



FAKTEN ZUR

WASSERSTOFF WIRTSCHAFT

Wasserstoff-Energiewirtschaft – hohe Erwartungen an das kleinste Molekül

Prof. Dr. Ulrich Wagner, TUM / FfE e.V.

Herausforderungen der Energiewende

Die hochgesteckten Ziele der Bundesregierung zum Klimaschutz und die zusätzlichen Herausforderungen durch die Energiekrise lassen sich nicht allein mit „More of the same“ erreichen, sondern erfordern neue technische und energiewirtschaftliche Ansätze. Das gilt in besonderem Maße für die Stromversorgung, die auf nahezu 100 % erneuerbare, überwiegend fluktuierende Energien umgestellt werden soll. Das bedingt einen Paradigmenwechsel beim Stromkunden: in der alten Stromwelt folgte die Erzeugung aus flexibel betriebsfähigen Großkraftwerken dem Verbraucherverhalten, zukünftig muss sich der Verbraucher an der aktuellen lokalen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien orientieren. Höhere Flexibilität wird erreicht durch Lastmanagement mit elektrischen Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen, stationären Batterien in Kombination z. B. mit Eigenerzeugung aus Photovoltaik, sowie zukünftig auch Wasserstoff als Energiespeicher.

Wege zur Umsetzung

Elektrische Energie lässt sich nicht unmittelbar speichern, sondern nur über den Umweg über mechanische, thermische oder chemische Energie (z. B. Pumpspeicherkraftwerk, Dampfspeicher, Batterien). Die Wasserstoff-Energiewirtschaft ist eine zukünftig immer interessantere Option zur besseren Integration großer Mengen an erneuerbaren Energien in unser Energiesystem und dem Ersatz konventioneller Energieträger. Insbesondere mit zunehmendem Ausbau der Stromerzeugung aus Sonne und Wind und der Elektrifizierung vieler, bisher „fossil“ betriebener Anwendungen, kann Wasserstoff als Energieträger und Speicher im Stromsystem viele systemrelevante Funktionen erfüllen. Wasserstoff ist in der Erzeugung über Elektrolyse oder Reformierung ähnlich flexibel wie elektrische Energie. In der Anwendung entstehen außer Wasserdampf keine umwelt- und klimarelevanten Emissionen. Anwendungsschwerpunkte sind der Verkehr (in Ergänzung zu batterieelektrischen Fahrzeugen), industrielle Prozesse (z. B. in der chemischen Industrie), die Gebäudeenergieversorgung über Brennstoffzellen bis hin zu mobilen Anwendungen (z. B. Baustellengeräte).

Wasserstoff

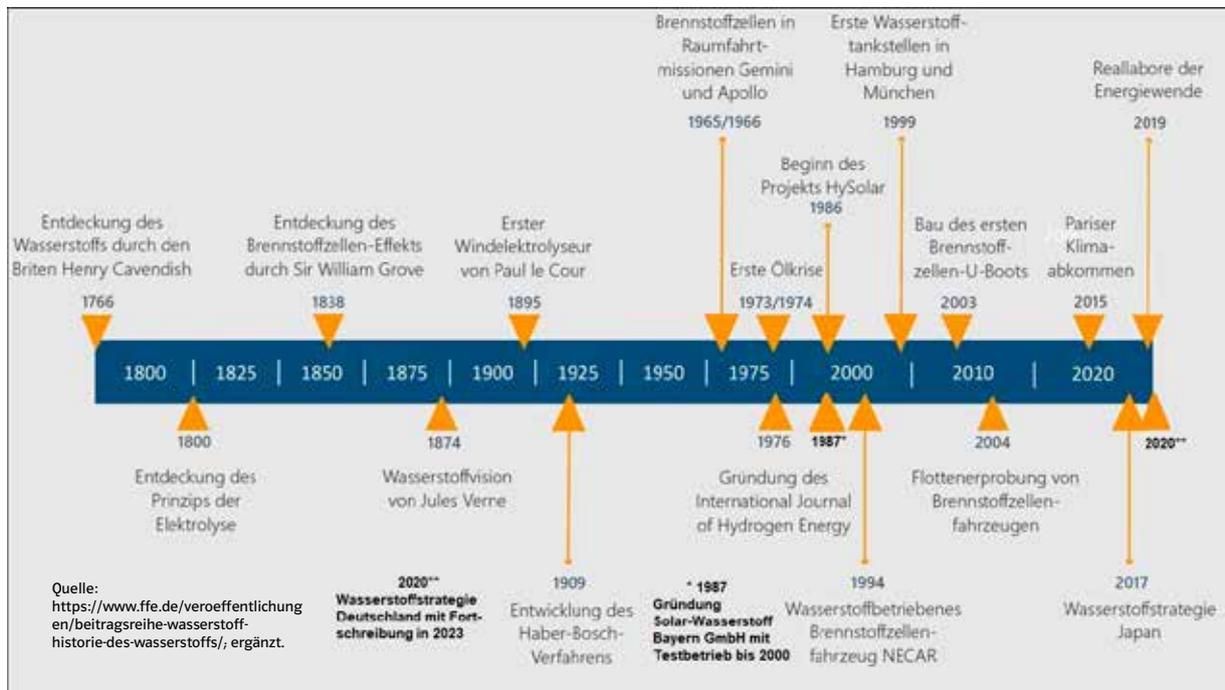
Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für eine zuverlässige, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung. Wasserstoff ist aber nicht die alleinige Lösung für die Probleme beim Jahrhundertprojekt Klimaschutz und Energietransformation. An vorderster Stelle stehen weiterhin die Umsetzung von Effizienzmaßnahmen in allen Bereichen, sowie der stetige Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere auch im Wärmebereich. Die vieldiskutierte Elektrifizierung vieler Anwendungen ist sinnvoll angesichts der Tatsache, dass heute erneuerbare Energien ganz überwiegend zur Stromerzeugung beitragen, mit temporären und lokalen Überschüssen und Defiziten. Wasserstoff kann hier die wichtige Rolle des zeitlich und örtlichen Ausgleich liefern: Elektronen werden zu leichter speicherbaren und transportierbaren Molekülen umgewandelt.

Wasserstoff kann aus fossilen, nuklearen oder erneuerbaren Energieträgern hergestellt werden, und ist damit eine Brücke zwischen alter und erneuerbarer Energiewelt. Das entspannt das Henne-Ei-Problem beim Aufbau von aufwändiger Wasserstoff-Infrastruktur. Es gibt jahrzehntelange Erfahrung mit Wasserstoff-Handling in industriellen Anwendungen.

Ich begrüße die Initiative des Solarenergiefördervereins Bayern (SeV), mit der folgenden Aufstellung einen Überblick über den Stand und die Perspektiven der Wasserstoff-Energiewirtschaft zu geben. Der SeV hat über Jahrzehnte wichtige Beiträge zur Information und Einführung von Photovoltaik gegeben, und dabei auch frühzeitig das Thema Integration erneuerbarer Energie in das Gesamt-Energiesystem behandelt.

München, 24.03.2024
Ulrich Wagner

Geschichte des Wasserstoffs und dessen Anwendung



Die deutsche Bundesregierung hat im Juni 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie (NWS) beschlossen. Die Entscheidung dafür fiel im November 2019 als eines der neuen Projekte für die zweite Hälfte der Legislaturperiode der damaligen Regierung. 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.^{1,2}

Im Juli 2023 wurde die Wasserstoffstrategie von der momentanen Bundesregierung fortgeschrieben. Insbesondere für die bis 2030 anstehenden Transformationen in der Energiewirtschaft, im Verkehrssektor und in der Industrie wird die Nutzung von Wasserstoff und

seinen Derivaten eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung einnehmen. Hierfür müssen – angesichts oftmals langjähriger Investitionszyklen – bereits heute und in dieser Legislaturperiode die Weichen für richtungweisende Investitionsentscheidungen gestellt werden. Mit der Fortschreibung der NWS sollen verlässliche Leitplanken für private Investitionen in nachhaltige, insbesondere wirtschaftliche, ökologische und soziale Erzeugung, Transport und Nutzung von Wasserstoff, dessen Derivaten und Wasserstoffanwendungstechnologien etabliert werden. Die notwendige Einbindung in das gesamte deutsche Energiesystem muss im Einklang mit internationalen Menschenrechts-, Arbeits- und Umweltstandards stehen (z. B. OECD-Leitsätze für Multinationale Unternehmen, VN-Leitprinzipien für Wirtschaft und Menschenrechte) sowie Standards zu unternehmerischen Sorgfaltspflichten erfüllen.³

Das Element Wasserstoff

Wasserstoff ist das einfachste, älteste und häufigste Element im Universum. Die Welt, wie wir sie kennen, ist ohne Wasserstoff nicht denkbar. Er bringt die Sonne zum Leuchten und ist Baustein nahezu der gesam-

¹ Wasserstoff DIHK Faktenpapier, 2020

² Die Nationale Wasserstoffstrategie, BMWi Juni 2020

³ Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, BMWi Juli 2023

1 Geschichte des Wasserstoffs

ten Materie. Das Wasserstoff-Molekül ist das kleinste existierende Molekül mit der chemischen Formel H_2 . Bei Umgebungsbedingungen ist Wasserstoff gasförmig, farb- und geruchlos und sehr viel leichter als Luft. So weist Wasserstoff zwar eine fast dreimal so hohe Energiedichte pro kg auf wie Benzin, nimmt aber sowohl gasförmig verdichtet als auch tief gekühlt verflüssigt ein relativ großes Volumen pro transportierter Energiemenge ein. Zudem kommt Wasserstoff in der Natur in reiner, technisch nutzbarer Form nicht vor. Er muss unter Energieeinsatz produziert werden. Wasserstoff kann thermisch aus Kohlenwasserstoffen oder elektrolytisch aus Wasser – eine nahezu unbegrenzte Quelle – erzeugt werden.⁴

Wasserstoff ist unverzichtbar für die Herstellung vielfältiger industrieller Schlüsselprodukte: für Ammoniak und Methanol zum Beispiel, für Salzsäure, Kunststoffe oder Amine. In der Metallindustrie benötigt man ihn unter anderem als Reduktionsmittel für die Stahlherstellung. Auch als Energieträger lässt sich Wasserstoff nutzen, vor allem als Treibstoff für die Mobilität oder als Brennstoff für Kraftwerke. Er kann auch als eine Art Speicher für erneuerbare Energien dienen: Hergestellt per Elektrolyse mit Wind- oder Solarstrom, gibt er die grüne Energie ganz nach Bedarf wieder ab – etwa in einem Kraftwerk, das mit dem Wasserstoff Strom erzeugt. So schafft er Flexibilitäten, die ein auf Windenergie und Photovoltaik basierendes Energiesystem zwingend benötigt. Darüber hinaus können Wasserstoff und seine Folgeprodukte fossile Energieträger im Verkehr ersetzen, wo batterieelektrische Antriebe angesichts der großen zu bewegenden Massen und der langen Strecken meist keine Alternative sind.⁵

⁴ Energiewelt Wasserstoff, TÜV Süddeutschland, 2003

⁵ <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/wasserstoff-grundlagen>

Wasserstoffherzeugung in der Welt und Deutschland - momentaner Stand

Insgesamt werden jährlich **weltweit ca. 70 Mio. t Wasserstoff** industriell hergestellt (IEA, 2019, S. 38). Bei einem Energiegehalt des Wasserstoffs von 33,33 kWh/kg (IEA, 2019, S. 35) entsprechen 70 Mio. t Wasserstoff 2.333 TWh und bezogen auf den Energieaufwand der Herstellung von 3.200 TWh ergibt sich ein Wirkungsgrad von ca. 73 %. Sogenannter **grüner Wasserstoff** aus erneuerbaren Energien spielt dabei z. Zt. nur eine Nebenrolle.

Die USA sind mit circa 12 bis 16 Prozent der Erzeugung nach China (ca. 47 %) der zweitgrößte Verbraucher und Produzent von Wasserstoff. Etwa die Hälfte der weltweiten Wasserstoffpipelines - USA ca. 1400 km; Europa ca. 1500 km - sowie fast 5000 Kilometer Ammoniak-Pipelines liegen in den USA.

Der Verbrauch der Länder der Europäischen Union liegt bei ca. 10 Mio. t H₂, davon Deutschland ca. 1,6 Mio. t H₂ (World Energy Council Europe, 2021, S. 14). Ende 2021 dokumentiert die IEA sogar bereits die Herstellung von 90 Mio. t H₂ (IEA, 2021a, S. 108), von denen 21 % als Nebenprodukt z. B. der Chlorherstellung anfallen. Die dedizierte industrielle Herstellung von Wasserstoff umfasst damit wiederum ca. 70 Mio. t.

Als weitere Wasserstoffvarianten (World Energy Council Europe, 2021, S. 9) werden **blauer Wasserstoff** (aus Erd-



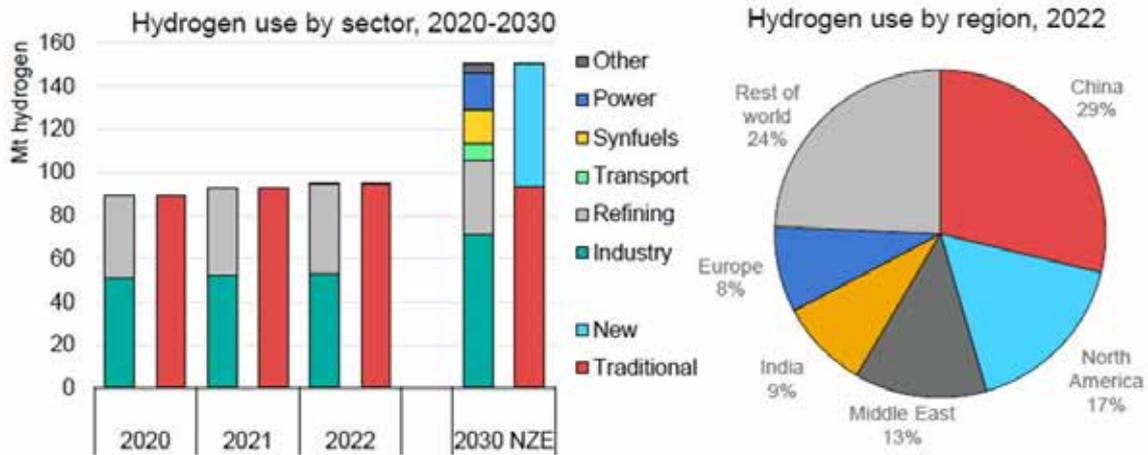
gas mit CCS) sowie **violetter Wasserstoff**, der unter Einsatz von Kernenergie produziert wird, und **brauner Wasserstoff** auf Basis von Energie aus Braunkohle erwähnt. Würde die gesamte derzeitige Wasserstoffproduktion durch Wasserelektrolyse erfolgen, wäre der jährliche Strombedarf ca. 3 600 TWh (IEA, 2019, S. 37), was etwa dem sechsfachen Strombedarf von Deutschland entspricht.⁶



⁶ Borderstep Institut 2022

2 Wasserstoffherzeugung

Figure 2.1 Hydrogen use by sector and by region, historical and in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario, 2020-2030



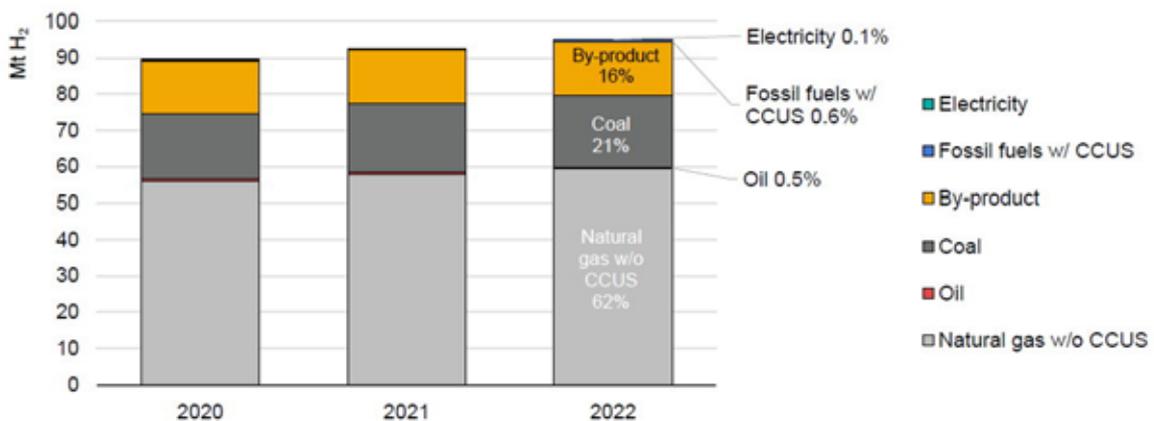
IEA, CC BY 4.0.

Notes: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. "Other" includes buildings and biofuels upgrading.

Hydrogen use continues to grow, but remains concentrated in traditional applications, such as industry and refining.

Quelle: IEA, Global Hydrogen Review 2023, S. 20

Figure 3.1 Hydrogen production by technology, 2020-2022



IEA, CC BY 4.0.

Note: CCUS= carbon capture, utilisation and storage.

Global hydrogen production grew by 3% in 2022 to reach 95 Mt, but low-emission hydrogen production accounted for less than 1% of all production.

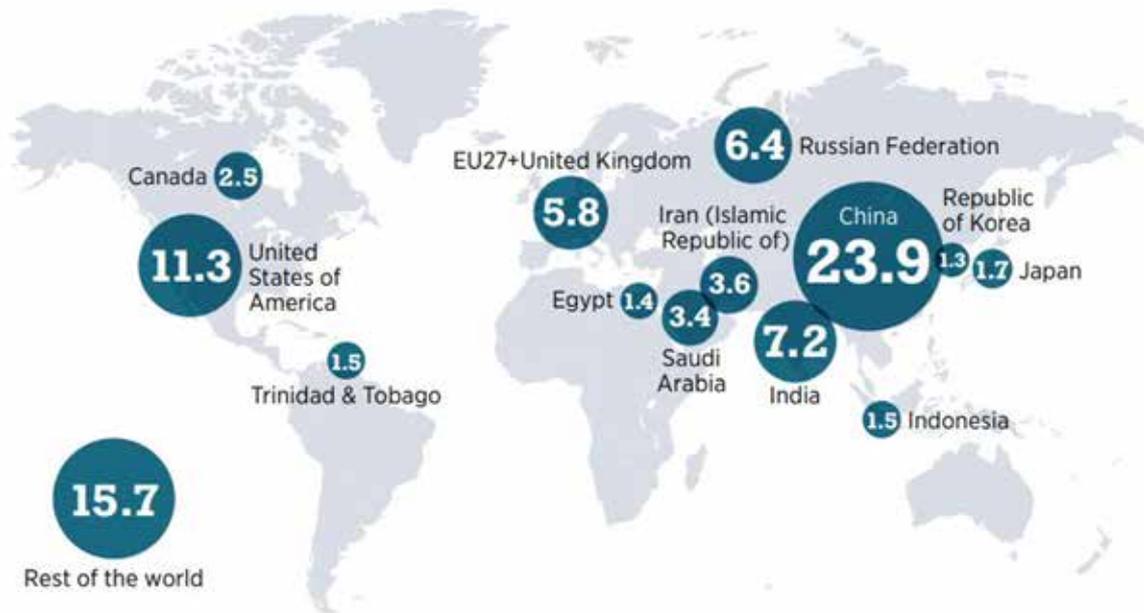
Quelle: IEA, Global Hydrogen Review 2023, S. 65

2022 weltweit ca. 95 Mio. t H₂: 3 % mehr als 2021
 62 % aus Erdgas ohne (w/o = without) CO₂-Vermeidung
 21 % Kohlenutzung – vorrangig in China
 16 % aus Prozessen der Petrochemie, z. B. bei Naphta-Reformierung

China, USA, Mittlerer Osten, Indien und Russland produzieren ca. 70 % des Weltmarkts. China verbraucht ca. 30 % des Weltmarkts. Der Bedarf von Deutschland liegt bei ca. 2 % des Weltmarkts.

2 Wasserstoffherzeugung

Figure 2.1 Hydrogen consumption in 2020 (million tonnes per year)

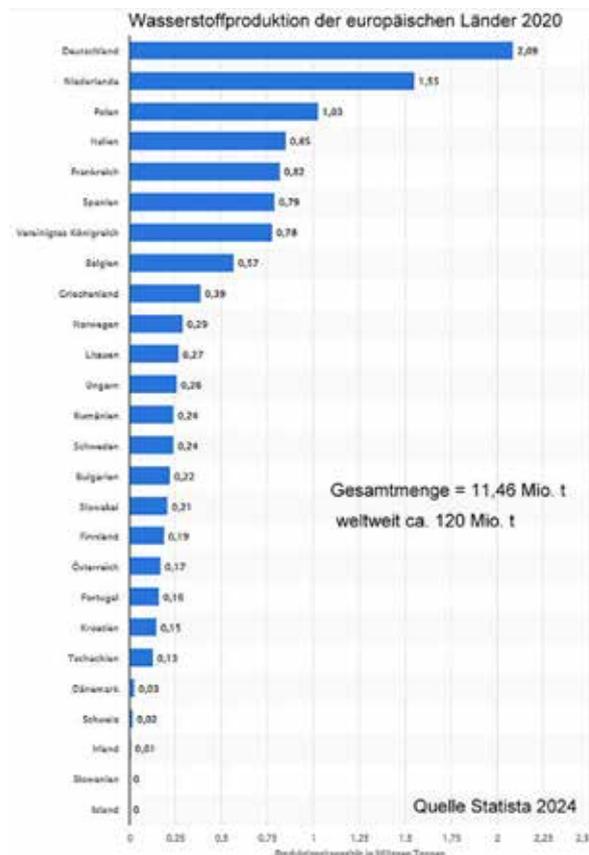


Quelle: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Map source: Natural Earth, 2021

Note: Values are derived from current production of ammonia, methanol, refining and direct reduced iron for steel.

Disclaimer: This map is provided for illustration purposes only. Boundaries and names shown on this map do not imply any endorsement or acceptance by IRENA.



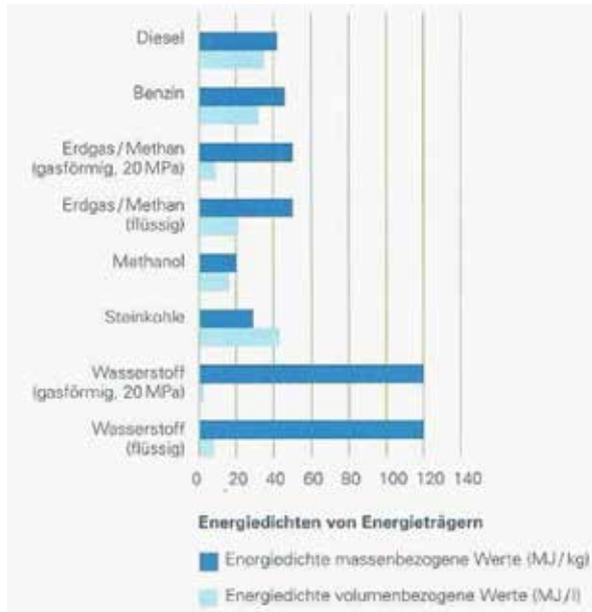
Momentan werden etwa 2 % des weltweiten Wasserstoffs durch Elektrolyse erzeugt. Mit regenerativer Energie erzeugter Wasserstoff würde nahezu kein CO₂ emittieren und wäre deutlich günstiger als auf der Basis fossiler Energien. Allerdings sind die Erzeugungstunden sehr variabel und nicht sicher planbar. D. h. auch, dass die Erzeugung von Wasserstoff mit Elektrolyse in Regionen mit guten und gesicherten Erträgen von Wind- und Solarstrom erfolgen müsste.

Würde die gesamte derzeitige Wasserstoffproduktion durch Wasserelektrolyse erfolgen, wäre der jährliche Strombedarf ca. 3600 TWh, das ist mehr als die jährliche Stromerzeugung der EU bzw. ca. die sechsfache jährlich erzeugte Strommenge von Deutschland. Der Wasserbedarf liegt bei ca. 617 Mio. m³ bzw. 1,3 % des weltweiten Bedarfs der Energieerzeugung und ist ca. der zweifache Wasserbedarf für die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas.⁷

⁷ IEA, The Future of Hydrogen 2019

Kapitel 3

Eigenschaften von Wasserstoff



	Benzin	Wasserstoff	Schlussfolgerung
Dichte im Verhältnis zu Luft	3,2 - 4	0,09	Wasserstoff verflüchtigt sich schnell, Benzin bleibt am Boden
Zündbereich	0,6 - 8 %	4 - 75 %	Wasserstoff kann in einem großen Bereich gezündet werden
Detonationsgrenze	1,1 %	18 %	Wasserstoff verbrennt, bevor er explodiert
Zündenergie	0,24 mJ	0,02 mJ	Ein Funke reicht aus, um Wasserstoff oder Benzin zu zünden
Zündtemperatur	220 - 280 °C	585 °C	Benzin kann sich an heißen Oberflächen entzünden
Flamme	breit, strahlt heiß	steil, wenig Wärmestrahlung	Verbrennungsgefahr neben Wasserstoff-Flamme gering
Gesundheitsgefährdung	giltig	ungiftig	Wasserstoff stellt keine Gefahr für Böden und Gewässer dar

Für die Sicherheit jedes Kraftstoffs spielen seine physikalischen und chemischen Eigenschaften eine entscheidende Rolle. Im direkten Vergleich mit Benzin zeigt sich, dass Wasserstoff keinesfalls gefährlicher ist: Er verflüchtigt sich sehr schnell, verbrennt anstatt zu explodieren, entzündet sich nicht so leicht an heißen Oberflächen und ist im Gegensatz zu Benzin ungiftig für Mensch und Umwelt. (Quelle: TÜV Süddeutschland)

Quelle: Energiewelt Wasserstoff, 2003
TÜV Süddeutschland

Quelle: Linde Technology 2/2003

13 ENERGIEDICHEN VON KRAFTSTOFFEN

50 Volumetrische Energiedichte in MJ/l

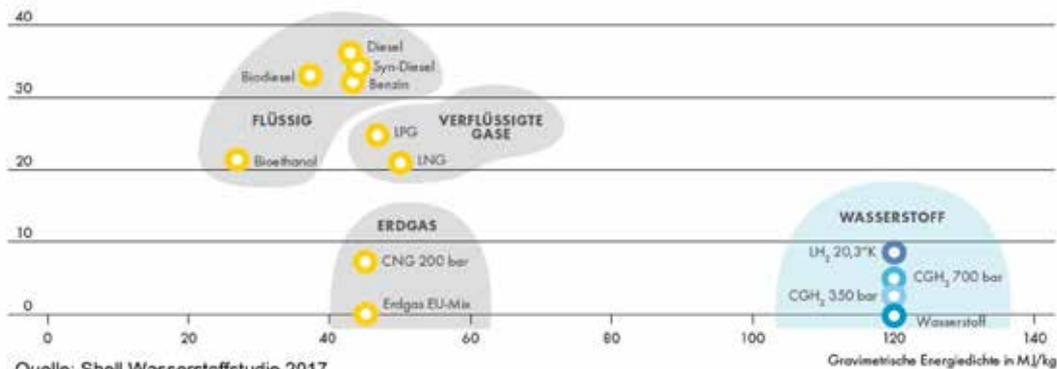
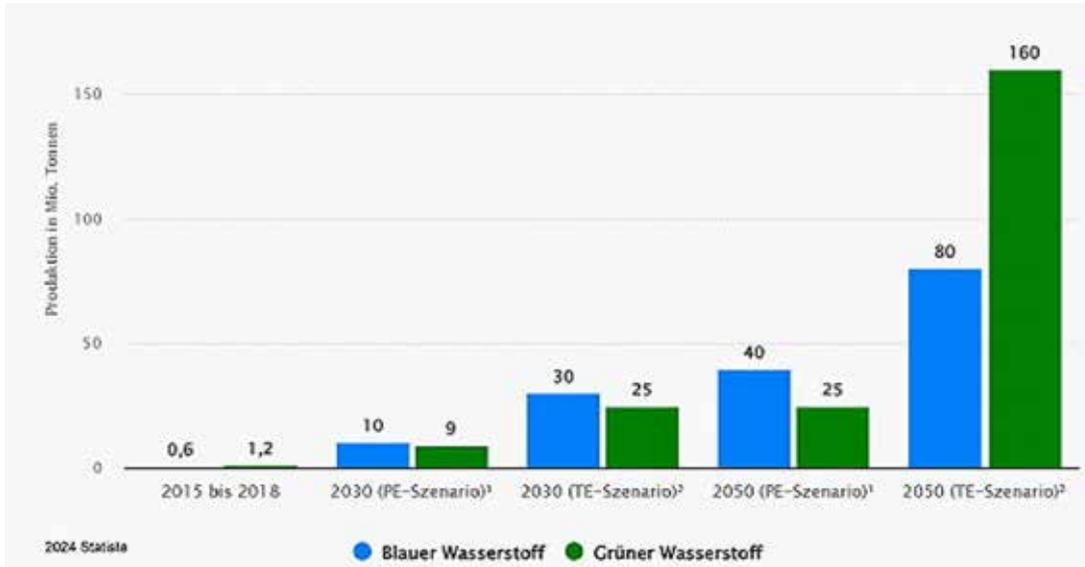
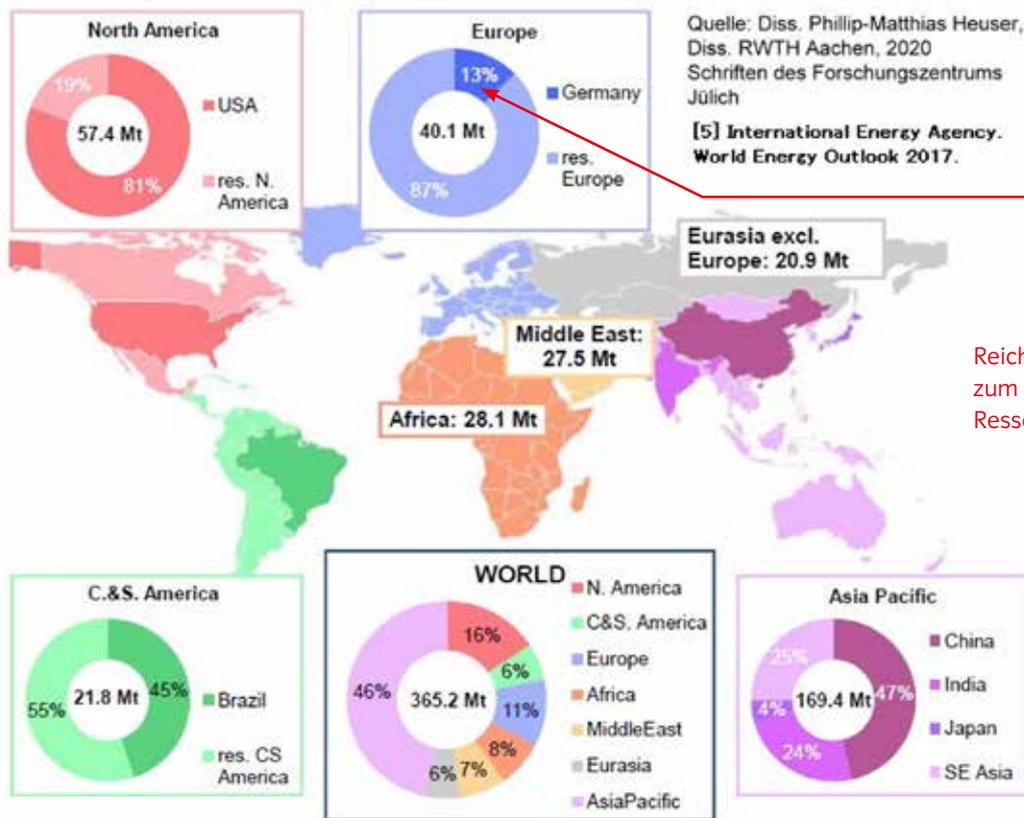


Abb. 12: Technology Readiness Level (TRL) von Wasserstoffanwendungen
Quelle: Shell (2017): Wasserstoffstudie – eigene Darstellung.

Weltweite geplante Wasserstoffherzeugung



7 Weltweite Wasserstoffallokation zur Bedarfsdeckung

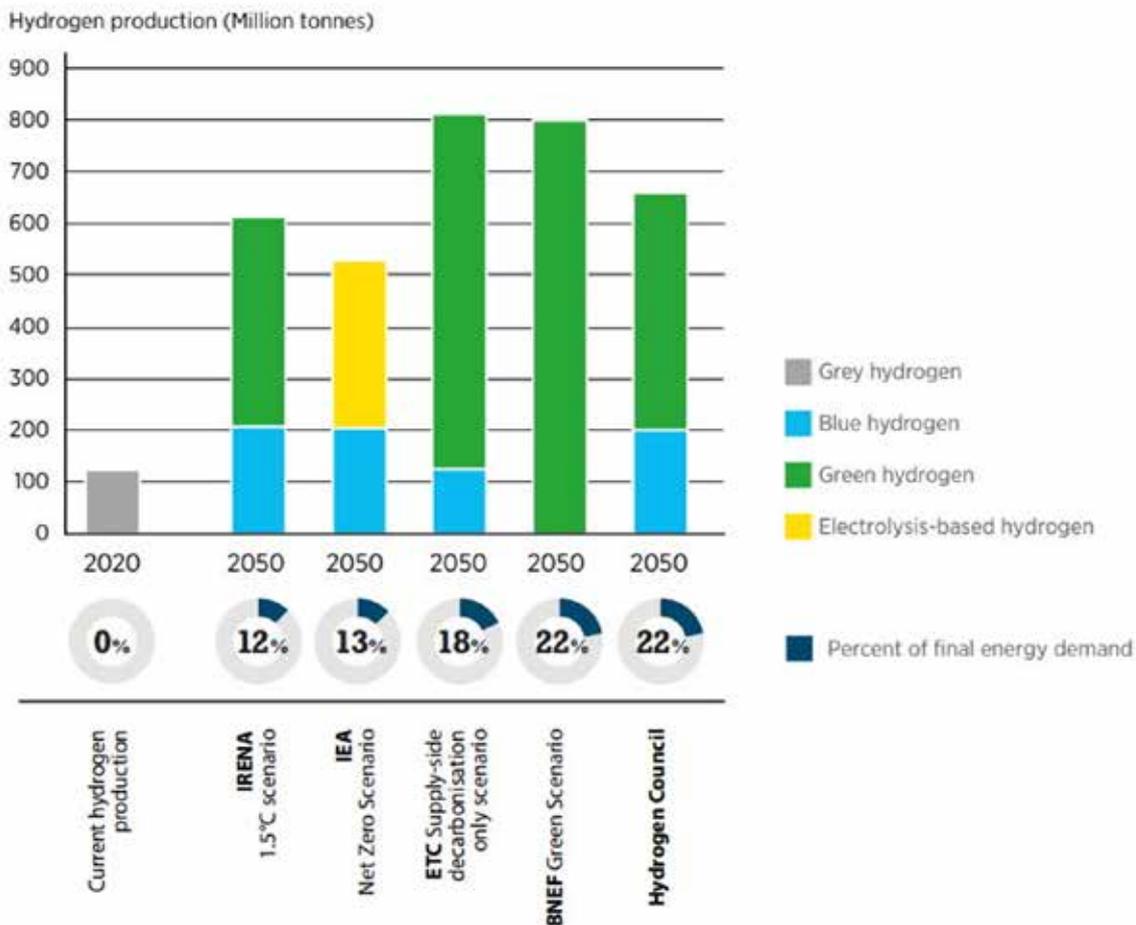


Reicht für Deutschland zum Ersatz der fossilen Ressourcen nicht aus.

Abbildung 7.1: Abgeschätzter zukünftiger weltweiter Wasserstoffbedarf nach Weltregionen im Referenzszenario, regionale Einteilung in Anlehnung an IEA [5]

4 Wasserstoffherzeugung

Figure 1.1 Estimates for global hydrogen demand in 2050



Sources: BloombergNEF (2021a); ETC (2021); Hydrogen Council (2021); IRENA (2021a); IEA, (2021a).

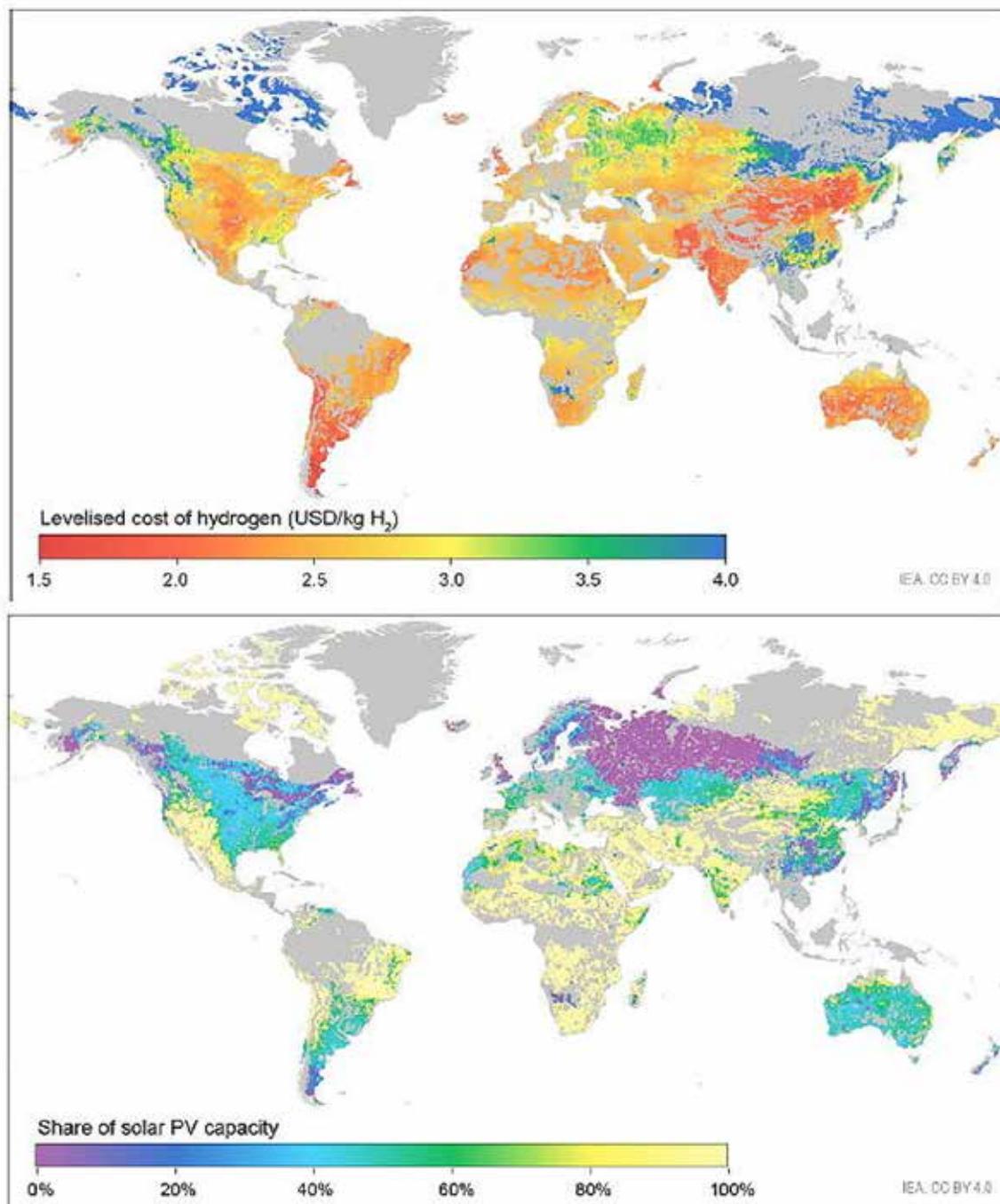
Notes: The International Energy Agency refers to "fossil-based with CCUS" (carbon capture, utilisation and storage) and "electrolysis-based" hydrogen. The Hydrogen Council projects that 60-80% of hydrogen production will be renewables based, with the rest "low-carbon", which it defines as "hydrogen produced from energy sources of non-renewable origin with a carbon footprint below a defined threshold". Current hydrogen production includes hydrogen created as by-product from other processes.

Quelle: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA = International Renewable Energy Agency

4 Wasserstoffherzeugung

Figure 3.13 Hydrogen production costs and share of solar PV from hybrid solar PV and onshore wind systems, 2030



Notes: LCOH = levelised costs of hydrogen production. For each location, production costs are determined by optimising the mix of solar PV, onshore wind, electrolyser, battery and hydrogen storage capacities, resulting in the lowest costs. Onshore wind has been excluded in permafrost regions due to more challenging requirements for the foundation of wind turbines, so that solar PV is the sole hydrogen production option, which explains the high solar shares in these regions. Based on an electrolyser CAPEX of USD 615/kW, regional solar PV and onshore wind CAPEX reflecting 2030 values in the Net Zero Emissions by 2050 Scenario and a weighted average cost of capital of 6%.

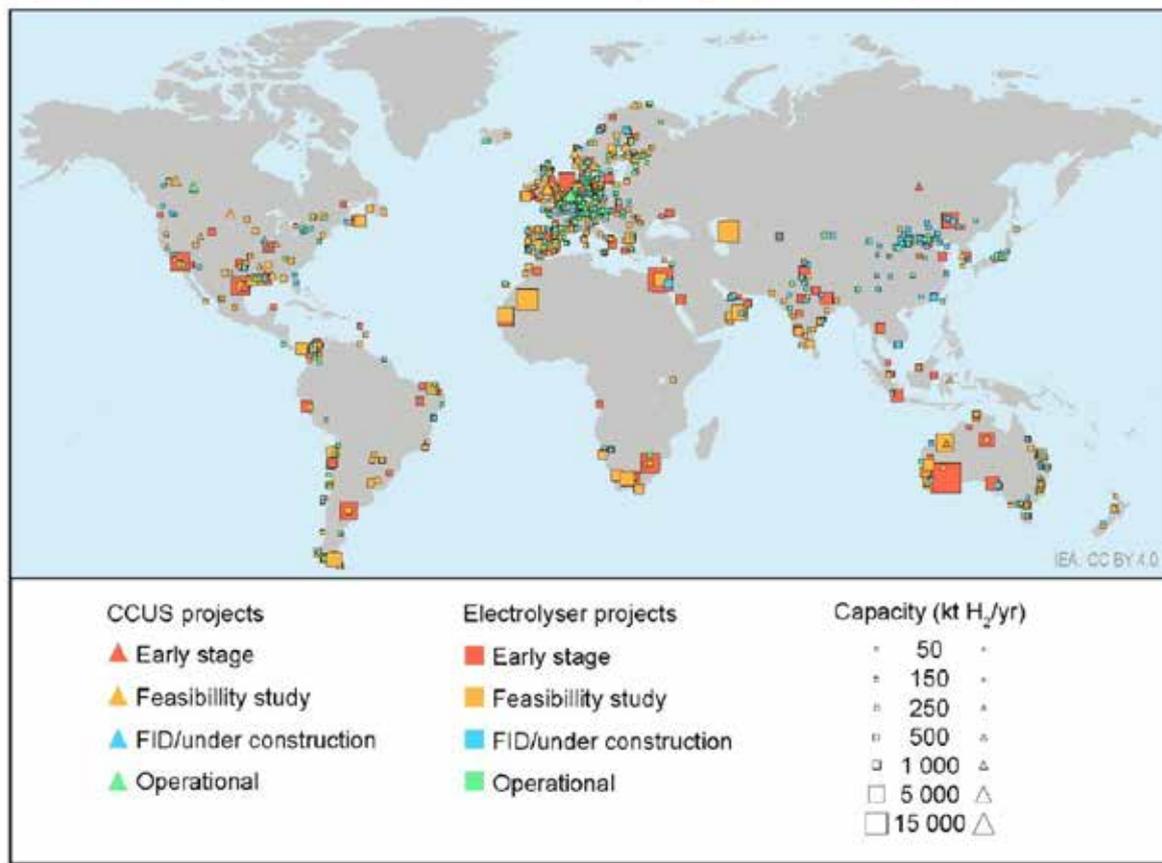
Source: Analysis by IEK-3, Research Centre Jülich using the [ETHOS model suite](#).

Various regions around the world have excellent renewable resources for low-cost hydrogen production. Costs could fall below USD 1.5 kg H₂ by 2030.

Quelle: IEA Global Hydrogen Review 2023

4 Wasserstoffherzeugung

Figure ES.1 Map of announced low-emission hydrogen production projects



Quelle: IEA Global Hydrogen Review 2023, S. 11

IEA. CC BY 4.0.

Note: Map includes also announced projects starting after 2030.

Source: IEA Hydrogen Projects database.

Region	Projekt	Elektrolyseleistung	Fertigstellung
Kasachstan	Hyrasia One	30 GW	2030
Iberische Halbinsel	Hydeal	69 GW	2030
Nordsee	AquaVentus	10 GW	2035
Mauretanien	Project Nour	10 GW	2030
Mauretanien	AMAN	16 - 20 GW	-
Kenia	Fortescue Deal	300 GW	tba
Niederlande	North H2	10 GW	2040
Australien	Western Green Energy Hub	28 GW	2030
Oman	Green Energy Oman	14 GW	2038

Tabelle 1: Übersicht der bisher angekündigten Großprojekte

Quelle: Rödl & Partner: Wasserstoffmarkt international: Entwicklungen Chancen Herausforderungen (22.06.2023)

4 Wasserstoffherzeugung

Bewertung von Importländern:

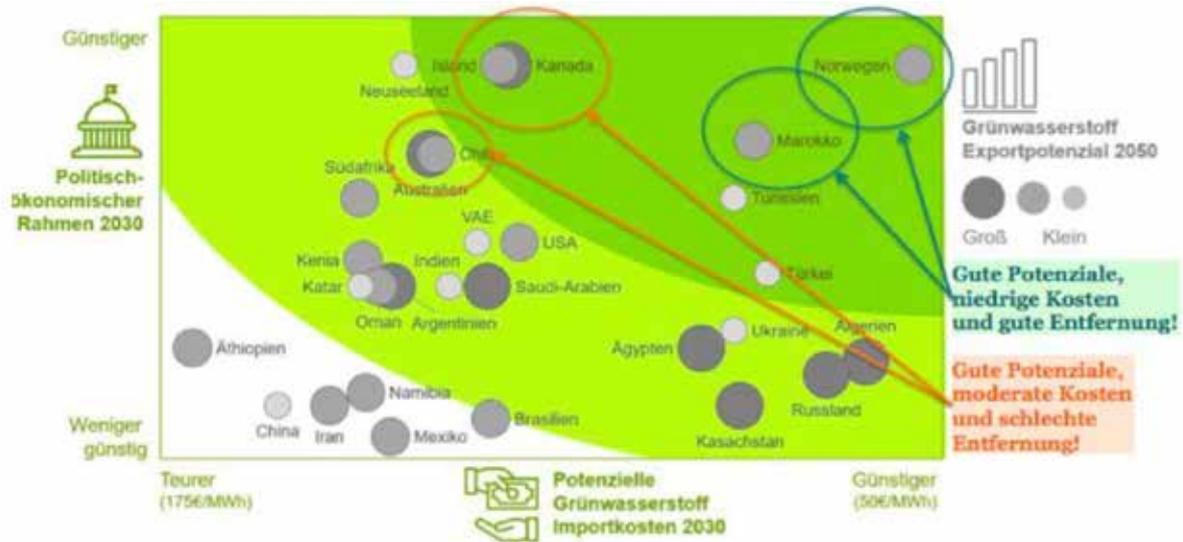


Abbildung 7: Darstellung und Bewertung von Importkandidaten

Quelle: Navigant et al. (2019), um eigene Teil-Bewertungen modifiziert.

Quelle: Studie DIW - ECON - Wuppertaler Institut 2020

- Zu erwartender Grenzübergangspreis nach Deutschland 5 - 17,5 ct/kWh⁸
- Wasserstoffgestehungskosten von ca. 1,5 - 2,3 \$/kg Wasserstoff
- ca. 200 Mrd. \$ weltweit für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft⁹

Treibhausgasemissionen von Elektrolyse-Wasserstoff unter Berücksichtigung der indirekten Effekte der Stromgewinnung

Energiequelle für Elektrolyse	Wind-Strom	PV-Strom	Sonnenwärme (CSP)	Europäischer Strommix ²	Dampfreformierung von Erdgas ³
Emissionen ¹ in gCO _{2eq} /kWhH ₂	18-35	90-137	35-36	700-976	318-364

¹ Entsprechend ausgewählten Studien. Angegeben ist die Spannweite der recherchierten Werte.

² Berücksichtigt wurden Werte für den deutschen, niederländischen und durchschnittlichen EU-Strommix aus dem Zeitraum 2015-2018.

³ Einschließlich der Vorkettenemissionen.

SRU 2021; Datenquelle: SCHROPP et al. 2021; DELPIERRE et al. 2021; REITER und LINDORFER 2015; LIEBICH et al. 2020; VALENTE et al. 2021; MEHMETI et al. 2018

Quelle: Wasserstoff im Klimaschutz, Stellungnahme des Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2021

⁸ Studie 2019 DENA, Gesellschaft internationale Zusammenarbeit (GIZ), Navigant, Adelphi

⁹ Mega - Studie Wasserstoff Fhf 2021

Farbenlehre vom Wasserstoff



Quelle: IKEM Institut für Klimaschutz und Mobilität, 2020 Die Wasserstoff Farbenlehre

Grauer Wasserstoff:

Grauer Wasserstoff basiert auf dem Einsatz von fossilen Kohlenwasserstoffen. Maßgeblich für die Produktion von grauem Wasserstoff ist die Dampfreformierung von Erdgas. Seine Erzeugung ist – abhängig vom eingesetzten fossilen Ausgangsstoff – mit erheblichen CO₂-Emissionen verbunden.

Blauer Wasserstoff:

Als blauer Wasserstoff wird Wasserstoff bezeichnet, dessen Erzeugung mit einem CO₂-Abscheidungs- und -Speicherungsverfahren gekoppelt wird (engl. Carbon Capture and Storage, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO₂ gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO₂-neutral betrachtet werden.

Grüner Wasserstoff:

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO₂-frei, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.

Türkiser Wasserstoff:

Als „türkiser Wasserstoff“ wird Wasserstoff bezeichnet, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse) hergestellt wurde. Anstelle von CO₂ entsteht dabei fester Kohlenstoff. Voraussetzungen für die CO₂-Neutralität des Verfahrens sind die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus erneuerbaren oder CO₂-neutralen Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung des Kohlenstoffs.

Folgeprodukte:

Aus Wasserstoff können weitere Folgeprodukte hergestellt werden (Ammoniak, Methanol, Methan usw.). Sofern diese Produkte unter der Verwendung von „grünem“ Wasserstoff erzeugt werden, wird im Folgenden übergreifend von Power-to-X (PtX) gesprochen. Je nachdem, ob die erzeugten Folgeprodukte in gasförmiger oder flüssiger Form anfallen, spricht man von Power-to-Gas (PtG) oder von Power to-Liquid (PtL).¹⁰

¹⁰ Die Nationale Wasserstoffstrategie, BMWi Juni 2020

Wasserstoffherstellung - Elektrolyse

Wasserstoffherzeugung mit Elektrolyse

Typen, Vorteile/Nachteile



	Alkali Elektrolyse AEL	PEM Elektrolyse PEMEL	Solid oxide Elektrolyse SOEC
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> Etabliert Betriebserfahrung Keine Edelmetall-Katalysatoren Druckbetrieb möglich 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Stromdichte Hohe Drücke möglich Teillastfähigkeit, Dynamik Hohe H₂-Reinheit Einfaches System 	<ul style="list-style-type: none"> Niedriger Stromverbrauch Keine Edelmetall-Katalysatoren Potential zu hoher Stromdichte Möglichkeit der Einkopplung von Wärme, Koproduktion z.B. von CO
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> Relativ niedrige Stromdichte Korrosiver Elektrolyt Komplexes System 	<ul style="list-style-type: none"> Edelmetall-Katalysatoren Hohe Investitionskosten Wenig Erfahrung zu Betrieb/ Haltbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Noch im Entwicklungsstadium Hochtemperaturwärme benötigt Keine Erfahrung zu Haltbarkeit / Dynamik Komplexes System



Source: Hydrogenics

22.02.16 Fußzelle



PEM stack from Siemens



Solid oxide stack from Topsoe FuelCell

Quelle: Vortrag Linde - Ch. Stiller 19.02.2016

8 KENNDATEN VON ELEKTROLYSEUREN

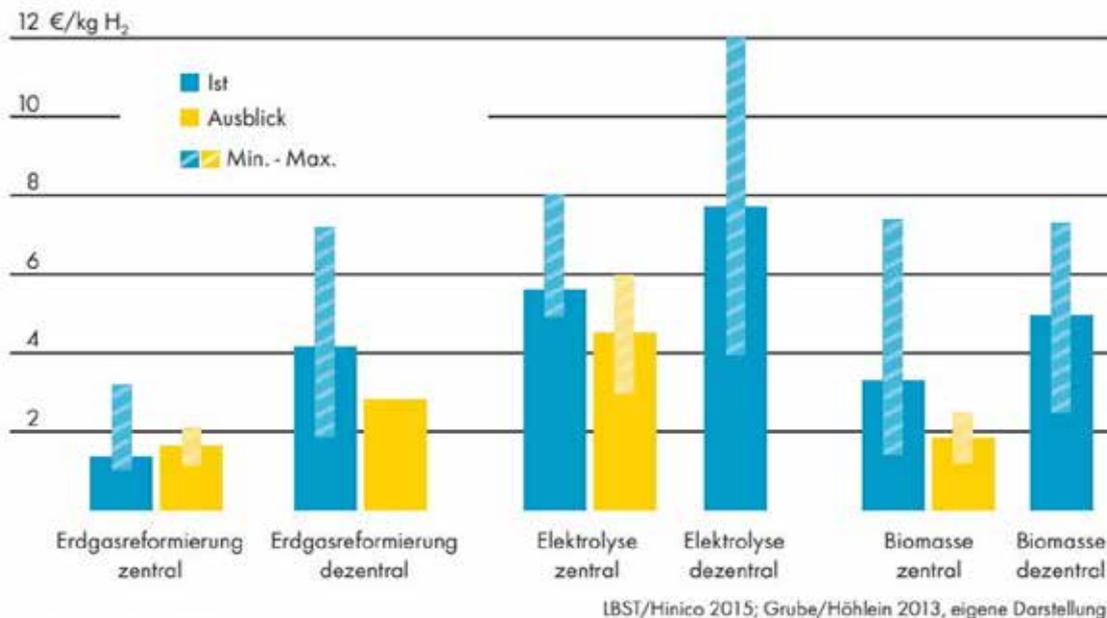
	Temperatur °C	Elektrolyt	Anlagengröße		Wirkungs- grad	Reinheit H ₂	Systemkosten	Lebens- erwartung	Reifegrad
Alkaline Elektrolyse (AE)	60 - 80	Kalium- hydroxid	0,25 - 760 Nm ³ H ₂ /h	1,8 - 5.300 kW	65 - 82%	99,5% - 99,9998%	1000 - 1200 €/kW	60.000 - 90.000 h	Kommerziell seit 100 Jahren in Industrie genutzt
Proton Exchange Membran Elektrolyse (PEM)	60 - 80	Feststoff- membran	0,01 - 240 Nm ³ H ₂ /h	0,2 - 1.150 kW	65 - 78%	99,9% - 99,9999%	1900 - 2300 €/kW	20.000 - 60.000 h	Kommerziell in mittleren und kleinen Anwendun- gen (<300 kW)
Anion Exchange Membran Elektrolyse (AEM)	60 - 80	Polymer- Membran	0,1 - 1 Nm ³ H ₂ /h	0,7 - 4,5 kW	k.A.	99,4%	k.A.	k.A.	Kommerziell verfügbar in limitierten Anwendungen
Solid Oxide Elektrolyse (SOE)	700 - 900	Oxidkeramik	Bisher nur Labormaßstab		85% (Labor)	k.A.	k.A.	ca 1.000 h	FuE

Quelle 2017 Wasserstoffstudie Shell

Eibach 2014; IEA 2015; eigene Darstellung

6 Wasserstoffherstellung

12 ERZEUGUNGSKOSTEN VON WASSERSTOFF



Kenndaten von Elektrolyseprozessen:

Kriterium	Einheit	Alkalische-Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	HT-Elektrolyse
Elektrolyt	-	KOH-Lösung	Wasser	Wasserdampf
TRL	-	8	6	4
Leistungsbereich	MW	0,005 - 5,3	0,005 – 17,5	0,018 – 0,15
Wirkungsgrad H ₂	%	68 – 85	67 – 75 ++	73 - 82
Teillastbereich (min. – max.)	%	10 bis 110	0 bis 200 ++	≥ 5 bis 100
Anlaufzeit kalt (aus standby)	min	10 - 60 (0,16-0,5)	1 - 40 (0,16-0,5) +	≥ 600
Lebensdauer	h	75.000	60.000	20.000
Investitionskosten	€/kW	500– 1.500	1.000 – 2.300	1999 - 5600
Investitionskosten 2030 (Prognose)	€/kW	500 - 1400	650 - 1500	460 - 2800
Investitionskosten 2050 (Prognose)	€/kW	200 - 700	200 - 900	153 – 1000

Quelle: Studie DIW – ECON – Wuppertaler Institut 2020

Wasserbedarf

9 kg aufbereitetes, hochreines Wasser ist der stöchiometrische Wert für ein 1 kg Wasserstoff. Aufgrund der meistens erforderlichen Wasseraufbereitung ist oft sogar eine deutlich größere Rohwassermenge erforderlich, insbesondere wenn Meerwasser entsalzt werden muss. Nimmt man den Mittelwert der rund 16.000 in weltweit 177 Ländern in Betrieb befindlichen Entsalzungsanlagen, entsteht 1 l Süßwasser aus 2,5 l Rohwas-

ser (Daten aus: The state of desalination and brine production: A global outlook).

Würde man aus diesen Anlagen Wasser zur Wasserstoffgewinnung per Wasserelektrolyse einsetzen, läge der technische Wasserbedarf bei fast 22,5 kg Rohwasser pro 1 kg Wasserstoff. Bei einem hohen Salzgehalt im Rohwasser steigt der Wasserbedarf auf bis zu 30 kg Rohwasser pro 1 kg Wasserstoff.

6 Wasserstoffherstellung

Abbildung 4-4: Entwicklung des elektrischen Energieverbrauchs der Wasserstoffproduktion für alle drei Technologien gemäß Auswertung der Fragebogen

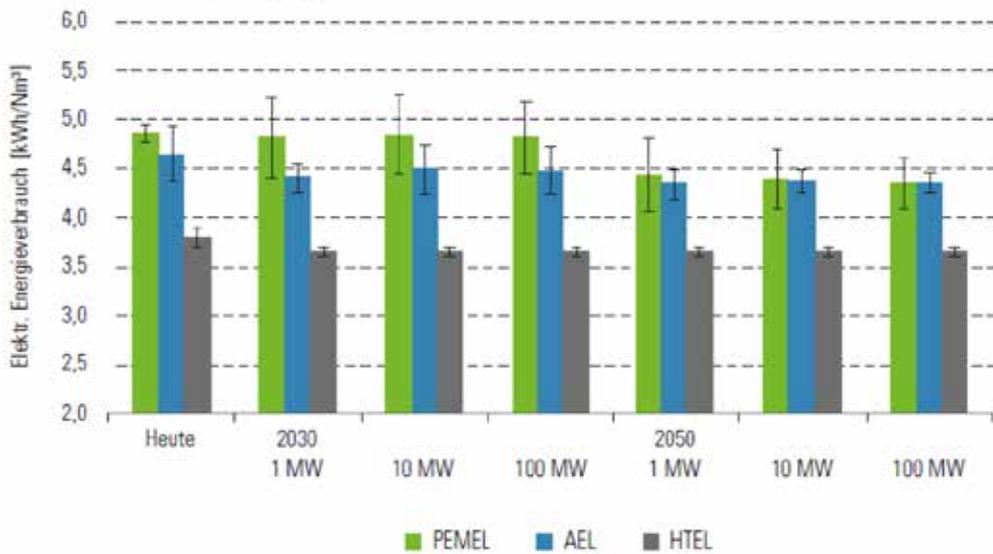
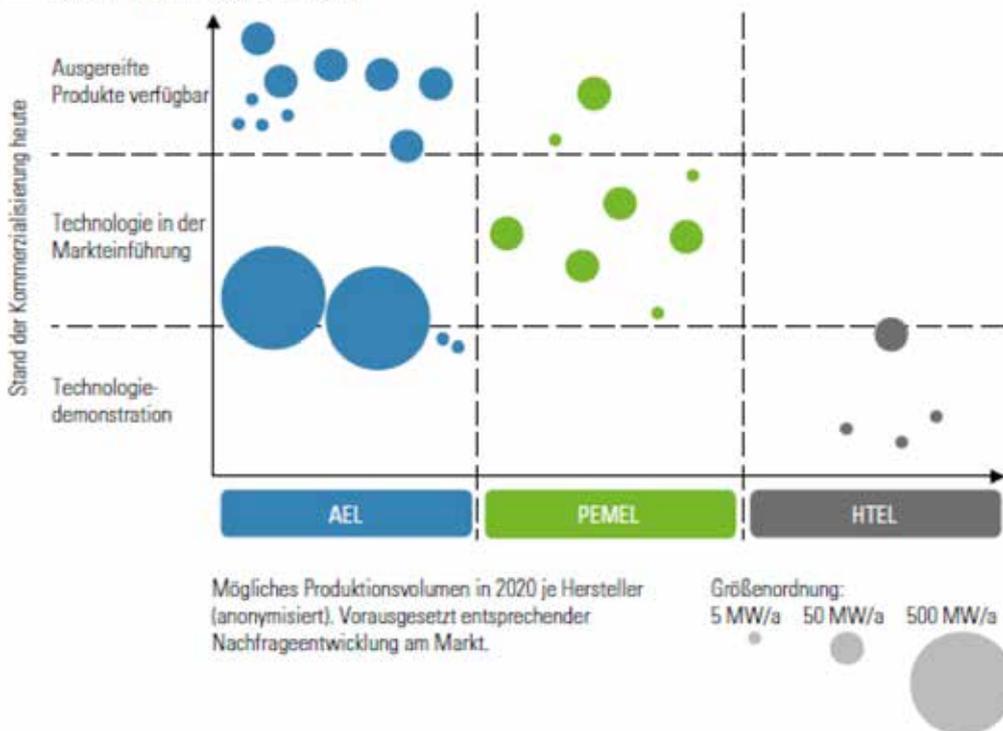


Abbildung 4-14: Entwicklungsstand verschiedener Elektrolysetechnologien und Charakterisierung der wesentlichen Anbieter je Technologie (anonymisiert)



Elektrolyseure:

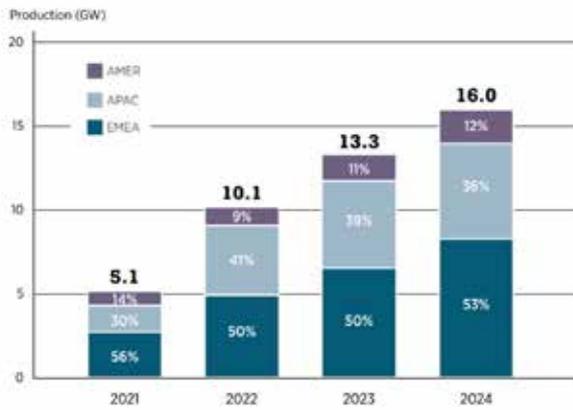
Zubaubedarf : ab 2030 ca. 8 - 12 GWh/a.\$
 Herstellungswirkungsgrad: heute 65 %; bis 2050 sind ca. 80 % zu erwarten.
 Rohstoffbedarf: Platin, Iridium, Scandiumoxid, Titan (unkritisch)
 Investitionskosten: heute 1000 - 1500 €/kW_{AC}
 nach 2030 zwischen 500 - 700 €/kW_{AC}

1 Nm³ H₂ = 3 kWh; Wirkungsgrad der Elektrolyse ca. 62 - 83 %¹¹

¹¹ Studie 2018 Nationale Organisation der Wasserstofftechnologie, Berlin

6 Wasserstoffherstellung

Figure 3.13 Estimated global electrolyser manufacturing capacity 2021-2024, based on investment plans



Source: BloombergNEF (2023)
 Note: AMER = Americas; APAC = Asia-Pacific; EMEA = Europe, the Middle East and Africa.

Quelle: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

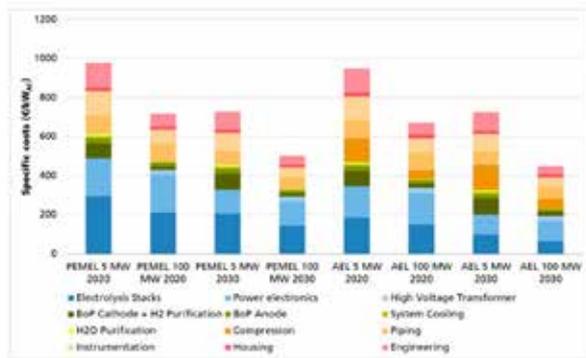
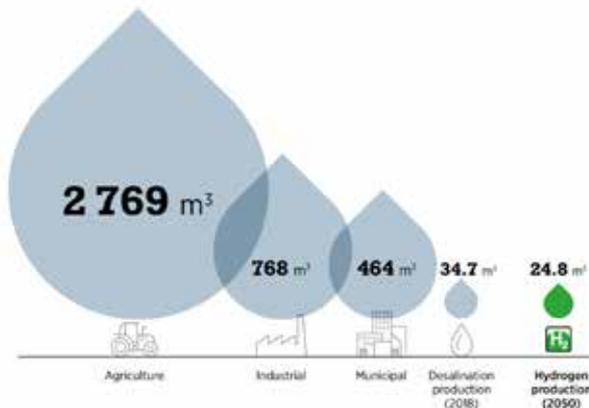


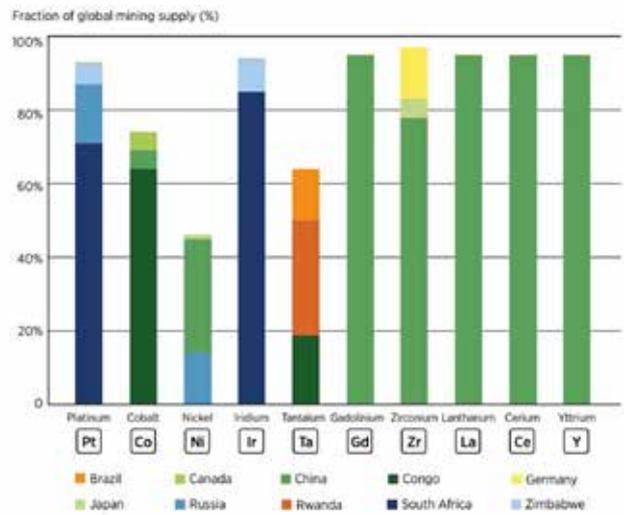
Figure 0-2: Alkaline and PEM electrolysis system cost for different system capacities in 2020 and 2030
 Quelle: FHT-ISE Cost Forecast for Low-Temperature Electrolysis, 2021

Figure 5.3 Water consumption of hydrogen in 2050 compared with selected sectors today (billion cubic metres)



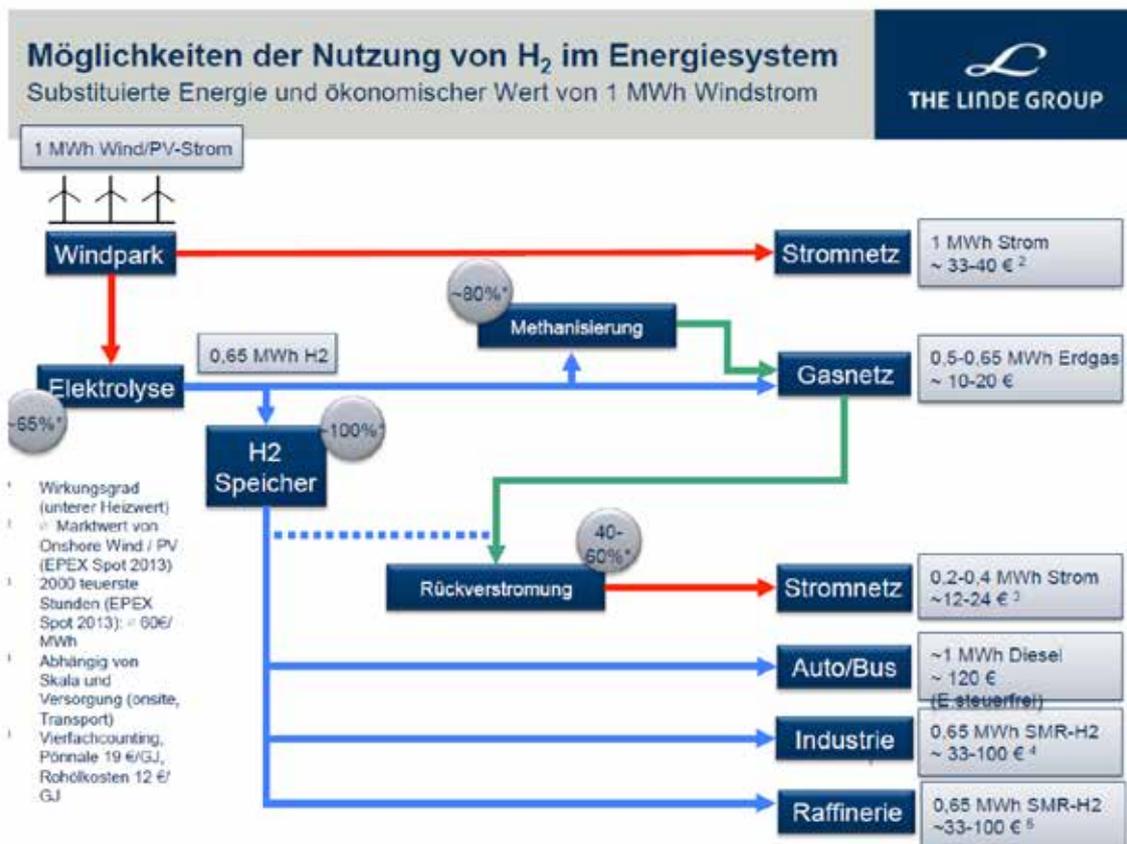
Source: Bionco (2023)
 Note: Figure considers only water consumption, not water withdrawals. Withdrawals cover water that is directly returned to the body of water from which it was taken. Consumption covers any water that is converted into another form or is not returned to the original body. Although most water can be recovered when hydrogen is combusted or used in a fuel cell, it is not generally returned to the original body of water and will be considered to be consumed (Serwick, Owers and Yan, 2023).
 Quelle: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Figure 4.7 Top producers of critical materials in electrolysers



Source: IRENA (2020a)
 Quelle: IRENA (2022), Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Wasserstoffanwendung



Quelle: Vortrag Linde - Ch. Stiller 19.02.2016

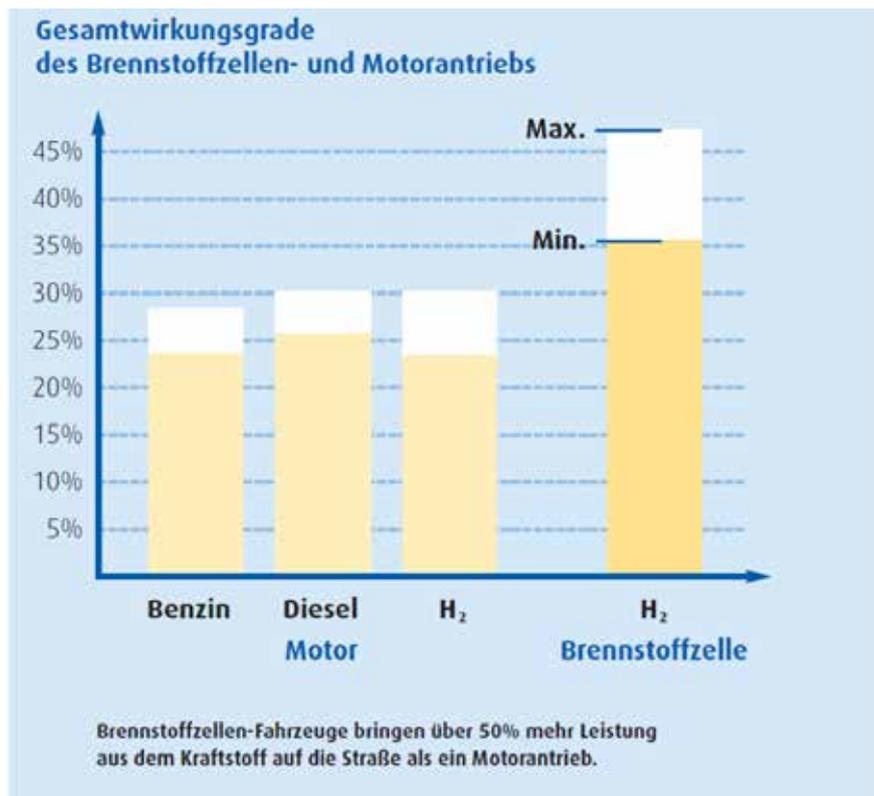
Bedarf an Molekülen zusätzlich zu grünen Elektronen Abbildung 4

Grüne Moleküle benötigt?	Industrie	Verkehr	Energie-sektor	Gebäude
No-regret	<ul style="list-style-type: none"> Reaktionsmittel (Stahl aus Direktreduktion) Stoffliche Nutzung (Ammoniak, Chemikalien) 	<ul style="list-style-type: none"> Langstrecken-Luftverkehr Langstrecken-Schiffsverkehr 	<ul style="list-style-type: none"> Langzeitspeicher zum Back-up variabler erneuerbarer Energien 	<ul style="list-style-type: none"> Fernwärme (Residuale Wärmelast*)
Umstritten	<ul style="list-style-type: none"> Hochtemperatur-Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> Lkw & Busse** Kurzstrecken-Luftverkehr Kurzstrecken-Schiffsverkehr Schienerverkehr*** 	<ul style="list-style-type: none"> Größe des Bedarfs angesichts anderer Flexibilitäts- und Speicheroptionen 	
Nicht empfehlenswert	<ul style="list-style-type: none"> Niedertemperatur-Wärme 	<ul style="list-style-type: none"> Pkw Kleinere Nutzfahrzeuge 		<ul style="list-style-type: none"> Einzelne Gebäude

* nach Erneuerbaren Energien sind Umgebungs- und Abwärme so weit wie möglich zu nutzen. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen. Hinweis: Fernwärme wird gemäß dem UNFCCC-CRF-Berichtsformat als Teil des Stromsektors gemeldet.
 ** Die Serienproduktion von Batterie-Lkw und -Bussen ist derzeit weiter fortgeschritten als die von Brennstoffzellen-Lkw und -Bussen.
 *** Je nach Distanz, Nutzungsfrequenz und Energieversorgungsoptionen.

Agora Energiewende (2021). Quelle: Agora Energiewende, Agora Industrie (2022):12 Thesen zu Wasserstoff

7 Wasserstoffanwendung



Quelle: Linde Technology 2/2003

Tab. 1: Typischer Energiebedarf für Erzeugung, Kompression bzw. Verflüssigung, Transport und Nutzung von Wasserstoff

Verfahrensschritte	Technische Angaben	Energieverluste MJ / kg H ₂	Verluste (in % des H ₀ Wasserstoff)
Elektrolyse	1,76 Volt, 1 atm	61	43 %
Kompression	1 bar – 200 bar	10	7 %
	1 bar – 400 bar	13	9 %
	1 bar – 800 bar	17	12 %
Verflüssigung	100 kg / h	65	46 %
	1.000 kg / h	45	32 %
	10.000 kg / h	35	28 %
Straßentransport	200 bar, 200 km	18	13 %
	200 bar, 400 km	36	25 %
	flüssig, 200 km	3	2 %
Pipeline	10 bar, 1.000 km	12	8 %
H ₂ -Elektrolyse an Tankstelle	entspricht 60.000 Liter Benzin pro Tag	80*	56 %
Betanken	100 bar auf 400 bar	5	4 %
Brennstoffzelle	Verstromung	142	50 %

* einschl. Wasseraufbereitung, Kompression, Gebäudeenergiebedarf usw.;
der Brennwert (H₀) von Wasserstoff beträgt 142 MJ / kg

Quelle: Bossel et al. 2003

Quelle: Technikfolgeabschätzung - Theorie und Praxis 1 15. Jg. 2006

7 Wasserstoffanwendung

Wie explosiv ist Wasserstoff? Diese Frage wird häufig gestellt, da Wasserstoff aufgrund des Knallgasexperiments aus dem Chemieunterricht und einiger bekannter Unfälle aus der Technikgeschichte mit Explosionen verbunden wird. Gerade das Feuer an Bord des Luftschiffes Hindenburg wird noch oft als Beispiel für die Explosionsgefahr von Wasserstoff genannt. Es ist jedoch längst bewiesen, dass es gar keine Explosion gab und das Unglück auch nicht durch Wasserstoff verursacht wurde, sondern durch einen elektrostatischen Funken. Wichtig ist vor allem: Per se explodiert Wasserstoff nicht. Dafür sind weitere Faktoren notwendig – ein Oxidator (beispielsweise reiner Sauerstoff, Luft oder Chlor) in einem bestimmten Volumenverhältnis zum Wasserstoff und eine Zündquelle wie der aus einer elektronischen Aufladung resultierende Funke. Reiner Wasserstoff kann nicht brennen.

Werden in Luft unter atmosphärischem Druck circa 4 % Wasserstoff eingemischt, dann lässt sich dieses Gemisch mit einer Zündquelle entzünden. Explosionsgefahr herrscht hier jedoch noch nicht. Diese ist erst ab einer Wasserstoffkonzentration von 18 % gegeben. Sobald rund 75 % Wasserstoff vorhanden sind, sind Entzündungen und somit auch Explosionen nicht mehr möglich, da die Menge an Sauerstoff dafür nicht ausreicht. Da Wasserstoff 14-mal leichter als Luft ist und sich somit schnell im Freien verflüchtigt, verringert sich die Explosionsgefahr von Wasserstoff zusätzlich. Gerade in geschlossenen Räumen stellt deshalb die Belüftung einen entscheidenden Faktor dar. Beim Umgang mit Wasserstoff sollte zudem immer darauf geachtet werden, ihn auf Distanz zu Zündquellen zu halten, zu denen auch elektrostatische Entladungen („electrostatic discharge“ = ESD) zählen.

Wasserstoffversprödung ist ein Phänomen, das bereits seit langem untersucht wird und ebenfalls zu den typischen Gefahren von Wasserstoff gehört. Diese liegt vor, wenn es zu einem Eindringen von ionisiertem Wasserstoff in das Kristallgitter eines Metalls kommt. Entsprechend sind Metalle oder auch Metalllegierungen von Wasserstoffversprödung betroffen. Beschleunigtes Risswachstum oder Materialversagen können durch Wasserstoffversprödung hervorgerufen werden, vor allem bei erhöhter Materialspannung. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von „wasserstoffinduzierter Korrosion“. Ob das jeweilige Material für Wasserstoffversprödung anfällig ist, hängt von mehreren Faktoren ab:

- Form des Kristallgitters (z. B. Raum- oder Flächenzentrierung)
- Metalloberflächengüte (z. B. Schweißnähte, Brüche oder Fehlstellen)
- Belastung (z. B. Temperatur, Druck, Spannung oder Wechselbelastung)

Daher sollten bei der Auswahl von Komponenten immer die Auswirkungen der Alterung durch Wasserstoff einbezogen werden. Durch die entsprechende Materialwahl lässt sich das Risiko der Wasserstoffversprödung reduzieren oder ganz vermeiden. Hierzu hat sich Edelstahl bewährt. Zudem ist es wichtig, zu wissen, dass Wasserstoff sehr schnell in andere Gase wie Luft diffundiert. Auch können in Rohrleitungen und Speicherbehältern auf katalytisch wirksamen Oberflächen H⁺-Ionen entstehen. Dabei handelt es sich um ionisierten Wasserstoff: Dieser ist noch kleiner als das eigentliche Molekül, sodass er in der Lage ist, leicht in Metalle hinein zu diffundieren. Bei manchen Stahlsorten und unter speziellen Bedingungen kann aus diesem speziellen Grund Wasserstoffversprödung auftreten.

Gerade bei den **Rohren von Pipelines für den Wasserstofftransport** ist die Beständigkeit oder Resilienz gegen das Phänomen der Wasserstoffversprödung von grundlegender Bedeutung. Nur so lassen sich Wasserstoffversprödung und Korrosion vermeiden. Durch das aktive Elektron von Wasserstoff können auch die Verbindungen (Schweißnähte) zwischen den Rohren gefährdet werden. Die Veröffentlichung von offiziellen Normen oder Regelungen bezüglich des sicheren Wasserstofftransports steht noch aus. Die Herausforderung besteht vor allem darin, dass für den Wasserstofftransport zunächst die bestehende Erdgas-Pipeline-Infrastruktur und keine speziellen Wasserstoff-Pipelines verwendet werden sollen. Somit sind eine individuelle Betrachtung und eigene Erfahrungen beziehungsweise das Hinzuziehen eines erfahrenen Experten entscheidend, um Wasserstoffversprödung und weitere Risiken gezielt auszuschließen.

Wie gefährlich ist Wasserstoff? Diese Frage muss differenziert betrachtet werden. Hierbei spielen mehrere Aspekte eine Rolle: Zum einen sollte die Gefahr von Wasserstoff mit derjenigen von etablierten Energieträgern verglichen werden. Zum anderen sind der Aufwand zur Kontrolle dieser Gefahren und die Nutzen-Risiko-Abwägung zu berücksichtigen. Wasserstoff kann bei einem entsprechenden Mischungsverhältnis mit Sauerstoff explosiv sein und verbreitet sich schnell, doch er verflüchtigt sich eben auch in kurzer Zeit. Gleichzeitig sollte die Explosionsgefahr von Wasserstoff ernst genommen werden und sich in entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen niederschlagen. Eine nicht zu unterschätzende Gefahr besteht in der Farb- und Geruchlosigkeit von Wasserstoff. Aus diesem Grund werden Wasserstoffflecks oft nicht bemerkt. Diese sind in geschlossenen Räumen zudem noch riskanter. Auch Wasserstoffversprödung, die zu Rissbildung führt, zählt zu den typischen Gefahren von Wasserstoff. Diesen Risiken kann jedoch entgegen gewirkt werden – mit ausreichender Belüftung in geschlossenen Räumen und der richtigen Materialwahl, um Wasserstoffversprödung zu vermeiden.¹²

¹² www.tuev-nord.de/de/unternehmen/energie/wasserstoff/wasserstoff-eigenschaften-sicherheit-gefahren/

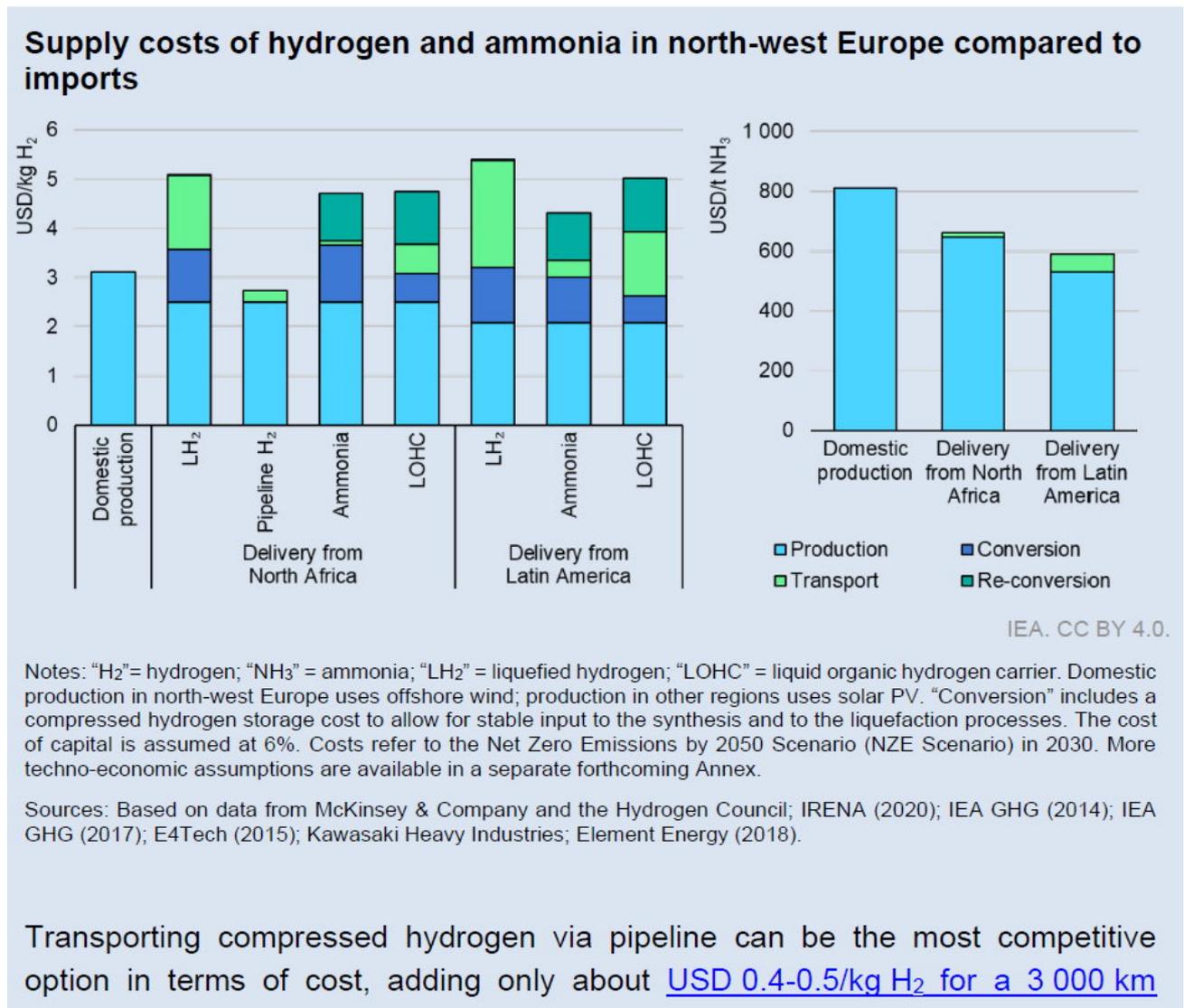
Die wesentlichen Ergebnisse sind:

- Die Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz wird bei ambitionierten Reduktionszielen mittel- bis langfristig bis zur Beimischungsgrenze ausgeschöpft. Es werden bis 2050 bis zu 50 GW Elektrolyse installiert und damit jährlich bis zu 70 TWh Wasserstoff produziert. Nur in dem unwahrscheinlichen CCS-Szenario ist die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom im Vergleich zu Wasserstoff aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung nicht wettbewerbsfähig.
- Erneuerbares Methan kann mittel- bis langfristig wettbewerbsfähig werden, wenn ambitionierte Klimaschutzziele verfolgt werden, CCS nicht verfügbar ist und die Beimischungsgrenze von Wasserstoff im Gasnetz erreicht ist. Im wahrscheinlichsten Szenario *Kontinuität* mit 80%-Emissionsreduktion (2050, ggü. 1990) werden bis 2050 4 GW installiert und damit jährlich 30 TWh erneuerbares Methan produziert.
- Eine Erweiterung des Portfolios von Klimaschutzoptionen um Power-to-Gas stellt die Transformation des Deutschen Energiesystems auf eine sicherere Basis. Power-to-Gas hilft somit bei der Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele, dämpft CO₂-Zertifikatspreise und kann Risiken, wie einen verzögerten Ausbau von Offshore-Wind-Anlagen oder möglichen Akzeptanzproblemen beim Stromnetzausbau, abfedern.
- CO₂ für die Methanisierung kann in ausreichendem Maße von Biogasanlagen bereitgestellt werden. Power-to-Gas stellt auf diese Weise in einem Teil des Energiesystems einen geschlossenen CO₂-Kreislauf für die nachhaltige Dekarbonisierung der Energieversorgung zur Verfügung: *Carbon Capture and Cycling (CCC)*.
- Falls CCS zur Verfügung steht, ist Power-to-Gas nicht wettbewerbsfähig. Elektrolyse ist teurer als die Wasserstoffproduktion aus Reformierung von Biomasse oder fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung. Zudem lohnt es sich abgeschiedenes CO₂ geologisch zu speichern und nicht für die Methanisierung zu verwenden.
- Die Wettbewerbsfähigkeit von Power-to-Gas wird von einer Reihe teilweise systemabhängiger Treiber, wie den Kosten der Elektrolyse, dem CO₂-Zertifikatspreis und der Überproduktion von erneuerbarem Strom, bestimmt. Erneuerbares Methan ist dann kosteneffizient, wenn seine Gesteungskosten niedriger sind als die Beschaffungskosten für Erdgas zuzüglich des CO₂-Zertifikatspreises.
- Power-to-Gas bildet eine Brücke vom Stromsektor in den Wärme- und Transportsektor. Dies ermöglicht den nicht-elektrischen Sektoren Zugriff auf die vergleichsweise günstigen Klimaschutzpotentiale des Stromsektors. Hingegen wird in den Szenarienrechnungen zusätzliches Gas aus Power-to-Gas in der Gesamtbilanz nicht maßgeblich als Speicher innerhalb des Stromsektors genutzt.

Quelle:

Rödl & Partner: Wasserstoffmarkt international: Entwicklungen Chancen Herausforderungen 22.06.2023

7. Transport und Speicherung von Wasserstoff



Quelle²²

²² IEA Global Hydrogen Review 2023

Transport des Energieträgers Ammoniak (NH₃)

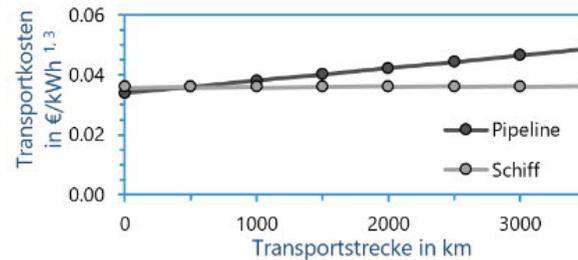
Chancen als grüner Energieträger:

- Hohe volumetrische Energiedichte
- Derivat mit hohem Wasserstoffgehalt
- Globaler (Wasserstoff-)Transport im industriellen Maßstab möglich
- Weitreichende Erfahrungen bei verschiedenen Transportoptionen
- Direkte Nutzung als Treibstoff für Frachtschiffe
- Umwidmung von LNG Terminals
- Lagerung über lange Zeiträume
- Etablierte Produktionsprozesse

Flüssiger Transport

Bei Umgebungstemperatur: Druck > 8 bar, bei Umgebungsdruck: Temperatur < -33 °C

Option	Energieaufwand pro MWh Ammoniak
Straße	1,65 kWh/100km
Schiene	0,95 kWh/100km
Schiff	0,25 kWh/100km zusätzlich 0,85 kWh an Terminals
Pipeline	0,19 kWh/100km einmalig 3,4 kWh für initiale Verdichtung



Transport in Europa als Gefahrgut vorwiegend in Lkw und Zügen.

Bei steigenden Transportmengen Pipeline-Transport die relevanteste Option.

Kosten für den Neubau von Leitungen u.a. abhängig von

- Material, Durchmesser
- Über-/unterirdischem Bau
- Ländlichem/urbanem Raum

→ ca. 0,5 Mio. €/km

Bestehendes Netzwerk:
USA etwa 5000 km
Europa unter 20 km

Kapazität von 190 MWh Ammoniak pro Fahrt



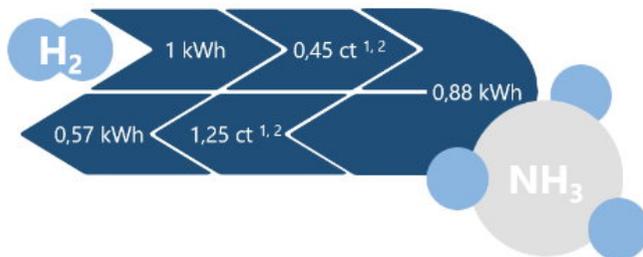
Kapazität von 70 GWh Ammoniak pro Fahrt



Pro Terminal Kapazitäten von 5 – 65 GWh/d



Umwandlungsprozesse
Beispielhaft für 1 kWh Wasserstoff bei 1 bar



Herausforderungen:

- In Abhängigkeit der geforderten Reinheit Reinigung des rückgewonnenen Wasserstoffs erforderlich
- Beschränkungen bei Bau von Anlagen und im Transport durch Toxizität
- Nutzungskonkurrenz zwischen energetischen Anwendungen und direkter Anwendung z.B. zur Düngemittelproduktion
- Hoher Energieaufwand durch Umwandlungsprozesse

Quelle: www.ffe.de/veroeffentlichungen/transport-von-wasserstoff-in-form-von-ammoniak/

Allgemeines Bezugsjahr: 2022, sofern nicht explizit erwähnt beziehen sich Angaben in kWh auf Energiegehalt von Ammoniak (Heizwert: 5,2 kWh/kg)
¹ Prognose für 2030, ² Reine Energiekosten, ³ Berücksichtigt Betriebs- und Investitionskosten (durch Lebensdauer und jährliche Durchsätze auf Transport pro kWh verrechnet)

Transport von Wasserstoff²³

LNG-Terminal-Projekte bestimmen im Hinblick auf die künftige Gasversorgung derzeit die Diskussion. Doch in Brunsbüttel und Rotterdam sollen auch solche für Ammoniak entstehen. Doch es gibt auch noch weitere Wasserstoff-Träger – und alle haben Vor- und Nachteile.

- Für die künftige Wasserstoff-Wirtschaft müssen große Mengen über weite Strecken transportiert werden.
- Alternativen zum Flüssigtransport sind die Nutzung von H₂-Trägern wie Ammoniak, LOHC oder Methanol.
- Ammoniak hat derzeit den technologisch höchsten Reifegrad zum Transport und zur Lagerung.

Als im Januar 2022 die Suiso Frontier im australischen Hastings anlegte, sorgte die Fahrt des lediglich 110 m langen Tankschiffs für großes Aufsehen: Denn die „riesige Thermoskanne“ hatte sich aufgemacht, erstmals flüssigen Wasserstoff von Australien ins japanische Kobe zu transportieren:

1.250 m³ Wasserstoff in einem vakuumisolierten Tank auf -253 °C gekühlt und dadurch auf ein Achthundertstel seines ursprünglichen Volumens reduziert. Allein diese wenigen Fakten lassen erahnen, wie groß der Aufwand ist, um eine vergleichsweise kleine Menge des Energieträgers und Chemierohstoffs zu transportieren.

Auch deshalb ist neben grünem Wasserstoff inzwischen auch grünes Ammoniak in aller Munde. Es spielt für die zukünftige Wasserstoff-Wirtschaft eine immer größere Rolle, da Ammoniak eine höhere Energiedichte als flüssiger Wasserstoff besitzt und sich dadurch effizient zum Beispiel drucklos in Kryotanks transportieren und speichern lässt. Weil Ammoniak brennbar ist und auch in Brennstoffzellen direkt zu Strom umgesetzt werden kann, eignet sich die Chemikalie auch als Energieträger: Grünes Ammoniak könnte künftig als Schifftreibstoff klimaschädliches Bunkeröl ersetzen. Ammoniak verbrennt zu Stickstoff und Wasser und ist selbst kein Klimagas. Deshalb ist aus grünem Wasserstoff synthetisiertes Ammoniak klimaneutral. Schätzungen zufolge könnte der Bedarf an Ammoniak als sauberem Schifftreibstoff die heutige konventionelle NH₃-Produktion um das Sechsfache übersteigen, falls die Antriebe weltweit umgestellt werden würden.

Brunsbüttel, Hamburg und Rotterdam planen Ammoniak-Terminals

Kein Wunder also, dass sich vor allem Seehäfen als Ausgangspunkte für eine Ammoniak-Infrastruktur eignen. So sollen in dem von RWE in Brunsbüttel geplanten Terminal ab 2026 jährlich rund 300.000 t grünes Ammoniak in Deutschland ankommen und an Kunden weiterverteilt werden. Das Ammoniak könnte unter anderem aus Namibia kommen. Der Hafenbetreiber Brunsbüttel Ports unterstützt das Vorhaben mit Fläche sowie als Logistikpartner mit Hafeninfrasturktur zur Entladung der Tankschiffe. Ebenfalls 2026 soll in Hamburg ein Terminal für grünes Ammoniak in Betrieb gehen. Hier will das amerikanische Industriegas-Unternehmen Air Products den Energieträger aus Saudi-Arabien importieren.

Auch in dem jüngst vom Gasnetzbetreiber Gasunie, dem Logistiker Vopak und dem Terminal-Betreiber HES International vorgestellten Terminal-Projekt für Rotterdam geht es um den Import von grünem Ammoniak. Dieses soll für die Schifffahrt, aber auch als Rohstoff zum Beispiel zur Düngemittelproduktion eingesetzt werden. Zudem ist eine Regasifizierung des Wasserstoffs und die Einspeisung in das europäische Leitungsnetz geplant. Hierzu kündigte ein Konsortium jüngst eine Machbarkeitsstudie für ein Großprojekt zur Ammoniakspaltung vor Ort an. Zu den beteiligten Unternehmen gehören unter anderem die Industriegas-Konzerne Air Liquide und Linde sowie die Energieunternehmen RWE, Eon, BP, Shell und Exxonmobil.

Doch was steckt technisch hinter grünem Ammoniak? Das bei Umgebungstemperatur farblose Gas wird per katalytischer Synthese aus abgetrenntem Luftstickstoff und grünem Wasserstoff hergestellt. Bei der Elektrolyse von Wasserstoff aus Wind- oder Solarstrom beträgt

²³ **Chemie Technik, Grünes Gas auf großer Fahrt**; 17. Mai. 2022 06:36 Uhr von Armin Scheuermann; Aktualisiert am: 28. Dez. 2022; **Flüssiger Wasserstoff, Ammoniak oder LOHC – was spricht für welchen H₂-Träger?**

der Wirkungsgrad je nach Verfahren 70 bis 90 %. Die Umsetzung zu Ammoniak bedeutet weitere Verluste; der Gesamtwirkungsgrad bis zur Rückverstromung – beispielsweise in einem Dampfkraftwerk, liegt bei lediglich 55 bis 60 %. D. h. eigentlich wäre es deutlich günstiger, erneuerbare Energien direkt zu verwenden, oder nur in Form von Wasserstoff zu speichern.

Transport und Sicherheit sprechen für Ammoniak

Allerdings sprechen die einfachere Handhabung, der Transport und die Speicherung der Energie in Form von Ammoniak für diesen Weg. Aufgrund seiner geringen Entflammbarkeit ist die Explosionsgefahr zudem niedriger als bei Wasserstoff. Da Ammoniak bei 20 °C einen Dampfdruck von lediglich 8,6 bar hat und bereits bei -33 °C verflüssigt werden kann, sind die Anforderungen an Lagertanks deutlich geringer als bei Wasserstoff. Gleichzeitig ist die Energiedichte von Ammoniak bei Umgebungstemperatur deutlich höher als die von Wasserstoffgas bei denselben Bedingungen. Allerdings ist die Energiedichte lediglich halb so hoch (6,25 kWh/kg) wie die von Benzin (12,7 kWh/kg).

Kann das Ammoniak nicht direkt verwendet werden, weil tatsächlich Wasserstoff benötigt wird, ist ein weiterer Umwandlungsschritt notwendig: die Zersetzung von NH₃ in Stickstoff und Wasserstoff. Das Problem: Auch dazu wird wieder Energie benötigt, weil der katalytische Prozess stark endotherm ist und aktuell bei Temperaturen um die 500 °C erfolgt. Aktuelle Forschungsansätze gehen dahin, die Wärme direkt im Katalysatorbett zu erzeugen und natürlich muss dazu erneuerbare Energie genutzt werden, damit der gefragte Wasserstoff tatsächlich auch grün bleibt.

LOHC als Alternative? Es kommt darauf an!

Eine Alternative zum Ammoniak als Wasserstoffträger sind sogenannte LOHC: Das Kürzel steht für „Liquid Organic Hydrogen Carrier“ und bezeichnet organische Substanzen, die Wasserstoff chemisch binden und damit speichern können. Der Clou: LOHC wie beispielsweise Dibenzyltoluol verhalten sich ähnlich wie konventionelle Kraftstoffe, wodurch vorhandene Infrastruktur genutzt werden kann.

Der organische Träger wird bei Drücken zwischen 30 und 50 bar katalytisch bei 150 bis 320 °C hydriert und damit „beladen“, wobei Wärmeenergie frei wird. Nach dem Transport und der Lagerung wird das beladene LOHC wieder katalytisch dehydriert, wofür wiederum Wärmeenergie auf einem Temperaturniveau von 250 bis 320 °C benötigt wird. Das dehydrierte LOHC wird im Kreis geführt und kann wieder neu beladen werden.

Die Effizienz des LOHC-Kreislaufs hängt entscheidend davon ab, ob die bei der Hydrierung entstehende Wärme genutzt und wie die für die Dehydrierung benötigte Wärme bereitgestellt werden kann. Letzteres prädestiniert beispielsweise Chemiestandorte,

an denen häufig niederkalorische Abwärme zur Verfügung steht. Aber auch die Transportwege spielen eine Rolle: Im Falle von Dibenzyltoluol können in einem Kubikmeter LOHC 57 kg Wasserstoff gespeichert werden – über lange Distanzen dürfte die Kreislaufführung von LOHC entsprechend unwirtschaftlich werden.

LOHC-Speicher in Dormagen

Dennoch ist das Interesse an der Technologie groß. Aktuell hat der Energieversorger Uniper mit dem Öl- und Gaskonzern Adnoc (Vereinigte Arabische Emirate) ein Projekt gestartet, bei dem ein Wasserstofftransport per LOHC nach Deutschland untersucht werden soll. Der H₂-Träger spielt zudem im groß angelegten Wasserstoff-Projekt im Hamburger Hafen eine Rolle, das unter anderem von der Hamburg Port Authority gemeinsam mit Air Products vorangetrieben wird.

Bereits im vergangenen Jahr hatte der Kunststoffhersteller Covestro mit einem LOHC-Projekt Schlagzeilen gemacht, das im Chempark Dormagen realisiert werden soll: Gemeinsam mit dem Unternehmen LOHC Technologies soll ab 2023 Wasserstoff im LOHC Benzyltoluol gespeichert und die dabei freiwerdende Wärmeenergie in das Dampfnetz des Chemparks eingespeist werden.

Methanol und das Problem der „Entladung“

Eine dritte Möglichkeit ist der Transport von Wasserstoff in Form von Methanol, das zuvor aus grünem Wasserstoff und Kohlendioxid aus der Luft bzw. aus Abgasströmen fossiler Verbrennungsprozesse gewonnen wird. Auch Methanol lässt sich einfach transportieren. Weil bei der „Entladung“ des Methanols allerdings wieder gasförmiges Kohlendioxid entsteht, das in der Regel nicht wirtschaftlich im Kreis geführt werden kann, bleibt die Gesamtbilanz nur dann „grün“, wenn das zur Reaktion benötigte Kohlendioxid zuvor aus der Atmosphäre genommen wird – ein energieaufwendiger Prozess. Dennoch ist Methanol vor allem im Hinblick auf die Nutzung von E-Fuels in Verbrennungsmotoren ein interessanter Wasserstoff-Träger.

Fazit: Ammoniak gilt als derzeit wettbewerbsfähigstes Wasserstoffderivat mit dem technologisch höchsten Reifegrad zum Transport und zur Lagerung von grünem Wasserstoff. LOHC hat vor allem auf kurzen Strecken und bei cleverer Wärmeführung Vorteile. Doch die in der beschleunigten Energietransformation benötigten Mengen erfordern einen technologischen Kraftakt.

Speicherform von Wasserstoff

Speicherform	Pro	Contra
Gasförmig	<ul style="list-style-type: none"> - Kann direkt verwendet werden 	<ul style="list-style-type: none"> - Große Hochdruckbehälter nötig (350 – 700 bar)
Flüssig	<ul style="list-style-type: none"> - Geringerer Platzbedarf - Hohe Speicherdichte 	<ul style="list-style-type: none"> - Energiebedarf für die Verflüssigung - Aufrechthaltung von – 253 °C ist energieintensiv
Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)	<ul style="list-style-type: none"> - Ähnlich handhabbar wie Diesel - Transport bei Normaldruck 	<ul style="list-style-type: none"> - Katalytische Reaktion zur H₂-Beladung (30 – 50 bar und 200 – 250 °C) - Entladung bei 250 – 320 °C - Trägermedium muss zurück zum Versandort um erneut beladen zu werden
Metall Hydride	<ul style="list-style-type: none"> - Sicher, Normdruck und einfach handhabbar 	<ul style="list-style-type: none"> - Sehr schwer und damit für Transport ungeeignet
Ammoniak (NH ₃)	<ul style="list-style-type: none"> - Geringere Anforderungen an Lagertanks - Transportierbar bei 10 bar 	<ul style="list-style-type: none"> - N₂ und H₂ reagieren bei 200 bar und 350 °C - Giftig (immense Folgen bei Lecks)
Methanol	<ul style="list-style-type: none"> - Einfach handhabbar und sicher - Reaktion aus CO₂ und H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> - CO₂ muss bei H₂-Entladung gespeichert werden

Quelle ²⁴

²⁴ Rödl & Partner: Wasserstoffmarkt international: Entwicklungen Chancen Herausforderungen 22.06.2023



Solardach Messe München, 1 MW PV-Anlage auf den 6 mittleren Hallen (B-Hallen) der Messe München (Foto: Messe München International)

Hintergrund

Der Solarenergieförderverein Bayern e.V. (SeV) wurde 1997 als Non-Profit-Organisation gegründet, um Erträge, die mit einer 1 MW PV-Anlage auf der Messe München erwirtschaftet wurden, wieder in die Förderung Erneuerbarer Energien fließen zu lassen.

Mit den Stromerlösen von 1997 bis 2017 leistete der SeV einen Beitrag zur Fortentwicklung und Markteinführung erneuerbarer Energien.

Hintergrund aller Aktivitäten des Vereins war die Förderung des Klima- und Umweltschutzes.

Förderprojekte (Auswahl)

- Programm „Sonne in der Schule“
- Architektur & Solarenergie
- Informationsschriften
- Wissenschaftliche Studien
- Förderpreise (z. B. SeV-Hochschulpreis)
- Soziale Projekte in weniger entwickelten Ländern

Impressum

Herausgeber

Solarenergieförderverein Bayern e.V. i. L.
Friedrich-List-Str. 88
81377 München
Tel.: 089/27813428
info@sev-bayern.de
www.sev-bayern.de

Redaktion

Dr. Bruno Schiebelsberger

Stand: 2024