

Wasserstoff

DIHK-Faktenpapier

 **Gemeinsam Wirtschaft Stärken**

DIHK

Deutscher
Industrie- und Handelskammertag

IHK

Deutsche
Industrie- und Handelskammern

Inhalt

1.	Warum ein Faktenpapier Wasserstoff?	4
2.	Überblick: Was ist Wasserstoff?	4
3.	Wie wird Wasserstoff hergestellt?	4
3.1	Grüner Wasserstoff	5
3.2	Grauer Wasserstoff	6
3.3	Blauer Wasserstoff	6
3.3.1	Carbon Capture and Storage (CCS)	6
3.3.2	Carbon Capture and Usage (CCU)	6
3.4	Türkiser Wasserstoff	7
3.5	Weiterverarbeitung von Wasserstoff	7
3.5.1	Power-To-Gas	7
3.5.2	Power-To-Liquid	7
3.6	Treibhausgasemissionen	8
4.	Kosten	8
4.1.1	Gestehungs- und Bereitstellungskosten	8
4.1.2	Transportkosten	10
4.1.3	Speicherkosten	10
4.1.4	Wasserstoff als Kraftstoff	10
5.	Regulierung von Power-To-X	11
5.1	Strombezug	11
5.1.1	Stromsteuer	11
5.1.2	EEG	12
5.2	Plan- und Genehmigungsverfahren	12
5.2.1	Immissionsschutz	12
5.2.2	Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)	12
5.2.3	Baurecht	12

6. Markt für Wasserstoff	13
7. Infrastruktur und Transportwege	13
8. Anwendungsbereiche	15
8.1 Mobilität	15
8.2 Industrie (Grundstoff)	16
8.3 Wärme	16
9. Innovations- und Forschungslandschaft	17
10. Politische Strategien	19
10.1 Deutschland	19
10.2 Europäische Union, Mitgliedstaaten und International	19

1. Warum ein Faktenpapier Wasserstoff?

Deutschland und Europa wollen bis Mitte des Jahrhunderts treibhausgasneutral sein – so die politischen Ziele der Bundesregierung und der Europäischen Union. Dies erfordert bis zum Jahr 2050 in allen Sektoren eine fast vollständige Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Auf diesem Weg wird sich die Energieversorgung in den Bereichen Industrie, Verkehr und Gebäude, viele Produktionsprozesse, aber auch die Wirtschaftsstruktur insgesamt grundlegend wandeln müssen. Experten aus Wissenschaft, Unternehmen und Politik sehen in Wasserstoff mittlerweile den Schlüssel zum Erreichen der langfristigen Klimaziele. Er soll deshalb ein wichtiges Standbein der Energiewende werden.

Ob als Raketentreibstoff, Prozessgas in der Kraftstoffherstellung oder als Grundelement in Düngemittel. Wasserstoff hat bereits heute viele Einsatzbereiche. Im Energiesystem hat Wasserstoff bisher jedoch eine untergeordnete Rolle gespielt. Wasserstoffauguren gab es mit Jules Verne bereits im 19. Jahrhundert, der in seinem Werk „Die geheimnisvolle Insel“ prophezeite:

„Das Wasser ist die Kohle der Zukunft. Die Energie von morgen ist Wasser, das durch elektrischen Strom zerlegt worden ist. Die so zerlegten Elemente des Wassers, Wasserstoff und Sauerstoff, werden auf unabsehbare Zeit hinaus die Energieversorgung der Erde sichern.“

Das soll nun – wenn auch mit 150 Jahren Verspätung – Realität werden: Die Bundesregierung möchte den Markthochlauf beschleunigen und hat zu diesem Zweck die Nationale Wasser-

stoffstrategie beschlossen. Zum Einstieg in den Wasserstoffmarkt sieht die Strategie einen Bedarf von 90 bis 110 TWh Wasserstoff in Deutschland für das Jahr 2030. Bis zu fünf Gigawatt Elektrolyseleistung sollen dafür in Deutschland aufgebaut werden. Schwerpunkt der Nutzung sollen die Sektoren Industrie und Verkehr werden.

Als Verbindungselement des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors kann Wasserstoff das Zusammenwachsen der Energiemärkte im Sinne der Sektorenkopplung vorantreiben.

Auch international findet Wasserstoff als Energieträger mittlerweile große Beachtung: In unseren Nachbarländern Niederlande und Frankreich werden ebenfalls eigene Wasserstoffstrategien verfolgt. Auch Japan und China haben sich ehrgeizige Ziele gesetzt. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Neben einer fortschreitenden Dekarbonisierung der Energieträger und industrieller Prozesse sind auch Versorgungssicherheit, Ressourceneffizienz und industriepolitische Ziele Triebfedern.

Auf dem Weg zum vermehrten Wasserstoffeinsatz in Deutschland gibt es allerdings noch eine Reihe von Hemmnissen abzubauen. CO₂-freier Wasserstoff muss für die Verbraucher attraktiv, d. h. vor allem im Verhältnis zu anderen Energieträgern günstiger werden. Herausforderungen sind auch Umwandlungsverluste bei Herstellungsprozessen und hemmende rechtliche Rahmenbedingungen.

2. Überblick: Was ist Wasserstoff?

Wasserstoff ist eine Grundlage unseres Lebens. Wasserstoff kommt in allen lebenden Organismen vor und ist nahezu unbegrenzt verfügbar. Als leichtestes Atom (14,5 Mal leichter als Luft) findet es sich im Periodensystem symbolträchtig an erster Stelle wieder. Wasserstoff kommt überwiegend gebunden in chemischen Verbindungen wie Wasser, Säuren oder Kohlenwasserstoffen vor. In Reinform ist das reaktionsfreudige Element in der Natur nicht anzutreffen. Da zur Herstellung von Wasserstoff erst Primärenergie für die Abtrennung aus Molekülen aufgewendet werden muss, gehört dieser zur Gattung der Sekundärenergie. Wasserstoff ist ein farb-, geruchs- und geschmackloser Stoff. 1 kg (komprimierter) Wasserstoff hat einen Energiegehalt von 33 kWh. Zum Vergleich: Ein Liter Diesel hat einen Energiegehalt 10 kWh.

3. Wie wird Wasserstoff hergestellt?

Ob grüner, blauer, grauer oder türkiser Wasserstoff – in der öffentlichen Diskussion rund um die Herstellung von Wasserstoff wird gerne ein bunter Mix der Farbpalette bedient. Man unterscheidet zwischen den Herstellungsarten Elektrolyse, Dampferformierung und Methanpyrolyse (Kvaerner-Verfahren).

	Elektrolyse	Dampfreformierung	Methanpyrolyse
Entwicklungsstadium	Marktfähig (Alkali, PEM) Pilotvorhaben (SOEC)	Marktfähig	Pilotvorhaben
Verwendete Ressource	Wasser + Strom	Erdgas (Methan) / Kohle	Erdgas (Methan)
Entstehende Produkte	Wasserstoff Sauerstoff (O₂)	Wasserstoff Kohlenstoffdioxid (CO₂)	Wasserstoff Kohlenstoff (fest) (C)
Kosten	mittel bis hoch	niedrig	mittel

3.1 Grüner Wasserstoff

Wird Wasserstoff durch Elektrolyse ausschließlich aus Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt, nennt man das Produkt „grünen Wasserstoff“. Bei der Elektrolyse wird in einer Anlage, dem Elektrolyseur, Wasser (H₂O) in seine Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O) zerlegt. Vereinfacht beschrieben geschieht dies, indem Gleichstrom durch einen sogenannten Elektrolyten, zumeist Wasser, geleitet wird. An einer permeablen Membran wird das Wasser in seine Bestandteile getrennt. An der negativ geladenen Kathode sammelt sich der Wasserstoff, an der Anode der Sauerstoff. An dieser Stelle sei betont, dass „grüner Wasserstoff“ nur so grün ist wie der Strom, der zu seiner Herstellung benutzt wird (mehr unter Kapitel 3.6 Emissionen). Dementsprechend ist der Markthochlauf von „grünem Wasserstoff“ abhängig vom Zugang zu Strom aus erneuerbaren Energien.

Derzeit befinden sich drei Elektrolyseverfahren in der Anwendung. Die Alkali-Elektrolyse wird seit rund 100 Jahren in der Industrie eingesetzt. Demgegenüber befinden sich die Anlagen der PEM-Elektrolyse gerade in der Marktverbreitung, während die Hochtemperaturelektrolyse (SOEC) bisher nur in kleinem Maßstab betrieben wird. Dieses Verfahren arbeitet bei Temperaturen von rund 700 bis 900 °C, während die beiden anderen Verfahren bereits bei Temperaturen von 60 bis 80 °C ablaufen. In Sachen Haltbarkeit, Kaltstartfähigkeit und Systemkosten ist die Alkali-Elektrolyse derzeit den beiden anderen Verfahren noch voraus und deswegen Stand der Technik.

In Fragen der Kompaktheit und Flexibilität (Teillastfähigkeit und Hochlaufgeschwindigkeit) ist unter den beiden Niedertemperatur-Elektrolyseverfahren die PEM-Elektrolyse im Vorteil und findet daher zunehmend Verwendung in Power-to-Gas-Anlagen.

Langfristig werden allerdings der SOEC-Elektrolyse erhebliche Potenziale zur Kostendegression und ein erhöhter Wirkungsgrad zuerkannt. Nicht zuletzt ist die Reversibilität dieser Anlagen, d. h. das Umschalten zwischen Elektrolyse- und Brennstoffzellenbetrieb, ein großer Pluspunkt angesichts der Flexibilitätserfordernisse der Energiewende.

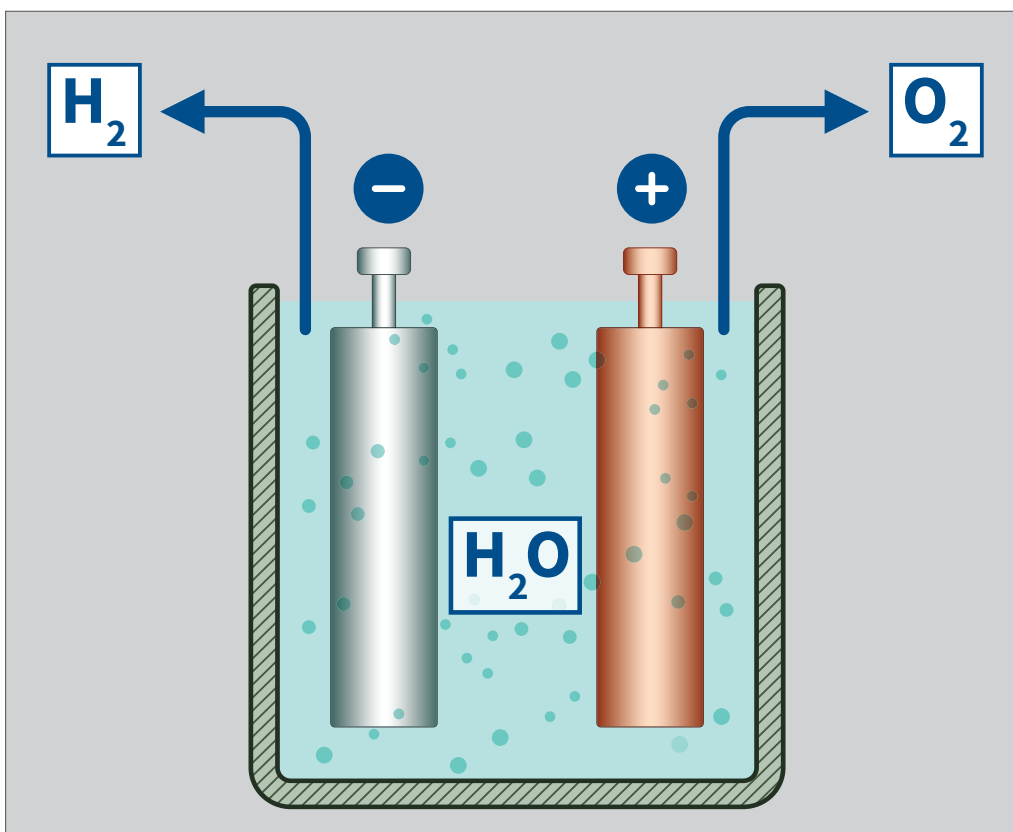


Abb. 1: Innenansicht und Funktionsweise eines Elektrolyseurs

IST-SITUATION	ELEKTROLYSE		
	Alkalische Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC)
Technology Readiness Level	9	8	6
Vorteile	kostengünstig (große Anlagen), langjährige Erfahrung	kompakte Bauweise, bessere Dynamik, gute Skalierbarkeit, keine Korrosion	bei Nutzung der Abwärme effizienter und kostengünstiger
Herausforderungen	Laugen, Kaltstart- und Teillastverhalten	teure Werkstoffe, Materialanforderungen	Prozess bei hoher Temperatur
Wirkungsgrad	62 – 82 %	65 – 82 %	65 – 85 %
Investitionen	800 – 1.500 €/kW	900 – 1.850 €/kW	2.200 – 6.500 €/kW
PERSPEKTIVE			
Wirkungsgrad	78 – 84 %	75 – 84 %	87 – 95 %
Investitionen	250 – 400 €/kW	300 – 700 €/kW	270 – 800 €/kW

Abb. 2: Übersicht über die Elektrolyseverfahren
Quelle: dena (2017): Baustein einer integrierten Energiewende: Roadmap Power to Gas

Nicht nur der Wasserstoff, sondern auch der Sauerstoff ist industriell verwertbar, bspw. bei der Herstellung von Stahl oder Zement. Zusätzlich kann die Abwärme des Elektrolyseurs in das Fernwärmenetz eingespeist werden.

Die Elektrolyse als Art der H_2 -Erzeugung ist im Vergleich zur Dampfreformierung¹ weniger verbreitet. Insgesamt gibt es in Deutschland derzeit eine Elektrolyseurkapazität von 67 MW_{el}². Nur 7 Prozent des deutschen Wasserstoffbedarfs (3,85 TWh) werden über Elektrolyseverfahren hergestellt. Weltweit erreicht die Elektrolysekapazität heute ungefähr 8 GW.

3.2 Grauer Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Energieträgern gewonnen. Das zentrale technische Verfahren ist die Dampfreformierung, zumeist von Erdgas. Aber auch der Einsatz von Kohle (per Vergasung) ist möglich.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist dies die weltweit dominierende Herstellungsmethode. Auch in Deutschland werden etwa 40 Prozent des benötigten Wasserstoffs per Dampfreformierung hergestellt. Weitere rund 50 Prozent werden aus fossilen Quellen als Nebenprodukt aus Raffinerie- und Chemieprozessen gewonnen³.

Bei der Dampfreformierung wird Erdgas unter Hitze in Wasserstoff und CO₂ umgewandelt. Das CO₂ wird dabei in die Atmosphäre emittiert. Es entstehen bei der Produktion einer Tonne Wasserstoff zehn Tonnen CO₂.

¹ Siehe Kapitel 3.2

² FNB Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020

³ ENCON.Europe/LBST (2018): Potenzialatlas für Wasserstoff

⁴ IPCC (2005): Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage

3.3 Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff wird ebenso wie grauer Wasserstoff durch Dampfreformierung aus Erdgas oder Biogas bzw. durch die Kohlevergasung gewonnen. Der entscheidende Unterschied liegt im Umgang mit dem anfallenden CO₂. Durch Carbon Capture and Storage (CCS) bzw. Carbon Capture and Usage (CCU) gelangt das Kohlenstoffdioxid nicht in die Atmosphäre. Die H₂-Produktion kann als treibhausgasneutral bilanziert werden. In der Praxis gibt es zum gegenwärtigen Zeitpunkt in Deutschland keine industriellen CO₂-Speicher. Derzeit wird in Deutschland kein blauer Wasserstoff hergestellt.

3.3.1 Carbon Capture and Storage (CCS)

CCS beschreibt die in einer Abscheideanlage durchgeführte Abtrennung und anschließende dauerhafte Speicherung von CO₂. Vorrangig kann diese Methode in Kraftwerken oder energieintensiven Industrieanlagen zum Einsatz kommen, um prozessbedingte Emissionen zu mindern. Das abgeschiedene Kohlendioxid wird in tief liegenden geologischen Gesteinsschichten gelagert, vorzugsweise in Tiefenbereichen von 1.000 bis 4.000 Metern. Mögliche Lagerstätten sind salzwasserführende Grundwasserleiter, der Meeresuntergrund oder ehemalige Öl- und Gaslagerstätten. In Hammerfest in Norwegen bspw. werden jährlich rund 700.000 Tonnen CO₂ bei der Erdgasförderung abgeschieden und zurück ins Gasfeld gepumpt. CCS hat das Potenzial, Treibhausgasemissionen schnell und einschneidend zu senken.

Es ist allerdings fraglich, ob CCS in Deutschland auf ausreichende Akzeptanz stößt. Der Rechtsrahmen wurde jedenfalls bereits 2012 mit dem Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG) geregelt. Dieses begrenzt die jährliche Höchstspeichermenge auf vier Millionen Tonnen CO₂ sowie max. 1,3 Millionen Tonnen CO₂ pro Speicher. Eine Länderklausel ermächtigt die einzelnen Bundesländer zudem, ein generelles Verbot durchzusetzen. In den ambitionierten Klimaschutzszenarien der EU und der Internationalen Energieagentur (IEA) wird der Einsatz der CCS-Technik als notwendig betrachtet. Das IPCC geht in einem Bericht von einem Potenzial allein der Offshore-Speicherung von 2.000 Mrd. Tonnen CO₂ aus, davon bspw. allein 67 Mrd. Tonnen in der norwegischen Nordsee⁴.

3.3.2 Carbon Capture and Usage (CCU)

Beim Carbon Capture and Usage (CCU)-Verfahren wird ebenfalls zunächst CO₂ aus Abgasen von Industrieanlagen oder aus der Luft abgeschieden. Allerdings wird im Gegensatz zu CCS das Kohlenstoffdioxid nicht gelagert, sondern als chemischer oder industrieller Rohstoff wiederverwendet. Diese Art des „CO₂-Recycling“ ist bspw. bei der Herstellung von Chemikalien wie Harnstoff oder bei der Synthese von Treibstoffen denkbar. Im Sinne der Kreislaufwirtschaft kann CCU eine gewichtige Rolle zukommen. In Deutschland werden von der Chemieindustrie jährlich rund 18 Millionen Tonnen an fossilen Ressourcen (Erd-

ölprodukte, Kohle, Erdgas) als Rohstoff eingesetzt – ein Teil hiervon könnte durch abgeschiedenes CO₂ substituiert werden⁵.

3.4 Türkiser Wasserstoff

Bei der Herstellung von türkischem Wasserstoff wird Erdgas mittels thermischer Spaltung in einem Hochtemperaturreaktor in seine Bestandteile Wasserstoff und Kohlenstoff zerlegt (Methanpyrolyse). Da in dem Spaltungsprozess kein Sauerstoff involviert ist, entsteht anstelle des Treibhausgases CO₂ lediglich fester Kohlenstoff (Carbon, Grafit) als Nebenprodukt. Dieser kann anschließend bspw. als Rohstoff für Industrieprozesse oder als Leichtbaustoff wiederverwendet werden (CCU). Im Vergleich zur Dampfreformierung muss jedoch etwa ein Drittel mehr Energie aufgewendet werden, der Wasserstoffenertrag aus derselben Menge Erdgas ist zudem nur halb so groß⁶. Bislang befindet sich diese Technologie im Entwicklungsstadium.

Neben den hier genannten Wasserstoffarten bzw. -herstellungsverfahren gibt es noch eine Reihe weiterer Optionen (bspw. „pinker“ Wasserstoff: Elektrolyse aus Kernkraft). Allerdings finden diese keine Berücksichtigung in der nationalen Wasserstoffstrategie.

3.5 Weiterverarbeitung von Wasserstoff

Power-to-X (PtX) beschreibt die Umwandlung von Strom in andere Energieformen zur Zwischenspeicherung oder zur Nutzung in anderen Sektoren (Sektorkopplung). In einem Energiesystem

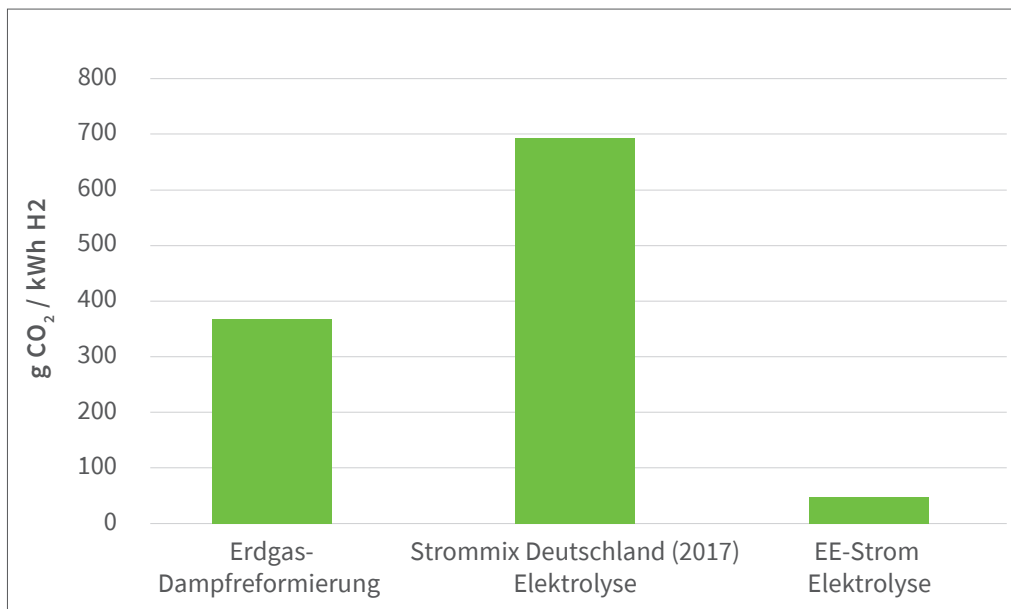


Abb. 3: Treibhausgasemissionen nach Herstellungsverfahren in Deutschland
Quelle: Shell Wasserstoffstudie (2017) und eigene Daten

mit volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist es wichtig, nicht direkt verwertbaren Strom zu speichern oder anderweitig zu nutzen. Dies betrifft vor allem den sogenannten „Überschussstrom“⁷. Gegenwärtig werden aufgrund von Netzengpässen jährlich rund 6,8 Mrd. kWh bzw. 2,8 Prozent der erneuerbaren Strommengen abgeregelt, wodurch allein 2019 Kosten in Höhe von 710 Millionen Euro entstanden sind⁸. Außerdem können Wirtschaftssektoren, die kurz- oder mittelfristig nicht auf die direkte Nutzung von erneuerbaren Energien umgestellt werden können, durch Power-to-X Zugang zu einer klimafreundlichen Energie- und Grundstoffversorgung erlangen. Das betrifft vor allem die Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr.

- Power beschreibt den eingesetzten Strom
- X steht für die Energieform, in die der Strom umgewandelt wird.

3.5.1 Power-to-Gas

Power-to-Gas (PtG) ist der Prozess zur Herstellung von Brenngasen wie Wasserstoff mittels Elektrolyse. Der Wasserstoff kann entweder direkt genutzt oder in einem weiteren Schritt zu synthetischem Methan (CH₄) weiterverarbeitet werden, das dann bspw. in der Industrie eingesetzt werden kann. Wie auch bei den anderen Verfahren führen diese Mehrfachumformungen allerdings zu Wirkungsgradverlusten (vgl. Kapitel 8.1).

3.5.2 Power-to-Liquid

Bei Power-to-Liquid (PtL) werden durch Stromeinsatz flüssige Brenn- oder Kraftstoffe produziert. Zuerst wird – wie bereits beschrieben – Wasserstoff mit Hilfe eines Elektrolyseurs hergestellt. Anschließend wird dieser Wasserstoff unter Zugabe von CO₂, das bspw. aus Industrieanlagen oder der Luft gewonnen wird, zu Synthesegas umgewandelt. In einem weiteren Schritt (bspw. Fischer-Tropsch-Synthese) konvertiert man das Synthesegas zu Kohlenwasserstoffen (Diesel, Benzin, Kerosin etc.). Diese sogenannten E-Fuels haben den Vorteil, dass sie einfacher zu transportieren sind als gasförmige Kraftstoffe.

⁵ acatech (2018): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. Analyse, Handlungsoptionen und Empfehlungen

⁶ <https://www.chemanager-online.com/themen/strategie/wie-laesst-sich-wasserstoff-nachhaltig-nutzen>

⁷ Mehr zu Überschussstrom hier: <https://www.ihk-nrw.de/storage/app/uploads/public/599/310/bd2/599310bd2417e096527271.pdf>

⁸ Bundesnetzagentur (2019): Bericht zu Netz- und Systemsicherheit

3.6 Treibhausgasemissionen

Aufgrund des derzeitigen Strommixes fallen bei der vermeintlich umweltfreundlicheren Wasserstoffherstellung per Elektrolyse mehr Treibhausgase an als bei der Dampfreformierung. Bei der Elektrolyse selbst entstehen keine Treibhausgasemissionen. Verantwortlich für die Emissionen ist der Strom, der für seine Herstellung genutzt wird. Unvermeidliche Umwandlungsverluste verstärken diesen Faktor. Abbildung 3 zeigt den Kohlenstoffdioxid-Ausstoß der verschiedenen Herstellungsmethoden im Verhältnis zur hergestellten Menge Wasserstoff.

Da Strom anteilig aus fossiler Energie erzeugt wird, ist Elektrolyse-Wasserstoff⁹ mit einer Emissionswirkung von rund 700g CO₂ pro kWh H₂ in Deutschland knapp doppelt so emissionsintensiv wie Wasserstoff aus der Erdgasreformierung (Strommix Deutschland 2017 mit einem Emissionsfaktor von 486g CO₂ / kWhStrom¹⁰). Der zur Elektrolyse eingesetzte Strom müsste auf ca. 250g CO₂ / kWhStrom dekarbonisiert werden, damit die Klimabilanz der Elektrolyseherstellung gleichauf mit der der Erdgasreformierung ist¹¹. Da der Anteil von erneuerbaren Energien am Strommix weiter steigen wird, wird sich die Klimabilanz bei heute errichteten Elektrolyseuren zügig verbessern. Nur mit Strom aus 100 Prozent erneuerbarer Energie kann die Elektrolyse als weitestgehend treibhausgasneutral eingestuft werden.

4. Kosten

Zahlreiche Faktoren bestimmen die Kosten der Wasserstoffherstellung. So beeinflussen u. a. die Herstellungsart (grün, grau, blau, türkis), die lokal anfallenden Stromkosten, die Kosten der Energieträger, die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien, die Auslastung der Erzeugungsanlagen und die Wasserverfügbarkeit die Gesteungskosten. Einige Technologien stecken zudem noch in den Kinderschuhen, weshalb sich hier wie bei etablierten Wasserstofftechnologien weitere Kostensenkungen ergeben können. Aus diesen Gründen sind Prognosen bzgl. der zukünftigen Kostenentwicklung mit großen Unsicherheiten behaftet.

4.1.1 Gesteungs- und Bereitstellungskosten

Die Gesteungskosten für Wasserstoff mittels zentraler Erdgasreformierung liegen aktuell bei 1 bis 2 Euro/kg. Dem-

gegenüber ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Herstellung von grünem Wasserstoff in Deutschland selbst bei niedrigen Strombeschaffungspreisen nicht wettbewerbsfähig, wie nachfolgende Grafik verdeutlicht.

Die Gesteungskosten stehen in Abhängigkeit zur Größe des Elektrolyseurs. Bei einer Nennleistung von 1 MW und einem Stromeinkaufspreis von 30 Euro/MWh lassen sich Gesteungskosten in Höhe von 6,03 Euro/kg realisieren. Steigt der Strompreis auf 50 Euro/MWh liegen die Gesteungskosten schon bei 7,23 Euro/kg. Die Spannweite resultiert aus dem capex (capital

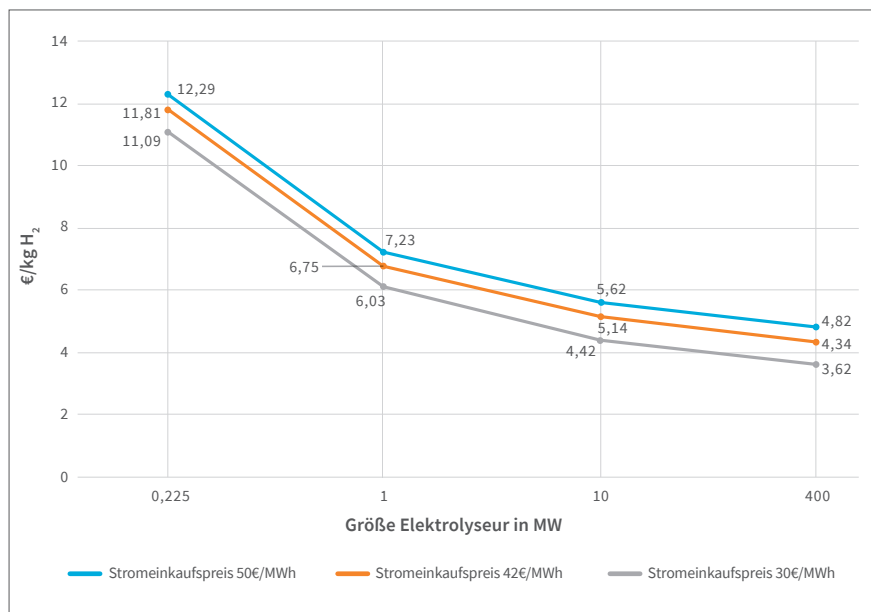


Abb. 4: Gesteungskosten Grüner Wasserstoff

Quelle: Nationale Plattform Zukunft der Mobilität AG 5, Roadmap PTX¹²

expenditures – Investitionsausgaben für längerfristige Anlagegüter) der Elektrolyseure, den Stromkosten und den Volllaststunden. Laut Prognosen können diese Kosten aufgrund des planmäßigen Ausbaus der erneuerbaren Energien und durch Skaleneffekte beim Markthochlauf wasserstoffbasierter Technologien bis 2050 halbiert werden¹³. Speziell bei Elektrolyseuren wird eine Kostendegression erwartet. Allein die Kosten für Alkali-Elektrolyseure sind seit 2014 um 40 Prozent gesunken. Aktuell liegen die durchschnittlichen Elektrolyseurkosten bei 840 Dollar/kW (ca. 770 Euro¹⁴). Mit steigender Leistung der Elektrolyseure sinkt auch der Anteil der Investitionskosten an den Gesteungskosten, sodass die Stromkosten immer bedeutender werden. Betragen die Investitionskosten eines 1 MW Elektrolyseurs noch 45 Prozent der Gesteungskosten, sind es bei einer 10 MW Anlage nur noch 30 Prozent¹⁵. Aus betriebswirtschaftlichen Gründen ist eine hohe Auslastung notwendig, da mit zunehmenden Betriebsstunden die Gesteungskosten aufgrund des hohen Fixkostenanteils signifikant sinken.

⁹ Annahme zum Wirkungsgrad von 70 Prozent

¹⁰ Umweltbundesamt (2020): Bilanz 2019. Für 2019 hat das UBA einen Emissionsfaktor von 401 g CO₂/kWh hochgerechnet. Auf EU-Ebene: 296 g CO₂/kWh in 2016

¹¹ Shell (2017): Wasserstoffstudie

¹² Annahme: Keine Stromsteuer, keine Netzentgelte, EEG-Umlage anteilig zw. 15 und 40 Prozent.

¹³ Dena (2019): Hintergrundpapier zum Dialogprozess Gas 2030, S. 26 ff.

¹⁴ RENA (2019): Hydrogen: A renewable energy perspective

		Betriebsstunden Elektrolyseur (1 MW)							
		200	500	1.000	2.000	4.000	6.000	8.000	
Kosten Strombezug	0 ct/kWh	27,5	11,0	5,5	2,9	1,7	1,4	1,2	€/kg H ₂
	2 ct/kWh	28,6	12,1	6,6	4,0	2,8	2,5	2,3	€/kg H ₂
	4 ct/kWh	29,7	13,2	7,7	5,1	3,9	3,6	3,4	€/kg H ₂
	6 ct/kWh	30,8	14,3	8,8	6,2	5,0	4,7	4,5	€/kg H ₂

Abb. 5: Kosten nach Betriebsstunden des Elektrolyseurs. Quelle: Nationale Plattform Zukunft der Mobilität AG 5, Roadmap PTX

Unter der Annahme, dass die Kosten für die Elektrolyseurleistung weiter sinken werden, prognostizieren Analysten von Bloomberg New Energy Finance (BNEF), dass in Deutschland bis zum Jahr 2050 Herstellungskosten für grünen Wasserstoff zwischen 0,8 und 1,6 Dollar pro kg (70 Cent - 1,50 Euro) realisiert werden können. Für diese Kostenreduktion müssten in den kommenden zehn Jahren laut Bloomberg weltweit 150 Mrd. Dollar investiert werden¹⁶. Zwar weisen Wind an Land und Photovoltaik geringe und weiter sinkende Stromgestehungskosten auf, allerdings liegen die Vollbenutzungstunden bei diesen Technologien in Deutschland nur zwischen 1.000 und 2.000.

Aufgrund der im internationalen Vergleich hohen Strompreise und der begrenzten Potenziale zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland werden H₂-Importe aus Ländern für den Markthochlauf von Wasserstofftechnologien eine tragende Rolle spielen¹⁷.

Importe von Energierohstoffen sind allerdings nichts Neues: Bereits heute stammt 70 Prozent unseres Primärenergieverbrauchs nicht aus Deutschland. Länder mit vielen Sonnenstunden und/oder hohem Windaufkommen sind möglicherweise schneller in der Lage, die nötigen Mengen grünen Wasserstoffs zu liefern. Möglichkeiten für gemeinsame Projekte liegen besonders bei bestehenden Energiepartnerschaften der Bundesregierung. Langfristig eignen sich neben der MENA-Region¹⁸ auch weiter entfernte Länder wie bspw. Australien. Ausschlaggebende Kriterien sind sowohl Herstellungs- und Transportkosten als auch passende politisch-ökonomische Rahmenbedingungen wie u. a. die Verfügbarkeit von Fachkräften, politisches Interesse am Aufbau von H₂-Wertschöpfungsketten oder Investitionssicherheit¹⁹. Die neuen Importrouten haben als Nebeneffekt das Potenzial, die wirtschaftliche Entwicklung strukturschwacher Regionen zu befördern. Allerdings könnten diese Länder es auch vorziehen, günstigen grünen Wasserstoff für den Aufbau eigener Industrien nutzen.

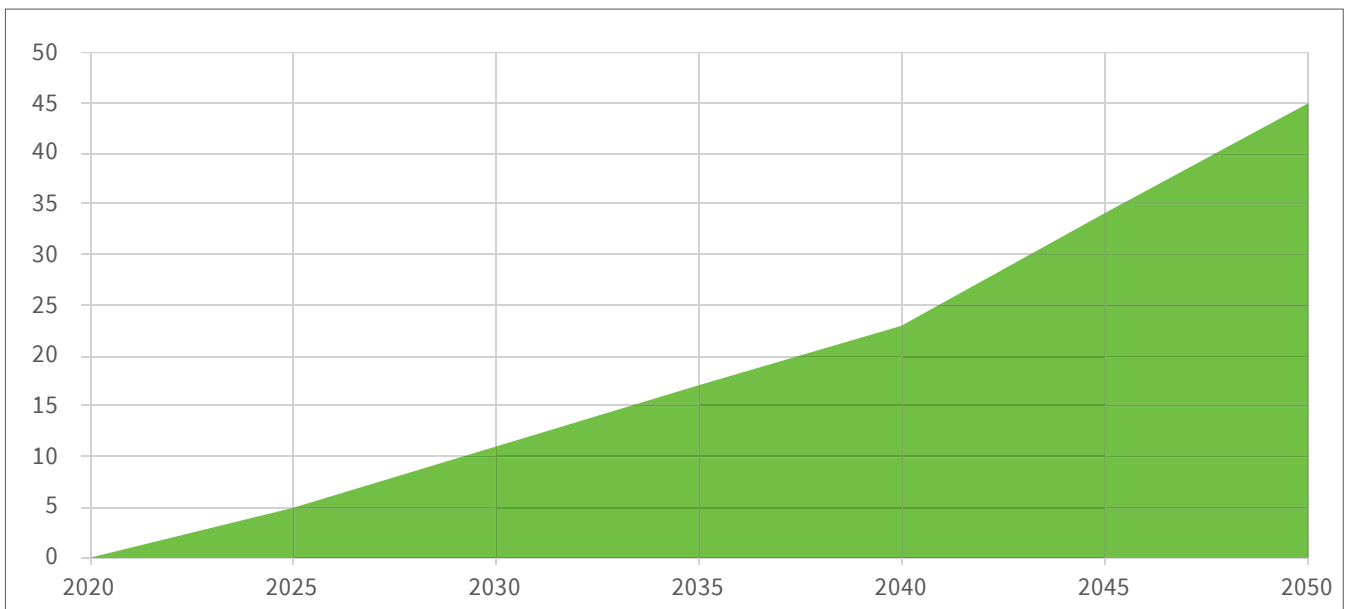


Abb. 6: Importmenge von Grünem Wasserstoff (in Mio. Tonnen). Quelle: Projektträger Jülich / VDI Technologiezentrum

¹⁵ Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, AG 5 (2019): Roadmap PTX

¹⁶ BloombergNEF (2020): Hydrogen Economy Outlook

¹⁷ Plattform Zukunft der Mobilität Bericht der AG 2 (2019): Alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität

¹⁸ Nahost und Nordafrika

¹⁹ Dena, GLZ, Navigant, Adelphi (2019): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland

²⁰ Shell (2017): Wasserstoffstudie

²¹ BloombergNEF (2020): Hydrogen Economy Outlook

4.1.2 Transportkosten

Wasserstoff kann in verschiedenen Aggregatzuständen transportiert werden. Für größere Entfernungen eignet sich vor allem die flüssige, bei kürzeren die gasförmige Form. Bei großen Transportmengen sind Pipelines das Mittel der Wahl. Wie schon bei der Herstellung, hängen auch die Transportkosten von diversen Faktoren ab. Die Menge, Entfernung und der Aggre-

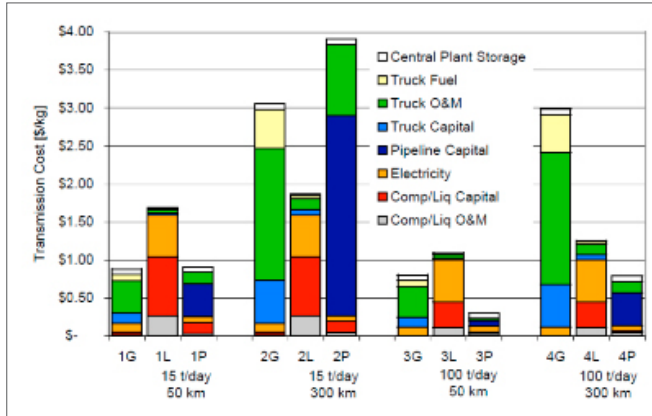


Abb. 7: Zusammensetzung der Transportkosten für Wasserstoff, L=Gas, L=Flüssig, P=Pipeline

Quelle: https://www.researchgate.net/publication/46439886_Implementing_a_Hydrogen_Energy_Infrastructure_Storage_Options_and_System_Design

gatzustand sind ausschlaggebend. Heute wird Wasserstoff größtenteils in Gasdruckbehältern per LKW transportiert²⁰. Die derzeitigen Transportkosten schwanken je nach Entfernung und Volumen zwischen 0,05 \$/kg (maximale Distanz von 10 km; Volumen zwischen 100 und 1.000 Tonnen; Transport über eine Pipeline) und 6,70 \$/kg (Distanz über 1.000 km; Volumen bis 10 Tonnen; Transport via LKW)²¹. Auch eine Studie (siehe Grafik) bestätigt den grundsätzlichen Zusammenhang, dass bei größeren Mengen und Distanzen der Pipelinetransport am kostengünstigsten ist und für die Tankstellenbelieferung mit kleineren Mengen der Lkw weiterhin eine optimale Transportoption darstellen kann. Die Gaswirtschaft geht für den Pipelinetransport in einer eigenen Abschätzung von 0,43 EUR/kg Transportkosten (in einem bestehenden Gasnetz) aus²².



²² Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, AG 5 (2019): Roadmap PTX

²³ BloombergNEF (2020): Hydrogen Economy Outlook

²⁴ <https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/wasserstoff/sicherheit-von-wasserstoff>

²⁵ h2info (Stand April 2020)

²⁶ Der durchschnittliche Super-Benzinpreis lag im Februar 2020 bei 1,41 Euro pro Liter. Bei einem Verbrauch von 7 Litern ergibt sich so ein Preis von ca. 9,80 Euro auf 100 Kilometer.

4.1.3 Speicherkosten

Salzkavernen – künstlich angelegte Hohlräume in Salzstöcken – bieten laut Prognosen die besten Voraussetzungen für eine wochen- oder sogar monatelange Speicherung von Wasserstoff. Die Kosten für die Einlagerung untertage liegen aktuell bei 0,23 \$/kg (ca. 21 Cent). Eine Kostendegression ist zu erwarten. In umgewidmeten Gasfeldern lässt sich Wasserstoff derzeit für 1,9 \$/kg (ca. 1,76 Euro) einlagern, während kleinere Mengen in Containern für 0,19 \$/kg (ca. 18 Cent) gespeichert werden können²³.

Häufig spielen beim Einsatz von Wasserstoff Sicherheitsbedenken eine Rolle, da dieser leicht entzündlich ist. Als leichtestes Element auf der Erde hat Wasserstoff aber auch einen entscheidenden Vorteil – er verflüchtigt sich schnell. Flüssiger Treibstoff fließt nach unten, während Wasserstoff nach oben entweicht. Die Bildung von Brandteppichen an Unfallorten ist dementsprechend unwahrscheinlich. Wasserstoff wird seit etwa hundert Jahren in der chemischen Industrie eingesetzt und unterliegt ähnlichen Sicherheitsvorschriften wie andere brennbare Gase. Trotzdem sollte bei der Wasserstoffnutzung in geschlossenen Räumen für eine ausreichende Belüftung gesorgt werden²⁴.

Zur Speicherung gibt es mit Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC) eine nicht brennbare, flüssige und organische Trägerflüssigkeit als Alternative. Das Prinzip ähnelt dem Konzept einer Pfandflasche, die aufgefüllt, entleert und anschließend wiederverwendet werden kann: Das LOHC nimmt den Wasserstoff chemisch auf und kann ihn nach dem Transport wieder abgeben. Dies erleichtert die Beförderung von gasförmigem Wasserstoff, welcher aufgrund seiner geringen Dichte nur unter sehr hohem Druck transportiert und gespeichert werden kann. Um den Wasserstoff vom Träger zu lösen, muss die Flüssigkeit auf 250-320 °C erhitzt werden. Das weiterhin bestehende, wasserstoffarme LOHC kann nach der Verwendung wieder durch eine exotherme Reaktion mit Wasserstoff „befüllt“ werden. Derzeit liegen die Kosten bei 4,5 \$/kg (ca. 4,15 Euro).

4.1.4 Wasserstoff als Kraftstoff

Aktuell zahlt man an allen öffentlichen deutschen Wasserstofftankstellen einheitlich 9,50 Euro brutto je kg Wasserstoff²⁵. Brennstoffzellen-Pkw benötigen je 100 km Fahrstrecke ein Kilogramm Wasserstoff. Das ist das Äquivalent von etwa 3,5 Litern Benzin. Aufgrund der höheren Kosten für den Wasserstoff entsprechen die Treibstoffkosten damit denen eines durchschnittlichen Benziners mit einem Verbrauch von sieben Litern²⁶. Ein Nachteil ist die bisher geringe Dichte an Wasserstofftankstellen in Deutschland. Zurzeit gibt es hiervon 87. Allerdings sollen bis Ende 2021 130 Wasserstofftankstellen in Deutschland in Betrieb sein. Die Betankungszeit für einen Pkw beträgt bei einer durchschnittlichen Zapfsäule mit einer Leistung von zwei bis drei MW drei bis fünf Minuten.

5. Regulierung von Power-to-X

Der Ausbau von PtX-Anlagen unterliegt verschiedenen Regularien. Sowohl der Strombezug – und insbesondere die Frage, welche Abgaben und Umlagen anfallen – als auch Plan- und Genehmigungsverfahren sind hier die entscheidenden Rechtsbereiche.

5.1 Strombezug

PtX-Anlagen gelten als Letztverbraucher, wodurch grundsätzlich auch sämtliche Stromnebenkosten anfallen. Der deutsche Strompreis setzt sich aus folgenden Komponenten zusammen²⁷:

- Erzeugung und Vertrieb (Beschaffungskosten)
- Netzentgelte
- § 19-Umlage
- Stromsteuer
- Konzessionsabgabe
- KWK-Aufschlag
- EEG-Umlage
- Offshore-Netzumlage (ehemals Offshore-Haftungsumlage)
- Umlage für abschaltbare Lasten.

Durch die hohe Abgabenlast beim Stromverbrauch steigen auch automatisch die Herstellungskosten.

Nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG sind Elektrolyseure für einen Zeitraum von 20 Jahren von Netzentgelten befreit. Bei Direktlieferungen (Belieferung eines Abnehmers mit Strom, der nicht mit dem Anlagenbetreiber identisch ist, über eine Direktleitung vor Ort) von EE-Strom oder Eigenversorgung (Personenidentität zwischen Stromerzeugungsanlage und Stromverbraucher ohne Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung), entfällt die Pflicht zur Zahlung von KWK-Umlage, Netzentgelten, Konzessionsabgaben, Offshore-Haftungsumlage, Umlage nach StromNEV sowie der Umlage für abschaltbare Lasten.

5.1.1 Stromsteuer

Die Elektrolyse ist von der Stromsteuer freigestellt. Zu beachten ist, dass sich die Entlastung auf den Kern des Elektrolyse-Prozesses beschränkt. Nur Strom, der unmittelbar in die Elektrolyse einfließt, also an den Elektroden anliegt, kann geltend gemacht werden. Strom, der zum Antrieb von Motoren oder Maschinen verwendet wird, ist nach Ansicht des Bundesfinanzhofs hingegen nicht entlastungsfähig, sodass hierauf die volle Stromsteuer anfällt. Wenn die Anlage als produzierendes Gewerbe zu werten ist, wird für diese Strommengen ein reduzierter Stromsteuersatz von 1,537 Cent/kWh fällig. Gegebenenfalls kann darüber hinaus der Stromsteuerspitzenausgleich in Anspruch genommen werden²⁸.

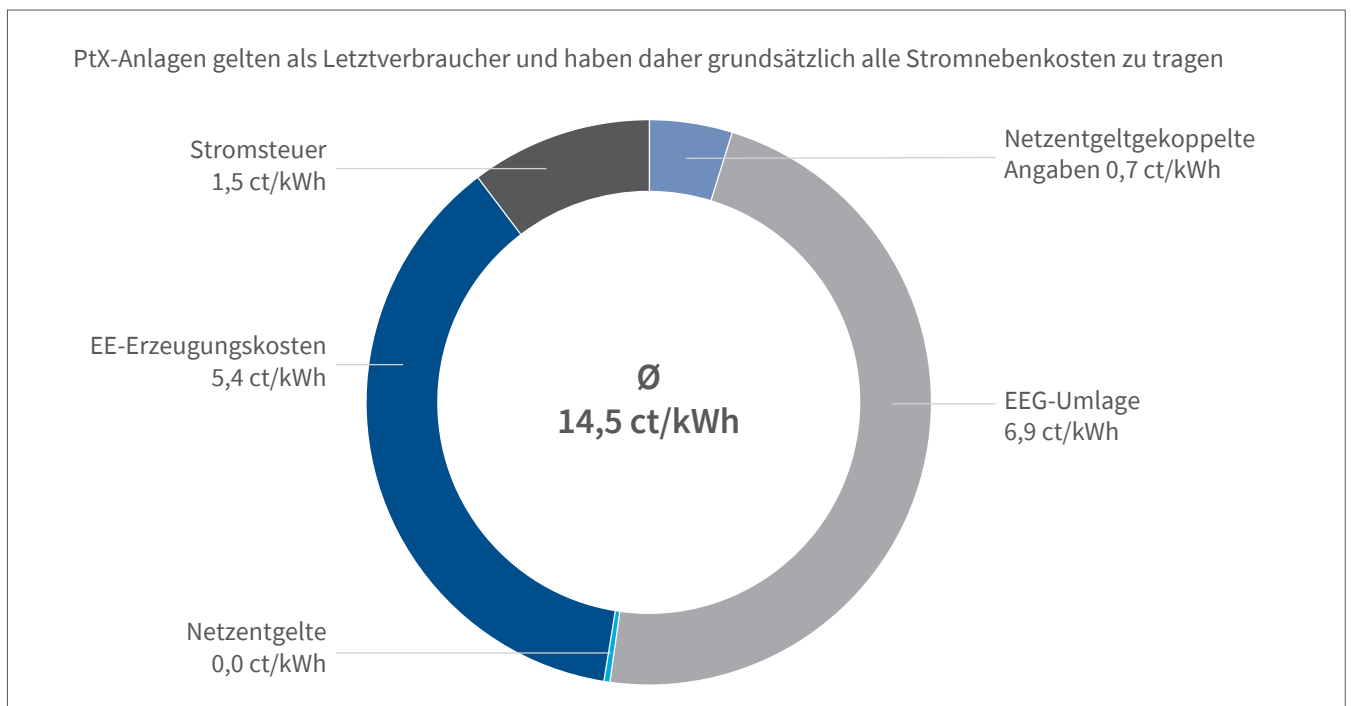


Abbildung 8: Strompreisbestandteile für Elektrolyseure mit 100 Prozent EE-Strom

Quelle: Dena (2018). Ein fiktiver Strombezugspreis als Mischbezug aus 2/3 Eigenversorgung und 1/3 Netzstrom. Grundsätzlich sind auch weitere Kombinationen möglich. Weitere Informationen können hier abgerufen werden.

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Strombezug.pdf

²⁷ DIHK Faktenpapier Strompreise (2017): <https://www.dihk.de/resource/blob/2468/4fb820002bebfe88eb234e05708a6fc0/faktenpapier-strompreise-data.pdf>

²⁸ BFH, Urt. vom 30.06.2015 – VII R 53/13

5.1.2 EEG

Grundsätzlich muss die volle EEG-Umlage gezahlt werden, wenn der eingesetzte Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird. Dafür gibt es im Rahmen des EEG auch keine Präzedenzfälle. Trotzdem bestehen eine Reihe von Ausnahmetatbeständen, die z. T. zu einer reduzierten – oder vollständig geminderten Umlage führen können. Wenn Wasserstoff nicht in ein fest installiertes Rohrleitungsnetz eingespeist wird, fällt dieser in die Kategorie „Herstellung von Industriegasen“ (WZ Code 20.11). Dies hat den Vorteil, dass Unternehmen von der Besonderen Ausgleichsregelung Gebrauch machen können, wenn die Schwellenwerte (§§ 63, 64 EEG 2017) überschritten werden. Nach Analysen des DIHK lohnt sich ein Antrag aufgrund der hohen bürokratischen Belastungen erst ab einem Stromverbrauch von annähernd 2 GWh.

Wird Wasserstoff hingegen in ein fest installiertes Rohrleitungsnetz eingespeist, wird seine Herstellung als „Gaserzeugung ohne Fremdbezug zur Verteilung“ (WZ Code 35.21.3) kategorisiert. Dies hat zur Folge, dass für solche Anlagen die Besondere Ausgleichsregelung keine Anwendung findet.

Wenn ein Eigentümer eine Stromerzeugungsanlage betreibt und den Strom im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang verbraucht, handelt es sich um eine Eigenversorgung im Sinne des § 3 Nr. 19 EEG 2017. Eindeutig ist: Wird auf einem Betriebsgelände ein Elektrolyseur mit Strom aus einer vor Ort befindlichen Windkraftanlage betrieben, gilt diese als Eigenversorgungsanlage, insofern beide Anlagen (Elektrolyseur und Windrad) zur selben natürlichen oder juristischen Person gehören. Nach §§ 61–61e EEG 2017 kommen für diese Anlagen Reduzierungen und sogar vollständige Befreiungen in Betracht. Nach § 61b EEG 2017 fallen 40 Prozent der EEG-Umlage für Strom an, der zur Eigenversorgung genutzt wird. Voraussetzung ist, dass in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich Strom eingesetzt wird, der aus erneuerbaren Energien oder Grubengase erzeugt wurde.

Ausnahmen von der Zahlungspflicht gibt es bspw. für Inselösungen. Das ist der Fall, wenn der Eigenversorger weder mittel- noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen ist, er sich also selbst als „Insel“ versorgt.

Nähere Informationen zum Thema „Eigenerzeugung, Eigenversorgung, Mieterstrom und Stromdirektlieferung“ erhalten Sie in einem weiteren [DIHK-Faktenpapier](#).

5.2 Plan- und Genehmigungsverfahren

Plan- und Genehmigungsverfahren berühren die Bereiche „Immissionsschutz“, „Umweltverträglichkeit“ und „Baurecht“.

5.2.1 Immissionsschutz

Elektrolyseure sind genehmigungsbedürftige Anlagen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz. Sie gehören zur Kategorie „Herstellung von Gasen wie Ammoniak, Chlor, Chlorwasserstoff, Fluor, Fluorwasserstoff, Kohlenstoffoxiden, Schwefelverbindungen, Stickstoffoxiden, Wasserstoff, Schwefeldioxid und Phosgen“ und finden sich in Nr. 4.1.12 der 4. BImSchV – Anhang 1²⁹. Daraus resultierend müssen Elektrolyseure ein Genehmigungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung durchlaufen. Außerdem hat dies zur Folge, dass Elektrolyseure als Anlage nach der Industrieemissionsrichtlinie gelten. Daraus ergeben sich weitere Pflichten wie u. a. das Erstellen von Überwachungsplänen gem. § 52a BImSchG.

Da Wasserstoff in der Störfallverordnung (12. BImSchV) als „gefährlicher Stoff“ definiert wird (Anhang 1, Stoffliste Nr 2.44), müssen beim Überschreiten einer Mengenschwelle von 5.000 kg Anforderungen zur Störfallvermeidung beachtet werden. Abgestellt wird hier auf die genehmigte Höchstmenge, die in der Anlage vorhanden ist oder vorhanden sein kann. Liegt diese Höchstmenge bei 50.000 kg und darüber, handelt es sich um einen Betriebsbereich der oberen Klasse, für den erweiterte Pflichten (Sicherheitsbericht, Alarm und Gefahrenabwehrpläne etc.) gelten.

5.2.2 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Bei der Installation eines Elektrolyseurs handelt es sich um ein Vorhaben nach Anlage 1, Ziffer 4.2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG). Nach § 7 Abs. 1 S. 1 ist eine allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls erforderlich. Kriterien für die Vorprüfung im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung finden sich in Anlage 3 des UVP-Gesetzes.

5.2.3 Baurecht

In der Regel befinden sich PtX-Anlagen im Außenbereich. Nur Vorhaben, die als Privilegierungstatbestand in § 35 Abs. 1 Baugesetzbuch (BauGB) aufgeführt werden, sind grundsätzlich in Außenbereichen zulässig. Außerdem dürfen keine öffentlichen Belange, die in § 35 Abs. 3 BauGB aufgezählt werden, dem Vorhaben entgegenstehen. Das kann bspw. der Fall sein, wenn schädliche Umwelteinwirkungen drohen. Elektrolyseure sind nicht als eigener Privilegierungstatbestand gem. Abs. 1 definiert. Allenfalls können sie privilegiert werden, wenn sie der „öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, Telekommunikationsdienstleistungen, Wärme und Wasser, der Abwasserwirtschaft oder einem ortsgebundenen gewerblichen Betrieb“ dienen (Nr. 3) oder als Anlage zur „Erforschung, Entwicklung oder Nutzung der Wind- oder Wasserenergie“ (Nr. 5) zugeordnet werden können. In der behördlichen Praxis ist eine Privilegierung nach diesen Kriterien längst nicht immer erfolgreich. Rechtsunsicherheiten könnten vermieden werden, wenn der

²⁹ *Anlagenbezogener Immissionsschutz/Störfallvorsorge der Länderarbeitsgemeinschaft Immissionsschutz (LAI)*, 139. Sitzung vom 4. bis 6. Juli 2017

³⁰ „Errichtung und Betrieb einer Anlage zur Herstellung von Stoffen oder Stoffgruppen durch chemische Umwandlung im industriellen Umfang“

Bau einer PtX-Anlage zukünftig als eigener Tatbestand definiert würde. Sollte der Bau nicht als privilegiertes Vorhaben eingestuft werden, ist ein Bauleitplanverfahren notwendig, in dem der Standort für die Anlage planerisch vorbereitet wird.

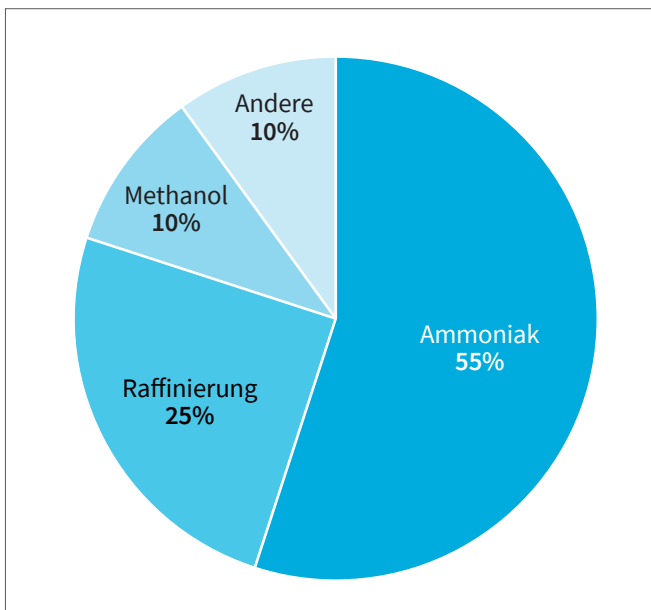


Abb. 9: Globale Verwendung von Wasserstoff
Quelle: Zakkour/Cook (2010): CCS Roadmap for industry: high-purity CO₂ sources – Sectoral assessment; eigene Darstellung

6. Markt für Wasserstoff

Der jährliche Endenergiebedarf Deutschlands liegt aktuell bei ca. 2.600 TWh. Trotz der massiven Investitionen Deutschlands in die erneuerbare Stromproduktion werden ca. 80 Prozent des Endenergieverbrauchs durch gasförmige und flüssige Energieträger abgedeckt. Lediglich 20 Prozent werden in Form von Elektronen – d. h. Strom – genutzt.

Bislang dominiert die stoffliche Nutzung von Wasserstoff, die direkte energetische Nutzung spielt kaum eine Rolle. Entsprechend ist der Markt aufgestellt. Die Herstellung von Ammoniak, Methanol und die Verwendung in Raffinerieprozessen zur Herstellung von Kraftstoffen (als indirekte energetische Nutzung) sind Schwerpunkte.

Heutige Nutzer (Chemieunternehmen und Raffinerien) von Wasserstoff stellen ihre Bedarfe zum größten Teil selbst her. Mit 4 Prozent wird nur ein kleiner Teil des produzierten Wasserstoffs für stoffliche und energetische Anwendungen global gehandelt³¹.

³¹ Shell (2017): Wasserstoffstudie

³² Nymoen (2017), Shell (2017)

³³ Nymoen (2017); Die Nationale Wasserstoffstrategie 2020 geht von 55 TWh aus.

³⁴ DVGW Abschlussbericht (2014): Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

³⁵ Clean Energy Partnersip (2020): Webseite.

³⁶ Das Tankvolumen eines Pkw beträgt derzeit ca. 5 kg Wasserstoff.

Hauptproduzenten von H₂ für Chemie und Raffinerien sind die großen Produzenten von Industriegasen Linde, Air Liquide und Air Products.

Der Wasserstoffmarkt ist mit hohen Produktions- und Verbrauchsmengen groß. Weltweit wird der Verbrauch auf je nach Quelle gegenwärtig zwischen 1.650 – 2.200 TWh/Jahr bzw. ca. 570 – 730 Mrd. Nm³ taxiert³². In Deutschland werden aktuell jährlich 19,3 Mrd. Nm³, d. h. rund 60 TWh Wasserstoff produziert und verwendet³³. Laut dena-Hintergrundpapier zum Dialogprozess Gas 2030 werden davon rund 40 Prozent (7,6 Mrd. m³ bzw. 22,8 TWh) als Prozessgas für die Verarbeitung von Rohöl genutzt. Der weitaus überwiegende Teil des in Deutschland genutzten Wasserstoffs wird über Dampfreformierung sowie als Nebenprodukt chemischer Prozesse hergestellt. Rund 4 TWh (1 Mrd. m³) werden per Elektrolyse produziert. Auf künftige Anwendungsgebiete bspw. die stoffliche Nutzung in der Stahlerzeugung oder als Energieträger für Prozesswärme in der Industrie wird im Kapitel 8 (Anwendungsbereiche) eingegangen.

7. Infrastruktur und Transportwege

In Deutschland wird Wasserstoff gasförmig über Pipelines oder per Lkw vom Produktions- zum Verwendungsort transportiert. Der Großteil des benötigten Wasserstoffs für Chemiebetriebe und Raffinerien wird allerdings nicht transportiert, sondern vor Ort hergestellt (v. a. über die Dampfreformierung). Für den Transport größerer Mengen für die stoffliche Nutzung gibt es zwei Pipelinesysteme im Rhein-Ruhr-Gebiet (240 km) und in Leuna (rund 100 km). Der Transport erfolgt gasförmig. Eine solcher Anschluss wird auch für zentrale Elektrolyseure die Referenzinfrastruktur darstellen.

Der Abtransport aus den dezentralen Elektrolyseuren wird zum einen über die Einspeisung in das Erdgasnetz sichergestellt. Hier gibt es Höchstgrenzen. Die Gasnetze vertragen nach aktuellem Regelwerk ohne weitere Modifikationen eine zehnpromtente Wasserstoff-Beimischung. Kundenanlagen (Industriebrenner, Turbinen) können teilweise nur deutlich geringere H₂-Anteile ohne Qualitäts- oder Funktionsprobleme verkraften³⁴.

Regional wird Wasserstoff auch in Reinform dem Kraftstoffmarkt zur Verfügung gestellt. Die Logistik dafür, insbesondere die Belieferung von Tankstellen, erfolgt aktuell ausschließlich über Lkw-Trailer. Der entweder verflüssigt oder bereits unter Druck (200 bar) angelieferte Wasserstoff wird dann dort nochmals auf den Tankdruck von 700 bar (Pkw) bzw.

350 bar (Busse) komprimiert. In einem LH₂-Trailer können ca. 3.500 kg verflüssigter Wasserstoff transportiert werden³⁵, als komprimiertes Gas ca. 1.000 kg³⁶. Langfristig ist bei höheren Abnahmemengen an den Tankstellen eine Anbindung an eine Wasserstoffleitung (Gas) denkbar.

Grundsätzlich ist zudem eine dezentrale Elektrolyse an den Tankstellen für die Versorgung von Straßen- und Schienenfahrzeugen möglich, sodass Transportkosten für den Wasserstoff entfallen. Einzelne On-Site-Elektrolyseure gibt es bereits³⁷.

International steht für längere Distanzen die Möglichkeit des verflüssigten Transports (LH₂ bei -253° C) zur Verfügung

(analog zur Erdgasverflüssigung in LNG). So kann Wasserstoff per Schiff aus Regionen mit geringen Kosten für erneuerbaren Energien nach Deutschland und in die EU importiert werden. Neben der Verflüssigung von Wasserstoff kann dieser auch an gasförmige (bspw. Ammoniak) und flüssige Trägermedien (Methanol oder Liquid Organic Hydrogen Carrier LOHC) gebunden und dann verschifft werden. Bei LOHC wird der Wasserstoff bei Bedarf aus der Trägerflüssigkeit gelöst und diese „leer“ an den Lieferanten zurückgeben. Ein Beispiel für LOHC ist das in Nürnberg entwickelte Verfahren mittels Dibenzyltoluol. Das Projekt schaffte 2018 den Einzug ins Finale des Deutschen Zukunftspreises.

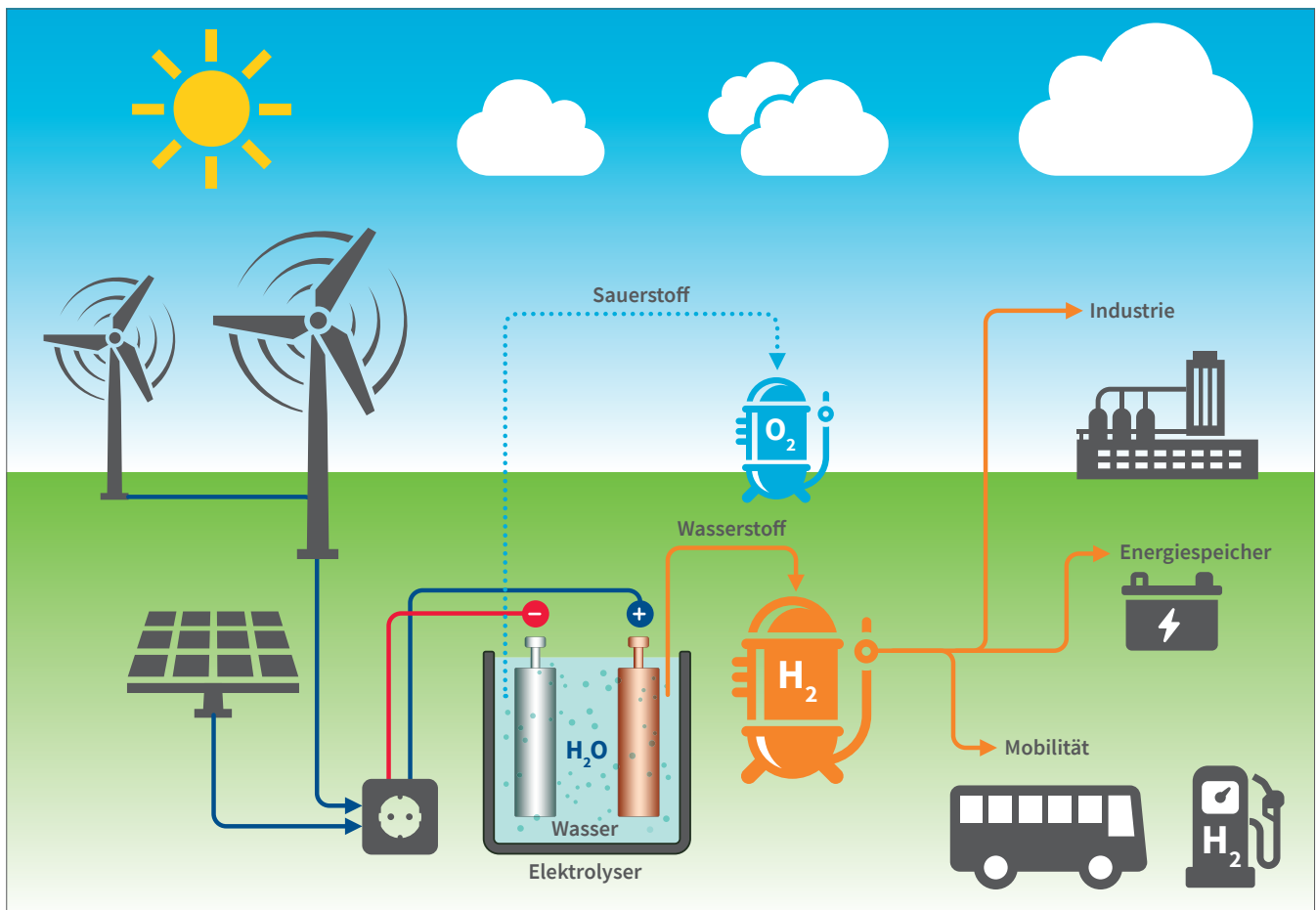


Abb. 10: Von erneuerbarem Strom zur Wasserstoffanwendung

³⁷ Sunfire: Pressemitteilung vom 6.9.2017

8. Anwendungsbereiche

Der Begriff „Sektorenkopplung“ ist zu einem politischen Schlagwort geworden. Er beschreibt die Verbindung der bislang eher getrennten Sektoren Mobilität, Wärme und Stromerzeugung. Wasserstoff soll dabei zukünftig als wichtiges Verbindungselement fungieren³⁸.

Sektorenkopplung ermöglicht, die spezifischen Vorteile der Energieverwendungen bzw. -träger miteinander zu kombinieren. Vorteile von Strom sind beispielsweise die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten und die vergleichsweise hohe Verfügbarkeit erneuerbarer Energien.

Vorteil von Wärme ist u. a. die gegenüber Strom bessere Speicherkapazität, die zum Ausgleich kurz- und mittelfristiger Schwankungen im Strombereich genutzt werden kann. Flüssige und gasbasierte Energieträger zeichnen sich durch die Möglichkeit der langfristigen Lagerung aus. In der jetzigen Phase der Energiewende sollen Forschungs- und Pilotprojekte den Weg zum großflächigen Einsatz von Wasserstoff ebnen, um die Brücke zwischen den Sektoren zu stabilisieren. Bereits heute gibt es eine Reihe von Anwendungsfeldern, bei denen es sich schon lange nicht mehr um reine Zukunftsmusik handelt.

8.1 Mobilität

Vergleicht man die Wirkungsgrade von Pkw mit unterschiedlichen Antriebsarten, ergibt sich auf den ersten Blick ein Vorteil für rein batterieelektrische Fahrzeuge. Wirkungsgradverluste der Brennstoffzellenfahrzeuge führen zu einem erhöhten Strombedarf im Gesamtsystem. Ein Brennstoffzellenauto benötigt etwa doppelt so viel Strom wie ein batterieelektrisches Fahrzeug. Bei einem Pkw, der E-Fuels nutzt, ist der Stromverbrauch sogar fünfmal höher. Dem stehen Vorteile eines H₂-Pkw wie die schnelle Betankung³⁹, die höhere Reichweite und das geringere Gewicht gegenüber. Ein Kompaktklasse-Brennstoffzellenfahrzeug hat eine potenzielle Reichweite von 500 km, während sein elektrisches Pendant derzeit durchschnittlich nur bis zu 350 km erreicht⁴⁰. Ein Tankvorgang ist mit einer Dauer von 3 bis 5 Minuten mit dem eines konventionellen Verbrenners vergleichbar. Optimistische Prognosen sehen ein Potenzial von bis zu 1,4 Millionen Brennstoffzellen-Pkw im Jahr 2030⁴¹. Erschwert wird der Markthochlauf durch eine bislang schwach ausgeprägte H₂-Tankstelleninfrastruktur (vgl. Kapitel 4.1.3 Wasserstoff als Kraftstoff).

Im Januar 2020 waren beim Kraftfahrt-Bundesamt 239.000 Elektro-, aber lediglich 507 Wasserstofffahrzeuge zugelassen⁴². Der öffentliche Personennahverkehr, der Straßenschwerlastver-

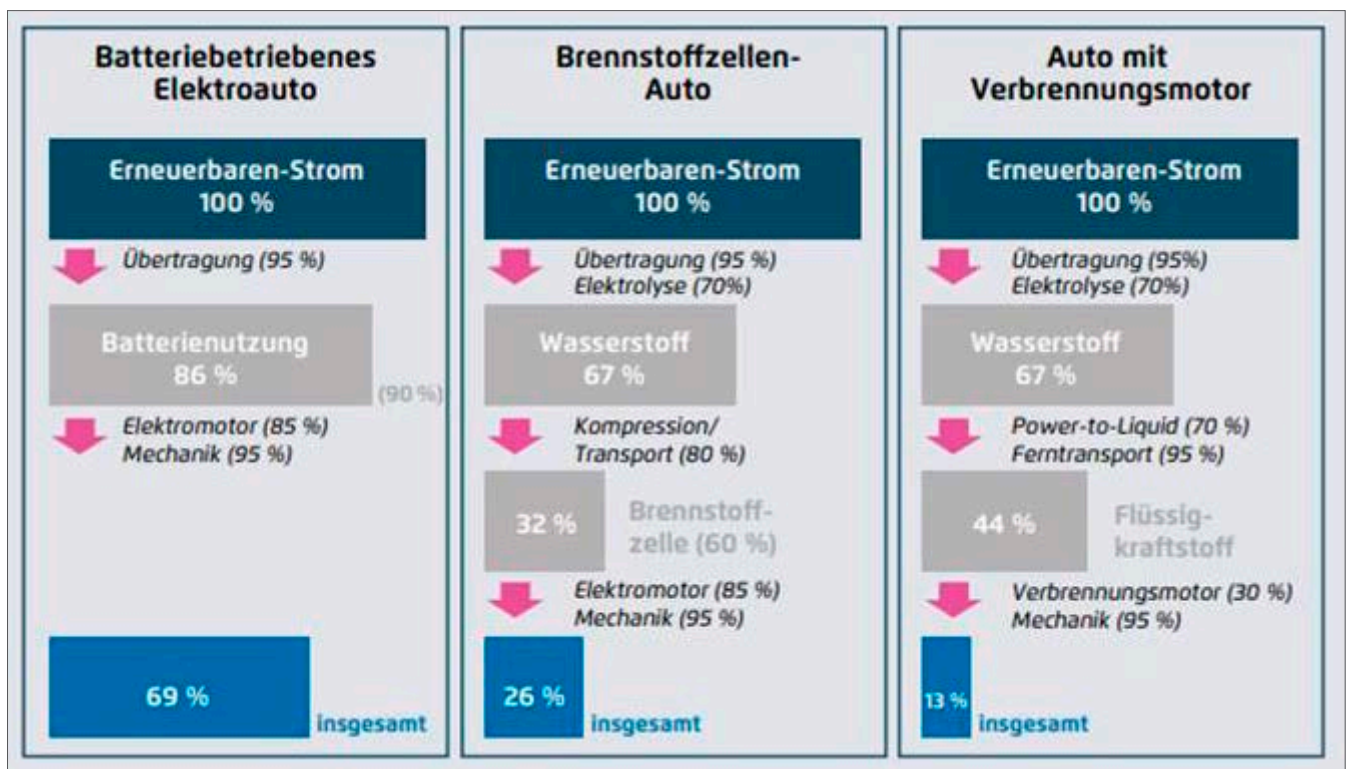


Abb. 11: Wirkungsgrad von Wasserstofffahrzeugen im Vergleich zum Elektroauto
Quelle: Agora (2018) in Anlehnung an acatech et al. (2017)

³⁸ Acatech, Leopoldina, Akademieunion (2017): Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende.

³⁹ Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

⁴⁰ AG 2, Nationale Plattform Zukunft der Mobilität

⁴¹ AG 5, Nationale Plattform Zukunft der Mobilität

⁴² Jahresbilanz Kraftfahrtbundesamt 2020

kehr (Lkw), Flugzeuge, Schiffe, Nutzfahrzeuge oder anderweitige Prozesse in der Logistik sind zukünftige Anwendungsfelder, die von Wasserstoff profitieren können. Im öffentlichen Nahverkehr gibt es geförderte regionale Projekte mit Wasserstoffbussen und -zügen, die bereits eine gute Bilanz aufweisen. Moderne Wasserstoffbusse haben eine Reichweite von 350 km und weisen mit 8 bis 12 kg H₂/100 km einen deutlich geringeren Verbrauch als die Diesel-Varianten aus. Schwere Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellen-Antrieb können Reichweiten von bis zu 1.000 km erreichen und verbrauchen ca. 8 kg H₂/100 km⁴³. Im Schienenpersonennahverkehr sind Brennstoffzellen ebenfalls bereits im Einsatz. Pilotprojekte haben hier eine Reichweite von 1.000 km bei einem Verbrauch von 18 bis 28 kg H₂/100 km erreicht und gehen jetzt in den Regelbetrieb⁴⁴. In der Luftfahrt ist ein Antrieb mit Wasserstoff plausibel, doch es besteht Innovationsbedarf u. a. beim Gewicht des Wasserstoffantriebs. Durch Wasserstoff können auch Sektoren, die nicht vollelektrisch ausgestattet werden können, ihre CO₂-Emissionen senken und den Ausstoß von Luftschadstoffen begrenzen.

8.2 Industrie (Grundstoff)

In der energieintensiven Industrie bestehen signifikante Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff als klimafreundlichen Energieträger und Rohstoff. Dies gilt u. a. für die Stahlindustrie, die für 8 Prozent der deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich ist. Grund hierfür ist die Verwendung von Koks und Kohlenstaub zur Reduzierung von Eisenerz zu Eisen bei der Stahlerzeugung. Große deutsche Unternehmen testen das Gas bereits im Prozess der Stahlproduktion: H₂ ersetzt hierbei Kohlenstaub. Wasserstoff wird anstelle von Kohlenstaub in den unteren Schaltbereich des Hochofens als Reduktionsmittel eingeblasen, als Emission entsteht Wasserdampf. So kann in der Produktion bis zu 20 Prozent CO₂ eingespart werden. Durch eine vollständige Umstellung auf Direktreduktionsreaktoren, in denen auch Koks durch Wasserstoff und Erdgas ersetzt wird, könnten sogar 80 Prozent der Emissionen vermieden werden⁴⁵. Die komplette Transformation des Herstellungsprozesses ist jedoch zeit- und vor allem äußerst kostenintensiv.

Programme, wie das CarbonToChem-Projekt des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, zielen darauf ab, bei der Stahlherstellung anfallendes CO₂ zu verwerten⁴⁶. Kohlenstoffdioxid ist nämlich nicht nur ein Abgas, sondern wird beispiels-

weise in der Chemie bei der Produktion von Düngemitteln als Rohstoff eingesetzt. Es wäre somit denkbar, CO₂ und andere Nebenprodukte in Anlagen zur Herstellung von Chemikalien zu „recyclen“ (CCU). Es stellt sich zudem die Frage, woher die Stahlhersteller den Wasserstoff wirtschaftlich und CO₂-neutral beziehen können. Neben externen Gaslieferungen könnten auch betriebseigene Wasserstoffproduktionen vorteilhaft sein⁴⁷.

8.3 Wärme

Wasserstoff kann zur Bereitstellung von Raumwärme genutzt werden. Zum Einsatz kommen dabei Brennstoffzellenheizungen, die als KWK-Anlage gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen. Im Vergleich zu sonstigen KWK-Anlagen und konventionellen Heizungssystemen ist der Wirkungsgrad vergleichbar. Lediglich in der Gegenüberstellung mit der Wärmepumpe ist die Effizienz geringer. Im Vergleich: Liegt der Wirkungsgrad einer elektrischen Wärmepumpe aufgrund der Nutzung von Umwelt- oder Erdwärme im Schnitt bei 285 Prozent⁴⁸, weisen Gasbrennwertkessel und Brennstoffzellenheizungen, bedingt durch unvermeidliche Umwandlungsverluste, Wirkungsgrade von 85 bis 95 Prozent auf. Im Gebäudebereich sollte deshalb genau geprüft werden, ob der direkte Einsatz Erneuerbarer Energien, also u. a. von Tiefengeothermie und Solarthermie, vorteilhafter ist. Dennoch gibt es Anwendungsbereiche, die von Brennstoffzellen-Heizungen profitieren. Insbesondere in Bestandsgebäuden kann die Energieeffizienz ohne tiefgreifende Sanierungsmaßnahmen gesteigert werden. Verschiedene Hersteller bieten die Mikro-KWK-Anlagen mit Brennstoffzellen speziell für Wohngebäude an, die bspw. Erdgas direkt in der Brennstoffzelle zu Wasserstoff umwandeln.

Anwendungsvorteile bieten synthetische Brennstoffe wie Wasserstoff bei der Bereitstellung von Prozesswärme im Industriesektor. Auch in Zukunft wird ein Großteil der Wärme auf einem Temperaturlevel von über 200 °C benötigt werden. In einem solchen Hochtemperaturbereich werden Verbrennungsprozesse langfristig notwendig bleiben⁴⁹. Technisch möglich ist der Einsatz von Wasserstoff beispielsweise bei der Feuerverzinkung, bei der ein Becken mit flüssigem Zink dauerhaft auf eine Temperatur von ca. 450 °C erhitzt werden muss. Derzeit wird in dem Verfahren noch Erdgas als Energieträger verwendet, wodurch CO₂ freigesetzt wird. CO₂-neutraler Wasserstoff könnte eine umweltfreundliche Alternative darstellen⁵⁰.

⁴³ AG 2, Plattform Zukunft der Mobilität

⁴⁴ VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. 2019, Alternativen zu Dieseltriebzügen im SPNV – Einschätzung der systemischen Potenziale

⁴⁵ MACOR Machbarkeitsstudie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen im Hüttenwerk unter Nutzung Regenerativer Energien

⁴⁶ Verbundprojekt Carbon2Chem: <https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/strategische-forschungslinien/kohlenstoffkreislauf/verbundprojekt-kohlenstoffkreislauf-carbon2chem.pdf>

⁴⁷ Projekt Green Industrial Hydrogen: "grüner" Wasserstoff für die Stahlproduktion

⁴⁸ Erzeugte Nutzwärme übersteigt die ursprüngliche Antriebsenergie

⁴⁹ Agora (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe

⁵⁰ Energieprojekt „Power2Metal“ (2019): <https://www.gelsenwasser-blog.de/neues-energieprojekt-power2metal/>

9. Innovations- und Forschungslandschaft

Bei Wasserstoff und Power-to-X nehmen deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen eine Vorreiterrolle ein. Die nationale Wasserstoffstrategie definiert eine globale Technologieführerschaft Deutschlands als Ziel. Neben einer flächendeckenden Infrastruktur bestimmt der Reifegrad der Technik die Attraktivität von Wasserstoff auf dem Markt. Die Bundesregierung unterstützt Projekte mit dem Regierungsprogramm „Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie 2016 - 2020“, welches ressortübergreifend zahlreiche Förderprogramme beinhaltet. Auch auf EU- und Länderebene gibt es Förderprogramme und Public-Private Partnerships zum Thema CO₂-armer Wasserstoff.

Wasserstoffherzeugung

Heute sind bereits 50 Power-to-Gas Projekte in Deutschland in Betrieb oder in Planung⁵¹. Es gibt einige kleinere Anlagen, die zeigen, dass die industrielle Elektrolyse technisch umsetzbar ist: So gibt es eine Power-to-Gas-Anlage mit Strom aus dem Rhein-Wasserkraftwerk in Wyhlen, die bereits eine erste positive Bilanz zieht⁵². Ein Power-to-Gas Projekt in Werlte zeigt, dass eine Wasserstoffproduktion und die Weiterverarbeitung zu synthetischem Methan großanlagentechnisch möglich ist⁵³. Förderprogramme der Bundesregierung gibt es in der anwendungsorientierten Grundlagenforschung zu grünem Wasserstoff im Rahmen des Energie- und Klimafonds von 2020 bis 2023 (310 Mio. EUR). Außerdem sollen die „Reallabore der Energiewende“ von 2020 bis 2023 (600 Mio. EUR) den Technologietransfer von der Forschung in die Anwendung beschleunigen. Zudem fördert das Nationale Dekarbonisierungsprogramm u. a. großanlagentechnische Herstellungsverfahren von Wasserstoff mit 1 Mrd. Euro von 2020 bis 2023.

Das BMZ plant mit der „Unternehmensallianz Energie“ den Aufbau einer PtX-Referenzanlage in Nordafrika, um die Machbarkeit des Imports von grünem Wasserstoff aus den sonnenreichen MENA-Ländern zu demonstrieren⁵⁴. Heute kann für die Elektrolyse nur gereinigtes Wasser verwendet werden, da bei der Spaltung von Salzwasser Chloridionen die Elektroden zersetzen würden. Dies könnte in trinkwasserarmen Regionen in Nordafrika zum Problem werden. Erste Forschungsprojekte zeigen jedoch, dass eine spezielle Membran vor einer Korrosion durch Meerwasser schützen kann. Somit ist die Elektrolyse von ungefiltertem Salzwasser in Zukunft denkbar⁵⁵.

Parallel zu grünem Wasserstoff wird der Import von blauem Wasserstoff untersucht. Eine erste Machbarkeitsstudie über blauen Wasserstoff aus Norwegen wird von dem Energieunternehmen „Equinor“ in Kooperation mit dem Erdgasfernleitungsnetzbetreiber „Open Grid Europe“ erstellt. Das Projekt „H₂morrow“ plant hierbei den Import von norwegischem Erdgas. Aus dem Gas soll im Rheinland mittels Dampfreformierung Wasserstoff gewonnen und an die nahegelegenen industriellen Verbraucher weitergeleitet werden. Anschließend wird das abgeschiedene CO₂ zurück nach Norwegen gebracht und unter dem Meeresboden der Nordsee gespeichert (CCS). So könnte ein CO₂-Ausstoß von bis zu 1,9 Mio. Tonnen vermieden werden⁵⁶.

Speicherung & Transport von Wasserstoff

Viele Probleme der Wasserstoffspeicherung sind bereits gelöst. Beispielsweise wurde der Schwund durch Diffusion mittlerweile weitestgehend beseitigt und die Explosionsgefahr ist nicht größer als bei herkömmlichen Benzintanks. H₂ könnte in vorhandenen Erdgasleitungen transportiert werden, sodass kein grundlegend neues Leitungsnetz gebaut werden muss. Ein Pilotprojekt der Gaswirtschaft in Prenzlau testet die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz. Spezielle Membranen könnten den Wasserstoff dann wieder von dem Gasgemisch trennen⁵⁷. So könnte Wasserstoff mit einem Anteil von bis zu 20 Prozent eingespeist werden. Auch reine Wasserstoffpipelines sind in Planung. Das Projekt „GET H₂“ sieht eine schrittweise Erhöhung des Wasserstoffanteils in Erdgasverteilnetzen vor, bis zur vollständigen Umstellung auf H₂. Bis 2030 soll ein Wasserstoffnetz mit einer Länge von 1.236 Kilometern aufgebaut werden⁵⁸. Die „Nationale Wasserstoffstrategie“ sieht im Rahmen des Nationalen Innovationsprogramms Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) Förderungen mit einem Volumen von 3,4 Mrd. EUR für den Aufbau einer bedarfsgerechten Tankinfrastruktur vor. Die Bundesregierung unterstützt zudem im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher u. a. die Technologieentwicklung bei der Speicherung von Wasserstoff mit 200 Mio. EUR.

Verwendung von Wasserstoff

Die Zukunft von Wasserstoff wird vor allem in der Industrie und der Mobilität gesehen. Verwertet wird der Stoff vor allem mit den Technologien Brennstoffzelle, Blockkraftwerk, Gasmotor oder -turbine. Die Technologie der Brennstoffzelle ist bereits weitestgehend entwickelt. Es bedarf nun der industriellen Produktion, um Herstellungskosten zu senken und um am Markt konkurrenzfähig zu werden. Die Bundesregierung fördert den Mobilitätssektor mit dem Nationalen Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)

⁵¹ DVGW (11/2019): Energie Wasserpraxis

⁵² <https://www.electrive.net/2020/04/14/zsw-zieht-erste-positive-zwischenbilanz-zu-power-to-gas-anlage/>

⁵³ <https://zukunft.erdgas.info/themen-ziele/gruene-gase/power-to-gas/audi-e-gas>

⁵⁴ <http://www.bmz.de/de/themen/wasserstoff/index.html>

⁵⁵ <https://www.energiezukunft.eu/umweltschutz/wie-wasserstoff-aus-meerwasser-gewonnen-werden-kann/#comment2737>

⁵⁶ <https://oge.net/de/wir/projekte/h2morrow>

⁵⁷ <https://www.solarserver.de/2020/05/13/wie-man-gruenen-wasserstoff-von-erdgas-trennt/>

⁵⁸ <https://www.get-h2.de/>

des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. Im Zeitraum 2016 bis 2026 ergibt sich hier ein Fördervolumen von bis zu 1,4 Mrd. EUR. Sektorübergreifend gibt es das Förderprogramm „Kopernikus-Projekt P2X“, das den Einsatz von Wasserstoff neben der Mobilität auch in der Industrie, Chemie und Kosmetik testet. Weitere Programme unterstützen den Einsatz von Wasserstoff in Industrieproduktion sowie die CO₂-Vermeidung und -nutzung in Grundstoffindustrien.

Gasturbinen werden heute mit Erdgas betrieben und gelten als Sicherheitsnetz der Stromversorgung. Die gängige Kraftwerkstechnik ist noch nicht auf Wasserstoff als Energieträger ausgelegt oder verträgt nur geringe Anteile. Viele Turbinenhersteller arbeiten deshalb daran, ihre Produkte für den Brennstoff zu rüsten⁵⁹. Wasserstoffbetriebene Gasturbinen müssen hierbei neuen Anforderungen standhalten. Statt langzeitigem Betrieb wird die Turbine vermehrt kurzfristig genutzt, um Stromflau-

ten von erneuerbaren Energien auszugleichen. Dieser variierende Betrieb sorgt wiederum für Stress, der die Komponenten vorzeitig altern lässt. Mit neuen Werkstoffen und Verfahren, wie dem 3D-Druck, ist es möglich, Bauteile resistenter gegen thermische und mechanische Belastungen zu machen. Dies erhöht nicht nur die Lebensdauer, sondern auch den Wirkungsgrad des Systems. Es wird davon ausgegangen, dass die Turbinen in fünf bis zehn Jahren marktgerecht sind.

In der folgenden Abbildung wird der heutige Entwicklungsstand von Wasserstoffanwendungen dargestellt.

Das TRL beschreibt den Entwicklungsgrad eines technischen Produktes. Der Index reicht von Level 1 (Basiskonzept vorhanden) bis Level 9 (System funktioniert in operationeller Umgebung)⁶⁰.

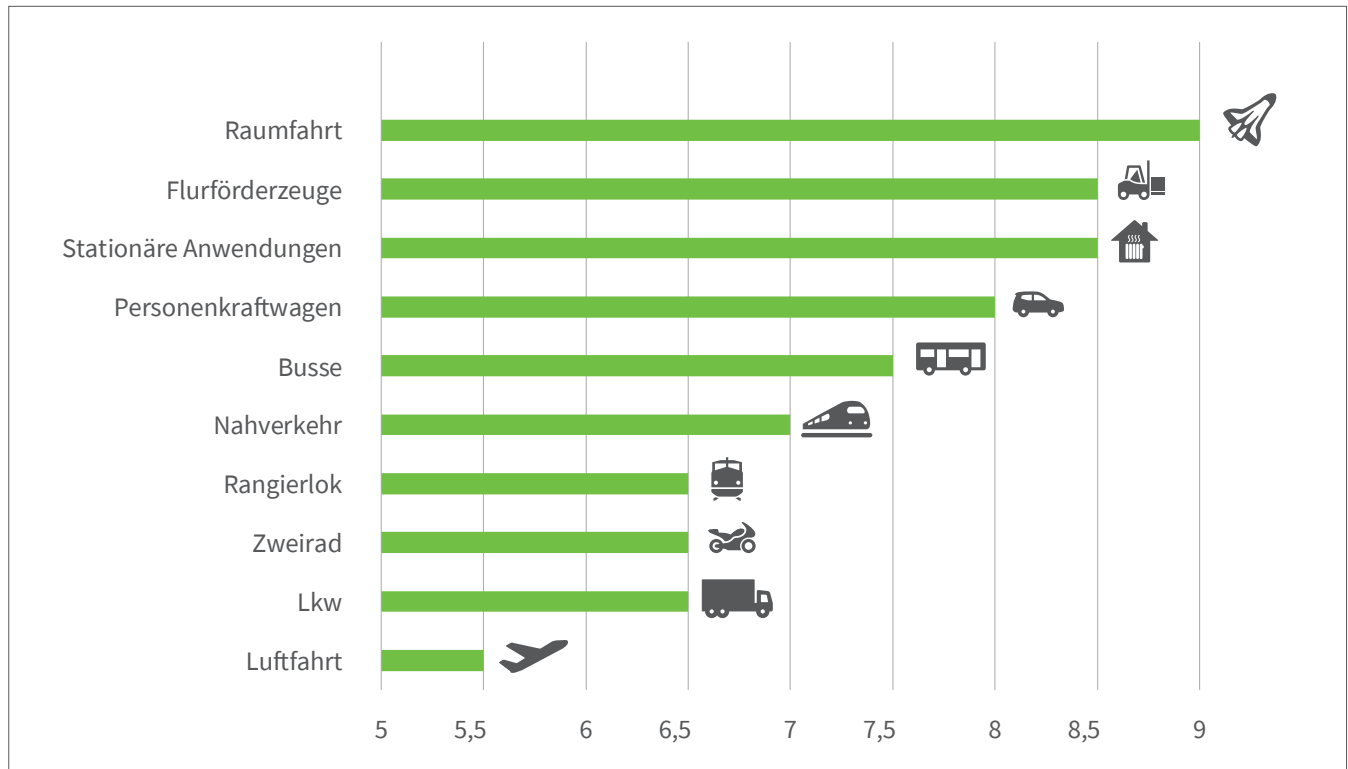


Abb. 12: Technology Readiness Level (TRL) von Wasserstoffanwendungen
Quelle: Shell (2017): Wasserstoffstudie – eigene Darstellung.

⁵⁹ <https://www.nzz.ch/wissenschaft/forscher-machen-gasturbinen-fit-fuer-wasserstoff-und-energiewende-ld.1494462>

⁶⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, <https://www.nks-kmu.de/teilnahme-trl.php>

10. Politische Strategien

10.1 Deutschland

Die deutsche Bundesregierung hat ihre gemeinsame Wasserstoffstrategie im Juni 2020 beschlossen. Die Entscheidung dafür fiel im November 2019 als eines der neuen Projekte für die zweite Hälfte der Legislaturperiode. Im Ergebnis steht eine Wegbeschreibung, wie Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff die Klimaschutzanstrengungen in Deutschland unterstützen und den Industriestandort voranbringen soll. Inzwischen ist es politischer Konsens, dass speicherbare, gasförmige und flüssige Energieträger, darunter maßgeblich Wasserstoff, nötig sind, um das Klimaziel einer 95-prozentigen CO₂-Reduktion im Jahr 2050 zu erreichen.

Zum Einstieg in den Wasserstoffmarkt „sieht“ die Strategie einen Bedarf von 90 bis 110 TWh Wasserstoff in Deutschland (2020: rund 55 TWh) für das Jahr 2030. Hinzukommen soll der Verbrauch, insbesondere bei der Stahlproduktion und der Elektromobilität mit Brennstoffzellen.

Um den Zusatzbedarf von rund 50 TWh zu decken, setzt die Strategie in den Maßnahmen schwerpunktmäßig auf die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland. 14 TWh jährlich sollen mit einer Elektrolyseleistung von dann 5 GW hergestellt werden. Die 20 TWh Ökostrom, die dafür nötig sind, sollen zusätzlich in Deutschland errichtet werden. Weitere Mengen zur Bedarfsdeckung sollen im europäischen Verbund erschlossen werden.

Für die Herstellung grünen Wasserstoffs in Deutschland soll die Befreiung des für die Elektrolyse verwendeten Stroms von der EEG-Umlage und eine Investitionskostenförderung für Elektrolyseure in der Industrie einen Anreiz bieten. Sogar Betriebskostenzuschüsse über ein Pilotprogramm für Carbon Contracts for Difference (CfD) für Stahl und Chemie wird es geben. Diese finanziellen Anreize und Subventionen werden damit begründet, dass die CO₂-Bepreisung für die Wirtschaftlichkeit von „grünem“ Wasserstoff nicht ausreichen wird. Dennoch soll sie künftig das „zentrale Leitinstrument“ darstellen.

In der Farbenlehre hat sich damit politisch keine technologie-neutrale Sichtweise durchsetzen können. Allein grüner Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien wird auf Dauer langfristig als nachhaltig gewertet. Allerdings wird auch „blauer“ und „türkiser“ Wasserstoff in Deutschland gehandelt werden können. Dabei wird diesen Herstellungsverfahren die Aufgabe zukommen, die Lücken beim Ziel für CO₂-neutralen Wasserstoff zu füllen.

Auf der Anwendungsseite will die Politik es weitgehend den Kunden überlassen für welche Anwendungen sie Wasserstoff nutzen dürfen. Gleichwohl soll ein Schwerpunkt in der stofflichen Nutzung auf schwer dekarbonisierbaren Industrieprozessen liegen, etwa in der Stahlerzeugung aber auch bei der Treibstoffherstellung. Die direkte energetische Nutzung soll zunächst im Verkehrssektor eine tragende Rolle spielen. Neben

Lkw und Zügen sollen auch Pkw stärker Wasserstoff nutzen dürfen. Langfristig räumt die Strategie auch dem Wärmemarkt eine Rolle ein.

Der Markt für Wasserstoff soll europäisch ausgerichtet sein, was ein europäisches Definitions- und Zertifizierungssystem nötig machen wird. Transportiert werden soll der Wasserstoff in einem Netz, das neue Leitungen sowie umgewidmete Erdgaspipelines umfasst. Für die Anwendung im Verkehr soll das Tankstellennetz deutlich ausgebaut werden. Aktuell ist mit 1000 Tankstellen bis 2025 ein flächendeckendes Netz im Gespräch. Deutschland ist großer Energieimporteur und wird es auch bleiben. Da der gehandelte Wasserstoff nicht allein aus Europa kommen kann, wird die Bundesregierung Partnerschaften mit bestehenden und potenziellen Energielieferanten suchen. Konkret sollen mit Partnerländern in der Entwicklungszusammenarbeit Pilotvorhaben zur Produktion von grünem Wasserstoff entwickelt werden.

Die Strategie hat nicht zuletzt eine industriepolitische Komponente. Neben der strategischen Anwendung zur Dekarbonisierung der Industrie soll der Aufbau einer wettbewerbsfähigen Zulieferindustrie rund um die Brennstoffzelle forciert werden. Hier können auch neue Wertschöpfungspotenziale erschlossen werden, die aufgrund des Strukturwandels in der deutschen Automobilindustrie verloren gehen. Forschung und Innovation werden als strategische Elemente verstanden. Im ersten Halbjahr wird daher zusätzlich eine Roadmap für eine deutsche Wasserstoffwirtschaft mit internationaler Leitwirkung aufgesetzt, die Forschungsbedarfe aufzeigen soll. Ergänzt wird diese um eine Forschungsinitiative „Wasserstofftechnologien 2030“.

10.2 Europäische Union, Mitgliedstaaten und International

Die Europäische Union hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 treibhausgasneutral zu werden. Wie dieses Ziel erreicht werden kann, hat die Europäische Kommission in ihrer Mitteilung zur langfristigen Klimastrategie der EU im Jahr 2018 untersucht. Die Klimastrategie bildet auch die analytische Grundlage für den Europäischen Green Deal, den Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen zum Leitmotiv ihrer fünfjährigen Amtszeit erklärt hat. Konkret legt die Europäische Kommission in der Strategie verschiedene Szenarien dar, wie bis zur Mitte des Jahrhunderts eine Balance zwischen CO₂-Emissionen und der Absorption von CO₂ durch Natur und Technik erreicht werden kann. In allen Szenarien, die zur Treibhausgasneutralität führen, werden die CO₂-Emissionen um weit über 90 Prozent reduziert. Nur der Ausstoß unvermeidbarer Emissionen wird durch die technische Abscheidung und Speicherung bzw. Nutzung von CO₂ vermieden bzw. durch die Nutzung natürlicher Senken kompensiert.

In allen Szenarien zur Erreichung der Treibhausgasneutralität wird angenommen, dass gasförmige, dekarbonisierte Energieträger und Ausgangsstoffe eingesetzt werden. Hierzu zählt auch CO₂-neutraler Wasserstoff. Die Europäische Kommission vertritt

die Auffassung, dass sowohl „grüner“ Wasserstoff als auch „blauer“ Wasserstoff als Energieträger in Verkehr, Industrie und Gebäuden sowie als Ausgangsstoff in der Industrie und als Speicher im Stromsektor einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten werden⁶¹. Der prognostizierte Verbrauch von reinem Wasserstoff erreicht, je nach Szenario, ca. 60 Millionen Tonnen (Mtoe) bis maximal 80 Mtoe und entfällt vornehmlich auf die Sektoren Verkehr und Industrie. Darüber hinaus rechnet die Europäische Kommission mit der Nutzung signifikanter Mengen synthetischer Gase (ca. 40 - 50 Mtoe) und flüssiger Kraftstoffe (ca. 20 - 40 Mtoe), für deren Herstellung Wasserstoff eingesetzt wird⁶².

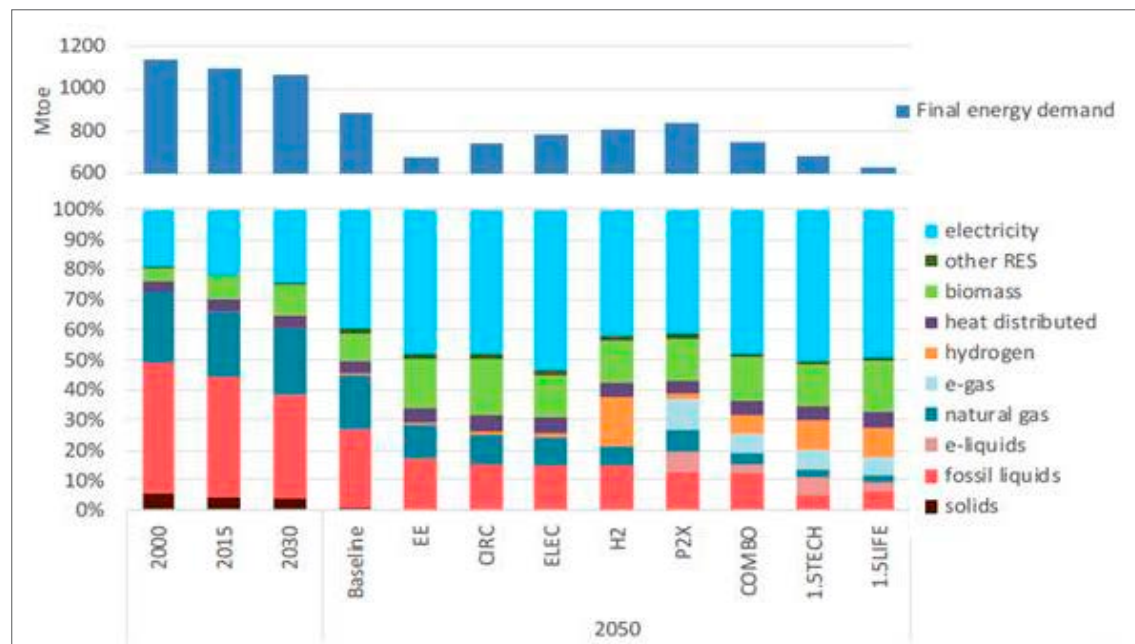


Abb. 13: Anteil der Energieträger am Endenergieverbrauch in der EU

Quelle: In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication Com (2018) 773.

Bereits heute verfügt die Europäische Union über Regulatorik, die den verstärkten Einsatz von Wasserstoff insbesondere im Verkehrsbereich fördern soll. Hierzu zählt die Richtlinie über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe aus dem Jahr 2014⁶³. Diese verpflichtet die Mitgliedstaaten, Ziele für den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe wie Wasserstoff, festzulegen und Maßnahmen zu ergreifen. Insbesondere soll das öffentlich zugängliche Netz an Wasserstofftankstellen und Ladesäulen für die batteriebetriebene Elektromobilität ausgebaut werden.

Darüber hinaus setzt die 2018 reformierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie⁶⁴ Anreize für den Einsatz von Wasserstoff im Verkehr. So wird es den Inverkehrbringern von Kraftstoffen erlaubt, zur Erreichung des Mindestanteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch des Verkehrssektors von 14 Prozent bis 2030 auf „grünen“ Wasserstoff und daraus hergestellte synthetische Kraftstoffe zurückzugreifen.

⁶¹ Vgl. COM 2017/773. S. 11f.

⁶² Vgl. In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication Com (2018) 773. S. 83f.

⁶³ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

⁶⁴ Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

Die CO₂-Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge setzen ebenfalls Anreize für den Einsatz CO₂-armer Antriebstechnologien, wobei Detailregelungen aktuell die batteriebetriebene Elektromobilität privilegieren. Zudem schreiben die 2019 verabschiedeten Flottengrenzwerte für LKW vor, dass deren CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2030 um 30 Prozent sinken. Für das Inverkehrbringen von Niedrig- und Nullemissionsfahrzeugen, darunter Brennstoffzellen-LKW, werden für die Hersteller besondere Anreize gesetzt.

Einen wichtigen Beitrag leistet die EU auch im Bereich For-

schung und Entwicklung. Forschungs- und Demonstrationsprojekte werden über das Forschungsrahmenprogramm Horizont 2020 gefördert. Die Umsetzung erfolgt vornehmlich über die öffentlich-privat-partnerschaft Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, die für den Zeitraum 2014 - 2020 über ein Budget von 1,3 Mrd. Euro verfügt. Die Partnerschaft

umfasst neben der Europäischen Kommission die Wasserstoffindustrie entlang der gesamten Wertschöpfungskette sowie Forschungseinrichtungen. Sie soll in einer zweiten Phase bis zum Jahr 2024 fortgeführt werden.

Im März 2020 hat die Europäische Kommission im Rahmen der Industriestrategie angekündigt, noch im Sommer desselben Jahres eine „Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff“ ins Leben zu rufen. Diese soll Investoren, Unternehmen und die öffentliche Hand zusammenbringen, um den Technologiebedarf, Investitionsmöglichkeiten und regulatorische Hürden und Treiber zu identifizieren. Projekte sollen zudem im Rahmen sog. „wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“ (Engl. IPCEI) vorgebracht werden. Konkret profitieren solchen Vorhaben von einem flexibleren beihilferechtlichen Rahmen, der ihre Realisierung erleichtern soll.

Den Erfahrungsaustausch zwischen Vertretern der fachlich zuständigen Ministerien aller Mitgliedstaaten fördert die

Europäische Kommission seit Juni 2019 durch die informelle Expertengruppe „Hydrogen Energy Network“ (HyENet). Im September 2018 hatten zuvor 26 EU-Mitgliedstaaten neben zahlreichen Unternehmen, Organisationen und Institutionen in einer in Linz unterzeichneten gemeinsamen Erklärung („Hydrogen Initiative“) ihren Willen bekräftigt, ihre Zusammenarbeit beim Thema Wasserstoff zu verstärken.

Ende Juni 2020 plant die Europäische Kommission, eine eigene Wasserstoff-Strategie vorzulegen.

Mitgliedstaaten

Einige EU-Mitgliedstaaten verfügen über eigene Pläne und Strategien.

Frankreich sieht in seinem [Entwicklungsplan für Wasserstoff](#) aus dem Jahr 2018 Investitionen in Höhe von 100 Millionen Euro in Innovation und industrielle Demonstrationsprojekte vor. Der Plan enthält Ziele für die Nutzung von CO₂-armen Wasserstoff in der Industrie, im Verkehrsbereich und als Energiespeicher. Bis 2023 soll der Anteil CO₂-armen Wasserstoffs in der Industrie 10 Prozent (ca. 10.000 Tonnen jährlich) erreichen. Bis 2028 soll er auf 20 – 40 Prozent erreichen. Im Verkehrsbereich will die Regierung bis 2023 5.000 leichte Nutzfahrzeuge und 200 schwere Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzelle auf die Straße bringen. Zudem sollen 100 Tankstellen mit lokal produziertem Wasserstoff aufgebaut werden. Bis 2028 soll die Anzahl der leichten H₂-Nutzfahrzeuge auf 20.000, die der schweren Nutzfahrzeuge auf 800 bis 2.000 und die der Tankstellen auf 400 bis 1.000 steigen.

Die Niederlande setzen sich in der im März 2020 veröffentlichten [Wasserstoffstrategie](#) das Ziel, zum weltweit führenden Hersteller und Nutzer von grünem und blauem Wasserstoff zu werden. Dabei soll insbesondere auf das bestehende Gasnetz zurückgegriffen werden. Frühzeitig soll zudem ein System für Herkunftsnachweise eingeführt und erste Produktionsanlagen mithilfe öffentlicher Förderprogramme errichtet werden. Die Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz wird ebenfalls erwogen. Der Anteil könnte langsam von 2 Prozent auf 10 bis 20 Prozent steigen. Im [Nationalen Klimaabkommen](#) von 2019 wurde als Ziel formuliert, bis zum Jahr 2025 15.000 Brennstoffzellenfahrzeuge und 3.000 schwere Nutzfahrzeuge sowie 50 Wasserstoff-Tankstellen zu erreichen. Bis 2030 sollen 300.000 Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Verkehr sein.

Österreich arbeitet zur Umsetzung der nationalen Klima- und Energiestrategie #Mission2030 an einer Wasserstoffstrategie, deren Fokus auf erneuerbarem Wasserstoff liegen wird. Grundlegendes Ziel ist von Forschung und Entwicklung hin zu konkreten Anwendungen zu kommen. Österreich will bis zum Jahr 2045 klimaneutral sein. Bis zum Jahr 2030 soll der Stromverbrauch zu 100 Prozent (bilanziell) aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Der Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch soll 45 – 50 Prozent erreichen.

International

Japan hat im Dezember 2017 seine Wasserstoffstrategie vorgelegt. Mit der [Basic Hydrogen Strategy](#) kamen die zuständigen Ministerien einer Aufforderung des japanischen Premierministers nach. Shinzo Abe hatte im Frühjahr 2017 einen Plan für den Wandel Japans zu einer weltweit führenden „Wasserstoff-Gesellschaft“ erbeten. Die Strategie baut auf der Strategic Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells aus dem Jahr 2014 auf, die bereits quantitative Ziele für den Hochlauf verschiedener Technologien und deren Kostenentwicklung enthielt. Ein zentrales Ziel der Strategie ist die Senkung der Herstellungskosten. Bis zum Jahr 2050 soll diese 80 Prozent erreichen, wodurch Wasserstoff preislich mit Erdgas konkurrieren könnte (2 US-Dollar pro Kilo). Während Japan in einer Übergangsphase den Einsatz von grauem Wasserstoff plant, soll der Stoff langfristig CO₂-neutral mit erneuerbaren Energien oder aus Erdgas und Kohle verbunden mit CCS oder CCU gewonnen werden. Japan arbeitet intensiv an der Vorbereitung von Importen aus Ländern wie Australien, Saudi-Arabien, Brunei und Norwegen. Japan plant, Wasserstoff in allen Sektoren einzusetzen. Neben dem Verkehrsbereich soll er auch für die Wärmeerzeugung in Wohngebäuden und zur Stromerzeugung genutzt werden. Im Verkehrsbereich soll die Anzahl von Brennstoffzellenfahrzeugen von 40.000 im Jahr 2020 (Zielwert) auf 800.000 im Jahr 2030 gesteigert werden. Langfristig sollen Brennstoffzellenfahrzeuge mit Benzin und Diesel betriebene Motoren vollständig ersetzen. Die Anzahl der Tankstellen soll von 160 im Jahr 2020 (Zielwert) auf 900 im Jahr 2030 steigen. Im Bereich der stationären Anwendung in Wohngebäuden sollen bis 2030 5,3 Millionen Anlagen erreicht werden. Im Jahr 2018 gab es hiervon 220.000. Die Kosten für die wasserstoffbasierte Stromerzeugung sollen bis 2030 auf 17 Cent pro kWh und bis 2050 auf 12 Cent pro kWh sinken. Dies entspräche den Kosten der Nutzung von Flüssigerdgas (LNG) zur Stromherstellung.

Südkorea legt in seiner im Januar 2019 verabschiedeten Strategie zur Entwicklung einer „Wasserstoff-Wirtschaft“ den Schwerpunkt auf den Einsatz von Brennstoffzellenfahrzeugen im Verkehrsbereich. Bis zum Jahr 2040 sollen jährlich 6,2 Millionen Fahrzeuge in Korea hergestellt werden. Bereits im Jahr 2022 sollen 81.000 Stück vom Band laufen, 2030 dann 1,8 Millionen. Im Jahr 2018 wurden 1.800 Fahrzeuge hergestellt, davon die Hälfte für den Export. Die Anzahl der Wasserstoff-Tankstellen soll von 14 im Jahr 2018 auf 1.200 im Jahr 2040 steigen. Korea will durch die Entwicklung des heimischen Markts zum Weltmarktführer bei der Herstellung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen werden. Der südkoreanische Automobilhersteller Hyundai gehört heute mit dem Model Nexo weltweit zu den wenigen Anbietern von Brennstoffzellen-Pkw. Aktuell gewährt die südkoreanische Regierung hohe Kaufprämien, die den Preis des Nexo für die Endkunden etwa halbieren (32.000 US-Dollar). Die Anzahl der brennstoffzellenbetriebenen Buse soll bis 2022 auf 2.000 steigen. Auch im Schwerlastverkehr sollen vermehrt Wasserstoff-Lkw zum Einsatz kommen. Durch den Einsatz der Fahrzeuge im eigenen Land die Abhängigkeit von Energieimporten und die in Korea sehr hohe Feinstaubbelastung reduziert werden. In

der Industrie sollen 2040 Brennstoffzellen mit einer Leistung von 15 GW eingesetzt werden, in den Haushalten 2,1 GW. Die Wasserstoffproduktion soll im gleichen Zeitraum auf 5,26 Millionen Tonnen steigen. Die Preise sollen dann bei etwa 2,60 US-Dollar liegen.

Bei Änderungen oder der Bekanntgabe zu weiteren Details werden wir dieses Dokument laufend aktualisieren.

Hinweis: Obwohl die Informationen zu diesem Papier sorgfältig recherchiert wurden, kann für die inhaltliche Richtigkeit keine Haftung übernommen werden.

Impressum

Redaktion und Ansprechpartner

Till Bullmann

bullmann.till@dihk.de
030/20308-2206

Christian Gollnick

gollnick.christian@dihk.de
030/20308-2207

Julian Schorpp

schorpp.julian@dihk.de
+32 2 286-1635

Unter Mitwirkung von
Hannes Oswald

Herausgeber und Copyright

© Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V. (DIHK)

Berlin | Brüssel
Bereich Energie, Umwelt, Industrie

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher Genehmigung des Herausgebers gestattet.

DIHK Berlin

Postanschrift: 11052 Berlin | Hausanschrift: Breite Straße 29 | Berlin-Mitte
Telefon: 030 20308-0 | Telefax: 030 20308-1000

DIHK Brüssel

19 A-D, Avenue des Arts | B-1000 Bruxelles
Telefon: +32-2-286-1611 | Telefax: +32-2-286-1605

@ info@dihk.de

www.dihk.de

Grafik

Friedemann Encke, DIHK

Bildnachweis

www.gettyimages.com

Stand

Juni 2020

Bei Änderungen oder der Bekanntgabe zu weiteren Details werden wir dieses Dokument laufend aktualisieren. Hinweis: Obwohl die Informationen zu diesem Papier sorgfältig recherchiert wurden, kann für die inhaltliche Richtigkeit keine Haftung übernommen werden.