Centrum für Europäische Politik
FREIBURG | BERLIN

cepStudie

Nr. 11 | 2026 15. September 2026

Hochlauf regionaler Wasserstoffmärkte

Förderinstrumente für eine räumlich diversifizierte H_2-Versorgung

André Wolf und Götz Reichert

© Shutterstock/Audio und Werbung

Eine ausreichende Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff wird in einer klimaneutralen Zukunft zum zentralen Standortfaktor für viele Grundstoffindustrien. Das Überleben wertschöpfungsstarker Industrieregionen in Deutschland hängt so auch an der Entwicklung wettbewerbsfähiger H_2-Lieferketten. Der Aufbau von Erzeugungskapazität schreitet jedoch nur langsam voran und konzentriert sich auf wenige Leuchtturmprojekte in teilweise erheblicher Entfernung zu künftigen Verbrauchszentren. Diese cepStudie analysiert die volkswirtschaftliche Bedeutung und förderpolitischen Voraussetzungen einer räumlich diversifizierten Wasserstoffversorgung. Auf dieser Basis entwickelt sie ein dreistufiges Förderkonzept für einen beschleunigten Marktaufbau.

- **Signifikante regionale Wertschöpfungsbeiträge H_2-abhängiger Industrien:** Industriebranchen, die für ihre Dekarbonisierung teilweise oder vollständig auf erneuerbaren Wasserstoff angewiesen sind, tragen signifikant zur industriellen Wertschöpfung bei. Ihr geschätzter direkter und indirekter Wertschöpfungsbeitrag betrug im Jahr 2023 deutschlandweit mindestens 60 Milliarden Euro, den Beitrag zur Standortsicherung nachgelagerter Branchen noch nicht eingerechnet. H_2-abhängige Wertschöpfung konzentriert sich dabei nicht ausschließlich an großen Stahl- und Chemie-Standorten. Auch für viele regionale, durch mittelständische Industrie geprägte Zentren wird der Wasserstoffzugang zu einem wichtigen Standortfaktor.
- **Anerkennung der Vorteile von Dezentralität in Förderstrategien:** Staatliche Förderpolitik sollte die Auswirkungen der räumlichen Struktur von H_2-Lieferketten berücksichtigen. Effizienzvorteile, die mit zentralen Versorgungskanälen verbunden sein können, sollten gegen die Diversifizierungsvorteile einer dezentralen Versorgung abgewogen werden. Dazu gehören ein höheres Potenzial für innovationsfördernden Wettbewerb, der Erhalt industrieller Vielfalt und mehr Resilienz gegenüber zukünftigen Versorgungsstörungen.
- **Dynamisches Förderkonzept für mehrstufigen Marktaufbau:** Nachhaltige Förderpolitik sollte als Hauptziel den Aufbau transparenter Wasserstoffmärkte verfolgen. Das erfordert ein dynamisches Förderkonzept, das wesentliche Marktfunktionen anfänglich durch staatliche Förderung initiiert und schrittweise an privat organisierte Märkte überträgt. Wettbewerbsorientierte Instrumente wie Doppelauktionen, ergänzt durch die partielle Absicherung von Projektrisiken, spielen für diesen Übergang eine Schlüsselrolle.

Inhaltsverzeichnis

1 Motivation 4

2 Die Relevanz von Wasserstoff in der grünen Transformation 4

2.1 Politische Ziele 4

2.2 Sektorale Bedarfe 6

3 Regulatorischer Rahmen 7

3.1 EU-Vorgaben 7

3.1.1 RED III, ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime 7

3.1.2 Gas-Binnenmarkt 8

3.2 EU-Förderinstrumente 9

3.2.1 Europäische Wasserstoffbank 9

3.2.2 EU-Innovationsfonds 10

3.2.3 Connecting Europe Facility (CEF): TEN-E, PCI und PMI 10

3.2.4 Important Projects of Common European Interest (IPCEI) 10

3.2.5 Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) 11

3.3 Nationale Förderinstrumente Deutschland 11

3.3.1 Investitionsförderung 11

3.3.2 Klimaschutzverträge 12

3.3.3 Treibhausgasminderungsquote 12

3.3.4 OPEX-Förderung Elektrolyseure 12

3.3.5 Förderung H_2-Infrastruktur 13

4 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Zugangs zu Wasserstoff 14

4.1 Zentralität versus Dezentralität der H_2-Versorgung 14

4.2 Regionale Wertschöpfung H_2-abhängiger Industrien 16

4.3 Räumliche Muster geplanter Kapazitätsinvestitionen 19

4.3.1 H_2-Erzeugung 19

4.3.2 H_2-Transportinfrastruktur 20

5 Ökonomik der H_2-Erzeugung 22

5.1 Kostenstruktur 22

5.2 Systemische Risiken 25

5.3 Investitionshemmnisse 26

6 Bewertung Förderinstrumente für Elektrolyse-Projekte 27

6.1 Beiträge einzelner Förderinstrumente zum Markthochlauf 27

6.1.1 Investitionszuschüsse / Öffentliche Darlehen 28

6.1.2 Produktionsprämien 29

6.1.3 Differenzenverträge für H_2-Preise 30

6.1.4 Doppelseitige Auktionen 31

6.1.5 Begrenzte Ausfallgarantien 32

6.1.6 Grüne Leitmärkte: Öffentliche Beschaffung 33
6.1.7 Grüne Leitmärkte: Downstream-Quoten 34
6.2 Synergien und Verteilungswirkungen 35
7 Drei-Stufen-Förderstrategie für eine diversifizierte H_2-Versorgung 37
8 Fazit 39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplante Elektrolysekapazitäten in Deutschland nach aktuellem Projektstatus 6
Abbildung 2: Zielkonflikte bei der Wahl der räumlichen Struktur einer Wasserstoffversorgung 15
Abbildung 3: Geschätzte regionale Bruttowertschöpfung H_2-abhängiger Industrien (NUTS-3) 18
Abbildung 4: Gegenwärtig geplante Elektrolysekapazitäten bis 2045 nach Regionen (NUTS-3) 20
Abbildung 5: Gegenüberstellung Bruttowertschöpfung und geplante Elektrolysekapazität (NUTS-3) 20
Abbildung 6: Teilhabe NUTS-3 Regionen am H_2-Kernnetz 21
Abbildung 7: Anteil regionaler Wertschöpfung mit Kernnetzabdeckung nach Industrien 22
Abbildung 8: Komponenten und Einflussfaktoren der H_2-Gestehungskosten 24
Abbildung 9: Wechselspiel der Risikofaktoren bei Investitionen in die H_2-Versorgung 26
Abbildung 10: Komplementarität von Förderinstrumenten 36
Abbildung 11: Vorschlag für eine Drei-Stufen-Förderstrategie 37

1 Motivation

Erneuerbarer Wasserstoff (H_2) ist potenziell ein wichtiger Baustein der deutschen Energiewende. Er ermöglicht die Dekarbonisierung von Wirtschaftssektoren, die aus technologischen und/oder wirtschaftlichen Gründen nicht direkt elektrifiziert werden können. Neben Wasserstoffimporten erfordert der Aufbau widerstandsfähiger regionaler Lieferketten auch umfangreiche Investitionen in lokale Elektrolysekapazitäten. Der Ausbau einer heimischen Wasserstoffproduktion verlief bislang jedoch nur schleppend und hinkt den politischen Zielen deutlich hinterher, wie bereits der Bundesrechnungshof angemahnt hat.[1]

Die Gründe für diese Investitionszurückhaltung sind vielfältig. Neben den derzeit noch hohen Betriebs- und Investitionskosten wirken sich auch Unsicherheiten hinsichtlich der Entwicklung des Absatzpotenzials, der Transportkapazitäten und der regulatorischen Rahmenbedingungen abschreckend aus. Kern der Problematik ist das Fehlen etablierter Märkte. Da Marktpreise als Anreizmechanismus noch nicht vorhanden sind, steht die parallele Entwicklung von Angebot, Nachfrage und Infrastruktur vor erheblichen Koordinationsproblemen. In einer solchen Phase besteht die Gefahr, dass durch Fehlplanungen potenzielle Verwertungsoptionen oder ganze Regionen von einer zukünftigen Wasserstoffversorgung abgeschnitten werden. Das mindert nicht nur die für die langfristige Kosteneffizienz wesentlichen Skalierungspotenziale der Elektrolyse, sondern verringert auch die Resilienz gegenüber regionalen Bedarfsschwankungen und Strukturwandel.

Diese cepStudie diskutiert die Anforderungen und Ausgestaltungsoptionen eines Förderinstrumentariums für den beschleunigten Aufbau von Wasserstoffmärkten in Deutschland. In Abgrenzung zu der eher technologischen und global-ökonomischen Perspektive anderer jüngerer Studien beleuchtet sie H_2-Lieferketten aus einer dezidiert regionalwirtschaftlichen Perspektive, insbesondere im Hinblick auf ihre Rolle für Erhalt und Ausbau regionaler industrieller Wertschöpfung als Fundament des deutschen Wohlstands. Das Zielbild ist ein zukünftiges System aus integrierten regionalen Wasserstoffmärkten, auf denen eine Vielzahl von Akteuren Wasserstoff wettbewerbsorientiert und differenziert nach individuellen Lieferpräferenzen handeln. Ausgehend von den derzeitigen Problemen werden Förderinstrumente identifiziert, die den Übergang zu einem solchen dezentralen, räumlich diversifizierten Marktregime beschleunigen können. Dabei werden verschiedene Gestaltungsoptionen diskutiert und insbesondere ihre Auswirkungen auf die Risikoverteilung zwischen den relevanten Akteuren (H_2-Produzenten, Abnehmer, Infrastrukturbetreiber, Staat, Banken/Finanzmärkte) beleuchtet. Daraus leitet die Studie Handlungsempfehlungen für einen konsistenten Maßnahmenmix an die deutsche Politik ab, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit der europäischen Dimension.

2 Die Relevanz von Wasserstoff in der grünen Transformation

2.1 Politische Ziele

Im Jahr 2020 hat die Europäische Union in einer Wasserstoffstrategie die Rolle von erneuerbarem – d.h. elektrolytisch unter Einsatz von regenerativ erzeugtem Strom gewonnenem – Wasserstoff als Eckpfeiler eines zukünftigen klimaneutralen Energiesystems skizziert. Als erstes kurzfristiges Ziel für den

[1] Bundesrechnungshof (2025). Umsetzung der Wasserstoffstrategie des Bundes. Bericht nach § 99 BHO.

Markthochlauf wurde der Aufbau heimischer Elektrolysekapazitäten von 6 GW bis 2024 ausgegeben.[2] Konkrete quantitative Ziele für den Wasserstoffverbrauch wurden erstmals 2022 im Aktionsplan REPowerEU formuliert, als Teil der Maßnahmen für ein schnelles Ende der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland. REPowerEU sieht in der Produktion und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff eine wichtige Ergänzung zur direkten Elektrifizierung für die Umsetzung des EE-Ausbaus. Die EU hat in diesem Zusammenhang als Ziele eine EU-interne Produktion von 10 Mio. Tonnen erneuerbaren Wasserstoff bis 2030 sowie den Import derselben Menge aus Drittstaaten ausgegeben.[3]

Europa ist bislang weit davon entfernt, diese Zielmarken zu erreichen. Nach Zahlen des Clean Hydrogen Monitors stammten im Jahr 2024 noch 95,3% der 10,9 Mio. Tonnen an produziertem Wasserstoff in Europa aus fossilen Quellen. Die im Juni 2025 installierte EU-weite Elektrolysekapazität betrug lediglich 571 MW.[4] Der Europäische Rechnungshof hat vor diesem Hintergrund in einem Sonderbericht die Wasserstoff-Ziele der EU als unrealistisch kritisiert.[5] Gegenwärtig arbeitet die EU an einem Update ihrer Wasserstoffstrategie, das für das 2.Halbjahr 2026 angekündigt ist.

Beim Aufbau einer Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff möchte Deutschland eine Vorreiterrolle innerhalb der EU einnehmen. In einer aktualisierten Fassung der nationalen Wasserstoffstrategie wurde das bisherige Ziel für heimische Elektrolysekapazitäten im Jahr 2030 verdoppelt (von 5 GW auf 10 GW).[6] Der erwartete starke Anstieg im Langfristbedarf wird aber auch bei Zielerreichung nicht komplett durch heimische Produktion gedeckt werden können. Deshalb betätigt sich Deutschland mit seiner Beschaffungsplattform H2Global auch als Pionier bei der Förderung von Wasserstoff-Importen.[7] Zudem wurde eine spezifische Import-Strategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate verabschiedet. Sie sieht vor, dass bis 2030 rund 50 bis 70%des nationalen Bedarfs (95 bis 130 TWh) durch Importe gedeckt werden, wobei als Fördermaßnahmen auch außenwirtschaftliche Garantieinstrumente zum Einsatz kommen sollen.[8] Auch die schwarz-rote Bundesregierung bekennt sich zu diesen politischen Zielen. Teil der Planungen ist der Aufbau eines nationalen Pipeline-Netzes bis 2032, das sowohl Neubauten als auch Umrüstungen bestehender Erdgasleitungen umfassen wird.

Nach aktuellen Projektzahlen der Deutschen Energie-Agentur (dena) wird Deutschland sein heimisches Kapazitätsziel von 10 GW für 2030 voraussichtlich deutlich verfehlen. Aktuell (Stand: Juli 2026) sind nur rund 0,2 GW Elektrolysekapazität in Betrieb. Die kumulierte Kapazität der gegenwärtig betriebenen, gebauten oder bis 2030 geplanten Projekte beträgt lediglich 5,5 GW. Davon weisen zudem nur 2 GW bereits eine gesicherte Finanzierung auf. Die gegenwärtig für die Inbetriebnahme nach 2030 geplanten Projekte stehen durchweg noch vor einer finalen Investitionsentscheidung (FID).[9]

---

2 EU-Kommission (2020). A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Eco-nomic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM/2020/301 final. Hierzu Menner, M. / Reichert, G., EU-Wasserstoffstrategie, cepAnalyse 14/2020.

3 EU-Kommission (2022). REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2022) 230 final. Hierzu Reichert, G. / Menner, M. / Schwind, S. (2022), REPowerEU: Struggling for EU Energy Sovereignty The EU Commission's Action Plan for Secure, Affordable and Sustainable Energy, cepAdhoc 04/2022.

4 Hydrogen Europe (2025). Clean Hydrogen Monitor 2025.

5 Europäischer Rechnungshof (2024). Die Industriepolitik der EU im Bereich erneuerbarer Wasserstoff: Rechtsrahmen weitgehend angenommen – Zeit für einen Realitätscheck. Sonderbericht.

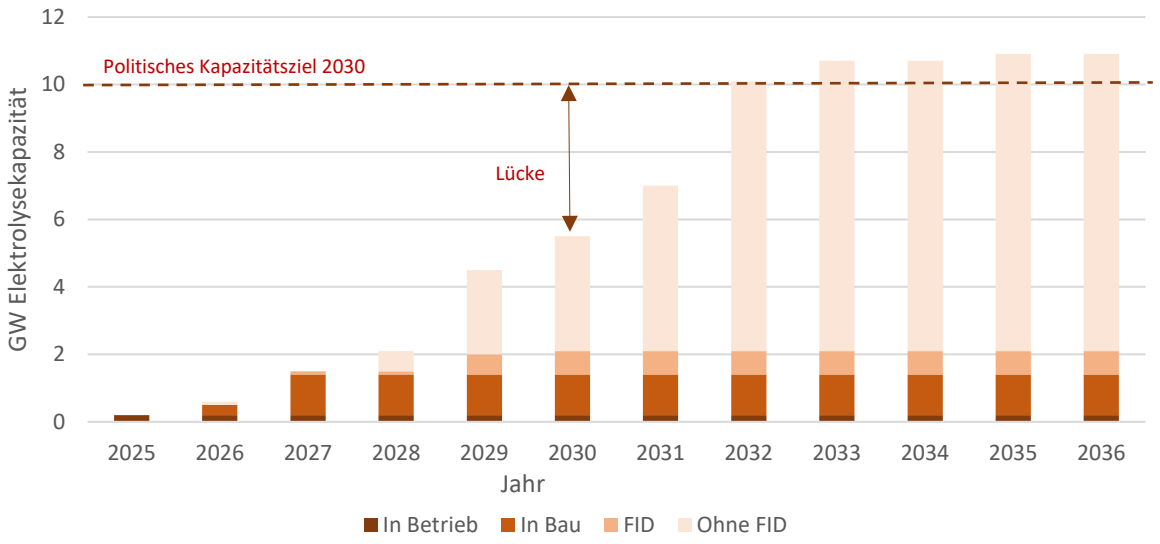
6 Bundesregierung (2023). Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie.

7 H2Global Stiftung (2025). Shaping the global energy transition.

8 Bundesregierung (2024). Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate.

9 dena (2026). Elektrolysekapazitäten in Deutschland. Deutsche Energie-Agentur.

Abbildung 1: Geplante Elektrolysekapazitäten in Deutschland nach aktuellem Projektstatus



Quelle: dena (2026); eigene Darstellung

2.2 Sektorale Bedarfe

Der Übergang zur Nutzung erneuerbaren Wasserstoffs wird voraussichtlich stufenweise erfolgen. Eine wichtige Rolle als nachfragestarke Ankerkunden in der Frühphase wird denjenigen Teilen der Industrie zukommen, die auf eine stoffliche Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff als Mittel zur Senkung von prozessbedingten Treibhausgasemissionen angewiesen sind. Dies betrifft erstens die gegenwärtig noch kohlebasierte Stahlproduktion in der Hochofentechnologie, die durch H_2-basierte Direktreduktion ersetzt werden kann. Dabei wird das Eisenerz nicht geschmolzen, sondern zu festem Eisenschwamm reduziert, wobei als Reduktionsmittel sowohl Erdgas als auch Wasserstoff in Frage kommen.[10] Die Verwendung von grünem Wasserstoff kann die CO_2-Bilanz des Prozesses deutlich verbessern. Erneuerbarer Wasserstoff kann zudem fossilen Wasserstoff als Rohstoff für die Herstellung der zentralen chemischen Grundstoffe Ammoniak und Methanol ersetzen. Darüber hinaus ist mittelfristig der Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in der Gewinnung industrieller Prozesswärme denkbar. Das betrifft etwa einige Hochtemperaturtechnologien, bei denen Wärmepumpen gegenwärtig noch an ihre Grenzen stoßen.[11]

Der Nationale Wasserstoffrat (NWS) hält in seinen neuesten, vor dem Hintergrund der jüngsten geopolitischen Ereignisse aktualisierten Bedarfsschätzungen an seinen bisherigen Vorstellungen zur langfristigen Bedarfsentwicklung in Deutschland fest. In den 2030er Jahren wird der Marktaufbau demnach voraussichtlich stark durch die Stahl- und Chemieindustrie getrieben werden, ergänzt durch erste Mobilitätsanwendungen vornehmlich im Schwerlastverkehr (Brennstoffzellen-LKW, LKW mit Wasserstoff-Verbrennungsmotoren). Mittelfristig wird ein zunehmender Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs im Energiesektor erwartet, als Ersatz für Erdgas in der gasbasierten Stromerzeugung und der Gewinnung von Fernwärme (siehe Tabelle 1). Zugleich betont der NWS die kritische Rolle der zukünftigen politischen Rahmenbedingungen sowie der Höhe der Energiepreise für die Realisierung dieser

[10] IEA (2019). The future of hydrogen. International Energy Agency. Study.
[11] Leicher, J., Giese, A., & Wieland, C. (2024). Electrification or hydrogen? The challenge of decarbonizing industrial (high-temperature) process heat. J, 7(4), 439-456.

Verbrauchspfade.[12] Das spiegelt sich auch in den erheblichen Unsicherheitsintervallen der Szenarien wider. Insbesondere die Frage der Standortsicherung der deutschen Grundstoffindustrien steht in enger Wechselbeziehung zur Nachfrageentwicklung nach Wasserstoff.

Tabelle 1: Wasserstoffbedarfe nach Sektoren in Deutschland (in TWh H_2)

Sektor/Zeitraum	Frühe 2030er-Jahre	Späte 2030er-, frühe 2040er-Jahre	Späte 2040er-Jahre
Industrie	30-55	90-180	140-300
Mobilität	25-30	35-75	75-135
Dezentrale Wärmeversorgung	gering	gering	gering
Strom- und Fernwärme	5-30	30-40	60-120
Gesamt	**60-115**	**155-295**	**275-555**

Quelle: NWR (2026)

3 Regulatorischer Rahmen

3.1 EU-Vorgaben

Um das EU-Klimaziel des European Green Deal der Klimaneutralität bis 2050 u.a. durch die Dekarbonisierung des Energiesystems zu erreichen, verfolgt die EU auch Strategien[13] für die Förderung erneuerbaren Wasserstoffs und für die Schaffung eines entsprechenden Binnenmarktes.

3.1.1 RED III, ReFuelEU Aviation und FuelEU Maritime

Die EU-Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbare-Energien-Richtlinie, RED III) legt für 2030 ein EU-weit verbindliches Ziel für den Anteil von erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU von mindestens 42,5% fest.[14] Einen Beitrag zur Erreichung dieses allgemeinen EE-Ziels soll auch erneuerbarer Wasserstoff leisten, dessen verstärkte Herstellung und Nutzung die RED III durch spezifische Teilziele in den Sektoren Industrie und den Verkehr unterstützen soll. Demnach müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass der Beitrag der für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten „erneuerbaren Brennstoffe nicht biogenen Ursprungs“ (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) im Industriesektor bis spätestens 2030 mindestens 42% und bis 2035 60% des für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke genutzten Wasserstoffs beträgt.[15] RFNBO sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, deren Energiegehalt aus erneuerbaren Energiequellen mit Ausnahme von Biomasse stammt.[16] Daher gilt erneuerbarer Wasserstoff, der durch Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in einen Elektrolyseur erzeugt wird, als RFNBO. Um im Verkehrssektor den Anteil erneuerbarer Energie einschließlich RFNBO und erneuerbaren Wasserstoffs zu erhöhen und die Treibhausgasintensität zu senken, muss jeder Mitgliedstaat Kraftstoffanbieter verpflichten, dafür zu sorgen, dass die Mengen an Kraftstoffen und an Elektrizität aus erneuerbaren Quellen, die dem Verkehr bereitgestellt werden, bis 2030 zu einem Mindestanteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am

[12] NWR (2026). Wasserstoffbedarfe: Eine Einordnung in den realpolitischen Rahmen. Informations- und Grundlagenpapier. Nationaler Wasserstoffrat.

[13] Europäische Kommission (2020). Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Eine EU-Strategie zur Integration des Energiesystems; Europäische Kommission (2020), Mitteilung COM(2020) 299 vom 7. Juli 2020, Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa.

[14] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Art. 3 Abs. 1.

[15] Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 22a Abs. 1 UAbs. 5.

[16] Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 2 Abs. 36.

Endenergieverbrauch im Verkehr von 29% oder bis 2030 zu einer Verringerung der Treibhausgasintensität um mindestens 14,5% führen. Zudem muss der kombinierte Anteil von fortschrittlichen Biokraftstoffen und Biogas, die aus bestimmten Rohstoffen[17] und aus RFNBO hergestellt wurden, an der Energieversorgung des Verkehrs 2025 mindestens 1% und 2030 mindestens 5,5% betragen, wovon der RFNBO-Anteil 2030 mindestens einem Prozentpunkt zu betragen hat.[18] Um sicherzustellen, dass der Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wird und mindestens 70% THG-Emissionen einspart, hat die Kommission 2023 zwei delegierte Rechtsakte erlassen.[19] Neben der RED III legen Ziele für den Einsatz von RFNBOs (hauptsächlich erneuerbarer Wasserstoff und wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe) auch die Verordnung „ReFuelEU Aviation“[20] für den Luftverkehr und die Verordnung „FuelEU Maritime“[21] für den Seeverkehr fest.

3.1.2 Gas-Binnenmarkt

Zur Verwirklichung des EU-Ziels der Klimaneutralität bis 2050 und der Dekarbonisierung des Energiesystems wurden die bisherigen EU-Vorgaben für den Erdgas-Binnenmarkt[22] durch die Richtlinie (EU) 2024/1788 (Gas-Binnenmarkt-Richtlinie)[23] und die Verordnung (EU) 2024/1789 (Gas-Binnenmarkt-Verordnung)[24] ersetzt und grundlegend reformiert. Sie zielen darauf ab, die Nutzung von Erdgas schrittweise zu reduzieren und hierfür die Einführung von erneuerbaren und CO_2-armen Gasen, einschließlich erneuerbaren Wasserstoffs, zu erleichtern.[25]

Die Gas-Binnenmarkt-Richtlinie[26] schafft einen EU-Rechtsrahmen für die Dekarbonisierung der Märkte für Erdgas und Wasserstoff. Hierzu regelt die Richtlinie insbesondere auch den Übergang von Erdgas zu einem integrierten, auf erneuerbarem und kohlenstoffarmem Gas beruhenden System. Dies umfasst EU-Vorgaben für den Transport, die Lieferung und die Speicherung von Wasserstoff, für die Organisation und Funktionsweise dieses Sektors, den Marktzugang, die Kriterien und Verfahren für die Erteilung von Netz-, Liefer- und Speichergenehmigungen für Wasserstoff sowie den Betrieb dieses Netzes. Dazu gehören auch Vorschriften für die schrittweise Errichtung eines EU-weiten Wasserstoffverbundnetzes, das zur langfristigen Flexibilität des Elektrizitätssystems und zur Verringerung der Netto-

17 Richtlinie (EU) 2018/2001, Anhang IX, Teil A.

18 Richtlinie (EU) 2018/2001, Art. 25 Abs. 1 lit. b.

19 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. 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 flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr.

20 Verordnung (EU) 2023/2405 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr (Initiative ReFuelEU Aviation).

21 Verordnung (EU) 2023/1805 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über die Nutzung erneuerbarer und kohlenstoffarmer Kraftstoffe im Seeverkehr und zur Änderung der Richtlinie 2009/16/EG.

22 Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt; Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen.

23 Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff.

24 Verordnung (EU) 2024/1789 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas sowie Wasserstoff.

25 Richtlinie (EU) 2024/1788, Erwägungsgrund 5; Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 5.

26 Richtlinie (EU) 2024/1788, Art. 1.

THG-Emissionen schwer zu dekarbonisierender Sektoren und damit insgesamt zur Dekarbonisierung des Energiesystems der EU beiträgt.

Die Gas-Binnenmarkt-Verordnung unterstützt u.a. eine koordinierte Infrastrukturplanung durch alle Energieversorger und sieht die Einrichtung eines Europäischen Netzes der Wasserstoffnetzbetreiber (ENNOH)[27] vor, das für die Ausarbeitung eines unverbindlichen EU-weiten 10-Jahres-Netzentwicklungsplans (TYNDP) für Wasserstoff ab 2028 zuständig ist.

3.2 EU-Förderinstrumente

Die EU setzt zur Förderung des Wasserstoffhochlauf nicht auf ein einziges Instrument, sondern auf ein Maßnahmenbündel:

3.2.1 Europäische Wasserstoffbank

Die sogenannte Europäische Wasserstoffbank[28] ist keine Bank im klassischen Sinne, sondern umfasst verschiedene freiwillige Maßnahmen, die den Ausbau der Wasserstofferzeugung und die Marktentwicklung von Wasserstoff beschleunigen sollen, u.a. indem sie die Transparenz von Wasserstoffnachfrage, -angebot, -strömen und -preisen erhöhen, Erzeuger und Verbraucher koordiniert zusammenbringen (Hydrogen Mechanism[29], „matchmaking“) und die Mischfinanzierung mit bestehenden Instrumenten zur Förderung und Finanzierung von Wasserstoff erleichtern sollen.

Kernstück der Europäischen Wasserstoffbank sind Prämienauktionen, bei denen die Durchführer von Wasserstoffprojekten Angebote für einen Zuschuss in Euro pro Kilogramm erzeugten RFNBO-Wasserstoffs abgeben, wobei diejenigen für den niedrigsten Zuschuss den Zuschlag erhalten. So wurden im Rahmen der 3. Auktion der Europäischen Wasserstoffbank im Mai 2026 rund 1,09 Mrd. Euro an neun Projekte mit knapp 1,1 GW Elektrolyseleistung ausgeschüttet.[30] Über „Auctions-as-a-Service“ können Mitgliedstaaten wie Deutschland und Spanien im selben Verfahren zusätzlich nationale Mittel.

In Kontext der Europäischen Wasserstoffbank regelt die Gas-Binnenmarkt-Verordnung einen freiwilligen Mechanismus zur Unterstützung des Marktentwicklung von Wasserstoff.[31] Dieser soll bis Ende 2029[32] die derzeit noch erhebliche Kluft zwischen den Kosten der Erzeugung von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff und dem Marktpreis insbesondere von Erdgas verringern[33] und solange Anreize setzen, bis Elektrolyseure und andere damit zusammenhängende Wasserstofftechnologien ausreichend wettbewerbsfähig sind. Hierzu kann die Kommission einen Dienstleister mit folgenden Tätigkeiten beauftragen:[34] (a) Erhebung und Verarbeitung von Marktdaten, z.B. über die Verfügbarkeit von Infrastruktur oder die Entwicklung von Wasserstoffströmen und -preisen, zur Erhöhung der Transparenz der Marktentwicklung in Bezug auf Wasserstoff; (b) Erfassung und Bewertung der Nachfrage aufseiten der Abnehmer; (c) Einholung von Angeboten für Wasserstoff bei Lieferanten; (d)

27 Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgründe 78 ff.
28 Europäische Kommission (2023), Mitteilung COM(2023) 156 vom 16. März 2023 über die Europäische Wasserstoffbank; European Commission, European Hydrogen Bank.
29 European Commission, Hydrogen Mechanism.
30 European Commission, Press Release of 7 May 2026, EU awards over €1 billion to European hydrogen projects to accelerate the clean transition; Hydrogen Europe, High levels of competition in 3rd EU Hydrogen Bank auction.
31 Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 52 ff.
32 Verordnung (EU) 2024/1789, Art. 52 Abs. 1.
33 Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 64.
34 Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 69 und Art. 52 Abs. 2.

Zugang zu den erhobenen für Lieferanten und Abnehmer relevanten Informationen. Für die Zeit nach Auslaufen des Mechanismus kann die Kommission einen Rechtsetzungsvorschlag zur Entwicklung eines nachfolgenden Mechanismus für die freiwillige Nachfragebündelung und gemeinsame Beschaffung von Wasserstoff vorlegen.[35]

3.2.2 EU-Innovationsfonds

Der EU-Innovationsfonds zur Förderung klimafreundlicher Technologien finanziert sich aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten des EU-Emissionshandels (EU ETS).[36] Das Gesamtvolumen des Fonds beträgt derzeit ca. 530 Millionen ETS-Zertifikate. Im Zeitraum 2020-2030 könnte er einem ETS-Zertifikatepreis von 75 Euro/t CO_2 ca. 40 Mrd. Euro umfassen.[37] Durch Investitionszuschüsse zur Überbrückung von Finanzierungslücken kann der Fonds den Bau von Elektrolyseuren und Wasserstoffanwendungen fördern.

3.2.3 Connecting Europe Facility (CEF): TEN-E, PCI und PMI

Auch wenn der Ausbau von Energienetzen primär Aufgabe der Mitgliedstaaten ist, leistet die EU einen Beitrag zur Entwicklung transeuropäischer Energienetze (TEN-E). Hauptinstrument hierfür sind förderungswürdige TEN-E-Projekte, zu deren Ko-Finanzierung die Connecting Europe Facility (CEF)[38] im Zeitraum 2021-2027 insgesamt 5,84 Milliarden Euro zur Verfügung stellt. Die TEN-E-Verordnung[39] sieht unter anderem die Förderung von Projekten zum Aufbau von Wasserstoffnetzen in vorrangigen geografischen Korridoren wie in Mittelost- und Südosteuropa vor. Förderungsfähige TEN-E-Projekte sind zum einen „Projekte von gemeinsamem Interesse“ (PCIs) für mehrere Mitgliedstaaten, die zur Verwirklichung mindestens eines vorrangigen Themengebiets wie z.B. dem Wasserstoffhochlauf oder in mindestens einem der vorrangigen geografischen Korridore erforderlich sind und einen europäischen Mehrwert generieren. „Projekte von gegenseitigem Interesse“ (PMIs) für Mitgliedstaaten und Drittstaaten außerhalb der EU müssen zudem einen Beitrag zur Dekarbonisierung durch die Integration erneuerbarer Energien leisten. TEN-E-Projekte können neben der finanziellen Teilförderung von beschleunigten Genehmigungsverfahren profitieren. Von den 235 TEN-E-Projekten, denen dieser Status zuerkannt wurde, sind 100 Wasserstoff- und Elektrolyseurprojekte.[40]

3.2.4 Important Projects of Common European Interest (IPCEI)

Auf der Basis der EU-Vorschriften über die Genehmigung von Subventionen der Mitgliedstaaten an Unternehmen[41] kann die Kommission feststellen, dass solche staatlichen Beihilfen zur Unterstützung

---

35 Verordnung (EU) 2024/1789, Erwägungsgrund 72 und Art. 52 Abs. 5.

36 ETS-Richtlinie 2003/87/EG, Art. 10a Abs. 8; Delegierte Verordnung (EU) 2019/856 der Kommission vom 26. Februar 2019 zur Ergänzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Funktionsweise des Innovationsfonds.

37 European Commission, Innovation Fund.

38 Verordnung (EU) 2021/1153 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 7. Juli 2021 zur Schaffung der Fazilität Connecting Europe; European Commission, Connecting Europe Facility.

39 Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur.

40 European Commission, News Announcement of 9 April 2026, 235 key cross-border energy projects to boost Europe's interconnectivity; Delegierte Verordnung (EU) 2026/764 der Kommission vom 1. Dezember 2025 zur Änderung der Verordnung (EU) 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse und Vorhaben von gegenseitigem Interesse.

41 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), Art. 107 Abs. 3 lit. b.

eines „wichtigen Vorhabens von gemeinsamem europäischem Interesse“ (IPCEI)[42] ausnahmsweise mit dem Binnenmarkt vereinbar sind. Ein beihilferechtlich genehmigungsfähiges IPCEI kann ein grenzüberschreitendes Wasserstoffprojekt in mindestens vier Mitgliedstaaten sein, das ein hohes Maß an technologischen oder finanziellen Risiken mit sich bringt und der EU z. B. durch die Schaffung europäischer Ökosysteme zugutekommen muss. Bis heute wurden vier IPCEIs in der Wasserstoff-Wertschöpfungskette[43] mit Unterstützung von insgesamt 18,9 Mrd. Euro an staatlichen Beihilfen gestartet. Hieran sind insgesamt 99 Unternehmen in 16 Mitgliedstaaten und Norwegen beteiligt, die voraussichtlich mehr als 27,1 Mrd. Euro an zusätzlichen privaten Investitionen mobilisieren werden.

3.2.5 Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)

Auch die Leitlinien der Kommission für ausnahmsweise mit dem Binnenmarkt vereinbare staatliche Beihilfen im Rahmen des Clean Industrial Deal 2025-2030 (CISAF)[44] erweitert den Spielraum der Mitgliedstaaten zur Förderung insbesondere erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Wasserstoffs. Insoweit besonders relevant sind vor allem die Abschnitte zu Beihilferegelungen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien[45], zur Beschleunigung einer verstärkten Nutzung kohlenstoffarmer Brennstoff[46], zur Dekarbonisierung[47], zu zusätzlichen Anforderungen an die Förderung von Biokraftstoffen, Wasserstoff oder aus Wasserstoff gewonnenen Brennstoffen[48] Die Beihilfeobergrenze darf über Pauschalbeträge bis 200 Mio. Euro, die Finanzierungslücke oder Ausschreibungen bemessen werden.[49] Parallel gelten weiterhin die Klima- und Energiebeihilfeleitlinien (CEEAG)[50] sowie die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung[51], die beide bestimmte Beihilfen ohne Anmeldung durch die Mitgliedstaaten bei der Kommission erlaubt.

3.3 Nationale Förderinstrumente Deutschland

Das bisherige Förderinstrumentarium für den Aufbau heimischer H_2-Lieferketten in Deutschland besteht im Wesentlichen aus einem Mix aus klassischer Investitionsförderung und Ansätzen zur partiellen Deckung von Betriebskosten, letzteres in erster Linie auf der Anwenderseite.

3.3.1 Investitionsförderung

Investitionsförderung in Form von staatlichen Zuschusszahlungen wird durch Bund und Länder über diverse Förderprogramme bewilligt. Sie adressiert prinzipiell die gesamte Lieferkette und trägt so zur Finanzierung von Investitionen in Elektrolyseure, H_2-Anwendungstechnologien und Leitungs- und Speicherinfrastruktur bei. Eine wesentliche Rolle für die Skalierung spielt die Förderung von Leuchtturm-

[42] Europäische Kommission, Mitteilung 2021/C 528/02 vom 30. Dezember 2021, Kriterien für die Würdigung der Vereinbarkeit von staatlichen Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse mit dem Binnenmarkt.

[43] European Commission, Approved IPCEIs in the Hydrogen value chain.

[44] Europäische Kommission, Mitteilung C/2025/3602 vom 4. Juli 2025, Rahmen für staatliche Beihilfen zur Unterstützung des Deals für eine saubere Industrie (Beihilferahmen für den Deal für eine saubere Industrie).

[45] CISAF, Abschnitt 4.1.

[46] CISAF, Abschnitt 4.2.

[47] CISAF, Abschnitt 4.2.

[48] CISAF, Abschnitt 5.2.2.

[49] CISAF, Abschnitt 5.3.

[50] Europäische Kommission, Mitteilung C/2022/481 vom 18. Februar 2022, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022.

[51] Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union.

Vorhaben durch die grenzüberschreitenden, von der EU ko-finanzierten IPCEI Projekte (siehe Abschnitt 3.2.1). Deutschland ist gegenwärtig an drei IPCEI mit Wasserstoffbezug beteiligt: Hy2Tech, Hy2Infra und Hy2Move. Geförderte Projekte beinhalten den Aufbau von Megawatt-Elektrolyseuren, eines Startnetzes für die zukünftige Pipelineinfrastruktur und Dekarbonisierungsprojekte für große Stahl- und Chemieunternehmen. [52] Daneben existiert auf Bundeslandebene eine Vielzahl an regionalen Förderprogrammen mit Investitionszuschüssen auch für kleine Projekte. [53]

3.3.2 Klimaschutzverträge

Ansätze zur staatlichen Deckung von Betriebskosten fokussieren sich bislang auf die H_2-Anwenderseite. Für industrielle H_2-Anwendungen hat die alte Bundesregierung mit den Klimaschutzverträgen ein langfristiges Förderinstrument geschaffen. Über einen Zeitraum von 15 Jahren wird Industrieunternehmen durch staatliche Ausgleichszahlungen vertraglich ein fixer CO_2-Preis garantiert, dessen Höhe die Unternehmen für die Mehrkosten des Übergangs von fossiler zu grüner Technologie kompensieren soll. Die Vergabe der Verträge erfolgt wettbewerblich über Ausschreibungen, bei denen Unternehmen über Gebote für den geforderten CO_2-Preis konkurrieren. Grundsätzlich dient das Instrument sowohl der Kostendeckung als auch der Absicherung gegen Preisrisiken. Letztere Funktion geht in den gegenwärtig ausgeschriebenen dynamischen Verträgen über CO_2-Preisrisiken hinaus. Über eine automatische Anpassung des gesicherten CO_2-Preises an Veränderungen in den Strom- und Wasserstoffpreisen erfolgt auch eine Absicherung gegen Energiepreisrisiken. Kostendeckung und Risikoabsicherung sind jedoch durch die Deckelung der individuellen Fördersumme begrenzt. [54]

3.3.3 Treibhausgasminderungsquote

Für H_2-Anwendungen im Mobilitätssektor erfolgt eine indirekte Form der Betriebskostenunterstützung durch die Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Sie verpflichtet Mineralölunternehmen zukünftig nicht zur Senkung der Treibhausgasemissionen ihrer Kraftstoffe. Sie definiert nun auch spezifische Mindestquoten für den Einsatz erneuerbaren Wasserstoffs und daraus hergestellter Derivate im Verkehrssektor (RFNBOs), basierend auf den EU-weiten Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (siehe Abschnitt 3.1). Die Quote startet 2030 bei 1,5% und erhöht sich schrittweise auf mindestens 10% im Jahr 2040. RFNBOs sind zudem bis 2036 dreifach auf die THG-Minderungspflicht anrechenbar. Die hierdurch incentivierte zusätzliche H_2-Nachfrage befördert nicht nur allgemein die Kostendegression der H_2-Produktion. Von der Handelbarkeit der THG-Quoten geht auch ein unmittelbarer Unterstützungseffekt für H_2-Anwender im Verkehrssektor aus. Kraftstoffhersteller können zur Erfüllung ihrer Quotenvorgaben THG-Zertifikate von Wasserstoff-Tankstellen erwerben. [55] Diese Zusatzerlöse der Tankstellen senken wiederum den Marktpreis wasserstoffbasierter Kraftstoffe. [56]

3.3.4 OPEX-Förderung Elektrolyseure

Eine Betriebskostenförderung der H_2-Erzeugung besteht in Deutschland bislang vornehmlich in einer Entlastung von staatlichen Abgaben und CO_2-Kosteneinflüssen beim zentralen Produktionsfaktor Strom. Elektrolyseure sind über einen Zeitraum von 20 Jahren von der Zahlung von

[52] Clean Hydrogen Partnership (2026). IPCEI Hydrogen.
[53] DIHK (2025). Wasserstoff-Förderprogramme im Überblick. Deutsche Industrie- und Handelskammer.
[54] BMWE (2026). CO_2-Differenzverträge für die Industrie. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
[55] Bundesgesetzblatt (2026a). Zweites Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote.
[56] H2-News (2026). Wasserstoffpreise sinken: THG-Quotenhandel zeigt Wirkung.

Stromnetzentgelten befreit. Auch entfällt zeitlich unbeschränkt die Pflicht zur Entrichtung der Stromsteuer. Die Befreiung von den Stromnetzentgelten soll jedoch nach Plänen der Bundesnetzagentur für Neuanlagen ab 2029 gestrichen werden. Ihr Entwurf der Reform der Netzentgeltsystematik sieht vor, dass Betreiber neuer Elektrolyseanlagen zukünftig ein Kapazitätsentgelt zahlen, jedoch kein Arbeitsentgelt je kWh genutztem Strom.

Direkte staatliche Zuschüsse aus dem Bundeshaushalt wurden bislang über die vereinzelte Auktionierung von Produktionsprämien gewährt. Dazu wurde der EU-weite Mechanismus der Europäischen Wasserstoffbank als Instrument genutzt (siehe Abschnitt 3.2.1). In einer ersten Auktionsrunde wurden so 350 Millionen Euro an Beihilfen an Elektrolyseprojekte vergeben.[57] Die Europäische Kommission hat mittlerweile Beihilfen in einem Umfang von 1,3 Milliarden Euro für eine zweite Auktionsrunde im Jahr 2026 genehmigt. Teilnahmeberechtigt an dieser Runde sind Elektrolyseprojekte, die erneuerbaren Wasserstoff in die Pipeline „Danish Hydrogen Backbone 1“ einspeisen und an Abnehmer im deutschen Wasserstoff-Kernnetz liefern.[58] Der Kreis möglicher Beihilfeempfänger ist damit räumlich eng begrenzt. Die über diesen Mechanismus gewährten Beihilfen sind zudem grundsätzlich befristet, in ihrer relativen Höhe durch maximale Gebotspreise gedeckelt und an die Erfüllung der Vorgaben der RFNBO-Definition (siehe Abschnitt 3.1) gebunden.

3.3.5 Förderung H_2-Infrastruktur

Eine staatliche Förderung der anfänglich hohen Kosten der Infrastrukturnutzung erfolgt über die Einrichtung eines Amortisationskontos für das entstehende Wasserstoff-Kernnetz (siehe Abschnitt 4.3.2) und die gesetzliche Deckelung der von Nutzern zu zahlenden Netzentgelte. Dazu wird das Amortisationskonto mit Mitteln eines KfW-Darlehens ausgestattet, die die Differenz zwischen Investitionskosten und gedeckeltem Netzentgelt zwischenfinanzieren. Die Rückzahlung des Darlehens erfolgt langfristig über die wachsenden Mehreinnahmen der Netzbetreiber. Die Entwicklung der Netzkosten wird so intertemporal geglättet.[59] Anfänglich übermäßig hohe Netzentgelte, die aus dem Missverhältnis zwischen hohen Investitionskosten und zunächst geringer Abnehmerzahl resultieren würden, werden vermieden.

Administrative Hemmnisse und Risiken für die Umsetzung von Wasserstoffprojekten werden zukünftig von den Regelungen des Wasserstoff-Beschleunigungsgesetzes adressiert. Ziel ist, die bislang als übermäßig langwierig eingeschätzten Genehmigungsverfahren von Projekten deutlich zu beschleunigen. Dazu werden Bau und Betrieb von Wasserstoffanlagen als von überragendem öffentlichem Interesse eingestuft, was ihnen eine Vorrangstellung bei Abwägungsentscheidungen einräumt. Einsprüche gegen Zulassungserscheinungen haben zukünftig keine aufschiebende Wirkung mehr, die Anzahl an Instanzen im Klageweg wird reduziert. Durch Vereinfachungen im Vergaberecht für wasserstoffbezogene Ausschreibungen und der durchgehenden Digitalisierung von behördlichen Prozessen sollen die administrativen Kosten für Projektbetreiber zusätzlich reduziert werden. Die Regelungen gelten für

[57] EU-Kommission (2024). Erneuerbarer Wasserstoff: Kommission genehmigt deutsche Förderregelung über 350 Mio. Euro. Presseartikel, 5. April 2024.

[58] EU-Kommission (2026). Erneuerbarer Wasserstoff: EU-Kommission genehmigt deutsche Beihilfe im Umfang von 1,3 Milliarden Euro. Pressemitteilung, 20. Mai 2026.

[59] BMF/BMWK (2025). Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes: Die erste Auszahlung an die Wasserstoff-Kernnetzbetreiber aus dem Amortisationskonto ist erfolgt. Gemeinsame Pressemitteilung des Bundesministeriums der Finanzen und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz, 25. März 2025.

eine breite Vielfalt an Wasserstoffanlagen entlang der gesamten Lieferkette, einschließlich Infrastrukturkomponenten wie Speicher, Pipelines und Import-Terminals.[60]

4 Volkswirtschaftliche Bedeutung des Zugangs zu Wasserstoff

4.1 Zentralität versus Dezentralität der H_2-Versorgung

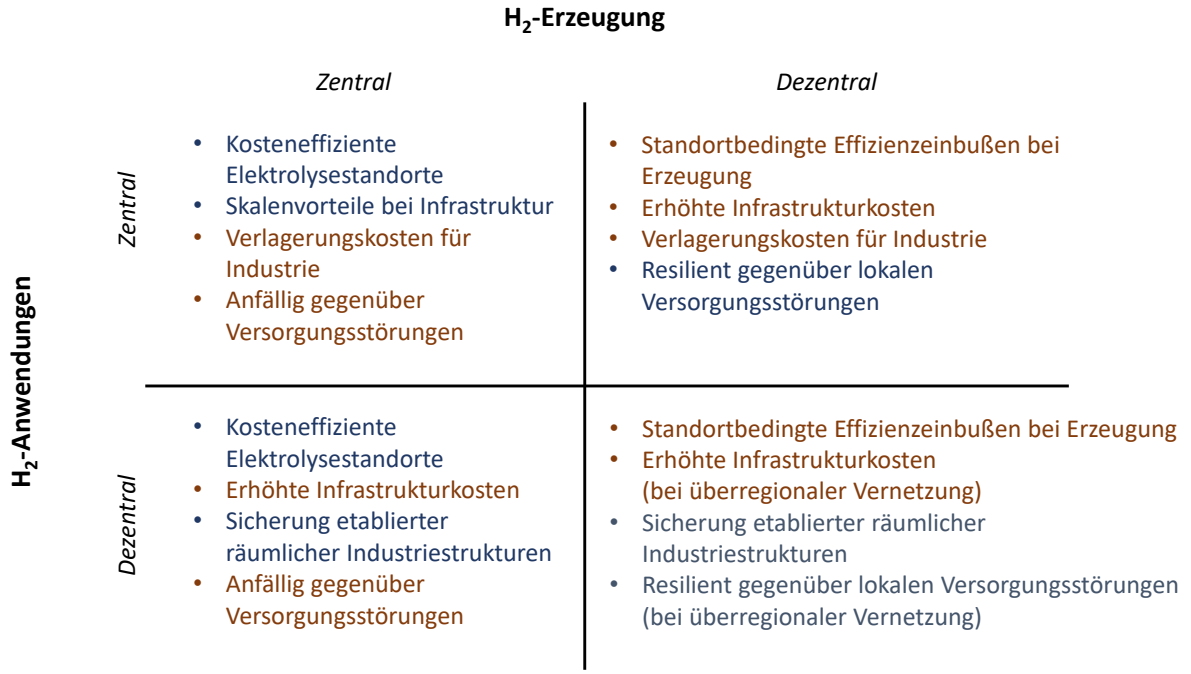
Die zukünftige Verortung wasserstoffbasierter Lieferketten hat bedeutenden Einfluss auf die räumliche Industriestruktur Deutschlands. Sie ergibt sich aus den heutigen Investitionsentscheidungen in H_2-Erzeugung, -Transport und -Anwendungstechnologien. Diese beeinflussen nicht nur die regionale Verteilung zukünftiger industrieller Wertschöpfung, sondern auch den Beitrag von Wasserstoff zu den gesamtwirtschaftlichen Transformationszielen. Um die Folgen verschiedener räumlicher Szenarien zu diskutieren, ist das Konzept von Zentralität und Dezentralität hilfreich. Dabei ist zwischen Angebots- und Nachfrageseite zu unterscheiden.

Unter Zentralität des Angebots verstehen wir eine Situation, in der die Elektrolysekapazitäten in Deutschland sich in Regionen mit hohem Erzeugungspotenzial für EE-Strom und damit geringen lokalen Gestehungskosten des genutzten Stroms konzentrieren. Dezentralität des Angebots beschreibt eine räumlich breit aufgestellte Verteilung von Elektrolysekapazitäten, die sich an weiteren Faktoren neben den Strom-Gestehungskosten orientiert. Zentralität der Nachfrage beschreibt eine Situation, in der die industrielle Wasserstoffnutzung sich auf wenige Industriezentren in Deutschland beschränkt. Dezentralität der Nachfrage beschreibt ein räumlich diversifiziertes Netzwerk der H_2-Versorgung.

Hieraus ergeben sich mögliche Szenarien räumlicher Lieferketten, die in ihren Vor- und Nachteilen abgewogen werden müssen (siehe Abbildung 2). Eine Kombination aus Angebots- und Nachfragezentralität verspricht Kosteneffizienz in der Wasserstoffgewinnung sowie die Nutzung von Skalenvorteilen beim Aufbau von Transportinfrastruktur. Allerdings ist bei Abhängigkeit von wenigen zentralen Leitungen die Resilienz der wasserstoffbasierten Wirtschaft gegenüber Störungen einzelner Versorgungskanäle tendenziell gering. Auch wäre eine räumliche Konzentration von Produktionskapazitäten wasserstoffabhängiger Industrien mit Verlagerungskosten verbunden: bestehende regionale Agglomerationsstrukturen würden aufgebrochen, Arbeitsplätze und Lieferantennetzwerke müssten verlagert werden. Eine Kombination aus zentraler Erzeugung und dezentral verteilten Abnehmern kann diese Anpassungskosten vermeiden. Die Investitionsanforderungen in die Transportinfrastruktur sind hier allerdings tendenziell höher, da es auch eines stark ausgebauten regionalen Verteilnetzes bedarf.

[60] Bundesgesetzblatt (2026b). Gesetz zur planungs- und genehmigungsrechtlichen Beschleunigung von Erzeugung, Speicherung, Import und Transport von Wasserstoff (Wasserstoffbeschleunigungsgesetz - WasserstoffBG).

Abbildung 2: Zielkonflikte bei der Wahl der räumlichen Struktur einer Wasserstoffversorgung



Quelle: Eigene Darstellung

Eine Kombination aus dezentraler Erzeugung und räumlich konzentrierten H_2-Industrien könnte einen Wettbewerb zwischen Erzeugungsregionen initiieren und so den Aufbau eines regionsübergreifenden Wasserstoffmarktes beschleunigen. Auch würde die Resilienz der Versorgung durch die geringere Abhängigkeit von einzelnen Versorgungskanälen gestärkt. Nachteil wäre die im Mittel größere Distanz zu den produktivsten EE-Stromerzeugungsregionen, und damit höhere Kosten in Erzeugung und/oder Transport von Elektrolysestrom. Auch würden hier nachfrageseitig Anpassungskosten entstehen. Dezentrale Erzeugung und Verbrauch eröffnet den Weg für eine erfolgreiche Transformation bestehender regionaler Industrieagglomerationen bei zugleich begrenzten H_2-Infrastrukturkosten. Ein gewisses Maß an überregionaler Vernetzung ist auch in dieser Variante wünschenswert, um die Entstehung überregionaler Märkte zu ermöglichen und die Resilienz der Versorgung (Vermeidung von isolierten „H_2-Inseln“) zu gewährleisten.

Entscheidungen über die räumliche Struktur von H_2-Lieferketten bergen damit aus gesellschaftlicher Sicht Zielkonflikte. In der Frage der Zentralität der Versorgung betrifft dies vor allem die Abwägung des Ziels der Effizienzsteigerung durch Skalenökonomien (Vorteil Zentralität) und der Sicherung der Resilienz von Versorgungswegen (Vorteil Dezentralität). Eine solche Zielabwägung bei der Standortwahl wird durch mehrere Faktoren erschwert. Erstens erfolgen die Investitionsentscheidungen durch eine Vielfalt an Akteuren mit unterschiedlichen Interessenlagen (u.a. Energiewirtschaft, Netzbetreiber, Industrie). Diese beeinflussen wechselseitig ihre jeweiligen Renditeperspektiven. Kompetitive Wasserstoff-Märkte als Instrumente zur zentralen Koordination von Entscheidungen über Preissignale sind in der Anfangsphase noch nicht existent. Unsicherheit über die Entwicklung der Rahmenbedingungen erzeugt so second-mover-Vorteile und befördert eine abwartende Haltung.[61] Zweitens hat ein Teil der Auswirkungen der Standortwahl den Charakter von externen Effekten. So kann der Resilienz-Beitrag

[61] Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G. F., Jensterle, M., & Luderer, G. (2022). Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Nature Energy, 7(9), 854-865.

einer räumlich diversifizierten Wasserstoffversorgung ökonomisch als öffentliches Gut begriffen werden. Investoren werden auch auf Wettbewerbsmärkten üblicherweise nicht für den gesellschaftlichen Nutzens dieses Gutes entlohnt. Das kann zu mangelnder Berücksichtigung von Resilienz-Zielen bei der Standortwahl führen. Drittens geschieht der Aufbau von H_2-Lieferketten nicht im luftleeren Raum, sondern ist eng mit der bestehenden Wirtschaftsstruktur verknüpft. Eine räumliche Verlagerung der Industrie-Infrastruktur in Deutschland erzeugt nicht nur Anpassungskosten durch das Aufbrechen bestehender regionaler Agglomerationsnetzwerke, sondern birgt auch das Risiko, dass Industriekapazitäten in der Übergangsphase direkt ins Ausland abwandern.

Daraus folgt, dass der Aufbau einer H_2-Versorgungsinfrastuktur in jedem Fall der politischen Begleitung bedarf. Eine an gesellschaftlichen Transformationszielen orientierte Förderpolitik sollte die marktexternen Effekte der Standortwahl aus Investorenperspektive so weit wie möglich monetarisieren. Innerhalb eines so gesetzten Förderrahmens ist zugleich ein Maximum an unternehmerischer Flexibilität zu gewährleisten. Unnötige technologische und administrative Schranken sind in der Förderpolitik zu vermeiden.

4.2 Regionale Wertschöpfung H_2-abhängiger Industrien

Eine H_2-Standortpolitik sollte wie oben argumentiert an den gegebenen industriellen Strukturen ansetzen. Zukünftig auf Wasserstoffversorgung angewiesene deutsche Industriestandorte sind bereits heute vielerorts in ihrer Wettbewerbsfähigkeit massiv bedroht. Das macht die Sicherung bestehender industrieller Wertschöpfung zu einer wesentlichen Aufgabe der Transformation.

Zur Illustration der Bedeutung dieser Aufgabe werden im Folgenden die gegenwärtigen regionalen Wertschöpfungsbeiträge von zukünftig wasserstoffnutzenden Industrien geschätzt. Dies erfordert den Rückgriff auf mehrere Datenquellen und Approximationsschritte. Denn H_2-Anwendungen sind technologisch deutlich enger eingegrenzt als die Branchenstruktur der amtlichen Wirtschaftszweigklassifikation, welche der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung zugrunde liegt. Bei der Zuordnung von Produktionsprozessen sind zudem Prozesse, bei denen erneuerbarer Wasserstoff als einer von mehreren klimaneutralen Lösungen in Frage kommt, und Prozesse, die für die Dekarbonisierung nach heutigem Kenntnisstand in jedem Fall auf erneuerbaren Wasserstoff angewiesen sein werden, zu differenzieren.

Wir unterscheiden im Folgenden zwischen einer H_2-bezogenen Wertschöpfung im engeren und im weiteren Sinne, basierend auf der Klassifikation von Neuwirth et al. (2022).[62] Die Wertschöpfung im engeren Sinne umfasst zukünftige Kernsektoren, die auf die stoffliche Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff als Rohstoff oder Reduktionsmittel angewiesen sind. Das umfasst aus heutiger Perspektive die Rohstahlproduktion mittels H_2-Direktreduktion sowie die Herstellung der Basischemikalien Ammoniak und Methanol. Die Wertschöpfung im weiteren Sinne umfasst neben diesen Kernsektoren solche Branchen, in denen erneuerbarer Wasserstoff als ein möglicher Energieträger für die klimaneutrale Erzeugung von Prozesswärme in Frage kommt. Dies beinhaltet gemäß Neuwirth et al. (2022) die Herstellung von Aluminium, Klinker/Zement, Behälterglas und Flachglas. Bei den hier erforderlichen Hochtemperaturprozessen könnten sich Wasserstofftechnologien gegenüber einer direkten Elektrifizierung mittels Wärmepumpen durchsetzen. Zusätzlich wurde die Papierherstellung als ein weiterer

[62] Neuwirth, M., Khanra, M., Fleiter, T., Jovicic, M., & Shinde, M. (2022). Future hydrogen demands from industry transition towards 2030–a site-specific bottom-up assessment for North-Western Europe. In European Council for an Energy-Efficient Economy (ECEEE Summer Study) 2022.

Hochtemperaturprozess mit Anwendungspotenzial für Wasserstoff in die erweiterte Sektorliste aufgenommen.[63]

Die beiden Abgrenzungen lassen sich als untere und obere Grenze des Wertschöpfungsbeitrags zukünftiger Anwenderindustrien von erneuerbarem Wasserstoff verstehen. Die Quantifizierung dieses Beitrags erfolgte auf Basis einer Reihe von Approximationsschritten. Zunächst wurden für das jüngste verfügbare Jahr vom Statistischen Bundesamt Daten zur nationalen Bruttowertschöpfung der Wirtschaftsabteilungen (WZ 2-Steller-Ebene) beschafft.[64] Die Ebene der Wirtschaftsabteilungen ist die am stärksten differenzierte sektorale Ebene, für die amtliche Wertschöpfungszahlen vorliegen. Mittels Daten der Bundesarbeitsagentur zur Zahl sozialversicherungspflichtig Beschäftigter wurde hieraus die Wertschöpfung je Beschäftigtem nach Wirtschaftsabteilungen ermittelt. Dieser Indikator diente als ein Baustein für die nachfolgende Regionalisierung.[65]

Der zweite Baustein war eine eigenständige Recherche regionaler Beschäftigungszahlen der relevanten Industrien. Hierzu wurden zunächst die folgenden Quellen zur Lage deutscher Produktionsstandorte konsultiert: Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hochofen-Stahl, Elektrostahl)[66], Forschungsstelle für Energiewirtschaft (Aluminium, Ammoniak, Methanol)[67], Verein Deutscher Zementwerke (Zement)[68], Bundesverband Glasindustrie (Glas)[69], Verband „Die Papierindustrie“ (Papier)[70]. Anschließend wurden auf Basis einer KI-unterstützten Freihandrecherche lokale Beschäftigtenzahlen der relevanten Unternehmen an den jeweiligen Standorten ermittelt. In Fällen, in denen keine Informationen über lokale Beschäftigtenzahlen ermittelt werden konnten, wurden diese über Daten zur räumlichen Verteilung der branchenspezifischen Produktionskapazitäten aus der Hotmaps Industrial Database approximiert. Die ermittelten Beschäftigtenzahlen wurden den jeweiligen Landkreisen/kreisfreien Städten zugeordnet und als Plausibilitätscheck mit regionalen Beschäftigtendaten für komplette Wirtschaftsabteilungen der Statistik der Arbeitsagentur verglichen. Im letzten Schritt wurden die ermittelten regionalen Beschäftigtenzahlen mit der branchenspezifischen nationalen Höhe der Wertschöpfung je Beschäftigten multipliziert.[71]

Die Karten in Abbildung 3 zeigen die räumliche Verteilung der geschätzten Wertschöpfungsbeiträge auf Kreisebene, einmal nach enger Abgrenzung nur für die Kernsektoren und einmal nach weiter Abgrenzung (stoffliche und energetische Nutzung). Gegenwärtige Produktionskapazitäten der Kernsektoren Hochofenstahl, Ammoniak und Methanol sind grundsätzlich auf wenige Standorte in Deutschland beschränkt. Diese verteilen sich mit Ausnahme des Südens allerdings quer über die Republik. Die höchsten Wertschöpfungsbeiträge wurden demnach in der Stadt Duisburg (Stahlproduktion) in Nordrhein-Westfalen realisiert, gefolgt vom niedersächsischen Salzgitter (Stahl) und dem Saalekreis in

63 Röper, K., Kunz, N., & Gast, L. (2025). Renewable hydrogen in industrial production: A bibliometric analysis of current and future applications. International Journal of Hydrogen Energy, 98, 687-696.

64 Statistisches Bundesamt (2026). VGR des Bundes - Bruttowertschöpfung (nominal/ preisbereinigt): Deutschland, Jahre, Wirtschaftsbereiche.

65 Statistik Arbeitsagentur (2026). Beschäftigungsstatistik.

66 WV Stahl (2026). Wege der Stahlproduktion. Wirtschaftsvereinigung Stahl.

67 FfE (2022). Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. Forschungsstelle für Energiewirtschaft.

68 vdz (2023). Zementindustrie im Überblick. Verein Deutscher Zementwerke.

69 BV Glas (2025). Mitgliedsunternehmen des Bundesverbands Glasindustrie e.V. und ihre Standorte. Bundesverband Glasindustrie.

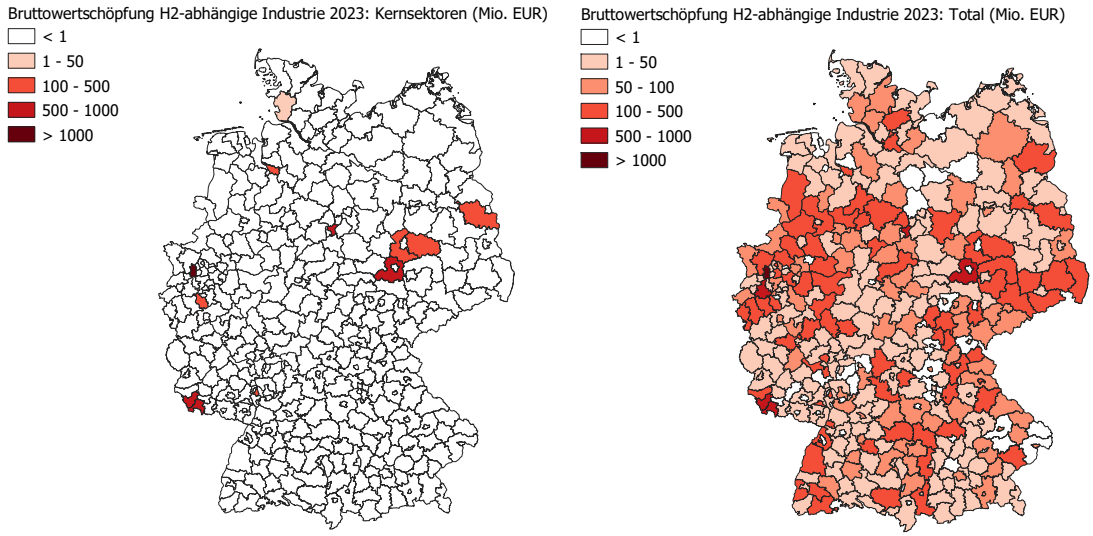
70 Die Papierindustrie (2026). Mitgliedsunternehmen.

71 Eine Einschränkung dieser Vorgehensweise ist, dass hiermit keine regionalen Unterschiede in den intrasektoralen Arbeitsproduktivitäten abgebildet werden können.

Sachsen-Anhalt (Methanol). Am zukünftigen Zugang zu klimafreundlichem Wasserstoff hängt also die Produktionsbasis einer ganzen Reihe an traditionell bedeutender Industrieregionen in Deutschland. Die erhebliche räumliche Distanz dieser Regionen bedeutet, dass eine deutschlandweite Versorgung von Kernsektoren eine umfassende H_2-Infrastruktur für den Langstreckentransport erfordert - oder alternativ eine sehr dezentrale H_2-Erzeugung.

Die Einbeziehung zusätzlicher Industriesektoren, welche erneuerbaren Wasserstoff zukünftig für die Dekarbonisierung ihrer Energieversorgung nutzen könnten, verändert das Bild deutlich (rechte Seite in Abbildung 3). Eine wesentlich größere Zahl an Kreisen/kreisfreien Städten besitzt nach dieser Abgrenzung bedeutende H_2-abhängige Industriekapazitäten. Eine breitere industrielle Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff würde also voraussichtlich auch mit einer räumlich deutlich stärker diversifizierten Wasserstoffökonomie einhergehen. Ein bedeutender Teil dieser zusätzlichen Wertschöpfungszentren findet sich in räumlicher Nähe zu den Standorten der Kernsektoren, was Größenvorteile beim Aufbau der Transport- und Speicherinfrastruktur verspricht. Ein anderer Teil potenziell wasserstoffnutzender Industriezentren liegt allerdings weit abseits dieser Standorte, etwa Baden, Franken und das Emsland. Deren Einbindung in eine zukünftige Wasserstoffversorgung erfordert einen dezentraleren Ansatz bei der Infrastrukturentwicklung.

Abbildung 3: Geschätzte regionale Bruttowertschöpfung H_2-abhängiger Industrien (NUTS-3)



Quelle: Eigene Berechnungen

Die deutschlandweite Bruttowertschöpfung der in weitester Abgrenzung H_2-abhängigen Industrien im Jahr 2023 wird auf 30,2 Milliarden Euro geschätzt. Dies beinhaltet wohlgemerkt nur die direkt geschaffene Wertschöpfung der betrachteten H_2-abhängigen Produktionsprozesse, keine vor- oder nachgelagerten Wertschöpfungsstufen. Der Aufbau wasserstoffbasierter Industriecluster würde voraussichtlich auch erhebliche indirekte Wertschöpfungseffekte nach sich ziehen, über den Demand-Pull in vorgelagerten Branchen (u.a. Elektrolyse, H_2-Transport-Infrastruktur, Herstellung von Elektrolyseuren und Komponenten) und Agglomerationsvorteile für die nachgelagerten grundstoffverarbeitenden Industrien. Diese Effekte sind gegenwärtig noch nicht verlässlich regionalisierbar. Existierende Input-Output-Analysen heutiger Industrieproduktion ergeben bundesweite Wertschöpfungs-Multiplikatoren von

durchschnittlich 1,8 bis 2,0.[72] D.h., mit Einbeziehung der Vorleistungsnachfrage dürfte der Wertschöpfungsbeitrag potenziell H_2-abhängiger Industrien im Jahr 2023 bei etwa 60 Milliarden Euro gelegen haben. Schwerer quantifizierbare positive Auswirkungen auf die Standortsicherheit nachgelagerter Sektoren und die Konsumgüternachfrage der Beschäftigten kämen hier noch hinzu.

4.3 Räumliche Muster geplanter Kapazitätsinvestitionen

4.3.1 H_2-Erzeugung

Die vorangegangene Analyse ging von der gegenwärtigen Industrielandschaft in Deutschland aus. Für den einsetzenden Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur stellt die bestehende räumliche Wertschöpfungsstruktur eine wichtige Ausgangsbedingung dar. Volkswirtschaftliche Effizienzvorteile bestehender Industrieagglomerationen sind ein relevanter Wohlfahrtsfaktor. Der Erhalt von regionalen Industriestrukturen muss zugleich gegen das Ziel einer möglichst bundesweit kostenminimalen Erzeugung und Verteilung von erneuerbarem Wasserstoff abgewogen werden. Zur Abbildung möglicher Zielkonflikte betrachten wir im nächsten Schritt die räumliche Verteilung gegenwärtiger Kapazitätsplanungen und stellen sie der industriellen Wertschöpfung gegenüber.

Zunächst wurden die Standorte der gegenwärtig realisierten oder geplanten Elektrolysekapazitäten in Deutschland recherchiert. Hierzu wurden drei Quellen herangezogen: die Hydrogen Infrastructure Map des europäischen Open Hydrogen Projects[73], die Datenbank des European Hydrogen Observatory[74] und die Hydrogen Production Projects Database der International Energy Agency (IEA)[75].

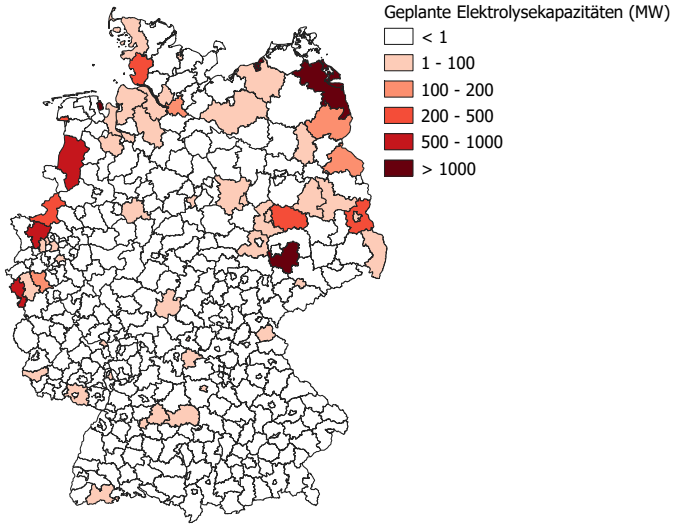
Abbildung 4 stellt die Verteilung der gegenwärtig geplanten Elektrolysekapazitäten mit Inbetriebnahme bis zum Jahr 2035 nach Landkreisen dar. Es zeigt sich ein klarer räumlicher Fokus auf wenige kreisübergreifende Erzeugungszentren: den äußersten Nordwesten, den äußersten Nordosten und die Grenzregion zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt. Die geplanten Elektrolysekapazitäten im Süden beschränken sich dagegen auf wenige isolierte Regionen und sind grundsätzlich deutlich geringer. Das geplante Erzeugungsmuster korreliert insgesamt stark mit der räumlichen Verteilung von Wind-Onshore-Kapazitäten in Deutschland. Die Standortplanung großer Elektrolyseprojekte ist offensichtlich stark ressourcenmotiviert, insbesondere auf die Nutzung regionaler Überschüsse aus der Windstromerzeugung ausgerichtet.

Daraus ergibt sich eine teilweise beträchtliche räumliche Distanz zu den erwarteten Verbrauchszentren. Abbildung 5 stellt die in Abschnitt 3.2 geschätzte regionale Wertschöpfung H_2-abhängiger Industrien den geplanten Elektrolysekapazitäten gegenüber, die innerhalb einer Distanz von 100 km zum jeweiligen Landkreis angesiedelt werden.[76] Die Kreise mit den umfangreichsten geplanten Elektrolysekapazitäten in ihrer Nähe weisen größtenteils nur eine unterdurchschnittliche H_2-bezogene industrielle Wertschöpfung auf. Die erwarteten Zentren industrieller H_2-Nutzung, allen voran Duisburg als Ausreißer, können wiederum auf im Bundesvergleich nur mittelgroße bis geringe lokale

[72] Steinhaus, H., & Kraft, S. (2022). Volkswirtschaftliche Bedeutung des Industriellen Sektors in Deutschland: Eine vergleichende Analyse auf nationaler und internationaler Ebene (No. 469). Study der Hans-Böckler-Stiftung.
[73] Open Hydrogen Project (2026). Hydrogen Infrastructure Map.
[74] European Hydrogen Observatory (2026). Hydrogen Production.
[75] IEA (2026). Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database.
[76] In die Berechnung wurden Elektrolysekapazitäten in grenznahen NUTS-3 Regionen von Deutschlands Nachbarländern einbezogen.

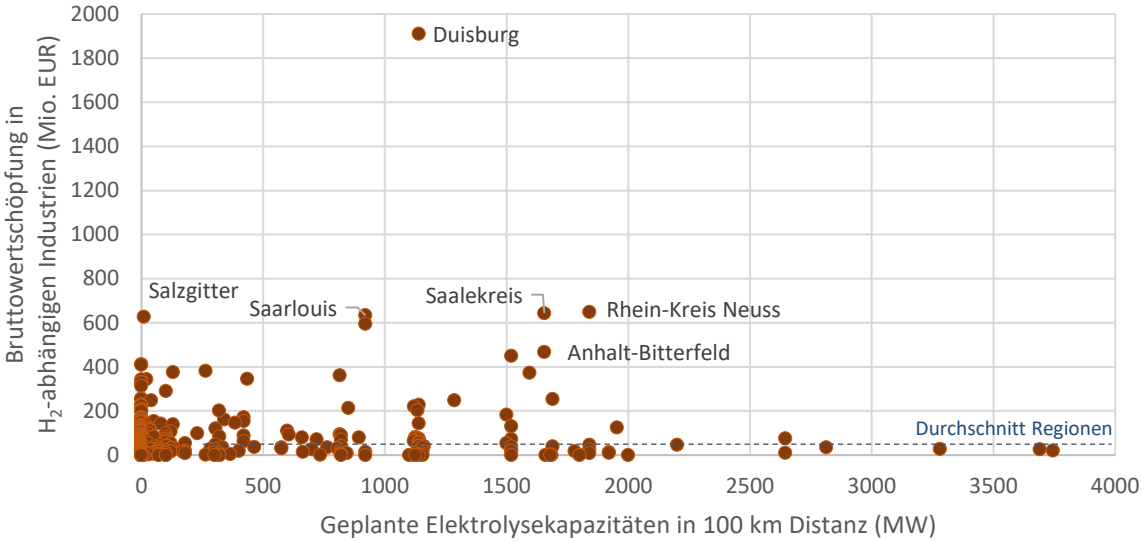
Elektrolysekapazitäten zurückgreifen. Der Aufbau von Wasserstoff-Pipelines für den innerdeutschen Langstreckentransport stellt damit eine wichtige Restriktion für die Entstehung von Wasserstoffmärkten dar.

Abbildung 4: Gegenwärtig geplante Elektrolysekapazitäten bis 2045 nach Regionen (NUTS-3)



Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5: Gegenüberstellung Bruttowertschöpfung und geplante Elektrolysekapazität (NUTS-3)



Quelle: Eigene Berechnungen

4.3.2 H_2-Transportinfrastruktur

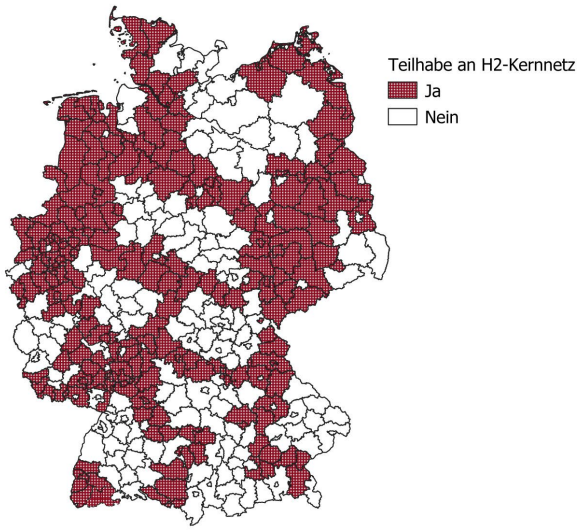
Die Investitionen in eine innereuropäische Wasserstoff-Infrastruktur werden sich zunächst auf den Aufbau eines grenzüberschreitenden Pipeline-Netzes – dem sogenannten European Hydrogen Backbone (EHB) – konzentrieren. Zu diesem Zweck haben sich 33 europäische Gasnetzbetreiber in der EHB-Initiative zusammengeschlossen. Sie plant bis 2040 den Aufbau eines EHB bestehend aus fünf

grenzüberschreitenden, nahezu den gesamten Kontinent verbindenden Transportkorridoren mit einer Gesamtlänge von 53 000 km.[77] Bis 2030 sollen hiervon bereits 31,500 km fertiggestellt sein.

Der Aufbau des deutschen Teils, dem Wasserstoff-Kernnetz, soll gemäß genehmigtem Antrag der Fernleitungsnetzbetreiber bis 2032 Investitionen in einem Umfang von 18,9 Mrd. Euro auslösen. Von den insgesamt 9040 km genehmigten Leitungen basieren 60% auf der Umwidmung bestehender Erdgasleitungen.[78] Die Finanzierung soll grundsätzlich wie beim Stromnetz privatwirtschaftlich erfolgen, über ein einzurichtendes System an von Verbrauchern zu zahlenden Netzentgelten. Um in der Anfangsphase die zunächst noch geringe Zahl an Netznutzern gegen zu hohe Netzentgelte abzusichern, wird jedoch ein Amortisationskonto eingerichtet. Dieses deckelt in der Anfangsphase die Netzentgelte. Die Diskrepanz zwischen den gedeckelten Einnahmen und den Betriebskosten der Netzbetreiber wird durch staatliche Gelder vorfinanziert. Mit wachsender Nutzerzahl entstehen im Laufe der Zeit Mehreinnahmen aus Fixkostendegression, die zum Ausgleich des Amortisationskontos verwendet werden. Sofern bis 2055 das Konto nicht vollständig ausgeglichen ist, greift eine subsidiäre staatliche Absicherung.[79]

Abbildung 6 zeigt, durch welche Landkreise in Deutschland die geplanten Trassen des Kernnetzes verlaufen werden. Ein räumlicher Schwerpunkt des Netzanschlusses liegt auf dem Nordwesten Deutschlands, als Folge der hohen geplanten regionalen Elektrolysekapazitäten, der Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen und der über die Region abgewickelten Wasserstoff-Importe. Weitere Netzverdichtungen finden sich in der Rhein-Main-Region und im mitteldeutschen Chemiedreieck. Grundsätzlich sind sämtliche Bundesländer an das Kernnetz angeschlossen, teilweise allerdings nur in Form isolierter Korridore.

Abbildung 6: Teilhabe NUTS-3 Regionen am H_2-Kernnetz

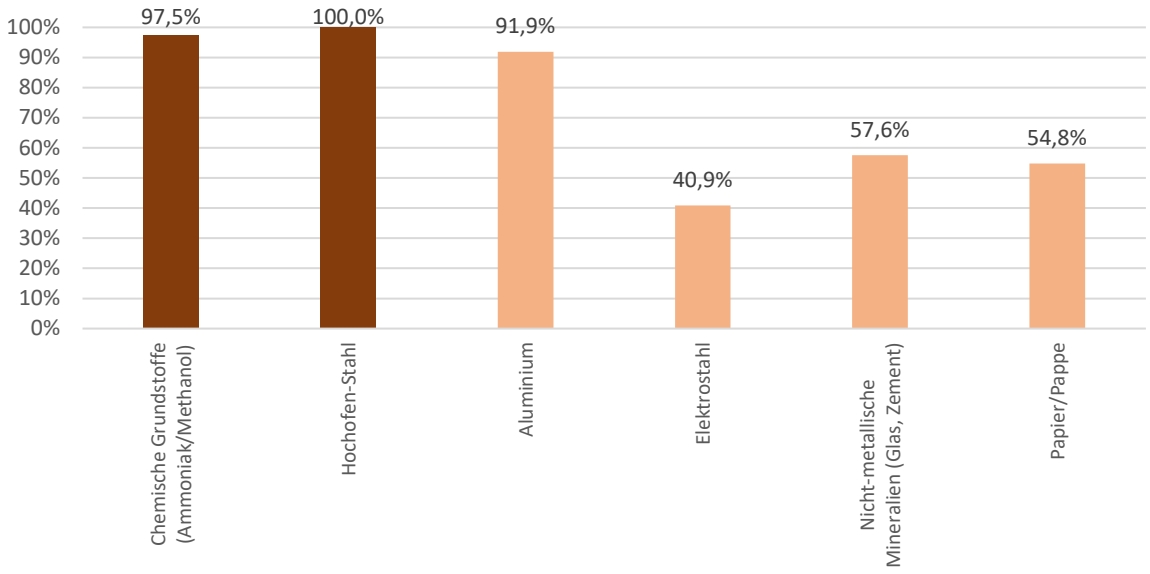


Quelle: Eigene Berechnungen

[77] European Hydrogen Backbone Initiative (2025). The European Hydrogen Backbone (EHB) Initiative.
[78] Bundesnetzagentur (2024). Genehmigung eines Wasserstoff-Kernnetzes gemäß § 28q Abs. 8 S. 1 i. V. m. § 28q Abs. 1, 2, 4, 5, 6 Satz 1 sowie des Abs. 7 EnWG - Oktober 2024.
[79] BMWK (2024). FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.

Abbildung 7 zeigt auf Grundlage der Wertschöpfungszahlen aus Abschnitt 4.2, welcher Anteil der bundesweiten Wertschöpfung in zukünftig H_2-nutzenden Industrien auf Kreise mit geplantem Anschluss an das Kernnetz entfällt. Erwartungsgemäß zeigt sich eine sehr hohe Abdeckung bei den zukünftigen H_2-Kernindustrien Hochofenstahl und chemische Grundstoffproduktion (Ammoniak/Methanol). Bei potenziell Wasserstoff als Energieträger nutzenden Industrien ist die Variation dagegen groß. Kreise mit Aluminiumproduktion werden weit überwiegend an das Kernnetz angeschlossen. Bei der Zement-, Papier- und Elektrostahlproduktion sind die Abdeckungsraten deutlich geringer. Im Falle der Elektrostahlproduktion entfällt weniger als die Hälfte der Wertschöpfung auf Kreise mit Anschluss an das Kernnetz.

Abbildung 7: Anteil regionaler Wertschöpfung mit Kernnetzabdeckung nach Industrien



Quelle: Eigene Berechnungen

Hieraus können zwar keine einzelwirtschaftlichen Aussagen über die Rentabilität zusätzlicher Infrastrukturinvestitionen abgeleitet werden. Unsere Makro-Analyse legt aber nahe, dass eine Versorgung durch das Kernnetz allein die H_2-Nutzungspotenziale der deutschen Industriestandorte nicht vollständig ausschöpfen wird. In Kombination mit einer regional konzentrierten H_2-Erzeugung (siehe Abschnitt 4.3.1) nährt das die Befürchtung, dass zukünftige H_2-Lieferketten in Deutschland räumlich übermäßig stark zentralisiert sein werden. Etwaige Versorgungslücken gefährden nicht nur bestehende Industriestandorte. Eine unzureichende regionale Diversifizierung könnte langfristig auch die gesamtdeutsche Resilienz gegenüber lokalen Versorgungsstörungen schwächen und einen echten überregionalen Wettbewerb an Wasserstoffmärkten angebots- wie nachfrageseitig behindern. Die Incentivierung zusätzlicher dezentraler Investitionstätigkeit erfordert zuallererst eine Betrachtung der Investorenperspektive.

5 Ökonomik der H_2-Erzeugung

5.1 Kostenstruktur

Grüner Wasserstoff wird in Deutschland nach wie vor zu Preisen gehandelt, die deutlich über dem Niveau konventionell fossil hergestelltem („grauen“) Wasserstoff liegen. Der Wasserstoff Spot-

Preisindex „Hydex“ zeigte am 10.8.2026 für grünen Wasserstoff einen kostenbasierten Referenzpreis von 6,78 Euro pro kg, für grauen Wasserstoff einen Preis von 3,96 Euro pro kg und für blauen Wasserstoff (fossil hergestellt mit CO_2-Abscheidung) einen Preis von 4,33 Euro pro kg.[80] Um die Kostensenkungen zu erreichen, die erforderlich sind, damit erneuerbarer Wasserstoff wettbewerbsfähig wird, müssen die Investitions-, Betriebs- und Transportkosten in Zukunft deutlich gesenkt werden. Zu den Investitionskosten zählen die erwartete Kapitalrendite (Zinszahlungen für Fremdkapital und eine marktübliche Eigenkapitalrendite) sowie die Abschreibungen auf Investitionen in Elektrolyseure. Zu den Betriebskosten zählen die Kosten für die Ressourcen, die für den Betrieb der Elektrolyseure benötigt werden.

Investitions- und Betriebskosten hängen von der Wahl der Elektrolysetechnologie ab. Bislang finden drei Arten von Elektrolysetechnologien Anwendung, welche sich durch den Aufbau der Elektrolysezellen unterscheiden: alkalische Elektrolysezellen (AEC), Protonenaustauschmembran-Elektrolysezellen (PEMEC) und Festoxid-Elektrolysezellen (SOEC). Die AEC-Technologie ist die älteste Methode der Wasserelektrolyse. Sie erfordert geringe Investitionen pro kW, da bei ihrer Konstruktion keine teuren Metalle verwendet werden, und ist langlebig. Allerdings ist der Umwandlungswirkungsgrad (d. h. die pro kg erzeugtem Wasserstoff benötigte Strommenge) relativ gering und der Betrieb nicht sehr flexibel. Die Betriebskosten sind daher relativ hoch. Die PEMEC-Technologie erzielt höhere Wirkungsgrade und ist im Betrieb flexibler. Allerdings führt die Verwendung von Edelmetallen wie Platin und Iridium bei der Herstellung zu höheren Anschaffungskosten.[81] Die auf Hochtemperaturbetrieb setzende SOEC-Technologie ist die noch am wenigsten ausgereifte Technologie. Sie bietet das Potenzial, sehr hohe Umwandlungswirkungsgrade mit niedrigen Materialkosten zu verbinden, und erste großtechnische Anwendungen haben sich als erfolgreich erwiesen.[82] Der Hochtemperaturbetrieb beschleunigt jedoch den Materialverschleiß. Zudem führen die derzeit noch geringen Produktionsmengen zu sehr hohen Einkaufspreisen.[83]

Mit Blick auf die Zukunft wird erwartet, dass der Ausbau der Wasserstoffproduktion zu Kostensenkungen bei der Herstellung von Elektrolyseuren führen wird. Dazu gehören Skaleneffekte in der Fertigung von (Fixkostendegression) und Erfolge bei der Senkung der Ressourcenintensität, etwa zur Reduktion des Bedarfs an Platin und Iridium als Katalysatoren in der PEMEC-Technologie.[84] Auf Basis der derzeitigen Projektpipeline rechnet die IEA bis 2030 mit einer Kostensenkung von 25-56% für in westlichen Ländern hergestellte Elektrolyseure.[85] Auch der Betrieb der Elektrolyseure bietet Aussicht auf dynamische Skalenvorteile. Die im Laufe der Zeit gesammelten Erfahrungen in der Produktion sollen die Effizienz bestehender Technologien verbessern und somit den erforderlichen Stromverbrauch pro kg Wasserstoff senken. Verbesserungen bei der Langlebigkeit der Materialien, insbesondere bei der Hochtemperatur-Elektrolyse, können ein weiteres positives Ergebnis dieser Lernprozesse sein.

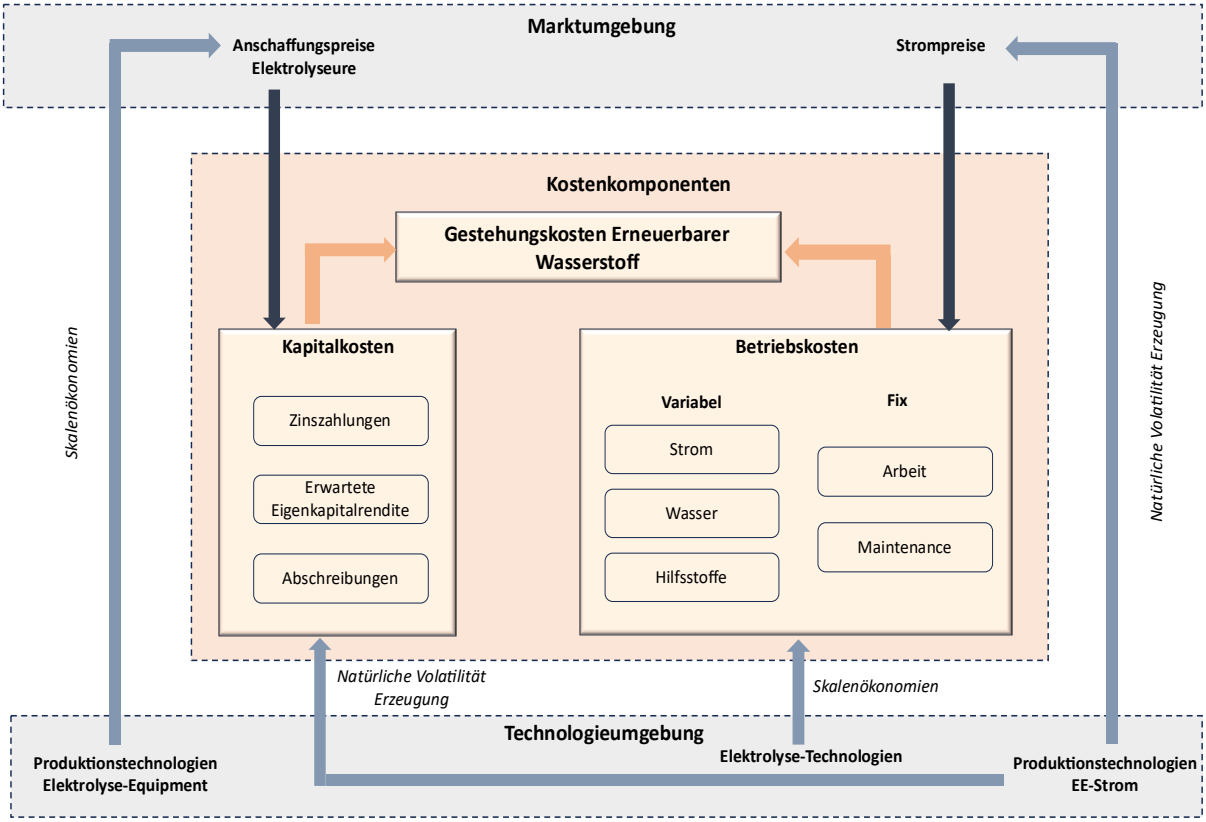
Neben dem Wirkungsgrad der Elektrolyseure ist der Strompreis ein weiterer sehr wichtiger Faktor für die Betriebskosten. Das European Hydrogen Observatory schätzt die Stromgroßhandelskosten für netzgebundene Elektrolyse im jüngsten Referenzjahr 2024 im EU-Durchschnitt auf etwa 2,62 Euro pro

[80] Energate messenger (2026). Hydex Wasserstoff-Index.
[81] Hydrogen Newsletter (2023). A comprehensive analysis on PEM electrolyzer vs AEM electrolyzer.
[82] Hydrogen Tech World (2022). World’s largest SOEC electrolyzer achieves record efficiency.
[83] Badgett, A., Ruth, M., James, B., & Pivovar, B. (2021). Methods identifying cost reduction potential for water electrolysis systems. Current Opinion in Chemical Engineering, 33, 100714.
[84] Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J., & Few, S. (2017). Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. International Journal of Hydrogen Energy, 42(52), 30470-30492.
[85] IEA (2026). Global Hydrogen Review 2026. International Energy Agency.

kg Wasserstoff, was einem Anteil von 47% an den gesamten durchschnittlichen Gestehungskosten von Wasserstoff entspricht.[86] Angesichts der derzeit hohen Volatilität und der langfristigen Unsicherheit auf den EU-Strommärkten bieten diese Schätzungen lediglich eine kurzfristige Perspektive. Die übrigen Komponenten der variablen Betriebskosten – Wasser und Hilfsstoffe (z. B. Stickstoff und Lauge) – machen einen vernachlässigbaren Kostenanteil aus.[87]

Darüber hinaus beeinflussen regulatorische Restriktionen zum Erzeugungszeitpunkt des in der Elektrolyse genutzten Stroms, wie sie die RFNBO-Definition der EU setzt (siehe Abschnitt 3.1), die preisliche Wettbewerbsfähigkeit. Vorgaben, die Stromnutzung der Elektrolyse eng an das zeitliche Erzeugungsmuster volatilen EE-Stroms anzupassen, beeinträchtigen die Flexibilität der Wasserstoffproduktion. Sie erhöhen die Kapitalkosten je kg Wasserstoff, entweder durch verringerten Auslastungsgrad der Kapazitäten oder erhöhten Investitionsbedarf in Batteriespeicher. Nach Schätzungen des EWI würde ein Übergang von dem derzeitigen monatlichen Matching von Stromerzeugung und Elektrolyse zu einem stündlichen Matching die Gestehungskosten von erneuerbarem Wasserstoff in Deutschland um etwa 14% erhöhen.[88] Abbildung 8 fasst die relevanten Kostenkomponenten und ihre Einflussfaktoren zusammen.

Abbildung 8: Komponenten und Einflussfaktoren der H_2-Gestehungskosten



Quelle: Eigene Darstellung

[86] European Hydrogen Observatory (2026). Hydrogen production costs 2024.
[87] Kuckshinrichs, W., Ketelaer, T., & Koj, J. C. (2017). Economic analysis of improved alkaline water electrolysis. Frontiers in Energy Research, 5, 1.
[88] EWI (2025). Green hydrogen production under RFNBO criteria - Analyzing the system and business case perspective. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.

5.2 Systemische Risiken

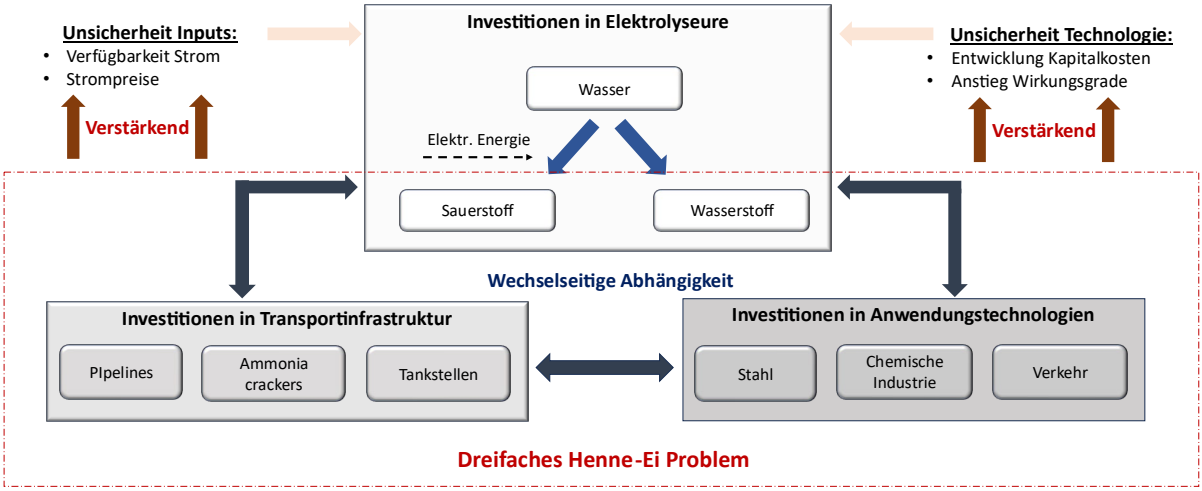
Neben den direkt mit dem Elektrolyseprozess verbundenen Risiken besteht auch ein grundlegenderes systemisches Risiko auf der Nachfrageseite. Derzeit bauen Europa und andere Teile der Welt nicht nur die Produktionskapazitäten für erneuerbaren Wasserstoff aus, sondern entwickeln auch völlig neue Wasserstoffversorgungsketten. Unter diesen Umständen kann der Ausbau der Produktionskapazitäten nur dann rentabel sein, wenn die Investitionen sowohl in die notwendige Transportinfrastruktur (insbesondere Pipelines innerhalb Europas) als auch in H_2-Anwendungstechnologien in Industrie und Verkehr mit dem Kapazitätswachstum Schritt halten. Auch hier stehen beträchtliche Summen auf dem Spiel: Die „European Hydrogen Backbone Initiative“ hat eine Vision für ein europäisches Wasserstoff-Pipelinenetz entwickelt, das bis 2040 geschätzte Gesamtinvestitionen in Höhe von 80 bis 143 Milliarden Euro erfordern wird.[89]

Akteure auf der Nutzerseite und im Netzbetrieb sehen sich mit derselben Form von Unsicherheit konfrontiert. Ihre Kapazitätsplanung basiert auf Annahmen über die Entwicklung der Produktionskapazitäten, deren Umsetzung sie selbst nicht beeinflussen können. Diese systemische, schwer zu hedgende Unsicherheit wirkt sich direkt auf die Bewertung aktueller Investitionen aus. Sie erzeugt Abwärtsrisiken, die nicht nur die erwarteten Erlöse schmälern, sondern auch die Kapitalkosten über risikoadjustierte Zinssätze erhöhen. Das Ergebnis ist ein dreiseitiges Henne-Ei-Problem zwischen Wasserstoffproduktion, -verteilung und -nutzung. Da diese Komponenten in ihrer Entwicklung voneinander abhängen und zentralisierte (Verhandlungen, staatliche Kontrolle) oder dezentralisierte (Märkte) Koordinationsmechanismen noch fehlen, besteht auf allen Seiten eine natürliche Tendenz zu einer abwartenden Haltung.

Der First-Mover-Vorteil, der häufig ein Merkmal von aufstrebenden Märkten ist, kehrt sich somit um. Odenweller et al. (2022) sprechen stattdessen zu Recht von einem „Second-Mover-Vorteil“. Unter diesen Umständen verschafft Zurückhaltung in der Anfangsphase Informationsvorteile hinsichtlich des tatsächlichen Tempos der Transformation. Da Wasserstoff mit Blick auf seine Eigenschaften ein vollkommen homogenes Produkt ist, besteht zudem keine Sorge, dass Vorreiter Strategien zur Monopolisierung durch Markenbildung verfolgen könnten. Auf Produzenten von erneuerbarem Wasserstoff wirkt sich dieser Nachzügler-Vorteil besonders stark aus. Dies liegt daran, dass die systemische Unsicherheit die produktionsspezifischen Unsicherheiten verstärkt. Der Mangel an fundierten Erkenntnissen über die künftige Nachfrageentwicklung birgt nicht nur Absatzrisiken, sondern erhöht auch die Unsicherheit hinsichtlich künftiger Kostensenkungen durch Skaleneffekte (technologische Unsicherheiten). Zudem stellt er einen weiteren unbekannten Parameter in der langfristigen Entwicklung des Strombedarfs und damit auch in der Entwicklung der Strompreise dar (Input-Unsicherheiten). Abbildung 9 fasst das Wechselspiel der Risikofaktoren zusammen.

[89] EHB Initiative (2023). European Hydrogen Backbone Maps. European Hydrogen Backbone Initiative.

Abbildung 9: Wechselspiel der Risikofaktoren bei Investitionen in die H_2-Versorgung



Quelle: Eigene Darstellung

5.3 Investitionshemmnisse

Gegenwärtige Kosten und zukünftige Risiken für Elektrolyseprojekte wirken in ihrer Gesamtheit bremsend auf Investitionen in den Kapazitätsaufbau. Tabelle 2 gibt einen Überblick über die relevanten Faktoren. Eine zukünftige deutsche Wasserstofflandschaft droht unter diesen Umständen von wenigen großen, förderpolitisch selektierten Leuchtturmprojekten dominiert zu werden. Das hätte wie oben argumentiert langfristig negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Resilienz der Wasserstoffversorgung. Ein auf diversifizierte Lieferkanäle setzender Politikansatz sollte statt partieller Fördermaßnahmen die Vielfalt an Investitionshemmnissen in der Breite adressieren. Das erfordert Instrumente zur kurzfristigen Marktaktivierung und Schließung von Finanzierungslücken genauso wie Maßnahmen zum Management von Zukunftsrisiken. Im Folgenden werden einzelne Förderinstrumente qualitativ mit Blick auf ihren erwarteten Beitrag zur Überwindung der Hemmnisse analysiert.

Tabelle 2: Übersicht über Investitionshemmnisse und regulatorische Einflüsse

	Investitionshemmnisse		Einfluss Regulatorik			
			EU		Deutschland	
Komponente	**Gegenwärtige Barrieren**	**Zukünftige Risiken**	**Förderung**	**Restriktionen**	**Förderung**	**Restriktionen**
OPEX Elektrolyse	Hohe Beschaffungspreise Strom	Steigende Kosten für Spitzenlasterzeugung	Auktionierung Produktionsprämien (EHB); PPA Bürgschaften	EU-Beihilferecht: Beihilfegrenzen	Auktionierung Produktionsprämien	-
	Hohe Volatilität EE-Stromerzeugung	Steigende Netzentgelte; Steigende Kosten der Absicherung gegen Strompreisschwankungen	PPA Bürgschaften	RFNBO-Vorgaben	Temporäre Befreiung von Netzentgelten	-
	Umwandlungsverluste in Elektrolyse	Unzureichende Effizienzsteigerungen	FuE-Förderung (Horizon Europe)	-	BMFTR-Forschungsförderung	-
CAPEX Elektrolyse	Hohe Anschaffungspreise Elektrolyseure	Unzureichende Skaleneffekte	Investitionsförderung: Innovation Funds, InvestEU, H_2-IPCEI	EU-Beihilferecht: Beihilfegrenzen	Investitionsförderung: Bundes- und Landesprogramme; H_2-IPCEI	-

	Lange Genehmigungs-dauern Elektrolyse-Projekte	Verzögerungen durch Genehmigungsstau	Net-Zero Industry Act: Zeitlimits für Genehmigung	EU-weite Genehmigungsvorgaben	H_2-Beschleunigungsgesetz	Nationales Genehmigungsrecht
H_2-Transport	Fehlende überregionale Pipeline-Infrastruktur	Schleppender Pipelineausbau	Investitionsförderung: Connecting Europe Facility, H_2-IPCEI	Entflechtungsvorgaben (Vertikales Unbundling); EU-weite Genehmigungsvorgaben	Amortisationskonto Kernnetz; H_2-Beschleunigungsgesetz; H_2-IPCEI	Nationales Genehmigungsrecht
H_2-Absatz	Finanzierungslücke in Industrie und Teilen des Verkehrssektors[90]	Unzureichend steigender CO_2-Preis; Abwanderung H_2-abhängiger Industrie	Nachfragequoten REDIII; Investitionsförderung: Innovation Fund; H_2-IPCEI	RFNBO-Vorgaben; EU-Beihilferecht: Beihilfegrenzen	Auktionierung Klimaschutzverträge (Industrie); THG-Quote (Verkehrssektor); H_2-IPCEI	-
	Fehlende Marktkoordination	Räumliche und/oder sektorale Fehlallokation von Wasserstoff	Marktplattform Hydrogen Mechanism (EHB)	-	-	-

Quelle: Eigene Darstellung

6 Bewertung Förderinstrumente für Elektrolyse-Projekte

6.1 Beiträge einzelner Förderinstrumente zum Markthochlauf

Wir stellen im Folgenden die gegenwärtig vorrangig diskutierten Förderinstrumente für Elektrolyse-Investitionen in ihren erwarteten qualitativen ökonomischen Effekten gegenüber. Sie verfolgen grundsätzlich dasselbe Ziel: den Aufbau von H_2-Lieferketten durch Überbrückung der gegenwärtigen Lücke zwischen Gestehungskosten und Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff. Über einen solchen Impuls soll die Skalierung von H_2-Produktions-, Transport- und Anwendungskapazitäten gleichermaßen beschleunigt und so die diskutierte Henne-Ei-Problematik überwunden werden. Unterschiede bestehen im direkten Ansatzpunkt des Impulses, d.h. der Angebots- oder der Nachfrageseite, sowie bei der Frage, inwieweit ein Instrument über den kurzfristigen Impuls auch zur langfristigen Absicherung von Marktrisiken dient. Das beeinflusst sowohl die erwartete Effektivität des Instruments als auch die Verteilungswirkungen auf unterschiedliche Stakeholdergruppen. Zusätzlich wird der Frage nachgegangen, durch welche Ausgestaltungsvarianten zukünftig auch Resilienz-Aspekte in die Förderung einfließen könnten, dem Zielbild einer räumlich diversifizierten Wasserstoffversorgung folgend. Die Tabellen 3 und 4 fassen die Bewertungen zusammen.

Tabelle 3: Beiträge von Förderinstrumenten zur Senkung von Investitionsbarrieren

	Gegenwärtige Hemmnisse		Zukünftige Risiken	
Instrument	**Beitrag Kostendeckung**	**Beitrag Marktaufbau**	**Senkung Preisrisiko**	**Senkung Absatzrisiko**
Investitionszuschüsse / Darlehen	Direkt	Indirekt	Kein Beitrag	Kein Beitrag
Produktionsprämien	Direkt	Indirekt	Kein Beitrag	Kein Beitrag
Differenzenverträge für H_2-Preis	Direkt	Indirekt	Direkt	Kein Beitrag
Doppelseitige Auktionen	Direkt	Direkt	Direkt	Kein Beitrag
Begrenzte Ausfallgarantien	Indirekt	Direkt	Kein Beitrag	Kein Beitrag
Grüne Leitmärkte: Öffentl. Beschaffung	Indirekt	Direkt	Indirekt	Indirekt
Grüne Leitmärkte: Downstream-Quoten	Indirekt	Direkt	Indirekt	Indirekt

Quelle: Eigene Darstellung

[90] Ziemsky, V., Pichlmaier, S., & Gyetko, M. (2026). Bridging the financial gap: Analysis of parity prices and policy instruments for green hydrogen applications in hard-to-abate sectors in Germany. Next Energy, 11, 100610.

Tabelle 4: Auswirkungen von Förderinstrumenten auf andere Akteursgruppen

	Auswirkungen auf öffentliche Haushalte		Auswirkungen auf Downstream-Industrien	
	Direkter Effekt	**Risikobeitrag**	**Direkter Effekt**	**Risikobeitrag**
Investitionszuschüsse / Darlehen	Anstieg Ausgaben	Zuschüsse: Neutral; Darlehen: Risikosteigernd	Keiner	Neutral
Produktionsprämien	Anstieg Ausgaben	Neutral	Senkung H_2-Preise (direkt)	Neutral
Differenzenverträge für H_2-Preis	Anstieg Ausgaben (mit Aussicht auf Kompensation)	Risikosteigernd	Senkung H_2-Preise (indirekt)	Neutral
Doppelseitige Auktionen	Anstieg Ausgaben	Risikosteigernd	Senkung H_2-Preise (direkt)	Risikosenkend (bei langfr. Abnahmeverträgen)
Begrenzte Ausfallgarantien	Keiner	Risikosteigernd	Bei Garantie gegen Zahlungsausfälle: Geringer Bedarf an Vertragssicherheiten	Neutral
Grüne Leitmärkte: Öffentl. Beschaffung	Anstieg Ausgaben	Risikosteigernd	Möglichkeit zur Abwälzung hoher H_2-Preise	Risikosenkend
Grüne Leitmärkte: Downstream-Quoten	Keiner	Neutral	Kurzfristig: Kostenanstieg; Mittelfristig: Unklar	Risikosteigernd

Quelle: Eigene Darstellung

6.1.1 Investitionszuschüsse / Öffentliche Darlehen

Beschreibung: Staatliche Zuschüsse und öffentliche Darlehen zu vergünstigten Konditionen sind klassische Instrumente einer CAPEX-fokussierten Investitionsförderung. Insbesondere Investitionszuschüsse in Form maximaler staatlicher Förderquoten sind gegenwärtig ein gängiges Instrument zur Förderung von Elektrolyse-Investitionen in Deutschland. Die Gewährung ist üblicherweise an eine Reihe technischer Bedingungen geknüpft, insbesondere der Compliance mit EU-Vorgaben zur RFNBO-Definition, Mindestanlagegrößen und Vorgaben zur gewerblichen Nutzung.

Wirkungsmechanismus: Die öffentliche Hand trägt unmittelbar Teile der Finanzierungskosten des Kapazitätsaufbaus. Sie trägt so zur Schließung von Finanzierungslücken bei, die aus unsicheren Marktperspektiven für den hergestellten Wasserstoff resultieren. Der Aufbau von Erzeugungskapazitäten sichert die technische Verfügbarkeit von Wasserstoff, was Investitionen in Anwendungstechnologien und Transportinfrastruktur incentivieren kann.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Die CAPEX-Förderung trägt direkt zur Kostendeckung für Elektrolyse-Projekte bei und kann so ein entscheidender Hebel zur Überwindung von Barrieren für eine finale Investitionsentscheidung sein. Sie adressiert allerdings nicht die Problematik hoher variabler Betriebskosten für den Faktor Strom. In einem Szenario zukünftig stark wettbewerblich organisierter H_2-Märkte sind die marginalen H_2-Erzeugungskosten die entscheidende angebotsseitige Preisdeterminante. CAPEX-Förderung reduziert zwar die mittleren Gestehungskosten, aber nicht die Grenzkosten eines zusätzlichen kg Wasserstoff. Ihr Beitrag zum Marktaufbau ist damit auf die angebotsseitige Kapazitätsentwicklung begrenzt und nur indirekter Natur. Sie trägt aus Investorenperspektive auch nicht zur Kompensation von Langfristrisiken im Hinblick auf Preis- und Nachfrageentwicklung bei.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Investitionszuschüsse und Darlehen führen unmittelbar zu Mehrausgaben in öffentlichen Haushalten. Im Falle von Darlehen besteht ein abhängig von den Kreditsicherheiten mehr oder weniger hohes Rückzahlungsrisiko. Darüber hinaus entstehen durch die klare Begrenzung der Förderung keine direkten fiskalischen Risiken.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Für H_2-Nachfrager ergibt sich kein unmittelbarer Effekt aus einer CAPEX-basierten Angebotsförderung. Mittelfristig kann sie über den Beitrag zum Marktaufbau Investitionen in Anwendungstechnologien stützen.

Mögliche Resilienzkomponenten: Über eine stärkere Verbreitung regionaler Investitionsförderprogramme kann der Aufbau dezentraler Elektrolysekapazitäten gestärkt werden. Zusätzlich besteht über die Wahl der Höhe der Förderquoten eine Lenkungsmöglichkeit. Diese wird bereits heute in Form höherer Förderquoten für kleine und mittlere Unternehmen genutzt.

6.1.2 Produktionsprämien

Beschreibung: Produktionsprämien gewähren H_2-Produzenten feste staatliche Zuschüsse je kg hergestelltem Wasserstoff. Anspruchsberechtigung und Höhe der Zuschüsse werden wettbewerblich über Gebotsverfahren bestimmt, in denen H_2-Produzenten über die Höhe der geforderten Zuschüsse miteinander konkurrieren. Die Teilnahme an den Gebotsverfahren ist an technische Kriterien wie Mindestanlagegröße und Compliance mit EU-Vorgaben zur RFNBO-Definition geknüpft. Die Prämienauktionen der Europäischen Wasserstoffbank (siehe Abschnitt 3.2.1) und die daran gekoppelten nationalen Auktionen sind ein Beispiel für diesen Förderansatz.

Wirkungsmechanismus: Die öffentliche Hand kompensiert durch Zuschüsse unmittelbar die anfängliche Lücke zwischen hohen marginalen Erzeugungskosten und geringer Zahlungsbereitschaft pro kg Wasserstoff. Damit trägt sie OPEX-seitig zur Kostendeckung bei. Die Zuschüsse stellen so nicht nur zusätzliche Einnahmen dar, sondern stärken durch ihren preissenkenden Effekt auch die Absatzperspektiven.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Die Aussicht auf Zuschusszahlungen verbessert die Finanzierungsmöglichkeiten des Kapazitätsaufbaus. Die staatliche Förderung ist jedoch an die grundsätzliche Absatzmöglichkeit des hergestellten Wasserstoffs gebunden. Die Prämie selbst stellt die Vermarktung noch nicht sicher, diese erfolgt dezentral durch die Projektbetreiber. Voraussetzung ist damit ein technisch ausreichendes Nachfragepotenzial. Eine fixe Prämie trägt zudem nicht zur Reduktion langfristiger Unsicherheit über die Preis- und Nachfrageentwicklung bei.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Produktionsprämien führen unmittelbar zu Mehrausgaben für öffentliche Haushalte. Durch ein wettbewerbliches Gebotsverfahren können diese begrenzt werden. Fiskalische Risiken werden durch die langfristige Fixierung der Prämie sowie einer zeitlichen und mengenmäßigen Begrenzung der geförderten Produktion vermieden.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Für H_2-Abnehmer bieten Prämienauktionen die Aussicht auf schneller sinkende H_2-Marktpreise, vorausgesetzt das anspruchsberechtigte Angebot hat ausreichenden Einfluss auf die Preisbildung. Mittelfristig kann die Förderung über den Beitrag zum Marktaufbau Investitionen in Anwendungstechnologien stützen.

Mögliche Resilienzkomponenten: Die Teilnahmebedingungen der jüngsten Auktionsrunde der Europäischen Wasserstoffbank beinhalten bereits Beispiele für resilienzbezogene Komponenten. Neben allgemeinen Bestimmungen zur Cybersicherheit wird die konkrete Vorgabe gesetzt, dass mindestens 75% der geförderten Leistung von Elektrolyseuren erbracht werden, die in Ländern außerhalb Chinas produziert wurden.[91] Diese Herkunftsvorgaben könnten zukünftig stärker regionalisiert werden. Eine Dezentralisierung der Elektrolyse-Standorte könnte durch eine vermehrte räumliche Segmentierung von Prämienauktionen auf subnationaler Ebene gefördert werden. Hierzu könnten vermehrt Vorgaben zur Einspeisung in räumlich eng abgegrenzte Teile des H_2-Netzes gesetzt werden, wie in der jüngsten Runde der nationalen EHB-Auktionen (siehe Abschnitt 3.3.4).

6.1.3 Differenzenverträge für H_2-Preise

Beschreibung: Ein Differenzenvertrag für Wasserstoff sichert H_2-Produzenten die preisliche Wettbewerbsfähigkeit durch staatliche Garantien, ähnlich zur Absicherung von CO_2-Preisrisiken der Industrie durch Klimaschutzverträge. Der Vertrag verpflichtet die öffentliche Hand, über einen festgelegten Zeitraum die Differenz zwischen einem vertraglich vereinbarten Preisniveau von Wasserstoff (Strike Preis) und dem Preis eines gegenwärtigen fossilen Referenzprodukts (z.B. Erdgas) durch Kompensationszahlungen auszugleichen. Zahlungsströme können dabei abhängig von der situativen Höhe des Referenzpreises in beide Richtungen gehen. Übersteigt der Referenzpreis den Strike Preis, leisten die Produzenten eine Differenzzahlung an den Staat. Anspruchsberechtigung und Höhe des Strike Preises können über wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren ermittelt werden, in denen H_2-Produzenten über die Höhe des geforderten Garantiepreises miteinander konkurrieren. In die Berechnung des fossilen Referenzpreises gehen im Sinne eines direkten Kostenvergleichs sowohl der Marktpreis als auch regulatorische Komponenten (CO_2-Preis, Energiesteuern) ein.

Wirkungsmechanismus: Die anfängliche Diskrepanz zwischen Erzeugungskosten und Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff sowie die begrenzten Absatzperspektiven werden in der Anfangsphase zu einer positiven Differenz zwischen Strike Preis und fossilem Referenzpreis führen. Die H_2-Produzenten erhalten so eine Zuschusszahlung, deren Höhe direkt von der anfänglichen Marktsituation abhängt. Der im Zusammenhang mit steigenden CO_2-Preisen zu erwartende Anstieg des fossilen Referenzpreises kann mittelfristig zu einer Situation führen, in der Teile des anfänglichen Zuschusses wieder zurückgezahlt werden müssen.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Die anfänglich zu erwartende Zuschusszahlung trägt gleichermaßen zur Kostendeckung und zur Senkung des preisbezogenen Marktrisikos für H_2-Produzenten bei. Der Effekt der Preisabsicherung bleibt dabei über den gesamten Vertragszeitraum erhalten. Das Instrument trägt damit nicht nur zu einer schnelleren Deckung der Kosten des Kapazitätsaufbaus bei. Es reduziert auch direkt die risikoabhängigen Finanzierungskosten, hat also auch eine gesamtwirtschaftlich positive Effizienzwirkung. Die Absicherungswirkung ist allerdings auf den Preis begrenzt. Die Vermarktung und das damit zusammenhängende Mengenrisiko verbleiben beim Projektbetreiber. Sie sind damit auch nicht gegen zukünftige Veränderungen des Nachfragepotenzials, z.B. als Folge von Abwanderungen der Industrie oder technologischen Fortschritts, geschützt.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Differenzenverträge führen anfänglich mit großer Wahrscheinlichkeit zu Mehrausgaben für öffentliche Haushalte. Perspektivisch ergibt sich mit steigenden

[91] EU-Kommission (2024). Second renewable hydrogen auction: European Commission publishes Terms and Conditions. News Article, September 27 2024.

Referenzpreisen die Aussicht auf Rückzahlungen und damit einer partiellen Neutralisierung der Haushaltswirkungen. Die Unsicherheit über die Referenzpreisentwicklung erzeugt fiskalische Risiken, die allerdings durch vertraglich vereinbarte Restriktionen wie maximale Zuschusshöhen und Produktionsmengenbeschränkungen begrenzt werden können.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Für H_2-Abnehmer bieten Differenzenverträge auf der Angebotsseite die Aussicht auf schneller sinkende H_2-Marktpreise, vorausgesetzt das vertraglich geförderte Angebot hat ausreichenden Einfluss auf die Preisbildung. Mittelfristig kann die Förderung über den Beitrag zum Marktaufbau Investitionen in Anwendungstechnologien stützen.

Mögliche Resilienzkomponenten: Die Teilnahmebedingungen von Gebotsauktionen für Differenzenverträge können ähnlich wie bei Prämienauktionen resilienzbezogene Aspekte enthalten. Neben Vorgaben zur regionalen Herkunft des Elektrolyse-Equipments kann dies auch Downstream-Kriterien beinhalten, etwa die Vorlage von Vorverträgen mit regionalen Abnehmern, um gezielt den Aufbau dezentraler regionaler Verwertungsketten zu unterstützen.

6.1.4 Doppelseitige Auktionen

Beschreibung: Ein doppelseitiges Auktionsmodell für Wasserstoff schafft regulatorisch die Institution eines Aggregators, der in Form getrennter Auktionen die zentrale Beschaffung (Angebotsauktion) und den anschließenden Weiterverkauf (Nachfrageauktion) von Wasserstoff organisiert. In den Angebotsauktionen bieten H_2-Produzenten um die niedrigsten Verkaufspreise. Der Zuschlag erfolgt innerhalb gesetzter Grenzen für die angekaufte Menge oder das Auktionsbudget. In den Nachfrageauktionen bieten H_2-Anwender und/oder Zwischenhändler um die höchsten Kaufpreise für den zuvor angekauften Wasserstoff. Der Aggregator ersetzt und simuliert so die Allokationsfunktion anfänglich noch fehlender dezentraler Märkte. Das in Deutschland für Wasserstoff-Importe implementierte Instrument H2Global ist ein erstes praktisches Beispiel.[92]

Wirkungsmechanismus: Ein Doppelauktionsmodell erfüllt mehrere Funktionen. Durch die getrennte Auktionierung von Angebots- und Nachfragepreis überbrückt es unmittelbar die Diskrepanz zwischen anfänglich hohen Erzeugungskosten und geringer Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff. Es sichert so eine kostendeckende Produktion. Zugleich unterstützt es direkt den Marktaufbau durch seine Allokationsfunktion. Dieser Effekt geht über den Teilnehmerkreis der Auktionen hinaus. Die Versteigerungsergebnisse liefern Preissignale, die auch zur Orientierung für den dezentralen Handel dienen können. Die Möglichkeit, innerhalb solcher Auktionen Anbietern Verträge mit langfristig fixen Konditionen zu bieten, hat zudem eine Absicherungswirkung. Schließlich erlaubt die getrennte Auktionierung auch eine Differenzierung der sonstigen Vertragskonditionen zwischen Anbietern und Nachfragern, etwa im Hinblick auf die zeitliche Länge der Lieferverpflichtung, und ermöglicht so die Berücksichtigung unterschiedlicher Lieferpräferenzen.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Der Abschluss langfristiger Abnahmeverträge zu von Anbietern gesetzten Gebotspreisen trägt gleichermaßen zur Kostendeckung und zur Senkung des Preisrisikos für H_2-Produzenten bei. Das Instrument trägt damit nicht nur zu einer schnelleren Deckung der Kosten des Kapazitätsaufbaus bei. Es reduziert auch direkt die risikoabhängigen Finanzierungskosten, hat also auch eine gesamtwirtschaftlich positive Effizienzwirkung.

[92] H2Global Stiftung (2024). The H2Global Mechanism.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Ein Doppelauktionsmodell erfordert staatliche Mittel zur Deckung der anfänglich hohen Differenz zwischen den Zuschlagspreisen der Angebots- und der Nachfrageauktionen. Darüberhinausgehende fiskalische Risiken hängen stark vom Organisationsmodell ab. Grundsätzlich könnte wie im Falle von H2Global die Rolle des Aggregators von einer zentralen, in Teilen staatlich finanzierten Institution übernommen werden. In diesem Fall übernimmt der Staat auch ein Vermarktungsrisiko für den angekauften Wasserstoff. Die Aggregation und anschließende Vermarktung könnte aber auch dezentral durch private Akteure erfolgen, die durch staatliche Zuschüsse für die entstehende Preislücke und ihre Transaktionskosten kompensiert werden.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: H_2-Abnehmer sind unmittelbar in das Fördermodell integriert. Sie profitieren so direkt von seiner preissenkenden Wirkung und der gesicherten Verfügbarkeit von Liefermengen. Sofern in den Nachfrageauktionen auch Lieferverträge mit langer Laufzeit angeboten werden, können sie sich auch gegen langfristige Preis- und Angebotsrisiken absichern.

Mögliche Resilienzkomponenten: Die Förderung dezentraler Elektrolyseprojekte kann über eine Regionalisierung des Doppelauktionsmodells gestärkt werden. Regionales H_2-Angebot und -Nachfrage könnte über dezentrale, von regionalen Aggregatoren organisierte Doppelauktionen koordiniert werden. Ein solches Modell würde es ermöglichen, regionale Unterschiede im Ausmaß der Kostenlücken förderseitig zu berücksichtigen und so auch Regionen mit strukturbedingt höheren Anpassungskosten in die Wasserstoff-Versorgung zu integrieren. Der Bund der Wasserstoffregionen hat hierzu ein Konzept vorgelegt.[93]

6.1.5 Begrenzte Ausfallgarantien

Beschreibung: Staatliche Ausfallgarantien sichern Betreibern von Elektrolyse-Projekten mit öffentlichen Geldern gegen das Risiko unverschuldeter Einnahmeausfälle ab. Dabei können prinzipiell sowohl nachfrageseitige Risiken (Zahlungsausfälle bei Abnehmern) als auch angebotsseitige Risiken (Verzögerung oder Stopp der Projektumsetzung durch lange Genehmigungsverfahren, fehlende Transportinfrastruktur etc.) abgesichert werden. Um exzessive öffentliche Risikoübernahme und Moral Hazard auf Seiten der Betreiber zu vermeiden, müssen solche Garantien an genau definierte Risikofälle gebunden, in ihrem Umfang auf eine Teilabsicherung begrenzt und an Anforderungen zur bestmöglichen Risikovorsorge geknüpft werden. Staatliche Garantieinstrumente werden in Deutschland bereits im Bereich der Außenwirtschaftsförderung eingesetzt, in Form von Exportkreditgarantien, Investitionsgarantien und Garantien für ungebundene Finanzkredite.[94]

Wirkungsmechanismus: Staatliche Absicherung eliminiert durch ihre Garantiefunktion einen Teil der finanzierungsrelevanten Projektrisiken. Dies verbessert grundsätzlich die Finanzierbarkeit der Projekte und senkt die risikoabhängigen Finanzierungskosten. Durch den Portfolioeffekt der Absicherung einer Vielzahl an weitgehend unabhängigen Einzelprojekten wird das Gesamtrisiko im Staatshaushalt diversifiziert.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Betreiber erhalten durch eine staatliche Garantie schnelleren und günstigeren Zugang zu privaten Finanzierungsquellen und können Projekte so schneller umsetzen. Der Beitrag zur Kostendeckung ist auf die Finanzierungskosten begrenzt. Staatliche Garantien zur

[93] BDWR (2024). Anschub der regionalen Wasserstoffwirtschaft. Positionspapier des Bundes der Wasserstoffregionen (Langfassung).

[94] Bundesregierung (2023). Die Klimastrategie für die Garantieinstrumente der Außenwirtschaftsförderung.

Absicherung gegen Zahlungsausfälle bei H_2-Abnehmern erleichtern zudem den Abschluss langfristiger Abnahmeverträge, indem sie den Bedarf an durch Abnehmer zu erbringende Sicherheiten senken. Somit tragen sie auch unmittelbar zum Marktaufbau bei.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Staatliche Garantien führen nicht unmittelbar zu Mehrausgaben, erzeugen jedoch zusätzliche Risiken für die öffentlichen Haushalte. Diese können durch klar definierte Konditionalitäten für den Garantiefall gemanagt und begrenzt werden. Der Portfolioeffekt reduziert zudem das fiskalische Gesamtrisiko, insbesondere wenn das zur Absicherung bereitgestellte Budget auf eine Vielzahl an unabhängigen, kleinen Projekten verteilt wird.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Im Falle staatlicher Garantien gegen Zahlungsausfälle profitieren H_2-Abnehmer von einem erleichterten Zugang zu langfristigen Abnahmeverträgen und einer geringeren Kapitalbindung durch eigene Sicherheiten.

Mögliche Resilienzkomponenten: Das Bestreben, fiskalische Risiken durch eine möglichst breite Streuung von Garantien zu begrenzen, fördert zugleich die Resilienz der Wasserstoffversorgung. Um die Einflüsse regionaler Projektrisiken (Entwicklung regionaler Bedarfe, Aufbau regionaler Infrastruktur) zu reduzieren, sollten die geförderten Projekte auch räumlich möglichst breit verteilt sein. Das stärkt den Aufbau dezentraler Versorgungsinfrastrukturen und verschafft kleinen, dezentralen Projekten einen Zugang zu staatlicher Unterstützung jenseits zentral organisierter Förderauktionen.

6.1.6 Grüne Leitmärkte: Öffentliche Beschaffung

Beschreibung: Leitmärkte erzeugen durch regulatorische Vorgaben eine zusätzliche Nachfrage nach mit Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff hergestellten Produkten, die den Aufbau und die Skalierung von Elektrolysekapazitäten in der Frühphase unterstützen soll. Ein direkter politischer Nachfragehebel ist der Bereich des öffentlichen Beschaffungswesens. Vergabeverfahren für die Beschaffung von Gütern oder die Erbringung von Dienstleistungen, die Bezug zum Anwendungsbereich von H_2-Technologien haben, können durch Vorgaben den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff in der Lieferkette begünstigen. Solche Vorgaben sollten sich im Sinne der Technologieneutralität möglichst an allgemeinen Kriterien wie dem CO_2-Fußabdruck orientieren. Sie können grundsätzlich sowohl den Charakter von Teilnahmevoraussetzungen als auch Bonuskriterien in Auftragsausschreibungen annehmen. In ihrem Vorschlag für einen Industrial Accelerator Act sieht die EU-Kommission die Einführung von Quotenvorgaben für emissionsarm hergestellte Grundstoffe bei öffentlichen Aufträgen vor.[95]

Wirkungsmechanismus: Die Beschaffungsvorgaben erzeugen eine künstliche Marktsegmentierung zwischen fossil und klimafreundlich hergestellten Produkten. Diese ermöglicht es den Anbietern von Produkten, für die anfänglich teurer erneuerbarer Wasserstoff verwendet wurde, ihre Mehrkosten durch höhere Preise als die fossile Konkurrenz in Teilen zu refinanzieren. Das kann die Skalierung von H_2-Lieferketten beschleunigen und bietet so die Aussicht, die Mehrkosten durch Skalenvorteile zu reduzieren und Beschaffungsvorgaben mittelfristig überflüssig zu machen. Durch die Bindung an die öffentliche Auftragsvergabe ist der Nachfrageanker relativ konjunkturunabhängig.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Betreiber profitieren unmittelbar von verbesserten Absatzperspektiven, was den Zugang zu Finanzierung erleichtern kann. Die Marktsegmentierung kann durch

[95] EU-Kommission (2026). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework of measures for the acceleration of industrial capacity and decarbonisation in strategic sectors and amending Regulations (EU) 2018/1724, (EU) 2024/1735 and (EU) 2024/3110. COM/2026/100 final.

Preisaufschläge zur Kostendeckung beitragen. In welchem Ausmaß Preisaufschläge für H_2-basierte Produkte in Vergabeverfahren durchsetzbar sind, ist ex ante aber nicht gesichert und hängt stark von der Formulierung der Vergabekriterien ab, insbesondere von Vorgaben zur Kostenbegrenzung, sowie von den Substitutionsmöglichkeiten mit anderen klimafreundlichen Technologien. Zudem ist offen, in welchem Ausmaß erzielte Preisaufschläge für H_2-basierte Produkte in Vergabeverfahren entlang der Lieferketten an H_2-Produzenten weitergereicht werden. Damit tragen grüne Leitmärkte auch nur in begrenztem Maße zur Absicherung gegen langfristige Risiken bei.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Aus der Begünstigung anfänglich teurer klimafreundlicher Technologien in Vergabeverfahren resultieren erhöhte Ausgaben in der öffentlichen Beschaffung. Der Umfang der Mehrausgaben ist schwer zu bestimmen, da die veränderten Vergabekriterien auch Einfluss auf das Gebotsverhalten haben sollten. Im Falle allgemeiner Vergabekriterien verteilen sich die Mehrausgaben zudem potenziell auf eine Vielzahl an öffentlichen Institutionen. Damit ist die Gesamtbelastung der öffentlichen Haushalte deutlich intransparenter als bei einer direkten Auszahlung staatlicher Fördermittel.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Private H_2-Abnehmer sind betroffen, wenn ihre Produkte für die Erfüllung öffentlicher Aufträge verwendet werden. Sie profitieren ihrerseits von einem verbesserten Zugang zum Auftragsmarkt gegenüber der fossilen Konkurrenz. Anfänglich erhöhte H_2-Beschaffungspreise können so teilweise an die öffentliche Hand abgewälzt werden. Auch zukünftige Kostenrisiken könnten so abgefedert werden. In welchem Ausmaß eine solche Abwälzung möglich ist, ist jedoch unsicher (siehe oben).

Mögliche Resilienzkomponenten: Nachhaltigkeitskriterien in öffentlichen Auftragsvergaben können durch Resilienzkriterien ergänzt werden. Diese können sich etwa auf die Herkunft des Wasserstoffs und/oder des in seiner Produktion eingesetzten Equipments beziehen. Kriterien können die Form von Mindestvorgaben zur Diversifikation der Beschaffung annehmen, wie sie der EU Net-Zero Industry Act bei Importen aus Drittstaaten verankert hat.[96] Sie können auch direkte Quotenvorgaben für die Beschaffung heimischer Produkte setzen, wie es der Vorschlag für einen Industrial Accelerator Act für die EU-interne Produktion von bestimmten Grundstoffen vorsieht.[97] Auch bei Resilienzkriterien ist die konkrete Ausgestaltung entscheidend für ihren Kosteneffekt und ihre standortpolitische Wirksamkeit.

6.1.7 Grüne Leitmärkte: Downstream-Quoten

Beschreibung: Leitmärkte erzeugen durch regulatorische Vorgaben eine zusätzliche Nachfrage nach mit Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff hergestellten Produkten, die den Aufbau und die Skalierung von Elektrolysekapazitäten in der Frühphase unterstützen soll. Ein alternativer Hebel zur öffentlichen Auftragsvergabe sind allgemeine Quotenvorgaben für die Beschaffung in Downstream- Sektoren. Dies kann in technologieneutraler Form geschehen, über allgemeine Mindestquoten für den Einsatz emissionsarm hergestellter Inputs. Es können aber auch direkte Vorgaben für den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff/Wasserstoff-Derivaten gesetzt werden, etwa in Form von Mindestanteilen am Energieverbrauch oder am Gesamteinsatz von Wasserstoff in der Produktion. In Deutschland wird mit der

[96] EU-Kommission (2024). Regulation (EU) 2024/1735 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending Regulation (EU) 2018/1724.

[97] EU-Kommission (2026). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a framework of measures for the acceleration of industrial capacity and decarbonisation in strategic sectors and amending Regulations (EU) 2018/1724, (EU) 2024/1735 and (EU) 2024/3110. COM/2026/100 final.

Weiterentwicklung der THG-Quote ein entsprechender Mechanismus für den Wasserstoffeinsatz in der Kraftstoffherstellung etabliert (siehe Abschnitt 3.3.3).

Wirkungsmechanismus: Die Beschaffungsvorgaben erzeugen eine künstliche Marktsegmentierung zwischen fossil und klimafreundlich hergestellten Produkten. Diese ermöglicht es den Anbietern von Produkten, für die anfänglich teurer erneuerbarer Wasserstoff verwendet wurde, ihre Mehrkosten durch erhöhte Preise in Teilen zu refinanzieren. Das kann die Skalierung von H_2-Lieferketten beschleunigen und bietet so die Aussicht, Mehrkosten durch Skalenvorteile zu reduzieren und Beschaffungsvorgaben mittelfristig überflüssig zu machen. Auf Downstream-Quoten basierende Leitmärkte sind jedoch stärker konjunkturabhängig als das öffentliche Beschaffungswesen.

Auswirkungen auf Elektrolyse-Projekte: Betreiber profitieren unmittelbar von verbesserten Absatzperspektiven, was den Zugang zu Finanzierung erleichtern kann. Die Marktsegmentierung kann durch Preisaufschläge zur Kostendeckung beitragen. In welchem Ausmaß Preisaufschläge für H_2-basierte Produkte in Vergabeverfahren durchsetzbar sind, ist ex ante aber nicht gesichert, hängt insbesondere von der Machtverteilung in den Lieferketten ab. Damit tragen Downstream-Quoten auch nur in begrenztem Maße zur Absicherung gegen langfristige Risiken bei.

Auswirkungen auf öffentliche Haushalte: Aus der Begünstigung anfänglich teurer klimafreundlicher Technologien in Vergabeverfahren resultieren erhöhte Ausgaben in der öffentlichen Beschaffung. Der Umfang der Mehrausgaben ist schwer zu bestimmen, da die veränderten Vergabekriterien auch Einfluss auf das Gebotsverhalten haben sollten. Im Falle allgemeiner Vergabekriterien verteilen sich die Mehrausgaben zudem potenziell auf eine Vielzahl an öffentlichen Institutionen. Damit ist die Belastung der öffentlichen Haushalte deutlich intransparenter als bei einer direkten Auszahlung staatlicher Fördermittel.

Auswirkungen auf Downstream-Industrien: Ambitionierte Quotenvorgaben in einer frühen Phase können die Wettbewerbsfähigkeit von Downstream-Industrien durch stark steigende Beschaffungskosten und/oder mangelnde Verfügbarkeit von Wasserstoff gefährden. Mittelfristig könnte sich der Kosteneffekt durch die Ausnutzung von Skalenvorteilen in der H_2-Produktion umkehren, das ist aus heutiger Perspektive jedoch sehr unsicher.

Mögliche Resilienzkomponenten: Quotenvorgaben für emissionsarm hergestellte Inputs können durch Resilienzvorgaben ergänzt werden. Diese können sich etwa auf die Herkunft des Wasserstoffs und/oder des in seiner Produktion eingesetzten Equipments beziehen. Kriterien können die Form von Mindestvorgaben zur Diversifikation der Beschaffung annehmen. Sie können auch direkte Quotenvorgaben für die Beschaffung heimischer Produkte setzen. Auch bei Resilienzkriterien ist die konkrete Ausgestaltung entscheidend für ihren Kosteneffekt und ihre standortpolitische Wirksamkeit.

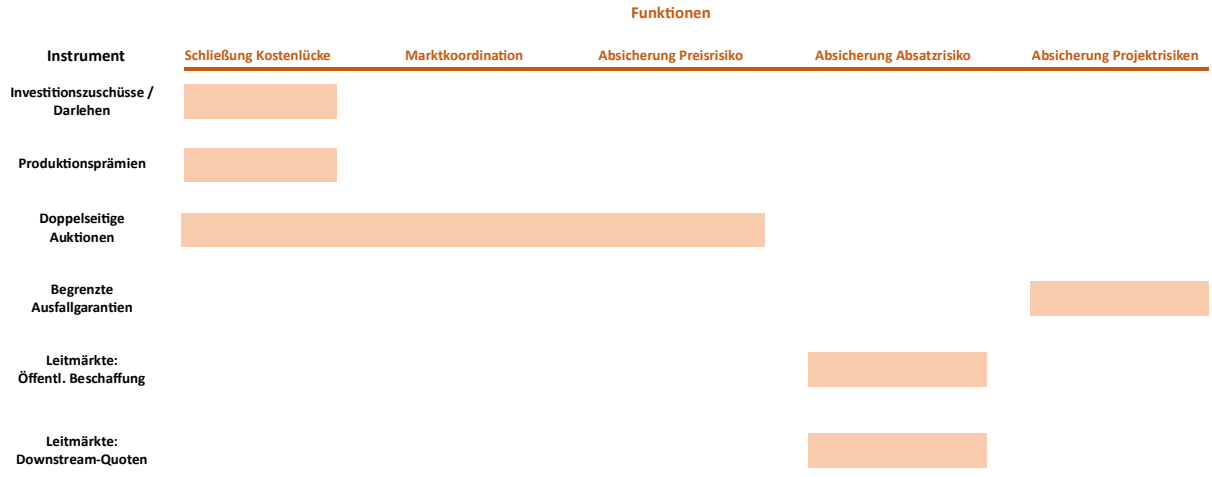
6.2 Synergien und Verteilungswirkungen

Die dargestellten Förderinstrumente dienen grundsätzlich demselben Hauptziel, einem beschleunigten Aufbau von Wasserstoffmärkten in Deutschland. Zugleich überlappen sie sich teilweise in ihren Wirkungsmechanismen. Für die Auswahl eines geeigneten Maßnahmen-Mix ist deshalb wichtig, welche Arten von Wechselwirkungen zwischen zwei Instrumenten zu erwarten sind. Die Instrumente können zueinander entweder substitutiv oder komplementär wirken. Substitutiv sind sie, wenn sie über denselben Wirkungskanal den Marktaufbau fördern. Komplementär sind sie, wenn sie unterschiedliche, gleichermaßen wichtige Wirkungskanäle bedienen.

Die parallele Anwendung zueinander substitutiver Förderinstrumente führt nicht zwangsläufig zu fiskalischen Mehrausgaben in der Förderung, sofern die Förderung wettbewerblich organisiert ist. So können etwa Investitionszuschüsse die Fördergebote in zusätzlichen Prämienauktionen reduzieren. In jeden Fall erhöht sich durch eine solche Förderredundanz aber die Komplexität der Regulierung, und damit die Gefahr der unbeabsichtigten Fehlsteuerung. Die parallele Anwendung komplementärer Förderinstrumente sollte dagegen vor allem in der Frühphase des Marktaufbaus sehr effektiv sein, da zugleich mehrere, unterschiedlich gelagerte Hemmnisse (siehe Diskussion in Abschnitt 6.1) überwunden werden müssen.

Aus der Darstellung in Abschnitt 6.1 lassen sich mehrere, zueinander komplementäre Blöcke an Instrumenten ableiten (siehe Abbildung 10). Einen Block stellen Investitionszuschüsse/Darlehen und Produktionsprämien dar, die eine direkten Beitrag zur Deckung anfänglicher Mehrkosten leisten, aber mit Blick auf zukünftige Risiken keine Absicherungswirkung entfalten. Eine Art von zweitem Block stellen Doppelauktionen und H_2-Differenzenverträge dar. Sie dienen gleichermaßen zur Refinanzierung und zur Absicherung gegen Preisrisiken. Die Doppelauktionen leisten darüber hinaus auch die anfänglich wichtige Aufgabe der Marktkoordination. Einen dritten Block stellen Quotenvorgaben für H_2-basierte Produkte dar. Ihr Zweck ist die Sicherung von Nachfrage. Ausfallgarantien verhalten sich schließlich durch ihren Fokus auf projektspezifische Risiken komplementär zu allen übrigen Instrumenten.

Abbildung 10: Komplementarität von Förderinstrumenten



Quelle: Eigene Darstellung

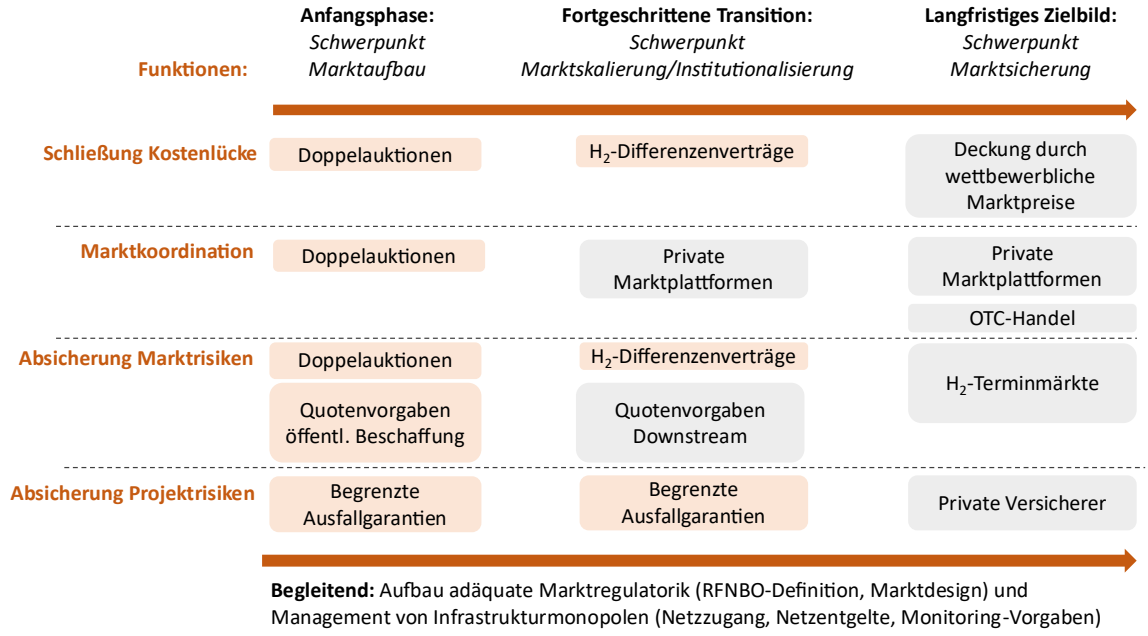
Ein weiteres wichtiges Kriterium für die Wahl des Maßnahmen-Mix ist die Auswirkung von Förderinstrumenten auf die Risikoverteilung zwischen Akteursgruppen. Investitionszuschüsse und fixe Produktionsprämien sind in dieser Hinsicht als neutral zu bezeichnen, da sie Marktrisiken vollständig beim Elektrolyse-Betreiber belassen. H_2-Differenzenverträge und Doppelauktionen übertragen für die vereinbarten Vertragszeiträume das Risiko zukünftiger Preisveränderungen auf den Staatshaushalt bzw. den Aggregator. Im Falle des Doppelauktionsmodells wird auch das Vermarktungsrisiko übertragen. Quotenvorgaben in der öffentlichen Beschaffung überwälzen durch die Möglichkeit der Preisüberwälzung einen Teil des Preisrisikos an den Staat, abhängig von der konkreten Ausgestaltung und den bestehenden Preissensitivitäten. Quotenvorgaben für Downstream-Industrien übertragen einen Teil des Preisrisikos auf die nachgelagerten Ebenen der Lieferketten. Die Wahl des Maßnahmen-Mix ermöglicht (und erfordert!) so auch das Austarieren einer fairen Verteilung unvermeidbarer Langfristrisiken im Zusammenhang mit dem Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft.

7 Drei-Stufen-Förderstrategie für eine diversifizierte H_2-Versorgung

Der Aufbau von H_2-Lieferketten wird sich angesichts der Vielzahl beteiligter Akteure höchstwahrscheinlich in Stufen vollziehen. Das langfristige Ziel einer resilienten, durch Marktkräfte dezentral gelenkten Wasserstoffversorgung kann so nur schrittweise erreicht werden. Aufgabe einer zielorientierten Förderpolitik ist es, für jede Stufe einen adäquaten Mix an komplementären Förderinstrumenten bereitzustellen. Adäquat ist die Förderpolitik dann, wenn sie die Wasserstoffversorgung zur schnellen Erreichung der nächsten Entwicklungsstufe befähigt, anstatt auf der gegenwärtigen Stufe zu verharren. Das erfordert, dass Förderpolitik im gegenwärtigen frühen Stadium des Marktaufbaus zunächst ein relativ breites Spektrum an Funktionen erfüllt, die dann mit zunehmender Skalierung von Geschäftsmodellen und Institutionalisierung von Wettbewerbsmärkten schrittweise an Marktakteure übertragen werden. Das macht die Wahl der Förderinstrumente stark zeitpunktabhängig.

Abbildung 11 präsentiert einen Vorschlag für ein solches dynamisches Förderkonzept für H_2-Produzenten auf Basis eines vereinfachten Drei-Stufen-Modells. Es ist als Ergänzung zu der bisherigen, schwerpunktmäßig auf Investitionszuschüssen beruhenden Angebotsförderung sowie der notwendigen Förderung von Infrastruktur und Anwendungstechnologien zu verstehen.

Abbildung 11: Vorschlag für eine Drei-Stufen-Förderstrategie



Quelle: Eigene Darstellung

In der gegenwärtigen Anfangsphase sollte das direkte Ziel der Förderpolitik die Beschleunigung des Marktaufbaus als Lösung der Henne-Ei-Problematik (siehe Abschnitt 5.2) sein. Dafür müssen Hemmnisse entlang des gesamten Investitionsprozesses (von Finanzierung über Genehmigung zu Realisierung) abgebaut werden. Die Abwesenheit von Infrastruktur und Marktinstitutionen erfordert, dass Förderpolitik hier nicht nur temporäre Lücken zwischen Produktionskosten und Zahlungsbereitschaft schließt, d.h. zukünftige Skalenvorteile internalisiert, sondern auch grundlegende Funktionen von Märkten übernimmt: Koordination von Angebot und Nachfrage sowie das Hedging marktbezogener und projektspezifischer Risiken. Doppelauktionsmodelle sind durch ihre Mehrfachfunktion (siehe Abschnitt 6.1.4) ein besonders geeignetes Instrument. Leitmärkte in Form von Quotenvorgaben für

emissionsarme Produkte in der öffentlichen Beschaffung sowie begrenzte projektspezifische Ausfallgarantien sind in dieser Phase sinnvolle Ergänzungen. Quotenvorgaben in der öffentlichen Beschaffung sichern einen Markt für H_2-Anwender und verringern so das Absatzrisiko in Nachfrageauktionen, ohne Anwenderindustrien kostenseitig zu überlasten. Ausfallgarantien leisten eine ergänzende, begrenzte Absicherungsfunktion auf Projektebene und tragen so zusätzlich zur Senkung von Finanzierungskosten auf der Angebotsseite bei. Die Wechselwirkungen der drei Instrumente begrenzen zudem die fiskalische Mehrbelastung. So sollten die Absatzperspektiven grüner Leitmärkte die Zahlungsbereitschaft in H_2-Nachfrageauktionen erhöhen, was den Förderbedarf des Doppelauktionsmodells reduziert.

Die zweite Phase ist durch die Skalierung und Festigung von Märkten charakterisiert. Der Handel wird durch erste private Marktplattformen wie Wasserstoffbörsen institutionalisiert und durch den schrittweisen Ausbau von Transportkapazitäten räumlich erweitert. Aufgabe der Förderpolitik ist es in dieser Phase, den Prozess der Marktexpansion zu unterstützen. Dazu kann über die Erweiterung von Quotenvorgaben auf private Sektoren zusätzliche Nachfrage als Unterstützung für die Skalierung aktiviert werden. Da Wasserstoffpreise durch Skalenvorteile in dieser Phase gesunken sein sollten, ist die Kostenbelastung von Downstream-Industrien nun geringer. Für das Hedging noch nicht privat versicherbarer mittelfristiger Preisrisiken sind in dieser Phase H_2-Differenzenverträge ein geeignetes Mittel. Sie sichern Projektbetreiber temporär und gezielt gegen Risiken der noch dynamischen zukünftigen Marktentwicklung ab, ohne in die nun privat zu organisierende Handelskoordination einzugreifen. Zugleich ist durch die vorangeschrittene Marktentwicklung in dieser Phase auch das fiskalische Risiko solcher Verträge besser abschätzbar als noch in der Anfangsphase.

Die dritte Stufe symbolisiert schließlich das langfristige Zielbild einer diversifizierten und wettbewerblich organisierten Wasserstoffversorgung. Die Transport- und Speicherinfrastruktur ist in dieser Stufe so weit ausgebaut, dass alle wirtschaftlich sinnvollen H_2-Anwendungen und -Erzeugungsprojekte Zugang zu überregionalen Märkten erhalten. Die Handelsorganisation erfolgt über kompetitive private Marktplattformen, die über die Preisbildung den Ausgleich zwischen den mittlerweile deutlich niedrigeren Erzeugungskosten und der Zahlungsbereitschaft herstellen, ergänzt durch bilateralen Over-the-Counter (OTC) Handel zur flexiblen Deckung von Residualbedarfen. Neben Spot-Märkten sind durch die geschaffenen Speicherkapazitäten und das breite Versorgungsnetz auch liquide H_2-Terminmärkte für finanzielle und physische Terminkontrakte entstanden. Auch das Risiko-Hedging wird so rein privat organisiert. Primäre Aufgabe des Staates ist in dieser Phase die Marktsicherung, d.h. die Schaffung stabiler regulatorischer Rahmenbedingungen für die freie Entfaltung der Marktkräfte (pragmatische regulatorische Produktstandards, Wettbewerbsregeln für Wasserstoffmärkte) sowie regulatorische Vorgaben für das Management der natürlichen Infrastruktur-Monopole (Netz- und Speicherzugang, Netzentgelte, Monitoringvorgaben). EU-weiten Regeln kommt hier im Sinne eines grenzüberschreitenden Binnenmarktes für Wasserstoff eine entscheidende Rolle zu.

Diese in der Theorie einfache Abstufung vollzieht sich in der Praxis selbstverständlich deutlich komplexer und fließender. Das Timing der einzelnen Stufen ist durch seine Abhängigkeit von Förderstrategien und externen Einflüssen (EU-Klimapolitik, Geopolitik) auch nicht ex-ante bestimmbar. Es bietet aber als gedankliches Gerüst die Grundlage für ein dynamisches Verständnis von Wasserstoff-Regulierung, das Förderpolitik zielorientiert und als Abfolge aufeinander abgestimmter Schritte denkt.

8 Fazit

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa stockt. Das verzögert nicht nur die Dekarbonisierung von Teilen der Industrie und des Verkehrssektors, sondern gefährdet auch die Zukunftsfähigkeit ganzer traditioneller Industrieagglomerationen. Dies betrifft vorrangig Zentren der Stahl- und chemischen Grundstoffproduktion, die in einer zukünftig klimaneutralen Wirtschaft auf stabilen Zugang zu erneuerbarem Wasserstoff als Rohstoff und Reduktionsmittel angewiesen sein werden. Aber auch für weitere Grundstoffindustrien könnte erneuerbarer Wasserstoff in der Rolle als Energieträger zum Schlüssel für Emissionsminderungen werden.

Schätzungen dieser Studie zeigen, dass an der Sicherung betroffener Industriestandorte ein erhebliches Niveau an Wertschöpfung hängt. Dieses geht durch Ausstrahlungseffekte auf die vor- und nachgelagerte Ebene noch deutlich über die geschätzten direkten Effekte hinaus. Potenziell H_2-abhängige Wertschöpfung ist auch abseits der Kernregionen gegenwärtiger Elektrolyse- und Infrastrukturinvestitionen in erheblichem Maße vorhanden. Vor diesem Hintergrund kommt dem Ziel einer räumlich diversifizierten Versorgungsinfrastruktur aus mehreren Gründen eine große Bedeutung zu. Erstens sichert sie der Breite der deutschen Industriestandorte eine faire Chance auf Teilhabe an H_2-Lieferketten und schafft so Potenzial für mehr innovationsfördernden überregionalen Wettbewerb auf zukünftigen Wasserstoffmärkten. Zweitens trägt sie zum Erhalt der industriellen Vielfalt und der auch gesamtwirtschaftlich bedeutsamen Effizienzvorteile bestehender lokaler Industrieagglomerationen bei. Und drittens reduziert eine dezentrale Versorgung die zukünftige Abhängigkeit von einzelnen Lieferkanälen und trägt so zur Resilienz von H_2-Lieferketten gegenüber lokalen Versorgungsstörungen bei.

Aufgabe der Politik kann und sollte es nicht sein, die räumliche Struktur zukünftiger Lieferketten durch Förderung vorzudefinieren. Kluge Politik sollte stattdessen ortsunabhängig die Entfaltung all jener Wasserstoffanwendungen ermöglichen, die technisch-wirtschaftlich sinnvoll sind. Das gelingt nur durch den beschleunigten Hochlauf räumlich diversifizierter Wasserstoffmärkte, sowie der dafür benötigten Transport- und Speicherinfrastruktur.

Gegenwärtige Investitionsbarrieren sind vielfältiger Natur: enge regulatorische Vorgaben, hohe Strompreise in der Elektrolyse, Unsicherheit über Nachfrageentwicklung und Infrastrukturausbau. Sie äußern sich nicht nur in hohen Betriebskosten im Vergleich zu fossilen Technologien. Sie erhöhen durch ihren Risikobeitrag auch die Kapitalkosten des Kapazitätsaufbaus und verstärken so Finanzierungsrestriktionen. Inkonsistente Regulierung und die Abwesenheit von Märkten als zentrale Signalgeber führen zu zusätzlichen Koordinationsproblemen, die eine abwartende Haltung begünstigen und First-Mover unter den Investoren zu bestrafen drohen. Die Förderpolitik sollte der Vielfalt an Hemmnissen mit einem abgestimmten und möglichst dynamisch an die zukünftige Marktentwicklung angepassten Politik-Mix begegnen. Neben dem Abbau gegenwärtiger regulatorischer Marktbarrieren (restriktive und übermäßig komplizierte RFNBO-Definition, ineffiziente und langwierige Genehmigungsprozesse) braucht es dafür auch intelligente Förderinstrumente, die die Funktionen noch fehlender Marktstrukturen temporär ersetzen.

Diese Studie schlägt ein dynamisches Förderkonzept in Form einer einfachen Drei-Stufen-Förderstrategie vor. Langfristiges Zielbild ist eine resiliente, durch Marktkräfte dezentral gelenkte Wasserstoffversorgung. Dazu übernimmt staatliche Förderpolitik in der Anfangsphase zunächst die finanzielle Verantwortung für fehlende Marktfunktionen, und überträgt sie im Zuge des Marktaufbaus schrittweise an private Akteure. Ziel ist nicht, Märkte als Lenkungsorgane zu ersetzen, sondern ihre

Entwicklung durch staatliche First-Mover-Aktivität zu beschleunigen. Das erfordert in der Anfangsphase auch Koordinationsmechanismen von Angebot und Nachfrage sowie die Überwindung von Finanzierungsrestriktionen durch partielle Abdeckung von Markt- und Projektrisiken. Über spezielle Resilienz-Komponenten in den Förderinstrumenten kann dabei gezielt der Aufbau dezentraler Versorgungsstrukturen incentiviert werden. Die so entstehenden Preissignale und Liefernetzwerke dienen in der Folge als Ankerpunkte für die Organisation rein privater Märkte. Dauerhafte Aufgaben des Staates in einem solchen, sich langfristig selbstregulierenden System bleiben die Sicherung eines Rahmens für fairen, schrankenlosen Wettbewerb und die Regulierung von Infrastrukturmonopolen. Auch hierfür müssen zeitnah die Weichen gestellt werden.

Autoren:

Dr. André Wolf
Leiter des Fachbereichs Technologische Innovation, Infrastruktur und industrielle Entwicklung
wolf@cep.eu

Dr. Götz Reichert, LL.M.
Leiter des Fachbereichs Energie | Klima | Umwelt | Verkehr
reichert@cep.eu

Centrum für Europäische Politik FREIBURG | BERLIN
Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg
Schiffbauerdamm 40 | D-10117 Berlin
Tel. + 49 761 38693-0

Das **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN,
das **Centre de Politique Européenne** PARIS, und
das **Centro Politiche Europee** ROMA bilden
das **Centres for European Policy Network** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Das gemeinnützige Centrum für Europäische Politik analysiert und bewertet die Politik der Europäischen Union unabhängig von Partikular- und parteipolitischen Interessen in grundsätzlich integrationsfreundlicher Ausrichtung und auf Basis der ordnungspolitischen Grundsätze einer freiheitlichen und marktwirtschaftlichen Ordnung.