

Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht

Discussion Paper

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht

Discussion Paper

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

**Discussion Paper aus dem Projekt Trans4Real –
Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner
Wasserstoff teurer ist als gedacht**

Veröffentlicht am

16.06.2025

Bearbeiter:innen

Stephan Mohr
Tapio Schmidt-Achert
Valerie Ziemsky
Dr.-Ing. Simon Pichlmaier

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellinger

Bitte zitieren als

FfE (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner
Wasserstoff teurer ist als gedacht

Förderkennzeichen

003EWT001A

DOI:

10.34805/ffe-13-25



Versionsnummer: SM20250711

Zusammenfassung

Grüner Wasserstoff gilt als eine zentrale Technologie für die Erreichung der Klimaziele und Dekarbonisierung energieintensiver Sektoren. Öffentliche Studien prognostizieren häufig Herstellungskosten von 2,50 – 4,50 €/kg bis zum Jahr 2030 in Deutschland. In der Praxis berichten Projektentwickler jedoch deutlich höhere Werte von 9 – 13 €/kg im Jahr 2024. Dieses Diskussionspapier der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) untersucht die Ursachen für diese Diskrepanz und liefert einen Vorschlag für eine Methodik zur realitätsnahen Abschätzung der Wasserstoffgestehungskosten (LCOH).

Folgende Hauptkostentreiber wurden identifiziert:

1

Unterschätzte Investitionskosten:

Studien fokussieren meist auf die physischen Elektrolyse-Komponenten (z.B. Stack, Balance-of-Plant), während wesentliche Systemkosten etwa für Planung, Bau, Genehmigung und Projektmanagement vernachlässigt werden. Eine Methodik, basierend auf Kostenfaktoren zur Berücksichtigung aller Kostenkomponenten ergibt Systemkosten von etwa 3.120 €/kW im Jahr 2025. Hinzu kommt der notwendige Stack-Austausch infolge technischer Degradation, der weitere Kosten verursacht.

2

Unrealistische Strompreisannahmen:

Die gängige Annahme, günstiger Überschussstrom stehe dauerhaft zur Verfügung, ist aus heutiger Sicht wirtschaftlich nicht tragfähig. Zudem bewerten viele Studien die Stromkosten auf Basis von Stromgestehungskosten (LCOE), was Strombezugskosten potenziell unterschätzt. In der Praxis müssen jedoch mindestens die Marktwerte herangezogen werden, die ein Betreiber beim Verkauf des Stroms am Strommarkt erzielen könnte. Realistische Strombezugskosten orientieren sich daher am Marktwertprofil und beinhalten zusätzliche Anforderungen wie Zusätzlichkeit, Zeitgleichheit und geografische Korrelation gemäß EU-Delegated Act. Power Purchase Agreements (PPAs) mit Windstrom ergeben beispielsweise Stromkosten von etwa 92 €/MWh im Jahr 2025.

3

Die Kombination dieser Faktoren führt in der Berechnung zu folgenden Wasserstoffgestehungskosten:

2025: ca. 9,80 €/kg

2040: ca. 7,40 €/kg

Fazit: Diese Kosten liegen erheblich über den oft angenommenen Werten. Die in der Vergangenheit erfolgte Kommunikation von zu niedrigen Wasserstoffgestehungskosten stellt eine große Herausforderung für den Markthochlauf dar. Für einen erfolgreichen Wasserstoffhochlauf braucht es verlässliche Kostenannahmen, realistische Förderkulissen und enge Zusammenarbeit zwischen Politik, Wirtschaft und Projektentwicklern. Nur so kann grüner Wasserstoff sein Potenzial zur Dekarbonisierung entfalten.

Executive Summary

Green hydrogen is considered a key technology for achieving national climate targets and decarbonizing energy-intensive sectors. Public studies frequently project production costs of €2.50–4.50/kg by 2030 in Germany. In practice, however, project developers report significantly higher figures — between €9 and €13/kg in 2024.

This discussion paper by the *Research Center for Energy Economics* (FfE) investigates the causes of this discrepancy and proposes a methodology for realistically estimating the levelized cost of hydrogen (LCOH).

The following main cost drivers have been identified:

1

Underestimated investment costs:

Studies typically focus on the physical electrolysis components (e.g., stack, balance of plant), while essential system costs — such as planning, construction, permitting, and project management — are often neglected. A methodology based on cost factors that include all cost components results in system costs of approximately €3,120/kW in 2025. In addition, the necessary replacement of stacks due to technical degradation incurs further costs.

2

Unrealistic electricity price assumptions:

The common assumption that cheap surplus electricity will be continuously available is no longer economically viable. Moreover, many studies assess electricity costs based on the levelized cost of electricity (LCOE), which may significantly underestimate actual procurement costs. In practice, at minimum, market values must be considered — that is, the revenue a producer could earn by selling the electricity on the power market.

Realistic electricity procurement costs therefore follow market value profiles and must also account for additional criteria such as additionality, temporal matching, and geo-graphic correlation as stipulated by the EU Delegated Act. For example, power purchase agreements (PPAs) for wind energy yield electricity costs of around €92/MWh in 2025.

3

Combining these factors leads to the following levelized hydrogen production costs:

2025: approx. €9.80/kg

2040: approx. €7.40/kg

Conclusion: These costs are substantially above widely assumed values. Communicating overly low hydrogen production costs poses a serious challenge for market development. A successful hydrogen ramp-up requires reliable cost assumptions, realistic support frameworks, and close collaboration between policymakers, industry, and project developers. Only then can green hydrogen fulfill its potential for decarbonization.

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation	7
2	Investitionskosten	8
2.1	Idealisierte Annahmen blenden Systemkosten aus	8
2.2	Abschätzung der Systemkosten mittels Kostenfaktoren	9
2.3	Einbezug der Stackdegradation	10
3	Kosten für den Strombezug	11
3.1	Betrieb mit Überschussstrom erlaubt keine wirtschaftliche Betriebsstundenzahl	11
3.2	Bewertung nach LCOE führt zu Unterschätzung der Stromkosten	12
3.3	Marktwertmethode ermöglicht realistische Einschätzung der Strombezugskosten	13
4	Realistische Wasserstoffgestehungskosten	14
5	Fazit	16
	Literaturverzeichnis	17



1 Motivation

In aktuellen Studien finden sich oft niedrige Werte für die Gesteungskosten von grünem Wasserstoff. So ermittelte eine Metastudie des Wuppertal-Instituts Wasserstoffgestehungskosten von zwischen 2,50 €/kg und 4,50 €/kg [1] für das Jahr 2030. Für das Jahr 2024 kommt die International Energy Agency in ihrer jüngsten Studie zu Gesteungskosten von rund 4 €/kg in Deutschland [2].

In Gesprächen mit Projektentwicklern und anderen Akteuren aus der Praxis hat sich gezeigt: Diese Ergebnisse unterschätzen die tatsächlichen Kosten deutlich. Projektentwickler erwarten im Jahr 2024 Preise zwischen 9,25 und 13,25 €/kg und im Jahr 2030 zwischen 6 und 10 €/kg für grünen Wasserstoff [3]. Diese Diskrepanz ist Motivation für dieses Papier, das die Ursachen für die Unterschiede zwischen den Kosten in öffentlichen Studien und den Preiserwartungen der Akteure aus der Praxis diskutiert. Im Folgenden wird auf die Investitions- und die Strombezugskosten näher eingegangen.

Zum einen werden die Investitionskosten für die Elektrolyseure in der Literatur oft sehr niedrig angesetzt. So werden häufig nur die Kosten für die physischen Komponenten (oder nur Teile davon) betrachtet, während Kosten für Detailplanung, Beschaffung, Installation und Projektmanagement vernachlässigt werden. Gleichzeitig werden sehr optimistische Kostendegressionen angenommen, die auf idealisierten Annahmen zum Wasserstoffhochlauf und der Skaleneffekte für die Elektrolyseproduktion beruhen.

Auch die Stromkosten werden oft unterschätzt: So wird beispielsweise die Annahme getroffen, dass Elektrolyseure günstigen Überschussstrom beziehen, der zu niedrigen Kosten auf dem Strommarkt verfügbar ist. Diese Annahme führt jedoch in der Realität zu sehr niedrigen Betriebsstunden. Auch eine vollständige Betrachtung der Kriterien des delegierten Rechtsaktes (Delegated Act, DA) oder eine Bewertung nach Marktpreisen statt reinen Gesteungskosten für den Strom erfolgt oft nicht.

In der Konsequenz errechnen viele dieser Publikationen niedrige Wasserstoffgestehungskosten: Eine Botschaft mit politischer Relevanz, denn das Vertrauen in den Wasserstoffhochlauf beruht auf der Wirtschaftlichkeit dieses Energieträgers. Die Publikationen

namhafter Akteure haben in der Vergangenheit damit dazu beigetragen, einen zu optimistischen Blick auf die Geschäftsmodelle im Kontext Wasserstoff zu erzeugen.

Gleichzeitig werden die Entwickler von Wasserstoffprojekten unter Druck gesetzt: Vor potenziellen Kunden und Fördermittelgebern müssen sie die Höhe ihrer tatsächlichen Investitionskosten bzw. Abnahmepreise rechtfertigen. Für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes ist das abträglich: Investoren schrecken vor den hohen Projektkosten zurück. Im Glauben an eine Kostendegression bewerten sie spätere Investitionszeitpunkte als besser. Dies führt zu einer Haltung des Abwartens, welche die Finanzierung von Wasserstoffprojekten deutlich erschwert.

Eine realistische Einschätzung der Wasserstoffgestehungskosten im Status quo und in der näheren Zukunft ist notwendig und sinnvoll: Für Investoren zum Abgleich der angebotenen Preise. Für die Politik zur Abschätzung der notwendigen Fördermittel und -zeiträume. Für Projektentwickler als Benchmark der selbst angebotenen Preise. Und für die Industrie zur Bewertung der eigenen Anwendungsfälle und des Potenzials der Dekarbonisierung mit Wasserstoff.

Dieses Diskussionspapier macht daher einen Vorschlag, wie eine einfache aber zugleich realistische Abschätzung der tatsächlichen Wasserstoffgestehungskosten gelingen kann. Der Fokus liegt dabei auf den Kosten für die Investition und für den Strombezug. Die Ergebnisse wurden mit Industriepartnern validiert. Darüber hinaus erfolgt ein Vergleich zwischen idealisierten und realistischen, nach Kostenkomponenten aufgeschlüsselten Wasserstoffgestehungskosten. Schließlich erfolgt eine qualitative Betrachtung realistischer Kosteneinsparpotenziale.

In den folgenden beiden Abschnitten werden für Investitions- und Strombezugskosten jeweils zunächst die Faktoren erläutert, die zu einer Steigerung der Wasserstoffgestehungskosten gegenüber typischen Annahmen führen. Dann wird jeweils ein Vorschlag für eine realistische Abschätzung gemacht. Im anschließenden Ergebnisteil werden die Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten dargestellt. Ein abschließendes Fazit wirft einen Blick auf die Konsequenzen dieser Ergebnisse.

2 Investitionskosten

Eine der wesentlichen Komponenten der Gesteungskosten von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff sind die Investitionskosten. In diesem Kapitel werden Faktoren erläutert, die zur Unterschätzung der Investitionskosten führen können. Danach wird ein Vorschlag für eine realitätsnähere Abbildung der Investitionskosten gemacht.

2.1 Idealisierte Annahmen blenden Systemkosten aus

In vergangenen Studien zum Hochlauf des Wasserstoffmarkts wurden die Investitionskosten oft zu niedrig angesetzt. Das hat mehrere Gründe, die im Folgenden erläutert werden.

Vernachlässigung von Systemkosten

In Analysen zu Investitionskosten eines Elektrolyseurs stehen zunächst die Kosten der physischen Komponenten im Vordergrund. Neben dem Stack, in dem der eigentliche chemische Prozess der Elektrolyse stattfindet, sind das die sogenannten Balance-of-Plant-Komponenten: Auf der Stromseite handelt es sich hierbei vor allem um Transformatoren und Gleichrichter. Gasseitig werden darunter Kompressoren, Gasreinigungsanlagen und Rohrleitungen verstanden. Diese physischen Komponenten stellen

einen wesentlichen Kostenpunkt bei der Investition in ein vollständiges Elektrolysesystem dar. Darüber hinaus müssen aber auch andere Kostenpunkte betrachtet werden.

Kosten für Installation und Bau: Hierzu zählen die Installation des Elektrolyseurs, die Vorbereitung der Fläche, die Installation von Mess- und Regelungstechnik sowie die Bereitstellung von Wasser- und Stromanschlüssen und eine eventuelle Einbindung in eine bestehende Wasserstoffinfrastruktur.

Kosten für Anlagenplanung, Genehmigung und Beschaffung: Hierzu zählen die Auslegung und die Detailplanung der Anlage, die Beschaffung, Lagerhaltung und der Transport der Komponenten und der für die Installation notwendigen Geräte. Hinzu kommen die Verwaltung und das Management von Subunternehmern. Zudem fallen unter diesen Punkt auch die Einhaltung und Überprüfung von behördlichen Auflagen und die Qualitätssicherung.

Weitere Kosten: Dies können – je nach Projektabwicklung und Vertrag mit dem beauftragten Generalunternehmer – beispielsweise Kosten für das Grundstück, Genehmigungen, Risikobewertung und Reserven sein.

Insgesamt liegen die Systemkosten eines installierten Elektrolyseurs also deutlich höher als die Kosten der

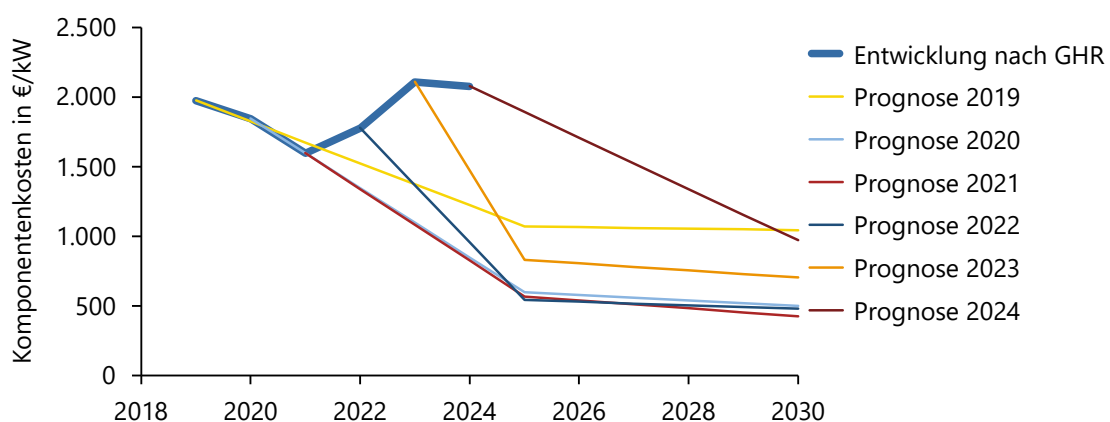


Abbildung 1. Investitionskosten für Elektrolyseure und Prognosen des Global Hydrogen Review verschiedener Jahre. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [4].

alleinigen physischen Komponenten. Für eine realistische Bewertung der Wasserstoffgestehungskosten sollten diese Kostenbestandteile daher mit eingeschlossen werden.

Zu optimistische Annahmen zur Kostendegression

Da in den kommenden Jahren ein deutlicher Ausbau von Elektrolyseuren erwartet wird, ist zunächst die Annahme gerechtfertigt, dass Technologieentwicklung in der Fertigung und Skalierung der Produktion zu einer Degression der Investitionskosten für Elektrolyseanlagen führen. Allerdings sind die zugrunde liegenden Annahmen nicht immer gerechtfertigt beziehungsweise noch nicht gültig.

Die vorhergesagte Kostendegression der Elektrolysestacks basiert auf Annahmen zu Lern- und Skaleneffekten. Die dafür notwendigen Skalierungen sind aber aufgrund fehlender umgesetzter Projekte noch nicht eingetreten und entsprechende Lernerfahrungen wurden noch nicht gemacht.

Bei anderen physischen Komponenten sind keine bzw. nur geringe Lerneffekte zu erwarten. Elektrische und gasseitige Balance-of-Plant-Komponenten werden bereits in industriellem Umfang produziert. Insbesondere bei Transformatoren kann gerade ein Preisanstieg beobachtet werden – aufgrund von Knappheit von Input-Materialien und hoher Nachfrage durch die voranschreitende Elektrifizierung – der sich auch auf die Kosten für die Entwicklung eines Elektrolyseprojekts auswirkt.

Die Arbeitskosten für Bau und Installation sind ebenfalls weiterhin hoch und zeigen – insbesondere im chemischen Anlagenbau – in den letzten Jahren eher eine steigende Tendenz.

Abbildung 1 zeigt Projektionen der Kosten für die physischen Komponenten der Elektrolyse aus den vergangenen Jahren sowie die tatsächliche Kostenentwicklung. Die Zahlen stammen aus den jährlich von der International Energy Agency (IEA) veröffentlichten Global Hydrogen Reviews. Der Vergleich zeigt, dass die Projektionen die Kosten bis auf eine Ausnahme durchgängig unterschätzt haben.

2.2 Abschätzung der Systemkosten mittels Kostenfaktoren

Um den oben genannten Effekten Rechnung zu tragen, wird hier die in der wissenschaftlichen Literatur typische Methodik der Kostenfaktoren vorgeschlagen. Diese Faktoren geben eine Beziehung zwischen einer

Basisgröße (beispielsweise den Stackkosten) und den übrigen anfallenden Kostenkomponenten wieder. Als Quellen dienten insgesamt sechs Publikationen [5–10]. Dabei verwenden nicht alle Publikationen die gleiche Einteilung der Kostenkomponenten und Basisgrößen. So können beispielsweise Rohrleitungen in den Kosten für den Elektrolyseur oder in den Baukosten enthalten sein.

Um die ausgewerteten Publikationen miteinander vergleichbar zu machen, wird daher zunächst identifiziert, welche Kostenkomponenten berücksichtigt sind. Diese Kostenkomponenten werden Kategorien zugeordnet und daraufhin die Faktoren mittels Umrechnung auf den gleichen Basiswert bezogen. Die finalen Faktoren wurden dann mit Projektentwicklern abgeglichen und so validiert.

Einteilung der Kostenkomponenten

Zur Aggregation der in der Literatur enthaltenen Daten werden die Komponenten den drei Kategorien „physische Komponenten“, „indirekte Kosten am Standort“ und „indirekte Kosten abseits des Standorts“ zugeordnet. Die physischen Komponenten enthalten dabei alle Bestandteile des Elektrolyseurs: Darunter fallen die Elektrolysestacks sowie die strom- und gasseitigen Balance-of-Plant-Komponenten. Zu den indirekten Kosten am Standort zählen alle Aufwendungen für die Vorbereitung der Fläche, den Bau von Gebäuden und Fundamenten, die Installation der physischen Komponenten sowie die Bereitstellung von Mess- und Regelungstechnik und Wasser- sowie Stromanschlüssen. In die indirekten Kosten abseits des Standorts werden schließlich alle weiteren Kosten eingerechnet, die nicht direkt am Standort anfallen. Dazu zählen Detailplanung und Beschaffung der Anlage, Projektmanagement, Reserven, Kosten für das Grundstück, Versicherungen und Kosten für vorbereitende Studien.

Faktoren zwischen den Kategorien

Nach der Einteilung der Kostenkomponenten in die drei Kategorien und Umrechnung auf die Basisgröße „physische Komponenten“ werden die Kostenfaktoren aus den Publikationen gemittelt. Die indirekten Kosten am Standort verdoppeln die Kosten der physischen Komponenten, während die indirekten Kosten abseits des Standorts mit weiteren rund 60 % der Kosten der physischen Komponenten einkalkuliert werden. Die Gesamtkosten des Systems können somit mit rund 260 % der Kosten für die physischen Komponenten abgeschätzt werden. Eine Übersicht der Kategorien und Kostenfaktoren findet sich in Tabelle 1.

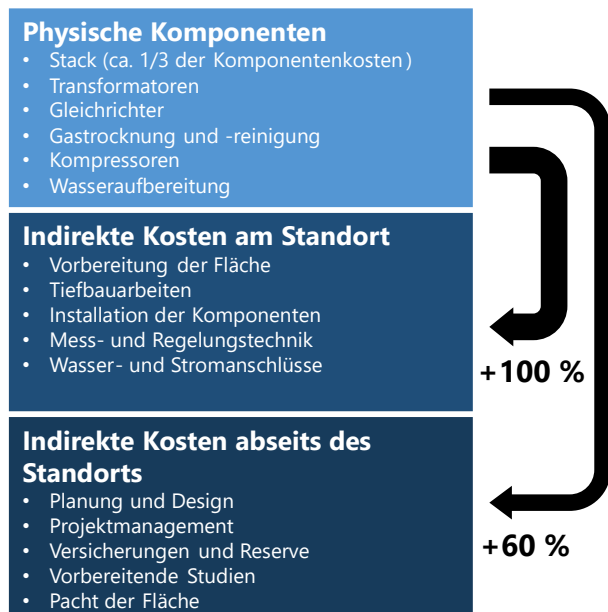


Abbildung 2. Vorgeschlagene Einteilung der Kostenkomponenten und Faktoren zwischen den Kategorien. Quelle: Eigene Analyse (siehe Text) basierend auf [5–10].

Faktoren nur zur Einschätzung der Größenordnung

Die Kosten für die Elektrolyse von vielen weiteren Parametern abhängig, die in der Faktormethode nicht berücksichtigt werden. Die Art der Elektrolysetechnologie (alkalische Elektrolyse oder Protonenaustauschmembran (PEM) Elektrolyse) hat einen großen Einfluss auf die Komponentenkosten. Auch die Größe des Projekts hat einen wichtigen Einfluss: Einige Kostenkomponenten, wie etwa die Kosten für Planung und Beschaffung, steigen bei einer Vergrößerung der Anlagenleistung nicht im gleichen Maße wie die Kosten für die physischen Komponenten. Bei großen Anlagen können also Skaleneffekte ausgenutzt werden. Die hier durchgeführte Analyse bezieht sich auf Elektrolyseure im niedrigen zweistelligen MW Bereich. Weitere wichtige Einflussfaktoren sind das Druck- und Reinheitsniveau des produzierten Wasserstoffs und der Anschluss an eine weitere Infrastruktur (Wasserstoff-Pipeline oder Trailerbefüllung). Die Kosten eines individuellen Projekts sind daher separat zu ermitteln. Dennoch gibt die hier vorgeschlagene Lösung eine Einschätzung, in welchem Bereich die tatsächlichen Systemkosten liegen können.

Ergebnisse für repräsentative Investitionskosten

Für eine Abschätzung der realistischen Investitionskosten wurden die Ergebnisse verschiedener Studien miteinander verglichen. Abbildung 3 zeigt die inflationsbereinigten Kosten für physischen

Elektrolysekomponenten aus den Quellen [8, 11–17]. Einige dieser Studien geben Prognosen für Kostenentwicklungen in der Zukunft an, diese wurden aber nicht berücksichtigt. Ein repräsentativer Wert von 1.200 €/kW wurde als Mittelwert aus den abgebildeten Komponentenkosten bestimmt. Mit der oben erläuterten Faktormethode ergeben sich die gesamten Investitionskosten für das Elektrolysesystem von 3.120 €/kW.

Wie oben erläutert, werden häufig sehr optimistische Annahmen zur Kostendegression getroffen. Hier wird daher eine konservativere Kostenentwicklung vorgeschlagen, die von einer jährlichen Kostenreduktion um 1.5 % ausgeht (aus [18]). Für das Jahr 2040 ergeben sich damit Systemkosten von etwa 2.480 €/kW.

2.3 Einbezug der Stackdegradation

Neben den initialen Investitionen werden bei der Elektrolyse in regelmäßigen Abständen Überholungen der Stacks notwendig: Durch Degradationseffekte verringert sich die Effizienz der Elektrolysereaktion, sodass bei gleichem Energieaufwand weniger Wasserstoff produziert wird. Die Degradation ist dabei von mehreren Faktoren abhängig, etwa der Zahl der An- und Abschaltvorgänge, der Betriebsstundenzahl und der Zeit in Über- oder Teillast. Da der Stack eine signifikante Kostenkomponente ausmacht, sollten diese Kosten separat erfasst werden.

Hier wird der Einfachheit halber eine feste Stack-Lebensdauer in Betriebsstunden angenommen. Mit fortschreitender Technologieentwicklung wird von einer Verlängerung der Lebensdauer ausgegangen, sodass sie sich von 54.000 h im Jahr 2025 auf 75.000 h im Jahr 2040 erhöht.

Tabelle 1. Annahmen zu Investitionskosten.

Parameter	2025	2040
physische Komponenten	1.200 €/kW	950 €/kW
gesamte Investitionskosten	3.120 €/kW	2.470 €/kW
Kosten Stack [19]	500 €/kW	418 €/kW
Lebensdauer Stack	54.000 h	75.000 h

3 Kosten für den Strombezug

Prinzipiell kann die Produktion von Wasserstoff über Elektrolyse mit Strom aus jeder Quelle erfolgen. Damit der Wasserstoff jedoch gemäß den EU-Richtlinien als nachhaltig gilt und damit regulatorische Anreize erfahren kann, muss der Strombezug bestimmte Kriterien erfüllen.

Für emissionsarmen Wasserstoff soll nach aktuellem Vorschlag eine Emissionsreduktion von 70 % gegenüber der Referenz von grauem Wasserstoff erreicht werden [20]. Dies schränkt die Strombezugsmöglichkeiten ein: Zur Produktion von reinem emissionsarmen Wasserstoff ist deswegen exklusiver Bezug von Netzstrom keine Alternative.

Die Kriterien für vollständig erneuerbaren Wasserstoff, der als Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO) im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU zählt, sind noch etwas anspruchsvoller [21]. Es werden vier Varianten für den Strombezug genannt. Ein freier Strombezug über den Strommarkt ist nur in einer dieser Varianten möglich, nämlich unter der Voraussetzung, dass in der Gebotszone des Elektrolyseurs mehr als 90 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen. Dies ist in Deutschland nicht gegeben. Die übrigen Varianten bestehen in der Direktverbindung mit einer EE-Anlage, dem Abschluss eines Stromlieferungsvertrags (Power Purchasing Agreement, PPA) mit einer EE-Anlage unter Einhaltung weiterer Kriterien (darunter Zusätzlichkeit und Gleichzeitigkeit,

siehe Abschnitt 3.2), oder der Vermeidung von Redispatch.

3.1 Betrieb mit Überschussstrom erlaubt keine wirtschaftliche Betriebsstundenzahl

Günstig verfügbarer Überschussstrom verspricht eine kostengünstige Wasserstoffproduktion. So ist eine typische Annahme, dass Wasserstoff in den Stunden im Jahr produziert wird, in denen zu viel erneuerbare Energie im Stromnetz vorhanden ist, die durch die Nachfrage nicht aufgebraucht werden kann. Dieser Strom ist dann prinzipiell zu sehr niedrigen Grenzkosten verfügbar (wobei mögliche Übertragungskosten hier außer Acht gelassen werden) und kann zur Produktion von Wasserstoff genutzt werden.

Aktuell ist die Verfügbarkeit von Überschussstrom jedoch nicht ausreichend, um eine wirtschaftliche Anzahl von Betriebsstunden im Jahr zu ermöglichen. „Überschussstrom“ im Sinne der EU-Regulatorik von vollständig erneuerbarem Wasserstoff kann auf zwei Arten verstanden werden [21]: Zum einen kann Strom immer genutzt werden, wenn er nachweislich die Abschaltung einer EE-Anlage vermeidet. Zum anderen ist der Bezug von Strom aus dem Netz zu jedem Zeitpunkt möglich, bei dem der Strompreis bei $< 20 \text{ €/MWh}$ liegt, solange die gleiche

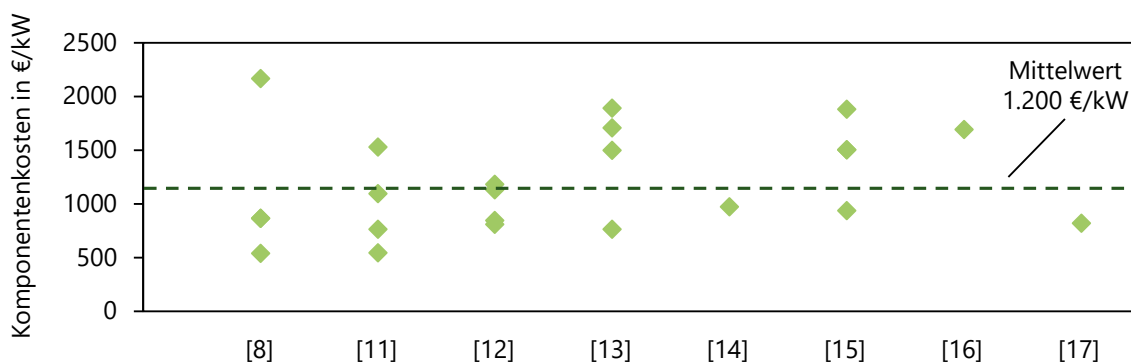


Abbildung 3. Investitionskosten für physische Komponenten in verschiedenen Studien im Vergleich. Quellen: Eigene Darstellung basierend auf [8, 11–17]. Daten sind inflationsbereinigt und in €_{2025} dargestellt.

Energiemenge bilanziell (also zu einem beliebigen anderen Zeitpunkt im Jahr) durch eine unter PPA stehende EE-Anlage produziert und nicht durch den Elektrolyseur verbraucht wurde.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb werden von Projektentwicklern typischerweise rund 5.000 Volllaststunden im Jahr erwartet. Dieser Wert wird jedoch bei der Nutzung von günstigem Strom vom Strommarkt nicht erreicht: Ein Day-Ahead-Preis von < 20 €/MWh bestand im Jahr 2024 in 917 h. Perspektivisch wird diese Zahl der günstigen Stunden voraussichtlich durch den voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren Energien steigen. Jedoch nimmt gleichzeitig auch die Anschlussleistung flexibler Verbraucher zu, welche bevorzugt in Stunden niedriger Preise Strom einkaufen. Dies könnte den erwarteten Kostenreduktionseffekt dämpfen: Für das Jahr 2040 prognostiziert das FfE-Trendszenario etwa 3.000 h mit Strompreisen unter 20 €/MWh – ein signifikanter Anstieg, aber noch niedriger als die gewünschten 5.000 h zur Auslastung der Elektrolyse.

Die Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen bzw. Vermeidung von Redispatch kann seit Oktober 2024 in Deutschland unter Bezug auf §13k EnWG geltend gemacht werden: Dieser sogenannte „Nutzen-statt-Abregeln“-Paragraph erlaubt es Elektrolyseuren unter bestimmten Bedingungen, Strom zu einem reduzierten Preis zu beziehen [22]. Zur Inanspruchnahme müssen die Elektrolyseure in einer der acht Entlastungsregionen stehen und nach dem 29.12.2023 in Betrieb gegangen sein [23]. Sowohl künftige Mengen, Lokationen, als auch Preise dieses Abregelungsstroms sind jedoch ungewiss und die Nutzung des Paragraphs erlaubt damit keine Berücksichtigung in einer Geschäftsmodellbewertung. Diese Einschätzung wird von Akteuren aus der Praxis geteilt. Das lässt den Schluss zu, dass diese Option zur wirtschaftlichen Produktion von Wasserstoff unter Verwendung von Überschussstrom noch nicht ausreichend ist [24].

3.2 Bewertung nach LCOE führt zu Unterschätzung der Stromkosten

Da die „> 90 % Erneuerbare“-Variante des RFNBO-konformen Strombezugs in Deutschland nicht zutrifft und die Vermeidung von Abregelung aktuell keine wirtschaftliche Perspektive bietet, verbleiben als Optionen die Direktleitung von zu einer EE-Anlage oder

der Bezug mittels PPA. Im Sinne der Projektentwicklung bietet der PPA-Bezug mehr Flexibilität, da die EE-Anlage unabhängig vom Elektrolyseur geplant und gebaut werden kann, solange die Kriterien der Zusätzlichkeit und der geographischen und temporalen Korrelation erfüllt werden¹.

In diesem Fall geht der Elektrolysebetreiber eine vertragliche Beziehung mit dem Stromproduzenten ein. Die genaue Ausgestaltung eines solchen PPAs kann von Fall zu Fall variieren. Typisch ist aber, dass für einen längeren Zeitraum ein fester Strompreis in €/MWh festgelegt wird, den der Abnehmer (in diesem Fall der Elektrolysebetreiber) für den produzierten Strom zahlt. In diesem Fall spricht man von einem Fixed-Price-PPA.

Dieser Strompreis orientiert sich an der Opportunität des Stromproduzenten: Es besteht für ihn die Alternative, den Strom auf dem Strommarkt zu verkaufen. Für ein günstiges Geschäft aus Perspektive des Stromproduzenten sollte daher der im PPA festgelegte Preis größer als der prognostizierte Marktwert des produzierten Stroms (abzüglich eventueller Risikobeträge) sein. Dieser Marktwert ist bei aktuellen Strompreisen deutlich höher als die Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien: Während letztere für Onshore-Windanlagen an guten Standorten zwischen 42 und 50 €/MWh liegen [25], betrug der Marktwert für das durchschnittliche Windstromprofil im Jahr 2024 etwa 62 €/MWh [26]. Dabei handelt es sich jedoch um das durchschnittliche Profil, der Marktwert einzelner Anlagen kann aufgrund eines besseren Profils und einer geringeren Korrelation mit der Gesamteinspeisung auch deutlich höher liegen.

Die Annahme, dass der Strom für die Wasserstoffproduktion zu Stromgestehungskosten zur Verfügung steht, ist nur dann gerechtfertigt, wenn die Stromerzeugungsanlagen keinen Netzanschluss haben. Auch wenn ein Elektrolysebetreiber selbst eine EE-Anlage mit Netzanschluss betreibt, hat er die Opportunität den Strom auf dem Strommarkt zu verkaufen anstatt damit Wasserstoff zu produzieren. Daher sollte für die Bewertung der Stromkosten immer mindestens der Marktwert des Stroms in die Betrachtung einfließen.

Das Kriterium der Zusätzlichkeit fordert zudem, dass die EE-Anlage maximal drei Jahre vor Inbetriebnahme der Elektrolyse errichtet worden sein darf. Das schließt beispielsweise ausgeführte EE-Anlagen aus. Für

¹ Zusätzlichkeit: Die EE-Anlage darf maximal drei Jahre vor dem Elektrolyseur in Betrieb genommen worden sein (ab 2029).
Geographische Korrelation: Die EE-Anlage muss in der gleichen Gebotszone wie der Elektrolyseur stehen.

Temporale Korrelation: Der verbrauchte Strom muss stündlich (ab 2030) bzw. bilanziell monatlich (bis 2030) von der EE-Anlage erzeugt worden sein.

dieses Kriterium gilt eine Ausnahme bis 2029: Elektrolyseure, die vorher in Betrieb genommen werden, dürfen auch aus älteren EE-Anlagen Strom beziehen.

Dies verschiebt die Opportunität des Stromverkäufers: Bereits vorhandene Wind- oder PV-Anlagen haben als Absatzmöglichkeit, mit der der Elektrolysebetreiber bei der Aushandlung des PPA konkurriert, nur den Strommarkt (und andere potenzielle PPA-Käufer). Für neue Anlagen kommt jedoch als Möglichkeit die Vergütung nach EEG hinzu, die höhere und sicherere Einnahmen verspricht. Der Elektrolysebetreiber muss also den anzulegenden Wert der EEG-Vergütung – im Jahr 2024 im Schnitt 73,50 €/MWh für Windanlagen und 64,70 €/MWh für PV-Anlagen – überbieten [26]. Dieser Wert dürfte sich zwar dem Marktwert des EE-Profiles immer mehr annähern, aber da das Risiko eines Zahlungsausfalls für einen Elektrolyseurbetreiber höher eingeschätzt wird als für den deutschen Staat, werden entsprechende Risikoaufschläge Stromlieferverträge für den Elektrolyseurbetreiber weiterhin teurer machen.

3.3 Marktwertmethode ermöglicht realistische Einschätzung der Strombezugskosten

Innerhalb der oben genannten Einschränkungen bestehen prinzipiell viele Möglichkeiten, den Strombezug zu gestalten. Zur Maximierung der Volllaststunden des Elektrolyseurs ist beispielsweise eine Kombination verschiedener EE-Anlagentypen oder verschiedener Standorte innerhalb einer Stromgebotszone möglich, um so die Fluktuationen der EE-Stromerzeugung abzufangen. Auch die Überbauung der EE-Versorgung ist eine relevante Möglichkeit. Dabei wird das EE-Portfolio so ausgelegt, dass es bei maximaler Produktion die Nennleistung des Elektrolyseurs übersteigt. Überschüssige Produktion wird dann – je nach Ausgestaltung des PPAs – abgeregelt oder am Strommarkt verkauft.

Auch die preislichen Vereinbarungen des PPAs spielen eine wichtige Rolle in den resultierenden Kosten für den Wasserstoff. Typisch sind langjährige Festpreise für den Strombezug von 5 bis 15 Jahren und Pay-As-Produced-Verträge: Hierbei wird für die gesamte Strommenge gezahlt und abgenommen, die durch die EE-Anlage produziert wird.

Für diese konkrete Analyse wird eine Windanlage mit mittleren Volllaststunden in Deutschland und Überbauung um den Faktor 2 hinterlegt. Dies bedeutet das Windrad hat eine doppelt so hohe Nennleistung wie der Elektrolyseur. Eine weitere Optimierung oder PPA-Pooling werden nicht angenommen, da in der Praxis die Verfügbarkeit von PPAs sehr begrenzt ist. Der Preis für den Strombezug wird anhand der Opportunität der Windanlage, den Strom am Strommarkt zu verkaufen, bestimmt.² Für zukünftige Jahre werden die Marktpreise des FfE-Trendszenarios hinterlegt. Für das Jahr 2040 ergibt sich in diesem Szenario ein EE-Anteil knapp unter 90%, welcher Strombezug über einen PPA weiterhin erforderlich macht. Bei einem EE-Anteil über 90% könnte auch Netzstrom ohne PPA bezogen werden, mit potentiell günstigeren Strombezugskosten. Als Wetterdaten werden die historischen Windprofile des Jahres 2012 verwendet [27]. Im Status Quo ist eine weitgehende Befreiung von Netzentgelten, Stromsteuer und weiteren Abgaben möglich. In dieser Analyse wird für das Jahr 2040 von einer Fortschreibung dieser Befreiungstatbestände ausgegangen. Diese ist jedoch nicht garantiert – eine Erhöhung der Stromkosten durch regulatorische Bestandteile ist daher möglich.

Die resultierenden Annahmen zum Strombezug sind in Tabelle 2 festgehalten.

Tabelle 2. Annahmen zum Strombezug.

Parameter	2025	2040
Produktion Windanlage (ohne Überbauung)	5.840 h 81 €/MWh	5.840 h 49 €/MWh
PPA-Strom in Elektrolyseur (nach Abregelung)	4.610 h 102 €/MWh	4.610 h 62 €/MWh
Zukauf am Strommarkt	1.230 h 61 €/MWh	Nicht erlaubt
Verbrauch Elektrolyseur gesamt	5.840 h 92 €/MWh	4.610 h 62 €/MWh

² Hier wird das EEG als Opportunität außen vor gelassen, da das Kriterium der Zusätzlichkeit im Jahr 2025 noch nicht gilt und in den kommenden Jahren von einem Angleichen des anzulegenden

Wertes an den Marktwert der EE-Anlage ausgegangen wird. Risikoaufschläge sind schwierig zu beziffern.

4 Realistische Wasserstoffgestehungskosten

Wie zuvor beschrieben, liegen die realistischen Investitions- und Strombezugskosten deutlich über den in vielen Studien verwendeten idealisierten Annahmen. Im Folgenden werden die Auswirkungen dieser Unterschiede auf die Wasserstoffgestehungskosten untersucht. Dafür werden zwei Szenarien – idealisiert vs. realistisch – gegenübergestellt. Weitere dafür notwendige Parameter sind in Tabelle 3 aufgeführt. Eine Restwertberechnung nach 20 Betriebsjahren erfolgt nicht.

Abbildung 4 stellt die Auswirkungen der oben beschriebenen Faktoren auf die Wasserstoffproduktionskosten im Jahr 2025 dar. Unter idealisierten Annahmen weist das Modell Gestehungskosten von rund 4,10 €/kg aus. Die Berücksichtigung der Kosten für Detailplanung, Beschaffung, Installation und Projektmanagement zusätzlich zu den Kosten der physischen Komponenten erhöht die Gestehungskosten um etwa 2,55 €/kg. Ein Teil dieser zusätzlichen Kosten entfällt auf die Wartung und Instandhaltung: Dies liegt daran, dass sich der angesetzte Prozentsatz von 3,4 % der Investitionskosten für die jährlichen Instandhaltungskosten auf die gesamten Systemkosten bezieht, nicht

nur auf die Kosten der physischen Komponenten. Diese Annahme wird durch Projektentwickler bestätigt und unterstützt. Auch die Notwendigkeit der Stack-Austausche erhöht die Gestehungskosten. Unter den getroffenen Annahmen müssen die Stacks eines im Jahr 2025 installierten Elektrolyseurs im Laufe der Lebenszeit zwei Mal ausgetauscht werden, was zu Kosten von rund 1,00 €/kg führt. Auch die Gleichzeitigkeit und die Berücksichtigung der Opportunität der Stromproduzenten wirkt sich auf die Wasserstoffgestehungskosten aus. Im Vergleich zu Stromkäufen zu Stromgestehungskosten erhöhen sich die Kosten um etwa 2,15 €/kg.

Insgesamt führen die aktualisierten Annahmen zu Wasserstoffgestehungskosten von 9,80 €/kg im Jahr 2025. Dabei stellt der Strombezug mit rund 50 % der Gesamtkosten weiterhin den größten Anteil dar. Im Vergleich zum idealisierten Fall steigt aber die Bedeutung der Investitionskosten inklusive Stackkosten von knapp 30 % auf 43 %.

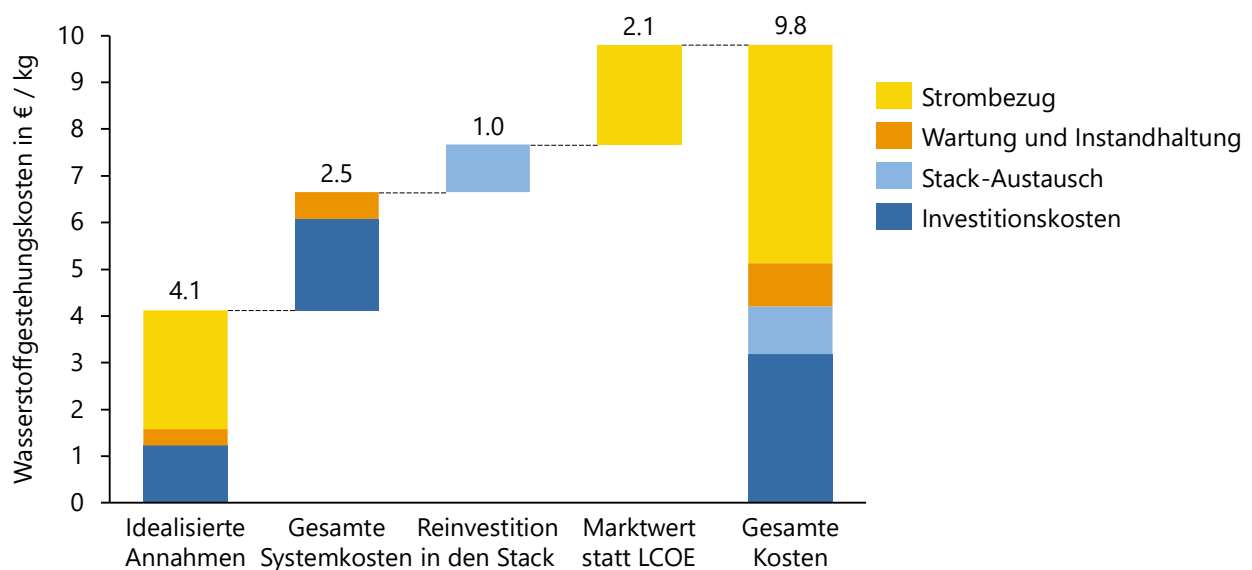


Abbildung 4. Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten aus typischen Kostenannahmen und unter Berücksichtigung realistischer Investitions- und Strombezugskosten für das Jahr 2025 in Deutschland.

Tabelle 3. Weitere Annahmen zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten

Parameter	2025	2040
Effizienz [28]	65 %	71,5 %
Lebensdauer System	20 a	20 a
WACC	10 %	10 %
Wartung und Instandhaltung [29]	3,4 % der CAPEX pro Jahr	3,4 % der CAPEX pro Jahr

Auch bei der Entwicklung der Wasserstoffgestehungskosten zeigt sich ein neues Bild. Wie in Abbildung 5 gezeigt, wird unter den getroffenen Annahmen bis 2040 ein Rückgang von 9,80 €/kg auf 7,40 €/kg erwartet. Dieser Rückgang ist aber deutlich geringer als häufig erwartet. So gibt eine Metaanalyse für das Jahr 2040 prognostizierte Wasserstoffkosten von 2 – 3,50 €/kg in Deutschland an[1].

In der hier durchgeführten Modellierung wirken zwei gegenläufige Effekte auf die Investitionskosten: Aufgrund von Verbesserungen der Elektrolysetechnologie nehmen die Investitionskosten geringfügig ab (siehe Annahmen in Tabelle 1). Teilweise kompensiert wird

dieser Effekt durch die ab dem Jahr 2030 geltende stündliche Gleichzeitigkeit, welche die Betriebsstunden der Elektrolyse verringert. Dadurch verteilen sich die Investitionskosten auf weniger Betriebsstunden; die Reduktion fällt geringer aus. Ein nicht betrachteter Effekt sind hinzukommende Skaleneffekte für einzelne Elektrolyseure: Im Jahr 2040 wird tendenziell der Betrieb größerer Elektrolyseure erwartet. Dies könnte die Investitionskosten wiederum etwas verringern.

Auf der anderen Seite führt die Reduktion der Betriebsstunden und die Verbesserung der Stack-Lebensdauer dazu, dass über die gesamte Amortisationszeit des Elektrolyseurs kein Stack-Austausch mehr stattfinden muss. Dieser Kostenbestandteil fällt daher in der Ergebnisgrafik weg. Zudem reduzieren sich die Wartungskosten geringfügig.

Der Anteil der Stromkosten verringert sich bis 2040 aufgrund der sinkenden Strompreise und Marktwerte für EE-Anlagen. Jedoch ist anzumerken, dass im Jahr 2040 auch andere Geschäftsmodelle für den Strombezug möglich sein können. Durch regulatorische Entwicklungen könnten neue Bezugsmöglichkeiten für Überschussstrom und die Vermeidung von Redispatch möglich werden, die über die bisherige §13k-Regelung hinausgehen. Dennoch erscheint eine Reduktion der Gestehungskosten in den Bereich von 2-4 €/kg unter den hier getroffenen Annahmen unrealistisch.

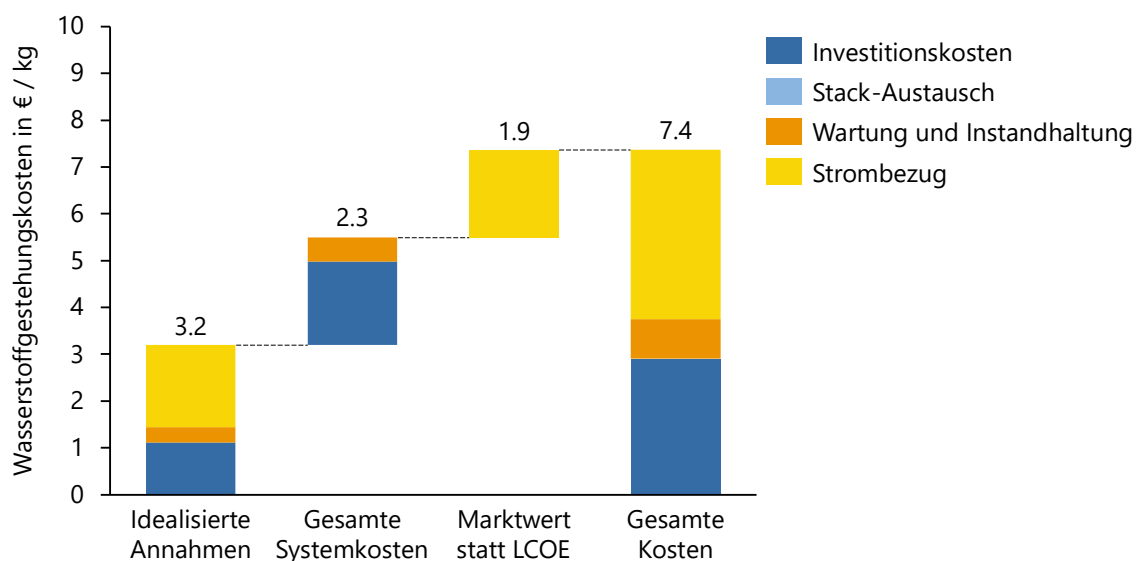


Abbildung 5. Vergleich der Wasserstoffgestehungskosten aus typischen Kostenannahmen und unter Berücksichtigung realistischer Investitions- und Strombezugskosten für das Jahr 2040 in Deutschland.

5 Fazit

Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft ist aktuell von zwei unterschiedlichen Narrativen geprägt. Auf der einen Seite steht das Versprechen, mit Technologieentwicklung, günstigem Strom und einem schnellen Ausbau der Elektrolyse innerhalb weniger Jahre einen europaweiten Markt aufbauen zu können, auf dem Wasserstoff als Commodity gehandelt wird. Auf der anderen Seite stehen die in den letzten Jahren häufig auftretenden negativen Investitionsentscheidungen bei Wasserstoffprojekten und der nur schleppend vorangehende Ausbau der Elektrolyse.

Die Betrachtung der Produktionskosten für grünen Wasserstoff liefert eine Erklärung für diese Diskrepanz. Unter Annahme niedriger Gestehungskosten kann grüner Wasserstoff günstig und an vielen Stellen eingesetzt werden. Die notwendigen Investitionen amortisieren sich schnell. Die dadurch entstehende hohe Nachfrage nach grünem Wasserstoff führt zu einem starken Ausbau der Produktionskapazitäten und damit zu einer schnellen Technologieentwicklung, was die Gestehungskosten weiter senkt.

Industrielle Projekte müssen ihre Wirtschaftlichkeit hingegen an tatsächlich realisierbaren Wasserstoffgestehungskosten messen. Diese sind durch die komplexe Installation der Elektrolyseure, die Projektierung, die Notwendigkeit von Stack-Austauschen und regulatorischen Vorgaben für den Strombezug höher als im idealisierten Fall angenommen. Die wirtschaftlich lohnenswerten Anwendungsfälle für grünen Wasserstoff werden weniger, was wiederum das Gesamtvolumen des produzierten Wasserstoffs verringert.

Das hat Einfluss auf die Entscheidungen aller beteiligten Akteure: Potenzielle Anwender von Wasserstoff müssen sich die Frage stellen, ob die Umsetzung einer Investition in Wasserstoffprojekte bei den realisierbaren Kosten wirtschaftlich darstellbar ist. Projektentwickler im Bereich der Wasserstoffproduktion müssen frühzeitig mit realistischen Kostenschätzungen auf die Suche nach langfristigen Abnehmern gehen, die bereit sind, diese Kosten zu tragen. In der Politik müssen Investitionen in Infrastrukturen – wie beispielsweise in das Wasserstoff-Kernnetz – auch unter dem Blickwinkel eines langsameren Wasserstoffhochlaufs betrachtet werden. Löst sich das Versprechen, dass Wasserstoff als Dekarbonisierungspfad großflächig und günstig zur Verfügung steht, nicht

ein, müssen unter Umständen andere Pfade zur Transformation der Industrie und Energiewirtschaft in Betracht gezogen werden.

Dennoch zeigt die vorliegende Analyse auch Stellschrauben auf, an denen realistisches Einsparpotenzial besteht. Die im Vergleich zu idealisierten Annahmen höheren Investitionskosten machen eine möglichst konstante und vollständige Auslastung der Elektrolyseanlage umso wichtiger. Gleichzeitig bleiben die Stromkosten auf lange Sicht der größte Kostenbestandteil. Die Verfügbarkeit und regulatorische Zulässigkeit von günstigem Strom wird damit zu einer Priorität. So könnte eine Überarbeitung der Nutzungsmöglichkeiten von Überschussstrom im Sinne von §13k EnWG die Attraktivität der Nutzung von ansonsten abgeregeltem Strom erhöhen. Weiter wirken sich PPAs mit möglichst gleichmäßigem Profil, wie z. B. durch die Kombination von Wind- und PV-Anlagen, positiv auf die Volllaststunden des Elektrolyseurs aus. Deren Verfügbarkeit ist einerseits durch die Intransparenz des PPA-Marktes unklar und wird durch die Anforderung der ab 2029 geltenden Zusätzlichkeit erschwert. Schließlich würde eine Verringerung der EEG-Vergütung sowie ein allgemeines Absinken der Strompreise zu niedrigeren Opportunitäten für EE-Anlagenbetreiber führen, die sich für die Stromvermarktung mittels eines PPA entscheiden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Diskrepanz zwischen idealisierten und realistischen Wasserstoffproduktionskosten eine zentrale Herausforderung für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft darstellt. Um diese Hürde zu überwinden, ist es entscheidend, dass alle beteiligten Akteure – von Projektentwicklern über Investoren bis hin zur Politik – eng zusammenarbeiten und realistische Kostenannahmen in ihre Planungen einbeziehen. Dieses Diskussionspapier macht einen Vorschlag zur Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten unter realistischen Annahmen, die sowohl in der Politik als auch in der Wirtschaft Anwendung finden kann. Nur durch eine transparente und pragmatische Herangehensweise kann das volle Potenzial von grünem Wasserstoff ausgeschöpft und ein nachhaltiger Markt etabliert werden. Langfristig trägt dies nicht nur zur Dekarbonisierung der Industrie und Energiewirtschaft bei, sondern eröffnet auch neue wirtschaftliche Chancen.

Literaturverzeichnis

- [1] F. Merten und A. Scholz, "Metaanalyse zu Wasserstoffkosten und -bedarfen für die CO₂-neutrale Transformation: Studie für den Landesverband für Erneuerbare Energie e.V.," Wuppertal-Institut, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wuppertalinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/8344/file/8344_Wasserstoffkosten.pdf
- [2] IEA - International Energy Agency. "Levelized Cost of Hydrogen Maps." Zugriff am: 30. Mai 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-hydrogen-maps>
- [3] S. Mohr, S. Pichlmaier und N. Stumm, "Analyse der aktuellen Herausforderungen der grünen Wasserstoffproduktion," *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.
- [4] IEA - International Energy Agency, "Global hydrogen review, Years 2019-2024," 2019-2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- [5] G. Jiménez-Martín, X. Judez, M. Aguado und I. Garbayo, "Techno-economic assessment of MW-scale solid oxide electrolysis hydrogen production plant: Integrating possibilities in Spain," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2024.12.239.
- [6] D. Mullen, L. Herraiz, J. Gibbins und M. Lucquiaud, "On the cost of zero carbon hydrogen: A techno-economic analysis of steam methane reforming with carbon capture and storage," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Jg. 126, S. 103904, 2023, doi: 10.1016/j.ijggc.2023.103904.
- [7] H. Nami, O. B. Rizvandi, C. Chatzichristodoulou, P. V. Hendriksen und H. L. Frandsen, "Techno-economic analysis of current and emerging electrolysis technologies for green hydrogen production," *Energy Conversion and Management*, Jg. 269, S. 116162, 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116162.
- [8] S. Krishnan *et al.*, "Present and future cost of alkaline and PEM electrolyser stacks," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 48, Nr. 83, S. 32313–32330, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.031.
- [9] S. Krishnan, B. Corona, G. J. Kramer, M. Junginger und V. Koning, "Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems," *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 55, S. 26–41, 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.10.192.
- [10] European Hydrogen Observatory. "Electrolyzer Cost." Zugriff am: 6. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost>
- [11] The International Renewable Energy Agency (IRENA), "Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5°C climate goal," Abu Dhabi, 2020.
- [12] Fraunhofer ISE, "Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems," 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/cost-forecast-for-low-temperature-electrolysis.pdf>
- [13] T. Smolinka *et al.*, "Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in -Deutschland: -Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme," NOW, Berlin, 2018. Zugriff am: 26. August 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwede-studie_v04.1.pdf
- [14] D. Franzmann *et al.*, "Green hydrogen cost-potentials for global trade," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.012.
- [15] Tractebel und Hinić, "Study on Early Business Cases for H₂ in Energy Storage and more broadly Power to H₂ Applications," 2017. Zugriff am: 8. Januar 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://hsweb.hs.uni-hamburg.de/projects/star-formation/hydrogen/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf
- [16] T. Schmidt-Achert und S. Pichlmaier, "Electrolyzer cost: Cost assumptions for eXtremOS," 2021.
- [17] M. Fasihi und C. Breyer, "Baseload electricity and hydrogen supply based on hybrid PV-wind power plants," *Journal of Cleaner Production*, Jg. 243, S. 1–31, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2019.118466.
- [18] A. Guminski *et al.*, "eXtremOS Summary Report," 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://openaccess.ffe.de/10.34805/ffe-24-21/>
- [19] Cornelia Lichner. "Electrolyzer prices – what to expect." Zugriff am: 19. November 2024. [Online.] Verfügbar: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/21/electrolyzer-prices-what-to-expect/>

- [20] Europäische Kommission, "Methodology to determine the greenhouse gas (GHG) emission savings of low-carbon fuels: Delegated regulation," 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/14303-Methodology-to-determine-the-greenhouse-gas-GHG-emission-savings-of-low-carbon-fuels_en
- [21] European Union, *Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 of 10 February 2023 supplementing Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council by establishing a Union methodology setting out detailed rules for the production of renewable liquid and gaseous transport fuels of non-biological origin: Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184*, 2023. Zugriff am: 18. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj/eng
- [22] §13k - Nutzen statt AbregelnEnergiewirtschaftsgesetz: EnWG. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_13k.html
- [23] FfE. "Wie läuft Nutzen statt Abregeln? - Eine erste Zwischenbilanz zur Erprobungsphase von §13k EnWG." Zugriff am: 11. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-laeuft-nutzen-statt-abregeln-eine-erste-zwischenbilanz-zur-erprobungsphase-von-%C2%A7-13k-enwg/>
- [24] BNetzA. "Netztransparenz - Datenveröffentlichungen zum Paragraphen Nutzen statt Abregeln." Zugriff am: 11. Juni 2025. [Online.] Verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Nutzen-statt-Abregeln/Datenver%C3%B6ffentlichungen>
- [25] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), Hg., "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," 2024.
- [26] "Marktwerte und EEG-Vergütung in Deutschland 2024." [Online.] Verfügbar: https://www.energy-charts.info/charts/market_values/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2024
- [27] Copernicus Climate Change Service, Climate Data Store. "ERA5-Land hourly data from 1981 to present." Zugriff am: 16. Juni 2021. [Online.] Verfügbar: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-land>
- [28] M. Wietschel *et al.*, "Metastudie Wasserstoff – Auswertung von Energiesystemstudien: Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats," Karlsruhe, Freiburg, Cottbus, 2021.

