



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

 acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

 UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

Januar 2024
Kurz erklärt!

Wasserstoff – Welche Bedeutung hat er im Energiesystem der Zukunft?

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Kurz erklärt!

Mit Wasserstoff und dessen Folgeprodukten (z. B. Methan, Ammoniak, Methanol) lässt sich Energie speichern. Sie sind vielseitig einsetzbar und letztere können auch über lange Strecken gut transportiert werden. Als Energieträger und Grundstoff wird Wasserstoff ein wichtiger Pfeiler für die Energiewende, den Ersatz fossiler Energien und das Erreichen der Klimaneutralität sein:

- 1. Heute schon genutzt:** Aus Gas und Kohle gewonnen dient Wasserstoff bereits als wichtiger Ausgangsstoff in der Industrie, zum Beispiel um Kraftstoffe zu entschwefeln, Ammoniak herzustellen und als Grundstoff in der chemischen Industrie. Für die Energieversorgung spielt er bisher kaum eine Rolle, aber die Nachfrage dort wird zukünftig steigen.
- 2. Klimaneutraler Wasserstoff als Zukunftsmodell:** Mit erneuerbaren Energien kann Wasserstoff CO₂-neutral hergestellt werden. Als Brückentechnologien können aber auch Verfahren den Wandel zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft unterstützen, die fossile Energien nutzen und dabei zugleich die anfallenden Emissionen soweit wie möglich abscheiden und langfristig speichern.
- 3. Einsatz, wenn die beste Alternative:** Weil er zunächst nur begrenzt verfügbar ist, liegt es nahe, emissionsarmen Wasserstoff und dessen Folgeprodukte an Stellen einzusetzen, wo grüner Strom technologisch oder wirtschaftlich nicht oder nur schwer direkt genutzt werden kann. Das ist vor allem die Grundstoffindustrie, der Flug- und Seeverkehr sowie beim Ausgleich von Erzeugungsschwankungen in der Stromversorgung.
- 4. Europäischer Energiebinnenmarkt:** Wasserstoff aus erneuerbaren Energien und dessen Folgeprodukte lassen sich an sonnen- und windreichen Standorten besonders kostengünstig erzeugen. Eine europäisch vernetzte Infrastruktur aus Pipelines, Tankern und Häfen ermöglicht entsprechende Importe aus Europa und wenn nötig darüber hinaus.

Inhalt

Hintergrund	3
Grundlagen und Status quo	4
Eigenschaften	4
Aktuelle Nutzung	4
Produktion und zukünftiger Einsatz	6
Herstellung: Kosten, Wasserbedarf und Emissionen	6
Verwendung: Gesamtbedarf und Einsatzfelder	12
Herkunftsregionen und Transportmöglichkeiten	16
Einheimische Produktion und ergänzende Importe	16
Kooperationsmöglichkeiten und deren Herausforderungen	17
Transportoptionen und deren Kosten	20
Fazit	24
Literatur	25
Akademienprojekt	31

Hintergrund

Wasserstoff, ein Energieträger der Zukunft – die Idee ist nicht neu: Seit den Ölpreiskrisen der 1970er Jahre und auch in den Diskussionen um ein Ölfördermaximum (Peak oil) und den Klimawandel wird Wasserstoff als eine umweltschonende Alternative zu fossilen Energien diskutiert [1; 2; 3]. Der Ansatz konnte sich allerdings nicht durchsetzen, vor allem weil Erdöl und Erdgas zu billig und stets verfügbar waren und klimapolitische Vorgaben zu geringe Anreize setzten.

Heute ist die Situation eine andere: Deutschland möchte bis 2045, die EU bis 2050 Klimaneutralität erreichen. Deshalb müssen im Energiesystem, der Industrie und dem Verkehr zeitnah Alternativen für die fossilen Energieträger Kohle, Erdöl und Erdgas gefunden werden. Dies kann mit Strom aus erneuerbaren Energien gelingen – auch weil die Kosten für diese im letzten Jahrzehnt um rund 60 bis 90 Prozent gesunken sind [4]¹. Bestimmte Prozesse können jedoch nicht oder nur unter hohem technischem oder wirtschaftlichem Aufwand direkt elektrifiziert werden. Um auch in diesen Bereichen auf fossile Energien verzichten zu können, kann mit Strom aus erneuerbaren Quellen Wasserstoff hergestellt werden, der dann dort als Energieträger oder -speicher eingesetzt wird. Hinzu kommt, dass Wasserstoff bereits jetzt und auch weiterhin als Ausgangs- und Hilfsstoff unter anderem in Raffinerien oder der chemischen Industrie benötigt wird.

Erneuerbarer beziehungsweise klimaneutraler Wasserstoff wird damit neben Strom aus erneuerbaren Energien nicht nur in Deutschland, sondern auch europa- und weltweit zu einer wichtigen Säule der Energiewende beziehungsweise einer defossilisierten Wirtschaft. Das **vorliegende Papier** gibt daher einen **Überblick** über grundsätzliche Aspekte **zum Thema Wasserstoff**, die letztlich auf die Etablierung einer Wasserstoffwirtschaft zielen, in der klimaneutraler und als Übergangslösung auch klimafreundlicher Wasserstoff zum Einsatz kommen werden. Zu Beginn wird auf die **Eigenschaften** und die **gegenwärtige Verwendung** von Wasserstoff eingegangen. Anschließend richtet sich der Blick auf die **Arten der Wasserstofferzeugung**, inklusive der **Kosten, Wasserbedarfe und Emissionen**, die mit diesen Verfahren verbunden sind. Ferner wird dargestellt, **in welchen Bereichen** der Wasserstoff und seine Folgeprodukte zukünftig zur **Anwendung** kommen können. Im hinteren Teil wird darauf aufbauend gezeigt, welche Entwicklungsschritte aus heutiger Sicht für den Einstieg in eine defossilisierte Wasserstoffwirtschaft notwendig sind. Dies beinhaltet, **in welchen Regionen** eine **Produktion** stattfinden kann, welche **Chancen und Herausforderungen** mit der **Umsetzung** von Wasserstoffprojekten verbunden sein können und welche **Transportoptionen** es gibt.

¹ Laut der IRENA sind die Stromgestehungskosten zwischen 2010 und 2021 für Wind offshore um 60 %, für Wind onshore um 68 % und für die Photovoltaik um 88 % gesunken [4].

Grundlagen und Status quo

Eigenschaften

Wasserstoff (atomar: H; als Molekül: H₂) ist das erste Element des Periodensystems. Unter Normalbedingungen² ist er ein farb- und geruchloses Gas, das deutlich leichter als Luft ist und sich daher leicht verflüchtigt. Wasserstoff lässt sich als Energieträger gasförmig oder flüssig speichern. Bezogen auf seine – geringe – Masse besitzt er einen hohen Energiegehalt. Bei gleichem Volumen enthält Wasserstoff aber im Vergleich zu zum Beispiel Methan (Erdgas) nur rund ein Drittel der Energie [5].³ Durch Kompression lässt sich Wasserstoff nicht verflüssigen. Er muss dafür auf -253°C abgekühlt werden. Wasserstoff ist nicht giftig und nicht ätzend. Bei alltäglichen Temperaturen ist er reaktionsträge, wird bei höheren Temperaturen aber reaktionsfreudig. Selbstentzündlich ist Wasserstoff zwar nicht, jedoch an der Luft oder in Verbindung mit Sauerstoff bei Konzentrationen zwischen 4 und 75 Prozent leicht entflammbar. Im Vergleich zu Benzin und Methan ist die benötigte Energie für eine Entzündung deutlich geringer, das heißt er gerät beim Vorhandensein einer Zündquelle wesentlich leichter in Brand oder explodiert. Als kleines Molekül verflüchtigt er sich aber leicht, weshalb die Diffusionsrate im Vergleich zu beispielsweise Methan (Erdgas) höher ist. Angepasst an seine spezifischen Eigenschaften, braucht es daher beim Umgang mit dem Stoff angemessene Sicherheitsvorkehrungen. [6; 7; 8] Ein Treibhausgas ist Wasserstoff nicht. Es können im Zusammenspiel mit anderen Stoffen in der Atmosphäre aber indirekte Effekte auftreten, die bei einem zukünftig stärkeren Einsatz von Wasserstoff möglicherweise klimarelevante Effekte hervorrufen könnten [9; 10].⁴

Aktuelle Nutzung

Bereits heute ist Wasserstoff ein relevanter Wirtschaftsfaktor. 2021 wurden weltweit 94 Millionen Tonnen⁵ Wasserstoff fast ausschließlich aus fossilen Quellen, in der Regel per Dampfreformierung aus Erdgas, hergestellt. Das sind keine kleinen Mengen, denn der Energieinhalt, der in dieser Menge Wasserstoff steckt, entspricht in etwa dem Energiegehalt des in der gesamten EU verbrauchten Erdgases [11]. Umfangreich genutzt wird Wasserstoff bisher vor allem als Ausgangs- oder Grundstoff in der Industrie (siehe Abbildung 1) [3].

- Circa 40 Prozent des weltweit eingesetzten Wasserstoffs entfielen 2021 auf Raffinerien, um unter anderem um fossile Kraftstoffe zu entschwefeln.
- Etwas mehr als ein Drittel wurde für die Herstellung von Ammoniak (NH₃) verwendet. 16 Prozent dienten der Herstellung von Methanol.
- Rund 5 Prozent wurden für die Direktreduktion von Eisenerz eingesetzt, um klimafreundlichen Stahl zu produzieren.
- Der Rest kam in anderweitigen industriellen Anwendungen zum Einsatz, etwa in der Herstellung weiterer Chemikalien, von Metallen, Elektronikartikeln oder der Bereitstellung von Wärme.

2 Normal- oder auch Standardbedingungen für die Angabe von Eigenschaften von Gasen sind laut DIN 1343 eine Temperatur von 0 °C und ein Druck von 1,01325 bar.

3 Dieser Vergleich gilt im gasförmigen Zustand bei Standardbedingungen. Im Vergleich zu Methan oder Benzin enthält Wasserstoff bezogen auf die Masse knapp dreimal so viel Energie (33,33 kWh/kg gegenüber 13,9 kWh/kg bzw. 12 kWh/kg). Auf das Volumen bezogen, hat Wasserstoff aber eine vergleichsweise geringe Energiedichte (3 kWh/Nm³ gegenüber 9,97 kWh/Nm³ bei Methan und 8,880 kWh/Nm³ bei Benzin). [5] Für die gleiche Menge an verfügbarer Energie braucht es beim Wasserstoff daher mehr Volumen bzw. Raum, was u. a. für den Transport oder die Speicherung relevant ist. Mit zunehmendem Druck verschlechtert sich das Verhältnis zu Ungunsten des Wasserstoffs weiter.

4 Wie groß diese u. a. unter Berücksichtigung der hohen Flüchtigkeit von Wasserstoff und dessen Verteilungsmuster in der Atmosphäre sind, kann gegenwärtig nicht sicher abgeschätzt werden. Entsprechend besteht zu diesem Punkt derzeit noch deutlicher Forschungsbedarf.

5 Davon entfielen 2021 rund 8 Mio. Tonnen (264 TWh) auf die Europäische Union [3] und rund 1,7 Mio. Tonnen (ca. 55 TWh) auf Deutschland [12; 13].

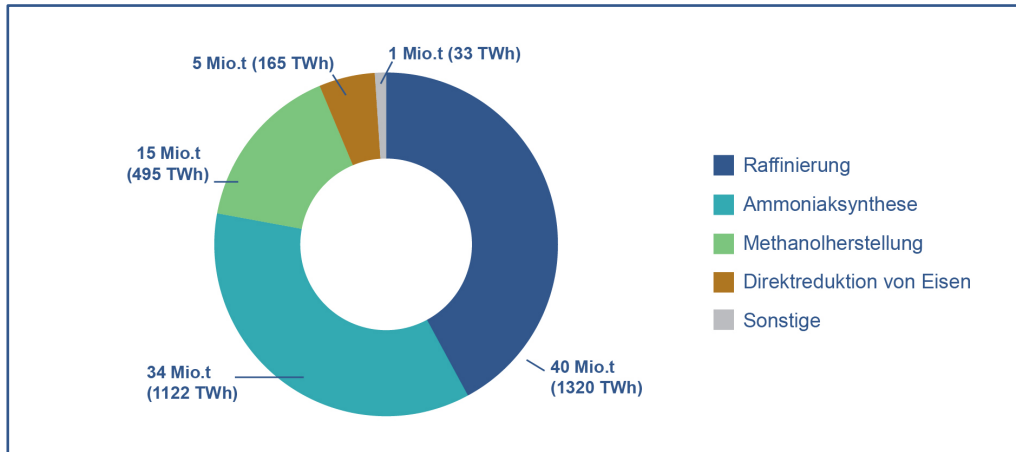


Abbildung 1: Weltweite Nutzung von Wasserstoff (2021) in Millionen Tonnen sowie TWh (in Klammern) [3]

Gerade für Raffinerien, in der Düngemittelprodukten und der Chemieindustrie ist Wasserstoff ein etablierter und derzeit unverzichtbarer Grundstoff, der weltweit eingesetzt wird. Entsprechend dieser Bedeutung existieren – wenn auch vereinzelt – bereits reine Wasserstoffpipelines. In Deutschland versorgen sie größere Industriestandorte im Ruhrgebiet, im mitteldeutschen Chemiedreieck und in Schleswig-Holstein mit Wasserstoff aus fossilen Quellen.

Produktion und zukünftiger Einsatz

Herstellung: Kosten, Wasserbedarf und Emissionen

Wasserstoff selbst ist zwar farblos, im allgemeinen Sprachgebrauch werden ihm aber oft Farben zugewiesen. Diese „Farbenlehre“ verweist auf die verschiedenen Herstellungsarten, die zu unterschiedlichen Herstellungskosten, Ressourcenverbräuchen und Treibhausgasemissionen führen. Die Herstellungsart beeinflusst auch, ob der jeweils produzierte Wasserstoff letztlich in einer defossilisierten Wirtschaft eingesetzt werden kann. Abbildung 2 gibt einen Überblick über die den Herstellungsarten zugeordneten Farben und die jeweils damit verbundenen direkten CO₂-Emissionen. Abbildung 3 zeigt ergänzend die Kosten und – als ein Beispiel für den Ressourcenverbrauch – den Wasserbedarf der jeweiligen Herstellungsart auf.

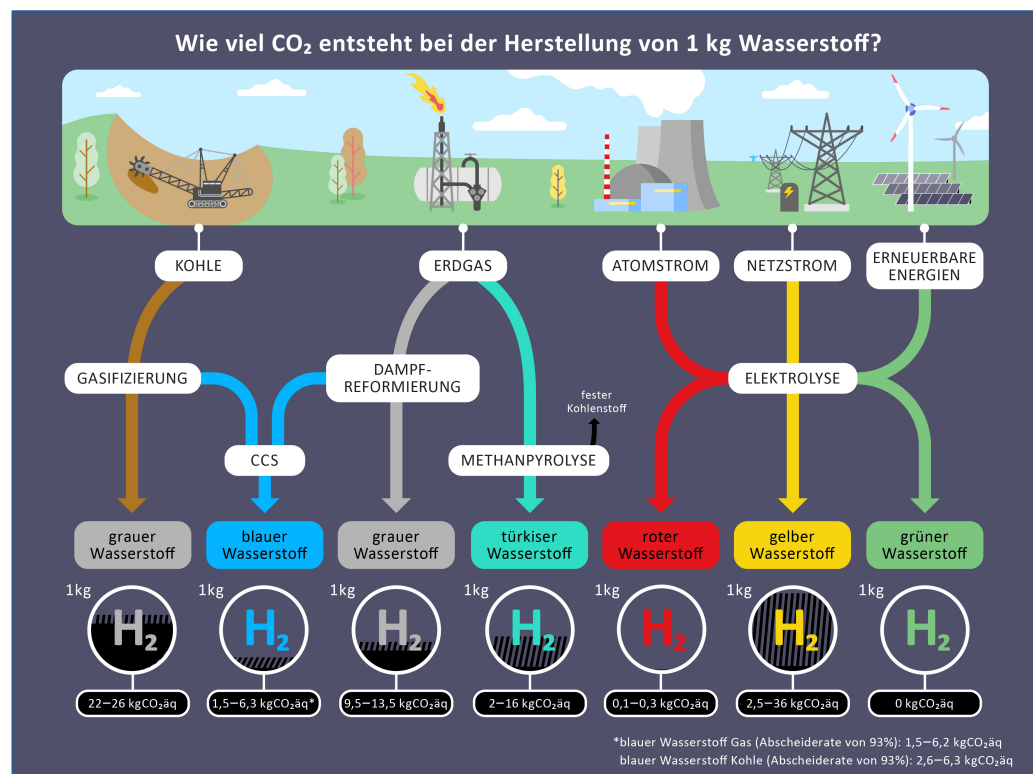


Abbildung 2: Arten der Wasserstoffherstellung und damit verbundene Emissionen (Herstellungsprozess, Bereitstellung des Grundstoffs und der Energie) in Kilogramm CO₂-Äquivalenten für je 1 kg Wasserstoff. Vor- oder nachgelagerte Treibhausgasemissionen einzelner Verfahren sind aufgrund erheblicher Unsicherheiten nicht berücksichtigt, können aber um ein Vielfaches über den dargestellten Emissionen liegen [3; 14]. (Eigene Darstellung auf Grundlage von 15).⁶ Quelle: Energiesysteme der Zukunft (ESYS), Illustration by Joseph & Sebastian.

⁶ Beim roten Wasserstoff ergeben sich die geringen Emissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffs. [15] Nicht dargestellt wird hier die Möglichkeit, Wasserstoff aus natürlichen Quellen zu nutzen, der dann, als weißer Wasserstoff bezeichnet wird. Dieser kann geologisch in der Erdkruste entstanden sein und dort als reines Gas vorliegen und damit theoretisch gefördert werden. Er kann aber auch als natürlicher Wasserstoff in Bioreaktoren durch photobiologische Prozesse, d.h. durch eine künstliche Photosynthese mittels der Biotechnologie gewonnen werden. Bei diesen Verfahren besteht jedoch noch großer Forschungsbedarf und es ist unklar, wie hoch die damit verbundenen Emissionen ausfallen. Es ist zudem aktuell nicht damit zu rechnen, dass sie relevante Mengen an klimafreundlichem Wasserstoff bereitstellen können. [18; 17; 18].

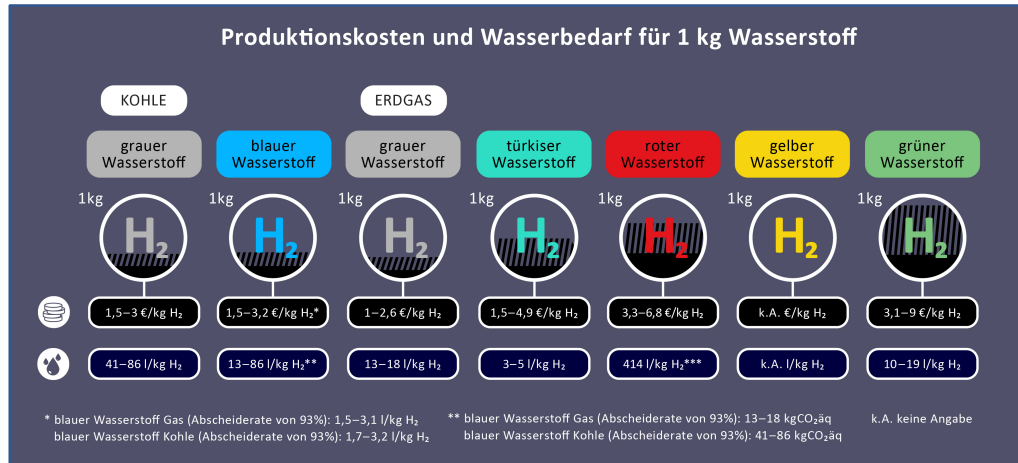


Abbildung 3: Produktionskosten und Wasserbedarf für verschiedene Arten der Wasserstoffherstellung (Eigene Darstellung auf Grundlage von 15 und 19)⁷. Quelle: Energiesysteme der Zukunft (ESYS), Illustration by Joseph & Sebastian.

Grauer Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird direkt aus Erdgas (Dampfreformierung) oder Kohle⁸ (Gasifizierung) hergestellt und verursacht hohe Treibhausgasemissionen. 2021 wurden 62 Prozent des Wasserstoffs auf Basis von Erdgas und 19 Prozent auf Basis von Kohle produziert [3].

Die **Kosten** für die Herstellung von grauem Wasserstoff lagen 2021 bei 1,0 bis 3,0 €/kg Wasserstoff [15]⁹. Damit ist die Wasserstofferzeugung aus fossilen Quellen heute noch das günstigste Verfahren.¹⁰ Dieses Verhältnis wird sich zukünftig unter anderem durch steigende CO₂-Preise und sinkende Anlagen- beziehungsweise Stromkosten voraussichtlich zugunsten des blauen und später des grünen Wasserstoffs verschieben (siehe Unterkapitel zu blauem und grünem Wasserstoff).

Der **Wasserbedarf** für grauen Wasserstoff liegt bei etwa 13 bis 18 l/kg H₂, wenn Erdgas als Quelle für dessen Produktion eingesetzt wird. [19]

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff wird wie grauer auch aus Erdgas oder Kohle gewonnen, allerdings wird das dabei entstehende CO₂ an der Produktionsanlage abgeschieden und unterirdisch gespeichert (Carbon Capture and Storage, CCS) oder für die Herstellung eines neuen Produkts verwendet (Carbon Capture and Utilization, CCU). Die Abscheidungskapazität der weltweit in Betrieb befindlichen kommerziellen CCS-Anlagen beträgt derzeit rund 42,5 Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr [20].¹¹

Blauer Wasserstoff kostete 2021 durchschnittlich 1,5 bis 3,2 Euro/kg [15]. Die **Kosten** sind abhängig vom verwendeten Rohstoff (Gas oder Kohle). Sie fallen im Vergleich zum grauen Wasserstoff durch den Aufwand für die Abscheidung des CO₂ höher aus.¹² Perspektivisch kann mit

⁷ Nähere Informationen zur Einordnung der Werte finden sich in den jeweiligen Abschnitten der Herstellungsarten.

⁸ Bei der Nutzung von Kohle wird teilweise noch zwischen braunem (aus Braunkohle) und schwarzem Wasserstoff (aus Steinkohle) unterschieden.

⁹ Dem liegen Gaspreise von 10–45 Euro/MWh zugrunde. Die Kosten für grauen Wasserstoff erhöhen sich auf 4,6–7,4 Euro/kg H₂ bei Gaspreisen von 80–145 Euro/MWh (deutscher Großhandel im Juni 2022) und auf 2,7–3,9 Euro/kg H₂ bei Gaspreisen von 50–65 Euro/MWh (deutscher Großhandel im Q1/23) [15].

¹⁰ Blauer Wasserstoff (aus Erdgas inklusive CCS oder CCU) lag im Vergleich dazu bei 1,5–3,2 Euro/kg und der per Elektrolyse aus erneuerbaren Energien hergestellte grüne Wasserstoff bei 3,1–9,0 Euro/kg H₂ [15].

¹¹ Aktuell wird die Verpressung von CO₂ hauptsächlich in der erweiterten Ölförderung insbesondere in Nordamerika eingesetzt. Dabei wird durch dessen Injektion mehr Öl aus dem Bohrloch herausgepresst und die Ölausbeute entsprechend erhöht. [20] Unter der Annahme, dass das gesamte CO₂ nach der Abscheidung eingelagert wird und die vorhandenen CCS-Anlagen ausschließlich für die Produktion von blauem Wasserstoff zur Verfügung stünden, könnten mit diesen Kapazitäten 4,3–4,74 Mio. Tonnen (142–156 TWh) blauer Wasserstoff pro Jahr hergestellt werden. Das entspräche rund 4,5–5 % des heutigen globalen gesamten Wasserstoffbedarfs (2021: 94 Mio. t/3,102 TWh [3]).

¹² Die IEA geht von Kosten in Höhe von 53 USD/t CO₂ bei 60-%iger Abscheidung und 80 USD/t CO₂ bei 90-%entzöger Abscheidung aus [36].

einem Anstieg des CO₂-Preises blauer Wasserstoff jedoch billiger als grauer werden, weil der zu entrichtende CO₂-Preis durch den geringeren CO₂-Ausstoß dann geringer ausfällt.

Blauer Wasserstoff gilt zwar als CO₂-arm, ist aber gleichwohl nicht klimaneutral, weil das CO₂ technisch nicht oder nur zu wirtschaftlich nicht tragfähigen Kosten vollständig abgeschieden werden kann (siehe auch Abbildung 2). Hinzu kommt ein hoher **Wasserverbrauch**: Je nach Rohstoffquelle werden bei der Wasserstoffgewinnung aus Erdgas inklusive CCS für ein Kilogramm Wasserstoff etwa 13 bis 18 l Wasser benötigt. Bei der Gewinnung aus Kohle inklusive CCS sind es 41 bis 86 l/kg. [19]

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff wird per Aufspaltung von Wasser mithilfe von Strom (Elektrolyse) aus erneuerbaren Energien hergestellt. Dabei wird das Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt.¹³ Die Produktion von grünem Wasserstoff gilt als klimaneutral.¹⁴ [21]

Bei den **Kosten** schneidet die Elektrolyse mit erneuerbarem Strom aktuell schlechter ab als der graue oder blaue Wasserstoff: Für 2021 lagen sie für grünen Wasserstoff bei 3,1 bis 9,0 Euro/kg [15]. Im Vergleich zu grau und blau war der grüne somit – je nach Strom- und Rohstoffkosten – rund zwei- bis dreimal so teuer, wenn jeweils die Minimal- und die Maximalwerte miteinander verglichen werden. Verschiedene Studien rechnen jedoch damit, dass mittel- bis langfristig grüner Wasserstoff günstiger sein wird als derjenige aus fossilen Quellen. Davon kann ausgegangen werden, weil die Kosten für erneuerbare Energien voraussichtlich weiter und die für die Elektrolyseure allgemein sinken werden, während zugleich der Einsatz fossiler Energien durch die CO₂-Bepreisung teurer wird. Letzteres ist beim Vergleich zwischen blauem und grünem Wasserstoff relevant, denn beim blauen Wasserstoff kann nicht das gesamte bei der Herstellung anfallende CO₂ abgeschieden und anschließend verpresst oder wiedereingesetzt werden. Es fallen technisch bedingte Restemissionen an, die über die CO₂-Bepreisung zukünftig Zusatzkosten verursachen werden. [3; 22; 23; 24]

Die Herstellung eines Kilogramms grünen Wasserstoffs benötigt mit rund 10 bis 19 l/kg Wasserstoff in etwa so viel **Wasser** wie die Produktion der gleichen Menge grauen oder blauen Wasserstoffs, insofern dieser aus Erdgas gewonnen wird. Wird er aus Kohle gewonnen, liegt der grüne Wasserstoff darunter. [19]

Roter Wasserstoff

Wird Wasserstoff per Elektrolyse hergestellt, kann der dafür benötigte Strom aus unterschiedlichen Quellen stammen. Von rotem Wasserstoff ist die Rede, wenn die Elektrolyseure mit Strom oder Abwärme aus Kernkraftwerken betrieben werden. Selten wird für diese Herstellungsart auch von pinkem, violetterem oder gelbem Wasserstoff gesprochen. Bei der Herstellung entstehen so gut wie keine CO₂-Emissionen¹⁵ [15]. Roter Wasserstoff gilt daher als weitgehend klimaneutral.

Politisch-rechtlich wird die Atomkraft in der EU seit Sommer 2023 als eine nachhaltige Übergangstechnologie angesehen. Insbesondere wegen der besonderen Risiken bei Störfällen und der zumeist ungelösten Endlagerung der Abfallprodukte ist dies jedoch wissenschaftlich und

13 Vier Verfahren sind derzeit in der Anwendung: Die alkalische Elektrolyse (AEL), die Anionenaustausch-Membran-Elektrolyse (AEM), die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM) und die Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC).

14 Unter Berücksichtigung der Emissionen, die während des gesamten Lebenszyklus der benötigten Anlagen entstehen, ist auch grüner Wasserstoff nicht klimaneutral. Denn in diesem Fall sind auch die der Wasserstoffproduktion vor- und nachgelagerten Emissionen einzubeziehen. Sie entstehen u. a. im Rahmen der Herstellung der Elektrolyseure oder der Anlagen zur Produktion des benötigten erneuerbaren Stroms. [21]

15 Die Produktion von Wasserstoff per AKW-Strom verursacht für sich betrachtet kein CO₂. Unter Berücksichtigung der Emissionen für die Gewinnung und Aufbereitung des notwendigen Brennstoffmaterials für die Stromproduktion ergeben sich am Beispiel von Uran allerdings geringe Emissionen von 0,1–0,3 kg CO₂ äq/kg H₂. [15]

gesellschaftlich umstritten.¹⁶ [26; 27; 28]. Aufgrund des Atomausstiegs wird zukünftig in Deutschland kein roter Wasserstoff produziert werden. Er könnte aber vom Prinzip her importiert werden, denn andere Staaten wie beispielsweise die USA oder Großbritannien haben roten Wasserstoff in ihren nationalen Strategien verankert oder setzen, wie unter anderem Frankreich, auf einen hohen Kernenergieanteil in ihrem Netzstrom [29].

Im Jahr 2021 lagen die **Kosten** für roten Wasserstoff bei 3,3 bis 6,8 Euro/kg H₂ und damit etwas unterhalb der Kosten für grünen, aber deutlich über den für grauen und blauen Wasserstoff [15].

Der **Wasserbedarf** übersteigt mit 414 l/kg aufgrund der Notwendigkeit zur Kühlung der Reaktoren den Bedarf der übrigen Verfahren um ein Vielfaches [19].¹⁷

Gelber Wasserstoff

Wird Netzstrom für die Elektrolyse von Wasserstoff genutzt, spricht man von gelbem Wasserstoff. Mit dem derzeitigen deutschen Strommix lägen die Emissionen aber deutlich über den Emissionen der konventionellen Dampfreformierung. Um mit Netzstrom eine Emissionsreduktion gegenüber grauem Wasserstoff aus Erdgas zu erzielen, müsste die Emissionsintensität des Strommixes mehr als halbiert werden. In Ländern wie Norwegen oder Schweden, deren Strom fast ausschließlich über erneuerbare Energien beziehungsweise durch Erneuerbare und Kernenergie gewonnen wird, würde die Erzeugung gelben Wasserstoffs hingegen fast keine CO₂-Emissionen verursachen.¹⁸ [15; 31; 21]

Die **Kosten** und der **Wasserbedarf** für gelben Wasserstoff sind nicht allgemein zu bestimmen, da sie, äquivalent zur Bestimmung der jeweiligen Emissionen (siehe Fußnote 18), entscheidend von der jeweiligen Zusammensetzung des Netzstroms, das heißt von den genutzten Energiequellen und deren Wasserverbräuchen und Kostenstrukturen abhängen.

Türkiser Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff wird über die thermische Spaltung (Pyrolyse) von Methan hergestellt. Wenn der am Ende der Reaktion in fester Form vorliegende Kohlenstoff anschließend für die Herstellung von sehr langlebigen Produkten genutzt oder unterirdisch eingelagert wird, sind mit der Herstellung des türkisen Wasserstoffs – je nach Verfahren – nur geringe CO₂-Emissionen verbunden.¹⁹ [15; 32; 33]

Bisher ist Wasserstoff nur ein Nebenprodukt der Methanpyrolyse, deren Hauptprodukt Kohlenstoff ist. Letzterer wird je nach Beschaffenheit in Form von Ruß für Industrieanwendungen eingesetzt, zum Beispiel bei der Herstellung von Reifen, Farben und Fasern [34]. Der dabei anfallende Wasserstoff ist zwar sehr kostengünstig abzugeben, aber nur in vergleichsweise

16 Die EU hat im Juli 2023 in einem ergänzenden Rechtsakt die Nutzung von Erdgas und Atomkraft mit in die EU-Taxonomie aufgenommen, die festlegt, was als nachhaltige Wirtschaftsweise gilt, und beschreibt diese Optionen genauer. Dadurch gelten beide rechtlich gesehen als nachhaltige Übergangstechnologien, wenn bestimmte Vorgaben erfüllt sind (u. a. Einhaltung besonderer Sicherheits- und Umweltauflagen und keine Beeinträchtigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien). [25]. Weil u. a. nur wenige Staaten über Endlager für hochradioaktive Abfälle verfügen, Standorte für diese oft noch nicht festgelegt sind, die Atomkraft als Risikotechnologie eingeordnet wird und wegen der aufzuwendenden Ressourcen für die langwierige Zwischen- und Endlagerung ist diese Einschätzung wissenschaftlich umstritten. Wegen der (möglichen) Langfristfolgen der Atomkraft wird der rote Wasserstoff von unterschiedlichen Akteuren entsprechend auch als nicht nachhaltig eingeordnet [26; 27; 28].

17 Der vom Hydrogen Council in [19] aufgeführte Wert von 414 l/kg H₂ scheint ziemlich hoch angesetzt zu sein und die Herleitung der Angabe wird nicht näher erläutert. Die IAEA berichtet von einem Kühlwasserbedarf für Kernkraftwerke in Höhe von bis 1,9–4,2 l/kWh Strom [30], was zusammen mit dem Wasserbedarf für die Elektrolyse (angenommenen Effizienz der Elektrolyse: 65 %) zu einem Wasserbedarfswert von 107 - 225 l/kg H₂ führt.

18 Der deutsche Strommix hatte im Jahr 2022 eine Emissionsintensität von 442g CO₂ äq/kWh ohne bzw. von 498 g CO₂ äq/kWh mit Vorkettenemissionen [31], was 23 bzw. 26 kg CO₂ äq pro Kilogramm gelbem Wasserstoff entspricht [eigene Berechnung basierend auf 15]. Bei der Nutzung des globalen Strommixes von 460 g CO₂ äq/kWh (inklusive Vorkettenemissionen) entstünden bei der Produktion von gelbem Wasserstoff 24 kg CO₂ äq/kg H₂. Die Produktion in Schweden, das eines der geringsten Emissionslevel für Netzstrom (10 g CO₂ äq/kWh) weltweit aufweist, wären es lediglich 0,5 kg CO₂ äq pro Kilogramm gelbem Wasserstoff. [15] Bezogen auf den globalen Strommix lägen ab einem Ausstoß von unter 172 g CO₂ äq/kWh die Emissionen für gelben Wasserstoff unter dem der Dampfreformierung von Methan [eigene Berechnung basierend auf 15].

19 Diese können sich aus der benötigten Prozessenergie in Form von Strom (beim sogenannten Kværner-Verfahren) oder Hochtemperaturwärme ergeben. Emissionen entstehen zudem auch, wenn Erdgas als Methanquelle genutzt wird.

geringen Mengen erhältlich, weil der Absatzmarkt für Industrieruß begrenzt ist. Selbst wenn sich durch Forschungsarbeiten eine Erweiterung der Produktion durch bisher nicht herstellbare Rußarten realisieren ließe, könnte türkiser Wasserstoff nur einen geringen Anteil der heutigen weltweiten Wasserstoffproduktion übernehmen. [34; 35]

Soll Wasserstoff das Hauptprodukt der Methanpyrolyse sein, stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit. Der Kohlenstoff würde weiterhin anfallen, aber in den entstehenden Mengen mitunter keinen Absatzmarkt finden. Zusatzeinnahmen aus dem Verkauf von Ruß fielen dann weg und gleichzeitig müsste dieser mit zusätzlichem Kostenaufwand sicher deponiert werden, wenn es der Forschung nicht gelingt, für den in relevanten Mengen anfallenden Kohlenstoff neue Anwendungen zu entwickeln. [32; 33; 36].

Kann der entstehende Kohlenstoff nicht am Markt als Industrieruß abgesetzt werden, ergeben sich **Kosten** von 1,5 bis 4,9 Euro/kg H₂. Aufwendungen für die Deponierung des Kohlenstoffs sind in diesem Preis nicht enthalten. [34]²⁰ Türkiser Wasserstoff in großen Mengen ist vor allem bei niedrigen Erdgaspreisen wirtschaftlich interessant. Zum Betrieb des Verfahrens braucht es allerdings relevante Mengen an Strom oder Erdgas. Mit einem steigenden Erdgaspreis würde der türkise Wasserstoff damit zunehmend unwirtschaftlich.

Der **Wasserbedarf** für die Methanpyrolyse ist bei heutigen Anlagen mit bis zu 5 l/kg Wasserstoff sehr gering [36].

Weitere Möglichkeiten zur Einordnung von Wasserstoff

Die EU-Kommission verwendet eine andere Terminologie zur Beschreibung des unterschiedlich erzeugten Wasserstoffs [37]:

- **strombasierter Wasserstoff:** Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser erzeugt wird, unabhängig davon, woher der eingesetzte Strom stammt (grüner, gelber und roter Wasserstoff).
- **erneuerbarer Wasserstoff:** Wasserstoff, der unter Einsatz erneuerbarer Quellen produziert wird, das heißt durch Elektrolyse von Wasser und mit erneuerbarem Strom (grüner Wasserstoff) oder auch durch die Umwandlung von Biomasse.
- **fossiler Wasserstoff:** Wasserstoff, für dessen Herstellung fossile Ausgangsstoffe wie Gas und Kohle eingesetzt werden (grauer Wasserstoff).
- **fossiler Wasserstoff mit Kohlenstoffabscheidung:** Wasserstoff, für dessen Herstellung fossile Ausgangsstoffe eingesetzt werden. Die bei der Produktion entstehenden Emissionen oder Kohlenstoffanteile werden dabei (in Teilen) abgeschieden und deponiert – so genanntes Carbon Capture and Storage (Kohlenstoffabscheidung und -speicherung/CCS) oder anschließend industriell verarbeitet und damit langfristig gebunden – Carbon Capture and Utilization (Kohlenstoffabscheidung und -nutzung/CCU) genannt – (blauer und türkiser Wasserstoff).

Ein weiterer Ansatz ordnet den Wasserstoff nach den Emissionsmengen, die bei dessen Produktion entstehen. Diese Kategorisierung ist dann nicht an einzelne Technologien oder diesbezügliche Vorgaben gekoppelt. Es bedarf dafür aber eines Systems, das die jeweils verursachten CO₂- beziehungsweise Treibhausgasemissionen nachweist. Genutzt wird dieser Ansatz etwa im Inflation Reduction Act (IRA), einem umfangreichen staatlichen Förderprogramm der USA, das unter anderem den starken Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wasserstoffwirtschaft im Land ermöglichen soll. Dabei werden als direkte Förderung unterschiedlich hohe

²⁰ Umrechnung der Werte aus [36] auf die in [15] verwendete Spanne der Erdgaspreise.

Steuergutschriften pro Kilogramm produzierten Wasserstoff gezahlt, die umso höher ausfallen, je geringer der CO₂-Ausstoß ist. [38; 39]

Folgeprodukte des Wasserstoffs

Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft bezieht sich nicht allein auf die Verwendung reinen Wasserstoffs. Aus diesem können weitere Produkte wie Ammoniak, Methan, Methanol oder flüssige Kohlenwasserstoffe hergestellt werden, die (Wasserstoff-)Folgeprodukte oder Derivate genannt werden. Die Derivate sind relevant, weil sich so unter anderem die Einsatzbandbreite oder die Möglichkeiten des Transports von Wasserstoff erweitern lassen. Werden die Produkte mit Wasserstoff hergestellt, der mit Strom – in der Regel aus erneuerbaren Quellen – produziert wird, ist von Power-to-X (PtX) die Rede. Entsteht bei den eingesetzten Verfahren ein gasförmiges Folgeprodukt, kann etwas präziser von Power-to-Gas (PtG) gesprochen werden. Handelt es sich um ein Produkt in flüssiger Form, wird der Prozess als Power-to-Liquid (PtL) bezeichnet.

Verwendung: Gesamtbedarf und Einsatzfelder

Wasserstoff stellt immer dann eine Alternative zu fossilen Energieträgern dar, wenn rein elektrische Lösungen aus technischer Sicht oder wirtschaftlichen Gründen nur sehr schwer oder nicht umsetzbar sind [36; 40; 41]. Um die Klimaneutralität zu erreichen, müssen in Deutschland bis 2045 fossile Energieträger, Grund- und Rohstoffe durch klimaneutrale Alternativen ersetzt werden (siehe Abbildung 4). Entsprechend braucht es beispielsweise in der Produktion, Strom- und Wärmebereitstellung neue Methoden, um Wirtschaftsprozesse klimaneutral und nachhaltig zu gestalten, umweltschonende Lebensweisen zu ermöglichen und zugleich durch Innovationen und neue Wirtschaftszweige die Wettbewerbsfähigkeit von Regionen und Ländern zu stärken.

Noch ist emissionsarm oder klimaneutral hergestellter Wasserstoff nur in sehr geringen Mengen verfügbar und wird dementsprechend selten eingesetzt. Angesichts des angestrebten Umbaus unter anderem des Energie-, Verkehrs- und Industriesektors gehen Studien davon aus, dass die Nachfrage danach schnell steigen wird [42]. Zahlreiche internationale, nationale und regionale politische Akteure entwickeln deshalb Strategien und Roadmaps, um den Markthochlauf für klimaneutralen Wasserstoff zu ermöglichen und die zukünftige Nachfrage decken zu können [29; 43].

Für das Jahr 2050²¹ rechnet die IEA mit einem weltweiten jährlichen Bedarf von 530 Millionen Tonnen Wasserstoff inklusive Folgeprodukten, was einem Energiegehalt von 17.660 Terawattstunden entspricht [44; 45]²². Zum Vergleich: Im Jahr 2021 waren es global rund 94 Millionen Tonnen (3.100 Terawattstunden) [3]. Auch in Deutschland wird der Bedarf deutlich steigen. Lag er 2019 noch bei rund 1,7 Millionen Tonnen (56 Terawattstunden) [46], die hauptsächlich aus fossilen Quellen stammen, wird er sich im Jahr 2045 bei Wasserstoff voraussichtlich im Bereich von 3 bis 21 Millionen Tonnen pro Jahr (100 bis 700 Terawattstunden) sowie bei Wasserstoff inklusive des Bedarfs für die Herstellung der Folgeprodukte bei rund 7,5 bis 34 Millionen Tonnen (250 bis 1100 Terawattstunden) bewegen [42] und muss dann klimaneutral sein. Für die EU gehen Szenarien für 2050 von einem jährlichen Bedarf von 6 bis 51 Millionen Tonnen Wasserstoff (200 bis 1.700 Terawattstunden) aus. Zu beachten ist dabei, dass die Grundannahmen im Vergleich zu den Szenarien für Deutschland zum Teil variieren. [45]

21 Die nachfolgenden globalen und deutschen Bedarfe für Wasserstoff basieren auf Szenarien, die teilweise mit 2050 als Jahr der Klimaneutralität rechnen. In Deutschland soll diese allerdings bereits 2045 erreicht sein, entsprechend beziehen sich die Daten für Deutschland so weit wie möglich auf dieses Jahr.

22 Betrachtungen über lange Zeiträume hinweg sind mit zahlreichen Unsicherheiten verbunden. Außerdem hängen sie entscheidend von den Annahmen ab, die den jeweiligen Studien zugrunde, d.h. wie stark z. B. auf eine direkte Elektrifizierung oder die Nutzung von Wasserstoff gesetzt wird bzw. in welcher Höhe Energieeffizienzgewinne und Verbrauchsrückgänge enthalten sind, liegen. Weil Szenariostudien zudem häufig mehrere mögliche Entwicklungspfade darstellen, sind die Spannen der Angaben zu den Wasserstoffbedarfen entsprechend breit. Das gilt sowohl für die weltweiten Bedarfszahlen als auch für die folgenden Angaben für Deutschland und die EU. Für den weltweiten Bedarf im Jahr 2050 erwähnt ein Studienüberblick des JRC Szenarien mit einer Spanne von 2.500-23.500 TWh [45].

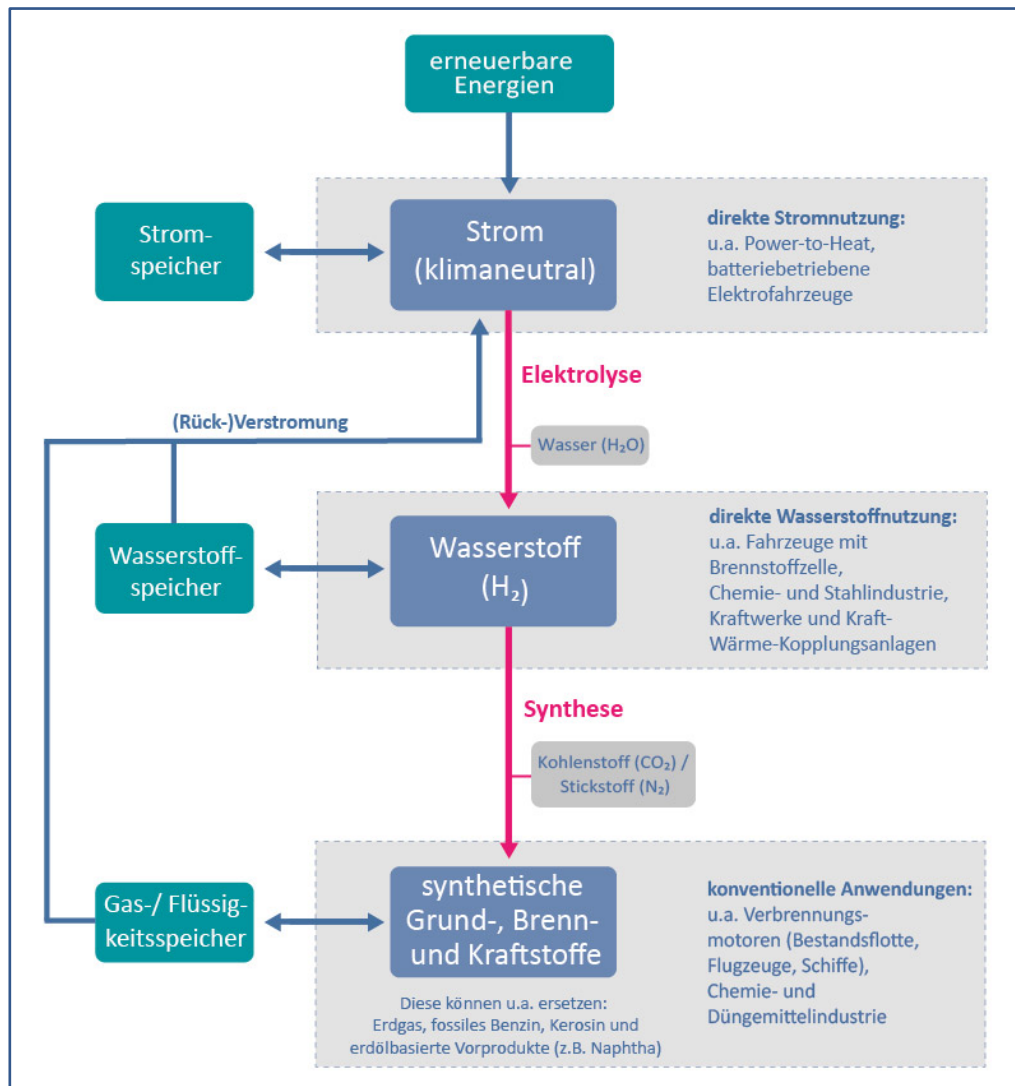


Abbildung 4: Möglichkeiten der Defossilisierung unter Verwendung von Strom (direkte Elektrifizierung) oder durch Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff beziehungsweise mit erneuerbarem Wasserstoff hergestellten synthetischen Stoffen und Energieträgern. Quelle: eigene Abbildung.

Industrie

Kohle, Öl und Gas, die aktuell in der Industrie intensiv als Energieträger dienen sowie dort zur Grundstoffproduktion eingesetzt werden, müssen perspektivisch ersetzt werden. Nur zusammen mit dem Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff und seinen Folgeprodukten wird es gelingen, diese Prozesse auf eine klimaneutrale Produktion umzustellen [47].

So muss zum Beispiel die Stahlindustrie die traditionelle, kohlebasierte Hochofenroute auf Direktreduktion mit Wasserstoff umstellen.²³ In der chemischen Industrie werden fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl heute als Ausgangsstoff und Energielieferant verwendet, die es nach und nach zu ersetzen gilt.²⁴ Raffinerien und die Düngemittelindustrie benötigen Wasserstoff vor allem als Grundstoff für ihre Produkte. So enthalten beispielsweise synthetische Kraftstoffe oder auch Düngemittel wie Ammoniak (NH₃) Wasserstoff. In der Glasindustrie dient Wasserstoff als Energielieferant, um die hohen Schmelztemperaturen bereitstellen zu können.

²³ In der Stahlindustrie werden heute über die traditionelle Hochofenroute pro hergestellter Tonne Rohstahl noch 1,7 t CO₂ emittiert. Durch die Umstellung auf die Direktreduktion mit Wasserstoff können die Emissionen um 97 % reduziert werden [48].

²⁴ In der Stahl- und der chemischen Industrie stehen in den kommenden Jahren umfangreiche Reinvestitionen an. Um eine langfristige Festlegung auf fossile Energieträger (Lock-In-Effekt) oder hohe Kosten für eine spätere Umrüstung noch nicht abgeschriebener Anlagen zu vermeiden, müssten diese Investitionen bereits mit Blick auf die Klimaziele in emissionsarme Technologien getätigt werden. Denn die entsprechenden Anlagen wie Hochöfen bei der Stahl- oder Schmelzwanne bei der Glasherstellung werden jahrzehntelang und meist im Dauerbetrieb eingesetzt.

Diese Prozesswärme wird aktuell noch vorrangig durch das Verbrennen von Erdgas bereitgestellt. [49; 50; 51]

Verkehr

Welche Antriebsart sich im Mobilitätsbereich am besten eignet, um die Treibhausgasemissionen im Verkehr spürbar zu senken, unterscheidet sich je nach Mobilitätssparte deutlich (zum Beispiel Pkw, Schwerlastverkehr, Flugverkehr oder Seeschifffahrt).

In vielen Einsatzbereichen und insbesondere bei **Pkw** sind batterieelektrische Antriebe in der Regel die kostengünstigste und bezogen auf den eingesetzten Strom die effizienteste Antriebsart: Wenn zwei vergleichbare Fahrzeuge die gleiche Strecke zurücklegen, benötigt ein mit Wasserstoff betriebenes Brennstoffzellenauto für die Produktion des Wasserstoffs etwa zweieinhalbmal so viel Strom wie ein Elektroauto für das Laden der Batterie. Fährt das Fahrzeug mit einem Verbrennungsmotor, der mit synthetischem Kraftstoff auf Basis von grünem Wasserstoff betrieben wird, ist durch die zusätzlichen Produktionsschritte beim Kraftstoff im Vergleich zum E-Fahrzeug sogar etwa die fünffache Menge an Strom notwendig [52].

Im **Schwerlastverkehr** geht die Tendenz ebenfalls zum batterieelektrischen Antrieb, es existieren aber auch weitere Technologien. Ungewiss ist bisher, ob eine Antriebsart zukünftig dominieren wird, oder ob mehrere parallel am Markt bestehen werden. Dort, wo strombetriebene Antriebe aus ökonomischer oder technischer Sicht nicht sinnvoll sind, weil sie beispielsweise zu schwer sind, die Zuladung durch große Batterien zu stark begrenzt wird oder deren Reichweite unzureichend ist, kommen Brennstoffzellenantriebe oder auch Verbrennungsmotoren, die mit Wasserstoff beziehungsweise synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, in Betracht. [53]

Der **Flugverkehr** und die **Seeschifffahrt** sind weitere Anwendungen für alternative Kraftstoffe oder für Brennstoffzellen mit verschiedenen Brennstoffen, da der batterieelektrische Antrieb in diesem Bereich aus heutiger Sicht lediglich für kleine Maschinen und Boote eine sinnvolle Option darstellt. Hochseeschiffe könnten perspektivisch vor allem mit synthetischem Ammoniak (NH_3) oder Methanol (CH_3OH) und Flugzeuge mit synthetischem Kerosin betrieben werden.

Stromsektor

Ein klimaneutrales Energiesystem, das stark auf erneuerbaren Energien basiert, muss mit einer wetter-, jahres- und/oder tageszeitlich schwankenden Stromeinspeisung sicher umgehen können. Entsprechend sind Speicher zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage unabdingbar. Hier können als Speichermedien auch Wasserstoff und dessen Folgeprodukte wie Ammoniak, Methanol oder synthetisches Methan ins Spiel kommen, wenn sie in Zeiten eines hohen Angebots an erneuerbaren Energien mit erneuerbarem Strom erzeugt werden. Zu einem späteren Zeitpunkt können diese Stoffe dann beispielsweise mithilfe von Gasturbinen verbrannt oder mit Brennstoffzellen umgewandelt und so „rückverstromt“ werden, um kurzfristige Angebotsdellen bis hin zu mehrtägigen Dunkelflauten (Tage mit geringer Sonneneinstrahlung und kaum Windaufkommen) zu überbrücken. [52]

Über die Absicherung bei einem zum geringen Angebot an erneuerbaren Energien hinaus kann Wasserstoff auch eingesetzt werden, um sogenannten Überschussstrom zu speichern. Dieser fällt an, wenn gerade mehr Strom als nötig erzeugt wird. Bislang werden die Anlagen dann „abgeregelt“, um die Spannung im Netz stabil zu halten. Diese „ungenutzte“ Energie könnte zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt und damit in Molekülform gespeichert werden.²⁵ Wasserstoff ausschließlich mit Überschussstrom zu erzeugen, ist derzeit nicht wirtschaftlich,

²⁵ In 2021 wurden in Deutschland 5,8 TWh erneuerbaren Stroms im Rahmen des Netzengpassmanagements abgeregelt [54]. Bezogen auf den Wirkungsgrad der PEM-Elektrolyse von rund 60 % [54] hätten daraus ca. 107.000 Tonnen Wasserstoff hergestellt werden können, was den heutigen deutschen Wasserstoffbedarf (55 TWh [12]) von rund 23 Tagen decken würde.

weil die Elektrolyseure dann zu gering ausgelastet und deren Anschaffung und Betrieb somit zu kostspielig wären.²⁶

Gebäude

Ob beziehungsweise inwieweit Wasserstoff zur Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzt werden soll, wird kontrovers diskutiert. Das liegt zum einen daran, dass Wärmepumpen, die direkt mit Strom betrieben werden, um den Faktor 4 bis 7 in Bezug auf den eingesetzten Strom effizienter sind. [33; 52; 62] Außerdem wird klimaneutraler Wasserstoff zunächst nur in begrenzten Mengen verfügbar sein. Würde vor diesem Hintergrund Wasserstoff dem Erdgasnetz beige-mischt, ergäbe sich daraus eine eingeschränkte Nutzung in Anwendungsfeldern abseits des Wär-mesektors. Die Beimischung würde pro erzeugter Kilowattstunde Strom aus erneuerbaren Quel-len außerdem nur eine sehr geringe CO₂-Reduktion erbringen und damit für den Klimaschutz wenig wirksam sein.

Im Gebäudebereich könnte Wasserstoff vor allem der Wärmeversorgung dienen. Technisch wäre das auf verschiedenen Wegen möglich: Er kann unter anderem in der bestehenden Erd-gasinfrastruktur anteilig dem Erdgas beigemischt und so zusammen mit diesem verbrannt wer-den.²⁷ Wenn Wasserstoff im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden soll, ist zu prüfen, ob die betreffenden Netzabschnitte an dessen spezifische stoffliche Eigenschaften angepasst werden müssten (sogenannte Umrüstung).²⁸ [63; 64] Auch die in den Gebäuden verbauten Wärmeerzeuger und -zähler müssten gegebenenfalls ertüchtigt oder ersetzt werden [61]. Eine weitere Möglichkeit ist, ihn als reinen Wasserstoff in Brennwertkesseln oder Brennstoffzellen zum Heizen von Gebäuden zu verwenden. Hierfür ist es allerdings notwendig, die Haushalte oder Fernwärme-kraftwerke direkt mit Wasserstoff zu versorgen. Über die bestehenden Gas-verteilstetze könnte bei vollständiger Umstellung auf Wasserstoff dann im Vergleich zum Erd-gas allerdings nur etwa 80 Prozent der bisherigen Energiemenge transportiert werden.²⁹

Der Einsatz von Wasserstoff kann sinnvoll sein, wenn die Bedingungen für den Einbau von Wär-mepumpen nicht gegeben sind, im Bereich der Fernwärme- beziehungsweise quartiersbezogene Wärmeversorgung Kraftwerke mit Wasserstoff betrieben werden oder er als Speicher für vor Ort produzierten Überschussstrom eingesetzt wird. Die Betriebswirtschaftlichkeit und die zu errei-chenden Emissionsminderungen sind dann je nach Anwendungsfall beziehungsweise Einsatzort zu überprüfen.

26 Im Jahr 2021 gab es am Day-Ahead-Markt (Großhandelsstrompreis) 139 Stunden mit negativem Strompreis, was einem Überangebot an Strom entspricht. 2022 lag dieser Wert bei nur 69 Stunden [56]. Für ein tragfähiges Geschäftsmodell reichen diese Stunden nicht aus [58; 59]. Bei einem zukünftig deutlich gesteigerten Ausbau der erneuerbaren Energien, angepassten Regularien und Sondervergütungen bei der Abnahme von Überschussstrom, könnte die Nutzung von Überkapazitäten zur Wasserstoffherzeugung aber sinnvoll sein. [57].

27 Bis 2021 war eine Beimischungsquote von maximal 10 Vol.-% Wasserstoff für das Erdgasnetz vorgesehen. Seitdem müssen für die Beimischung brenntechnische Kennwerte eingehalten werden, die sich auf den jeweiligen Anwendungsbereich bzw. die verwendeten Komponenten beziehen. Für Gasturbinen im Bestand liegt der Grenzwert für Zu-mischungen von Wasserstoff zum Beispiel bei 1 Vol.-% und für häusliche Gasleitungen bei 20 Vol.-%. Wegen der ge-ringeren volumetrischen Energiedichte von Wasserstoff gegenüber Methan würde allerdings eine Beimischung von beispielsweise 20 Vol.-% Wasserstoff lediglich zu einer CO₂-Reduktion von weniger als 7 % führen [60; 61].

28 Wasserstoff kann in Anlagenteilen und Leitungen unter anderem Materialversprödung hervorrufen, was beispiels-weise für die Auslegung der Verdichterstationen relevant ist.

29 Wasserstoff hat nur rund ein Drittel der Energiedichte von Methan. Seine niedrigere Dichte und Viskosität erlauben jedoch höhere Fließgeschwindigkeiten, wodurch die deutlich niedrigere Energiedichte zu einem guten Teil ausgegli-chen werden kann.

Herkunftsregionen und Transportmöglichkeiten

Einheimische Produktion und ergänzende Importe

Um die Abkehr von Kohle, Öl und Gas erfolgreich zu gestalten, braucht es zusätzlich zu einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien auch neue Produktionsstätten für erneuerbaren Wasserstoff und seine Folgeprodukte, inklusive eines Transportnetzes für diese. Wasserstoff und seine Derivate werden mit der ihnen eigenen Transportfähigkeit, das heißt der Option sie auch über weite Strecken mit hinnehmbaren Verlusten und einem wirtschaftlich tragfähigen, vertretbaren Aufwand zu transportieren, voraussichtlich Öl und Gas im Energiehandel ablösen, das heißt, deren Rolle und Bedeutung einnehmen. Da die Wasserstoffproduktion unabhängig von Lagerstätten erfolgen kann, können mehr Länder, Regionen und Akteure am Wasserstoffhandel teilnehmen als am Handel von Öl und Erdgas. Deutschland wird daher künftig in ein europäisches Produktionssystem und Transportnetz eingebunden sein, das wiederum mit dem weltweiten Handel verknüpft sein wird und so eine größere Unabhängigkeit von einzelnen Lieferländern ermöglicht.

Zu welchen Teilen der Wasserstoff und seine Folgeprodukte in Deutschland sowie Europa produziert oder aus anderen Ländern eingeführt werden, steht derzeit noch nicht fest. Beeinflusst wird dieses Verhältnis nicht zuletzt durch politische und unternehmerische Entscheidungen innerhalb einer sich gerade herausbildenden Wasserstoffwirtschaft.

Die Bundesregierung strebt bis 2030 die Errichtung einer Elektrolysekapazität von 10 Gigawatt im Inland an [65], womit jährlich rund 850.000 Tonnen (28 Terawattstunden) grüner Wasserstoff produziert werden könnten [66]. Aus verschiedenen Gründen wird Deutschland mittel- bis langfristig voraussichtlich nur einen Teil seines Wasserstoffbedarfs über die heimische Produktion decken:

- Die **Energieausbeute** ist zum Beispiel bei Photovoltaik oder Windenergie in anderen Ländern beziehungsweise Regionen höher als in Deutschland (siehe Abbildung 5). Erneuerbare Energien lassen sich dort entsprechend kostengünstiger produzieren, was wiederum Einfluss auf die Kosten des per Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs hat. Dieser kann dann unter Umständen billiger importiert werden.
- Die Importrate kann darüber hinaus in einzelnen Regionen durch eine **begrenzte Flächenverfügbarkeit** beziehungsweise zu wenige ausgewiesene Flächen für die benötigten erneuerbaren Energieanlagen beeinflusst werden.
- Auch die **Verfügbarkeit von Fachkräften** kann sich auf die Installationen von Anlagen der erneuerbaren Energien und die von Elektrolyseuren auswirken. Fallen sie zu gering aus, lassen sich die angestrebten hohen Zubauraten in Deutschland und gegebenenfalls auch in Europa bis zur Mitte des Jahrhunderts nicht erreichen. Entsprechend höher könnte dann der Anteil an Importen ausfallen.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass Deutschland relevante Mengen an Wasserstoff und dessen Folgeprodukten wie zum Beispiel Ammoniak oder Methanol aus europäischen und außereuropäischen Staaten importieren wird, um deren spürbar steigende Nachfrage decken zu können³⁰. [12] Die Bundesrepublik bleibt daher in ein europäisches Netz

³⁰ Berechnungen einer ESYS-Arbeitsgruppe gehen für 2030 beim Bedarf für grünen Wasserstoff und dessen Folgeprodukte von einem Importanteil von 76 % und für 2045 von rund 61 % aus [67]. Weitere Energiesystemstudien zur Klimaneutralität [68; 69; 70; 71] weisen aus, dass die Importquote von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten 2030 bei 50 % und mehr liegt (2030: rund 50–90 %). Für 2045 sehen sie einen Anteil von 75–90 %. Dieser fällt bei ESYS niedriger aus, was u. a. daran liegt, dass hier die Nachfrage optimiert und die Sektorkopplung stärker berücksichtigt wird, sodass z. B. mehr erneuerbarer Überschussstrom für die Elektrolyse eingesetzt und so größere Mengen in Deutschland produziert werden. Einig sind sich die Studien darin, dass reiner Wasserstoff eher im Inland erzeugt wird und dessen Folgeprodukte (z. B. Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe) hingegen verstärkt importiert werden. [40; 67]

wechselseitiger Im- und Exportbeziehungen eingebunden und wird entsprechend aller Voraussicht nach – wie aktuell fast alle europäischen Staaten – weiterhin Energie importieren.³¹

Kooperationsmöglichkeiten und deren Herausforderungen

Da die bisherige Produktion von Wasserstoff fast ausschließlich auf fossilen Rohstoffen basiert, müssen neue Wertschöpfungsketten für klimaneutralen Wasserstoff und seine Folgeprodukte aufgebaut werden. Hinzu kommt die erwähnte steigende Nachfrage nach diesen Produkten. Sie erfordert nicht nur neue, sondern auch umfangreiche Lieferbeziehungen. [73] Besonders interessant als Handelspartner sind Länder und Weltregionen, in denen die Bedingungen zur Produktion erneuerbarer Energien besser sind als in Deutschland. Orte also, an denen zum Beispiel die Sonne intensiver scheint, Potenziale für viel Wasserkraft vorhanden sind oder der Wind häufiger beziehungsweise intensiver weht.

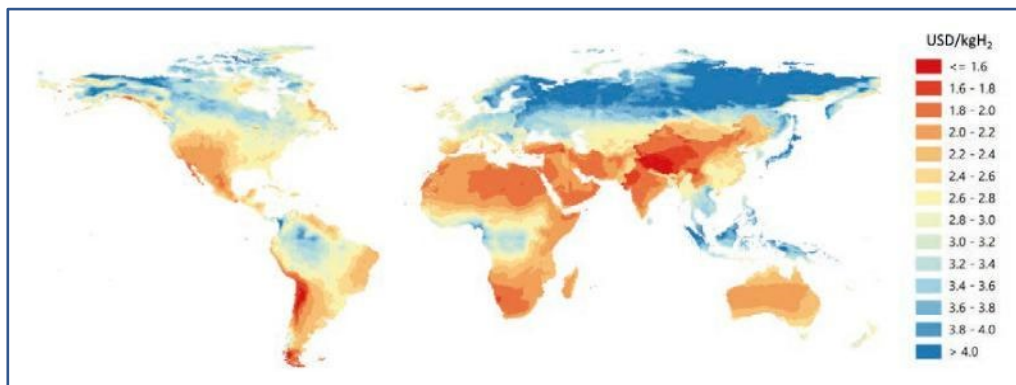


Abbildung 5: Langfristig prognostizierte Produktionskosten für erneuerbaren Wasserstoff³² [36]

Der Import aus Regionen mit entsprechenden Standortbedingungen (siehe Abbildung 5) kann bei einer fairen Projektgestaltung sowohl für die exportierenden Partnerländer innerhalb und außerhalb der EU als auch für Deutschland als Importeur **Vorteile** mit sich bringen [40; 74; 75]:

- Importierter klimaneutraler Wasserstoff kann **günstiger** sein, weil sich der zur Herstellung benötigte Strom in den Exportregionen preiswerter produzieren lässt und/oder die Elektrolyseure durch ein steteres Angebot an erneuerbaren Energien besser ausgelastet werden können [24; 57].
- Europäische und deutsche Unternehmen könnten durch den Export von Wasserstofftechnologien profitieren. Sie können sich **Absatzmöglichkeiten** in einem neu zu etablierenden Technologiemarkt erschließen, der zukunftsrelevant ist und eine deutlich wachsende Nachfrage aufweisen wird.³³ [76]
- Auch die **exportierenden Länder** könnten vom Ausbau der erneuerbaren Energien und der Installation sowie unter Umständen von der Herstellung zum Beispiel der Elektrolyseure im eigenen Land profitieren. Neben den zu erwirtschaftenden Exporteinnahmen kann dies geschehen, indem lokale Arbeitskräfte zur Aufstellung der Anlagen vor Ort zum

³¹ 2021 importierte die Bundesrepublik beispielsweise rund 70 % ihres gesamten Primärenergiebedarfs.[11] Der in der Quelle angegebene Wert von 64 % wurde korrigiert durch Zurechnung der Energiegewinnung aus Kernkraft zu den Importen entsprechend der Herkunft der Kernbrennstoffe aus dem Ausland und entgegen der Definition seitens Eurostat als inländische Energiequelle.

³² Hinweis der Rechteinhaber: Die Karte enthält keine Ansprüche zum Status oder der Souveränität von Regionen, zum Verlauf internationaler Grenzen oder zu Gebietsnamen von Städten und Gegenden. CAPEX für Elektrolyseure = 450 USD/kWe, Wirkungsgrad (LHV) = 74 %; CAPEX für Solar-PV und Onshore-Wind = 400-1000 USD/kW und 900-2500 USD/kW je nach Region; Diskontsatz = 8 %. Quelle: IEA-Analyse basierend auf Winddaten von Rife et al. (2014), NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) und stündliche 40-km-Reanalyse und Solardaten von renewables.ninja (2019).

³³ So waren 2022 rund 60 % der Produktionskapazitäten für Elektrolyseure in der EU verortet. Europäische wie deutsche Unternehmen sind in diesem Bereich gut aufgestellt. Gleichzeitig verschärft sich aber auch der globale Wettbewerb unter den Elektrolyseurherstellern u. a. durch Anbieter aus China oder den USA.

Einsatz kommen. Weitergehend ließe sich durch neu angesiedelte Wirtschaftszweige zum Beispiel in Form von Produktionsstätten Wertschöpfung vor Ort generieren und könnten Job- und Bildungsperspektiven für die heimische Bevölkerung gestärkt werden.

- Darüber hinaus könnte mit einem gezielten Ausbau der erneuerbaren Energien auch die **nachhaltige Energiebereitstellung** in den jeweiligen Ländern oder Regionen gestärkt werden. Insofern Lücken in der Versorgung bestehen, ließe sich bei einer entsprechenden Steuerung zudem der Zugang der Bevölkerung zur Elektrizität verbessern.
- Für Länder, die aktuell stark vom Export fossiler Rohstoffe abhängen, bietet der Umstieg auf die Produktion von grünem Wasserstoff die Perspektive, die eigene **Wirtschaftsweise klimaneutraler** zu gestalten.
- Weil erneuerbare Energien und Elektrolyseure grundsätzlich überall auf- beziehungsweise ausgebaut werden können, kann sich im Vergleich zu den fossilen Energien ein **breiteres Lieferantennetzwerk** etablieren, das sowohl für Abnehmer als auch Anbieter von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten mehr Kooperationsmöglichkeiten beziehungsweise damit verbundene Abnahme- oder Versorgungssicherheiten bietet.

Der Aufbau von Im- und Exportbeziehungen bringt neben möglichen Vorteilen allerdings auch **Herausforderungen** mit sich [40; 73; 77; 78; 79]:

- Die Exportländer müssen über den eigenen Bedarf hinaus erneuerbaren Strom zur Verfügung stellen können. Aus ihrer Sicht dürfen die Importe die **Defossilisierung** des eigenen Energiesystems nicht gefährden. Eventuell würden sie den produzierten Wasserstoff zunächst auch zur Deckung des **eigenen Bedarfs** einsetzen, also zur Umstellung ihrer Energieversorgung oder zur Weiterverarbeitung in Folgeprodukte vor Ort, sodass es kaum Kapazitäten für Exporte gibt.
- Es ist sicherzustellen, dass der Aufbau von Exportinfrastrukturen für Wasserstoff nicht zu einer Erhöhung **lokaler Energiepreise** führt, weil Abnehmer aus Industrie- und Schwellenländern zum Beispiel aus Europa und Asien bereit und fähig sind, höhere als die lokalen Preise zu zahlen. Dies könnte die notwendige Entwicklung der Länder des globalen Südens unter Umständen eher schwächen, als dass sie beziehungsweise weite Teile der Bevölkerung direkt oder indirekt vom Export der Energieträger profitieren.
- Generell ist bei der Umsetzung großer Exportprojekte darauf zu achten, dass sich **langjährige strukturelle Abhängigkeiten** zu Ungunsten der Länder des globalen Südens, die teils auch unter dem Stichwort postkoloniale Strukturen diskutiert werden, nicht verfestigen oder reproduziert werden. Großdimensionierte Anlagen, die allein oder vorrangig Energieprodukte für Industrieländer produzieren, während in der heimischen Wirtschaft nur eine geringe Wertschöpfungstiefe erreicht wird, sind in diesem Zusammenhang ein Negativbeispiel.
- Zu den Bedingungen einer fairen Projektgestaltung gehört die Einhaltung von **Sozial- und Umweltstandards**. Danach dürfen beispielsweise durch die Produktion und den Transport von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten Gewässer, Böden oder Lebensräume nicht Schaden nehmen, keine gesundheitsgefährdenden Arbeitsbedingungen herrschen und sollten möglichst viele Menschen vor Ort in Wertschöpfungs- und Bildungsprozesse im Rahmen von den Projektansiedlungen eingebunden sein.
- Einige der Länder mit besonders hohem Windaufkommen und intensiver solarer Einstrahlung gelten als **politisch instabil** oder es herrschen in diesen wirtschaftlich **schwierige Investitionsbedingungen**. So können zum Beispiel fehlende Rechtssicherheit, instabile staatliche Institutionen, Korruption sowie Grenzkonflikte oder Konkurrenzen zwischen Bevölkerungsgruppen um natürliche Ressourcen zu höheren Ausfallrisiken oder Risikoauflagen für die Umsetzung von Wasserstoffprojekten führen.

- Einfluss auf Investitions- und Förderentscheidungen können darüber hinaus auch geopolitische beziehungsweise **geostrategische Erwägungen** nehmen. Demnach können unter anderem politische, wirtschaftliche oder verteidigungsbezogene Bündnisse, ethnische und kulturelle Zugehörigkeiten oder das Bestreben zur Sicherung beziehungsweise Ausweitung von Einflussphären mit darüber entscheiden, in welchen Ländern oder Regionen investiert wird und in welchen eher nicht.

Einige dieser Herausforderungen können nicht nur Hindernisse für den Aufbau eines funktionierenden Wasserstoffmarktes sein: Durch sie lässt sich aktuell auch nur schwer abschätzen, wie viel Wasserstoff zukünftig zu welchen Preisen auf dem Weltmarkt verfügbar sein wird.

Transportoptionen und deren Kosten

Die gewünschten Mengen an Wasserstoff und seinen Folgeprodukten müssen von den Produktionsstandorten zu den Importterminals beziehungsweise Verteilungspunkten und dann weiter zu den Endkunden und Speicherorten gebracht werden. Hierfür braucht es eine europäisch vernetzte Infrastruktur aus Pipelines, Tankern und Häfen. Ein großer Teil davon muss erst noch aufgebaut werden. Einige der bestehenden Infrastrukturen für fossile Energieträger und Grundstoffe lassen sich aber weiternutzen (z. B. Erdgaspipelines oder Tankwagen für Ammoniak und Methanol). Eventuell ist dafür eine Umrüstung nötig, zum Beispiel weil die zu transportierenden Stoffe eine andere Dichte aufweisen, andere Temperaturen für den Transport erforderlich sind oder sie die sie umgebenden Materialien anders belasten.

Grundsätzlich können Wasserstoff und die weiterverarbeiteten Produkte mit verschiedenen Verkehrsmitteln und teils auch in unterschiedlichen Aggregatzuständen transportiert werden. Als Gase und/oder Flüssigkeiten lassen sie sich per Pipeline, mit Schiffen, auf der Schiene oder der Straße transportieren. Wie wirtschaftlich der Transport ist, hängt oft von der transportierten Menge ab. So werden im Ferntransport beispielsweise viel größere Mengen bewegt, als es bei der Verteilung zu einzelnen Endnutzern der Fall ist.

Mit Blick auf den Ferntransport ist für **kurze und mittlere Distanzen** von bis zu 4.000 Kilometern, das heißt aus Europa und dessen Nachbarstaaten, der Transport von gasförmigem Wasserstoff per großer Pipeline die günstigste Alternative. Allerdings muss dafür genügend Wasserstoff zur Verfügung stehen, um die Pipeline ausreichend auszulasten.³⁴ Wenn statt neuen Wasserstoffpipelines umgerüstete Erdgaspipelines für den Transport eingesetzt werden, erhöht sich die Distanz, für die ein Betrieb in wirtschaftlicher Form möglich ist, wegen der geringeren Investitionen auf rund 8.000 Kilometer. Auch die Realisierungszeit ist bei einer Umrüstung mit 3 bis 5 Jahren im Vergleich zu 8 bis 10 Jahren beim Pipelineneubau spürbar kürzer. Das liegt vor allem an einem vereinfachten Verfahren für die Genehmigung und die Trassenverlegung. [40]

Für den Transport über **längere Distanzen** oder wenn er nur über **den Seeweg** möglich ist, ist der Einsatz von Tankern gefragt³⁵. Reiner Wasserstoff muss dafür allerdings verflüssigt, das heißt auf -253 Grad Celsius stark heruntergekühlt werden. Derzeit gibt es aber noch keine Tanker, die im kommerziellen Maßstab flüssigen Wasserstoff transportieren können. Alternativ dazu kann man Folgeprodukte verschiffen (siehe Abbildung 6), die unter Verwendung von Wasserstoff hergestellt und im Importland direkt eingesetzt werden. Das kann zum Beispiel Ammoniak sein, das dann der Düngemittelproduktion dient.

Sowohl für die Verflüssigung des Wasserstoffs als auch für die Umwandlung in die Folgeprodukte werden jedoch zusätzliche Energie und weitere Stoffe benötigt (Stickstoff für Ammoniak und Kohlenstoffdioxid für Methanol, Methan usw.). Somit verringert sich letztlich die **energetische Effizienz** der Transportkette: Je mehr Energie für die Produktion, die Transportvorbereitung und den Transport aufgewendet werden muss, umso weniger Energie kann im Endpro-

34 Neben einer ausreichenden Zahl an Elektrolyseuren zur Produktion des Wasserstoffs müsste das Exportland auch die notwendigen (zusätzlichen) Kapazitäten an erneuerbarem Strom installieren. Für eine Pipeline mit rund 1.000 Millimetern Durchmesser (Transportkapazität bei 60-%iger Auslastung von 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff/Tag, d.h. rund 50 TWh Wasserstoff pro Jahr) würden rund 85 TWh erneuerbarer Strom benötigt. Das entspricht einer kombinierten Anlagenleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen (bei 2.500 Volllaststunden) im Umfang von rund 35 GW, was zum Beispiel fast die gesamte Kapazität an Wind- und Photovoltaikanlagen erfordert, die in Spanien im Jahr 2020 installiert war (ca. 40 GW). [40]

35 Diese würden zunächst wie aktuelle Hochseetanker mit fossilen Treibstoffen fahren. Perspektivisch könnten allerdings auch Antriebe zur Anwendung kommen, die geringe Anteile der transportierten Stoffe zum Vorankommen nutzen. Geforscht wird dazu z. B. an Wasserstoffbrennstoffzellen oder Motoren, die Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol verbrennen. Wegen der großen Mengen, die in Tankern transportiert werden, würde sich aus Klimasicht, der Import von grünem Wasserstoff bzw. dessen Folgeprodukten dennoch lohnen, auch wenn die Schiffe fossil betrieben werden. So verursacht beispielsweise eine Tonne Ammoniak, die in Deutschland auf Basis von grauem Wasserstoff hergestellt wird, etwa 1,8 Tonnen CO₂-Emissionen. Bei einer Tonne erneuerbarem Ammoniak, das über 10.000 Km nach Deutschland kommt, sind es – aufgrund des Antriebs des Tankers mit Schweröl – hingegen nur etwa 50 kg an CO₂-Emissionen. [40]

dukt enthalten sein, wenn man vom gleichen ursprünglichen Input an Energie ausgeht. Relevant ist die energetische Effizienz der Transportketten unter anderem, weil sie beeinflusst, wie hoch der mit ihnen verbundene Ressourcenverbrauch ist. Bei hoher Effizienz bräuchte es beispielsweise eine kleinere Zahl an erneuerbaren Energieanlagen, die den Strom zur Herstellung des Wasserstoffs bereitstellen. [40]

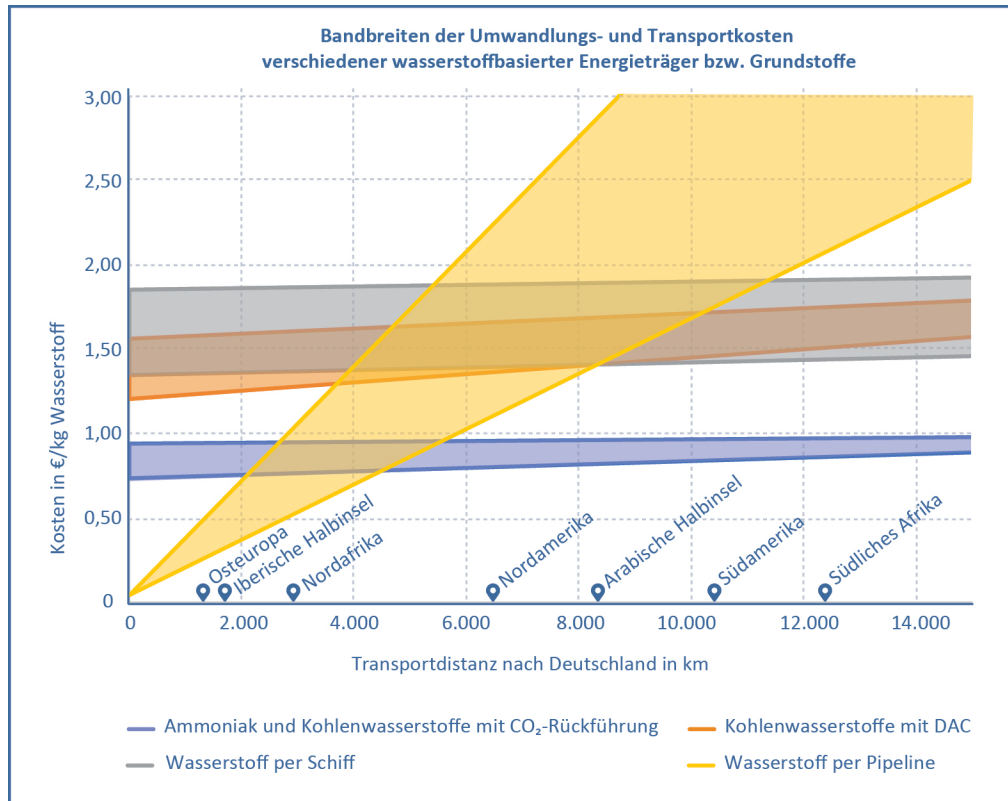


Abbildung 6: Bandbreiten der Umwandlungs- und Transportkosten verschiedener wasserstoffbasierter Energieträger beziehungsweise Grundstoffe in Abhängigkeit von der Transportdistanz. Die Kosten beziehen sich auf den insgesamt im Exportland bereitzustellenden Wasserstoff. Er beinhaltet – je nach Prozesskette – neben dem transportierten Wasserstoff somit beispielsweise auch Wasserstoff, der in im Rahmen der Produktherstellung verbraucht wird oder als Transportverlust anfällt. Dabei sind die Kosten für die Verdichtung oder Verflüssigung von Wasserstoff sowie für die Synthese der Folgeprodukte (Ammoniak, Methan, Methanol, synthetische Fischer-Tropsch-Produkte) berücksichtigt³⁶. Aufwendungen für die Wasserstoffherzeugung selbst sind hingegen nicht in den Daten enthalten. DAC steht für Direct Air Capture, das heißt die Gewinnung von CO₂ aus der Umgebungsluft. Quelle: eigene Darstellung, angepasst auf Basis von [40].

Wasserstoff lässt sich jedoch nicht nur als reiner Stoff oder gebunden in ein Folgeprodukt einführen. Eine weitere Möglichkeit ist, ihn an ein Trägermaterial anzudocken, das heißt ihn ein Molekül einzubinden, ihn anschließend zu transportieren und abschließend wieder zu extrahieren. Neben Ammoniak eignen sich dafür zum Beispiel sogenannte flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC)³⁷. Um den Wasserstoff aus dem Trägermaterial herauszulösen, braucht es jedoch relevante Mengen an Energie. Hinzu kommt, dass bei den LOHC das Trägermaterial für den nächsten Beladungszyklus wieder zum Ursprungs- oder Neubetankungsort (zurück)gebracht werden muss, was die Logistik aufwändiger macht. Eine weitere Herausforderung ist, dass mögliche Umweltgefahren, die von den Trägerstoffen im Fall von Havarien ausgehen, noch nicht ausreichend erforscht und Genehmigungsfragen für den Transport großer Mengen der Stoffe zunächst zu klären sind. [40; 80]

Für die Bestimmung der Kosten für importierten Wasserstoff oder dessen Folgeprodukte sind neben den Produktionsbedingungen beziehungsweise -kosten im Exportland (siehe Abbildung 5) auch die zurückzulegende Entfernung und deren Einsatzzweck im Importland relevant. Denn je nachdem, welcher Stoff vor Ort zu Anwendung kommen soll, reiner Wasserstoff oder ein Folgeprodukt, sind nach dem Transport weitere Umwandlungsschritte nötig, die sich auf die

³⁶ Die abgebildeten Transportdistanzen für die Beispielregionen beziehen sich auf die Handelsrouten per Schiff. Diesbezüglich ist zu beachten, dass die Distanzen für Pipelineverläufe von diesen abweichen können. Fischer-Tropsch-Produkte sind Stoffe aus der sogenannten Fischer-Tropsch-Synthese. Dabei werden im großtechnischen Maßstab ein Synthesegas aus Wasserstoff und Kohlenstoffmonoxid zu flüssigen Kohlenwasserstoffen (z. B. Olefine und Paraffine) umgewandelt.

³⁷ LOHC steht für Liquid Organic Hydrogen Carrier.

Kosten niederschlagen (siehe Abbildung 6). Ein Import von Wasserstoff lohnt sich vor allem aus Europa und angrenzenden Regionen. Für weiter entfernte Gebiete können die Kosten für die Umwandlung und den Transport dann allerdings die Ersparnisse aufgrund geringerer Wasserstoffgestehungskosten aufbrauchen, was Importe von dort unrentabel machen kann. Bei den Folgeprodukten des Wasserstoffs wie beispielsweise Ammoniak oder Methanol oder Kohlenwasserstoffe ist das Bild ein anderes: Selbst importiert aus weiter entfernten Regionen weisen sie teils sogar günstigere Kosten auf als reiner Wasserstoff, der in Deutschland produziert und noch nicht einmal zu den gewünschten Folgeprodukten weiterverarbeitet wurde. Entsprechend können sich hier Kostenvorteile ergeben, die für deren Import sprechen. [40]

Unabhängig davon, welcher Transportweg letztlich zum Einsatz kommt, muss der Wasserstoff oder das eingeführte Folgeprodukt schlussendlich noch vom Importterminal über ein **Verteilnetz** zum Endabnehmer gebracht werden. Aufgrund der kleineren Mengen lassen sich dafür auch kleinere Pipelines oder Verkehrsmittel wie Züge, Binnenschiffe und LKW einsetzen. Für den Weitertransport kann auch hier möglicherweise in Teilen auf bereits bestehende Systeme wie das Erdgasnetz, Speicher oder Tankfahrzeuge zurückgegriffen werden (unter anderem bei Methanol, Ammoniak oder LOHC). Wie genau das Verteilnetz aussehen wird, ist gegenwärtig allerdings noch nicht genau zu bestimmen, auch weil es stark davon abhängt, in welchen Industrie- und Anwendungsbereichen, an welchen Standorten und in welchen Mengen der Wasserstoff in Zukunft zum Einsatz kommen wird. [81]

Fazit

Die Zusammenschau zeigt: Wasserstoff kommt eine besondere Rolle im Energiesystem der Zukunft zu. Erneuerbarer beziehungsweise klimaneutraler Wasserstoff ist neben den erneuerbaren Energien ein Schlüsselement für die Energiewende sowie für die Erreichung der Klimaneutralität – und das nicht nur in Deutschland, sondern auch in Europa und weltweit:

- Wasserstoff und dessen Folgeprodukte können bisher eingesetztes Erdgas und Erdöl substituieren, was dazu beiträgt, Wirtschaftsprozesse, Transportwege und den Gebrauch von Energie zu defossilisieren.
- Mit ihm lassen sich zukunftsorientierte Technologien aufbauen, die die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas stärken können.
- Als gut speicher- und transportierbare Stoffe können Wasserstoff und seine Folgeprodukte die Versorgungssicherheit im Energiebereich stärken.
- Anders als bei den Öl-, Gas- und Kohleförderstätten können deutlich mehr Länder und Regionen in den Handel einsteigen, zur Versorgung beitragen und Wertschöpfung für die heimische Bevölkerung generieren. Bezugsquellen lassen sich auf diese Weise leichter diversifizieren, was die Gefahr von Lieferabhängigkeiten und -ausfällen senkt.

Um diese Potenziale ausschöpfen zu können, ist es wichtig, den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland, Europa und darüber hinaus aktiv voranzutreiben. Bei der Etablierung der benötigten Energieanlagen, Produktionsstandorte, Verarbeitungsstätten, Speicher und Transportinfra- sowie Handelsstrukturen sind über die wirtschaftliche Tragfähigkeit hinaus auch Arbeits- und Umweltstandards sowie eine faire Verteilung der wirtschaftlichen Vorteile zwischen den Projektpartnern zu berücksichtigen. Bei grenzüberschreitenden Projekten kann die Planung und Umsetzung nicht auf Deutschland beschränkt bleiben, sondern muss integriert stattfinden. Dazu gehört auch eine Abstimmung innerhalb der EU beziehungsweise in europäischen Gremien.

Da klimaneutraler beziehungsweise erneuerbarer Wasserstoff kurz- bis mittelfristig nur begrenzt zur Verfügung stehen wird, wird es notwendig sein, die Einsatzfelder von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten zu priorisieren. Bei der Ausgestaltung gesetzlicher Vorgaben, der Setzung von Marktanzreizmechanismen, der Etablierung von Förderprogrammen und weiteren Maßnahmen sind teure Fehlinvestitionen in Infrastrukturen zu vermeiden. Wie schnell und dynamisch der Umstieg von fossilen Energieträgern zu klimaneutralem Wasserstoff gelingt, hängt letztlich auch von der Fokussierung auf besonders aussichtsreiche oder wirksame Anwendungen ab. Sie können hilfreiche Startimpulse setzen und Anwendungsbeispiele aufzeigen, die dem Aufbau einer global vernetzten und europäisch integrierten grünen Wasserstoffwirtschaft zusätzlichen Schwung verleihen.

Literatur

1 Seifritz 1974

Seifritz, W.: *Die Wasserstoffwirtschaft – eine mögliche Alternative zur Fossilienenergiewirtschaft*, 1974.

2 Weber 1988

Weber, R.: *Der sauberste Brennstoff. Der Weg zur Wasserstoffwirtschaft*, 1988.

3 IEA 2022

International Energy Agency (IEA): *Global Hydrogen Review 2022*. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022> [Stand: 01.12.2023].

4 IRENA 2022

International Renewable Energy Agency (IRENA): *Renewable Power Generation Costs in 2021*. URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> [Stand: 01.12.2023].

5 Linde Gas 2022

Linde Gas GmbH: *Rechnen Sie mit Wasserstoff. Die Datentabelle*. URL: https://www.linde-gas.at/de/images/1007_rechnen_sie_mit_wasserstoff_V111_tcm550-169419.pdf [Stand: 01.12.2023].

6 ISO 2015

International Organization for Standardization (ISO): *Basic considerations for the safety of hydrogen systems (ISO/TR 15916:2015)*.

7 Molkov 2012

Molkov, V.: *Fundamentals of Hydrogen Safety Engineering I*. URL: <https://bookboon.com/en/fundamentals-of-hydrogen-safety-engineering-i-ebook?mediaType=ebook> [Stand: 01.12.2023].

8 Dawood et al. 2019

Dawood, F./Anda, M./Shafiullah, G. M.: *Hydrogen production for energy: An overview*.

9 Warwick et al. 2022

Warwick, N./Griffiths, P./Keeble, J./Archibald, A./Pyle, J./Shine, K.: *Atmospheric implications of increased hydrogen use*, Policy Paper 08/2022; Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy (Hrsg.): URL: <https://www.gov.uk/government/publications/atmospheric-implications-of-increased-hydrogen-use> [Stand: 01.12.2023].

10 Ocko/Hamburg 2022

Ocko, I. B./ Hamburg, S. P.: *Climate consequences of hydrogen emissions*, Atmos. Chem. Phys., 22, 9349–9368. URL: <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>, 2022. [Stand: 01.12.2023].

11 Eurostat 2023

Europäische Kommission, Eurostat: *Preliminary 2022 data for energy show mixed trends*. URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/products-eurostat-news/w/ddn-20230705-2> [Stand: 01.12.2023].

12 BMWi 2020

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (Hrsg.): *Die nationale Wasserstoffstrategie*. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> [Stand: 01.12.2023].

13 Prognos AG 2021

Prognos AG: *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*, Bericht im Auftrag des BMWi. URL: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2021/energiewirtschaftliche-projektionen-und-folgeabschaetzungen-2030-2050.pdf> [Stand: 01.12.2023].

14 Machhammer et al. 2016

Machhammer, O./Bode, A./Hormuth, W.: *Financial and Ecological Evaluation of Hydrogen Production Processes on Large Scale*.

15 IEA 2023

International Energy Agency (IEA): *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. URL: <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity> [Stand: 01.12.2023].

16 BGR 2020

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Wasserstoffvorkommen im Geologischen Untergrund*. URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity_Top_News/Energie/63_wasserstoffvorkommen_im_geologischen_untergrund.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 01.12.2023].

17 PtJ 2022

Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH: *Langfassung der Expertenempfehlung des Forschungsnetzwerks Wasserstoff*. URL: https://www.forschungsnetzwerke-energie.de/lw_resource/datapool/system-files/agent/fnepublications/DBF8D4CA3A3570CEE0537E695E867B90/live/document/FNEH2_Langfassung.pdf [Stand: 01.12.2023].

18 IKEM 2020

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.: *Wasserstoff – Farbenlehre*. URL: https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf [Stand: 01.12.2023].

19 Hydrogen Council 2021

Hydrogen Council: *Hydrogen decarbonization pathways - A life-cycle assessment*. URL: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways_Part-1-Lifecycle-Assessment.pdf [Stand: 01.12.2023].

20 GCCSI 2022

Global CCS Institute: *Global status of CCS 2022*. URL: https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/03/GCCSI_Global-Report-2022_PDF_FINAL-01-03-23.pdf [Stand: 01.12.2023].

21 SRU 2021

Sachverständigenrat für Umweltfragen: *Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse*. URL: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2021_06_stellungnahme_wasserstoff_im_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 01.12.2023].

22 Hydrogen Council/ McKinsey & Company 2021

Hydrogen Council, McKinsey & Company: *Hydrogen Insights: A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness*. URL: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-insights-2021/> [Stand: 01.12.2023].

23 Hydrogen Europe 2022

Hydrogen Europe: *Clean Hydrogen Monitor 2022*. URL: <https://hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-monitor-2022/> [Stand: 01.12.2023].

24 BloombergNEF 2022

BloombergNEF: *Hydrogen – 10 Predictions for 2022*. URL: <https://about.bnef.com/blog/hydrogen-10-predictions-for-2022/> [Stand: 01.12.2023].

25 Europäische Kommission 2023

Europäische Kommission: *EU taxonomy: Complementary Climate Delegated Act to accelerate decarbonisation*. URL: https://finance.ec.europa.eu/publications/eu-taxonomy-complementary-climate-delegated-act-accelerate-decarbonisation_en [Stand: 01.12.2023].

26 IKEM 2020

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM): *Wasserstoff - Farbenlehre: Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie*, im Auftrag des Clusters Energietechnik Berlin Brandenburg der Wirtschaftsförderung Brandenburg. URL: <https://www.ikem.de/projekt/wasserstoff-farbenlehre/> [Stand: 01.12.2023].

27 Thomann et al. 2022

Thomann, J./Edenhofer, L./Hank, C./Lorych, L./Marscheider-Weidemann, F./Stamm, A./Thiel, Z./Weise, F.: *Hintergrundpapier zu nachhaltigem grünen Wasserstoff und Syntheseprodukten*, HYPAT Working Paper 01/2022; Karlsruhe: Fraunhofer ISI (Hrsg.). URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT%20WP_01_2022%20Hintergrundpapier%20nachhaltiger%20gruener%20Wasserstoff%20Syntheseprodukte_V02.pdf [Stand: 01.12.2023].

28 BASE 2021

Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE): *Bewertung des BASE zum Vorschlag der EU-Kommission zur Klassifizierung der Atomenergie nach der EU-Taxonomieverordnung*. URL: https://www.base.bund.de/SharedDocs/Kurzmeldungen/BASE/DE/2021/1109_bruessel-base-kernenergie-ist-nicht-gruen.html [Stand: 01.12.2023].

29 DECHEMA/acatech 2022

Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie (DECHEMA) / Deutsche Akademie für Technikwissenschaften (acatech) (Hrsg.): *Internationale Wasserstoffstrategien im Vergleich*. URL: https://www.wasserstoff-kompass.de/fileadmin/user_upload/img/news-und-media/dokumente/2022_H2_Laenderanalyse.pdf [Stand: 01.12.2023].

30 IAEA 2012

International Atomic Energy Agency: *Efficient Water Management in Water cooled Reactors*. URL: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1569_web.pdf [Stand: 01.12.2023].

31 UBA 2023

Umweltbundesamt (UBA): *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2022, CLIMATE CHANGE 20/2023*. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf [Stand: 01.12.2023].

32 Dechema 2017

Bazzanella, A. M./Ausfelder, F.: *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*.

33 Hebling et al. 2019

Hebling, C./Ragwitz, M./Fleiter, T./Groos, U./Härle, D./Held, A./Jahn, M./Müller, N./Pfeifer, T./Plötz, P./Ranzmeyer, O./Schaadt, A./Sensfuß, F./Smolinka, T./Wietschel, M.: *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*.

34 Timmerberg et al. 2020

Timmerberg, S./Kaltschmitt, M./Finkbeiner, M.: *Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas – GHG emissions and costs*, in: Energy Conversion and Management: X, Volume 7/2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174520300155?via%3Dihub> [Stand: 01.12.2023].

35 Pentacarbon 2023

PentaCarbon GmbH: *Carbon Black Wiki*. URL: <https://pentacarbon.de/wiki/> [Stand: 01.12.2023].

36 IEA 2019

International Energy Agency (IEA): *The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities*. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> [Stand: 01.12.2023].

37 Europäische Kommission 2020

Europäische Kommission: *Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A52020DC0301> [Stand: 01.12.2023].

38 NWR 2022

Nationaler Wasserstoffrat (NWR): *Einschätzung zum Inflation Reduction Act, Stellungnahme*. URL: <https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/stellungnahmen#c23530> [Stand: 01.12.2023].

39 GPO 2022

U.S. Government Publishing Office (GPO): *Inflation Reduction Act of 2022*. URL: <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text> [Stand: 01.12.2023].

40 Staiß et al. 2022

Staiß, F./Adolf, J./Ausfelder, F./Erdmann, C./Fischedick, M./Hebling, C./Jordan, T./Klepper, G./Müller, T./Palkovits, R./Poganietz, W.-R./Schill, W.-P./Schmidt, M./Stephanos, C./Stöcker, P./Wagner, U./Westphal, K./Wurbs, S.: *Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege – Länderbewertungen – Realisierungserfordernisse, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft*. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030> [Stand: 01.12.2023].

41 IRENA 2019

International Renewable Energy Agency (IRENA): *Global energy transformation: A roadmap to 2050, 2019*. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> [Stand: 01.12.2023].

42 Ariadne 2021-1

Kopernikus-Projekt Ariadne (Hrsg.): *Durchstarten trotz Unsicherheiten – Eckpunkte einer anpassungsfähigen Wasserstoffstrategie, Kurzdossier*. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/eckpunkte-einer-anpassungsfahigen-wasserstoffstrategie/> [Stand: 01.12.2023].

43 WEC/LBST 2020

World Energy Council Deutschland/Ludwig-Bölkow-Systemtechnik: *International Hydrogen Strategies*.

44 IEA 2021

International Energy Agency (IEA): *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector, 4th Revised Version*. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf [Stand: 01.12.2023].

45 Tarvydas 2022

Tarvydas D.: *The role of hydrogen in energy decarbonisation scenarios – Views on 2030 and 2050*, Publications Office of the European Union. URL: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC131299/JRC131299_01.pdf [Stand: 01.12.2023].

46 Deutscher Bundestag 2022-1

Deutscher Bundestag: *Wasserstoffbedarf, Ausarbeitung Wissenschaftlicher Dienst, WD5-3000-024/22*. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/894040/oadb222a2cbc86a20d989627a15f4bd8/WD-5-024-22-pdf-data.pdf> [Stand: 01.12.2023].

47 IKTS 2022

Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS): *Wasserstoffnutzung im Industrie-, Energie- und Mobilitätssektor*. URL: https://www.ikts.fraunhofer.de/de/industrieloesungen/wasserstofftechnologien/wasserstoffnutzung_im_industrie_energie_und_mobilitaetssektor.html [Stand: 01.12.2023].

48 Agora Energiewende/Wuppertal Institut 2020

Agora Energiewende/ Wuppertal Institut: *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikooptionen für Stahl, Chemie und Zement*, Version 1.2. URL: <https://www.agora-industrie.de/publikationen/klimaneutrale-industrie-hauptstudie> [Stand: 01.12.2023].

49 BMWK 2022-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hrsg.): *Effiziente Nutzung von Wasserstoff in der Glas-, Keramik-, Papier- und NE-Metallindustrie – Ergebnisrapport zum NWS-Industriedialog*. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-effiziente-nutzung-von-wasserstoff-in-der-glas-keramik-papier-und-ne-metallindustrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 01.12.2023].

50 BMWK 2022-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hrsg.): *Nutzung von wasserstoffbasierten CCU-Verfahren in der Industrie – Ergebnisrapport zum NWS-Industriedialog*. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-nutzung-von-wasserstoff-basierten-ccu-verfahren-in-der-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4 [Stand: 01.12.2023].

51 Pieton et al. 2022

Pieton N./Neuwirth M./Jahn, M./Ragwitz, M.: *Policy Paper zur Sicherstellung einer mittel- bis langfristigen klimaneutralen Rohstoffversorgung der Raffinerie Schwedt*. URL: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/429593> [Stand: 01.12.2023].

52 acatech/Leopoldina/Akademienunion 2017

acatech – Nationale Akademie der Technikwissenschaften/Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina/Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hrsg.): *Sektorkopplung - Optionen für die nächste Phase der Energiewende, Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung*. URL: <https://www.acatech.de/publikation/sectorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende/> [Stand: 01.12.2023].

53 ITF 2022

International Transport Forum (ITF): *Decarbonising Europe's Trucks: How to Minimise Cost Uncertainty*, International Transport Forum Policy Papers, No. 107, OECD Publishing. URL: <https://www.itf-oecd.org/sites/default/files/docs/decarbonising-europes-trucks-minimise-cost-uncertainty.pdf> [Stand: 01.12.2023].

54 Bundesnetzagentur 2023-1

Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2022*. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/monitoringberichtenergie2022.pdf> [Stand: 01.12.2023].

55 NOW GmbH

NOW GmbH: *Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/indwedestudie_v04.1.pdf [Stand: 01.12.2023].

56 Bundesnetzagentur 2023-2

Bundesnetzagentur: *Der Strommarkt im Jahr 2022*. URL: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/209624> [Stand: 01.12.2023].

57 IRENA 2020

International Renewable Energy Agency (IRENA): *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00 [Stand: 01.12.2023].

58 Agora 2018

Agora Energiewende: *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*. URL: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf [Stand: 01.12.2023].

59 Drühnert et al. 2019

Drühnert, S./Neuling, U./Timmerberg, S./Kaltschmitt, M.: *Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 3. URL: <http://hdl.handle.net/11420/4489> [Stand: 01.12.2023].

60 DVGW 2021

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW):
DVGW-Arbeitsblatt G260: Gasbeschaffenheit.

61 Deutscher Bundestag 2022-2

Deutscher Bundestag: *Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur, Dokumentation Wissenschaftlicher Dienst*, WD8-3000-046/22. URL: <https://www.bundestag.de/resource/blob/915112/d1a66b707de8458aa57fb107f240754d/WD-8-046-22-pdf-data.pdf> [Stand: 01.12.2023].

62 Ariadne 2021-2

Kopernikus-Projekt Ariadne (Hrsg.): *Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor – Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung, Analyse*. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-im-gebauedesektor/> [Stand: 01.12.2023].

63 Riemer et al. 2022

Riemer, M./Schreiner, F./Wachsmuth., J.: *Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia. Analysis of Technical Feasibility and Economic Considerations*. URL: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/428391> [Stand: 01.12.2023].

64 Guidehouse 2022

Guidehouse Energy Germany GmbH: *Covering Germany's green hydrogen demand – Transport options for enabling imports*. URL: <https://guidehouse.com/-/media/www/site/insights/energy/2022/transport-options-for-covering-germanys-green-hydrogen-demand.pdf> [Stand: 01.12.2023].

65 BMWK 2022-3

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (Hrsg.): *Fortschrittsbericht zur Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. URL: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/fortschrittsbericht-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=8 [Stand: 01.12.2023].

66 Merten et al. 2020

Merten, F./Scholz, A./Krüger, C./Heck, S./Girard, Y./Mecke, M./Goerge, M.: *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung, Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW)*. URL: <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf> [Stand: 01.12.2023].

67 Ragwitz M./Weidlich, A. et al. 2023

Ragwitz M./ Weidlich, A./Biermann, D./Brandes, J./Brown, T./Burghardt, C./Dütschke, E./Erlach, B./Fischedick, M./Fuss, S./Geden, O./Gierds, J./Herrmann, U./Jochem, P./Kost, C./Luderer, G./Neuhoff, K./Schäfer, M./Wagemann, K./Wiese, F./Winkler, J./Zachmann, B./Zheng, L.: *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland. Technologieumbau, Verbrauchsreduktion und Kohlenstoffmanagement*, Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. URL: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transformationspfade> [Stand: 01.12.2023].

68 BDI 2021

Energie- und Klimapolitik BDI e.V.: *Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*. URL: <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/> [Stand: 01.12.2023].

69 Prognos/ Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021

Öko-Institut/ Wuppertal-Institut 2021: *Klimaneutrales Deutschland 2045 (Zusammenfassung)*. URL: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045> [Stand: 01.12.2023].

70 dena 2021

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.): *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität, Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe*. URL: <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> [Stand: 01.12.2023].

71 Ariadne 2021-3

Kopernikus-Projekt Ariadne (Hrsg.): *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich*, Report. URL: <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/> [Stand: 01.12.2023].

72 Eurostat 2023

Statistische Amt der Europäischen Union (Eurostat): *Energy production and imports*. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/data-browser/view/NRG_IND_ID/default/table?lang=en [Stand: 01.12.2023].

73 Westphal et al. 2020

Westphal, K./Dröge, S./Geden, O.: *Die internationalen Dimensionen deutscher Wasserstoffpolitik, SWP-Aktuell 2020/A37*. URL: <https://www.swp-berlin.org/publikation/die-internationalen-dimensionen-deutscher-wasserstoffpolitik> [Stand: 01.12.2023].

74 WEC/Frontier Economics 2018

World Energy Council (WEC) Deutschland/Frontier Economics: *International aspects of a power-to-x roadmap*.

75 adelphi et al. 2019

adelphi/Navigant/Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)/Deutsche Energie Agentur (dena): *Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland*.

76 Ansari et al. 2022

Ansari, D./Grinschgl, J./Pepe, J. M.: *Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution – Herausforderungen, Abhängigkeiten und Lösungsansätze, SWP Aktuell 2022/A58*. URL: https://www.swp-berlin.org/publications/products/aktuell/2022A58_Wasserstoffrevolution.pdf [Stand: 01.12.2023].

77 DERA 2021

Deutsche Rohstoffagentur (DERA): *DERA-Rohstoffliste 2021: Angebotskonzentration bei mineralischen Rohstoffen und Zwischenprodukten – potenzielle Preis- und Lieferrisiken, DERA Rohstoffinformationen 49 (2021)*. URL: https://www.deutsche-rohstoffagentur.de/DERA/DE/Produkte/Schriftenreihe/schriftenreihe_node.html [Stand: 01.12.2023].

78 Schlegel et al. 2021

Schlegel, A./ Ziai, A.: *Die deutsche Afrikapolitik: Erneuerung einer ungleichen Zusammenarbeit?*, Études de l'Ifri, Ifri, September 2021. URL: https://www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/schlegel_ziai_deutsche_afrikapolitik_2021_002.pdf [Stand: 01.12.2023].

79 AREPO GmbH

AREPO GmbH: *Fair Green Hydrogen: Chance or Chimera in Morocco, Niger and Senegal?* URL: https://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/sonst_publicationen/Studie_Fair_Hydrogen.pdf [Stand: 01.12.2023].

80 Hank et al. 2020

Hank, C./Sternberg, A./Köppel, N./Holst, M./Smolinka, T./Schaadt, A./Hebling, C./Henning, H.-M.: *Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity*.

81 Bundesnetzagentur 2020

Bundesnetzagentur: *Regulierung von Wasserstoffnetzen – Ergebnisse der Marktconsultation*. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Konsultationsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Stand: 01.12.2023].

Empfohlene Zitierweise

Wurbs, Sven/ Stöcker, Philipp/ Gierds, Jörn/ Stemmler, Christoph/ Fishedick, Manfred/ Henning, Hans-Martin/ Matthies, Ellen/ Pittel, Karen/Renn, Jürgen/ Sauer, Dirk Uwe/ Spiecker genannt Döhmann, Indra: „Wasserstoff – Welche Bedeutung hat er im Energiesystem der Zukunft? (Kurz erklärt!)“, Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024, https://doi.org/10.48669/esys_2024-1

Autorinnen und Autoren

Sven Wurbs (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Philipp Stöcker (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Jörn Gierds (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Christoph Stemmler (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH), Prof. Dr. Hans-Martin Henning (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE), Prof. Dr. Ellen Matthies (Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg), Prof. Dr. Karen Pittel (ifo Institut), Prof. Dr. Jürgen Renn (Max-Planck-Institut für Wissenschaftsgeschichte), Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen), Prof. Dr. Indra Spiecker genannt Döhmann (Goethe-Universität Frankfurt)

Weitere Mitwirkende

Tim Brändel (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Anja Lapac (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Andrea Lübke (H₂-Kompass | acatech), Annika Seiler (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Claire Stark (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Cyril Stephanos (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2024-1

Projektlaufzeit

03/2016 bis 06/2024

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. Im Akademienprojekt erarbeiten mehr als 160 Fachleute aus Wissenschaft und Forschung in interdisziplinären Arbeitsgruppen Handlungsoptionen zur Umsetzung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung.

Das Format „Kurz erklärt!“

In dem kompakten Publikationsformat „Kurz erklärt!“ werden aus der Projektarbeit heraus im Sinne der Wissenschaftskommunikation aktuelle, häufig ohne solide wissenschaftliche Grundlage in der öffentlichen Debatte aufgegriffene Fragen rund um das Energiesystem geklärt. Grafiken veranschaulichen die dargestellten Inhalte. „Kurz erklärt!“ erscheint in Autorenverantwortung und wird von einem Kreis der ESYS-Mitglieder erstellt.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Georgenstraße 25, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

Deutsche Akademie der
Naturforscher
Leopoldina e. V.
Nationale Akademie der
Wissenschaften
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e. V.
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Georgenstraße 25
10117 Berlin

Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin