ROSA LUXEMBURG STIFTUNG

Uwe Witt

WASSERSTOFF: KNAPP, TEUER, UNVERZICHTBAR FÜR DEN INDUSTRIEUMBAU

Eine Studie im Rahmen des Projekts «Sozial-ökologische Transformation der deutschen Industrie»

Vollständig überarbeitete Neufassung

UWE WITT hat Volkswirtschaft studiert und ist Referent für Klimaschutz und Strukturwandel der Rosa-Luxemburg-Stiftung. Er arbeitete zuvor als Mitarbeiter einer Bundestagsabgeordneten bzw. als Referent für Klima und Energie in der Bundestagsfraktion DIE LINKE.
Zudem war er längere Zeit als Journalist tätig. Er lebt in Berlin.

Bei dieser Publikation handelt es sich um eine vollständig überarbeitete Neufassung der ONLINE-Studie 9/2022.

IMPRESSUM
Herausgegeben von der Rosa-Luxemburg-Stiftung in Zusammenarbeit mit der Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik e. V.
V. i. S. d. P.: Henning Heine
Straße der Pariser Kommune 8A · 10243 Berlin · www.rosalux.de
ISBN Print: 978-3-911374-28-6 · ISBN Online: 978-3-911374-29-3
Redaktionsschluss: Dezember 2025
Lektorat: Text-Arbeit, Berlin
Layout/Satz: MediaService GmbH Druck und Kommunikation

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit der Rosa-Luxemburg-Stiftung.
Sie wird kostenlos abgegeben und darf nicht zu Wahlkampfzwecken verwendet werden.

INHALT

Zusammenfassung 4

1 Künftige Einsatzfelder für Wasserstoff 5

2 Kleine Farbenlehre des Wasserstoffs 5

3 Der effiziente Einsatz von Wasserstoff spielt eine Schlüsselrolle 7
Teure Umwege vermeiden 7
Realität bremst Verschwendungstrieb 8
Die Wasserstoffleiter 10
Woher rührt der Wasserstoffhype? 10

4 Die Nationalen Wasserstoffstrategien 12
NWS 2020 13
NWS 2023 13
Importstrategie für Wasserstoff 14
Koalitionsvertrag 2025 14

5 Wasserstoffbedarf und -erzeugung 15
Habeck verdoppelt Elektrolyseleistung 15
Reiche kassiert die Ziele 15
Nachfrage nach Sektoren und Importbedarf 16

6 Die Wasserstoffblase platzt – nicht nur in Deutschland 17
Fast nichts gebaut oder entschieden 17
Globale Flaute 18
H_2-Netze gecancelt oder verschoben 19
Risiken aus deutschem H_2-Kernnetz 19
Gefahr für «grünen» Stahl 20
Importe von grünem Eisen statt Wasserstoff? 20

7 Importe von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten 21
Rinnsal statt Engpass 21
Wasserstoff nur per Pipeline 23
Mögliche Phasen des Imports 23
Importe aus europäischen Ländern 23
Importe aus dem globalen Süden 24
Nachhaltigkeitskriterien 26
Bundesregierung weicht aus 28
Sicherheitsrisiken von Importen 28
Importmenge verringern 29

8 Kosten explodieren 29
Unterschätzer Aufwand 29
Erforderliche Kostenparitäten 30
Ursachen grober Fehleinschätzungen 30
Unterstützung nur gegen Gegenleistung 31
Milliardenförderung ohne Ende? 31

9 Grüne Leitmärkte 32
Quoten zum Markthochlauf 32
Durchbruch mit RED III? 33

10 Was zu tun ist 34

Literaturverzeichnis 36
Abkürzungsverzeichnis 42
Abbildungsverzeichnis 43
Tabellenverzeichnis 43

ZUSAMMENFASSUNG

Wasserstoff (H_2) und seine Folgeprodukte werden künftig eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Volkswirtschaften spielen. Die vorliegende Studie untersucht zunächst die Rolle von sauberem Wasserstoff und die Faktoren, die den Einsatz von Wasserstoff unausweichlich machen. Im Weiteren wird gezeigt, dass Wasserstoff sehr gezielt und sparsam eingesetzt werden muss, da seine Herstellung in Deutschland begrenzt sein wird und mit ausreichenden und kostengünstigen Importen von grünem Wasserstoff in naher Zukunft kaum zu rechnen ist.

Engpässe an verfügbarem grünen Wasserstoff werden zumindest in Teilbereichen der Industrie zur Achillesferse des Klimaschutzes werden. Eine Verschwendung von Wasserstoff durch ineffiziente Anwendungen, etwa für den Antrieb von Automobilen oder für die Gebäudewärme, würde zulasten jener Anwendungsbereiche gehen, in denen im Zuge des Umbaus der Industrie hin zu einer klimaneutralen Produktion der Wasserstoffbedarf unabwendbar steigen wird: Das betrifft insbesondere die Stahl- und Chemieindustrie, im Fortgang auch die Luft- und Seefahrt sowie Backup-Systeme im Strombereich.

Eine Wärme- und Verkehrswende, die auf «grüne» Gase und synthetische Kraftstoffe für einen Großteil der Häuser und im Straßenverkehr setzten würde, stünde auf tönernen Füßen. Denn die Bezugsoptionen für die Unmengen an wasserstoffbasierten Brenn- und Kraftstoffen, die dann benötigt würden, wären mehr als wacklig. Man wäre erneut abhängig von riesigen Wirtschaftszweigen im Ausland, die im Fall von Wasserstoff heute allerdings noch nicht einmal im Ansatz existieren und teilweise in äußerst sensiblen Regionen außerhalb Europas lägen. Zudem begrenzen die absehbar hohen Kosten für sauberen Wasserstoff seine Anwendungen auf das absolut Unabwendbare. Insbesondere ein relevanter Einsatz im Gebäudebereich könnte enorme Preisschübe und soziale Verwerfungen hervorrufen. Deshalb gilt für die Bereiche Wärme und Verkehr, dass ein Mehr an Gebäudeeffizienz, der Abbau von Gasinfrastruktur zugunsten effizienter Wärmepumpen und der konsequente Wechsel zur Elektromobilität für eine tatsächlichen Wärme- und Verkehrswende unumgänglich sind.

Im Gegensatz dazu spricht für die Stahl- oder Chemieindustrie auf sehr lange Sicht gesehen grundsätzlich nichts dagegen, einen Teil der zukünftig benötigten «grünen» Wasserstoffmengen oder der wasserstoffbasierten Vorprodukte auch aus Ländern des globalen Südens zu importieren. Jedenfalls dann nicht, wenn diese Staaten tatsächlich in die Technologie einsteigen möchten und wenn ihnen zusätzliche Ökostromkapazitäten zur Verfügung gestellt werden, die nicht zulasten ihrer jeweiligen nationalen Dekarbonisierungsstrategien, ihrer Bevölkerung oder ihrer Umwelt gehen. Doch dafür bedarf es sozialökologischer Leitplanken. Ihre Durchsetzung und Einhaltung sind jedoch weiterhin ungewiss.

Die vorliegende Studie geht zurück auf eine Untersuchung, die ursprünglich unter dem Titel «Wasserstoff. Zentrales Element für den Industrieumbau» Teil des von der Rosa-Luxemburg-Stiftung geförderten und von dem gemeinnützigen Verein «Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik» unterstützten Projekts «Sozial-ökologische Transformation der deutschen Industrie» war. In dessen Rahmen entstanden sieben weitere Studien (Memo-Gruppe/RLS 2022). Die vorliegende Fassung ist ein Update des thematischen Überblicks aus dem Jahr 2022, verfasst vom Autor im Herbst 2025. Seitdem hat sich der industriepolitische Rahmen für die Produktion von und den Handel mit Wasserstoff deutlich verändert: Eine europäische Regulierung zu grünem und sogenanntem kohlenstoffarmen Wasserstoff ist entwickelt worden, die europäische und deutsche Wasserstoffstrategie wurde fortgeschrieben, zudem wurden Fördermechanismen und Handelsplätze etabliert sowie internationale Partnerschaften angebahnt. All dies hat aber mitnichten zu einem wirklichen Hochlauf der «grünen» oder «kohlenstoffarmen» Wasserstoffproduktion geführt. Im Gegenteil: Dem ungebremsten Wasserstoffhype der vergangenen Jahre, vor dem diese Arbeit bereits in ihrer ersten Fassung 2022 nachdrücklich warnte, folgt nun eine große Ernüchterung, die im Folgenden nachgezeichnet wird. Nach heutigem Stand wird nur ein Bruchteil der für das Jahr 2030 angekündigten Projekte realisiert werden. Kaum jemand in der Wirtschaft ist derzeit bereit, langfristige Investitions- oder Abnahmeverträge für «grünen» Wasserstoff zu unterschreiben. Das gilt weltweit, für Europa und für die Bundesrepublik gleichermaßen. Sauberer Wasserstoff wird absehbar also noch viel knapper und noch deutlich teurer werden, als selbst Kritiker*innen der Wasserstoffblase erwartet haben.

Der Bundesrechnungshof (BRH) fasste im Oktober 2025 zusammen: «Trotz Förderungen in Milliardenhöhe verfehlt die Bundesregierung […] die Ziele ihrer Wasserstoffstrategie. Das gefährdet nicht nur das Erreichen der Klimaneutralität und den Industriestandort Deutschland, sondern auch die Stabilität der Bundesfinanzen.» Die Bundesregierung erreiche «weder die inländischen Erzeugungsziele für grünen Wasserstoff» noch könne sie «den erwarteten Bedarf über Importe decken». Überdies fehle ohne verbindliche Vorgaben zur Umrüstung von Gaskraftwerken auf Wasserstoff «ein wichtiger Nachfrageimpuls für den

Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft», so der BRH. Er forderte als Konsequenz nicht weniger, als dass «die Bundesregierung ihre Wasserstoffstrategie und deren bisherige Umsetzung einem ‹Realitätscheck› unterziehen» und «überarbeiten» müsse (BRH 2025). Vergleichbares hatte im letzten Jahr der Europäische Rechnungshof in Bezug auf die europäische Wasserstoffstrategie eingefordert (ERH 2024).

Ein Wasserstoff-Soufflé nach dem anderen fällt gerade in sich zusammen. Das sind keine guten Nachrichten, denn klimafreundlicher Wasserstoff wird vor allem zur Transformation in der Industrie weiterhin benötigt. Um ihn bezahlbar verfügbar zu machen, müsste sich die Politik bei ihrer Rahmensetzung, ihren Infrastrukturmaßnahmen und ihrer Förderpolitik jedoch – endlich – konsequent auf die unabweisbaren Anwendungsfelder für Wasserstoff beschränken. Gleichzeitig müsste sie den Markthochlauf für die Wasserstoffwirtschaft mit cleveren und zielgerichteten Instrumenten unterstützen. Oder anders ausgedrückt: Es braucht endlich eine aufgeklärte Technologiesicherheit und nicht jene vermeintliche (und oft verlogene) Technologieoffenheit, die in Wirklichkeit lediglich überkommene Geschäftsmodelle retten will und die Gesellschaft teuer zu stehen kommen kann.

1 KÜNFTIGE EINSATZFELDER FÜR WASSERSTOFF

Sauberer Wasserstoff (H_2) und seine Folgeprodukte werden künftig eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung der Volkswirtschaften spielen, und zwar vor allem in vier Einsatzgebieten:

1. Dort, wo der deutlich effizientere direkte oder batteriegestützte Stromeinsatz nicht oder nur unter enormem Aufwand möglich ist (etwa im Flug- und Seeverkehr), kann «grüner» oder im Übergang kohlenstoffarmer Wasserstoff über flüssige oder gasförmige Brennstoffe in Form von sogenannten synthetischen Kraftstoffen (Synfuels) auf Wasserstoffbasis zum Einsatz kommen.
2. Wasserstoff wird benötigt, um Treibhausgase zu vermeiden, die in der Industrie nicht energiebedingt entstehen, sondern aufgrund von stofflichen Prozessen, etwa in der Stahlproduktion. In der Industrie sind aber auch thermische Verwendungen von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten zur Ablösung von Erdgas bei Hochtemperaturprozessen möglich.
3. In der chemischen Industrie werden aus Wasserstoff und Kohlenstoff erzeugte Kohlenwasserstoffverbindungen (neben biogenen Rohstoffen, die aber ein begrenztes Potenzial haben) Erdgas und Erdöl als Grund- oder Hilfsstoff ablösen.
4. Wasserstoff könnte neben Biogas zudem eine Rolle als Langzeitspeichermedium spielen, um die Energieversorgung über Wasserstoffgasturbinen oder Synfuels in jenen Zeiten des Winters abzusichern, in denen kein Wind weht und keine Sonne scheint («Dunkelflaute»).

All diese Anwendungen basieren – wenn sie nachhaltig sein sollen – auf sogenanntem grünen Wasserstoff, der mittels Ökostrom aus Elektrolyseuren gewonnen und gegebenenfalls mit Kohlenstoff oder Stickstoff zu sogenannten Wasserstoffderivaten verbunden wird. Im Fall von Kohlenstoff kann er klimaneutral nur aus der Atmosphäre oder aus Biomethananlagen gewonnen werden, da alle anderen denkbaren Quellen letztlich auf Kohlenstoff aus der Erdkruste basieren und Anwendungen diesen früher oder später in die Atmosphäre transportieren.

2 KLEINE FARBENLEHRE DES WASSERSTOFFS

Tatsächlich klimaschutztauglich ist nur **«grüner» Wasserstoff:** Elektrolyseanlagen spalten mithilfe von Ökostrom Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Der eingesetzte Ökostrom darf dabei aber nicht jenen Prozessen in der Energiewirtschaft entzogen werden, die mit deutlich weniger Aufwand Klimagase einsparen, etwa bei der Verdrängung von Kohlestrom durch Strom aus Wind- oder Solarkraft. Ökostrom für die Elektrolyse muss also *zusätzlich* bereitstehen.

Eine Gewinnung von Wasserstoff durch Wasserelektrolyse unter Verwendung von Graustrom (also mit einem Strommix aus dem Netz, der fossile Anteile enthält) nimmt hingegen CO_2-Emissionen bei der Stromerzeugung in Kauf, die umso höher sind, je höher der Anteil an Strom aus Kohle- oder Gaskraftwerken am Strommix ist. Auch bei den derzeit gängigsten Verfahren zur Wasserstoffherstellung – der Dampfreformierung bzw. der autothermen Refor-

mierung von Erdgas (Methan) – wird CO_2 in die Atmosphäre freigesetzt. Alle drei Methoden haben **«grauen» Wasserstoff** zum Ergebnis.

Elektrolyse-Wasserstoff, der mittels Netzstrom mit einem hohen Anteil an dafür zusätzlich produziertem Ökostrom, aber noch mit einem geringen Anteil fossil erzeugten Stroms hergestellt wird, fällt unter bestimmten Bedingungen nicht in die Kategorien «grün», sondern wird als **«kohlenstoffarmer» Wasserstoff** bezeichnet. Die genauen Kriterien dafür sind in sogenannten Delegierten Rechtsakten der Europäischen Kommission festgeschrieben.

«Blauer» Wasserstoff bezeichnet «grauen» Wasserstoff (siehe oben), dessen Erzeugung aber mit einem CO_2-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt werden soll (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Er beruht also auf fossilen Grundstoffen und CO_2 als «Abfall», der unterirdisch verklappt wird.

In den ersten Entwürfen der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde neben grünem Wasserstoff auch «blauer» Wasserstoff als CO_2-frei definiert, obwohl diese Bezeichnung grob irreführend ist. In der 2020 von der Bundesregierung verabschiedeten Wasserstoffstrategie wird «blauer» Wasserstoff immer noch als «CO_2-neutral» bezeichnet; neuerdings wird er auch als «kohlenstoffarm» eingeordnet. Die Risikotechnologie CCS ist in Deutschland jedoch nicht ohne Grund hochumstritten: Eine Studie der Cornell-Universität in New York beispielsweise kommt zu dem Schluss, dass «blauer» Wasserstoff nur minimale Vorteile gegenüber der reinen Dampfreformierung ohne CCS hat (Howarth/Jacobson 2021). Die CCS-Technologie sei nicht annähernd in der Lage, 100 Prozent der entstehenden CO_2-Emissionen aufzufangen. Nach einer Studie der Universitäten Cornell und Stanford ist die Klimabilanz von «blauem» Wasserstoff beim Einsatz für Wärme sogar noch schlechter als die von Erdgas. Ursache seien der hohe Energieaufwand und die Methanemissionen der Vorkette (Burgess 2021).

«Pinker» oder «roter» Wasserstoff entsteht wie «grüner» Wasserstoff im Elektrolyseprozess, allerdings mittels Atomstrom – mit allen damit verbundenen Risiken dieser Stromerzeugung. Diese Variante wird gelegentlich auch **«gelber» Wasserstoff** genannt.

Als **«türkiser» Wasserstoff** (und ebenfalls als CO_2-neutral im Sinne der verabschiedeten Wasserstoffstrategie) gilt Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) in einem Hochtemperaturreaktor hergestellt wird. Anstelle von CO_2 entsteht dabei fester Kohlenstoff in großen Mengen. Voraussetzungen für die CO_2-Neutralität des Verfahrens sind auch hier der Strom aus erneuerbaren Energiequellen und die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs. Allerdings wurde «türkiser» Wasserstoff bislang nur im Labormaßstab produziert, von einer industriellen Anwendung ist das Verfahren weit entfernt.

«Oranger» Wasserstoff ist Wasserstoff, der aus Abfall und biogenen Reststoffen gewonnen werden soll (etwa durch Gasifizierung bei hohen Temperaturen oder durch Vergärung). Hierbei wird wiederum Kohlenstoff in die Umwelt abgegeben. Inwieweit «oranger» Wasserstoff klimaneutral ist, hängt davon ab, welcher Anteil des eingesetzten Abfalls biogen ist (welcher Anteil also pflanzlich ist und CO_2 beim Wachstum aus der Atmosphäre aufgenommen hat) und welche Menge an Treibhausgasen beim Anbau (über Düngemittel), beim Transport und bei der Verarbeitung der Pflanzen bzw. Abfall- und Reststoffe anfällt.

Als **«weißer» Wasserstoff** wird Wasserstoff bezeichnet, der in natürlichen Gesteinsformationen vorkommt und in größerem Umfang erst vor wenigen Jahren in einigen Regionen der Erde entdeckt wurde bzw. vermutet wird. Seine Erkundung und Nutzung stehen deshalb noch am Anfang. Der Umfang der Vorkommen und ein realistisches Potenzial zur Gewinnung sowie für den Klimaschutz sind derzeit nicht abschätzbar. Das hängt unter anderem damit zusammen, dass «weißer» Wasserstoff durch Fracking gewonnen werden müsste, was fossile Begleitgase mobilisieren könnte und mit weiten Umweltwirkungen verbunden wäre.

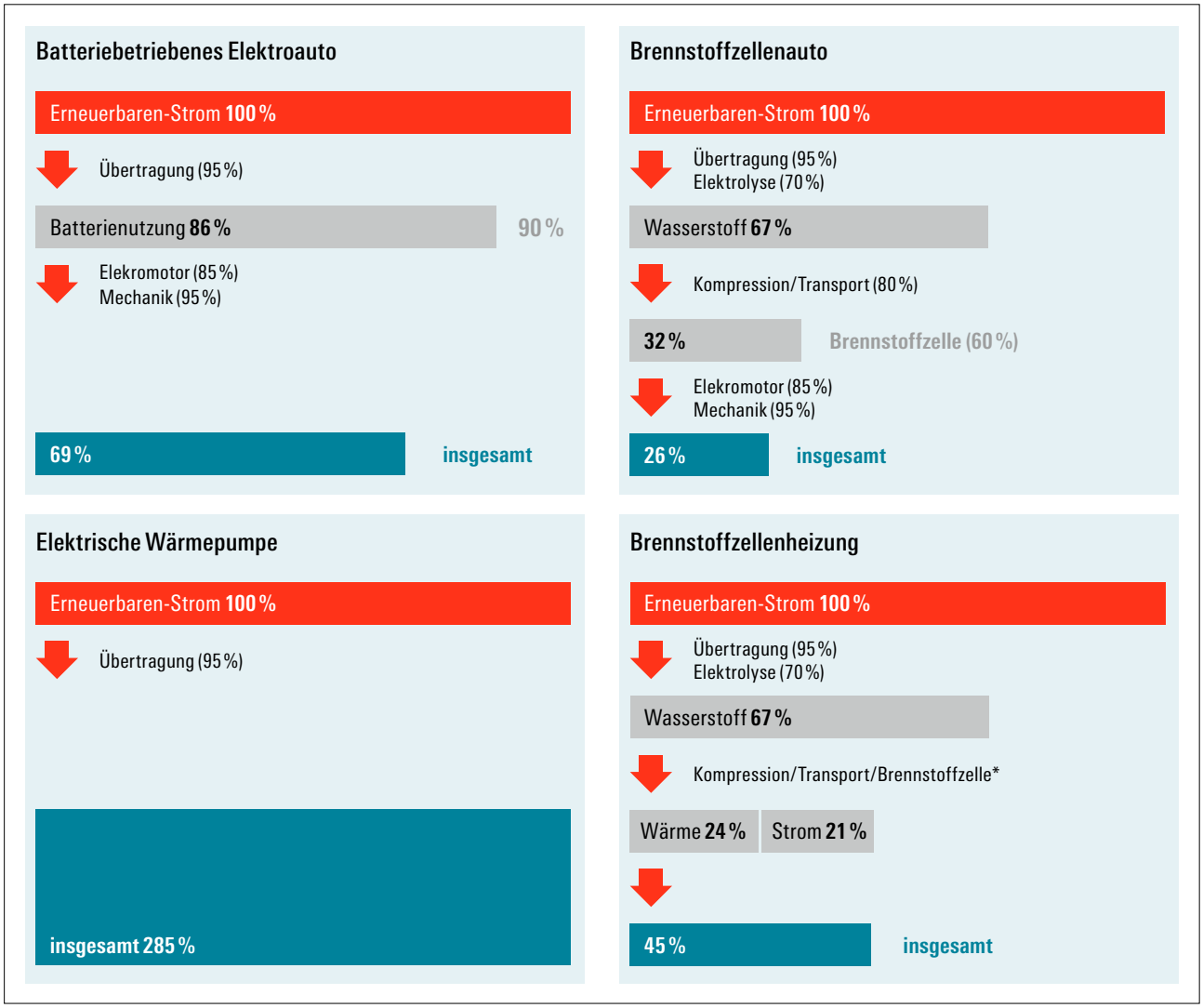
Aus Wasserstoff können **Folgeprodukte** wie Ammoniak, Methanol, Methan, Benzin oder Diesel hergestellt werden. Sofern diese Produkte unter der Verwendung von grünem Wasserstoff erzeugt werden, wird in der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung übergreifend von **Power-to-X (PtX)** gesprochen. Je nachdem, ob die erzeugten Folgeprodukte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von **Power-to-Gas (PtG)** oder von **Power-to-Liquid (PtL)**.

3 DER EFFIZIENTE EINSATZ VON WASSERSTOFF SPIELT EINE SCHLÜSSELROLLE

TEURE UMWEGE VERMEIDEN

Der Einsatz von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten wird zur vierten Säule des Klimaschutzes. Die anderen drei sind der Ausstieg aus fossilen Energieträgern, der Aufbau einer vollständig regenerativen Energieerzeugung und die Energieeinsparung. Dabei wird Wasserstoff allerdings nicht zum «Öl der Zukunft» oder zum «Schweizermesser der Dekarbonisierung» werden, wie häufig behauptet wird. Zwar sind der Stoff und seine Folgeprodukte zeitunabhängig und vielseitig nutzbar. Sie haben aber zugleich einen gravierenden Nachteil: Die Herstellung von grünem Wasserstoff über einen Elektrolyseprozess mittels Ökostrom ist enorm energie- und kostenintensiv, und das wird sich auch in Zukunft nicht grundlegend ändern. Wird Wasserstoff nicht in reiner Form verwendet, sondern mit Kohlenstoff zu flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen verbunden, benötigen diese Prozesse zusätzlich große Mengen an

Abbildung 1: Unterschiedliche Wirkungsgrade von eingesetztem Ökostrom bei der Direktnutzung und über den Wassersstoffpfad



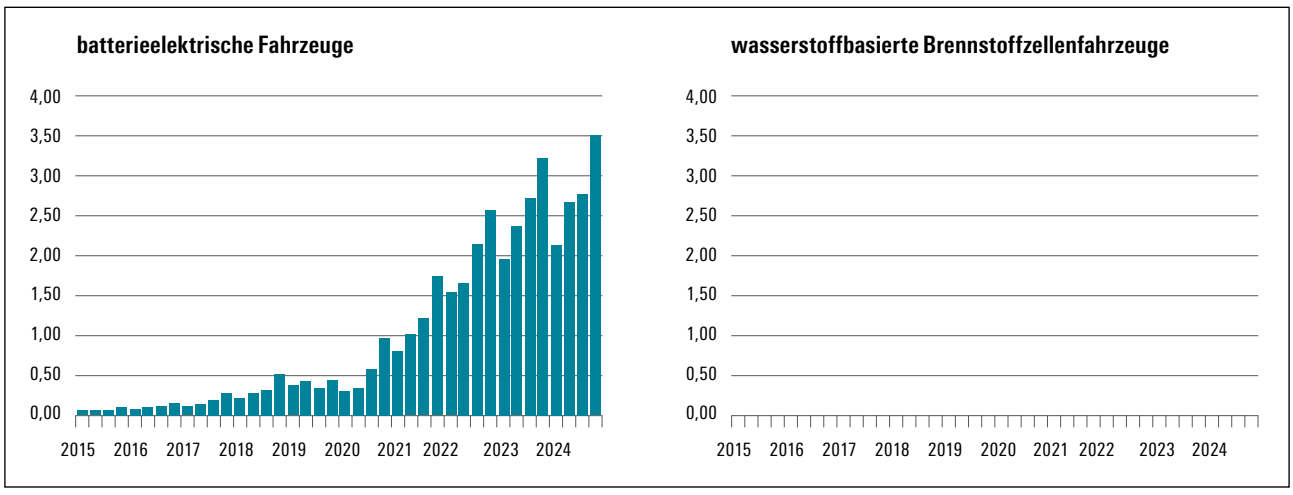
Anmerkungen: Die Prozentzahlen stellen den jeweils verbleibenden Wirkungsgrad nach jeder Umwandlungsstufe dar. Infolge der Umwandlungsverluste sinkt er jeweils (von oben nach unten). Der mit 285 Prozent über 100 Prozent liegende Wert bei der Wärmepumpe ergibt sich daraus, dass mit dem für die Pumpe eingesetzten Ökostrom ein Mehrfaches an Umweltwärme aus dem Boden oder der Luft «geerntet» werden kann.
Quelle: AgoraVW/AgoraEW/FrontierE 2018: 12 f.

Energie. Ökostrom ist jedoch ein wertvolles Gut. Die hierfür zur Verfügung stehenden Flächen und Rohstoffe sind knapp und häufig konfliktbeladen – sowohl hierzulande als auch im Ausland.
Falls künftig in großem Umfang Ökostrom nicht direkt verwendet oder mittels Batteriespeicher eingesetzt würde, sondern über den teuren und ineffizienten Wasserstoffumweg, könnte der Gesamtstromverbrauch um ein Vielfaches gegenüber dem heutigen Stand ansteigen. So wäre etwa bei einer Eins-zu-eins-Umstellung des aktuell in Deutschland verbrauchten Otto- und Dieselkraftstoffs auf synthetische Kraftstoffe die notwendige Strommenge mehr als dreimal so groß wie die heute insgesamt verbrauchte Strommenge (Rudolph 2019). Die niedrigen Wirkungsgrade von Wasserstoff beim Einsatz in Pkws und Heizungen verdeutlicht auch Abbildung 1.

REALITÄT BREMST VERSCHWENDUNGSTRIEB

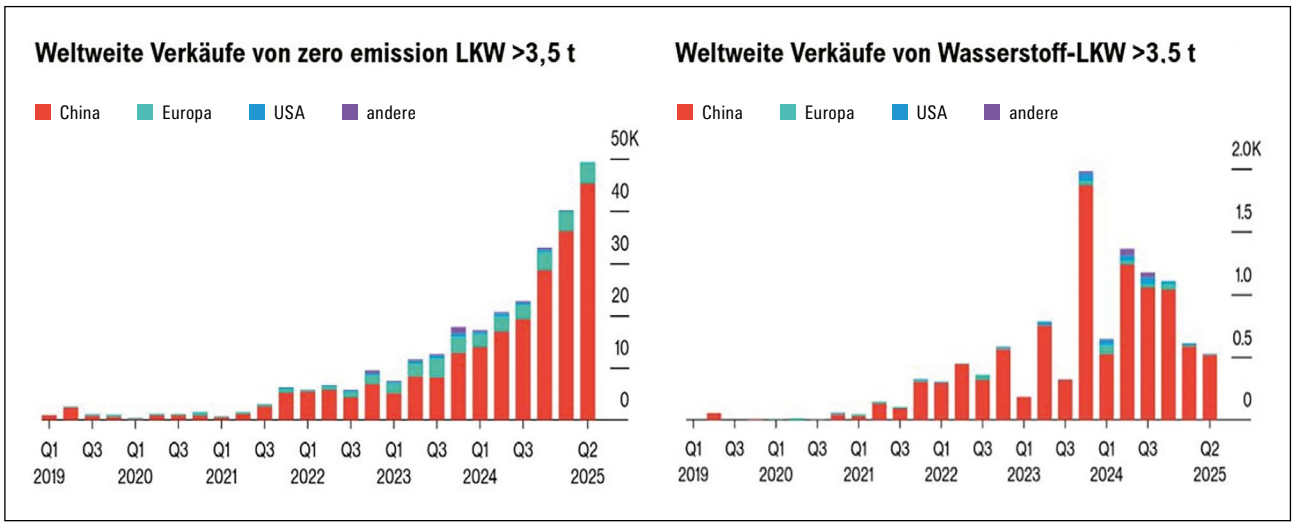
Zu dem Extremszenario wie in Abbildung 1 dargestellt wird es nicht kommen, allein weil die meisten Hersteller und Kund*innen längst andere Entscheidungen getroffen haben. Weltweit werden als Alternative zum Verbrenner fast ausschließlich Elektro- oder Hybridfahrzeuge verkauft, die teure und ineffizient Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie spielt praktisch keine Rolle (siehe Abbildung 2). Nur 1.802 Pkws in Deutschland haben eine Brennstoffzelle, das sind 0,004 Prozent.
Bei einem umfassenden Ökostromeinsatz in ineffizienten Anwendungen würde Klimaschutz in Zukunft nicht nur deutlich teurer werden, sondern auch an Akzeptanz verlieren – ja vielleicht sogar scheitern. Dies gilt auch für Träume von Verbrennungsmotoren, die mit synthetischen wasserstoffbasierten Kraftstoffen laufen sollen, die noch aufwendiger herzustellen sind. Zusätzlicher Stromverbrauch bedeutet schließlich zusätzliche Windkraftanlagen, Solarpaneele und Netze. Insofern waren und sind der Kampf von Union, FDP und BSW gegen das EU-weite Verbrenner-Aus für Neuwagen ab dem Jahr 2035 ein ebensolches Lehrstück für inkompetente Wirtschaftspolitik wie ihre in weiten Teilen vollkommen faktenfreie Desinformationskampagnen gegen Wärmepumpen.
Eine vergleichbare Entwicklung wie bei Pkws lässt sich im Schwerlastverkehr ablesen. E-Lkws überflügeln Lkws mit Brennstoffzellen auf Wasserstoffbasis. Schließlich werden Batterien immer günstiger und leistungsfähiger. Die gesetzlichen Lenk- und Pausenzeiten der Trucker passen zudem super mit den Ladezyklen von Batterie-Lkws zusammen. Kein Wunder, dass die meisten großen Lkw-Hersteller und Spediteure perspektivisch auf E-Lkws setzen statt auf teure Brennstoffzellenfahrzeuge, deren Versorgung mit sauberem Wasserstoff mehr als unsicher ist.
BloombergNEF stellt die Entwicklung grafisch dar (siehe Abbildung 3). Die Säulen der weltweiten Verkäufe von E-Lkws auf der linken Seite steigen quasi exponentiell nach oben an – mit einem Wachstum von 140 Prozent Marktvolumen im zweiten Quartal 2025 im Vergleich zum Vorjahreszeitraum. Ein deutlicher Einbruch dagegen auf der rechten Seite der Wasserstoff-Lkws, und zwar von einem im Vergleich ohnehin kleinen Niveau aus. Der Verkauf von Wasserstoff-Lkws hatte seinen Peak vor circa zwei Jahren, und auch damals lag er um den Faktor 25 unter den aktuellen Quartalszahlen für batterieelektrische Lkws (BloombergNEF/McKerracher 2025).

Abbildung 2: Weltweiter Absatz von batterieelektrischen Fahrzeugen gegenüber wasserstoffbasierten Brennstoffzellenfahrzeugen (2015–2024)



Anmerkungen: Absatz in Millionen Fahrzeugen. Die Absatzzahlen für wasserstoffbasierte Brennstoffzellenfahrzeuge lassen sich wegen des geringen Umfangs grafisch nicht mehr darstellen.
Quelle: BloombergNEF/Liebreich 2025

Abbildung 3: Auch die Zukunft des Lkw ist batterieelektrisch



Quelle: BloombergNEF/McKerracher 2025

Mit ziemlicher Sicherheit werden auch die wenigen teuren Brennstoffzellenbusse, auf die einige Pilotprojekte im öffentlichen Personennahverkehr gesetzt haben, weil anfangs freigiebig Fördermittel flossen, als kostspielige Fehlinvestitionen in den Höfen kommunaler Fuhrparks enden. Tatsächlich werden sich saubere und effiziente Elektrobusse im Massenbetrieb durchsetzen, wo nicht Straßenbahnen die sinnvollere Lösung sind.

Vor diesem Hintergrund sind synthetische Kraftstoffe in Verbrennungsmotoren für den Schwerlast- oder Busverkehr erst recht keine Alternative. Sie würden nicht nur teuren und knappen sauberen Wasserstoff benötigen, sondern zur Synthese auch Kohlenstoff, der wegen des Klimaschutzes nicht aus der Erdkruste kommen darf. Er müsste vielmehr extrem aufwendig und kostenintensiv aus der Luft oder aus Biomethananlagen extrahiert werden.

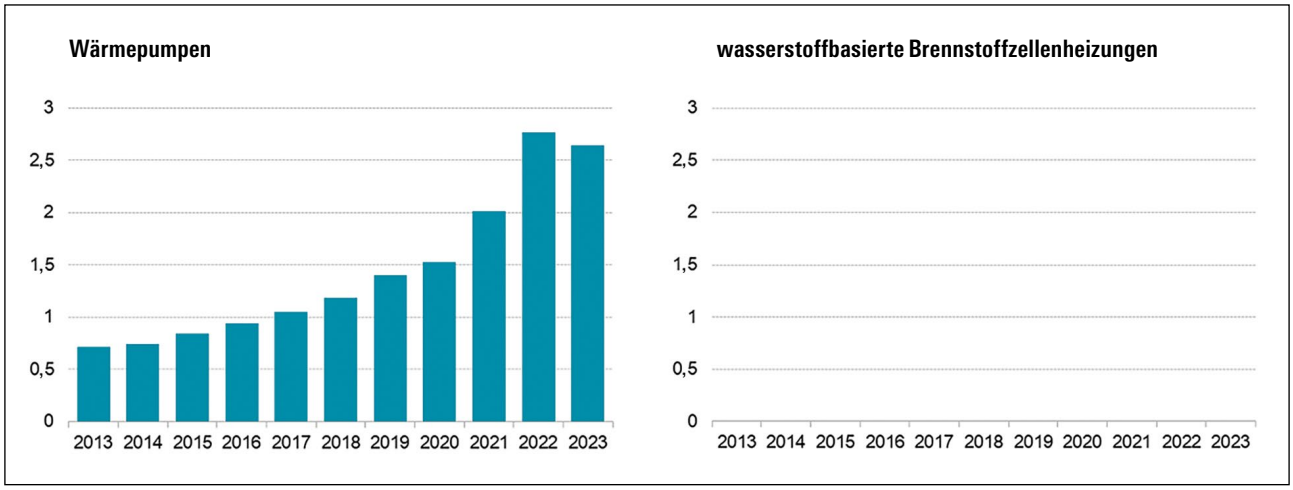
Ähnlich sieht es auf der Schiene aus: Zunehmend erweisen sich jene Wasserstoffzüge als zu teuer und unzuverlässig (SPON 2024), die auf Drängen der Brennstoffzellenlobby mit enormen Fördermitteln auf jenen wenig befahrenen Nebenstrecken erprobt werden, auf denen sich Oberleitungen (vermeintlich oder tatsächlich) nicht rechnen. Batterien als Antrieb sind auch hier die bessere, weil energetisch effizientere und damit klimafreundlichere Alternative; die Oberleitung bleibt der Goldstandard.

Ein ebensolches Fazit ergibt sich aus dem Vergleich zwischen Wärmepumpen und Wasserstoffheizungen: Wärmepumpen sind unschlagbar effizienter als wasserstoffbasierte Heizungen, weshalb ihr Absatz unaufhaltsam steigt, während Brennstoffzellenheizungen praktisch nicht zum Einsatz kommen (siehe Abbildung 4 für Europa).

In der Wissenschaft herrscht große Einigkeit darüber, dass Wasserstoff und darauf basierende synthetische Kraft- und Brennstoffe (Power-to-Liquid, PtL) darum nur dort eingesetzt werden sollten, wo sie absehbar unverzichtbar sind, weil es im Hinblick auf den Klimaschutz keine Alternative gibt. Priorität müssen grundsätzlich die direkte Elektrifizierung und die Energieeinsparung haben, also batterieelektrische Antriebe, Oberleitungen und Verkehrsverlagerungen auf die Schiene sowie Wärmepumpen und hohe Sanierungsstandards im Gebäudebereich. Ob die letzte und die gegenwärtige Bundesregierung dies ähnlich sahen und sehen wie die Wissenschaft, ist fraglich. Einerseits wird in offiziellen Dokumenten, wie der Nationalen Wasserstoffstrategie, diese Anwendungshierarchie zwar beschrieben. Andererseits wird in denselben Papieren an anderer Stelle, wie etwa in Koalitionsverträgen, die Möglichkeit des Einsatzes von Wasserstoff auch im Pkw-Bereich und im Gebäudesektor nicht ausgeschlossen. Die Torpedierung und das Aufweichen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) im Jahr 2023, unter anderem zugunsten irrealer Wasserstoffheizsysteme, war der vorläufige Höhepunkt dieser destruktiven Politik. Das gegenwärtige Bemühen von Schwarz-Rot, das Ende des Verbrenners 2035 für Neuwagen auf EU-Ebene zu Fall zu bringen, schließt daran an.

Dabei müsste der Grundsatz «Effizienz an erster Stelle» («Efficiency first») der Maßstab für jede zukunftsfähige Technologiepolitik sein, weil er Konflikte um Flächen und Rohstoffe vermindert – hierzulande und weltweit. Zudem steht absolute Energieeinsparung weiter auf dem Programm. Insbesondere der hohe Energieverbrauch im Gebäude- und Verkehrsbereich muss sinken.

Abbildung 4: Entwicklung des Absatzes von Wärmepumpen gegenüber wasserstoffbasierten Brennstoffzellenheizungen in 21 EU-Staaten (2013–2023)



Anmerkungen: Absatz in Millionen Stück. Die Absatzzahlen für wasserstoffbasierte Brennstoffzellenheizungen lassen sich wegen des geringen Umfangs grafisch nicht mehr darstellen.
Quelle: BloombergNEF/Liebreich 2025

DIE WASSERSTOFFLEITER

Eine plastische Übersicht zu Sinn und Unsinn beim Einsatz von sauberem Wasserstoff hat der britisch-US-amerikanische Analyst und Investor Michael Liebreich erstellt. Die von ihm als «Wasserstoffleiter» bezeichnete Rangfolge (siehe Abbildung 5) basiert auf seiner Einschätzung der Wahrscheinlichkeit, ob eine Anwendung von sauberem Wasserstoff um das Jahr 2035 in großem Maßstab kommerziell rentabel sein wird. Seinen Berechnungen liegen unter anderem Überlegungen zu chemisch-physikalischen und ökonomischen Sachverhalten sowie zu Verfügbarkeiten und geopolitischen Rahmenbedingungen zugrunde:
Auf den obersten Leitersprossen A bis C finden sich die alternativlosen Anwendungsbereiche und auch jene, die sinnvoll sind und sich wahrscheinlich weitgehend durchsetzen werden. Die unterste Sprosse G hingegen bezeichnet er als «Reihe des Verderbens»: Sie enthält Anwendungsszenarien, in denen die Kombination aus technischen, wirtschaftlichen und praktischen Hindernissen eine breite Einführung von Wasserstoff unwahrscheinlich macht oder in denen seine Verwendung in den meisten oder allen Überlegungen von anderen Alternativen übertroffen wird (vgl. Barregren 2024).
Wie zu sehen ist, rangieren auf der Sprosse G unter anderem mit den Bereichen Autos/Taxis, Stadtbusse/-Bahnen und Gebäudeheizung Anwendungsfälle, in denen die Bundesregierung, aber ebenso manch kommunales Unternehmen, entgegen jeder Vernunft auch Wasserstoff einsetzen will. Darüber hinaus setzt die Bundesregierung bei der Förderung von Wasserstoffprojekten im Ausland, etwa in Südamerika, in einigen Projekten ausgerechnet auf teure Wasserstoffautos oder -Lkws (Deutscher Bundestag 2025). Mit der geplanten Ausschreibung von «insbesondere Gaskraftwerke[n] mit Umstellungsperspektive auf Wasserstoff» (BMWE 2025) stünde Wirtschafts- und Energieministerin Katarina Reiche (CDU) dann auf der untersten Sprosse (Wasserstoffanwendung in «Stromerzeugung ohne Speicherung»), wenn sie diese tatsächlich als «flexible Grundlastkraftwerke» laufen lassen will und nicht nur dann, wenn Sonne und Wind länger ausbleiben, als Batterien und Lastverschiebungen dies überbrücken können.

WOHER RÜHRT DER WASSERSTOFFHYPE?

Warum dieser kopflose Wasserstoffhype? Zunächst wirbt die Gaslobby seit Jahren für Wasserstoff auf allen Kanälen. Schließlich hat sie über Erdgas hinaus einiges zu verlieren, und zwar den größten Teil ihrer Gasnetze, die durch Wärmepumpen und Gebäudesanierung Schritt für Schritt überflüssig werden. Da wäre Wasserstoff im Gebäudebereich ein Rettungsanker, egal ob er durch Wasserstoffleitungen oder mittels Beimischung durch das überkommene Erdgasnetz gedrückt werden würde. Insbesondere der Verband Kommunaler Unternehmen sieht bis heute in Wasserstoff den Heilsbringer (VKU 2025). Das ist kein Wunder, weil viele seiner Mitglieder, insbesondere die Stadtwerke, bei einer echten Energiewende zunächst erhebliche Probleme mit ihren Gassparten hätten. Teuren Wasserstoff als vermeintliche Konkurrenz zu effizienten Wärmepumpen und damit als eine der Erfüllungsoptionen für saubere Wärmeerzeugung in Robert Habecks (Bündnis 90/Die Grünen) Hei-

Abbildung 5: Die «Wasserstoffleiter» nach M. Liebreich

Quelle: Hagedorn 2024: 2

zungsgesetz verankert zu haben, dürfte – der FDP sei Dank – in der jüngsten Vergangenheit einer der größten Erfolge der Wasserstofflobby gewesen sein.

Ein Erfolg allerdings, der den Bürger*innen in Zukunft bitter zu stehen kommen könnte. So hat zum Beispiel der Oxford-Professor Jan Rosenow 2024 in einer Metastudie 54 unabhängige Studien ausgewertet, die wahrscheinliche Endverbraucher*innen- und Systemkosten von Gebäudeheizungen mit Wasserstoff untersuchen (Rosenow 2024). Keine der Studien findet ökonomische Vorteile für Endverbraucher*innen, nur eine einzige der 54 sieht Vorteile im Hinblick auf die Systemkosten. Insgesamt ergeben sich im Median 24 Prozent höhere Kosten für Wasserstoff im Vergleich zur Elektrifizierung (direkt in dezentralen Wärmepumpen oder indirekt über klimaneutrale Fernwärmeerzeugung). Die Hälfte der Studien schätzt die Preise für Endverbraucher*innen sogar um mehr als 86 Prozent höher ein als für alternative Optionen.

Eine Untersuchung von Fraunhofer IEG und Fraunhofer ISE im Auftrag von Greenpeace und GasWende kommt für Deutschland zu dem Ergebnis, dass Heizen mit Wasserstoff im Jahr 2035 zwischen 74 und 172 Prozent mehr kosten würde als heute mit Gas. Und selbst im günstigsten Fall bliebe es teurer als Wärmepumpen oder Fernwärme (Pfluger/Oberle 2025). Dennoch scheut sich beispielsweise die Stadt Chemnitz nicht, im ersten Entwurf ihrer Kommunalen Wärmeplanung nahezu alle potenziellen dezentralen Versorgungsgebiete (etwa für Wärmepumpen) als Wasserstoffprüfgebiete auszuweisen (Eckhardt 2025).

Wasserstoffheizungen in einzelnen Wohnungen oder Häusern wird es in absehbarer Zukunft in nennenswertem Umfang jedoch nicht geben, denn die Heizgeräte, der Wasserstoff und die dafür notwendigen Verteilnetze sind risikoreich bzw. kaum bezahlbar, weshalb auch bislang weltweit so gut wie keine gebaut worden sind (siehe Abbildung 3).

Bleiben noch die Träume von wasserstofffähigen Heizkraftwerken, die irgendwann «grüne» Fernwärme liefern sollen. Ein prägnantes Beispiel für diese Art von Träumen untersuchte die Recherche-organisation Correctiv (Huth/Joeres 2024): Im Jahr 2023 nahm das «erste vollständig wasserstofffähige Kraftwerk» seinen Betrieb auf, heißt es auf einem Plakat der Stadtwerke Leipzig. Gegenüber der Deutschen Presseagentur behauptete das Unternehmen, bereits im Jahr 2025 sei grüner Wasserstoff «in den erforderlichen Mengen und zu bezahlbaren Preisen» verfügbar. Spätestens dann solle das Heizkraftwerk Leipzig Süd neben Erdgas auch zu 30 Prozent Wasserstoff verbrennen, später 100 Prozent. Die Realität: In besagtem Heizkraftwerk Leipzig laufen zwei Turbinen der Serie SGT 800 von Siemens Energy. Sie wurden noch nie auf Wasserstofftauglichkeit getestet. Die Betriebsgenehmigung sieht bisher nur den Erdgasbetrieb vor, und genau das wird dort verbrannt.

Dennoch nennt Siemens Energy laut Correctiv das Leipziger Werk abwechselnd mal «wasserstofffähig» oder «H_2-ready»; Politiker*innen plappern das offenbar nach (SPD 2020). Wasserstofffähig sind bislang jedoch nur Bauteile wie Schrauben, Dichtungen, Rohrleitungen, Armaturen und Sensoren, zudem existiert eine unterirdisch verlegte (leere) Wasserstoffleitung. Ob für das Kraftwerk jemals grüner Wasserstoff wirtschaftlich bezogen werden kann und ob sich die Turbinen dafür wirklich umrüsten lassen, steht schlicht in den Sternen, Testläufe mit Wasserstoff wurden zuletzt abgeblasen (energate 2025). Derweil verstreicht die Zeit, um ausreichend Großwärmepumpen und dezentrale Wärmepumpen zu installieren.

Es kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausgeschlossen werden, dass irgendwann in der Zukunft im Fernwärmebereich an sehr kalten Wintertagen auch Spitzenlastkraftwerke zeitweise angeworfen werden, die Wasserstoff verbrennen. Sie würden aber eben nur stromgeführt für wenige Jahresstunden der Dunkelflaute laufen und nicht in jenen Dimensionen, die heute einige Kommunalpolitiker*innen und Lobbyisten*innen annehmen. Bis dahin kann sich ohnehin noch eine Menge tun bei der Weiterentwicklung von Wärmepumpen und alternativen Wärmetechnologien, um einen solchen Wasserstoffeinsatz überflüssig zu machen.

Den Wasserstoffhype hat zudem die Autoindustrie angefeuert, auch von Union und FDP gab es drängendes Interesse an Wasserstoff für den Antrieb von Pkws und Nutzfahrzeugen. Die Lobbyarbeit reicht bis ins Bundeswirtschaftsministerium hinein und von dort auch wieder heraus. So berichteten im September 2023 das *Handelsblatt* (Delhaes 2023) und später auch ausführlich Lobby Control (Deckwirth 2024) von einem fragwürdigen Freundschaftsnetzwerk rund um die Vergabe von Fördergeldern für die umstrittene Wasserstoffmobilität: Der damalige Bundesverkehrsminister Volker Wissing (bis 2024 FDP) musste in seinem Ministerium letztlich den Abteilungsleiter Klaus Bonhoff entlassen und den Referatsleiter Wasserstoff in eine andere Abteilung versetzen. Auslöser waren E-Mails zwischen dem Verkehrsministerium und Werner Diwald vom Deutschen Wasserstoff-Verband, die den Verdacht der Vetternwirtschaft erhärteten.

Nichtsdestotrotz übergaben im November 2025 Bundesverkehrsminister Patrick Schnieder (CDU) und Bayerns Ministerpräsident Markus Söder (CSU) dem bayerischen Autohersteller BMW einen Förderbescheid in Höhe von rund 273 Millionen Euro für das Projekt «HyPowerDrive» zur Entwicklung eines Brennstoffzellen-Elektroantriebsstrangs für Pkws (Tagesschau 2025a). Die 273 Millionen hätten Söder und Schnieder auch gleich verbrennen können.

4 DIE NATIONALEN WASSERSTOFFSTRATEGIEN

Die erste Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) der Bundesregierung wurde unter der Großen Koalition im Juni 2020 verabschiedet (NWS 2020) (BMWi 2020). Die nachfolgende Ampelregierung knüpfte mit ihrer Strategie (NWS 2023) im Juli 2023 daran an (BMWK 2023) und verabschiedet 2024 zudem ein Gerüst für ein nationales Wasserstoffkernnetz (BMWK 2024a) sowie eine Wasserstoffimportstrategie (BMWK 2024b). Überdies setzte die im November 2024 verabschiedete Systementwicklungsstrategie (SES) der Bundesregierung einige neue Akzente (BMWK 2024c). Und schließlich wurde innerhalb eines Zehn-Punkte-Plans vom 15. September 2025 eine Kurskorrektur in der Wasserstoffpolitik vorgenommen (BMWE 2025). Dieser Plan ist eine Reaktion von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) auf die Ergebnisse des von ihr in Auftrag gegebenen außerplanmäßigen Monitoring-Berichts zur Energiewende (EWI/BET 2025).

Die NWS der Bundesregierung verfolgen das Ziel, die regulativen Voraussetzungen für den Markthochlauf der Wasserstofftechnologie zu schaffen, Forschung, Entwicklung und Technologieexport zu forcieren sowie die zukünftige nationale Versorgung mit «CO_2-freiem Wasserstoff»[1] und dessen Folgeprodukten zu sichern. Seit ihrer ersten NWS verbindet die Bundesregierung mit dem Markthochlauf dieser Technologie neben Versorgungssicherheit, Resilienz und Klimaschutz auch zukunftsfähige Arbeitsplätze, neue Wertschöpfungspotenziale und einen globalen Milliardenmarkt.

In den beiden NWS schätzt die Bundesregierung künftige Wasserstoffbedarfe ein und legt Ziele für die Installation von Elektrolyseanlagen zur Wasserstoffherstellung sowie von entsprechender Infrastruktur fest. Aus der Differenz zwischen dem wahrscheinlichen Bedarf und dem inländischen Aufkommen ergeben sich Mengen an künftig zu importierendem Was-

1 Zum Begriff CO_2-frei siehe Kapitel 2 «Kleine Farbenlehre des Wasserstoffs».

serstoff und seinen Derivaten (siehe Details dazu im nächsten Kapitel). Des Weiteren werden in den Strategien regulatorische Rahmenbedingungen beschrieben, die gewährleisten sollen, dass der Wasserstoffhochlauf gelingt und klimaneutraler Wasserstoff irgendwann wettbewerbsfähig wird. So wird etwa eine «faire Ausgestaltung» staatlich induzierter Preisbestandteile beim Bezug von Elektrolysestrom angestrebt. Überdies werden Fördermechanismen und damit verbundene Handels- und Ausschreibungssysteme skizziert. Weiterhin beschreiben die NWS für die Jahre 2030 und 2045 Ziele für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur und Schwerpunkte für die Etablierung von Wasserstoffanwendungen, vornehmlich in Sektoren, in denen Emissionen anders schwer zu vermeiden sind. Nach beiden NWS soll Deutschland eine globale Vorreiterrolle bei Wasserstofftechnologien einnehmen, insbesondere in der Brennstoffzellentechnologie und der Elektrolyse.

NWS 2020

Für erste Umsetzungsschritte enthielt die NWS 2020 einen Aktionsplan mit 38 skizzierten Maßnahmen. Energie- und Wasserstoffpartnerschaften mit anderen Staaten sollten helfen, Importe zu sichern. «Übergangsweise» könnte über Einfuhren von internationalen Märkten auch sogenannter CO_2-neutraler (also blauer oder türkiser) Wasserstoff «eine Rolle spielen». Die NWS 2020 formulierte aber auch: Nur grüner Wasserstoff ist «auf Dauer nachhaltig».
Finanziell fördern wollte die Bundesregierung die Investitionen in Wasserstofftechnologien insbesondere im Rahmen von europäischen «Important Projects of Common European Interest» und durch den Aufbau neuer Förderprogramme und -mechanismen wie «Contracts for Difference» (CfD) (BMWK 2022a). Hierzu werden in einem bestimmten Rahmen staatliche Betriebs- und Investitionskostenzuschüsse für teure Dekarbonisierungsvorhaben der Industrie gezahlt (BMWK 2020). Sollten die Produkte irgendwann auch ohne diese Förderungen rentabel sein, soll sich der Zahlungsstrom umkehren: Die Unternehmen zahlen dann an den Staat zurück, so jedenfalls die Theorie hinter dieser Art von Klimaschutzverträgen. Zugleich soll der Staat für bestimmte Projekte Differenzkosten im internationalen Wasserstoffhandel übernehmen, die über spezielle Auktionsplattformen ermittelt werden sollen (etwa europäische Wasserstoffbank oder H2Global-Mechanismus, siehe Kapitel 7).

NWS 2023

Die NWS 2023 schrieb die Strategie 2020 fort, formulierte im Kern ein Zielbild der Wasserstoffpolitik für das Jahr 2030 und legte ein Arbeitsprogramm zu dessen Umsetzung fest. Das Programm ist unterteilt in kurzfristige Maßnahmen, mittelfristige Maßnahmen für die Jahre 2024/25 und erste langfristige Maßnahmen bis 2030.
Mit diesem neuen Leitdokument und mit der nachfolgenden Importstrategie unter der Ampel 2024 verschoben sich genauso spürbar Prioritäten wie mit dem Koalitionsvertrag und dem Wasserstoffbeschleunigungsgesetzt 2025. Zum einen wurden in der NWS 2023 unter der Ampel die Bedarfsschätzungen und die Hochlaufziele für die deutsche Wasserstoffwirtschaft zunächst deutlich angehoben – um im September 2025 mit dem Zehn-Punkte-Plan des BMWE wieder kassiert zu werden, wie in Kapitel 5 erläutert wird. Zum anderen strebt die Bundesregierung nun an, die ökologischen Kriterien für grünen Wasserstoff auf EU-Ebene aufzuweichen.
Überdies rückte mit der NWS 2023 fossilbasierter Wasserstoff in Verbindung mit CCS stärker ins Blickfeld: Die umstrittene Abscheidung und unterirdische Speicherung von Kohlenstoffdioxid sollen nicht nur für fossil betriebene Gaskraftwerke genutzt werden, sondern auch bei der Wasserstoffproduktion selbst. Der Bundesrechnungshof warnte in diesem Zusammenhang ausdrücklich vor dem Risiko teurer Mehrfachinfrastrukturen. Er kritisierte, dass das BMWE neben einer Umstellungsperspektive von Gaskraftwerken auf Wasserstoff nun verstärkt die Nutzung von CCS anzustreben scheine (BRH 2025).
Diese Vorstöße, die aus Sicht des Klima- und Umweltschutzes zweifelsohne problematisch sind, lassen sich wohl auch darauf zurückführen, dass sich bereits 2023 immer klarer abzeichnete, dass bis zum Jahr 2030 nur ein Bruchteil der zuvor gewünschten Elektrolyseanlagen und sonstigen Wasserstoffinfrastrukturen verfügbar sein würde (siehe auch Kapitel 6).
Konkret sieht die unter der Ampel verabschiedete NWS 2023 vor, «auch andere Farben von Wasserstoff» zu nutzen, und zwar «um einen schnellen Aufbau und Hochlauf des Wasserstoffmarktes sicherzustellen und die erwarteten Bedarfe […] zu decken». Genannt wird «insbesondere kohlenstoffarmer Wasserstoff aus Abfällen oder Erdgas in Verbindung mit CCS», zumindest bis ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung stehe. Die Nutzung von blauem, türkisem und orangem Wasserstoff will die Bundesregierung auf der Anwendungsseite sogar «in begrenztem Umfang» fördern.

IMPORTSTRATEGIE FÜR WASSERSTOFF

Die im Sommer 2024 beschlossene Importstrategie für Wasserstoff knüpfte an die NWS 2023 an. Vor allem die FDP war nicht gewillt, trotz des absehbaren krassen Mangels an sauberem Wasserstoff dessen Anwendungsfelder zu beschränken. «Letztlich wird aber der Markt entscheiden, in welchen Bereichen und welchem Zeithorizont Wasserstoff und Wasserstoffderivate wirtschaftlich zum Einsatz kommen», heißt es in dem Regierungspapier.

der Wasserstoffwirtschaft zu verwässern. Dazu heißt es im Koalitionsvertrag, die Bundesregierung wolle «den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft» «pragmatischer ausgestalten». Vermeintliche «Überregulierung» müsse zurückgeführt werden (CDU/CSU/SPD 2025). Aus dem Papier spricht die Überzeugung, mit weniger Klimastandards den ausbleibenden Wasserstoffhochlauf ankurbeln zu können.
Allen Warnungen zum Trotz ist im Koalitionsvertrag zudem vom Aufbau einer «Wasserstoff-Ladeinfrastruktur für Nutzfahrzeuge» die Rede. Vermutlich

Was ist «grün», was «kohlenstoffarm»?

Was einerseits «grüner» und was andererseits «kohlenstoffarmer» (auch «CO_2-arm» genannter) Wasserstoff ist und wie Wasserstoffderivate entsprechend eingeordnet werden, regeln drei Delegierte Rechtsakte (DA) der EU-Kommission.
Im ersten DA wird festgelegt, unter welchen Bedingungen der Strom für die Wasserstoffelektrolyse produziert sein muss, damit Wasserstoff, wasserstoffbasierte Kraftstoffe oder andere Energieträger als sogenannte erneuerbare Brenn- und Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBOs) gelten. Hier geht es also unter anderem um die Definition von «grünem» Wasserstoff (KOM 2023a). Dieser muss mit Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt worden sein, wobei bestimmte Kriterien bezüglich der Zusätzlichkeit der Ökostromanlagen sowie der zeitlichen und räumlichen Korrelation zwischen Stromerzeugung und Wasserstoffproduktion erfüllt sein müssen (vgl. auch Witt 2023).
Der zweite DA definiert die Methode zur Berechnung der Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen von RFNBOs, die wiederum dafür ausschlaggebend sind, in welchem Umfang ein RFNBO-Einsatz auf gesetzlich vorgegebene Treibhausgasminderungsquoten angerechnet werden kann. Die Methode berücksichtigt nicht nur die Entnahme von Strom aus dem Netz, sondern auch die Treibhausgasemissionen während des gesamten Lebenszyklus der Brenn- bzw. Kraftstoffe, einschließlich vorgelagerter Emissionen sowie Emissionen in Zusammenhang mit der Verarbeitung und mit der Beförderung dieser Brenn- bzw. Kraftstoffe zu den Endverbraucher*innen (KOM 2023b).
Der dritte DA definiert die Bedingungen, unter denen Wasserstoff und dessen Derivate zwar nicht als erneuerbar, aber als «CO_2-arm» gelten dürfen. Dafür muss der Wasserstoffeinsatz inklusive Herstellung mindestens 70 Prozent Treibhausgaseinsparungen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erreichen. Emissionen der sogenannten Vorkette sollen also berücksichtigt werden. CO_2-armer (bzw. kohlenstoffarmer) Wasserstoff kann nach diesem DA durch verschiedene Methoden erzeugt werden, darunter aus Erdgas mit CO_2-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (CCUS) sowie mithilfe von CO_2-armem Strom statt Ökostrom.
Umweltverbände üben an allen drei DAs Kritik, weil durch sie die Treibhausgasneutralität von grünem Wasserstoff verwässert werde. Industrievertreter*innen halten die Regeln dagegen für zu restriktiv, der gewünschte Wassersstoffhochlauf werde unnötig erschwert (Wiedemann 2025).

KOALITIONSVERTRAG 2025

Mit dem Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD bestätigte Schwarz-Rot im Mai 2025 nicht nur den zuvor eingeschlagenen Weg, sondern setzte auch zusätzliche Akzente in eine bedenkliche Richtung. Hier tauchten erstmals Formulierungen auf, die zum Ziel hatten, EU-Definitionen von «grünem» oder «kohlenstoffarmem» Wasserstoff, die bereits bestanden oder sich in Verhandlungen befanden, zugunsten

sind damit vor allem Wasserstofftankstellen für Lkws gemeint, auch wenn alles darauf hindeutet, dass selbst bei großen Nutzfahrzeugen die Elektromobilität das Rennen macht (siehe Kapitel 3). Dass diese zusätzliche und enorm teure Infrastruktur vom Staat gesteuert aufgebaut werden soll, legt nahe, dass es mit dem Vertrauen der Bundesregierung in die Steuerungskräfte des Marktes offensichtlich doch nicht so weit her ist, wie es in der Wasserstoffimportstrategie 2024 zu lesen war.

5 WASSERSTOFFBEDARF UND -ERZEUGUNG

HABECK VERDOPPELT ELEKTROLYSE-LEISTUNG

Die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2023 erhöhte die Ziele für den Wasserstoffhochlauf deutlich: Zunächst wurde der angenommene deutsche Gesamtbedarf im Jahr 2030 im Schnitt um fast ein Fünftel angehoben auf nun 95 bis 130 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff, was 2,5 bis 3,4 Millionen Tonnen (Mio. t) entspricht. Die Zahlen enthalten auch den Wasserstoffbedarf zur Herstellung von Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol und synthetische Kraftstoffe. Bis zum Jahr 2045 soll der inländische Bedarf laut der im Sommer 2024 verabschiedeten Importstrategie bei 360 bis 500 TWh (9,3 bis 13 Mio. t) Wasserstoff zuzüglich 200 TWh Wasserstoffderivaten liegen. Die Wasserstoffbedarfe entstünden der NWS 2023 zufolge vor allem in der Stahlindustrie, der Grundstoff- und Petrochemie, in der Mobilität und Logistik sowie im Kraftwerkssektor, und zwar sowohl durch die Substitution von heute fossil gedeckten Bedarfen als auch durch neue Herstellungsprozesse. Die großen Spannweiten beim Bedarf bis 2045 ergeben sich laut Bundesregierung unter anderem aus unterschiedlichen möglichen Entwicklungspfaden der Industrie in Deutschland, insbesondere der Grundstoffchemie. Für die zusätzlich benötigte heimische Wasserstoffproduktion verdoppelte die NWS 2023 die für 2030 angepeilte Elektrolysekapazität von 5 Gigawatt (GW) auf 10 GW. Daraus ergibt sich rechnerisch eine in Deutschland produzierte Wasserstoffmenge von etwa 28 TWh (0,7 Mio. t) Elektrolysewasserstoff. Hinzuzurechnen zu diesem Wasserstoffaufkommen wäre die dann noch produzierte Menge an grauem Wasserstoff, der wie gehabt auf fossilen Energieträgern (in der Regel Erdgas) basiert. Im Jahr 2025 sind dies rund 55 TWh (1,4 Mio. t), die vor allem in der Grundstoffchemie (Herstellung von Ammoniak, Methanol usw.) und in der Petrochemie (Herstellung von konventionellen Kraftstoffen) eingesetzt werden. Zumindest ein Teil davon müsste bis 2030 durch grünen Wasserstoff und seine Derivate abgelöst werden. Konkrete Ziele dafür existieren nicht. Laut Systementwicklungsstrategie von 2024 soll die deutsche Elektrolyseleistung bis zum Jahr 2045 auf 60 bis 80 GW steigen, die NWS 2023 selbst macht hierzu keine Angaben.

Rechnerisch würde der Bedarf an sauberem Wasserstoff also die heimische Produktion deutlich übersteigen. Nach der NWS 2023 sollen im Jahr 2030 darum 50 bis 70 Prozent der benötigten Wasserstoffmenge importiert werden. Das sollte «in allen Farben» des Wasserstoffs geschehen sowie über Wasserstoffderivate bzw. Wasserstoffträgermittel. Aus den beiden Letzteren lässt sich (sehr aufwendig) molekularer Wasserstoff zurückgewinnen, wie bei Ammoniak oder Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) möglich. Derivate wie grüner Ammoniak ließen sich aber auch direkt nutzen, etwa in der chemischen Industrie.

REICHE KASSIERT DIE ZIELE

Innerhalb des genannten Zehn-Punkte-Plans des BMWE vom 15. September 2025 nahm die Bundesregierung in einem knappen Absatz eine überraschende Korrektur der Wasserstoffpolitik vor: Unter der Zwischenüberschrift «Wasserstoff-Hochlauf pragmatisch fördern, überkomplexe Vorgaben abbauen» werden zunächst die bereits bekannten Bekenntnisse wiederholt, «die strenge Definition von ‹grünem Wasserstoff› auf EU-Ebene» abzubauen und durch «pragmatische Kriterien» zu ersetzen sowie kohlenstoffarmen Wasserstoff (Low-Carbon Hydrogen) «gleichberechtigt» zu behandeln. Neu ist, dass sich die Hochlaufphase in einem ersten Schritt auf Märkte konzentrieren soll, «in denen schon jetzt Zahlungsbereitschaft für Wasserstoff vorhanden ist (z. B. im Bereich der Raffinerien) oder in denen Nachfrage mit finanziell und administrativ verantwortbarem Aufwand angeregt werden kann (z. B. über eine Förderung klimaneutraler Prozesswärme)».

Die zentrale Korrektur folgt einige Sätze später: Der Hochlauf soll nunmehr keine festen Ziele mehr verfolgen. Vielmehr soll er sich offensichtlich dem Desaster in der realen Wasserstoffwelt anpassen, schließlich existieren fünf Jahre nach Start der NWS 2020 und nach Milliarden Euro verausgabter Fördermittel weder eine relevante «grüne» Wasserstofferzeugung noch ernsthafte Abnahmeverträge für sauberen Wasserstoff oder dessen Derivate (siehe Kapitel 6). «Die aktuellen Elektrolyseur-Ausbauziele werden durch flexible Ziele ersetzt, die sich an konkreten Projekten auf Nachfrageseite in Deutschland orientieren», heißt es. Die 10 GW Elektrolyseleistung bis 2030 sind also ersatzlos gestrichen. Infrastrukturprojekte sollen künftig «unmittelbar nach Bedarf gestartet» werden, so das Papier. Entsprechend sollen die Umsetzung des Wasserstoffkernnetzes sowie die Erschließung ausländischer Wasserstoffpotenziale, einschließlich der Importkorridore, nun stufenweise «und in enger Abstimmung» damit erfolgen, wie sich die Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten entwickelt.

NACHFRAGE NACH SEKTOREN UND IMPORTBEDARF

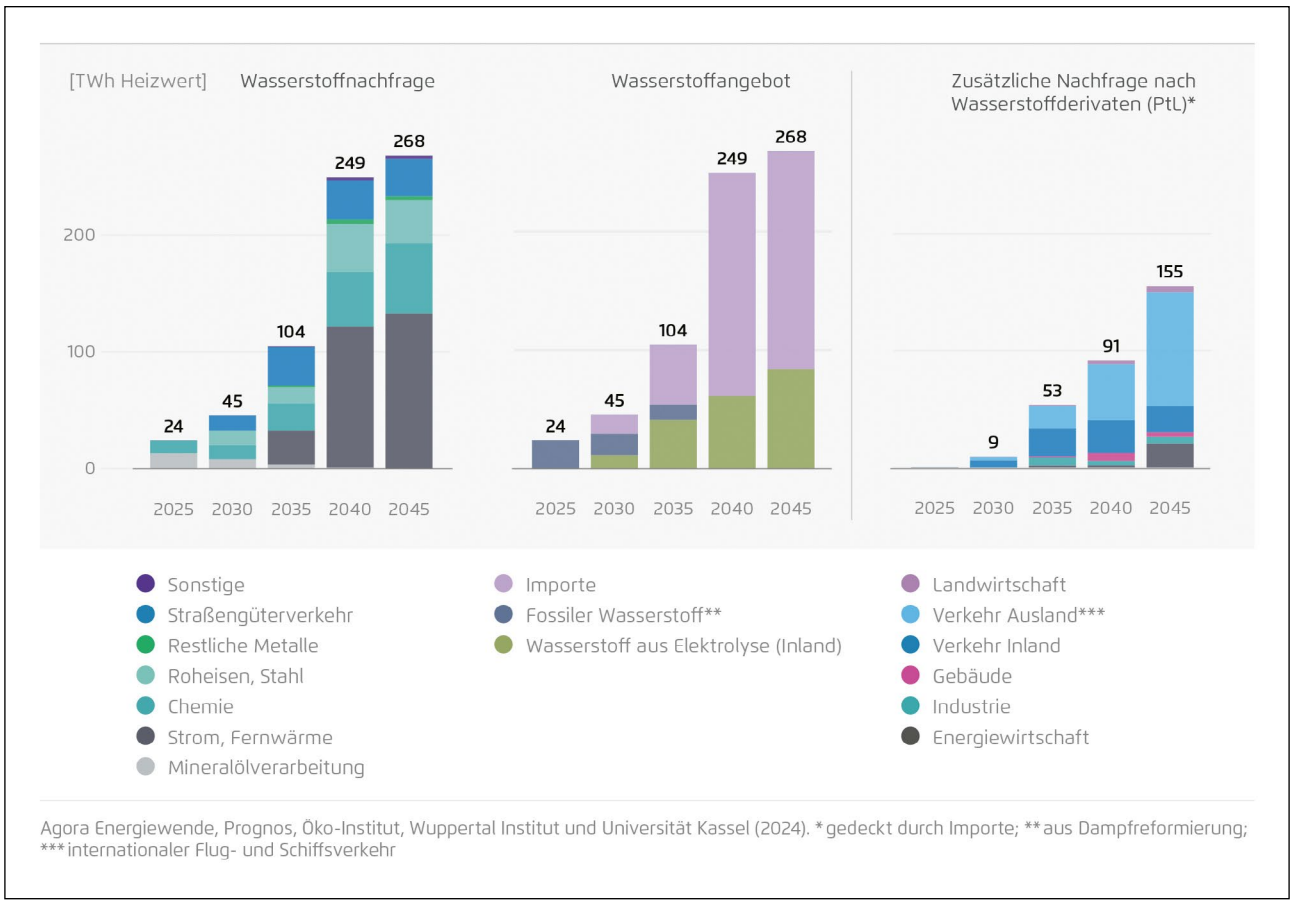
Trotz nunmehr fehlender Mengenziele ist interessant, wie sich die geschätzte Wasserstoffnachfrage und -erzeugung nach Branchen und Jahresetappen aufgeschlüsselt entwickeln könnte, wenn der Hochlauf zünden würde. Zahlen dafür finden sich beispielsweise im Update der renommierten Studie zur Klimaneutralität 2045 im Auftrag von Agora Think Tanks (AgoraTT 2024). Die Institute prognostizieren einen Wasserstoffbedarf von 45 TWh im Jahr 2030 und von 268 TWh im Jahr 2045. Davon müssten 16 TWh bzw. 184 TWh importiert werden. Die entsprechenden Importquoten betragen in diesem Modell folglich 36 bzw. 67 Prozent. Laut Modellrechnung kann bis zum Jahr 2035 nicht vollständig auf «grauen» Wasserstoff (aus Dampfreformierung) verzichtet werden. In Summe liegen die Mengenschätzungen der Studie dabei unterhalb der Annahmen der NWS 2023 (siehe Abbildung 6).

Zum Bedarf an reinem Wasserstoff kommt laut Agora-Studie der Bedarf an weiteren, auf erneuerbarem Strom basierenden Energieträgern hinzu, die im Modell vollständig importiert werden. So sollen unter anderem (ab circa 2030) im nationalen und internationalen Schiffs- und Flugverkehr CO_2-neutrale flüssige Kraftstoffe (PtL) Verwendung finden, deren Basis neben Wasserstoff auch CO_2 ist (der Klimaeffekt der Kondensstreifen von Flugzeugen bleibt auch dann weiter ein Problem). Auch Importe von grünem Ammoniak fallen in diese Kategorie. Den Bedarf an solchen Wasserstoffderivaten schätzt die Studie für 2030 auf 9 TWh und für 2045 auf 145 TWh. Insgesamt errechnet die Studie für 2045 einen Bedarf an Wasserstoff und sonstigen synthetischen Brennstoffen in Höhe von 423 TWh, von denen 339 TWh importiert werden müssten – also 80 Prozent.

Immer wieder wird darüber debattiert, wo die stromhungrigen Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung hierzulande am besten stehen sollten, um das Energiesystem möglichst wenig zu belasten. Der Systementwicklungsstrategie der Bundesregierung zufolge ist dies nicht beliebig, denn aus Sicht des Stromsystems seien Elektrolyseure Lasten, die potenziell erhebliche Wirkungen auf den Netzbetrieb, die Systemsicherheit und den Netzausbaubedarf haben könnten.

Wohl auch mit Blick auf Begehrlichkeiten vor allem aus Bayern stellt die Strategie fest: Elektrolysestandorte im Norden seien angesichts der vorherrschenden Nord-Süd-Engpässe im deutschen Übertragungsnetz

Abbildung 6: Prognostizierte Wasserstoffnachfrage und Wasserstofferzeugung (2025–2045)



Quelle: AgoraTT 2024

aus Stromnetzsicht wesentlich günstiger als südliche Standorte. Erzeugungspotenziale der Windenergie im Norden an Land und auf See könnten genutzt werden, ohne den Strom über Fernleitungen transportieren zu müssen. Der Wasserstoff könnte dann über Pipelines zu den Verbrauchern (wie Kraftwerken und Industrieunternehmen) transportiert werden, die an das künftige Wasserstoffnetz angeschlossen sind. Wasserstoffleitungen gelten als deutlich billiger als neue Stromautobahnen, auch weil teilweise umgerüstete Gasnetze künftig nutzbar wären.

Das Dokument verweist im Übrigen darauf, dass sich geologische Formationen, die für die Wasserstoffspeicherung genutzt werden könnten, überwiegend in Norddeutschland befinden. Gleichwohl die Bundesregierung im Papier den Bau von Elektrolyseanlagen auch im restlichen Bundesgebiet nicht ausschließt (im Sinne eines zügigen Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft), zeigt die Einschätzung plastisch, wo Elektrolyseure eigentlich stehen müssten, um netzdienlich und effizient betrieben werden zu können.

6 DIE WASSERSTOFFBLASE PLATZT – NICHT NUR IN DEUTSCHLAND

FAST NICHTS GEBAUT ODER ENTSCHIEDEN

Die Aufstockung der Wasserstoffziele in der NWS 2023 stand in krassem Kontrast zur realen Entwicklung. Von den 10 GW Elektrolysekapazität waren im Sommer 2025 deutschlandweit gerade einmal 1,6 Prozent in Betrieb, fast alles Anlagen lediglich kleinerer Pilotprojekte. Nur 200 MW weitere Produktionsleistung waren im Bau. «Die Ziele für den Wasserstoffhochlauf im Jahr 2030 werden krachend verfehlt», erklärte dann auch der Kommissarische Vorsitzende des Nationalen Wasserstoffrats (NWR), Felix Matthes, gegenüber der Tagesschau im August 2025 (Tagesschau 2025b). Einen Monat später strich die Bundesregierung die 10 GW als Mengenziel ersatzlos aus ihrer Planung.

Die Nationale Wasserstoffstrategie hat eine große Schwester in Brüssel. Die europäische Wasserstoffstrategie stammt aus dem Jahr 2020. Das dort formulierte Ziel der EU-Kommission bis 2030 sind 10 Mio. t «sauberer» Wasserstoff. Die europäische Wasserstoffindustrie schätzt die dafür erforderlichen Elektrolyseurkapazitäten auf rund 120 GW,[2] der Europäische Rechnungshof gar auf 140 GW. Aber auch auf europäischer Ebene herrscht mittlerweile Ernüchterung. Obwohl 750 Projekte geplant waren, liegen die Elektrolysekapazitäten auf dem Kontinent fünf Jahre vor dem Zieldatum erst bei 0,57 GW, das sind weniger als 0,5 Prozent der für 2030 geplanten Kapazitäten (HydrogenE 2025). Auch aus dem EU-Ausland ist keine Entspannung zu erwarten: Verbindliche Importvereinbarungen belaufen sich auf Einfuhren von erneuerbarem Wasserstoff bis 2030 in Höhe von gerade einmal 0,25 Mio. t, also winzigen 2,5 Prozent der geplanten Menge.

Die Internationale Energieagentur (IEA) veröffentlichte im April 2025 ihren «Northwest European Hydrogen Monitor 2025» (IEA 2025a). Er soll zeigen, wie weit Wasserstoffprojekte in Nordwesteuropa bisher vorangekommen sind und was bis 2030 zu erwarten ist. Untersucht wurden Vorhaben von grünem und blauem Wasserstoff in zehn Länder, darunter Deutschland, die Beneluxstaaten, Frankreich, Norwegen und Großbritannien. Laut Monitor wurden bislang nicht nur zu wenige Anlagen gebaut, selbst endgültige Investitionsentscheidungen (Final Investment Decision, FID) wurden bislang kaum gefällt. Bezugnehmend auf die Hydrogen Production Projects Database zeigt der Monitor, dass nur 8 Prozent der Projekte, die bis 2030 eine emissionsarme Wasserstoffversorgung gewährleisten könnten, bislang überhaupt zugesagt sind. Mehr als 90 Prozent der Projekte befinden sich derzeit in Machbarkeitsstudien oder in der Konzeptphase.

Die Menge an grünem Wasserstoff, die aller Voraussicht nach im Jahr 2030 in Nordwesteuropa relativ sicher produziert werden kann (also in tatsächlich gebauten Anlagen oder Anlagen, für die es finale Investitionsentscheidungen gibt, FID), beträgt rund 1 Mio. t. Doch allein an grauem Wasserstoff werden gegenwärtig in Nordwesteuropa 4,5 Mio. t pro Jahr verbraucht. Das heißt, nur etwa knapp ein Viertel der bisherigen fossilen Wasserstoffproduktion könnte ersetzt werden. Für den zusätzlichen Bedarf an grünem Wasserstoff, etwa für die Stahlindustrie, die

2 In der EU-Wasserstoffstrategie sind für 10 Mio. t Wasserstoff-Produktionsleistung nur 40 GW Elektrolyseleistung angegeben. Der Europäische Rechnungshof kritisierte in seinem Gutachten vom Sommer 2024 die nicht nachvollziehbare Herleitung der 40 GW und schätzte den Bedarf an Elektrolyseleistung mit Verweis auf verschiedene Dokumente auf 140 GW (BRH 2025). In einem Arbeitsdokument der EU-Kommission aus dem Jahr 2022 nimmt die EU-Kommission auf die Wasserstoffindustrie Bezug und nennt 120 GW Elektrolyseleistung (EU-Kommission 2022).

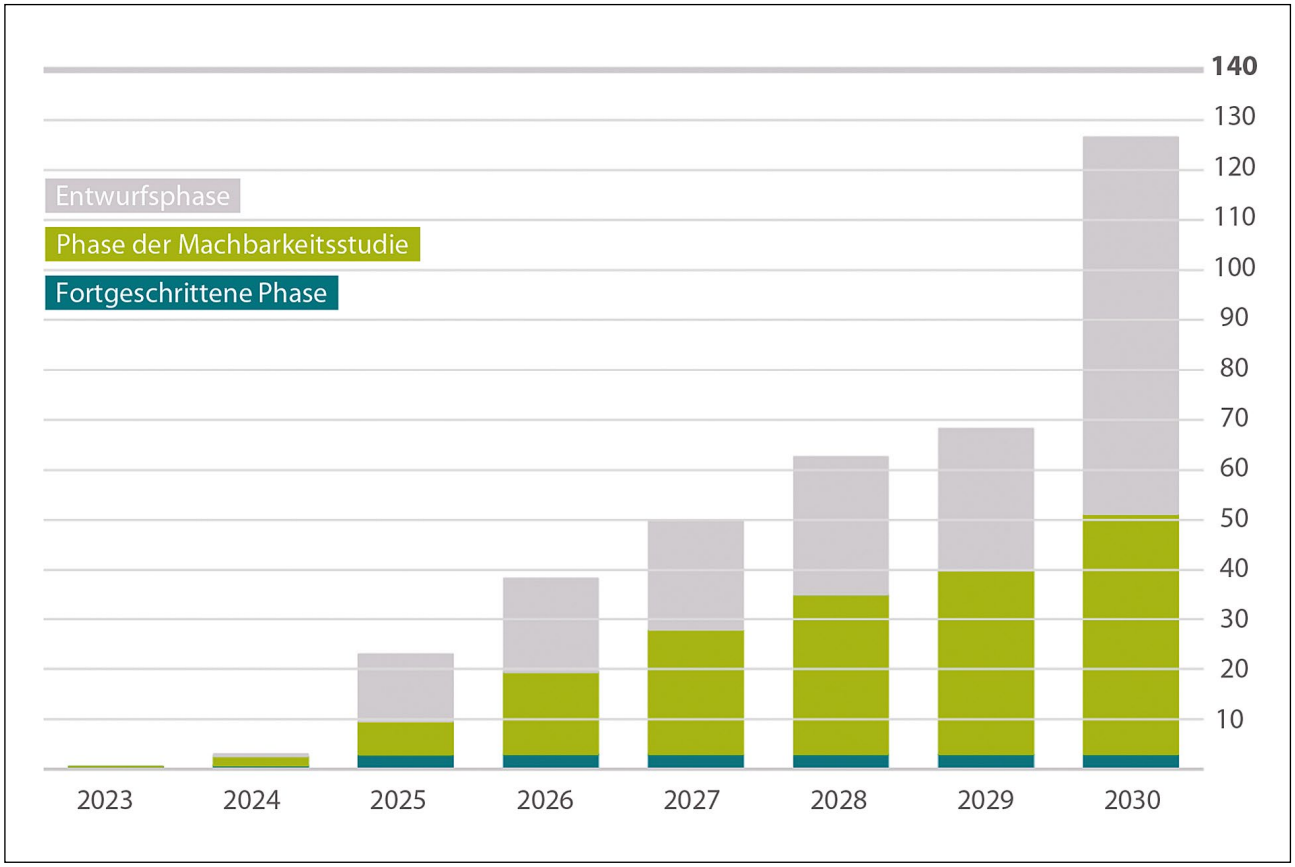
Grundstoffindustrie oder den Luft- und Seeverkehr, gäbe es 2030 kein einziges Kilogramm. Insgesamt werden die 27 EU-Mitgliedstaaten und Großbritannien bis 2050 mindestens 700 TWh an gasförmigem Wasserstoff benötigen, so eine Analyse des deutschen Forschungsprojekts «TransHyDe» (TransHyDE 2025).

Der Europäische Rechnungshof hatte schon im Sommer 2024 gewarnt, dass die europäischen Wasserstoffpläne und die Realität weit auseinanderfallen (siehe Abbildung 7 für die gesamte EU). Er forderte – wie in diesem Jahr auch der Bundesrechnungshof für die deutsche Strategie – einen «Realitätscheck» (ERH 2024): Die EU-Kommission habe vor der Festlegung der EU-Ziele für die Produktion und den Import von erneuerbarem Wasserstoff keine fundierten Analysen durchgeführt. Die EU-Ziele hätten sich als zu ehrgeizig erwiesen, es sei unwahrscheinlich, dass die EU sie bis 2030 erreichen werde. Der Investitionsbedarf sei enorm, doch die EU-Kommission habe weder einen vollständigen Überblick über die Höhe des tatsächlichen Bedarfs noch über die Menge der verfügbaren öffentlichen Mittel.

GLOBALE FLAUTE

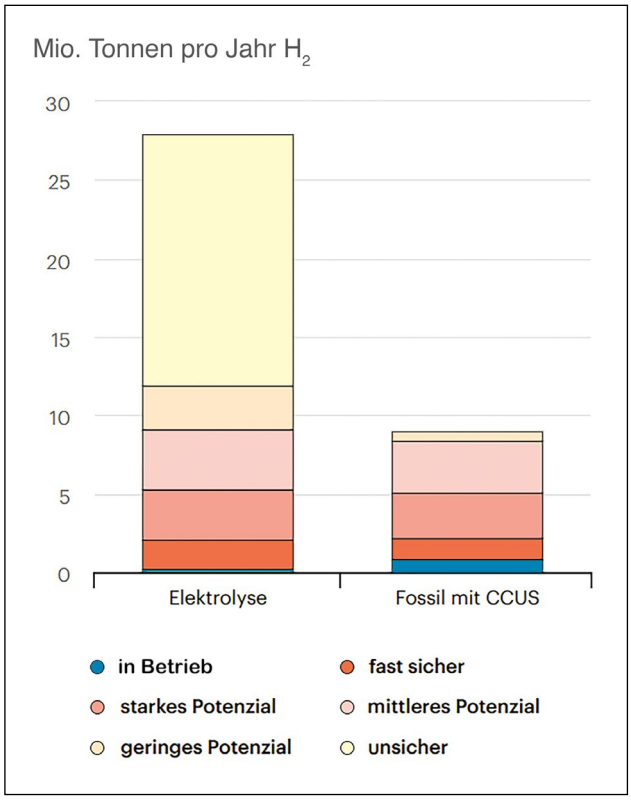
Weltweit nicht anders: Nur etwa 10 Mio. t. der bis 2030 angekündigten 36 Mio. t emissionsarmen Wasserstoffs im Jahr 2030 sind anlagenseitig gegenwärtig im Betrieb, im Bau oder mit FID untersetzt (in Abbildung 8 als «in Betrieb» oder «fast sicher» gekennzeichnet) oder haben nach Ansicht der IEA ein «starkes Potential», dort hinzukommen (IEA 2025b). Zum Vergleich: Im Jahr 2024 wurden weltweit rund 100 Mio. t grauer Wasserstoff hergestellt und verbraucht, fast ausschließlich klimaschädlich aus Erdgas mit hohen CO_2-Emissionen. Bis zum Jahr 2030 könnten global nach gegenwärtigem Projektstand also mit höherer Sicherheit gerade einmal 10 Prozent des jetzigen fossilen Wasserstoffbedarfs klimafreundlich ersetzt werden. Die IEA prognostizierte zuletzt für den Bau von Wind- und Solaranlagen für die Wasserstoffelektrolyse für die nächsten vier Jahre sogar einen Rückgang von knapp 35 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Der Hauptgrund: Unsicherheiten über Preisentwicklungen, Förderbedingungen und das regulatorische Umfeld im Zusammenhang mit Wasserstoff.

Abbildung 7: Elektrolyseurkapazität der angekündigten EU-Projekte (2023–2030)



Anmerkungen: Die Kapazitäten sind kumuliert, in Gigawatt sowie nach Phase und geplantem Jahr der Inbetriebnahme dargestellt. Die fortgeschrittene Phase umfasst Projekte, die bereits in Betrieb sind, sich in der Bauphase befinden oder für die eine endgültige Investitionsentscheidung getroffen wurde (Stand: Oktober 2023).
Quelle: ERH 2024

Abbildung 8: Wahrscheinlichkeit, dass eine emissionsarme Wasserstoffproduktion bis 2030 global verfügbar ist



Quelle: IEA 2025b

H_2-NETZE GECANCELT ODER VERSCHOBEN

Massive Rückschläge sind auch bei der Wasserstoffinfrastruktur zu verzeichnen. So wurden die Pläne zum Bau einer Pipeline von Norwegen nach Deutschland durch die Nordsee, die zunächst jährlich bis zu 4 Mio. t blauen Wasserstoff hätte liefern sollen, gestrichen. Das Vorhaben, das vom staatlichen norwegischen Gaskonzern Equinor und seinem Partner RWE geplant worden war, sei zu teuer und die Nachfrage unzureichend. «Das bedeutet, dass auch die Pläne für die Wasserstoffproduktion ad acta gelegt werden», erklärte ein Equinor-Sprecher Ende September 2024 (Tagesspiegel 2024). Der Bau einer dänischen «grünen» Wasserstoffpipeline mit einem Volumen von 0,64 Mio. t pro Jahr wurde um mindestens drei Jahre verschoben und auf 0,5 Mio. t pro Jahr reduziert (Marx 2025). Der Bau einer Wasserstoffpipeline von Rotterdam zum Duisburger Hafen im Ruhrgebiet wird mit einer mindestens vierjährigen Verzögerung fertiggestellt (Weale 2025).

RISIKEN AUS DEUTSCHEM H_2-KERNNETZ

Das Wasserstoffkernnetz soll in Deutschland den künftig produzierten und importierten Wasserstoff aufnehmen und an die Nutzer, vornehmlich Unternehmen, verteilen. Es soll eine Leitungslänge von 9.040 Kilometern erreichen, die zu rund 60 Prozent auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basieren. Die zu erwartenden Investitionskosten belaufen sich auf 18,9 Mrd. Euro (BNetzA 2024). Zwei Drittel des Kernnetzes sollen bereits 2030 bereitstehen. Das sind gewaltige Investitionen – erst recht angesichts absehbar deutlich geringerer Einspeisungen und weniger Nutzern als erwartet. Schon für den ursprünglichen Bedarf bestand das Problem, dass erste Nutzer unmöglich kostendeckende Netzentgelte hätten zahlen können, da sich die Kosten auf weniger Anschlussnehmer aufteilten würden als erwartet.

Zur Auflösung dieses Dilemmas wurde ein «intertemporaler Kostenallokationsmechanismus» (auch Amortisationskonto genannt) entwickelt: In der anfänglichen «Hochlaufphase» mit nur wenigen Nutzern sollen die Netzentgelte zunächst in ihrer Höhe begrenzt werden; die Differenz zwischen den Netzkosten und den Netzentgelterlösen soll den privaten Kernnetzbetreibern aus einem staatlich abgesicherten KfW-Darlehen von maximal 24 Mrd. Euro erstattet werden. Ab einer bestimmter Nutzerzahl soll dann die anschließende «Rückführungsphase» beginnen, die Erlöse ermöglicht, die über die Netzkosten hinausgehen. Der dann entstehende Überschuss soll das Darlehen aus der Hochlaufphase tilgen.

Allerdings setzt die Rückführungsphase voraus, dass sich dann tatsächlich ausreichend Netznutzer an das Netz angeschlossen haben. Der Bundesrechnungshof weist darauf hin, dass das Darlehen den Staat mit erheblichen Zwischenfinanzierungskosten belasten wird (BRH 2025). In einem Gutachten im Auftrag des BMWE wurden für die Zwischenfinanzierung bis zum Jahr 2055 Kosten zwischen 5,0 und 16,3 Mrd. Euro ermittelt (Fraunhofer et al. 2024). Wenn der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft planmäßig verläuft und das KfW-Darlehen bis zum Ende des Jahres 2055 getilgt werden kann, würden die Netznutzer diese Kosten tragen, so der BRH. Eine Unterauslastung des Netzes würde die Finanzierung jedoch vor große Herausforderungen stellen. Die Regeln für die Risikoverteilung würden dazu führen dazu, dass der Bund mindestens 76 Prozent des Fehlbetrags und die Kernnetzbetreiber nur einen Selbstbehalt von maximal 24 Prozent trügen. Der Bund müsste «mindestens 18 Mrd. Euro tragen […], falls der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft scheitert», so der BRH.

Die Risiken des Kernnetzes erhöhen sich durch die Weigerung von Bundeswirtschaftsministerin Reiche, beim Neubau von Gaskraftwerken (als Teilbeitrag zur Versorgungssicherheit in Zeiten, wo Wind und Sonne nicht liefern) vorzuschreiben, dass diese später auf Wasserstoff umrüstbar sein müssen. Nach Angaben des Bundesrechnungshofs soll im Jahr 2032 die

Ausspeiseleistung des Kernnetzes 87 GW betragen. Davon entfiele aber mit 62 GW (71 Prozent) der Großteil auf den Bedarf künftiger Wasserstoffkraftwerke, so die Netzplanung, die noch auf Vorgaben von Reiches Vorgänger Habeck beruht. Die wahrscheinliche Netzauslastung und Netzkapazität fallen also auch von dieser Seite aus betrachtet enorm auseinander. Dieser Netzkapazität im Jahr 2030 würden voraussichtlich wenige industrielle Wasserstoffanwendungen mit einem sehr geringen Bedarf an Ausspeiseleistung und wenige inländische Elektrolyseure mit einer Einspeiseleistung von voraussichtlich weniger als 5 GW gegenüberstehen, warnt der BRH.
Im Übrigen hatte Habeck als Bundeswirtschaftsminister ursprünglich ein staatliches Wasserstoffkernnetz im Sinn, rückte dann aber im Frühjahr 2023 auf Druck der Koalitionspartner geräuschlos davon ab (Stratmann 2023). Das Ergebnis ist nun eine privatwirtschaftliche Variante, bei der der Staat voraussichtlich für sämtliche Risiken einstehen wird und später private Konzerne die Gewinne abschöpfen werden. Sachlich geboten und gerecht wäre bei der Errichtung eines neuen natürlichen Monopols jedoch ein Kernnetz in Staatseigentum. Es lohnt sich, dafür zu kämpfen.

GEFAHR FÜR «GRÜNEN» STAHL

Auch auf der Anwendungsseite ziehen sich Unternehmen zurück. «Grüner Wasserstoff ist zu teuer für den Einsatz in unseren EU-Stahlwerken», warnte Geert van Poelvoorde, Chef der europäischen Niederlassung von ArcelorMittal, einem der größten Stahlkonzerne der Welt, bereits im Februar 2024 (Witt 2024). Im Juni 2025 stoppte der Konzern den Umbau der beiden integrierten Hüttenstandorte in Bremen und Eisenhüttenstadt – trotz zugesagter Förderung in Höhe von 1,3 Mrd. Euro (Tagesschau 2025c). Die Hochöfen sollten hierzulande eigentlich bis 2030 auf die neue Direktreduktionstechnologie (Direct Reduced Iron, DRI) umstellen. Grüner Wasserstoff soll dabei den ansonsten eingesetzten klimaschädlichen Koks bei der Roheisenherstellung ersetzen. Bislang zieht der Koks den Sauerstoff aus dem Eisenerz, wobei viel CO_2 emittiert wird.
DRI ist seit ein paar Jahren die große Hoffnung europäischer Industriepolitiker*innen und Umweltschützer*innen, schließlich könnte damit Stahl künftig deutlich klimafreundlicher produziert werden. Die Bundesregierung hat dementsprechend zugesagt, den Umbau der integrierten Stahlwerke in Deutschland mit insgesamt 7,3 Mrd. Euro an staatlichen Beihilfen zu unterstützen.
Die Salzgitter AG wiederum wollte ihre Stahlproduktion im Rahmen ihres Salcos-Projekts bis 2033 komplett klimafreundlich umbauen (Salzgitter AG 2024). Noch 2022 emittierte Salzgitter 8 Mio. t CO_2. Das sind zwei Drittel der Menge, die die ganze Stadt Hamburg im selben Zeitraum verursachte. Im September 2025 vollzog der Konzern nun die Kehrtwende: Die Entscheidung über den vollständigen Umbau der Hochöfen auf DRI wird um mindestens drei Jahre verschoben (SPON 2025). Und dies, obwohl einer der alten Hochöfen bereits den Vorbereitungsarbeiten für eine erste DRI-Anlage weichen musste und Anfang des Jahres 2025 prominente Personen den Grundstein für eine 100-MW-Elektrolyseanlage legten (die aber nur einen Bruchteil des benötigten grünen Wasserstoffs liefern könnte). Die zweite und dritte Ausbaustufe wird erst 2028/29 – und nicht wie geplant 2026 – erneut zur Investitionsentscheidung vorgelegt. Zu Ende geführt wird zunächst nur die erste Stufe mit dem Ersatz von einem der drei Hochöfen. Aber selbst hier hält sich der niedersächsische Konzern (wie schon zuvor in Bezug auf das gesamte Projekt) offen, Erdgas bei der Direktreduktion einzusetzen, sollte es nicht genug grünen Wasserstoff geben.
Am konsequentesten hielt bislang noch Thyssenkrupp an den «grünen» Transformationsplänen an seinen Standorten im Duisburger Norden fest. Aber auch die wackelten zwischenzeitlich (Tagesschau 2024). Der indische Stahlriese Jindal möchte nun aber mit seinem geplanten Einstieg bei Thyssenkrupp Kurs auf die klimafreundliche Direktreduktion halten, die der Bund und Nordrhein-Westfalen mit 2 Mrd. Euro subventionieren wollen (Jaworski 2025).
Bei den Kurswechseln der anderen Stahlproduzenten ist zu berücksichtigen, dass nicht nur die Klimatransformation zunächst Geld kostet. Insgesamt ist die Produktion von Stahl in der EU rückläufig und unter Druck. Im Jahr 2010 wurden in Europa noch rund 170 Mio. t Rohstahl gefertigt, 2024 waren es nur noch rund 130 Mio. t. Die Hersteller haben es seit Jahren mit einer Unterauslastung zu tun, vor allem aufgrund der eingebrochenen europäischen Stahlnachfrage. Daneben existiert eine globale Überproduktion von Stahl, die noch bedrohlicher werden kann, wenn insbesondere China wegen erhöhter US-Zölle vermehrt günstigen Stahl in die EU umleiteten würde.

IMPORTE VON GRÜNEM EISEN STATT WASSERSTOFF?

Aber selbst wenn der schrittweise Umbau der Produktion auf grünen Wasserstoff gelingen sollte, dürfte ein Damoklesschwert über vielen europäischen Stahlstandorten schweben, zumindest über ihrer ersten Wertschöpfungsstufe, der Roheisenproduktion. Mehreren Studien zufolge scheint perspektivisch der Import von Roheisen in Form von Hot Briquetted Iron (kurz HBI, in dieser Form auch «grüner»

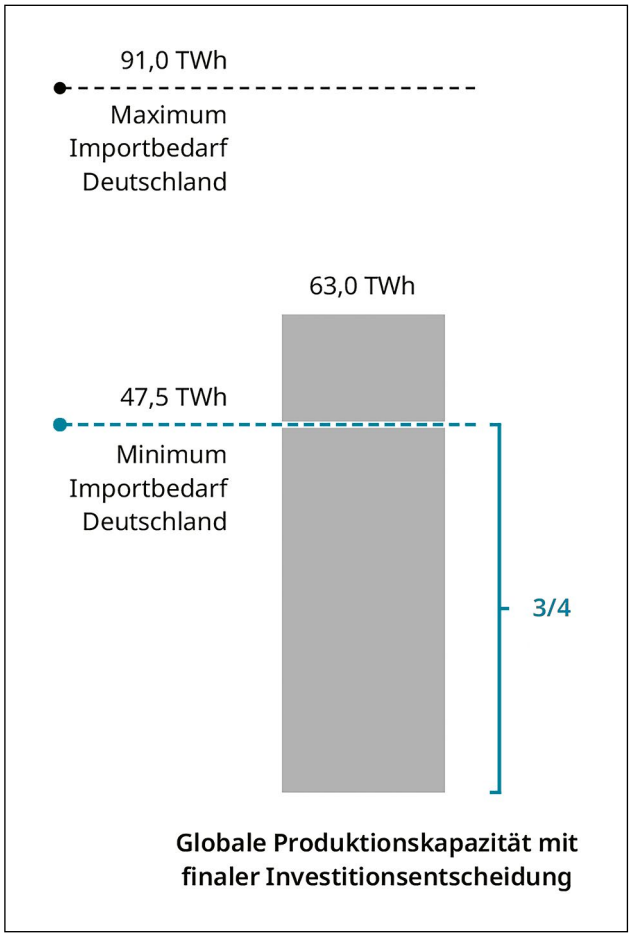
Eisenschwamm genannt), das im globalen Süden mit grünem Wasserstoff und ungleich günstigerem Ökostrom hergestellt wurde, deutlich wirtschaftlicher zu sein als eine heimische Roheisenproduktion mit importiertem grünen Wasserstoff (Verpoort et al. 2024; Agoral 2025). Nach einer Studie im Auftrag von Dezernat Zukunft etwa wäre die vollständige Auslagerung der Rohstahlerzeugung in diesen Regionen die kosteneffizienteste Route (Bähr et al. 2023).
Etwa 5 Prozent der Arbeitsplätze in der Stahlindustrie entfallen direkt auf die Roheisenerzeugung. Es wird deshalb gelegentlich argumentiert, die Arbeitsplatzverluste wären zwar für betroffene Kolleg*innen bitter, aber vom Umfang her überschaubar, wenn im Gegenzug die eigentliche Stahlproduktion und Stahlveredlung finanziell entlastet und nachhaltig gestärkt werden würde. Auch seitens der Konzernlenker geht es nicht allein um Denkmodelle. So kündigte der oben zitierte Geert van Poelvoorde im März 2024 an, ArcelorMittal könne grünen Stahl in Europa sowohl mit Erdgas als auch mit importierten HBI-Eisenbriketts herstellen. Das jedenfalls so lange, bis Wasserstoff aus Strom aus erneuerbaren Energien irgendwann «bezahlbar» sei.
Es wäre aber unklug, Grünstahlprojekte hierzulande abzubrechen. Für ihre Fortsetzung und auch Ausweitung sprechen mehrere Argumente. Erstens dienen sie neben dem Arbeitsplatzerhalt der Technologieentwicklung und haben insofern eine Ankerfunktionen sowohl für die globale Transformation im Stahlsektor als auch für die gesicherte Nachfrage beim Wasserstoffhochlauf in Deutschland. Zweitens sollte auch aus Gründen der Resilienz ein erheblicher Teil der Rohstahlproduktion in Deutschland verbleiben. Und nicht zuletzt sind drittens Kosten nicht gleich Preise: Die Erzeuger von grünem Eisenschwamm im Ausland könnten ihre Exportpreise dicht unter den Erzeugerpreisen für DRI-Eisen hierzulande halten. Ausgerechnete Kostenunterschiede könnten in der Realität also schnell zusammenschmelzen.

7 IMPORTE VON WASSERSTOFF UND SEINEN FOLGEPRODUKTEN

RINNSAL STATT ENGPASS

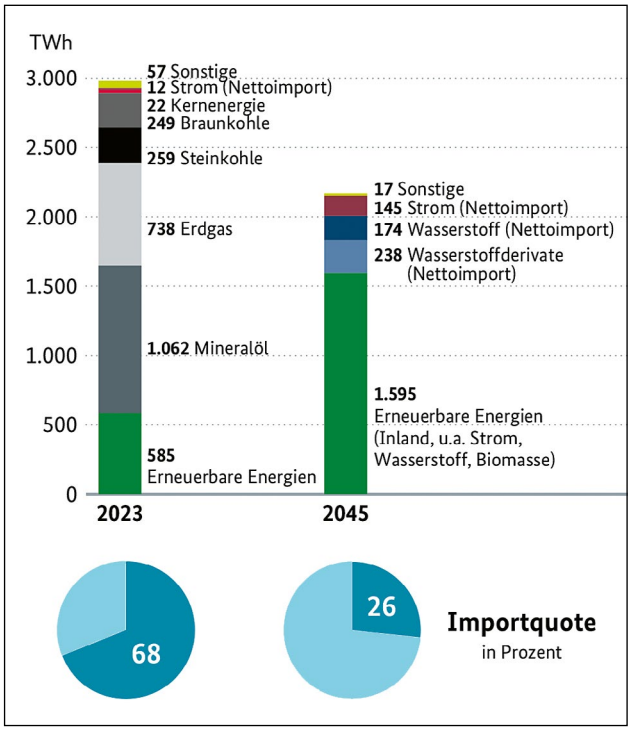
Langfristig sollen gemäß Regierungsplänen 70 bis 80 Prozent des in Deutschland genutzten Wasserstoffs und seiner Derivate importiert werden. Auf einem globalen Wasserstoffmarkt könnte dies Wasserstoff in allen Farben sein (außer «grauem»), räumte bereits das Bundeswirtschaftsministerium unter Kanzlerin Angela Merkel ein (Deutscher Bundestag 2020b). Dabei stellt sich allerdings zum einen die Frage, wie viel von dem in offiziellen Papieren kommunizierten Vorrang von grünem, also mittels Ökostrom hergestelltem Wasserstoff übrigbleiben wird. Zum anderen ist trotz einiger bilateraler Wasserstoffabkommen und -vereinbarungen weitgehend unklar, wer tatsächlich klimafreundlichen Wasserstoff liefern kann und wird.
Der Bundesrechnungshof stellte in seinem Sonderbericht 2025 zur Umsetzung der Wasserstoffstrategie den deutschen Importbedarf für das Jahr 2030 dem bis dahin zu erwartenden globalen Produktionsvolumen gegenüber: In der NWS 2023 wird davon ausgegangen, dass der Importbedarf Deutschlands im Jahr 2030 bei mindestens 47,5 TWh liegen wird. Dies entspreche etwa drei Viertel der absehbaren globalen Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff von 63 TWh. Der maximal erwartete Importbedarf von 91 TWh übersteige diese Produktionskapazitäten hingegen um knapp 50 Prozent (BRH 2025) (siehe Abbildung 9).
Dennoch gehen sowohl die verschiedensten Akteure der Wirtschaft als auch beinahe alle relevanten Studienautor*innen davon aus, dass insbesondere der benötigte grüne Wasserstoff in all seinen chemischen Transformationsprodukten größtenteils aus dem Ausland kommen wird. Es gebe in Deutschland schlicht zu wenig Platz und Akzeptanz für die hohe Anzahl an hierfür benötigten großen Windparks und Photovoltaikanlagen bzw. die Kosten in Deutschland hergestellten grünen Wasserstoffs wären aufgrund der weniger günstigen natürlichen Bedingungen hierzulande zu hoch, so die Begründungen (Wietschel 2020).
Immerhin würden die Primärenergieimporte trotz hoher Wasserstoffeinfuhren in einem auf erneuerbaren Energien beruhenden Wirtschaftssystem deutlich sinken. Nach Langfristszenarien, die im Auftrag der Bundesregierung erarbeitet wurden, wären es in Deutschland rund 30 Prozent weniger (BMWK 2024c) (siehe Abbildung 10). Das liegt vor allem daran, dass elektrifizierte Prozesse (Ökostromanlagen, E-Autos, Wärmepumpen) keine fossilen Rohstoffe benötigen und erheblich weniger Umwandlungsverluste zur Folge haben als Kohlekraftwerke, Verbrennungsmotoren oder Gasheizungen.
Doch auch bei den Wasserstoffimporten spricht die Realität, wie bereits angedeutet, eine andere Sprache: Legt man die derzeitigen tatsächlich verbindlichen Importvereinbarungen zugrunde, dürften sich die Ein-

Abbildung 9: Globale Produktionskapazität für grünen Wasserstoff und deutscher Importbedarf nach NWS 2023 (in TWh)



Quelle: BRH 2025

Abbildung 10: Entwicklung Primärenergieverbrauch und Importquote Deutschlands (in TWh)



Quelle: BMWK 2024c

fuhren von erneuerbarem Wasserstoff in die EU bis 2030 auf gerade einmal 0,25 Mio. t belaufen (Tagesspiegel 2025). Angestrebt waren 10 Mio. t – das 40-Fache.
Berechnungen im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie zufolge ließen sich zwar theoretisch allein vor den deutschen Küsten mehr als 1,2 Mio. t bzw. bis zu 44,2 TWh grüner Wasserstoff jährlich erzeugen (SOWE 2021). Dafür würden 60 GW installierte Windkraftleistung auf See und eine entsprechende Transportinfrastruktur benötigt. Das ist allerdings das Eineinhalb- bis Dreifache jener Offshore-Leistung, die Umweltverbände gerade vor deutschen Küsten noch für naturverträglich halten. Gegenwärtig wird deshalb von Vertreter*innen der Union und auch des Nationalen Wasserstoffrats eine Kooperation mit Dänemark ins Spiel gebracht. Das Land habe in seinen Offshore-Bereichen angeblich noch genug Platz.
Stillstand kennzeichnet auch den Markt für Wasserstoffderivate: «Im Moment gibt es niemanden da draußen, der grünes Ammoniak [oder sogar «blaues»] zu einem Preis kaufen möchte, der für die Produzenten funktioniert», schätzte etwa Mark Crandall von CWP, einem Entwickler von grünem Wasserstoff, im Juni 2025 ein (Collins 2025). Sein Multimilliarden-Dollar-Projekt «Aman» in Mauretanien, das mit bis zu 30 GW erneuerbarer Energie betrieben werden sollte, wird verschoben. Die geplanten 600 MW des Unternehmens in Angola liegen ebenfalls auf Eis.
Auch wenn Crandall meint, dass die Kunden irgendwann kaufen werden, sind es Kehrtwenden, die die Schlagzeilen der Fachpresse zurzeit beherrschen. Zuletzt RWE: Der Konzern und das Konsortium Hyphen Hydrogen Energy hatten im Jahr 2022 eine Absichtserklärung zur Lieferung von bis zu 300.000 t grünes Ammoniak pro Jahr aus Namibia vom dortigen «Hyphen»-Projekt unterzeichnet. RWE sollte es ab 2027 von dort beziehen. «Die Nachfrage nach Wasserstoff sowie nach Wasserstoffderivaten wie Ammoniak entwickelt sich in Europa langsamer als erwartet», so ein RWE-Sprecher Anfang Oktober 2025 als Begründung dafür, von der Importabsprache Abstand zu nehmen (taz 2025).

WASSERSTOFF NUR PER PIPELINE

Die Bundesregierung will den Markthochlauf von grünem Wasserstoff aber vor allem durch Lieferungen aus dem Ausland forcieren. Bereits im Juni 2021 unterstützte sie deshalb die Gründung der H2Global-Stiftung (zu ihrer Funktion siehe Kapitel 7), an der seinerzeit 16 Unternehmen beteiligt waren (IWR 2021). Heute ist von «74 Spendern» aus dem In- und Ausland die Rede, die die gesamte Wertschöpfungskette für sauberen Wasserstoff abdecken sollen, «von Anlagenherstellern und -betreibern über die Logistikbranche und Midstreamer bis hin zu vielfältigen Verbrauchern» (H2Global 2025).
Wasserstoff lässt sich in reiner Form verflüssigt per Schiff nicht wirtschaftlich transportieren, was mögliche Importe aus Übersee stark einschränkt. Das liegt daran, dass man ihn dafür auf minus 243 Grad herunterkühlen müsste und je Schiff nur geringe Mengen transportiert werden könnten. Kein Wunder, dass bislang weltweit nur ein einziger H_2-Carrier existiert. Der Wasserstofftanker von der überschaubaren Größe eines Binnenschiffs verkehrt als Pilotprojekt zwischen Australien und Japan – und transportiert aus Kohle hergestellten Wasserstoff.
Per Schiff könnte sauberer Wasserstoff aus fernen Ländern deshalb nur in Form von Wasserstoffderivaten, etwa als Ammoniak oder Methanol, importiert werden, die deutlich besser transportabel sind als reiner Wasserstoff. Die Herstellung dieser Derivate verbraucht jedoch viel Energie; bei einer Aufspaltung in Zentraleuropa zur Rückgewinnung von molekularem Wasserstoff gingen nochmals enorme Mengen an Energie verloren. Deshalb macht diese Technologie-Route nur Sinn, wenn die Derivate so verwendet werden, wie sie in den Zielländern ankommen, also als Ammoniak oder Methanol. Für den Transport von reinem molekularem Wasserstoff in großen Mengen kommen nur Wasserstoffpipelines infrage.

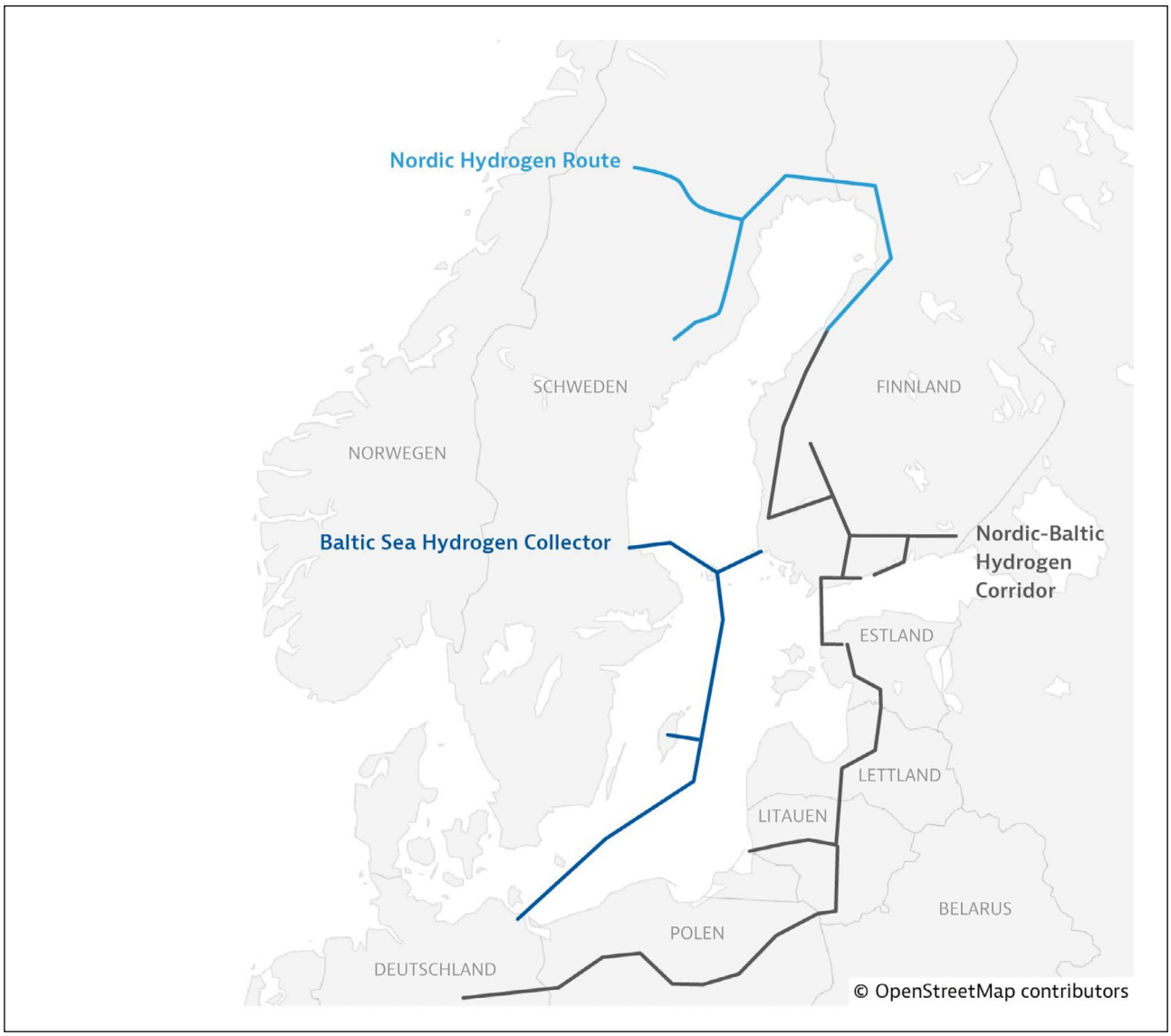
MÖGLICHE PHASEN DES IMPORTS

Eine Studie des Öko-Instituts von Mai 2021 hat ein «erwartbares Importaufkommen» von Wasserstoff und dessen Derivaten «in Phasen» dargelegt (Matthes et al. 2021). Der Studie zufolge sind in Phase I bis zum Jahr 2030 nur geringe Mengen an grünem Wasserstoff aus den direkten Nachbarländern Deutschlands zu erwarten. Mit Beginn der Phase II (2030–2035) rechnen die Forscher*innen mit ersten Langstrecken-Pipeline-Verbindungen auf dem europäischen Kontinent. Insbesondere eine Anbindung europäischer Best-Standorte für die Wasserstoffproduktion (iberische Halbinsel, Nordsee) könnte die Importmengen maßgeblich und auch sprunghaft erhöhen – hier zunächst mit der Anlandung von H_2-Derivaten und bei entsprechendem Infrastrukturausbau (z. B. Ammoniakweiterverteilung in Deutschland). Erst ab Phase III (ab 2035) werden auch Länder außerhalb der Europäischen Union in Pipeline-Distanz Wasserstoff nach Europa und Deutschland exportieren können (Marokko, Ukraine etc.), so die Studie. Dieses Importpotenzial sei jedoch nur mit sehr hohen Unsicherheiten bewertbar. Zudem seien – mit hohen Unsicherheiten bezüglich der Transportkosten – erste transkontinentale Importströme auf der Basis von Schiffstransporten zu erwarten.

IMPORTE AUS EUROPÄISCHEN LÄNDERN

Naheliegend für Wasserstofflieferungen aus Europa wären Importe aus südlichen Ländern und Küstenstaaten mit viel Wind und Sonne. Allerdings haben Länder wie Spanien zwar ehrgeizige Ziele für die Herstellung von grünem Wasserstoff, sie wollen ihn aber größtenteils selbst verbrauchen. Nach gegenwärtiger Lage sind Importe aus Nordeuropa eher zu erwarten. Hier kommen beispielsweise Finnland oder Norwegen infrage.
Finnland hat sich ein ehrgeiziges Ziel gesetzt: Ab dem Jahr 2030 sollen 10 Prozent des in der EU hergestellten emissionsfreien Wasserstoffs aus Finnland stammen. Je nach Szenario könnte Finnland einem Bericht der Agentur Germany Trade & Invest zufolge im Jahr 2030 zwischen 16 und 23 TWh Wasserstoff exportieren, und zwar effizient per Pipeline, auch nach Deutschland (Becker et al. 2024). Dabei könnten Lieferungen in die Bundesrepublik über den sogenannten D-Korridor des geplanten European Hydrogen Backbone erfolgen (siehe Abbildung 11). Zu diesem Korridor zählen derzeit drei geplante Pipelines: die Nordic Hydrogen Route, der Nordic-Baltic Hydrogen Corridor und der Baltic Sea Hydrogen Collector (BHC). Der BHC würde direkt durch die Ostsee führen und böte aus deutscher Perspektive den geografischen Vorteil einer direkten Verbindung nach Deutschland ohne Transitstaaten. Solche hätten die anderen beiden Röhren, da sie in Finnland vereint nach Süden über Estland, Lettland, Litauen und Polen nach Deutschland führen sollen. Die geplante Nordic Hydrogen Route wäre zudem «durch die deutsche Brille betrachtet» eine «Konkurrenzpipeline», wie es der genannte Bericht formuliert, weil sie nördlich auch die Wasserstoffwirtschaft an der Bottenwiek, also Nordfinnland und Nordschweden, miteinander verbinden würde. Und die nordschwedische Industrie, vor allem die dortige Stahlindustrie, habe einen großen Bedarf an Wasserstoff, sie könne mit deutschen Abnehmern um finnischen Wasserstoff konkurrieren.

Abbildung 11: Geplante Pipelines des D-Korridors des European Hydrogen Backbone



Quelle: GTAI 2024

Doch nicht nur in Schweden lauert Konkurrenz. So plant etwa das norwegische Unternehmen Blastr Green Steel, ein «grünes» Stahlwerk mit integrierter Wasserstoffproduktionsanlage im finnischen Inkoo zu errichten (stahleisen 2023). Das Werk soll jährlich 2,5 Mio. t hochwertigen warm- und kaltgewalzten DRI-Stahl produzieren.

Für die alternative klimafreundliche Direktreduktion suchen Stahlmanager*innen weltweit händeringend nach grünem Wasserstoff. Allerdings stellen sich gerade jene Staaten, die günstige Voraussetzungen für die grüne Wasserstoffproduktion haben, die Frage, ob sie das Zukunftsgas nicht besser selbst nutzen sollten, anstatt es zu exportieren, um neue Produktionslinien aufzubauen und dadurch hochwertige Jobs zu schaffen – zulasten der «alten» Produktionsländer. Das betrifft beispielweise die Herstellung von grünem Ammoniak und grünem Roheisen (wie in Namibia geplant bzw. in der Pilotphase) oder eben gleich die komplette Stahlwertschöpfungskette (wie in Finnland geplant). Statt Rohstoffe höher veredelte Erzeugnisse und Zwischenprodukte zu exportieren ist die Devise, die deutschen Stahlunternehmen und Gewerkschaften Kopfschmerzen bereiten dürfte.

IMPORTE AUS DEM GLOBALEN SÜDEN

Die Stromkosten in vielen Ländern des globalen Südens können erheblich niedriger sein als in Deutschland, da die natürlichen Bedingungen für die Ökostromerzeugung dort meist günstiger sind. Würde dort grüner Wasserstoff erzeugt werden, lägen seine Kosten dementsprechend niedriger, da die Stromkosten den größten Teil der Gesamtkosten ausmachen. An dieser Stelle kommt die oben erwähnte H2Global-Stiftung ins Spiel. Ihr Hauptprodukt besteht in einem Mechanismus zur Unterstüt-

zung von Importen von grünem (oder je nach Vorgabe auch andersfarbigem kohlenstoffarmen) Wasserstoff und dessen Derivaten, der in einem speziellen Vergabeverfahren mündet. Die Funktionsweise ist, solchen Wasserstoff auf dem Weltmarkt mit Langfristverträgen günstig einzukaufen und in Deutschland bzw. der Europäischen Union über Kurzfristverträge meistbietend zu verkaufen («Doppelauktionsmodell»). Auftretende Differenzen zwischen dem (höheren) Ankaufs- und dem zahlungsbereiten (niedrigeren) Verkaufspreis im Inland sollen aus Steuermitteln gedeckt werden.

Der Mechanismus soll das sogenannte Henne-Ei-Dilemma überwinden: Wenn es keine verbindlichen Abnahmeverträge für sauberen Wasserstoff gibt, gibt es auch keine Investitionen in Elektrolyseanlagen und keine kostensenkende Skalierung. Genauso umgekehrt: Fehlt ein zuverlässiges Angebot für sauberen Wasserstoff, herrscht Zurückhaltung bei Investitionen in den zukunftsfähigen Anwendungsbereichen, sodass verbindliche Abnahmeverträge ausbleiben.

Die Differenzkosten, die staatlich gedeckt werden müssen, um dieses Dilemma zu überwinden, liegen im Milliardenbereich. Laut H2Global wurden bislang «Partnerschaften» mit Deutschland, den Niederlanden, Kanada und Australien geschlossen. Diese Länder nutzen den H2Global-Mechanismus und haben dafür insgesamt knapp 6 Mrd. Euro bereitgestellt. Deutschland und die Niederlande spendierten davon 3,4 Mrd. Euro in zwei Auktionsrunden, die über das H2Global-Tochterunternehmen HINTCO laufen, wobei nur bei tatsächlicher Projektumsetzung gezahlt werden muss. Die Europäische Kommission hat den H2Global-Mechanismus auch in ihre europäische Wasserstoffbank integriert, um Importe aus der Europäischen Union zu unterstützen.

Ursprünglich rechnete H2Global mit Lieferungen von grünen Wasserstoffprodukten ab 2024. Doch kein Kilogramm hat Europa bislang erreicht. Nun ist nach der ersten Auktionsrunde – die nur teilweise abgeschlossen ist, obwohl die zweite bereits vorbereitet wird – vom Jahr 2027 die Rede (BMWE 2024). Als erstes Auktionsergebnis sollen laut Bundeswirtschaftsministerium bis zum Jahr 2033 mindestens 259.000 t grünes Ammoniak aus Ägypten nach Deutschland exportiert werden. Das entspräche gut 10 Prozent der jährlichen Ammoniakproduktion hierzulande. Bei Lichte betrachtet ist es aber nicht sicher, ob diese Lieferungen Realität werden, denn bislang gibt es seitens Ägyptens noch keine abschließende Investitionsentscheidung, wie der Bundesrechnungshof kritisch bemerkte (BRH 2025).

Darüber hinaus hat Deutschland weltweit mit über 30 Partnerländern bilaterale Klima-, Energie- und Wasserstoffpartnerschaften sowie Vereinbarungen über sogenannte Energiedialoge abgeschlossen. Bereits im Juni 2021 vereinbarten die EU-Kommission sowie Australien, Österreich, Kanada, Chile, China, Deutschland, Indien, Italien, Marokko, Norwegen, Saudi-Arabien, Südkorea, Großbritannien und die USA in Chile gemeinsam eine «Clean Hydrogen Mission», um die Entwicklung von sauberem Wasserstoff voranzubringen und dessen Kosten zu senken (Mission Innovation 2021).

Für die Bundesregierung stehen auf längere Sicht als Lieferanten für grünen Wasserstoff unter anderem die nord-, west- und südafrikanischen Staaten im Fokus. In den Wüsten des Maghreb könnten große Anlagen aus Sonnen- und Windstrom zu geringen Kosten Wasserstoff und synthetische Treibstoffe (PtX) herstellen, argumentiert auch die Industrie. Nach einem Potenzialatlas (Forschungszentrum Jülich 2021), den die Bundesregierung hat erstellen lassen, könnten in dieser Region bis zu 165.000 TWh Wasserstoff produziert werden (BMBF 2020b).

Die Bundesregierung unterstützt auch das bereits erwähnte – und umstrittene – Gigaprojekt in Namibia namens «Hyphen» sowie andere Vorhaben in dem südafrikanischen Land. Vereinbart wurde nach Angaben der Bundesregierung eine verstärkte Zusammenarbeit entlang der kompletten Wertschöpfungskette von grünem Wasserstoff und seinen Derivaten (Produktion, Weiterverarbeitung, Speicherung, Transport und Anwendung) (Deutscher Bundestag 2024). Diese umfasse unter anderem die Förderung von deutsch-namibischen Projekten im Sektor sowie die Zusammenarbeit in den Bereichen Forschung, Know-how- und Technologietransfer. Zudem sei zu prüfen, welche Möglichkeiten bestehen, in Namibia produzierte grüne Wasserstoffderivate in Deutschland abzunehmen. Dafür kommt nach den jetzigen «Hyphen»-Planungen nur grüner Ammoniak in Betracht – von dessen Import aus Namibia RWE aber gerade Abstand genommen hat (taz 2025, siehe oben).

Über die Förderrichtlinie für internationale Wasserstoffprojekte unterstützte Deutschland darüber hinaus kleinere Projekte, mit 13,8 Mio. Euro etwa den Aufbau des DRI-Eisenwerks «Hylron Oshivela» an den Ausläufern der Wüste Namib, das im April 2025 fertiggestellt wurde (Hylron 2025). Dieses Werk könnte tatsächlich einen Beitrag zur nachhaltigen lokalen Wertschöpfung im globalen Süden leisten. Momentan ist Namibia das erste Land der Welt, das industriell Eisen ohne CO_2-Emissionen herstellt (15.000 t pro Jahr in der ersten Pilotphase), weil lokal produzierter grüner Wasserstoff das Eisenerz zu Roheisen macht (Rust 2025).

Daneben existiert der Green Hydrogen Fund der Europäischen Investitionsbank, in den Deutschland bereits (und als einziger Staat) 459 Mio. Euro eingezahlt hat. Der Fonds soll nicht Pilot-, sondern Großprojekten in sogenannten Schwellen- und Entwicklungsländern Anschubhilfe geben. Allein, es

existieren offenbar bislang keine förderreifen Vorhaben; der Fonds hat noch keine Förderentscheidung getroffen. Solche Großimporte von grünem oder kohlenstoffarmem Wasserstoff aus dem globalen Süden stünden ohnehin auf einem anderen Blatt: Die Potenziale solcher Großvorhaben für soziale und ökologische Konflikte sowie Problemverschiebungen zulasten der lokalen Bevölkerung werden zu wenig thematisiert.

NACHHALTIGKEITSKRITERIEN

Der Nationale Wasserstoffrat der Bundesregierung formulierte bereits 2021 Nachhaltigkeitskriterien für Importe von Wasserstoff bzw. dessen Derivate (NWR 2021a). Ein Arbeitspapier des Öko-Instituts problematisiert die sozialen und ökologischen Probleme solcher Importe und benennt ebenfalls Kriterien, um sozialökologischen Konflikten vorzubeugen (Heinemann/Mendelevitch 2021). Gewarnt wird dort unter anderem davor, dass eine nachhaltige Entwicklung in den Exportländern teilweise im Widerspruch zu den geopolitischen und wirtschaftlichen Interessen der Importländer stehen kann.

Auch eine Studie des Forschungs- und Beratungsunternehmens Arepo im Auftrag der Rosa-Luxemburg-Stiftung stellt Nachhaltigkeitskriterien auf. Eines davon fordert, dass sich Investitionen sinnvoll in die lokalen Ökonomien der Wasserstoffexportländer einfügen müssen (Wörlen et al. 2022). Es solle sichergestellt werden, dass die Wasserstoffproduktion und ihre gesamte Wertschöpfungskette keine vom lokalen oder nationalen Kontext losgelösten Insellösungen sind, sondern einen «nachhaltigen und dauerhaften Einfluss und Mehrwert für die lokale und nationale Wirtschafts-, Forschungs- und Industrielandschaft haben». Ob dieses Kriterium erfüllt wird, wenn eine punktuelle Investition beinahe den Umfang des gesamten Bruttosozialprodukts des Exportlands ausmacht, wie im Fall des «Hyphen»-Projekts in Namibia (10 Mrd. US-Dollar Investitionsumfang), dürfte mehr als fraglich sein. Konfliktpotenziale dieser Art thematisiert auch eine neue Studie der Rosa-Luxemburg-Stiftung, die sich mit Deutschlands Rolle in der globalen Ressourcenausbeutung beschäftigt, unter anderem am Beispiel des «Hyphen»-Projekts (RLS 2025).

Laut einer Metastudie des Öko-Instituts kann die Herstellung strombasierter Stoffe zu höheren CO_2-Emissionen führen als die Nutzung fossiler Alternativen, solange noch fossile Erzeugungskapazitäten im Stromsystem sind (Heinemann et al. 2019). Eine Umstellung der Wasserstoffherstellung auf Elektrolyse sei beispielsweise erst bei etwa 70 Prozent Ökostrom im Netz wirklich sinnvoll. Ein Klimavorteil von strombasierten Substituten für Diesel und Erdgas (PtX) ergebe sich erst ab einem rund 80-prozentigen Ökostromanteil an der Stromerzeugung. Für Deutschland ist dies frühestens für das Jahr 2030 zu erwarten (Stand 2024: 54,4 Prozent des Bruttostromverbrauchs). Dagegen würde die Umstellung der Roheisenproduktion auf Wasserstoff-Direktreduktion schon beim heutigen deutschen Strommix Treibhausgase einsparen.

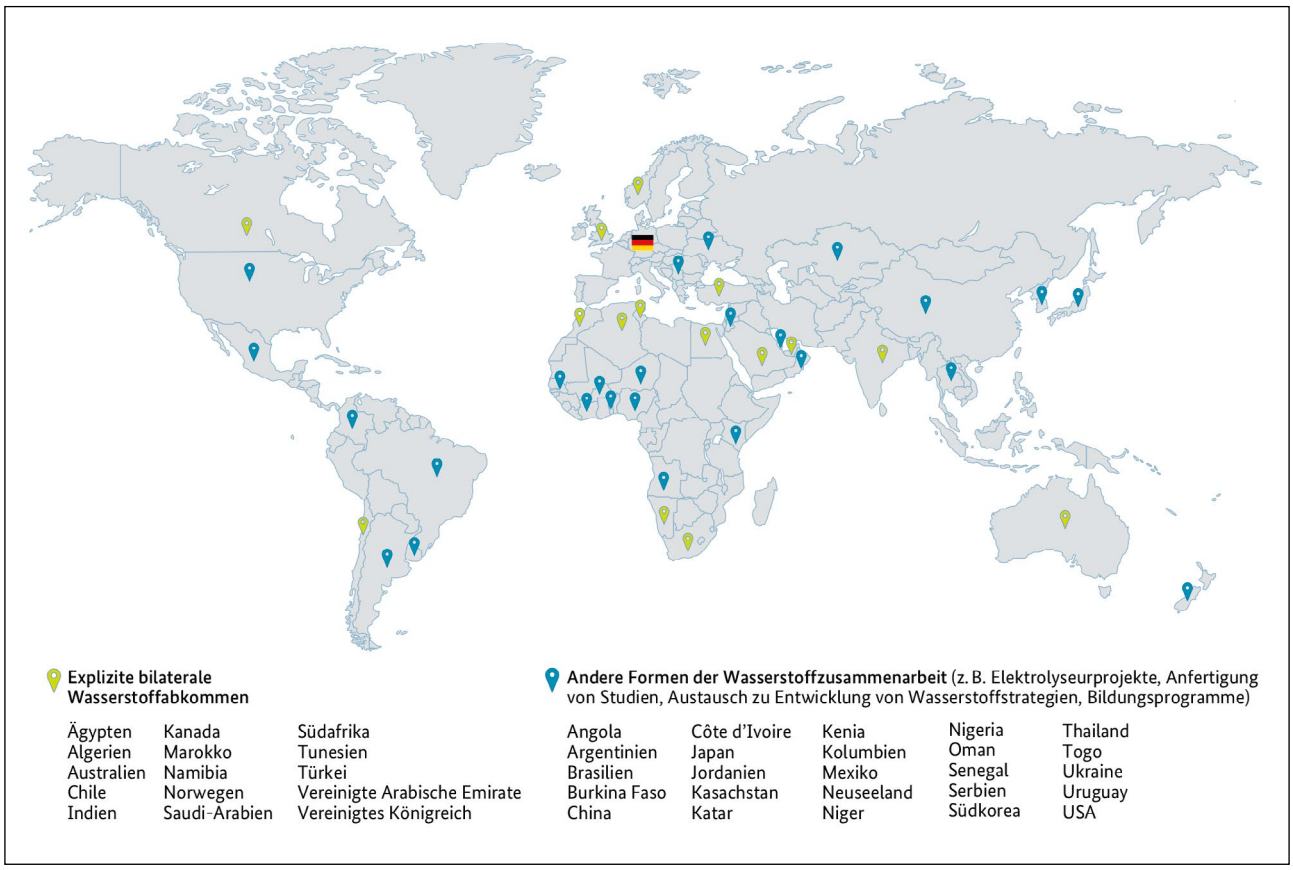
Es stellt sich also bereits für Deutschland die Frage nach der Sinnhaftigkeit früher großskaliger Wasserstoffanwendungen jenseits von grünem Stahl, einigen Pilotprojekten und einem klug gesteuerten Aufwuchspfad. So würde zum Beispiel eine großvolumige PtX-Produktion für den Verkehrssektor mit der gegenwärtigen Ökostromquote in Deutschland mehr Treibhausgase produzieren als der Einsatz konventioneller Kraftstoffe. Erst recht würde eine Wasserstoffproduktion im globalen Süden für Europa ohne weitere begleitende Maßnahmen die Dekarbonisierung in den südlichen Ländern behindern.

Dies gilt grundsätzlich auch dann, wenn die Investoren des globalen Nordens nicht nur Elektrolyseanlagen, sondern auch die zu ihrem Betrieb benötigten Ökostromanlagen in den südlichen Ländern aufbauen und finanzieren würden. Schließlich würden mit hoher Wahrscheinlichkeit vor allem die von der Naturausstattung geeigneten und somit preiswertesten Standorte (gekennzeichnet durch eine besondere Windhöffigkeit, Sonneneinstrahlung, Wasserverfügbarkeit, gute Wasserkraftstandorte etc.) dafür genutzt werden. Sie stünden dann nicht mehr für die heimische Ökostromproduktion zur Verfügung.

Begleitende Maßnahmen könnten etwa zusätzliche Investitionen in Ökostromanlagen und entsprechende Infrastrukturen vor Ort sein, und zwar in einem relevanten Maß, zusätzlich zu jenen Wind- oder Photovoltaikanlagen, die für den Betrieb der Elektrolyseanlagen selbst benötigt werden. Ein solches Vorgehen unter dem Begriff «Zusätzlichkeit 2.0» schlägt die Arepo-Studie vor. Dies würde eine entsprechend ausgedehnte Flächen- und Wasserverfügbarkeit sowie die Vermeidung von Nutzungskonflikten mit der heimischen Bevölkerung und der Biodiversität voraussetzen.

Laut der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung soll zwar darauf geachtet werden, dass ein Import von grünem Wasserstoff oder darauf basierenden Energieträgern nach Deutschland «zusätzlich» ist und nicht zulasten der häufig unzureichenden Versorgung mit erneuerbarer Energie in den Produktionsländern oder der jeweiligen Dekarbonisierungsstrategie der Staaten geht. Doch in den meisten der im Fokus der Bundesregierung stehenden Länder liegen die tatsächlichen Ökostromquoten bzw. Anteile kohlenstoffarmer Stromerzeugung weit unterhalb der oben angeführten Quoten, ab denen die Wasserstoffelektrolyse zu Einsparungen bei Treibhausgasen führt. Außerdem ist insbesondere in Ländern des globalen Südens der Anteil der Haushalte mit Zugang zur Stromversorgung teilweise sehr niedrig (siehe Tabelle 1).

Abbildung 12: Bilaterale Wasserstoffkooperationen mit Nicht-EU-Ländern



Quelle: BMWK 2024c: 38

Tabelle 1: Anteile kohlenstoffarmer Stromerzeugung, Stromimportquoten und Elektrifizierungsgrade nach Ländern

Land	Kohlenstoffarme Stromerzeugung: Anteil inländischer Ökostrom/ Atomstrom am Verbrauch (in Prozent)	Nettoimportquote Strom (in Prozent)	Anschlussgrad an öffentliche Stromversorgung (Elektrifizierungsgrad) (in Prozent)
Ägypten	12,0/0,0	0,0	100,0
Algerien	1,0/0,0	0,0	100,0
Australien	41,0/0,0	0,0	100.0
Brasilien	86,1/1,9	0,0	100,0
Chile	68,0/0,0	0,0	100,0
Indien	24,1/2,9	0,0	95,2
Kanada	66,5/13,5	0,0	100,0
Marokko	26,0/0,0	5,6	100,0
Namibia	40,0/0,0	59,9	53,9
Niger	1,0/0,0	60,2	17,6
Saudi-Arabien	1,0/0,0	0,0	100,0
Südafrika	14,4/3,6	0,0	91,2
Tunesien	4,0/0,0	10,7	99,8
Vereinigte Arabische Emirate	8,4/19,6	0,0	100,0

Quelle: eigene Zusammenstellung

In Namibia beispielsweise stammen zwar 99 Prozent des im Land erzeugten Stroms aus erneuerbaren Quellen, allerdings werden fast 60 Prozent des verbrauchten Stroms importiert. Daraus ergibt sich ein realer inländischer Ökostromanteil am Stromverbrauch von 40 Prozent. Zudem liegt der Elektrifizierungsgrad bei lediglich 54 Prozent.
Ebenso problematisch kann die absolut in Anspruch genommene Strommenge sein, vor allem dann, wenn anteilig oder im Übergang auch Netzstrom mit fossilen Anteilen zum Einsatz kommen sollte, bis zusätzliche Ökostromkapazitäten zur Verfügung stehen. Marokko etwa ist ein Energiezwerg mit einer Erzeugung von 40 TWh jährlich. Die von der EU in Marokko geplante Wasserstoffproduktion liegt bis 2030 bei rund 10 TWh pro Jahr, bis 2040 bei 46 TWh und bis 2050 bei 115 TWh. Namibia hat heute einen Eigenverbrauch von 4 bis 5 TWh, «Hyphen» allein würde 17,5 TWh verbrauchen.
Nicht zu vernachlässigen sind im Übrigen auch die Klimawirkungen von Wasserstoff, der selbst ein potentes Klimagas ist. Laut einer Studie des Potsdamer Forschungsinstituts für Nachhaltigkeit (Research Institute for Sustainability, RIFS) entfallen zwei Drittel der möglichen Treibhausgasemissionen in der Wasserstoffwirtschaft auf die Importkette (Mar 2024). Die Wasserstoffwirtschaft drohe selbst zur Gefahr für das Klima zu werden, so das RIFS. Ebenso könnten die hochkonzentrierten Salzlaugen als Abprodukt der Meerwasserentsalzungsanlagen die Umwelt schädigen. Sie wären in ariden Regionen (mit Süßwassermangel) notwendig, um Elektrolyseure zu betreiben. Laut Internationaler Energieagentur befinden sich etwa 40 Prozent der bis zum Jahr 2030 geplanten emissionsarmen Wasserstoffprojekte in wasserarmen Regionen.
Dass die Bundesregierung schon beim bisher einzigen H2Global-Projekt (Ammoniak aus Ägypten) bei ihren eigenen Nachhaltigkeitskriterien einknickt, ist bedenklich. So weist der Bundesrechnungshof im genannten Bericht darauf hin, dass nach den ursprünglichen Anforderungen des BMWE an die Ausschreibungen zur Meerwasserentsalzung Strom aus erneuerbaren Quellen eingesetzt werden sollte. Um mehr Gebote zu erhalten, seien diese Anforderungen nach Abstimmung mit dem BMWE jedoch angepasst worden. Nunmehr sei im Vertrag mit dem Ausschreibungssieger (Egypt Green Hydrogen Project) eine Brackwasserentsalzung vorgesehen, die mit Strom aus fossilen Quellen betrieben wird (BRH 2025).

BUNDESREGIERUNG WEICHT AUS

In der Antwort auf eine Kleine Anfrage der Bundestagsfraktion DIE LINKE im Jahr 2020 führte die damalige Bundesregierung aus, im Rahmen der Energiepartnerschaften unterstütze sie «integrierte Ansätze, das heißt, zunächst die dekarbonisierte Eigenversorgung und zusätzlich die Förderung von Exportoptionen von Ökostrom und klimaneutralem Wasserstoff» (Deutscher Bundestag 2020a). Die Bundesregierung fördere «keinen Export von Wasserstoff, der auf Kosten der Eigenversorgung» produziert werde. Unklar bleibt jedoch bis heute angesichts der überwiegend niedrigen Ökostrom- und Dekarbonisierungsquoten einiger der fraglichen Länder, welche Kriterien die Bundesregierung zur Beurteilung heranziehen will, etwa, ab wann ein bestimmtes Land «wasserstoffexportfähig» wäre.
Bei den Importoptionen ist zu beachten, dass es sich bei einigen Gebieten um (semi-)ariden Regionen handelt, die sich heute schon durch Wasserstress auszeichnen. Durch den Klimawandel könnte sich der Wassermangel in diesen Regionen noch verschärfen. Die Umstellung des Energiesystems in Deutschland und in der EU auf überwiegend importierten grünen Wasserstoff würde in den potenziellen Lieferländern zudem Meerwasserentsalzungsanlagen in einer Stückzahl erfordern, die ihre bisherige Anzahl wohl deutlich übersteigen würde.
Die genannte Arbeit von Arepo für die Rosa-Luxemburg-Stiftung hat untersucht, wie realistisch Wasserstoffimporte aus dem globalen Süden überhaupt sind bzw. welche Rahmenbedingungen sie zur Voraussetzung haben. Der Studie zufolge seien frühe Importe, etwa aus einigen untersuchten Ländern Westafrikas, nicht ausgeschlossen, aber sehr voraussetzungsvoll, um erneute neokoloniale Verhältnisse zwischen Erzeuger- und Importländern zu verhindern. Dazu gehört es laut Studie zum Beispiel auszuschließen, dass Wasserstoffexporte in die Industrieländer zulasten der Bemühungen in den potenziellen Lieferländern gehen, ihre eigene Dekarbonisierungspolitik zu betreiben und die in der Regel vorherrschende Energiearmut zu überwinden. Neben der oben erläuterten Idee einer «Zusätzlichkeit 2.0» erweitert Arepo in seiner Studie die Nachhaltigkeitskriterien des Öko-Instituts um (weitere) soziale Dimensionen.

SICHERHEITSRISIKEN VON IMPORTEN

Eine Forschergruppe im Umfeld des Kopernikus-Projekts Ariadne verwies in einer im Dezember 2021 veröffentlichten Studie auf ein Problem, das bis heute kaum debattiert wird: Importe von sauberem Wasserstoff haben auch Sicherheitsaspekte; Einfuhren nach Deutschland könnten durch eine Reihe von Risiken gefährdet sein (Piria et al. 2021). Die Wissenschaftler*innen verglichen dabei den künftigen Markt für grünen Wasserstoff mit dem jetzigen Öl- und Gasmarkt. Die von Wind und Sonne abhängige Produktion von grünem Wasserstoff werde sich im Vergleich

zum fossilen Rohstoffmarkt nicht so dynamisch der Nachfrage anpassen können, heißt es in der Studie. Hinzu kämen hohe Kosten bei der Wasserstoffbevorratung in Deutschland.
Weitere Risiken seien die anfangs voraussichtlich nur geringe Anzahl an Exportländern, mögliche politische Instabilitäten in den Exportländern, Konflikte entlang von Transitrouten, technische Ausfälle bei Erzeugungs- und Transportinfrastrukturen sowie Schäden durch Naturkatastrophen. Der Studie zufolge liegen zusätzliche Risiken in der unzureichenden Skalierbarkeit der inländischen Wasserstoffproduktion: Ausfallende Importe könnten somit nicht einfach kompensiert werden. Als Konsequenz empfiehlt die Studie, den Bedarf an Wasserstoffimporten zu begrenzen, indem unter anderem die künftige Energienachfrage «durch Energiesuffizienz, Energieeffizienz und direkte Elektrifizierung» reduziert wird – was aus klimapolitischer Sicht eindeutige «No-regret-Strategien» seien.
Das Ergebnis einer Studie für die Stiftung H2Global dürfte ein solches Herangehen bestätigen. Dort wurden im Jahr 2023 zwölf potenzielle Lieferländer nach dem «Fragile States Index» untersucht. Im Ergebnis galten drei Länder als politisch, wirtschaftlich und gesellschaftlich stabil oder nachhaltig. Für die übrigen neun lag eine Warn- oder Alarmstatus vor (Hank et al. 2023).

IMPORTMENGE VERRINGERN

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Engpässe beim verfügbaren grünen Wasserstoff zur Achillesferse des Klimaschutzes werden könnten. Eine Verschwendung von Wasserstoff durch ineffiziente Anwendungen (Automobile, Gebäudewärme usw.) könnte zulasten jener Anwendungen gehen, die im Zuge des Umbaus einen unabwendbaren Wasserstoffbedarf haben (Stahl- und Chemieindustrie, später auch Luft- und Seefahrt). Beide Gruppen verhalten sich am Wasserstoffmarkt (bei beschränktem Angebot) wie kommunizierende Röhren.
Da der Wasserstoffeinsatz im Gebäudebereich dem Verbrennen von Geld gleichkommt, wird er mit hoher Wahrscheinlichkeit – wenn überhaupt – nur in geringen Mengen in stromgeführten Spitzenlastwärmekraftwerken einiger großer Städte erfolgen. Deshalb besteht die eigentliche Gefahr darin, dass mit einer Ausrichtung der Wärmeversorgung auf größere Mengen Wasserstoff Investitionen in wirkliche Alternativen verzögert werden. Der dann dennoch notwendige Umbau müsste beim Ausbleiben von bezahlbarem sauberen Wasserstoff dann irgendwann abrupt und mit zusätzlichen Kosten erfolgen.
Dass zumindest ein Teil der in (ferner) Zukunft benötigten Menge an grünem Wasserstoff oder von wasserstoffbasierten Vorprodukten auch aus Ländern des globalen Südens importiert wird, dagegen spricht grundsätzlich nichts. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass diese Länder tatsächlich in die Technologie einsteigen wollen und dass von den Importländern entsprechend zusätzliche Ökostromkapazitäten zur Verfügung gestellt werden, die nicht zulasten der nationalen Dekarbonisierungsstrategien, der heimischen Bevölkerung oder der Umwelt gehen.
Eine Energie- und Verkehrswende hier und heute jedoch, die auf solche Brennstoffe für einen Großteil der Gebäudewärme und den Umbau des Straßenverkehrs setzt, um einem Mehr an Gebäudeeffizienz, Wärmepumpen oder einer tatsächlichen Mobilitätswende aus dem Weg zu gehen, dürfte auf tönernen Füßen stehen. Denn die Bezugsoption für die Unmengen an wasserstoffbasierten Brenn- und Kraftstoffen, die dann benötigt würden, wäre mehr als wacklig. Sie würde auf riesige Wirtschaftszweige im Ausland setzen, die heute noch nicht einmal im Ansatz existieren und teilweise in äußerst sensiblen Regionen außerhalb Europas lägen. Hier nun Importe auf Biegen und Brechen zu forcieren könnte neokolonialen Strukturen den Weg ebnen.

8 KOSTEN EXPLODIEREN

UNTERSCHÄTZER AUFWAND

Grüner Wasserstoff wird sehr teurer. Beim sechsten Mission-Innovation-Ministergipfel im Juni 2021 in Chile wurde in einer «Clean Hydrogen Mission» das Ziel formuliert, bis 2030 die Kosten für sauberen Wasserstoff auf 2,00 US-Dollar (damals ca. 1,65 Euro) je Kilogramm (kg) zu senken (Mission Innovation 2021). Der DIHT hielt im Jahr 2020 Preise für grünen Wasserstoff von 2 Euro pro kg (Ausland) bis 3 Euro pro kg (Deutschland) im Jahr 2030 für möglich (IHK BS 2020). Heute ist davon keine Rede mehr, die geschätzten Kosten sind förmlich explodiert. Oder besser gesagt, die damaligen Schätzungen waren nicht nur zu optimistisch, sondern schlicht unrealistisch.
Die erste Auktion der europäischen Wasserstoffbank im April 2024 brachte auf Basis von 132 Geboten aus unterschiedlichen EU-Ländern für das Jahr 2030 erwartete durchschnittliche Produktionskosten je Kilogramm grünen Wasserstoff zwischen

5,80 Euro und 13,50 Euro (174 Euro bis 405 Euro pro MWh) zutage (KOM 2024). An der deutschen Börse EEX werden gegenwärtig «grüne» Wasserstoffkontrakte für die Zukunft mit 9 bis 10 Euro je kg (225 bis 260 Euro je MWh) gehandelt (EEX 2025). Wasserstoff auf fossiler Basis mittels Erdgasreformierung (grauer Wasserstoff) kostet in Europa dagegen je nach Erdgaspreis nur zwischen 2,00 und 3,50 Euro je kg.

ERFORDERLICHE KOSTENPARITÄTEN

Vergleicht man einzelne Produktionsprozesse, die mithilfe von grünem Wasserstoff dekarbonisiert werden sollen, müsste der eingesetzte Wasserstoff für eine Kostenparität zur herkömmlichen Herstellungsmethode mit fossilem Gas deutlich billiger werden – je nach Prozess allerdings in unterschiedlichem Maß. Nach einer Studie im Auftrag des Norddeutschen Reallabors müssten die Produktionskosten auf 2,13 Euro je kg grüner Wasserstoff bei der Herstellung von Stahl bzw. Roheisen sinken (gegenüber einer Erdgas-Direktreduktion), auf 2,86 Euro bei Kupfer, auf 3,01 Euro bei Methanol und auf 4,40 Euro bei Ammoniak (alles ohne Transportkosten) (Doucet et al. 2023). Die unterschiedlichen Werte ergeben sich vor allem daraus, wie viel CO_2 durch den Ersatz von Erdgas jeweils durch die neue Technologie mit grünem Wasserstoff eingespart wird und welcher Aufwand dafür jeweils betrieben werden muss. Maßgeblich sind dafür Erdgas-, Strom- und CO_2-Preise.
Die Rechnung wurde im Jahr 2023 für einen Gasbezugspreispreis von 7,69 Cent pro kWh für die energieintensive Industrie erstellt. Dieser Wert ist in etwa mit den Preisen im ersten Halbjahr 2025 vergleichbar (EU 2025). Berücksichtigt wurden dabei die damalige industrielle Gaspreisbremse, die ermäßigten Umlagen und Abgaben sowie die Kosten für CO_2-Zertifikate (80 Euro je t CO_2). Für den Fall der Primärstahlproduktion mit grünem Wasserstoff stellten die Forscher*innen beim Kostenvergleich zudem einen zusätzlichen Stromverbrauch in Rechnung, der nötig ist, um die Temperaturen auf ein für den Reduktionsprozess notwendiges Niveau anzuheben (70 Euro je MWh grünen Strom). Der Einsatz beider Energieträger (fossiles Gas und grüner Wasserstoff) wurden nun anhand ihrer spezifischen Kosten je Tonne reduziertes Roheisen verglichen. Im Ergebnis müsste grüner Wasserstoff zum erwähnten Preis von 2,13 Euro pro kg für die Stahlproduktion zur Verfügung stehen, damit die laufenden Kosten denjenigen Kosten für eine Produktion mit Erdgas entsprächen.
Die aktuell zu erwartenden Wasserstoffkosten für 2030 liegen zum Teil um ein Mehrfaches über diesen Werten. Ob die enorme Kostenlücke über technologische Entwicklungen und Mengeneffekte – analog etwa zur Kostensenkung bei PV-Anlagen – jemals vollständig geschlossen werden kann, ist fraglich. Die Herausforderung besteht darin, dass nur ein kleiner Teil der Wasserstoffkosten auf die Elektrolyseure entfällt. Nach einer Datenanalyse etlicher niederländischer Projekte verschiedener Größenordnungen des niederländischen Forschungsinstituts TNO aus dem Jahr 2024 beispielsweise beträgt der Anteil der Stromkosten an den durchschnittlichen Kosten von aktuell 13,69 Euro je kg Wasserstoff rund 53 Prozent, wobei 38 Prozent auf die Strombezugskosten und 15 Prozent auf die Stromnetzkosten entfallen. Beide werden absehbar nicht wesentlich sinken – und wenn doch, dann aufgrund von Subventionen. Weitere 35 Prozent der Kosten je kg Wasserstoff entstehen etwa durch Gasreinigung, Pumpen und Wärmetauscher, für Rohrleitungen, Anschlüsse oder Tanks, für den Bau, für Umspannwerke sowie fürs Management. Auch diese Kostenbestandteile haben historisch nur eine flache Kostensenkungskurve. Lediglich 12 Prozent der Kosten entfallen in den untersuchten Fällen im Schnitt direkt auf die Elektrolyseure selbst (TNO 2023).

URSACHEN GROBER FEHLEINSCHÄTZUNGEN

Doch warum wurden die tatsächlichen Kosten so oft unterschätzt? Antworten dazu finden sich in einer aktuellen Untersuchung der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Danach hätten Analyst*innen und Investor*innen, die um Fördermittel warben, einen Teil der Systemkosten ausgeblendet. Insbesondere Kosten für technische Nebenanlagen und Anschlusskosten sowie Kosten für Planung und Grundstückerwerb oder Abnutzungskosten seien unterschätzt worden. Darüber hinaus seien die Annahmen zur Kostendegression zu optimistisch gewesen. Ein großer Teil der Fehleinschätzung sei zudem fehlerhaften Inputs zu den Strombezugskosten geschuldet. Es sei vielfach mit Preisen für überschüssigen Ökostrom gerechnet worden, der nicht anders verwendet werden kann (etwa zur vielfach effizienteren Abschaltung von Kohle- oder Gaskraftwerken). Doch solchen Überschussstrom gebe es (wohl noch längere Zeit) in viel zu wenigen Jahresstunden (FfE 2025).
Im letzten Jahr beispielsweise lag der Börsenpreis für Strom nur für rund 917 Stunden unter 20 Euro pro MWh. Eine Preisgrenze, die nach EU-Regeln bereits Überschüsse signalisieren soll (in nur 457 Stunden waren die Preise negativ). Um auf eine halbwegs rentable Auslastung eines Elektrolyseurs zu kommen, wären jedoch rund 5.000 Volllaststunden nötig. Die Konsequenz: Betreiber müssten sich in anderen Zeiten teuren Strom zukaufen, was viele Preisschätzer*innen aber eben nicht auf dem Zettel hatten. Direkte Verträge mit beispielsweise Windfarmen hel-

fen da nur bedingt. Die Erzeuger würde sich in ihren langfristiger Stromlieferverträgen (Power Purchase Agreements, PPAs) mit den Elektrolyseuren am Strommarktpreisniveau orientieren, nicht an ihren eigenen Erzeugerpreisen. Die FfE-Forscher*innen halten gegenwärtig einen Kilopreis für grünen Wasserstoff von 9,80 Euro für realistisch (statt 4,10 Euro), für 2040 gehen sie von einem Preis von 7,40 Euro (statt 3,20 Euro) aus.
Es gibt auch optimistischere Annahmen, etwa von Matthes und Brauer, die mittelfristige Produktionskosten für Wasserstoff von 4,50 bis 6,00 Euro pro kg für möglich halten und die langfristig auf 2,50 bis 4,00 Euro pro kg fallen könnten (Matthes/Brauer 2025). Allerdings geht es dabei nicht um grünen Wasserstoff nach heutigem Verständnis, sondern um «kohlenstoffarmen» Elektrolysestrom. Betreiber von Elektrolyseuren haben in ihrem Modell weniger strenge Vorgaben für den Strombezug als gegenwärtig erlaubt, weshalb auch ein Teil fossil erzeugten Stroms einfließen kann. Daneben untersuchten sie – als weitere Variante CO_2-armen Wasserstoffs der Zukunft – blauen Wasserstoff, also aus Erdgas reformierten Wasserstoff mit umstrittener CO_2-Verklappung. Mittelfristig sollen die Kosten hier (sollte es die Technologiekette irgendwann großtechnisch geben) geschätzt bei 3,00 bis 4,00 Euro pro kg liegen und langfristig bei 2,50 bis 4,00 Euro pro kg. Das sei jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Kein Wunder, denn gegen CCS dürfte sich massiver Widerstand formieren.

UNTERSTÜTZUNG NUR GEGEN GEGENLEISTUNG

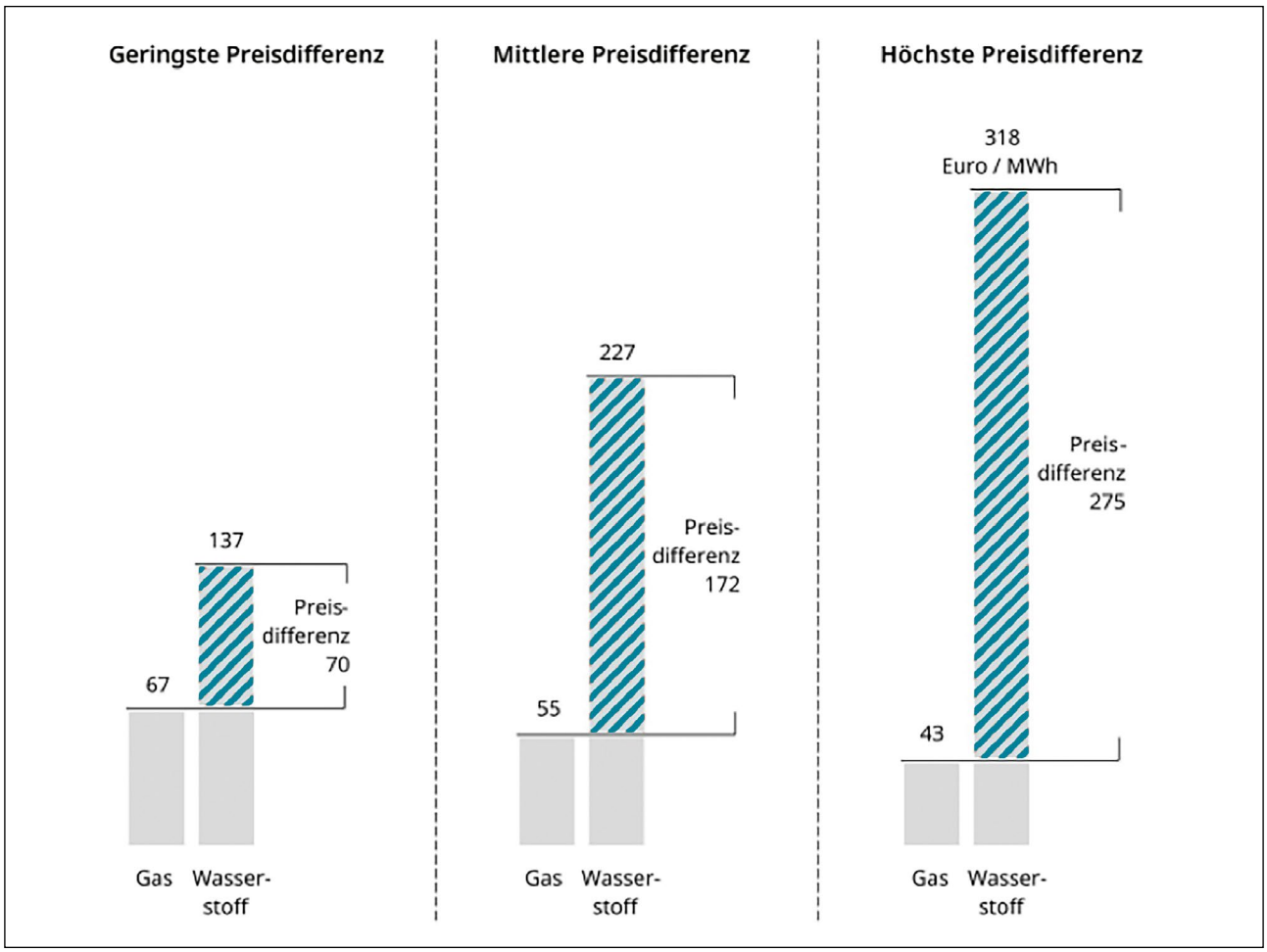
Egal, welche Einschätzung näher dran ist: Die Finanzierungslücken werden sich nicht so schnell schließen. Verkleinert werden sie im Übergang (oder auf Dauer?) mit hohen staatlichen Subventionen für die Errichtung von Anlagen zur Wasserstoffherstellung und -nutzung sowie zur Senkung von Betriebskosten. Die Partei Die Linke etwa fordert diesbezüglich die Fokussierung des Wasserstoffverbrauchs auf das absolut Unabwendbare und lehnt CCS als Risikotechnologie ab. Als Gegenleistung für staatliche Beihilfen fordert sie zudem von deutschen Unternehmen öffentliche Anteile an den unterstützten Unternehmen und «Gute Arbeit» (Beschäftigungsgarantien, Tarifbindung, erweiterte Mitbestimmung) (Schwerdtner 2025).

MILLIARDENFÖRDERUNG OHNE ENDE?

Doch in welchem Umfang kämen staatliche Zuschüsse für die Wasserstoffwirtschaft auf die öffentlichen Haushalte zu? Der bereits erwähnte Analyst Michael Liebreich macht hier zur groben Orientierung eine einfache Beispielsrechnung auf: Bei einem langfristigen Kostennachteil von beispielsweise 3 Euro je kg grüner Wasserstoff gegenüber fossil produziertem Wasserstoff fehlten zur Kostenparität 3 Mrd. Euro pro 1 Mio. t grüner Wasserstoff. Die Deutsche Wasserstoffstrategie sieht bis 2030 einen Bedarf von bis zu 3 Mio. t grünen Wasserstoff pro Jahr vor und bis 2045 von bis zu 18 Mio. t. Dies würde rechnerisch notwendige ansteigende Produktionssubventionen in Höhe von jährlich zwischen 9 und 54 Mrd. Euro[3] ergeben – alles ohne Kosten für Importanlagen, Pipelines, Lagerung, Verteilung oder nutzerseitige Kosten (Liebreich 2024). Auch wenn zu berücksichtigen ist, dass die Kostenparitätspreise für grünen Wasserstoff und damit auch die Differenzkosten nicht einheitlich sind, wie es Liebreich für das Beispiel vereinfacht darstellt, sondern (wie oben anhand der Industriestudie erläutert) je nach Anwendungsfall unterschiedlich hoch sind – die finanziellen Herausforderungen werden enorm sein.
Zu ähnlichen Ergebnissen kommt auch der Bundesrechnungshof in seinem Bericht von Oktober 2025. Auf Basis derzeitiger Prognosen und Preissignale für 2030 dürften die Preisdifferenzen zwischen importiertem Wasserstoff und Erdgas (inklusive Emissionszertifikaten) mit Beträgen zwischen 70 und 275 Euro pro MWh erheblich sein, so die Einschätzung des BRH. Daraus ergebe sich je nach Szenario für das Jahr 2030 ein Förderbedarf von 3 bis 25 Mrd. Euro (siehe Abbildung 13).Als Teil des Konjunkturpakets 2020 sah die Bundesregierung für die Nationale Wasserstoffstrategie Bundesmittel in Höhe von 9 Mrd. Euro vor. Diese Mittel sollten die erste Etappe des Markthochlaufs einer Wasserstoffwirtschaft bis 2023 finanzieren. Von den 9 Mrd. Euro waren 7 Mrd. Euro für den nationalen Hochlauf vorgesehen und 2 Mrd. Euro für internationale Wasserstoffpartnerschaften (NWR 2021b). Im Anschlussjahr 2024 sah der Klima- und Transformationsfonds (KTF) in verschiedenen Titeln für den Aufbau der Wasserstoffindustrie 3,8 Mrd. Euro vor, für 2025 knapp 3 Mrd. Euro und für 2026 wieder fast 4 Mrd. Euro (Bundesregierung 2023). Mit Blick auf die Zukunft rechnet der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) im September 2025 jedoch mit stark reduzierten Mittel: In der mittelfristigen Finanzplanung des Bundeshaushalts für die Jahre 2026 bis 2046 sollen im KTF – gegenüber dem

3 Genau genommen rechnet Liebreich mit einem Bedarf in Deutschland von jährlich 18 Mio. t Wasserstoff über 15 Jahre und kommt auf eine kumulierte Gesamtsumme von 810 Mrd. Euro als Finanzierungslücke. Allerdings soll nach der NWS der Wasserstoffbedarf im Jahr 2030 zunächst bei etwa 3 Mio. t pro Jahr liegen und erst bis 2045 auf jene 18 Mio. t anwachsen. Liebreichs Rechnung wurde hier entsprechend angepasst.

Abbildung 13: Förderbedarf für Importe zum Ausgleich von Preisdifferenzen im Jahr 2030



Anmerkungen: Angaben in Euro pro Megawattstunde. Erdgaspreis auf Basis von Futures-Notierungen, zuzüglich Preis für EU-Emissionszertifikate nach Schätzungen des PIK und ICIS; Bandbreite der Bereitstellungskosten von Wasserstoff (H_2), Flüssiggaswasserstoff (LH_2), Ammoniak (NH_3) und Methanol (MeOH) einschließlich des Transports nach Deutschland per Pipeline (H_2) und Schiff (Derivate); Preisdifferenzen jeweils ohne Berücksichtigung von Transportkosten zur Verbrauchsstelle innerhalb Deutschlands.
Quelle: BRH 2025

ersten Haushaltsentwurf 2025 – die Verpflichtungsermächtigungen des Titels «Dekarbonisierung der Industrie» (hinter dem sich auch Klimaschutzverträge bei Wasserstoffprojekten verbergen) von kumuliert 24,5 Mrd. Euro auf weniger als 7 Mrd. Euro sinken (BDEW 2025).

9 GRÜNE LEITMÄRKTE

QUOTEN ZUM MARKTHOCHLAUF

Der Staat kann auch erzwingen, dass mehr Geld für «grüne» Produkte bezahlt wird und dass sie verstärkt zum Einsatz kommen. Auf EU-Ebene kann das zum Beispiel mithilfe von vorgeschriebenen Mindestquoten zur Beimischung von synthetischen oder biogenen Kraftstoffen in Flugbenzin erreicht werden oder mit Quoten zum Einsatz von grünem Stahl im Automobilsektor, der Bahn oder im Maschinenbau. Für CO_2-armen Stahl hat sich die Branche extra einen Low Emission Steel Standard (LESS) einfallen lassen. Dieser bezieht auch kohlenstoffarmen Wasserstoff ein, nicht nur grünen. Ähnliches ist für die Chemieindustrie denkbar. Dabei kann der Kostenanstieg je Produkteinheit deutlich weniger dramatisch sein, als die absehbar hohen Preise für grünen Wasserstoff vermuten lassen. Eine Untersuchung der Beratungs-

firma Deloitte kommt etwa zu dem Ergebnis, dass sich der Preis eines Pkws für Endkund*innen beim Einsatz von grünem Stahl nur um knapp 270 Euro verteuern würde (oder um 0,7 Prozent, siehe Tabelle 2). In keinem der analysierten Bereiche (Stahl, Düngemittel, chemische Produkte, Raffinerieprodukte) würde eine Preissteigerung bei den 19 untersuchten Produkten rechnerisch über 6,7 Prozent liegen, mehrheitlich läge sie unter einem Prozent.

Tabelle 2: Mehrkosten beim Endprodukt infolge des Einsatzes von grünem Wasserstoff

Sektor	Endprodukt	Beispiel	Aktueller Preis	Aktuelle Stahlkosten am Endprodukt	Mögliche Steigerung der Stahlkosten	Preissteigerung beim Endkunden
Bauen	Hausbau	185 m² Haus	500.000 €	1.601 €	+ 137 % Hochofen-Route (EU-ETS-Preis 75 €/t) vs. DRI-EAF-Route (LCOH von grünem H_2: 10 €/kg)	0,2 %
	Windturbinen	5 MW Offshore Turbine	3.000.000 €	88.200 €		4,2 %
Automobil	Pkw	Toyota Aygo X	27.500 €	198 €		0,7 %
	Lkw	MAN TGS 33.480 6x6	150.000 €	1.323 €		0,8 %
Lebensmittel	Stahlkonserven	Supermarkt-eigene Marke	0,69 €	0,03 €		6,7 %
Weiße Ware	Kühlschrank	300 l Kühlschrank	700 €	23 €		3,7 %

Quelle: dena auf Grundlage von Deloitte 2015:15

DURCHBRUCH MIT RED III?

Die aktuelle EU-Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED III) sieht solche grünen Leitmärkte vor (EU 2023), ist aber in Deutschland trotz Fristüberschreitung noch nicht umgesetzt. Die Mindestquoten für den Einsatz von sauberem Wasserstoff und dessen Derivaten gelten im Verkehrssektor und in der Industrie im Grundsatz als Gesamtquote für die Mitgliedstaaten, also nicht für einzelne Unternehmen. Die Umsetzung kann aber, wenn es ein Mitgliedstaat möchte, auch auf Unternehmensebene erfolgen – wogegen die Unternehmen erwartungsgemäß Sturm laufen.

Die EU-Kommission will die Refinanzierung des Wasserstoffhochlaufs durch grüne Leitmärkte fördern. Sie sollen eine höhere Zahlungsbereitschaft der Abnehmer für CO_2-arme Produkte erzeugen. Zumindest in Europa würde auch der EU-Emissionshandel Grünstahl & Co erzwingen (Witt 2022). Schließlich werden im Jahr 2039 die letzten Emissionsberechtigungen versteigert, danach darf im Produktionsprozess kein CO_2 mehr anfallen. Allerdings gibt es Bestrebungen, auch diese Deadline zu verschieben.

Regulierungsmaßnahmen, wie die erwähnten Quoten zur Verwendung von sauberem Wasserstoff über RED III, könnten nach Einschätzung von Hydrogen Europe bis 2030 zu einer geschätzten Nachfrage von 2,8 Mio. t an RFNBOs führen. Sie bestehen aus grünem Wasserstoff oder sind entsprechend wasserstoffbasiert (HydrogenE 2025) (siehe Kasten «Was ist ‹grün›, was kohlenstoffarm?», S. 14).

Konkret fordert RED III im Verkehr einen Anteil von 5,5 Prozent fortschrittlicher Biokraftstoffe und RFNBOs am Endenergieverbrauch mit einem RFNBO-Mindestanteil von 1 Prozent. Einen weit größeren grünen Wasserstoffeinsatz verlangt RED III für die Industrie. Das geschieht über eine Industrieunterquote für energetisch und nicht energetisch genutzten Wasserstoff mit RFNBO-Qualität. Die Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass der RFNBO-Anteil des in der Industrie verwendeten Wasserstoffs bis 2030 bei 42 Prozent und bis 2035 bei 60 Prozent liegt. Im Entwurf zur Umsetzung der RED III in Deutschland für den Verkehrsbereich (für die Industrie liegt noch keiner vor) ist eine jährliche Mindestquote für RFNBOs geplant, die von 0,1 Prozent im Jahr 2026 auf 12 Prozent im Jahr 2040 ansteigen soll. Mögliche Mehrfachanrechnungen dieser Kraftstoffe, die in der Anfangsphase den Markthochlauf unterstützen sollen, werden schrittweise reduziert. Im deutschen Recht ist für den Flugverkehr bereits eine PtL-Quote verankert, die eine Beimischungsverpflichtung von 0,5 Prozent bis 2026, 1 Prozent bis 2028 und 2 Pro-

zent bis 2030 festschreibt. Sie müsste entsprechend angepasst werden.
Die RFNBO-Ziele für den Verkehr könnten problematisch sein, da darunter grundsätzlich auch der Wasserstoffeinsatz in Kraftstoffen für den Straßenverkehr fällt, was – wie erläutert – zu den ineffizientesten Einsatzzwecken gehört. Dem wirkt zum Glück entgegen, dass die Quotenanrechnungsregeln der EU momentan den RFNBO-Einsatz im Seeverkehr und in der Luftfahrt sowie den direkten Einsatz von Wasserstoff in Raffinerieprozessen gegenüber dem Einsatz im Straßenverkehr bevorzugen. Erstere stehen wiederum weit oben im grünen Bereich auf der Wasserstoffleiter (siehe Abbildung 5). Deshalb ist ausgehend von den EU-Regeln zumindest bislang kaum mit einem relevanten Einsatz von Wasserstoff oder E-Fuels im Straßenverkehr zu rechnen.
Im Übrigen bleibt weiterhin die Frage ungeklärt, wo der Kohlenstoff zur E-Fuel-Synthese in den benötigten Größenordnungen herkommen soll. Somit bliebe zur Erfüllung der RED-III-Ziele im Verkehr eigentlich vor allem der Raffineriesektor, in dem reiner Wasserstoff als Werkzeug zum Aufbrechen langer Kohlenstoffketten genutzt wird (verwendet vor allem als Zwischenprodukt bei der Produktion konventioneller Kraftstoffe oder Biokraftstoffe). Da grüner Wasserstoff hier fossilen Wasserstoff im Verfahren ersetzen soll, gilt er als eine der Erfüllungsoptionen für die RFNBO-Quote im Verkehr.
In der Industrie sind vor allem die Ammoniakhersteller und andere Chemieunternehmen sowie die Stahlkonzerne gefordert. Bislang kann in den Branchen nach RED-III-Regeln kein kohlenstoffarmer Wasserstoff, etwa in Form von blauem, türkisem und orangem Wasserstoff, als Erfüllungsoption eingesetzt werden, sondern ausschließlich grüner (ebenso wie im Verkehrsbereich). Diese Festlegung ist umkämpft, die einschlägigen Industrieverbände laufen Sturm. Der deutsche Nationale Wasserstoffrat empfiehlt, die Regeln entsprechend der NWS 2023 aufzuweichen (NWR 2024). In einem Minderheitsvotum wenden sich die Vertreter*innen der Klima-Allianz Deutschland und des BUND dagegen. Alle dürften aber die Einschätzung teilen: Woher der neuartige Wasserstoff in großen Mengen kommen soll, steht in den Sternen.
Trotz der RED-III-Gesetzgebung, die grüne Leitmärkte kreieren könnte, liegt die RFNBO-Zielerfüllung in weiter Ferne. Damit könnte auch der eigentliche Zweck der Klauseln verfehlt werden: Er liegt nicht zuerst im Klimaschutz, sondern darin, der ersten Generation an Wasserstoffelektrolyseuren eine sichere Nachfrage zu garantieren. Und zwar durch zahlungsfähige und technologisch übersichtliche Verbrauchssektoren.

10 WAS ZU TUN IST

Das Wasserstoff-Soufflé könnte weiter in sich zusammenfallen, wenn nicht gegengesteuert wird. Insbesondere für jene Bereiche der Industrie, für die es keine sinnvolle Alternative in der Dekarbonisierung gibt, wäre dies eine verhängnisvolle Entwicklung. Darum lassen sich aus der vorstehenden Analyse folgende Schlussfolgerungen ziehen:

1. **Technologiesicherheit statt Technologieoffenheit.** Wasserstoff wird knapper und teurer sein als bisher angenommen. Es gibt keinen Spielraum mehr zur Verschwendung von sauberem Wasserstoff im Gebäudebereich (ggf. mit Ausnahme sehr begrenzter Abdeckungen von Wärmespitzen in Fernwärmesystemen), ebenfalls nicht auf der Straße oder der Schiene. Die Elektrifizierung muss überall Vorrang haben. Auch wo bislang unstrittig Wasserstoff zur Dekarbonisierung vorgesehen war, sollte eine Elektrifizierung intensiv geprüft und ihre Entwicklung gefördert werden. Jede Tonne verschwendeter Wasserstoff gefährdet die Dekarbonisierung und die Beschäftigung in jenen Teilen der Industrie, in denen letztlich keine Alternative zum Wasserstoffeinsatz existiert.
2. **Wasserstoff ist ein Gerechtigkeitsthema.** Der Einsatz von sauberem Wasserstoff in der Industrie und der Rückverstromung in Dunkelflauten wird erhebliche öffentliche und private Mittel binden, um wesentliche Teile der Differenzkosten zu herkömmlichen Produktionsmethoden zu tragen. Vom Volumen her könnten diese Mittel mit den Umverteilungen zwischen Endkunden und Ökostromerzeugern im Rahmen der EEG-Umlage vergleichbar sein – oder noch deutlich darüber hinausgehen. Die Frage ist, wer diesmal den Hauptteil dieser Kosten tragen wird.
3. **Gegenleistungen der Konzerne.** Für das absehbar langjährige finanzielle Engagement des Staates sollte die Politik Leistungen seitens der Wirtschaft einfordern. Er sollte sich im Gegenzug gemeinsam mit den Gewerkschaften Einfluss und strategische Beteiligungen an den Unternehmen genauso sichern, wie er Vereinbarungen über Beschäftigungssicherung, Qualifizierung und gute Arbeit abschließen sollte. Es darf nicht sein, dass in guten Zeiten leistungslose Übergewinne in die Taschen von Aktionär*innen fließen (wie in der Stahlbran-

che im Zusammenhang mit dem EU-Emissionshandel geschehen), während die öffentliche Hand stets bedingungslos für drohende Verluste eintritt.

4. **Wasserstoffkernnetz anpassen und vergesellschaften.** Der Aufbau des Wasserstoffkernnetzes sollte an die geminderte Einspeisung und den vorerst geringeren Bedarf angepasst werden und möglichst schrittweise erfolgen. Das Netz gehört in die öffentliche Hand.
5. **Grüne Leitmärkte kreieren.** Für Produkte wie grünen Stahl oder grünes Ammoniak sollten gesetzlich steigende Verwendungsquoten vorgeschrieben werden, etwa in der Automobilbranche oder der metallverarbeitenden Industrie. So ließe sich auch ein Teil der Differenzkosten über die mit diesen Quoten verbundene Kostenwälzung jenseits öffentlicher Haushalte finanzieren.
6. **Stabilität und ökologische Integrität des Wasserstoffhochlaufs garantieren.** Der Hochlauf von Elektrolyseuren in Deutschland braucht eine langfristige stabile Förderung und eine angemessene Infrastruktur. Dafür darf und muss der Staat auch Forderungen zur Standortwahl und zur ökologischen Integrität des verwendeten Stroms stellen sowie Regeln formulieren, die der Systemdienlichkeit von Wasserstoffproduktion und -einsatz dienen. Das aktuelle Bestreben der Bundesregierung, die entsprechenden regulativen Rahmensetzungen auf der Ebene der Europäischen Union aufzuweichen, schaden der Transformation.
7. **Scheinlösungen verhindern.** Blauer Wasserstoff und seine Derivate werden als vermeintlich preiswerte Alternativen von der Politik gefördert und auf den Markt drängen. Dieser Pfad bleibt jedoch eine Risikotechnologie, sowohl im Hinblick auf die Umwelt als auch langfristig finanziell.
8. **Keine neuen neokolonialen Importbeziehungen.** Die Einfuhr von künftigen wasserstoffbasierten Vorprodukten aus dem globalen Süden ist äußerst vorrausetzungsvoll und birgt soziale und ökologische Risiken. Solche Importe sollten nur erfolgen, wenn die Lieferländer aus eigenem Antrieb in die Technologien einsteigen wollen und seitens der Industriestaaten entsprechend zusätzliche Ökostromkapazitäten zur Verfügung gestellt werden, die nicht zulasten der jeweiligen nationalen Dekarbonisierungsstrategien, der heimischen Bevölkerung oder der Umwelt gehen. Doch dafür bedarf es sozialökologischer Leitplanken. Ihre Durchsetzung und Einhaltung sind in den derzeitigen Rahmenbedingungen ungewiss, hier bedarf es ernsthafter Regeln.
9. **Importe der ersten Wertschöpfungsstufen kritisch diskutieren.** Der Import von HBI-Briketts (in Form von grünem Eisen) und anderen wasserstoffbasierten Vorprodukten, wie grünem Ammoniak, bleibt ein strittiges Thema. Nicht nur aus Sicht von betroffenen Belegschaften und Gewerkschaften, sondern auch im Hinblick auf wirtschaftliche Resilienz. Können beispielsweise Importe von grünem Roheisen tatsächlich dazu beitragen, hierzulande die eigentliche Stahlerzeugung und Stahlveredlung sowie ihre Beschäftigten zu sichern sowie Erzeugerländern im globalen Süden eine erweiterte Wertschöpfung zu garantieren? Oder begibt sich die Bundesrepublik hier in neue strategische Abhängigkeiten?
10. **Mindern statt wachsen, im Kreislauf führen.** Ein höherer Anteil von Schrott statt Eisenerz als Ausgangsmaterial für neuen Stahl spart ebenfalls Klimagase, was aber aufgrund des endlichen Schrottaufkommens auch Grenzen hat. Daneben wäre die effizienteste Methode, im Stahlbereich Klimagase zu mindern und Ressourcen zu schonen, schlichtweg weniger Stahl zu verbrauchen und herzustellen.

LITERATURVERZEICHNIS

AgoraI – Agora Industry (2025): The role of green iron trade in accelerating competitive steel transformation, https://www.agora-industry.org/publications/the-role-of-green-iron-trade-in-accelerating-steel-transformation

AgoraTT – Agora Think Tanks (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_344_Klimaneutrales_Deutschland_WEB.pdf

AgoraVW/AgoraEW/FrontierE – Agora Energiewende/Agora Verkehrswende/Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter Kraftstoffe, https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf

Bähr, Cornelius/Bothe, David/Brändle, Gregor/Klink, Hilmar/Lichtblau, Karl/Sonnen, Lino/Zink, Benita (2023): Die Zukunft energieintensiver Industrien in Deutschland. Eine Studie von IW Consult und Frontier Economics im Auftrag des Dezernat Zukunft, https://www.dezernatzukunft.org/wp-content/uploads/2023/09/Baehr-et-al.-2023-Die-Zukunft-energieintensiver-Industrien-in-Deutschland.pdf

Barregren, Thomas (2024): The Hydrogen Ladder, Smoltek, 29.2.2024, https://www.smoltek.com/the-hydrogen-ladder/6778/

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2025): Jetzt klare Signale für Wasserstoffhochlauf setzen, 26.9.2025, https://www.bdew.de/presse/jetzt-klare-signale-fuer-wasserstoffhochlauf-setzen/

Becker, Niklas/Fuß, Christopher (2024): Neue Wasserstoffpipelines für die nordische und baltische Region, Germany Trade & Invest, 2.5.2024, https://www.gtai.de/de/trade/finnland/branchen/neue-wasserstoffpipelines-fuer-die-nordische-und-baltische-region-1088588

BloombergNEF/Liebreich, Michael (2025): Fifty years of green hydrogen in five charts, 24.5.2025, https://mliebreich.substack.com/p/fifty-years-of-green-hydrogen-in?r=7c49w&utm_campaign=post&utm_medium=web&triedRedirect=true

BloombergNEF/McKerracher, Caroline (2025): Clean Trucking Takes Off, 23.9.2025, https://about.bnef.com/insights/clean-transport/clean-trucking-takes-off/

BMBF – Bundesminsiterium für Bildung und Forschung (2020a): Bundesforschungsministerin und nigrischer Amtskollege verständigen sich über Aufbau einer Wasserstoff-Partnerschaft mit Westafrika, Pressemitteilung, 11.2.2020, https://www.fona.de/de/karliczek-wasserstoff-partnerschaft-mit-afrika-geplant

BMBF – Bundesminsiterium für Bildung und Forschung (2020b): H2-ATLAS AFRIKA – Potenzialatlas Grüner Wasserstoff in Afrika, https://www.fona.de/medien/pdf/200831_PH2-ATLAS_AFRIKA_-_Potenzialatlas_Gruener_Wasserstoff_in_Afrika.pdf

BMBF – Bundesministerium für Bildung und Forschung (2021): Potenzialatlas Wasserstoff: Afrika könnte Energieversorger der Welt werden, https://www.fona.de/de/potenzialatlas-wasserstoff-afrika-koennte-energieversorger-der-welt-werden

BMWE – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2024): Wichtiger Schritt für globalen Wasserstoffhochlauf. Deutschland importiert ab 2027 mit H2Global grüne Wasserstoffprodukte im großen Umfang, Pressemitteilung, 11.7.2024, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html#:~:text=Der%20Produktionspreis%20liegt%20bei%20811,geringere%20Kosten%20f%C3%BCr%20gr%C3%BCne%20Wasserstoffderivate

BMWE – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025): Klimaneutral werden – wettbewerbsfähig bleiben (10-Punkte Plan des BMWE), https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/klimaneutral-werden-wettbewerbsfaehig-bleiben.pdf?__blob=publicationFile&v=24

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Nationalen Wasserstoffstrategie, http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020): Was sind eigentlich Carbon Contracts for Difference?, 15.12.2020, https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/12/Meldung/direkt-erklaert.html

BMWK – Bundesministerieum für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a): Eröffnungsbilanz Klimaschutz, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=14

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022b): Fortschrittsbericht Energiesicherheit vom 25.3.2022, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0325_fortschrittsbericht_energiesicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=14

BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023, https://www.bmftr.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4
BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024a): Wasserstoffnetz für die Energiewende – wichtige Weichen für koordinierten und privatwirtschaftlichen Aufbau sind gestellt, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2024/02/07-wasserstoffnetze-energiewende.html
BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024b): Bundeskabinett beschließt Importstrategie für Wasserstoff und Wasserstoffderivate, Pressemitteilung, 24.7.2024, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240724-importstrategie-wasserstoff.html
BMWK – Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024c): Systementwicklungsstrategie 2024, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10
BNetzA – Bundesnatzagentur (2024): Wasserstoff-Kernnetz, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html
BRH – Bundesrechnungshof (2025): Umsetzung der Wasserstoffstrategie. Bericht nach § 99 BHO, https://www.bundesrechnungshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Berichte/2025/wasserstoffstrategie-volltext.pdf?__blob=publicationFile&v=2
Bundesregierung (2021): Bericht der Bundesregierung zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16
Bundesregierung (2023): Sondervermögen «KTF». Milliardeninvestitionen in Energiewende, Klimaschutz und Transformation, https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ktf-sondervermoegen-2207614
Burgess, James (2021): Blue hydrogen 20% worse for GHG emissions than natural gas in heating, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/081221-blue-hydrogen-20-worse-for-ghg-emissions-than-natural-gas-in-heating-study
CDU/CSU/SPD (2025): Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD: Verantwortung für Deutschland, 21. Legislaturperiode, https://www.koalitionsvertrag2025.de/sites/www.koalitionsvertrag2025.de/files/koav_2025.pdf
Collins, Leigh (2025): CWP forced to delay landmark multi-gigawatt green hydrogen project in Mauritania due to lack of offtakers, 6.6.2025, https://www.hydrogeninsight.com/production/cwp-forced-to-delay-landmark-multi-gigawatt-green-hydrogen-project-in-mauritania-due-to-lack-of-offtakers/2-1-1829976
Deckwirth, Christina (2024): Bonhoff: Das Wasserstoff-Lobbynetzwerk im Verkehrsministerium, 2.2.2024, https://www.lobbycontrol.de/aus-der-lobbywelt/bonhoff-das-wasserstoff-lobbynetzwerk-im-verkehrsministerium-113681/
Delhaes, Daniela (2023): Ein unangenehmer Verdacht im Bundesverkehrsministerium, Handelsblatt, 5.9.2023, https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/compliance-ein-unangenehmer-verdacht-im-bundesverkehrsministerium-/29251024.html
Deloitte (2015): Mobilizing consumer demand for sustainable investments, https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2025/09/EU-Demand-Creation-Deloitte-Report.pdf
Deutscher Bundestag (2020a): Antwort auf Kleine Anfrage der Fraktion DIE LINKE «Ökologische Folgen und Kosten der Wasserstoffwirtschaft», BT-Drucksache 19/18834, https://dserver.bundestag.de/btd/19/188/1918834.pdf
Deutscher Bundestag (2020b): Antwort auf Kleine Anfrage der Fraktion DIE LINKE «Ökologische Folgen und Kosten der Wasserstoffwirtschaft (Nachfrage zur Antwort der Bundesregierung auf BT-Drucksache 19/18834)», BT-Drucksache 19/21845, https://dserver.bundestag.de/btd/19/218/1921845.pdf
Deutscher Bundestag (2024): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Cornelia Möhring et al., Engagement der deutschen Bundesregierung im Zusammenhang mit Wasserstoffprojekten in Namibia, BT-Drucksache 20/14426, https://dserver.bundestag.de/btd/20/144/2014426.pdf
Deutscher Bundestag (2025): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Jörg Cezanne u. a., Engagement der Bundesregierung im Zusammenhang mit Wasserstoffprojekten in Uruguay, Chile und Kolumbien, BT-Drucksache 21/557, https://dserver.bundestag.de/btd/21/005/2100557.pdf

Doucet, Felix/Düsterlho, Jens-Eric von/Schäfers, Hans/Jürgens, Lucas/Schütte, Carsten/Barkow, Hagen/Neubauer, Nicolas/Heybrock, Britta/Jensen, Nanke (2023): Grüner Wasserstoff für die Energiewende. Teil 4: Der Industriesektor, Studie von HAW/CC4E im Auftrag des Norddeutschen Reallabors, https://reposit.haw-hamburg.de/bitstream/20.500.12738/16702/1/2023-10-NRL-AG5-H2-Teil-4-Industrie.pdf
Eckhardt, Mika (2025): Angaben auf Linkedin, 2.12.2025, https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:7401364335358341120/#
EEX (2025): Market Data Hub (Hydrogen), https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub
energate (2025): Leipziger Stadtwerke stoppen Wasserstofftests, 28.8.2025, https://www.mega-monheim.de/unternehmen/aktuelles/leipziger-stadtwerke-stoppen-wasserstofftests
ERH – Europäischer Rechnungshof (2024): The EU's industrial policy on renewable hydrogen. Legal framework has been mostly adopted – time for a reality check, Sonderbericht, https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2024-11/SR-2024-11_EN.pdf
EU – Europäische Union (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates (RED III), 18.10.2023, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413
EU – Europäische Union (2025): Natural gas price statistics, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics#Natural_gas_prices_for_non-household_consumers
EU-Kommission (2022): Implementing the REPowerEU action plan: investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022SC0230
Euractiv (2022): Bundesregierung sagt Nein zu Förderung von «blauem Wasserstoff», 18.1.2022, https://euractiv.de/news/bundesregierung-sagt-nein-zu-foerderung-von-blauem-wasserstoff/?pnespid=7bd_DzVXbL0ZwqbAvG.tDJiFvkOhRMd5MvrgxfRr80ZmrE3D0J7jTHQv8.mr.Lea6V_dbEZZSg
EWI/BET – Energiewirtschaftliches Institut und BET Consulting GmbH (2025): Energiewende. Effizient. Machen, Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, erstellt im Auftrag des BMWE, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.pdf?__blob=publicationFile&v=24
FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2025): Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht, https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2025/07/Discussion_Paper-Investitionskosten_Elektrolyse-2.pdf
Forschungszentrum Jülich (2021): H2-Atlas Westafrika, https://africa.h2atlas.de/
Fraunhofer/ConGas Consulting/Consentec GmbH (2024): Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes, 14.2.2024, https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gutachterliche-validierung-des-finanzierungsmodells-zum-aufbau-eines-wasserstoff-kernnetzes-bei-subsidiarer-staatlicher-absicherung.pdf?__blob=publicationFile&v=6
GTAI – German Trade & Invest (2024): Neue Wasserstoffpipelines für die nordische und baltische Region, 2.5.2024, https://www.gtai.de/de/trade/finnland/branchen/neue-wasserstoffpipelines-fuer-die-nordische-und-baltische-region-1088588
H2Global (2025): Our Supporters, https://h2-global.org/our-supporters/
Hagedorn, Gregor (2024): Einsatzbereich sauberen Wasserstoffs V.5, 7.3.2024, https://zenodo.org/records/10793833
Hank, Chrsistoph/Holst, Marius/Thelen, Connor/Kost, Christoph/Längle, Sven/Schaadt, Achim/Smolinka, Tom (2023): Power-to-X Country Analyses, Studie des Fraunhofer ISE im Auftrag der H2Global Stiftung, https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/power-to-x-country-analyses.html
Heinemann, Christoph/Kasten, Peter (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Bericht im Rahmen der BMBF-Initiative «Kopernikus-Projekte für die Energiewende», Öko-Institut e. V., https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf
Heinemann, Christoph/Mendelevitch, Roman (2021): Sustainability dimensions of imported hydrogen, Oeko-Institut Working Paper 8/2021, https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WP-imported-hydrogen.pdf
Howarth, Robert/Jacobson, Mark (2021): How green is blue hydrogen?, Energy Science & Engineering, Vol. 9, Issue 10, S. 1676–1687, https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ese3.956
Huth , Katarina/Joeres, Annika (2024): Der Wasserstoff-Bluff, 26.3.2024, https://correctiv.org/aktuelles/klimawandel/2024/03/26/der-wasserstoff-bluff-angeblich-wasserstofffaehiges-erdgas-kraftwerk-leipzig/
Hydrogen Europe (2025): Clean Hydrogen Monitor 2025, https://hydrogeneurope.eu/?media_download=17908&dl=1759217493
HyIron (2025): Project Oshivela – Namibia, https://hyiron.com/oshivela/

IEA – Internationale Energieagentur (2025a): Northwest European Hydrogen Monitor 2025, https://www.iea.org/reports/northwest-european-hydrogen-monitor-2025/executive-summary
IEA – Europäische Energieagentur (2025b): Production prospects to 2030. Global Hydrogen Review 2025, https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025/production-prospects-to-2030-2
IHK BS – Industrie- und Handelskammer Braunschweig (2020): Studie zu Importkosten für CO_2-neutralen Wasserstoff: 7 Ct./kWh für grünen H2 in 2030 möglich, https://www.ihk.de/braunschweig/beratung-und-service/umwelt-und-energie/energie/wasserstoff/importkosten-fuer-co2-neutralen-wasserstoff-4980928
IWR – Internationale Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2021): Bundesregierung will Import von «grünem» Wasserstoff beschleunigen, 23.6.2021, www.iwr.de/news/bundesregierung-will-import-von-gruenem-wasserstoff-beschleunigen-news37474
Jaworski, Dieter (2025): Thyssenkrupp Aktie: Überraschungscoup!, 3.10.2025, https://www.boerse-express.com/news/articles/thyssenkrupp-aktie-ueberraschungscoup-830247
KOM – Europäische Kommission (2023a): Delegierte Verordnung der Kommission (EU) 2023/1184, 10.2.2023, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184&qid=1704969010792
KOM – Europäische Kommission (2023b): Delegierte Verordnung der Kommission (EU) 2023/1185, 10.2.2023, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185&qid=1704969410796
KOM – Europäische Kommission (2024): IF24 Auction, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/calls-proposals/if24-auction_en
Liebreich, Michael (2024): The Great Hydrogen Reset. Is It Germany's Turn?, Online-Debatte mit Eva Schmid, Director of Hydrogen and Synthetic Fuels, dena, 14.9.2024, https://mliebreich.substack.com/p/the-great-hydrogen-reset-is-it-germanys
Mar, Kathleen A./Quitzow, Rainer/Haberkost, Finn/Horn, Mona C./Lentschig, Hannah/Unger, Charlotte/Goldthau, Andreas (2024): Controlling Emissions in Germany's Future Hydrogen Economy, Studie des Research Institute for Sustainability i.A. des EDF, https://publications.rifs-potsdam.de/rest/items/item_6003744_3/component/file_6003745/content
Marx, Lisa (2025): Dänisch-deutsche Wasserstoff-pipeline kommt doch, 11.2.2025, https://www.energate-messenger.de/news/251019/daenisch-deutsche-wasserstoffpipeline-kommt-doch
Matthes, Felix C./ Braungardt, Sibylle/Bürger, Veit/Göckeler, Katharina/Heinemann, Christoph/Hermann, Hauke/Kasten, Peter/Mendelevitch, Roman/Mottschall, Moritz/Seebach, Dominik (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0. Untersuchung für die Stiftung Klimaneutralität, Öko-Institut e. V., www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Die-Wasserstoffstrategie-2-0-fuer-DE.pdf
Matthes, Felix C./Brauer, Johannes (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten. Studie von Deloitte und Öko-Institut e. V., https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Matthes_Brauer-Wasserstoff-Erzeugungskosten.pdf
Memo-Gruppe/RLS – Arbeitsgruppe Alternative Wirtschaftspolitik/Rosa-Luxemburg-Stiftung (Hrsg.) (2022): Sozial-ökologische Transformation der deutschen Industrie, Studienpaket zum Industrieumbau, https://www.rosalux.de/dossiers/industrie/sozial-oekologische-transformation-der-deutschen-industrie
Mission Innovation (2021): Sixth Mission Innovation Ministerial, Joint Mission Statement, 2.6.2021, https://mission-innovation.net/wp-content/uploads/2021/05/Clean-Hydrogen-Joint-Mission-Statement.pdf
NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2021a): Nachhaltigkeitskriterien für Importprojekte von erneuerbarem Wasserstoff und PtX-Produkten, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/NWR_Positionspapier_Nachhaltigkeitskriterien.pdf
NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2021b): Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021/2021-07-02_NWR-Wasserstoff-Aktionsplan.pdf
NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2021b): Wasserstoff Aktionsplan Deutschland 2021–2025, https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2021/06/NWR_Aktionsplan_Wasserstoff_2021-2025.pdf
NWR – Nationaler Wasserstoffrat (2024): Umsetzung RED III in nationales Recht (RFNBO-Quote für die Industrie), Stellungsnahme, 1.3.2024, https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-03-01_NWR-Stellungnahme_Umsetzung_RED_III_Industriequote.pdf
Öko-Institut (2015): Klimaschutzszenario 2050, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf

Pfluger, Benjamin/Oberle, Stella/Fraunhofer ISE/IEG (2025): Heizen mit Wasserstoff. Aufwand und Kosten für Haushalte anhand aktueller Daten und Prognosen. Studie verfasst im Auftrag von Greenpeace e. V. und GasWende, https://www.greenpeace.de/publikationen/251014_Studie_Heizen_mit_Wasserstoff_20251013.pdf

Piria, Raffaele et al. (2021): Wasserstoffimportsicherheit für Deutschland. Zeitliche Entwicklung, Risiken und Strategien auf dem Weg zur Klimaneutralität, hrsg. vom Kopernikus-Projekt Ariadne am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoffimportsicherheit-fuer-deutschland-zeitliche-entwicklung-risiken-und-strategien-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet/

Prognos/Öko-Institut/Wuppertal-Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045, Studie im Auftrag von Agora-Think-tank-Gruppe, https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland/

RLS – Rosa-Luxemburg-Stiftung (Hrsg.) (2025): Grüne Fassade, dreckige Geschäfte. Deutschlands Rolle in der globalen Ressourcenausbeutung, https://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/sonst_publikationen/Gruene_Fassade-Dreckige_Geschaefte_RLS.pdf

Rosenow, Jan (2024): A meta-review of 54 studies on hydrogen heating, Cell Reports Sustainability 1/2024, https://www.cell.com/cell-reports-sustainability/fulltext/S2949-7906(23)00010-1?_returnURL=https%3A%2F%2Flinkinghub.elsevier.com%2Fretrieve%2Fpii%2FS2949790623000101%3Fshowall%3Dtrue

Rudolph, Frederic (2019): Der Beitrag von synthetischen Kraftstoffen zur Verkehrswende. Optionen und Prioritäten, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace Deutschland, http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/kurzstudie_kraftstoffe_verkehrswende.pdf

Rust, Jasko (2025): Element der Hoffnung: Namibia und der Wasserstoff, Deutsche Welle, 7.4.2025, https://www.dw.com/de/element-der-hoffnung-namibia-und-der-wasserstoff-hyphen-hyiron-deutschland-klimawandel-v2/a-72119936

Salzgitter AG (2024): SALCOS, https://salcos.salzgitter-ag.com/de/

Schwerdtner, Ines (2025): Stahlgipfel: Bundesregierung muss vom Reden ins Handeln kommen!, 6.11.2025, https://www.die-linke.de/start/presse/detail/news/stahlgipfel-bundesregierung-muss-vom-reden-ins-handeln-kommen/

SOWE – Stiftung Offshore Windenergie (2021): Potential der Windenergie auf See in Deutschland beträgt laut Studie mindestens 60 GW, 22.9.2021, www.offshore-stiftung.de/potential-der-windenergie-auf-see-deutschland-betr%C3%A4gt-laut-studie-mindestens-60-gw

SPD – SPD-Fraktion im Leipziger Stadtrat (2020): Leipzig soll Mitteldeutschlands führender Technologiestandort für Wasserstoff werden, Pressemitteilung, 3.9.2020, https://spd-fraktion-leipzig.de/leipzig-soll-mitteldeutschlands-fuehrender-technologiestandort-fuer-wasserstoff-werden/

SPON – Spiegel Online (2024): Blamage für die Brennstoffzelle. Defekte Wasserstoffzüge in Hessen, 1.10.2025, https://www.spiegel.de/auto/hessen-blamage-fuer-die-brennstoffzelle-a-1ff2d6e9-d936-4a39-ae12-8f52e2d273b8?sara_ref=re-so-app-sh

SPON – Spiegel Online (2025): Salzgitter verschiebt Ausbau der grünen Stahlproduktion, 19.9.2025, https://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/salzgitter-verschiebt-ausbau-der-gruenen-stahlproduktion-a-2e05d5f3-8338-4811-9f35-028336d2c4ee

stahleisen (2023): Finnland: Milliarden-Investition in grünes Stahlwerk, 3.1.2023, https://www.stahleisen.de/2023/01/03/finnland-milliarden-investition-in-gruenes-stahlwerk/

Stratmann, Klaus (2023): Habeck will offenbar keine staatliche Wasserstoffnetzgesellschaft mehr, Handelsblatt, 2.5.2023, https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/klimaneutrale-industrie-habeck-will-offenbar-keine-staatliche-wasserstoffnetzgesellschaft-mehr/29125772.html

Tagesschau (2024): Thyssenkrupp überprüft Pläne zum grünen Umbau, 7.10.2024, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/thyssenkrupp-gruener-umbau-transformation-100.html

Tagesschau (2025a): BMW erhält Millionenförderung für Wasserstoffantrieb, 14.11.2025, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/bmw-foerdergelder-wasserstoff-suv-100.html

Tagesschau (2025b): Ziele werden «krachend verfehlt», 12.8.2025, https://www.tagesschau.de/investigativ/mdr/gruener-wasserstoff-108.html

Tagesschau (2025c): ArcelorMittal stoppt Pläne für «grüne» Stahlproduktion, 20.6.2025, https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/arcelor-mittal-absage-wasserstoff-100.html

taz (2025): RWE zieht sich aus Wasserstoff-Projekt in Namibia zurück, 3.10.2025, https://taz.de/Gebremste-Energiewende/!6117529/

The Boston Consulting Group & Prognos (2018): Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, https://www.prognos.com/de/projekt/klimapfade-fuer-deutschland
TNO (2023): Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands, https://publications.tno.nl/publication/34642511/mzKCln/TNO-2024-R10766.pdf
TransHyDE (2025): European Hydrogen Infrastructure Planning. Insights from the TransHyDE Project System Analysis, https://www.wasserstoff-leitprojekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/148FFEF003673B67E0637E695E8625E5/live/document/20240321_European_Hydrogen_Infrastructure_Planning.pdf
Tagesspiegel (2024): Norwegen begräbt Pläne zum Export von «blauem» Wasserstoff nach Deutschland, 24.9.2024, https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/norwegen-begraebt-plaene-zum-export-von-blauem-wasserstoff-nach-deutschland
Tagesspiegel (2025): So könnte Brüssel H2-Importe in die EU ausschreiben, 6.10.2025, https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/so-koennte-bruessel-h2-importe-in-die-eu-ausschreiben
UBA – Umweltbundesamt (2019): Sensitivitäten zur Bewertung der Kosten verschiedener Energieversorgungsoptionen des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Abschlussbericht, TEXTE 114/2019, https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/2019-09-19_texte_114-2019_energieversorgung-verkehr.pdf
Verpoort, Philipp C. et al. (2024): Transformation der engerieintensiven Industrie. Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe, Ariadne-Report, https://ariadneprojekt.de/media/2024/12/Ariadne-Report_GrueneWertschoepfungsketten_Dezember2024.pdf
VKU – Verband der Kommunalem Unternehmen (2025): Zukunft Wasserstoff. Dekarbonisierung durch Wasserstoff in der Kommunalwirtschaft, https://h2.vku.de/#c20216
Weale, Graham (2025): Auf Ammoniak-Cracker kommt es an, Tagesspiegel Background Klima & Energie, 13.1.2025, https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/auf-ammoniak-cracker-kommt-es-an
Wiedemann, Karsten (2025): Kritik von allen Seiten an Vorgaben für CO_2-armen Wasserstoff, Tagesspiegel Background Klima & Energie, 10.7.2025, https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/kritik-von-allen-seiten-an-vorgaben-fuer-co2-armen-wasserstoff
Wietschel, Martin/Bekk, Anke/Breitschopf, Barbara et al (2020): Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten, Policy Brief Fraunhofer ISI, https://www.isi.fraunhofer.de/de/presse/2020/presseinfo-26-policy-brief-wasserstoff.html
Witt, Uwe (2022): EU-Klimaschutzreform mit deutscher Bremse, 23.12.2022, https://www.rosalux.de/news/id/49745/eu-klimaschutzreform-mit-deutscher-bremse
Witt, Uwe (2023): Eher grau als grün? Kriterien für «Grünen Wasserstoff» nach dem Delegated Act – Eine Erläuterung, Paper der Rosa-Luxemburg-Stiftung, https://www.rosalux.de/publikation/id/50562
Witt, Uwe (2024): Grüner Stahl unter Druck, Rosa-Luxemburg-Stiftung, 10.4.2024, https://www.rosalux.de/news/id/51875/gruener-stahl-unter-druck
Wörlen, Christine/Morgen, Sven/Schmidt, Max/Steppe, Jan (2022): Fair Green Hydrogen: Chance or Chimera in Morocco, Niger and Senegal?, Arepo Consult im Auftrag der Rosa-Luxemburg-Stiftung, Berlin, https://www.rosalux.de/en/publication/id/46412

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CfD	Contracts for Difference
CCfD	Carbon Contracts for Difference
CCS	Carbon Capture and Storage; dt. Kohlenstoffabscheidung und -speicherung
CCSU	Kohlenstoffabscheidung, -nutzung und -speicherung
CCU	Kohlenstoffabscheidung und -nutzung
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DA	Delegierter Rechtsakt
DIHT	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
DRI	Direct Reduced Iron; dt. direkt reduziertes Eisen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
FID	Final Investment Decision
GW	Gigawatt
H_2	Wasserstoff
HBI	Hot Briquetted Iron; dt. «grüner» Eisenschwamm
IEA	Internationale Energieagentur
kg	Kilogramm
KTF	Klima- und Transformationsfonds
LESS	Low Emission Steel Standard
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
Mio.	Million(en)
Mrd.	Milliarde(n)
MW	Megawatt
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PPA	Power Purchase Agreement; dt. Stromliefervertrag
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
RED	Renewable Energy Directive; dt. Erneuerbare-Energien-Richtlinie
RFNBO	Renewable Fuels of Non-Biological Origin; dt. erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs
RIFS	Research Institute for Sustainability; dt. Forschungsinstitut für Nachhaltigkeit
SES	Systementwicklungsstrategie
TNO	Nederlandse organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek; dt. Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung
TWh	Terawattstunden

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Unterschiedliche Wirkungsgrade von eingesetztem Ökostrom bei der Direktnutzung und über den Wassersstoffpfad 7
Abbildung 2: Weltweiter Absatz von batterieelektrischen Fahrzeugen gegenüber wasserstoffbasierten Brennstoffzellenfahrzeugen (2015–2024) 8
Abbildung 3: Auch die Zukunft des Lkw ist batterieelektrisch 9
Abbildung 4: Entwicklung des Absatzes von Wärmepumpen gegenüber wasserstoffbasierten Brennstoffzellenheizungen in 21 EU-Staaten (2013–2023) 10
Abbildung 5: Die «Wasserstoffleiter» nach M. Liebreich 11
Abbildung 6: Prognostizierte Wasserstoffnachfrage und Wasserstofferzeugung (2025–2045) 16
Abbildung 7: Elektrolyseurkapazität der angekündigten EU-Projekte (2023–2030) 18
Abbildung 8: Wahrscheinlichkeit, dass eine emissionsarme Wasserstoffproduktion bis 2030 global verfügbar ist 19
Abbildung 9: Globale Produktionskapazität für grünen Wasserstoff und deutscher Importbedarf nach NWS 2023 (in TWh) 22
Abbildung 10: Entwicklung Primärenergieverbrauch und Importquote Deutschlands (in Terrawattstunden) 22
Abbildung 11: Geplante Pipelines des D-Korridors des European Hydrogen Backbone 24
Abbildung 12: Bilaterale Wasserstoffkooperationen mit Nicht-EU-Ländern 27
Abbildung 13: Förderbedarf für Importe zum Ausgleich von Preisdifferenzen im Jahr 2030 32

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Anteile kohlenstoffarmer Stromerzeugung, Stromimportquoten und Elektrifizierungsgrade nach Ländern 27
Tabelle 2: Mehrkosten beim Endprodukt infolge des Einsatzes von grünem Wasserstoff 33

SOZIAL-ÖKOLOGISCHE TRANSFORMATION DER INDUSTRIE

Die deutsche Industrie befindet sich inmitten einer fundamentalen Umwälzung. Um die in der EU und in Deutschland angestrebten Klimaziele bis 2045 erreichen zu können, bedarf es entschlossenen und koordinierten Handelns auf einer Vielzahl technologie-, industrie-, wirtschafts- und arbeitspolitischer Felder. Die technologischen Herausforderungen sind gewaltig. Der ökologische Umbau der Industrie kann aber nur als Teil einer sozial-ökologischen Transformation gelingen. Mehr unter **www.rosalux.de/news/id/46559**.

ONLINE-Studie 5/2022

Thomas Haipeter,
Alexander Bendel
Die chemische Industrie zwischen Globalisierung und Industriepolitik
Der gegenwärtige Forschungsstand zur Transformation der deutschen Chemieindustrie

www.rosalux.de/publikation/id/46378

ONLINE-Studie 6/2022

Thomas Fritz
Wettbewerb im Treibhaus: EU-Emissionshandel und CO_2-Grenzausgleich
Eine Analyse der Diskussion um den CO_2-Grenzausgleich

www.rosalux.de/publikation/id/46424

ONLINE-Studie 7/2022

Gerhard Bosch
Arbeitspolitik in der Transformation: Soziale Härten vermeiden
Über arbeitspolitische Leitplanken für eine sozialverträgliche Gestaltung der Transformation

www.rosalux.de/publikation/id/46437

ONLINE-Studie 10/2022

Steffen Lehndorff
Auf dem Weg zur klimaneutralen Industrie? Was läuft, wo es hakt, worauf es jetzt ankommt
Ein Überblick über das Studienpaket

www.rosalux.de/publikation/id/46555

Weitere Publikationen unter www.rosalux.de

ONLINE-Studie 11/2022

Uwe Witt
Klimapolitischer Rahmen für den Industrieumbau
Die wichtigsten klimapolitischen Rahmenbedingungen für die Industrie, rund um das «Fit for 55»-Paket

www.rosalux.de/publikation/id/46554

ONLINE-Studie 12/2022

Antje Blöcker
Die Automobilindustrie: Es geht um mehr als den Antrieb
Eine Studie im Rahmen des Projekts «Sozial-ökologische Transformation der deutschen Industrie»

www.rosalux.de/publikation/id/46699

ONLINE-Studie 13/2022

Antje Blöcker
«Grüner Stahl» – Wie geht das?
Eine Studie im Rahmen des Projekts «Sozial-ökologische Transformation der deutschen Industrie»

www.rosalux.de/publikation/id/46703