet die Verringerung der Finanzierungskosten (d.h. des WACC) einen wichtigen Einflussfaktor, der zwar mit Blick auf die Kostengrößen nicht die Rolle der Stromeinstandskosten erreicht aber im Vergleich zu den anderen Kostendeterminanten eine dominierende Rolle spielt. Instrumente zur Flankierung der Projektfinanzierung erhalten damit eine herausragende Bedeutung.

Auch wenn aus der Perspektive von Nachhaltigkeit und Kostensenkungspotenzialen erneuerbarer Wasserstoff eine dominierende Rolle zukommt, sollten die Potenziale des CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoffs vor allem für die Übergangsperiode der nächsten ein bis zwei Dekaden im Blick behalten werden. Hier sollten, auch mit Blick auf die Kostensituation, die folgenden Aspekte im Vordergrund stehen:

- Der regulative Rahmen für CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff befindet sich derzeit im Finalisierungsprozess. Bei den entsprechenden Rechtssetzungsverfahren sollte vor allem in zwei Bereichen auf zielführende Regelungen hingewirkt werden. Mit Blick auf CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoff aus der Elektrolyse sollte erwogen werden, dass die entsprechende Betriebszeit der Elektrolyse über die stündliche CO<sub>2</sub>-Last in der jeweiligen Gebotszone bestimmt wird. Mit Blick auf die Erzeugung von CO<sub>2</sub>-armem Wasserstoff aus Erdgas könnte darauf hingewirkt werden, dass die Anforderungen zur Emissionsminderung auch kurzfristig nicht durch die Verwendung von Standardwerten umgangen werden können. Mit Blick auf die Regelungen des *Carbon Border Adjustment Mechanism* der EU (CBAM, EU 2023b) sowie der EU-Methanverordnung (EU 2024) sollte dies möglich sein.
- Mit Blick auf die große Rolle der Kosten für den CO<sub>2</sub>-Abtransport und die sichere Speicherung in geologischen Formationen für die Kosten von blauem Wasserstoff sollte hier schnellstmöglich eine möglichst umfassende

Markttransparenz hergestellt werden. Im Rahmen der Förderung von CCS-Maßnahmen oder der Nutzung von blauem Wasserstoff könnten entsprechende Transparenzregelungen nach dem Vorbild der EHB-Auktionen (Übermittlungspflicht der LCOH-Daten) oder der Klimaschutzverträge (KSV) in Deutschland (Übermittlungspflicht von Wasserstoff-Bezugskonditionen) etabliert werden.

Die hier vorgelegten Kostenanalysen beziehen sich zunächst nur auf die Erzeugungskosten von Wasserstoff. Für die Kosten des Wasserstoff-Aufkommens in Deutschland sind darüber hinaus auch die Transportkosten von erheblicher Bedeutung. Mögliche Kostenvorteile der Wasserstoffproduktion im Ausland müssen dabei die Kosten des Transports nach Deutschland überwiegen. Für alle mit Pipelines erreichbaren Lieferregionen für Deutschland (d.h. mit Transportkosten von 0,50 €/kg H<sub>2</sub> oder darunter) dominieren jedoch die o.g. (entscheidenden und wichtigen) Kostendeterminanten. Sofern Wasserstoff (als reiner Wasserstoff oder diverse Trägersubstanzen) per Schiff nach Deutschland bzw. Europa transportiert werden soll, müsste die ausländische Wasserstofferzeugung zum jeweiligen Zeitpunkt produktionsseitige Kostenvorteile von 1 bis 1,5 €/kg H<sub>2</sub> realisieren können. Diese Größenordnung entspricht allerdings auch etwa den Kostennachteilen, die über höhere Finanzierungskosten in Ländern mit erhöhten Risikoprofilen entstehen können.

Jenseits der Erzeugungs- und Transport- bzw. Verteilungskosten sind auch die Strukturierungskosten für die Wasserstofflieferungen eine nicht zu unterschätzende Einflussgröße auf die Estandskosten von Wasserstoff für die verschiedenen Verbraucher. In diesem Kontext spielen auch die Notwendigkeiten der H<sub>2</sub>-Speicherung und die dort einschlägigen Geschäftsmodelle eine nicht zu unterschätzende Rolle und sollten bei der Gestaltung des regulativen Rahmens für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft deutlich stärker berücksichtigt werden. Hier stehen vertiefte Analysen noch weitgehend aus.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass die hier herausgearbeiteten Zusammenhänge und Wechselwirkungen nicht nur für den Bereich des reinen (molekularen) Wasserstoffs relevant sind, sondern auch für Wasserstoffderivate, wenn auch hier mit anderen (und überwiegend zusätzlichen) Einflussgrößen. Auf Sensitivitäten und unterschiedliche Zeithorizonte abzielende Einordnungen wären auch hier sinnvoll.

## 9 Literaturverzeichnis

- 50Hertz - 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT - TenneT TSO; TransnetBW (2025): Nutzen statt abregeln, ÜNB-Parameter, 50Hertz Transmission; Amprion; TenneT TSO; TransnetBW. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/%C3%9CNB-Parameter>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Argus (2024). Argus Hydrogen and Future Fuels, Methodology and Specifications Guide. Argus.
- Argus (2025). Argus Hydrogen and Future Fuels, Methodology and Specifications Guide. Argus. Online verfügbar unter <https://www.argusmedia.com/-/media/project/argusmedia/mainsite/english/documents-and-files/methodology/argus-hydrogen-and-future-fuels.ashx>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- BReg - Bundesregierung (2024): Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 1, 2 (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote). Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv\\_37\\_2024/37.\\_BlmSchV.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37_2024/37._BlmSchV.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- DEA - Danish Energy Agency (2024). Techno-economic assessment of CCS technologies. Danish Energy Agency. Online verfügbar unter <https://ens.dk/media/4787/download>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- DEA - Danish Energy Agency (2025). Technology Data for Energy Carrier Generation and Conversion. Danish Energy Agency. Copenhagen. Online verfügbar unter <https://ens.dk/media/6444/download>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- DOE - U.S. Department of Energy (2023). Pathways to Commercial Liftoff: Clean Hydrogen. U.S. Department of Energy. Washington, DC. Online verfügbar unter [https://h2fcp.org/system/files/cafc\\_p\\_members/2024%20DOE%20Pathways%20to%20Commercial%20Liftoff%20-%20Clean%20Hydrogen.pdf](https://h2fcp.org/system/files/cafc_p_members/2024%20DOE%20Pathways%20to%20Commercial%20Liftoff%20-%20Clean%20Hydrogen.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- E-Bridge: Hydrex & HydrexPLUS – Kostenindizes für Wasserstoff, E-Bridge. Online verfügbar unter <https://e-bridge.de/kompetenzen/wasserstoff/h2index/>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EC - European Commission (2024): IF23 Auction for renewable hydrogen production, European Commission. Online verfügbar unter [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if23-auction-renewable-hydrogen-production\\_en#awarded-projects](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if23-auction-renewable-hydrogen-production_en#awarded-projects), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EC - European Commission (2025): IF24 Auction, European Commission. Online verfügbar unter [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if24-auction\\_en#results-of-if24-auction](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if24-auction_en#results-of-if24-auction), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EEX - European Energy Exchange (2025): EEX Green Hydrix, European Energy Exchange. Online verfügbar unter <https://www.eex-transparency.com/de/wasserstoff/deutschland>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EK - Europäische Kommission (2023a): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung erneuerbarer Kraft- oder Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs. Fundstelle: EUR-Lex 02023R1184-

20240610. Online verfügbar unter [http://data.europa.eu/eli/reg\\_del/2023/1184/oj](http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EK - Europäische Kommission (2023b): Delegierte Verordnung (EU) 2023/1185 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch Festlegung eines Mindestschwellenwertes für die Treibhausgaseinsparungen durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe und einer Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen durch flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr sowie durch wiederverwertete kohlenstoffhaltige Kraftstoffe. Fundstelle: Abl. EU L 157/20 vom 20.06.2023. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_del/2023/1185/oj](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EU - Europäische Union (2023a): Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (RED III). Fundstelle: Abl. EU L vom 31.10.2023. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EU - Europäische Union (2023b): Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystems. Fundstelle: Abl. EU L 130/52 vom 15.05.2023. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2023/956/2023-05-16>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- EU - Europäische Union (2024): Verordnung (EU) 2024/1787 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Verringerung der Methanemissionen im Energiesektor und zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/942. Fundstelle: Abl. EU L vom 15.07.2024. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg. Online verfügbar unter [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/D\\_E2024\\_ISE\\_Studie\\_Stromgestehungskosten\\_Erneuerbare\\_Energien.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/D_E2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (2021). Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems. Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems. Freiburg. Online verfügbar unter [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/images/allgemein/2021\\_CATF\\_Report\\_Electrolysis\\_final.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/images/allgemein/2021_CATF_Report_Electrolysis_final.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Frontier Economics (2024). Analyse der Angemessenheit der Vergütung im Rahmen von §13k EnWG („Nutzen statt abregeln“), Kurzgutachten für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Tennet, TransnetBW, 50 Hertz). Frontier Economics. Online verfügbar unter [https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/systemdienstleistungen/betriebsf%C3%BChrung/nutzen-statt-abregeln/2024-04-19\\_gutachten%20frontier%20economics%20%C2%A713k%20enwg.pdf](https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/systemdienstleistungen/betriebsf%C3%BChrung/nutzen-statt-abregeln/2024-04-19_gutachten%20frontier%20economics%20%C2%A713k%20enwg.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2019). The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities, Report prepared by the IEA for the G20, Japan. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter

- [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2020a). IEA G20 Hydrogen report: Assumptions. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter [https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/29b027e5-fefc-47df-aed0-456b1bb38844/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex_CORR.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2020b). The Oil and Gas Industry in Energy Transitions, World Energy Outlook special report. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter [https://iea.blob.core.windows.net/assets/4315f4ed-5cb2-4264-b0ee-2054fd34c118/The\\_Oil\\_and\\_Gas\\_Industry\\_in\\_Energy\\_Transitions.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/4315f4ed-5cb2-4264-b0ee-2054fd34c118/The_Oil_and_Gas_Industry_in_Energy_Transitions.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2023a). Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/acc7a642-e42b-4972-8893-2f03bf0bfa03/Towardshydrogendefinitionsbasedontheiremissionsintensity.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2023b). World Energy Outlook 2023. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IEA - International Energy Agency (2024). World Energy Outlook 2024. International Energy Agency. Paris. Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- IRENA - International Renewable Energy Agency (2020). Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi. Online verfügbar unter [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/%202020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/%202020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Lazard (2024). Levelized Cost of Energy+. Lazard. Online verfügbar unter [https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- LevelTen Energy (2023). PPA Prices Overview in Spain. Montel Iberian Energy Day 2023. LevelTen Energy. Online verfügbar unter [https://montel.energy/assets/iberian\\_energy\\_day\\_montel\\_levelten.pptx-\(1\).pdf](https://montel.energy/assets/iberian_energy_day_montel_levelten.pptx-(1).pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- MIBGAS - Mercado Ibérico del Gas (2025): MIBGAS IBHYX Index, Mercado Ibérico del Gas. Online verfügbar unter <https://greenenergy.mibgas.es/en>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- NLCA - Netherlands Court of Audit (2024). Carbon storage under the North Sea, On profits under water. Netherlands Court of Audit. The Hague. Online verfügbar unter <https://english.rekenkamer.nl/binaries/rekenkamer-english/documenten/reports/2024/03/28/carbon-storage-under-the-north-sea/PAC21+ENGELS+rapport+Porthos.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory (2024). Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers. NREL/TP-6A20-87625. National Renewable Energy Laboratory. Golden, CO. Online verfügbar unter <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87625.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.

- Platts (2024). Methodology and Specifications Guide. Global Hydrogen & Ammonia. Platts. Online verfügbar unter [https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/\\_assets/\\_files/en/our-methodology/methodology-specifications/hydrogen-prices.pdf](https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/_files/en/our-methodology/methodology-specifications/hydrogen-prices.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- TH Köln (2023). Information on the Electrolysis Calculator. TH Köln. Cologne. Online verfügbar unter [https://elektrolyserechner.web.th-koeln.de/H2\\_Webtool/Informationen.pdf](https://elektrolyserechner.web.th-koeln.de/H2_Webtool/Informationen.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- UBA - Umweltbundesamt (2024). Technischer Anhang der Treibhausgas-Projektionen 2024 für Deutschland (Projektionsbericht 2024). Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen\\_technischer\\_anhang\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/projektionen_technischer_anhang_0.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- WI - Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2023). Meta-Analysis of the Costs of and Demand for Hydrogen in the Transformation to a Carbon-Neutral Economy. Study commissioned by the North Rhine Westphalian Renewable Energy Association (LEE NRW e. V.). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal. Online verfügbar unter [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8417/file/8417\\_Hydrogen.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8417/file/8417_Hydrogen.pdf), zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Xodus (2020). Porthos CCS - Transport and Storage (T&S) Tariff Review. Xodus. London. Online verfügbar unter <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/blg-947442.pdf>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.
- Xodus (2024). 2024 SDE++ Aramis Carbon Capture and Storage Fee Review, Public Summary. Xodus. London. Online verfügbar unter <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2024D26054>, zuletzt geprüft am 12.06.2025.

Anhang

**Tabelle A- 1: Referenzen und Erläuterungen zu den Kostendeterminanten für elektrolytisch erzeugten Wasserstoff**

		Werte/ Bandbreiten	Referenzen/Erläuterungen
Stromeinstandskosten		variable Größe	vgl. Kapitel 5.2
Auslastung der Elektrolyse variable Größe		variable Größe	vgl. Kapitel 5.2
Investitionskosten des Elektrolyseurs	a)	1.200 - 1.700 EUR <sub>2023</sub> /kW	oberer Bandbreitenwert <i>Argus (2024)</i> unterer Bandbreitenwert E-Bridge (2025)
	b)	750 - 850 EUR <sub>2023</sub> /kW	oberer Bandbreitenwert IEA (2019) unterer Bandbreitenwert IEA (2019)
	c)	350 - 500 EUR <sub>2023</sub> /kW	oberer Bandbreitenwert IEA (2019); DEA (2024) unterer Bandbreitenwert IEA (2019); DEA (2024)
Wirkungsgrad (NCV)	a)	57 - 62 %	<i>Argus (2024)</i>
	b)	65 - 70 %	IEA (2019)
	c)	67 - 75 %	IEA (2019)
Finanzierungskosten / WACC	a)	8 - 10 %	IRENA (2020)
	b)	8 %	IRENA (2020)
	c)	6 - 8 %	IRENA (2020)
Lebensdauer des Elektrolyse-Stacks	a)	60.000 - 80.000h	DEA (2025)
	b)	80.000 - 90.000h	DEA (2025)
	c)	90.000 – 120.000h	DEA (2025)
Ersatzkosten des Elektrolyse-Stacks		25 - 35 %	Fraunhofer ISE (2021); NREL (2024)
Sonstige Betriebskosten		2 - 4 % der Investitionskosten	IEA (2020a); DEA (2025)

Kosten für Wasser		0,02 EUR <sub>2023</sub> /kg H <sub>2</sub>	TH Köln (2023)
Lebensdauer	a)	20 - 25 Jahre	DEA (2025), <i>Annahme zunächst am unteren Rand</i>
	b)	25 Jahre	DEA (2025), <i>Durchschnitt</i>
	c)	25-30 Jahre	DEA (2025), <i>Annahme langfristig am oberen Rand</i>

Anmerkungen: Die Datenpunkte sind durch Benchmarks verschiedener Quellen bestimmt worden. Die aufgeführten Referenzen beziehen sich auf die jeweils verwendeten Eckdaten und geben die Größenordnungen der angegebenen Werte an, aber nicht notwendigerweise deren exakten Werte

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Annahmen

**Tabelle A- 2: Referenzen und Erläuterungen zu den Kostendeterminanten für Wasserstoff aus der Dampfreformierung**

		<b>Werte/ Bandbreiten</b>	<b>Referenzen/Erläuterungen</b>
Erdgaseinstandskosten (GCV)		variable Größe	vgl. Kapitel 5.3
Kosten für CO <sub>2</sub> -Abtransport und -Speicherung		variable Größe	vgl. Kapitel 5.3
CO <sub>2</sub> -Preis (EU ETS CO <sub>2</sub> -Kosten)	a)	70 - 80 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	aktuelle Spot- und Futures-Preise an den europäischen Energiebörsen
	b)	130 - 180 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	basierend auf IEA (2023b)
	c)	200 - 250 EUR <sub>2023</sub> /t CO <sub>2</sub>	basierend auf IEA (2023b)
Finanzierungskosten / WACC		10 - 13 %	IEA (2020b), inkl. Berücksichtigung der aktuellen Leitzinsen
Investitionskosten SMR & CCS	a)	1.300 - 1.700 EUR <sub>2023</sub> /kW	IEA (2020a), DOE (2023)
	b)	1.200 - 1.600 EUR <sub>2023</sub> /kW	IEA (2020a), DOE (2023)
	c)	1.100 - 1.500 EUR <sub>2023</sub> /kW	IEA (2020a), DOE (2023)
CO <sub>2</sub> -Abscheiderate	a)	80 %	WI (2023)
	b)	85 %	IEA (2020a), unter Berücksichtigung des Hochlaufs
	c)	90 %	IEA (2020a)
Direkte Emissionen vor Abscheidung		9 - 10 kg CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub>	IEA (2020a)
Sonstige Betriebskosten		2 - 4 % der Investitionskosten	IEA (2020a)
Lebensdauer		20 - 25 Jahre	IEA (2020a)
Erdgaseinsatz (NCV)	a)	47 MWh/kg H <sub>2</sub>	IEA (2023a), unter Berücksichtigung der CO <sub>2</sub> -Abscheiderate
	b)	48 MWh/kg H <sub>2</sub>	IEA (2023a), unter Berücksichtigung der CO <sub>2</sub> -Abscheiderate
	c)	49 MWh/kg H <sub>2</sub>	IEA (2023a)

Stromeinstandskosten SMR & CCS		1,4 kWh/kg H <sub>2</sub>	IEA (2023a)
Auslastung		85 - 95 %	IEA (2020a)

Anmerkungen: Die Datenpunkte sind durch Benchmarks verschiedener Quellen bestimmt worden. Die aufgeführten Referenzen beziehen sich auf die jeweils verwendeten Eckdaten und geben die Größenordnungen der angegebenen Werte an, aber nicht notwendigerweise deren exakten Werte

Quelle: Eigene Zusammenstellung und Annahmen