Ausschussvorlage WVA 20/33 – Teil 2 – öffentlich – NEU

Stellungnahmen der Anzuhörenden zu dem

Gesetzentwurf
Fraktion der Freien Demokraten
Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz
– Drucks. 20/5904 –

26. Verband kommunaler Unternehmen e. V. – Landesgruppe Hessen S. 182

27. ~~Klaus Maier~~ **NEU:** Klaus Maier siehe AV WVA 20/33 – Teil 3

28. Hessischer Städtetag S. 300

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.
LANDESGRUPPE HESSEN

STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der FDP-Fraktion für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz (Drucksachennummer 20/5904)

Wiesbaden, 23.08.2021

In Hessen sind 158 kommunale Unternehmen im VKU organisiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen in Hessen leisten jährlich Investitionen in Höhe von 1,1 Milliarden Euro, erwirtschaften einen Umsatz von rund 16 Milliarden Euro und sind wichtiger Arbeitgeber für 25.000 Beschäftigte.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. Landesgruppe Hessen· Frankfurter Straße 2 · 65189 Wiesbaden

DIE KOMMUNALEN UNTERNEHMEN

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.
LANDESGRUPPE HESSEN

Vorbemerkung

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Gesetzentwurf der FDP-Fraktion für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz Stellung nehmen zu können und bitten um Berücksichtigung unserer nachfolgenden Hinweise.

Allgemeine Hinweise

Das Land Hessen hat sich zum Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um 30 Prozent und bis 2025 um 40 Prozent im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Dies erfordert einen tiefgreifenden Umbau unserer Energiesysteme und eine vollständige Umstellung auf emissionsfreie Technologien in allen Energieverbrauchssektoren. Wasserstoff und Brennstoffzellen werden dabei zukünftig eine zentrale Rolle einnehmen und damit zu einer der Schlüsseltechnologien des 21. Jahrhunderts. Die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff und dessen Nutzung als Energieträger unterstützt die großflächige Nutzung erneuerbarer Energie und macht diese flexibel und langfristig speicher- und transportierbar. Darüber hinaus sind lokale Lösungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette möglich

- Die VKU-Landesgruppe Hessen begrüßt die im Gesetzentwurf enthaltene Forderung nach **regionalen und dezentralen Lösungen** sowie der Förderung regionaler Wasserstoffnetzwerke für die schnelle Verbreitung wasserstoffbasierter Technologien in Hessen. Kommunale Unternehmen sind lokal gut vernetzt und kennen die Partner vor Ort, mit denen sie oft ein langes und vertrauensvolles Verhältnis pflegen. So können sie Synergien durch die Nutzung zusätzlicher Schnittstellen erzeugen, z.B. mit Abnehmern von Sauerstoff durch Klärwerke, Kraftwerke oder die Industrie. Es ist wichtig, regionale Faktoren und Stärken zu berücksichtigen. Die genaue Kenntnis der kommunalen Unternehmen über die Bedürfnisse einzelner Akteure bei der Produktion und Nutzung vor Ort ist der Schlüssel für effiziente Energiesysteme und die erfolgreiche Teilhabe und den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft. „Regionale Wasserstoff-Netzwerke“ können hier als „Keimzellen“ fungieren, denn der Knowhow-Aufbau und der Umbau in eine Wasserstoffwirtschaft stehen noch am Anfang des gebotenen Entwicklungspfades.
- Der Gesetzentwurf vernachlässigt in seinen Ausführungen die dringende Notwendigkeit, den **Ausbau erneuerbarer Energien (EE) in Hessen weiter voranzutreiben**, um in Zukunft über ausreichend Kapazitäten für die regionale Erzeugung von grünem, blauen und türkisen Wasserstoff zu verfügen. Durch die zunehmende Verwendung von Strom in allen Sektoren sowie die Erzeugung von größeren Mengen an Wasserstoff wird der Strombedarf bis 2030 zwangsläufig ansteigen. Das Ausbautempo der Erneuerbaren Energien muss daher erhöht werden, um mit dem Verbrauchspfad Schritt halten zu können. Hierzu braucht die Politik mehr

Entschlossenheit beim Abbau von Ausbauhindernissen. Bund und Länder müssen gemeinsam daran arbeiten, im Planungs- und Genehmigungsrecht günstige Voraussetzungen für EE-Investitionen zu schaffen. Da erneuerbare Energien in der Fläche zur Verfügung stehen, ist ein dezentraler Ansatz zur Wasserstofferzeugung auch ein Beitrag zu Herausforderungen der Energieinfrastruktur. Zudem bieten dezentrale Lösungen mit Einbindung der Bevölkerung Akzeptanzvorteile. Konkret könnte dies bedeuten, dass beispielsweise die Akzeptanz für die geplante Windkraftanlagen erhöht werden könnte, wenn man hier deutlich die Vorteile eines klimaneutralen ÖPNV in der jeweiligen Region kommunizieren würde.

- Rein aus erneuerbarer Energien erzeugter, sogenannter grüner Wasserstoff, wird dennoch auf absehbare Zeit nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, um einen schnellen Markthochlauf zu ermöglichen – nicht durch inländische Erzeugung und auch nicht durch Importe. Daher müssen im Übergang zu einer grünen Wasserstoffwirtschaft auch andere Technologien zur Wasserstofferzeugung gefördert und genutzt werden, bei denen keine CO2-Emissionen in die Atmosphäre gelangen und die so zur Dekarbonisierung beitragen können. Dies gilt insbesondere für die **Erzeugung von blauem und türkisem Wasserstoff aus Methan**.

- Weiterhin hebt der Gesetzentwurf wiederholt die Bedeutung des Verkehrssektors hervor. Die VKU-Landesgruppe Hessen begrüßt die Forderung nach investiven Maßnahmen zur **Nutzung und Verbreitung von wasserstoffbasierten Technologien im ÖPNV** ausdrücklich. Wasserstoff wird im Verkehrssektor vor allem dort eingesetzt werden, wo batterieelektrische Mobilität aus Gründen der Wirtschaftlichkeit, der technischen Machbarkeit oder der Transporteffizienz nicht in Betracht kommen (Gewicht, Reichweite, Umschlaghäufigkeit). Im Bereich der kommunalen Wirtschaft betrifft dies vor allem Fahrzeuge des ÖPNV, der Abfallwirtschaftsunternehmen und Straßenreinigungsunternehmen sowie Arbeitsmaschinen der Baubetriebshöfe. Brennstoffzellenfahrzeuge bieten sowohl im Hinblick auf die zu erzielende Reichweite als auch bei der Größe und Antriebsstärke der neu zu beschaffenden Fahrzeuge wesentliche Vorteile. Insbesondere dort, wo die Topografie besonders leistungsstarke Antriebe erfordert oder große Massen bewegt werden müssen, stoßen Batteriefahrzeuge schnell an ihre Grenzen.

- Jedoch lehnt die VKU-Landesgruppe eine Fokussierung auf einzelne Sektoren ab. Langfristige Verschiebungen und Entwicklungen zwischen den Sektoren müssen gleichberechtigt im Blick behalten werden, zum Beispiel über Skaleneffekte der CO2-Senkungs- und Verdrängungspotenziale. Demnach muss auch dem **Wärmesektor als Anwender von wasserstoffbasierten Technologien** eine übergeordnete Rolle zukommen. Im Jahr 2018 wurden in Hessen laut IE-Leipzig insgesamt 276 Petajoule an Endenergie für die Bereitstellung von Wärme verbraucht. Die dadurch emittierten Treibhausgase können durch die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz sukzessive gesenkt werden. Dies ist **insbesondere für den Gebäudebestand**

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.
LANDESGRUPPE HESSEN

langfristig eine Dekarbonisierungsoption. Energetische Sanierung oder Elektrifizierung allein kann nicht mit der gleichen Effizienz wie eine Umrüstung auf Power-to-Gas den gewünschten Effekt der Treibhausgasminderung erzielen. Daher ist es unabdingbar, den Wärmesektor bei dem Ausbau der hessischen Wasserstoffwirtschaft mitzudenken. Hier wird nach Ansicht der VKU-Landesgruppe in der aktuellen Diskussion unterschätzt, dass die benötigte Leistung im Wärmesektor den aktuellen Stromsektor um ein Vielfaches übersteigt. Auch bei Berücksichtigung aller Effizienzmöglichkeiten müssten die Stromnetze in signifikantem Ausmaß ausgebaut werden. Eine Nutzung der Sektorkopplungspotentiale setzt folglich eine zeitlich vorgelagerte bzw. mindestens synchrone Ausbauplanung für die Netze zur Anlagenkopplung voraus. Eine Realisierung der CO2-neutralen Energienutzung bedarf daher integrierter Regelungen und Anreize für PtX-Technologien als auch für eine integrierte Netzorientierung, die eine optimierte Verortung und Betriebsweise der Anlagen zur Sektorkopplung im Energiegesamtsystem fördert. Daher plädieren wir für **Technologieoffenheit bei der Erzeugung** und die **sektorübergreifende Nutzung** von Wasserstoff.

- Die **vorhandene Gasinfrastruktur** – auch in einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft – durch Beimischung oder Umwidmung weiter nutzen zu können, leistet einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit einer langfristig CO2-freien Energieversorgung, denn diese Infrastruktur wurde bereits in der Vergangenheit durch die Netznutzer bezahlt. Die **Umfunktionierung von Erdgasnetzen zum Zwecke des Wasserstofftransports** in verschiedenen Ausprägungen sowie die Sicherstellung einer angemessenen, **dauerhaften Verzinsung für die notwendigen Investitionen** ist aus Sicht der VKU-Landesgruppe Hessen unabdingbar und sollte daher als Bestandteil von Infrastrukturmaßnahmen (gleich welcher Größenordnung) in jedem Fall ebenfalls förderfähig sein. Die Verteilnetze sind unerlässlich für die Verteilung und die Ausspeisung von Wasserstoff und finden bei der im Gesetz geforderten Umsetzung von Wasserstoffgroßprojekten jedoch keine Erwähnung. Nach Erhebungen der BNetzA wird die deutliche Mehrheit der Letztverbraucher über das Gasverteilnetz versorgt. Lediglich 530 industrielle und gewerbliche Letztverbraucher sind direkt ans Fernleitungsnetz angeschlossen. Insbesondere regionale Cluster der Gasverteilnetzbetreiber können einen effizienten Anschluss der Nutzer sicherstellen. Eine Förderung sollte also insbesondere für systemisch angelegte Vorhaben mit ausgewiesenen netzdienlichen Eigenschaften erfolgen. Die Beantragung und Bewilligung von Mitteln sollte pragmatischen und einfachen Grundsätzen folgen und mit einer hohen Dynamik umgesetzt werden.

- Ein Umfunktionierung der Gasverteilnetze dürfte nach dem aktuellen Stand zehn bis 20 Jahre benötigen. Die VKU-Landesgruppe Hessen sieht das Risiko, dass bspw. Wasserstofftankstellen aufgebaut aber nicht genutzt werden. Wichtig ist, dass die schrittweise **Beimischung größerer Mengen an Wasserstoff langfristig planbar erfolgt**. Hier muss es einen verlässlichen Fahrplan geben, um immer neue Anpassungen auf Verbraucherseite zu vermeiden. Es ist technisch nicht trivial, eine konstante Wasserstoffkonzentration im Erdgasnetz sicherzustellen, auf die sich die

angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen einstellen lassen. Ab einer gewissen Höhe des Wasserstoffanteils kann es notwendig sein, neue Anlagen zu errichten. **Der Aufbau paralleler Infrastrukturen ist hier zu vermeiden.** Sinnvoll kann darum die Nutzung von Wasserstoff zunächst in Inselnetzen ohne weitere Umwandlungsschritte sein.

- Weiterhin stellen Gasnetze eine erhebliche **Speicherkapazität** dar, welche im Gesetzestext keine Erwähnung findet. Bezogen auf seine potenzielle Großvolumigkeit ist Wasserstoff der wirtschaftlichste Energiespeicher. Klimaneutrale Gase, insbesondere Wasserstoff sind das naheliegenste Speichermedium. Denn er kann aus erneuerbarem Strom erzeugt werden, wenn dieser im Überschuss anfällt, und für die Zeiten, in denen erhöhter Energiebedarf besteht, gespeichert werden.

- Kommunale Unternehmen haben als Partner der Energiewende bereits in vielerlei Hinsicht gezeigt, dass ihre vernetzten Strukturen und ihre Erfahrungen einen nützlichen Beitrag zu den Klimazielen der Landesregierung Beitrag leisten. Um in Hessen auch die Weiterentwicklung von Wasserstofftechnologien und -anwendungen voranzutreiben, wird dringend ein **Kompetenzausbau in der Breite benötigt**. Besonders wichtig für diese Herausforderung ist eine Unterstützung des Landes. Eine langfristige Planungs- und Rechtssicherheit muss den kommunalen Unternehmen die dringend benötigten **langfristigen Investitionen für einen Aufbau von Know-How** ermöglichen. Nur so kann Hessen sich perspektivisch als Wasserstoffstandort etablieren. Für die Entfaltung einer optimalen Anreizwirkung ist eine entsprechende politische Rückendeckung der Landesregierung von großer Bedeutung. **Ein Bekenntnis zu grünem Gas als ein Energieträger der Zukunft** schafft deutliche Impulse für Investitionen.

- Die VKU-Landesgruppe bewertet die im Gesetz vorgesehene **Befristung auf sieben Jahre als schädlich für die Planungssicherheit**, die alle Akteure für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft dringend benötigen. Die Planungshorizonte der Netzbetreiber, aber auch der Wasserstoff-Anlagenbetreiber fallen signifikant länger aus.

Zu Teil 1

§1 Ziele und Maßnahmen

- Die Festlegung der Anteile des Wasserstoffs im Endenergieverbrauch bis 2030 laut Gesetzentwurf auf nur mindestens ein Prozent bewertet die VKU-Landesgruppe als ungenügend für den ambitionierten Hochlauf der nötigen Energiewende. Eine angemessenere **Kennzahl für das Jahr 2030 läge bei mindestens zwei Prozent**. Aufgrund der kürzlich heraufgesetzten Klimaziele des Bundes wären zudem Zielvorgaben für die Jahre 2045 und 2050 begrüßenswert. Die Zielvorgabe von **15 Prozent sollte demnach für das Jahr 2045**, statt 2050 festgesetzt werden.

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.
LANDESGRUPPE HESSEN

Zu Teil 2

§3 Grundsätze der Förderung

- Die Transformation der Gasnetze von CH4 zu Wasserstoff, also zu **H2-readiness,** muss in ein bis zwei Jahren angestoßen werden. **Schon ab dem Jahr 2022** benötigen Unternehmen und Betriebe daher Fördermittel für die umfassende Konzeption, Planung, Berechnung, Ressourcenanalyse, Personal- und Knowhow-Aufbau für den komplexen Transformationsplan (geschätzt ab 2023-2045).

§4 Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energien

- Die bisherigen **Vorschläge zur Transformation hin zu einer Wasserstoffwirtschaft vernachlässigen den Wärmemarkt**. Nach aktuellen Bewertungen der Branche kann die bestehende Infrastruktur kurzfristig bis zu 20 Prozent Wasserstoff aufnehmen. Langfristig - mit sehr moderatem Aufwand – als Zielgröße auch 100 Prozent. Im Vergleich dazu müsste, bei einer vollständigen Elektrifizierung des Wärmesektors, die aktuelle Stromnetzinfrastruktur erst einmal für die Überlagerung aller Sektoren erheblich ertüchtigt und ausgebaut werden. Dadurch würde sich eine neue Höchstlast ergeben, die bei einem Mehrfachen der heutigen Spitzenlast liegen würde. Im Ballungsraum sind bei der Transformation des Verkehrssektors die umliegenden Potenziale des Wärmemarktes kostengünstig zu erschließen. Die VKU-Landesgruppe fordert daher, dass auch hier sowohl den Sektoren Verkehrund Wärme sowie der Energieinfrastruktur eine besondere Bedeutung zukommen wird.

§5 Förderung von innovativen Energietechnologien

- Die genaue Kenntnis der kommunalen Unternehmen über die Bedürfnisse einzelner Akteure bei der Produktion und Nutzung vor Ort sind der Schlüssel für effiziente Energiesysteme. Wasserstoff ist hierfür das dringend benötigte Bindeglied. Kommunale Unternehmen sind erfahren in langjähriger Anwendung von verschiedenen Formen der Sektorenkopplung wie Kraft-Wärme-Kopplung und energetischer Abfallverwertung. Sie können daher zukünftig für Wasserstoff und weitere „Produkte“ der Elektrolyse, wie den Sauerstoff oder Flexibilität im Stromnetz, Anwendungen in Kläranlagen, Verteil- und Wärmenetzen bieten. Den Sektoren Verkehr, Wärme und Energieinfrastruktur kommen dabei eine besondere Bedeutung zu, ebenso wie der landesweiten Förderung weiterer Pilotanlagen. Bundesweit laufen solche Anlagen zurzeit bei etwa 30 kommunalen Unternehmen. Eine **Förderung von lokalen Verbundlösungen** auch unter Einbeziehung des Wärmemarktes ist daher begrüßenswert.

VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN e.V.
LANDESGRUPPE HESSEN

§6 Förderung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen und Konzepten zur Erzeugung, Verteilung und sektorenübergreifenden Nutzung von Wasserstoff

- Im ländlichen Raum sollten **lokale Areale mit potentiell hoher Wasserstoff-Nachfragedichte (H2-Hubs)** bestimmt werden. Der Fokus sollte hier auf Industrie- und Gewerbestandorten mit hohen Prozesswärmebedarfen sowie auf Schwerlastlogistikstandorten liegen. Diese Areale sollten gezielt entwickelt, gefördert und umgesetzt werden, denn sie sind ein zentrales Element für die künftige Wasserstoffwirtschaft. Diese lokalen H2-Hubs können mit den nationalen **Wasserstoff-Transportinfrastrukturen** verknüpft werden und somit die Verteilung von Wasserstoff aus ganz Deutschland in Hessen ermöglichen.
- Die VKU-Landesgruppe bewertet eine **Verknüpfung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen mit einer kommunalen integrierten Energieinfrastrukturplanung** bzw. kommunalen Wärmeplanung im Hinblick auf eine Nutzung von Wasserstoff im Wärmemarkt als höchst sinnvoll und sieht die Möglichkeit der Hebung von Synergien. Kommunale Wasserstoffbedarfspläne sollten entsprechend vorhandene bzw. geplante kommunale Wärmepläne berücksichtigen.

§11 Wasserstoffmonitoring

- Die VKU-Landesgruppe Hessen begrüßt den Vorschlag zur **Implementierung eines Wasserstoffmonitorings**, welches als geeignetes Instrument für die von Stakeholdern dringend benötigte Transparenz dienen kann.

Ansprechpartner:
Martin J. Heindl
Geschäftsführer
VKU-Landesgruppe Hessen
Frankfurter Straße 2
65189 Wiesbaden
FON +49 611 1702 29
FAX +49 611 1702 30
E-Mail heindl@vku.de

Klaus-k.maier@t-online.de

Im August 2021

Gutachterliche Stellungnahme zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz

zur technischen und wirtschaftlichen Einschätzung des Gesetzesvorhabens

von Klaus Maier

(Dipl.-Ing. Elektrotechnik, Buchautor)

Beauftragt vom Hessischen Landtag

Bezug:

Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten

Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Drucksache 20/5904 vom 08.06.2021

Zur Anhörung am 1.9.2021

Inhalt

1 Ergebnisse 6
2 Inhalt 8
3 Einleitung 10
3.1 Kern des Entwurfs des Wasserstoffzukunftsgesetzes der FDP 10
3.2 Aufgabenstellung 11
3.3 Qualität und Quantität 11
4 Ausgangslage 12
4.1 Generationenprojekt Energiewende 12
4.2 Wege zur Dekarbonisierung 13
4.3 Hoffnungsträger Wasserstoff 14
4.4 Energieversorgung 15
4.5 Der Sonderweg 16
5 Wasserstoff im Überblick 17
5.1 „Farben“ des Wasserstoffs 17
5.2 Herstellung 18
5.3 Brennwert oder Heizwert? 18
5.4 Elektrolytische Herstellung 19
5.5 Eigenschaften von Wasserstoff 23
5.6 Energieträger für H_2 25
5.7 Anwendungen 33
5.8 Forschung und Entwicklung (F&E) 42
6 Problembereiche 44
6.1 Mengengerüst 44
6.2 Bewertung der Pläne 46
6.3 Transport, Infrastruktur 47
6.4 Wasserstoffnetz 50
6.5 Stromspeicherung 53
6.6 Systemwirkungsgrad 55
6.7 Anwendung in Fahrzeugen 55
6.8 Gefahren 57
6.9 Eigene H_2-Herstellung und/oder Import 58
6.10 Import 59
7 Modellrechnungen 61
7.1 Szenario 1: 36 Mill. Tonnen H_2 werden importiert 61
7.2 Szenario 2: 10 Mill. Tonnen H_2 werden in Deutschland produziert 63
7.3 Szenario 3: 5 Mill. Tonnen H_2 werden in Deutschland produziert 64
7.4 Fazit zu Kosten 64
8 Ökonomische Aspekte 66
8.1 Ökonomische Aspekte 66
8.2 Verteilung der Lasten 67
8.3 Wettbewerbsfähigkeit 68
8.4 Wie viele Konzepte? 69

9 Politische Aspekte 70
9.1 Auswirkungen auf die Menschen 70
9.2 Staatliche Steuerung zu nutzender Technik 71
10 Die Nationale Wasserstoffstrategie 73
10.1 Zielsetzung, Annahmen 73
10.2 Aussagen des Strategiepapiers 73
10.3 Optimismus 75
10.4 Governance 75
10.5 Realistisch? 76
11 Kommentierung des Gesetzentwurfs 77
11.1 Einleitender Text 77
11.2 Lösungsvorschläge 77
11.3 Die Paragrafen 79
11.4 Fazit zum Gesetzentwurf 79
12 Fazit der Energiewende mit Wasserstoff 80
13 Anlagen 86
13.1 Werte, Berechnungen 86
13.2 Grafiken, Auszüge 92
13.3 Referenzen 102
13.4 Endnoten 104

Hinweise für den Leser

Zitate
Textpassagen, die in *Times New Roman und kursiv* dargestellt sind, sind Zitate.

Fußnoten
Das Dokument verwendet Fußnoten (unten auf der Seite), die wichtige Informationen enthalten, die aber zur Unterstützung des Leseflusses ausgegliedert sind. Fußnoten sind mit großen Buchstaben (A, B, …) gekennzeichnet.

Endnoten
Weiter werden Endnoten verwendet, die mit arabischen Zahlen (1, 2, …) gekennzeichnet und am Ende des Dokuments gelistet sind. Diese Informationen benötigt man nur, wenn man tiefer in die Argumentation einsteigen will und z.B. Quellen aufsuchen möchte.

Referenzen
Um in den Endnoten die häufige Wiederholung von langen Quellenbezeichnungen zu vermeiden, ist die Referenzliste (Kapitel 13.3) vorgeschaltet. Die Quellen werden dort mit [R1], [R2], … bezeichnet.

Hinweise und Kommentare des Autors sind grau hinterlegt, wie hier.

Dieses elektronische PDF-Dokument ist gegen Änderungen geschützt.

Der Inhalt dieses Papiers ist sorgfältig erstellt worden und stellt die Einschätzung des Autors dar.
Für die Vollständigkeit der zu berücksichtigenden Fakten und die Richtigkeit der Untersuchungsergebnisse kann nicht garantiert werden.
Das Papier wird nur zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt.

Verwendete Abkürzungen, Begriffe

Begriff	Erläuterung
AEL	Alkalische Elektrolyse
BMFT	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
BSZ	Brennstoffzelle, energetische Wandlung eines chemischen Energieträgers in Strom
Carbon-Leakage	bezeichnet die Verlagerung von CO_2-Emissionen in die Nicht-EU Drittstaaten, indem Firmen die EU verlassen und in Ländern ohne CO_2-Auflagen dort ihre Produkte mit CO_2-Emissionen produzieren. Es geht letztlich um Abwanderung von produzierenden Firmen aus der EU und damit um Arbeitsplätze.
CCS, CCU	Carbon Capture and Storage (Verpressung des CO_2 in die Erde), Carbon Capture and Usage (Nutzung des CO_2 in der Industrie)
CH_3OH	Chemisch Methanol
CH_4	Chemisch Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid, Spurengas der Atmosphäre mit einem Anteil von ca. 0,04%, unverzichtbarer Bestandteil der Photosynthese und damit Grundlage für alle Lebensformen. CO_2 ist ein Treibhausgas, das vornehmlich aus Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Stoffen (Kohle, Öl, Erdgas etc.) entsteht.
DAC	Direct-Air-Capture, Abscheidung von CO_2 aus der Luft
DMFC	Direkt-Methanol-Brennstoffzelle
EE	**E**rneuerbare **E**nergien, d.h. aus Wind, Sonne, Biomasse, Wasser, Geothermie etc.
E-Fuels	Mit CO_2-freiem Strom, d.h. VEE-Strom, erzeugte synthetische Kraftstoffe, die als Ersatz von Diesel, Benzin oder Kerosin dienen.
E-LKW	LKW mit Oberleitungsstromabnehmer. Konzept: Auf Fernstraßen sollen Oberleitungen installiert werden, so dass LKWs die Fahrenergie kontinuierlich erhalten. Gleichzeitig kann hiermit die Batterie aufgeladen werden, die für die restlichen Kilometer die nötige Energie liefert.
Endenergie	die Energie, die nach Energiewandlungs- und Übertragungsverlusten übrig gebliebene Teil der Primärenergie, der den Energienutzers erreicht
F&E	Forschung und Entwicklung (oder R&D, Research and Development)
grüner Wasserstoff	Wasserstoff, der mithilfe von **E**rneuerbare **E**nergien, speziell VEE erzeugt wird (→ 5.1)
H_2	Zeichen für das Wasserstoffmolekül, das auch als Ersatz für das Wort Wasserstoff verwendet wird.
Ho	Brennwert, er ist bei Wasserstoff ca. 18% höher als der Heizwert
HTEL	Hochtemperaturelektrolyse
Hu	Heizwert, er beträgt bei Wasserstoff ca. 85% vom Brennwert

Begriff	Erläuterung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung, eine Anlage die Strom erzeugt und die dabei anfallende Wärme zusätzlich nutzt. Damit kann der Wirkungsgrad deutlich erhöht werden.
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier, eine organische Flüssigkeit, die Wasserstoff binden kann und so unter Normalbedingungen leicht transportierbar macht
NH_3	Ammoniak
Nm^3	Normkubikmeter Gas – Es ist die Menge eines Gases, die bei 1,013 bar und 0°C in einem Volumen von 1 m^3 enthalten ist.
Nutzenergie	die Energie, die der Nutzer für seine Anwendung eigentlich benötigt, etwa die Antriebsenergie, die im Verbrennungsmotor aus dem Kraftstoff (Endenergie) gewonnen werden kann (Wärme geht verloren)
PEMEL	Polymer- Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PEMFC	Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle
PowerPaste	ist ein flüssiges Gel auf Magnesium- und Wasserstoffbasis, das Wasserstoff freisetzt, wenn es mit Wasser reagiert
Primärenergie	die Energie, die mit den ursprünglich vorkommenden Energieformen oder Energiequellen zur Verfügung steht, etwa als Brennstoff, aber auch Energieträger wie Sonne, Wind oder Kernbrennstoffe
PtG	Power to Gas, Herstellung von Wasserstoff/Methan aus Strom
PtGtP	Power to Gas to Power beschreibt den Prozess eines Stromspeichers, der das mit Überschussstrom erzeugte Gas (H_2 oder CH_4) rückverstromt.
PtH	Power to Heat, Erzeugung von Wärme aus VEE-Strom
PtL	Power to Liquid, Herstellung von synthetischen Kraftstoffen aus VEE-Strom
PtM	Power to Methan, Herstellung von Methangas mit VEE-Strom
PtX	Power to Gas/Liquid/Heat (also alternativ: PtG, PtL, PtH, PtM)
PV	Photovoltaik, wandelt Sonnenstrahlung in Gleichstrom um
SAF	Sustainable Aviation Fuels, CO_2-neutrale Flugzeugkraftstoffe
SNG	synthetisches Erdgas, Methan
THG	Treibhausgas, hierzu zählen neben CO_2 auch Methan, Lachgas, Wasserdampf u.a.
UBA	Umweltbundesamt
VEE	**V**olatile **E**rneuerbare **E**nergien, d.h. volatiler Strom aus Wind und Sonne
VEE-Potenzial	Der maximale Ausbau von Wind- und PV-Anlagen, die unter den verfügbaren Flächen und gesetzlichen Regelungen möglich sind.
VLS	Volllaststunden, Zeit des Jahres in Stunden, in denen statistisch die volle Leistung erbracht wird (in den übrigen Stunden null).

1 Ergebnisse

Der Gesetzesentwurf ist ein legitimes Mittel, damit auch Hessen von den bereitgestellten Milliarden des Bundes und der EU anteilig profitieren kann. Diese Intension kann nicht kritisiert werden.

Aber:

Der Gesetzentwurf übernimmt völlig kritiklos die Haltung der Bundesregierung und der EU zur Energiewende und zur Wasserstoffwirtschaft. Für die Durchführung eines bedeutenden Projekts muss immer die Zielerreichung bei vertretbarem Aufwand gesichert sein. Hieran hat der Autor erhebliche Zweifel, sodass dies im Zentrum der Stellungnahme steht. Es bedeutet auch, dass er sich ausschließlich den quantitativen Merkmalen der endgültigen Lösung zuwendet.

Diese Stellungnahme zeigt, dass die Zielsetzung mit *grünem Wasserstoff* die Energiewende zum Erfolg zu führen, zwar technisch-physikalisch nicht unmöglich ist, aber in der Realität und von den volkswirtschaftlichen Kosten einen unverhältnismäßigen Aufwand darstellt, die vorgesehene Zielsetzung nicht erreichen kann und somit unrealistisch ist (ausführlicher in Kapitel 12, Seite 80 ff).

Folgend einige Argumente:

So bedeutet der extrem niedrige Wirkungsgrad für die Anwendung von Wasserstoff im Verkehr, im Vergleich zur batteriegestützten E-Mobilität, fast den 4-fachen Ausbau der ***V***olatilen ***E***rneuerbaren ***E***nergien (VEE)[A] in Deutschland.

Auch propagierte Wasserstoffträger oder andere alternative Energieträger (z.B. Methanol oder Ammoniak) können im Vergleich der Energiedichte mit heutigen Kraftstoffen nicht bestehen. Jede Substitution führt zu vielfältigen Nachteilen, bei den Kosten, dem Volumen, dem Gewicht, der Transportkapazität, der Reichweite, dem technischen Aufwand etc.

Die Einschätzung des Wasserstoffbedarfs der Bundesregierung ist mindestens um den Faktor 5 niedriger als in diesem Papier im Detail nachgewiesen. Die offiziellen Darstellungen und Pläne entsprechen meist nicht den Realitäten, sondern beschönigen und blenden Problembereiche aus.

Das begrenzte Potenzial des möglichen Ausbaus der VEE in Deutschland führt dazu, dass praktisch der gesamt Wasserstoff importiert werden muss. Die angekündigte weltweite Umstellung auf Wasserstoff kann zu extremen Engpässen und damit zu deutlichen Preissteigerungen sowie zu problematischen Abhängigkeiten von politisch instabilen Staaten führen. Eine neue Energiekrise könnte die Folge sein (vergl. Ölkrise 1973).

Der Import von flüssigem Wasserstoff über deutsche Nordseehäfen erfordert sehr große Spezialschiffe, die es derzeit nicht gibt. Das benötigte, zusätzliche Wasserstoffnetz in Deutschland wird Investitionen im dreistelligen Milliardenbereich erfordern.

Es wird in Veröffentlichungen nicht thematisiert, dass der importierte Wasserstoff noch erhebliche Strommengen für den Transport im Land benötigt. Diese sind zusätzlich zu erzeugen und gesichert bereitzustellen.

Die entscheidende Erkenntnis lautet: Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor bedeutet – in welcher Konstellation auch immer – bis zur energetischen Nutzung extreme Energieverluste.

Die Endenergie *Wasserstoff* ist vier bis fünf Mal teurerer als die bewährten fossilen Kraftstoffe (Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl, Erdgas). Das führt dazu, dass volkswirtschaftliche Mehrkosten von jährlich 200 Mrd.€, allein für Wasserstoff, entstehen würden, die nur einen Teil der Energiewendekosten

[A] Akzeptanzproblem Ausbau Windkraftanlagen

darstellen. Nur für Wasserstoff würden rechnerisch grob 9.500 € pro Jahr für einen 4-Personenhaushalt anfallen.

Zur Ehrlichkeit gehört zu sagen, dass auch nach den immensen Investitionen von wenigstens 7 Billionen Euro bis 2050 weiterhin jährliche Mehrkosten für Wartung, Betrieb und Erneuerung in dreistelliger Milliardenhöhe für Deutschland aufgebracht werden müssen. Diese Belastung der privaten Haushalte bedeutet für viele einen erheblichen Wohlstandsverlust und für einige eine neue Form der Verarmung. Wohlhabende können sich auch den 4-fachen Kraftstoffpreis leisten. Es ist eine weitere, gefährliche Spaltung der Gesellschaft mit den daraus resultierenden Konsequenzen zu befürchten. Werden die Leistungsträger übermäßig belastet, wird diese wichtige Einkunftsquelle des Staates einfach das Land verlassen.

Da die Wasserstoffwirtschaft mit unüberwindlichen Nachteilen verbunden ist und sie die Zielerreichung der Energiewende auch nicht erleichtert, lehnt der Autor den eingeschlagenen Weg zur Wasserstoffwirtschaft aus grundsätzlichen und vor allem quantitativen Gründen ab. Die in diesem Papier ermittelten und belegten Zahlen begründen diese Position in aller Deutlichkeit.

Mehr Einzelheiten finden Sie in →Kapitel 12 „Fazit der Energiewende mit Wasserstoff“.

2 Inhalt

Kapitel 3 und 4: Einleitung und Aufgabenstellung

Nach einer Einleitung, die den Kern des *Wasserstoffzukunftsgesetzes* der FDP behandelt, wird die Aufgabenstellung umrissen, die dieser Arbeit zugrunde liegt. Für die Beurteilung des Gesetzentwurfs, der auf der *Nationalen Wasserstoffstrategie* der Bundesregierung basiert, muss der Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende für Deutschland grundsätzlich und für den angestrebten Endzustand beurteilt werden.

Der Kontext dieses Gesetzentwurfs mit der Energiewendepolitik und damit dem Ziel der Dekarbonisierung der Gesellschaft wird kurz hergestellt. Dann wird dargestellt, welche Rolle hierbei der Wasserstoff spielen soll.

Kapitel 5: Wasserstoff im Überblick

Es folgt ein Überblick über die Verwendung und vor allem über die Möglichkeiten der Herstellung von Wasserstoff. Es wird verdeutlicht, dass es letztlich um den *grünen Wasserstoff* geht, der allein als CO_2-neutral akzeptiert ist und damit der Zielsetzung der deutschen Energiewende genügt. Zwischenlösungen – etwa *grauer Wasserstoff* – sind daher nicht relevant und werden nicht behandelt. Die elektrolytischen Herstellungsverfahren werden beschrieben und eine quantitative Bewertung wird vorgenommen.

Die Energiedichte von Wasserstoff unter Druck oder in flüssiger Form wird abgeleitet. Für spätere Anwendungen ist diese von zentraler Bedeutung. Weiter werden Trägersubstanzen (LOHC, PowerPaste) und deren Eigenschaften beschrieben, weil sie als Lösung der Handhabungsprobleme von Wasserstoff vorgeschlagen werden. Auch werden einige Wasserstoffverbindungen (Methan, Methanol, Ammoniak) mit ihren Eigenschaften charakterisiert. Schließlich wird kurz auf die sogenannten E-Fuels eingegangen. Überall steht neben der Handhabung die energetische Bewertung im Fokus. Die Wirkungsgrade sind für Energiewendlungen wichtig und werden bestimmt.

Die vorgesehenen Anwendungsfelder (Straßen-, Luft- und Schiffsverkehr, Stahlerzeugung, Stromspeicherung und Heizen) werden mit verschiedenen Alternativen beschrieben und deren Merkmale quantitativ bewertet.

Kapitel6 : Problembereiche

In diesem Kapitel werden Aspekte behandelt, die schwerwiegende Fragen aufwerfen und deren Analysenergebnisse nachfolgend verwendet werden. Hierzu gehört besonders das Mengengerüst, d.h. die Frage, wie viel Wasserstoff und damit welchen zusätzlichen Strombedarf braucht die Energiewende für die Dekarbonisierung Deutschlands? In diesem Lichte werden die Pläne der Bundesregierung bewertet. Dann wird die Wasserstoffinfrastruktur behandelt, also wie kommt der Wasserstoff vom Ort der Herstellung zu den Nutzern? Weiter werden die Fragen gestellt: Wie kommen wir zu einem Wasserstoffnetz und was hat der Gesetzgeber damit zu tun?

Es wird untersucht, wie Wasserstoff zur Stromspeicherung verwendet werden kann und um welche Größenordnungen es hierbei geht. Die Eigenschaften von H_2-Trägern werden beschrieben, weil diese wegen der schlechten Speicher- und Transportierbarkeit von Wasserstoff als Alternative angeboten werden.

Ein ganz wichtiger Punkt ist der Systemwirkungsgrad, d.h. wie viel mehr Elektroenergie muss erzeugt werden, um am Ende die erforderliche Nutzenergie zu erhalten? Wie unterscheiden sich hierbei die verschiedenen Konzepte? Dabei ist die Verwendung von Wasserstoff als Energieträger in Fahrzeugen eine zentrale Anwendung, die man kennen sollte.

Schließlich wird die Frage gestellt, wie viel *grüner* Wasserstoff in Deutschland produzierbar ist und was beim Import bedacht werde sollte.

Kapitel 7: Modellrechnungen

Nachdem klargestellt ist, um welche Mengen es sich handelt und dass praktisch der gesamte Bedarf importiert werden muss, wird ermittelt, wie teuer der Wasserstoff für den Nutzer werden wird. Dabei wird die gesamte Kette von Produktion über die verschiedenen Transportabschnitte bis zum Endkunden (Industrie, PKW-Fahrer) quantitativ berücksichtigt. Die Ergebnisse werden in Relation zu heutigen Kraftstoffen gestellt. Auch der Fall der Produktion einer kleineren Menge Wasserstoff in Deutschland wird durchgerechnet.

Kapitel 8: Ökonomische Aspekte

In diesem Kapitel wird aufgrund der Ergebnisse aus den Modellrechnungen verdeutlicht, dass die Energiewende, die sich auf den Wasserstoff als Energieträger stützt, zu erheblichen Mehrkosten für die Gesellschaft führt. Es wird begründet, dass die CO_2-Steuer zwar zur Linderung der Belastungen für die unteren Gesellschaftsschichten in der Übergangsphase eingesetzt werden kann, sich aber damit an den volkswirtschaftlichen Belastungen nichts ändert. Die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Maßnahmen gegen das CO_2-Leakage werden diskutiert.

Kapitel 9: Politische Aspekte

Es ist allgemein Konsens, dass die Energiewende nicht gegen die Menschen, sondern nur mit den Menschen durchzusetzen ist. Daher besteht die Aufgabe der Politik in der Förderung der Akzeptanz für die Maßnahmen zur Erreichung der Energiewendeziele. Es wird verdeutlicht, warum dies angesichts der extremen Kosten (die alle treffen werden), den Komforteinschränkungen (gewohnten Lebensweisen) und dem Ausbau der Volatilen Erneuerbaren Energien (z.B. Windräder um ein Vielfaches von heute) kaum vorstellbar ist. Dies wird zu einem unlösbaren Problem, da die Widerstände der Bürgerinitiativen bereits heute den weiteren Ausbau massiv bremsen.

Kapitel 10: Die Nationale Wasserstoffstrategie

Da der Gesetzentwurf der FDP, um den es in der Anhörung geht, auf der *Nationalen Wasserstoffstrategie* der Bundesregierung aufbaut, ist es nötig, diese hier zu analysieren. Dies geschieht einerseits qualitativ (Verwendung von Formulierungen, Begründungen) aber auch quantitativ, weil die dazu nötigen Zahlen aus den vorausgegangenen Kapiteln bekannt sind. Es wird verdeutlicht, weshalb die *Nationale Wasserstoffstrategie* als eine weitere bürokratische Komponente der planwirtschaftlich organisierten Energiewende in Deutschland und in der EU einzuordnen ist.

Kapitel 11: Kommentierung des Gesetzentwurfs

Um der Aufgabenstellung gerecht zu werden, folgt zum Ende die Beurteilung des Gesetzentwurfs. Dabei geht es weniger um die vorgeschlagenen gesetzlichen Maßnahmen. Vielmehr werden die Erwartungen der FDP, die sie mit ihrem Gesetzentwurf verbindet, im Lichte der in diesem Papier erarbeiteten Fakten bewertet.

Kapitel 12: Fazit der Energiewende mit Wasserstoff

Alle im Papier ermittelten und mit Zahlen belegten Bewertungen werden in diesem Kapitel in kompakter Form gelistet und die entsprechenden Verweise auf die Stellen der Ausarbeitung gemacht.

3 Einleitung

Dieses Gutachten bewertet die Folgen, die den vorgeschlagenen Gesetzentwurf im Kontext mit der Energiewende volkswirtschaftlich und auch für den Einzelnen verursachen wird. Dazu werden die technischen und physikalischen Zusammenhänge erläutert. Insbesondere die Problemfelder, die mit der Nutzung und der Einführung der Wasserstoffwirtschaft[A] entstehen, werden die wesentliche Grundlage für das bewertende Ergebnis sein.

3.1 Kern des Entwurfs des Wasserstoffzukunftsgesetzes der FDP

Das Gesetz begründet sich mit den CO_2-Einsparungszielen, die von der Bundesregierung und der EU-Kommission gesetzt und in letzter Zeit mehrfach verschärft wurden, zuletzt aufgrund des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021.

Bereits am 10.06.2020 hatte die Bundesregierung die ***Nationale Wasserstoffstrategie*** bekanntgegeben[1]. Hierin wird *Wasserstoff eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende* zugeschrieben. Entscheidend ist dabei, dass es zumindest am Ende um „grünen Wasserstoff" gehen soll, der dadurch gekennzeichnet ist, dass er mithilfe von „grünem Strom", d.h. konkret aus Volatilen Erneuerbaren Energien (VEE) hergestellt wird.

Im o.g. Gesetzentwurf wird als Grund für das Gesetz festgestellt: *„Um die nationalen Ziele für 2030 zu erreichen, ist eine drastische Beschleunigung der Treibhausgasminderungen zwingend notwendig."*

Der Gesetzentwurf stellt weiter fest, dass die Energiewende negative Auswirkungen auf die Arbeitsplätze haben kann und nennt beispielhaft den Frankfurter Flughafen mit rund 80.000 Beschäftigten. *Daher brauchen insbesondere die hessischen Unternehmen Perspektiven, um die Klimaschutzanforderungen umsetzen zu können und von den damit verbundenen Wachstums- und Entwicklungsperspektiven, wie sie mit dem „Green Deal" der Europäischen Kommission verfolgt werden, profitieren zu können.*

Als Lösung wird *klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff ein Schlüsselfaktor* zugewiesen. Weiter heißt es: *„Wasserstoff ist ein universell einsetzbarer Energieträger, der eine sichere, wirtschaftliche, technologieoffene und klimaneutrale Energieversorgung ermöglicht. Wasserstoff kann in allen Sektoren, der Wärmeerzeugung, im Verkehr, der Industrie und Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden und ermöglicht damit in besonderem Maße Wirkungsgrad- und Effizienzgewinne."*[B]

Weiter werden Angaben der Bundesregierung zum Wasserstoffbedarf bis 2030 (90 bis 110 TWh_{H2} bei 5 GW Elektrolyseleistung und weitere 5 GW bis 2035) genannt. Dafür stellt die Bundesregierung 7 Mrd. € (Inland) sowie 2 Mrd. € (für internationale Kooperationen) zur Verfügung.

Der Gesetzentwurf zielt darauf ab, dass von diesen Fördergeldern mehr für Hessen genutzt werden kann und die hiesige Wirtschaft davon profitiert. Ziel ist es, mit Wasserstoff (H_2) den Verkehrssektor mit einem „grünen" Energieträger zu versorgen. Aber auch E-Fuels, für deren Herstellung H_2 benötigt wird, soll als „grüner" Energieträger zukünftig eingesetzt werden.

Als Maßnahme wird vorgeschlagen, dass die *hessische Wasserstoffstrategie Leitlinien für die Sicherung der Versorgung, Verteilung und Anwendung von Wasserstoff beschreiben und konkretisieren muss*.

Schließlich wird davon ausgegangen, dass Wasserstoffimporte wohl nötig sein werden, da die inländische Produktion die vorgesehenen Mengen nicht bereitstellen kann.

[A] Als Wasserstoffwirtschaft wird ein Konzept verstanden, das Wasserstoff als alleiniger oder hauptsächlicher Energieträger verwendet und damit die heutigen fossilen Energieträger ersetzt.

[B] Einigen dieser Aussagen wird noch im Rahmen des Gutachtens widersprochen.

3.2 Aufgabenstellung

Diese gutachterliche Stellungnahme wird sich auf den eingangs genannten Gesetzentwurf (*Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz*) beziehen.

Dafür muss der Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Energiewende für Deutschland grundsätzlich beurteilt werden.

Dies soll in der erforderlichen Ausführlichkeit mit den nötigen Quellen erfolgen. Die rechtlichen, regulatorischen und organisatorischen Problemfelder zur Erreichung einer Wasserstoffwirtschaft können nur gestreift werden.

Natürlich sind nicht nur die rein technischen, physikalischen und ökonomischen Aspekte von Interesse, sondern es ist auch nötig, die Hintergründe der Gesetzesinitiative zu beleuchten. Da die Energiewende unstrittig erhebliche Einschnitte und Veränderungen für die zukünftige Wirtschaft und Gesellschaft bedeutet, muss die Frage gestellt werden, ob die als alternativlos bezeichnete Entscheidung auf einer soliden Grundlage basiert und dem Prinzip der Verhältnismäßigkeit genügt.

Auf die durch die weitreichenden Veränderungen zu erwartenden Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung wird nicht tiefer eingegangen.

Handlungsempfehlungen werden nicht ausgesprochen, da es sich um einen Vorschlag für ein Hessisches Gesetz handelt, aber es aus Sicht des Autors zur Wasserstoffwirtschaft und der Energiewende grundsätzlicher Korrekturen bedarf, der mit hessischen Gesetzen nicht beeinflussbar ist.

3.3 Qualität und Quantität

Zur Beurteilung einer Idee oder einer konkreten Lösung reicht es nicht, qualitativ richtige Aussagen zu machen, vielmehr ist es wichtig, dies in einem praktischen Umfeld des Anwenders quantitativ zu bewerten. Sicher ist es manchem Autofahrer wichtig, möglichst wenig oder gar kein CO_2 zu verursachen (Wasserstoffauto), aber das darf nicht alle anderen Merkmale überdecken.

So ist es z.B. wichtig zu wissen, was sich bei der Nutzung der Neuerung ändert, *wie viel* es mehr kostet, *wie viel* es für die Zielerreichung hilft und *welche* anderen Konsequenzen in *welchem Umfange* damit verbunden sind. Darauf wurde in diesem Papier besonders Wert gelegt.

Erst die ermittelten Quantitäten bilden die nötige Grundlage,
um zu beurteilen, ob ein Konzept trägt.

4 Ausgangslage

Ausgangspunkt für dieses Gesetz sind die beschlossenen Anstrengungen Treibhausgase zu reduzieren. Allen voran steht das CO_2, welches bei Verbrennung von fossilen Energieträgern, wie Kohle, Öl, Erdgas, frei wird. Dies findet bei der Erzeugung von Strom, Wärme und mechanischer Arbeit (Verbrennungsmotoren) statt.

Andere Treibhausgase, wie etwa Methan oder Lachgas haben zwar eine höhere Wirksamkeit, haben aber aufgrund des geringen Anteils in der Luft nur einen geringen Beitrag zum Treibhausgaseffekt (ca. 16%). Diese Treibhausgase haben im Zusammenhang mit dieser Stellungnahme keine Relevanz und werden daher nicht weiter behandelt.

Da CO_2 als die entscheidende Wirkkomponente für die globale Erwärmung bezeichnet wird und aus der Verbrennung der fossilen Energieträger entsteht, werden hierauf die Anstrengungen konzentriert (Paris-Abkommen).[A] Als bekannte Maßnahme sollen die Kohlekraftwerke schrittweise abgeschaltet werden und der Verkehr auf Strom als Energieträger umgestellt werden. Einen Teil des Verkehrs kann man auf Strom umstellen, indem man die nötige Energie zum Fahren aus Batterien (E-PKW) oder aus Oberleitungen (Bus, Bahn, E-LKW) entnimmt. Spätestens beim Schiffs- und Luftverkehr ist die Energiedichte von Batterien viel zu gering. Man benötigt einen Energieträger mit einer Energiedichte, die vergleichbar mit heutigen Kraftstoffen ist. Daher soll nun Wasserstoff diese Lücke schließen, der bei Verbrennung kein CO_2 freisetzt. Ob dies gelingen kann und auf welche technischen und ökonomischen Probleme man dabei stößt, wird nachfolgend behandelt.

Energiebedarf

Da der CO_2-Ausstoß weitgehend proportional der durch Verbrennung freigesetzten Energie ist, muss man den Endenergiebedarf der drei Sektoren beachten. So teilt sich der Gesamtbetrag von rund 2.500 TWh/a[2] auf: Strom mit 600 TWh/a, Verkehr mit 750 TWh und Wärme mit 1.150 TWh/a.

Diese drei Energiesektoren werden zu den Verbrauchssektoren: Industrie, Verkehr, Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (→13.2.11).

Die Energieträger für die Stromerzeugung sollen in der Zukunft die sogenannten Erneuerbaren Energien, d.h. fast ausschließlich die Volatilen Erneuerbaren Energien (VEE), also Wind und Sonne sein.

Dann sind noch die Energiesektoren *Wärme* und *mechanische Arbeit* zu dekarbonisieren. Einen Teil davon – vorwiegend Wärme – kann mit zusätzlich erzeugtem Strom bereitgestellt werden. Die Hauptanwendungsbereiche für Wasserstoff liegen somit im Bereich *Verkehr*, aber auch z.B. die Stahl- und die Zementindustrie dürfen nicht vergessen werden.

Weiter wird Elektroenergie für die chemische Industrie benötigt (genannt: 628 TWh), einerseits für Wasserstoff zur Substitution in ihren Prozessen (stoffliche Verwendung) und andererseits für zusätzlichen Strom, da neue Herstellungsprozesse für chemische Produkte erforderlich sind.[3]

4.1 Generationenprojekt Energiewende

Die Energieversorgung Deutschlands und aller Industrieländer basiert derzeit noch auf der nachfrageorientierten Stromversorgung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Diese Entwicklung war nicht durch staatliche Entscheidungen forciert worden, sondern hat sich in einem evolutionären Prozess als die beste Lösung erwiesen.

Diese funktionierende und preiswerte Energieversorgung soll nun durch eine CO_2-freie Lösung ersetzt werden, da die Erderwärmung mit einer postulierten *Klimakatastrophe* dies erfordern würde. Da der

[A] Neben natürlichen Quellen, wie erwärmte Ozeane, Vulkane, verrottender Regenwald, Waldbrände, setzt die menschliche Zivilisation hauptsächlich durch Verbrennung fossiler Energieträger CO_2 frei.

Markt und die Nutzer von Energie dies aus praktischen und ökonomischen Gründen nicht freiwillig tun, greift der Staat ein, der sich als Anwalt der Menschen in dieser Angelegenheit sieht.

Die Energiewende ist eingebettet in eine deutsche (*Große Transformation*[4]) und eine weltweite Bewegung (*Great Reset*[5] sowie der *Agenda 2030* der UN[6] aus dem Jahre 2015), die sich zum Ziel gesetzt haben, eine *gerechte* und *lebenswerte* Welt *für alle* Menschen auf dieser Erde schaffen zu wollen. Hierbei ist die Dekarbonisierung nur eine, aber eine zentrale Komponente. Es geht auch um Nachhaltigkeit und um Gerechtigkeit[A], d.h. den Ausgleich zwischen armen und reichen Ländern. Die Dekarbonisierung wird Deutschland viel abverlangen[B] und erhebliche, volkswirtschaftliche Belastungen verursachen. Zusätzlich werden im Namen der Gerechtigkeit auch spürbare Hilfen für die ärmeren Länder verlangt.

Unter dieser groß und länger angelegten Agenda ist der *Green Deal*[7] der EU und das *Klimaschutzgesetz*[8] eine erwartbare Entwicklung. Alle Regierungen und beteiligten Organisationen haben sich unter Erfolgszwang gesetzt. Das Ausmaß der Belastungen scheint mit fortschreitender Umsetzung zunehmend bedrohlicher zu werden. Dies entwickelt sich in der technischen und der ökonomischen Ebene sowie in der Akzeptanzebene der Bürger.

Die Liste der Probleme und offenen Fragen bei der Umsetzung sind lang (→ Kapitel 6). Die meisten veröffentlichten Studien zeichnen ein Bild der Hoffnung, dass das Ziel der Dekarbonisierung zu schaffen sei.[9] Wenn von Kosten gesprochen wird, so bewegen sie sich zwischen volkswirtschaftlichem Gewinn und Kosten in der Höhe von bis zu 8 Billionen Euro[C] bis 2050. Nur wenige Veröffentlichungen zeichnen ein sehr viel düstereres Bild bezüglich den Erfolgsaussichten zur Dekarbonisierung.[10] Wie man weiß, sind „tief hängende Kirschen einfach zu ernten". Das bedeutet, dass die Aufwendungen und damit die Kosten überproportional steigen, je näher man an die 100% CO_2-Vermeidung kommt.[11] Wir befinden uns daher noch ganz am Anfang der Schwierigkeiten.

Nur wenige äußern sich wirklich kritisch, so wie z.B. ein Analyst der Deutschen Bank Research:

> *„Zu einer ehrlichen Debatte zählt, dass jeder Euro, der für Klimaschutz ausgegeben wird, nicht für Bildung, Forschung, das öffentliche Gesundheitssystem, digitale Infrastruktur, innere und äußere Sicherheit, Steuersenkungen oder höhere Renten eingesetzt werden kann. […] Bezüglich des Grünen Deals habe ich schon häufiger ausgeführt, dass Klimaneutralität in nur 30 Jahren mit den heute verfügbaren und politisch akzeptierten Technologien nicht erreichbar ist. Es gehört in den Bereich Wunschdenken, wenn man Klimaneutralität als Wachstumsstrategie verkaufen möchte."*[12]

In dieser Gemengelage ist der Wasserstoff der erklärte Hoffnungsträger (siehe 4.3), obwohl die damit einhergehenden Energiewandlungen, verbunden mit gravierenden Energieverlusten, bekannte Schwachpunkte darstellen.

4.2 Wege zur Dekarbonisierung

Um Deutschlands CO_2-Ausstoß zu verringern, kann man:

1. die Effizienz bei der Stromerzeugung oder in den Verbrennungsmaschinen verbessern,
2. den Energieverbrauch reduzieren (verzichten),
3. das freiwerdende CO_2 abscheiden und
    a) tief in den Boden verbringen (CCS) oder
    b) dort nutzen, wo es in chemischen Prozessen recycelbar ist (CCU).

[A] Gerechtigkeit wird hier als „Equality of Outcome" nicht als „Equality of Opportunity" gesehen.

[B] Bewegen wir uns auf eine Suffizienz-Gesellschaft zu, die den Einsatz von Energie als Luxus bezeichnet?

[C] … und das nur für die gut 2% die Deutschland an den CO2-Emissionen der Welt hat.

Die Möglichkeit des verstärkten Einsatzes von CO_2-freiem Strom aus Kernkraftwerken wird hier nicht aufgeführt, da Kernkraft in Deutschland politisch ausgeschlossen wurde.

Weltweit wird dessen ungeachtet der Ausbau der Kernkraft weiter forciert.

Alle Varianten sind geeignet CO_2 einzusparen. Sie sind aber nicht geeignet, zur vollständigen Dekarbonisierung zu kommen. Auch die beiden Varianten 3a und 3b zielen auf Großprozesse der Verbrennung ab, um dort eine CO_2-Abscheidung nachzurüsten. CCS ist in Deutschland sehr umstritten[13]. Es wäre wahrscheinlich auch nur eine Übergangslösung. Die CO_2-Emissionen bei den vielen Millionen kleinen Verbrennungsmotoren kann man mit dieser Methode nicht neutralisieren.

Da es mittlerweile nicht mehr nur um eine CO_2-Reduzierung um etwa 80% geht, sondern um eine sogenannte *klimaneutrale Lösung*, haben die o.g. Varianten nur unterstützenden Charakter. Sie vermindern die Problematik etwas oder verschieben das Problem zeitlich.

Insbesondere für bestimmte Verkehrsbereiche (Güterverkehr auf Straße, Wasser und Luft) braucht man einen chemischen Energieträger, der einen geeigneten Ersatz für Diesel, Benzin und Kerosin darstellt, eine hohe Energiedichte aufweist und eine unproblematische Handhabung bedeutet. Hierfür wird Wasserstoff vorgeschlagen.

4.3 Hoffnungsträger Wasserstoff

Wasserstoff[A] ist seit über 200 Jahren bekannt und kommt als farbloses, geruchloses Gas in Form von H_2-Molekülen vor. Wasserstoff benötigt zur Herstellung nur Wasser und Strom oder kann aus Kohlenwasserstoffen[B] (z.B. Erdgas) erzeugt werden. Es verbrennt wieder zu Wasser und erzeugt dabei Wärme. Gerne wird die hohe Energiedichte von 33 kWh/kg angeführt, die etwa dreifach höher ist, als bei kohlenstoffbasierten Energieträgern. Dieser Wert ist irreführend, mehr dazu in Kapitel 5.5.

Zur Verwirklichung dieser Wasserstoffnutzung, insbesondere im Verkehrsbereich, waren im 6. Forschungsrahmenprogramm der EU rund 300 Mill. € vorgesehen. Allein in Deutschland flossen 2004 rund 85 Mill. € von Bund, Ländern und der EU in die Wasserstoff- und Brennstoffzellenforschung. Die propagierte Wasserstoffwirtschaft und der damit verbundene Durchbruch dieses Konzepts waren dann in der Versenkung verschwunden. Asiatische H_2-Autos sind weltweit seit Jahren immer noch Exoten. Auch Daimler hat sich 2020 von dieser Technik verabschiedet und nun auch noch der Autobauer Honda[14], der lange als führende Kraft bei Wasserstoffautos galt.

Ende 2019 kam wieder einmal Wasserstoff in die Diskussion, nachdem die Bundesregierung auf der Suche nach einer neuen Speicherlösung eine *Nationale Wasserstoffstrategie*[15] vorgeschlagen hatte und bis 2026 bis 9 Mrd. € Fördergelder[16] spendieren will. Insgesamt handelt es sich um 13 Mrd.€, die zwischen 2006 und 2026 für die Forschung und Weiterentwicklung der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnik bereitgestellt werden.[17] Mit dieser Unterstützung geht die Bundesregierung davon aus, dass sich in den nächsten zehn Jahren ein globaler und europäischer Wasserstoffmarkt herausbilden wird. Es heißt *„Grüner Wasserstoff ist das Öl von morgen"*.

Für die Politik ist es der Hoffnungsträger und auch viele Forscher und Institute, die auf monetäre staatliche Förderung hoffen können oder schon erhalten, preisen die Vorteile.

So attraktiv man das alles umschreiben kann[C], so gibt es dennoch zu viele Probleme, die technisch nicht befriedigend zu lösen sind oder deren Lösung sehr viel kostet, was noch genauer erläutert wird.

[A] „Wasserstoff ist das häufigste chemische Element im Universum, jedoch nicht in der Erdrinde. Er ist Bestandteil des Wassers und beinahe aller organischen Verbindungen. Somit kommt gebundener Wasserstoff in sämtlichen lebenden Organismen vor."

[B] Dies setzt aber Kohlenstoff frei und ist keine Lösung im Sinne der Dekarbonisierung.

[C] „Wasserstoff ist unerschöpflich (im Universum) vorhanden, er verbrennt zu Wasser …"

Selbst Energiewendebefürworter, wie Prof. Volker Quaschning (*Regenerative Energiesysteme* an der Hochschule für Technik und Wirtschaft in Berlin), nennt diese Wasserstoffstrategie eine *„Luftnummer"* und ein *„reines Ablenkungsmanöver"*.[18]

4.4 Energieversorgung

Zur Verdeutlichung der Situation in der Energieversorgung wurde Abb. 4-1 erstellt. Sie soll in vereinfachter, schematischer Form darstellen, wie die Zusammenhänge sind. Mehr Details können aus der Abbildung in 13.2.1 entnommen werden. Dabei ist das alles andere als vollständig.

<table>
<tr><td>Fossile Energieträger
Rohöl, Erdgas, Kohle, …</td><td colspan="9">CO_2-freie Energien</td><td>Primär-energie</td></tr>
<tr><td></td><td>Kern-energie</td><td colspan="8">Biomasse, Wind, Sonne, …</td><td></td></tr>
<tr><td>Umwandlung in Kraft- und Heizstoffe</td><td colspan="9">Umwandlung in Elektroenergie</td><td rowspan="2">Sekundär-energie</td></tr>
<tr><td>Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl, …</td><td colspan="3">gesicherter Strom</td><td>Strom-speicher</td><td>VEE</td><td colspan="4">VEE-Strom
Wasserstoff
PtX
diverse Energieträger</td></tr>
<tr><td>Diverse Infrastrukturen</td><td colspan="5">Stromnetz</td><td>H_2-Netz</td><td colspan="3">div. Infra-strukturen</td><td>Transport</td></tr>
<tr><td>Benzin, Diesel, Kerosin, Heizöl, …</td><td colspan="5">Strom</td><td>Wasser-stoff</td><td colspan="3">Methan, Methanol, Ammoniak…</td><td>End-energie</td></tr>
<tr><td colspan="9">optional Energiespeicher (Batterie, Tanks)
entsprechende Energiewandlungen</td><td rowspan="2">Anwen-dung</td></tr>
<tr><td>PKW</td><td>LKW</td><td>Bus</td><td>Bahn</td><td>Schiff-fahrt</td><td>Gebäude-heizung</td><td>Prozess-wärme</td><td>originäre Strom-verbraucher</td><td>Indus-trie</td><td>Luft-fahrt</td></tr>
<tr><td colspan="5">Mechanische Energie, Arbeit</td><td colspan="2">Wärme</td><td colspan="3">diverse</td><td>Nutz-energie</td></tr>
</table>

Abb. 4-1 Struktur Energieversorgung

Die Abbildung zeigt die Komponenten auf den Ebenen von Primär-, Sekundär-, End-, und Nutzenergie.

Zusätzlich zu den bisherigen Energieträgern (Rohöl bis Kernenergie) kommen die Primären Quellen wie Biomasse, Wind und Sonnenstrahlung hinzu. Ein besonderes Augenmerk ist auf die Stromerzeugung aus Wind und Sonne zu richten, die die sog. VEE (Volatile Erneuerbaren Energien) sind. Hieraus kann ein Beitrag zur Stromversorgung mit dem nötigen Stromspeicher vorgenommen werden. Außerdem ist VEE nötig, um Wasserstoff herzustellen, der Grundlage für PtX ist. Wasserstoff und andere daraus erzeugte Energieträger können auch aus dem Ausland per Schiff importiert werden.

Zwischen Sekundärenergie und Endenergie liegt der Transport zum Endkunden. Dieser Transport kann per Rohrleitungsnetz, Stromnetz oder einen Verkehrsträger (z.B. LKW) erfolgen. Damit stehen die Endenergien fest, die zum Kunden geliefert werden.

Es ist zu erkennen, welche die klassischen Energieversorgungskomponenten waren (grau), die künftig im Geflecht der Energieversorgung entfallen sollen.

Der untere Bereich der Grafik beschäftigt sich mit der Nutzenergie, um die es letztlich dem Anwender geht. Dieser Bereich wird unterteilt in die Energiespeicher, sofern die Anwendung einen solchen benötigt und die Energiewandlungssysteme, die aus den Energieträgern die Nutzenergie erzeugen.

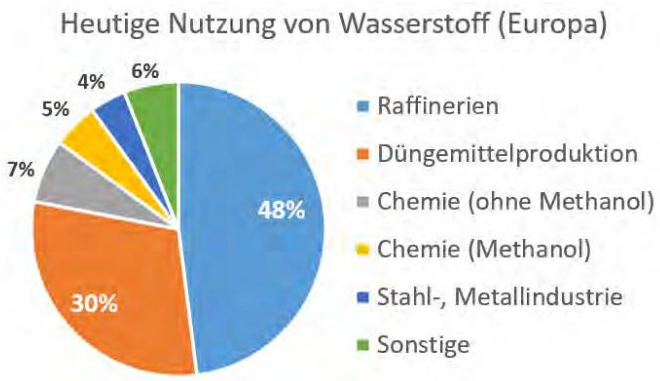
Nicht dargestellt sind: Kosten- und Mengenverhältnisse sowie Wirkungsgrade bzw. Energieverluste, die aber sehr wichtig sind. Das wird nachfolgend ausführlich behandelt.

4.5 Der Sonderweg

Die Entscheidung zur Wasserstoffwirtschaft, als Mittel zur Umsetzung der CO_2-Einsparziele, müssen auch in einem größeren Kontext gesehen werden. Es gibt zwar eine sehr große Zahl von Unterzeichnerstaaten des Pariser Abkommens, aber es gibt keine rechtsverbindliche, einklagbare CO_2-Reduktion. So wird noch bis mindestens 2030 jährlich CO_2 mit steigender Tendenz emittiert.[A] Angesichts dessen und da Deutschland derzeit nur einen weltweiten Anteil von 2% daran hat, muss die Frage gestellt werden, ob die Anstrengungen zur Dekarbonisierung Deutschlands und der EU gerechtfertigt und verhältnismäßig sind und ob Wasserstoff dabei einen entscheidenden Vorteil bringt.

[A] Minderungen der jährlichen Emissionen von 4,4 Mrd. t (EU, USA, Japan, …) stehen Mehremissionen von 18,4 Mrd. t CO2 gegenüber (China, Indien, Indonesien, Mexiko, …); www.kaltesonnen.de 6.6.2017

5 Wasserstoff im Überblick



Die hauptsächlichen Anwendungen liegen in der Raffinerie und in der Düngemittelproduktion.

5.1 „Farben" des Wasserstoffs

Je nachdem wie der Wasserstoff hergestellt wird, wird er mit einer Farbe bezeichnet. Hierzu informiert das BMBF[19]:

Grüner Wasserstoff

Grüner Wasserstoff wird durch **Elektrolyse von Wasser** hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt.[A] Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnik erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO_2-frei, da der eingesetzte Strom zu 100% aus volatilen erneuerbaren Quellen stammt und damit als CO_2-frei gilt.

Grauer Wasserstoff

Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. In der Regel wird bei der Herstellung **Erdgas** unter Hitze in Wasserstoff und CO_2 umgewandelt (**Dampfreformierung**). Das CO_2 wird anschließend ungenutzt in die Atmosphäre abgegeben und verstärkt so den befürchteten globalen Treibhauseffekt: Bei der Produktion einer Tonne Wasserstoff entstehen rund 10 Tonnen CO_2.[20]

Blauer Wasserstoff

Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff (**aus Erdgas**), dessen CO_2 bei der Entstehung jedoch abgeschieden und gespeichert wird (engl. **Carbon Capture and Storage**, CCS). Das bei der Wasserstoffproduktion erzeugte CO_2 gelangt so nicht in die Atmosphäre und die Wasserstoffproduktion kann bilanziell als CO_2-neutral betrachtet werden.

Türkiser Wasserstoff

Türkiser Wasserstoff ist Wasserstoff, der über die thermische Spaltung von Methan (Methanpyrolyse[21]) hergestellt wurde.[22] Anstelle von CO_2 entsteht dabei **fester Kohlenstoff**.[23] Voraussetzungen für die CO_2-Neutralität des Verfahrens ist die Wärmeversorgung des Hochtemperaturreaktors aus CO_2-freien Energiequellen sowie die dauerhafte Bindung bzw. Endlagerung des Kohlenstoffs. Der Energiebedarf ist geringer als bei der Elektrolyse.

Darüber hinaus kennt man noch (hier sind die Definitionen nicht immer einheitlich):

Schwarzer Wasserstoff wird aus Erdöl oder Kohle gewonnen.

[A] Es gibt auch Mikroorganismen, die Wasserstoff erzeugen (schon länger bekannt). Allerdings wird dies nie ernsthaft für die erforderlichen großen Mengen diskutiert und vorgeschlagen.

Gelber Wasserstoff kommt aus der Elektrolyse von Wasser, das mit einem Strommix bzw. Kernkraftstrom erfolgt.

Weißer Wasserstoff wird mithilfe von Fracking-Technik gewonnen (die Potenziale dafür werden aber in Deutschland allgemein als gering eingeschätzt).[24]

Allein der grüne Wasserstoff soll langfristig der Energieträger der Energiewende sein. Das heißt, dass alle anderen Varianten bestenfalls Zwischenlösungen sein könnten, die in diesem Papier nicht weiter behandelt werden. Zwischenlösungen werden vorgeschlagen, um die angestrebte Wasserstoffwirtschaft zum Laufen zu bringen. Dabei muss klar sein, dass der grüne Wasserstoff teurer ist und so nach eventuell anlaufender Wasserstoffwirtschaft sich die Verhältnisse für die Verbraucher ändern.

Entscheidend ist, was der angestrebte Endzustand (grüner Wasserstoff) bedeutet.
Die Machbarkeit und die Kosten von Zwischenlösungen ist für dieses Papier daher nicht relevant.

5.2 Herstellung

Aus industriellen Produktionsprozessen fällt zwar Wasserstoff als Nebenprodukt an. Dieser wird aber bereits in anderen Prozessen weitgehend genutzt, so dass diese Mengen vernachlässigbar sind, angesichts der immensen Mengen die durch die Energiewende propagiert werden (→13.2.1) und die diesem Papier berechnet wurden (→6.1).

Die Wasserstoffherstellung aus Biomasse ist zwar möglich, kann aber angesichts der Flächennutzung in Deutschland keinen nennenswerten Anteil an der Gesamtmenge erbringen. Der Import von Wasserstoff, der auf diese Weise erzeugt wird, würde der industriellen Flächennutzung in großem Umfange von bislang noch naturbelassenen Wäldern Vorschub leisten. Aus dem gleichen Grund hat man sich in der EU darauf geeinigt, den Import von Biokraftstoffen bis 2030 auslaufen zu lassen.

Die elektrolytischen Herstellungsverfahren werden von den meisten Fachleuten favorisiert. Andere Prozesse, die heute verwendet werden, wie die Dampfreformierung mit Erdgas[A] (98% Anteil) und solche, die übergangsweise ins Auge gefasst werden, wie auch solche, die in der Öffentlichkeit kritisch gesehen werden (wie CCS), stehen damit in diesem Papier nicht im Fokus – es geht schließlich um die Bewertung der Zukunftslösungen.

Da immer deutlicher wird, dass die Produktionsmöglichkeiten in Deutschland den Bedarf nicht annähernd decken können, wird vorgeschlagen, Wasserstoff zu importieren. Länder, die viel Wind haben oder in Äquatornähe viel Sonnenschein, werden dieses Gas günstiger produzieren können. Das wird in Kapitel 7 näher betrachtet.

5.3 Brennwert oder Heizwert?

Für die energetische Bewertung einer Energiewandlung, etwa bei der Elektrolyse oder in der Brennstoffzelle (BSZ) wird der Quotient ***Output*** zu ***Input*** gebildet.

Aufgewendete Energie (***Input***)	→ Wandlung →	Erhaltene Energie (***Output***)
	↘	Verluste

Bei brennbaren Flüssigkeiten oder Gasen kann man die Verbrennungsgase, die Wasserdampf enthalten, zusätzlich abkühlen und diese ebenso zur Wärmeerzeugung bzw. Wärmenutzung verwenden. Das geht natürlich nur, wenn die Temperatur, die erreicht werden soll, nicht zu hoch ist und die technische Einrichtung dies zulässt.

[A] Erzeugungskosten von 1 bis 2 Euro pro Kilogramm Wasserstoff

Feststoffe, Flüssigkeiten oder Gase, die brennbar sind, haben daher zwei Kennwerte über ihren Energiegehalt: den höheren Brennwert (Ho) und den niedrigeren Heizwert (Hu) (Tabelle →13.1.1).

Wenn von einem Wirkungsgrad η gesprochen wird, der das Verhältnis zweier Energiewerte E_1 und E_2 sind, muss klar sein, ob sich die Energiewerte auf den Brennwert oder den Heizwert beziehen.

Das Verhältnis von Brennwert zu Heizwert ist ein Wert größer 1, etwa f_{H2}=1,19 für Wasserstoff oder f_{EG}=1,11 für Erdgas. Mit diesen Faktoren kann man aus dem Heizwert den Brennwert ermitteln und umgekehrt.

Entscheidend ist, dass man bei einer Wandlungskette,
deren Gesamtwirkungsgrad η berechnet werden soll, die gleichen Bezüge verwendet.

Exkurs

Beispiel Wandlungskette:

$$Strom_1 \rightarrow Elektrolyse\ (\eta_e) \rightarrow H_2 \rightarrow (\eta_b)\ Brennstoffzelle \rightarrow Strom_2.$$

Dabei ist $\eta_e = E_{H2} / E_{Strom1}$, wobei $E_{H2} = m_{H2} \cdot Hu_{H2}$. Entsprechendes gelte für η_b.

Dann ist $\eta = \eta_e \cdot \eta_b$ oder: $m_{H2} \cdot Hu_{H2} / E_{Strom1} \cdot E_{Strom2} / (m_{H2} \cdot Hu_{H2})$

Also: $\eta = E_{Strom2} / E_{Strom1}$, was das erwartete Ergebnis ist.

Bezieht man aber den Wirkungsgrad der BSZ auf den Brennwert Hu_{H2}= Ho/f, so wird der η um den Faktor f größer. Werden aber beide η_e und η_b auf Ho bezogen, kürzen sich beide f und η wird der gleiche Wert.

In diesem Papier werden die Wirkungsgrade immer einheitlich auf den Heizwert (Hu) bezogen. Findet eine Wandlung zu einem Gas oder zu einer Flüssigkeit statt, die in der Anwendung zur Wärmeerzeugung verwendet wird und die Nutzung der Verdampfungsenthalpie nicht möglich ist, ist das Ergebnis aus dem Wirkungsgrad direkt verwendbar, andernfalls muss eine Korrektur des Rechenergebnisses erfolgen.

5.4 Elektrolytische Herstellung

Wasserstoff kann, wie oben die „Farben“ gezeigt haben, auf unterschiedlichste Weise hergestellt werden. Einerseits kann der Wasserstoff durch chemische Verfahren abgespalten werden (z.B. durch Dampfreformierung) andererseits kann er unter Einsatz von Strom in einem Elektrolyseprozess aus Wasser gewonnen werden. Dabei wird Wasser durch elektrische Energie zerlegt.

Als Ausgangsstoff für die Wasserstoffgewinnung mittels Wasserelektrolyse ist aufbereitetes, hochreines Wasser notwendig, das aufgrund mangelnder Verfügbarkeit in vielen Regionen der Welt unter Energieeinsatz gereinigt und mit Meerwasserentsalzungsanlagen gewonnen werden muss.

Derzeit gibt es drei Elektrolyseverfahren[25]

- Alkalische Elektrolyse (AEL)
- Polymer- Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL)
- Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Wasserelektrolyse und Brennstoffzellenreaktion basieren auf denselben elektrochemischen Prinzipien. Durch Umkehrung des Prozesses wird elektrische Energie verbraucht (Elektrolyse) oder abgegeben (Brennstoffzelle).

5.4.1 Alkalische Elektrolyse (AEL)

Die am längsten kommerziell eingesetzte alkalische Elektrolyse verwendet verdünnte Kalilauge als Elektrolyt und arbeitet bei Temperaturen von 60 bis 90°C. Als Alternative zur Kompression des Gases über einen nachgeschalteten Kompressor bietet sich die direkte elektrochemische Kompression an.

Hier arbeitet man mit einem typischen Druck von 10 bis 30 bar. Solche großtechnischen Anlagen existieren seit mehreren Jahrzehnten und arbeiten in Größenordnungen bis 200 MW_{el}. Sie sind vergleichsweise günstig herzustellen, haben aber einen etwas geringeren Wirkungsgrad. Der Wirkungsgrad des eingesetzten Stroms bezogen auf den Heizwert des Wasserstoffs beträgt heute zwischen 55% (und künftig, bezogen auf den Brennwert, 70%).[26] Verwendet wird bei folgenden Rechnungen ein Durchschnittswert von 64% (→13.1.1 und Abb. 5-1).

5.4.2 PEM-Elektrolyse (PEMEL)

Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) arbeitet mit einem polymeren Festelektrolyt typischerweise zwischen 50 und 80°C und bei Drücken zwischen 20 und 50 bar. Inzwischen besitzt auch die PEMEL eine hohe technische Reife und ist seit 25 Jahren kommerziell verfügbar, zuletzt auch in Größenordnungen von 10 MW_{el}. Sie zeichnet sich aus durch eine kompakte Bauweise und eine hohe Flexibilität, wodurch sie auch fluktuierenden Erzeugungsprofilen erneuerbarer Stromerzeugung (VEE) folgen kann. Allerdings benötigt sie seltene Metalle und Edelmetalle (Iridium und Platin), was sich negativ auf die Kosten und den Verbrauch seltener Ressourcen auswirkt.[27]

Verbreitet ist sie im kleineren Leistungsbereich mit ≤ 50 Nm^3/h (→Abb. 5-1). Den Vorteilen der höheren Leistungsdichte, der besseren Dynamik und Überlastfähigkeit stehen derzeit noch die Nachteile der höheren Degradation[A] beim Wirkungsgrad sowie der Verwendung von teuren Edelmetallkatalysatoren gegenüber.[28] Sie verursacht daher höhere H_2-Herstellkosten.

Diese Technik hat schon einen recht guten Reifegrad erreicht, so dass keine substantiellen Verbesserungen mehr erwartet werden.

5.4.3 Hochtemperaturelektrolyse (HTEL)

Interessant sind beispielsweise Ansätze für die Hochtemperaturelektrolyse (Dampfelektrolyse, z.B. in Festoxid-Elektrolysezellen[29] bei 700 bis 1000 °C), bei der ein Teil der benötigten Energie in Form von Hochtemperaturwärme anstatt von Strom zugeführt werden kann. Dies lässt sich so verstehen, dass zunächst die Verdampfung des Wassers allein mit Wärmezufuhr geschehen kann und somit entsprechend weniger elektrische Energie benötigt wird. Typische Druckniveaus liegen bei 1 bis 15 bar. Hochtemperatur-Elektrolyseure lassen sich auch ohne teure Edelmetalle realisieren. Solche Verfahren befinden sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Bisher sind nur Labor- bzw. Pilotanlagen mit einer sehr geringen Wasserstoffproduktion sowie noch vergleichsweise hoher Degradation[30] realisiert worden. Sie wären besonders interessant in Verbindung mit solarthermischen Kraftwerken oder Kernreaktoren, die hohe Temperaturen bereitstellen können.[31] Je nach Temperaturniveau liegt die benötigte Wärmemenge zwischen 5,8 kWh/kg_{H2} und 10,4 kWh/kg_{H2}.

Aktuell liegt eine typische Lebensdauer des Stacks[B] noch bei maximal 20.000 Stunden (2,2 Jahre). Aufgrund des fehlenden Massenmarktes werden die Elektrolyseure bisher nur als Sonderanfertigungen hergestellt und sind dementsprechend teuer.[32] Durch Fortentwicklung und einen Massenmarkt werden deutliche Kostenreduktionen erwartet. Die Vorteile kommen aber erst zum Tragen, wenn kostengünstige Hochtemperaturquellen in der Nähe genutzt werden können.

5.4.4 Bewertung der Verfahren

Die Technik von Elektrolyseuren (AEL, PEMEL) wird seit Jahrzehnten genutzt, vor allem auch großtechnisch und ist bereits sehr ausgereift.[C] Bei kleinen Anlagen im unteren Kilowatt-Bereich sind die spezifischen Anlagenkosten relativ hoch (mehrere tausend Euro pro Kilowatt), während große Anlagen im

---

[A] Hier: Verschlechterung der Eigenschaften durch Alterung.

[B] Der Stack ist der Stapel der Elektrolysezellen.

[C] Die HTEL wird nicht weiter berücksichtigt, das sie besondere Einsatzbedingungen erfordert und nicht den nötigen Reifegrad hat.

Megawattbereich für unter tausend €/kW errichtet werden können. Wesentliche Kostensenkungen durch weitere Entwicklungen sind angesichts der Reife der Technik nicht zu erwarten.[33]

Mit der Ausgestaltung der Anlagentechnik schließen sich gleich weitere Fragen an, die folgend kurz erörtert werden sollen.

Wasserbedarf

Für 1 kg_{H2} werden theoretisch 9 Liter und praktisch 9,5 bis 10 Liter Wasser benötigt. Für die Elektrolyse ist Wasser in hoher Reinheit erforderlich. Das bedingt eine Aufbereitung von z.B. Flusswasser durch Wasseraufbereitungsanlagen oder vom Wasser des örtlichen Wasserversorgers. Beim Wasserpreis sind ca. 75% fixe Kosten[34], die in ähnlicher Höhe für Elektrolysewasser anfallen. Für die Industrie kann man bei einem Bezug von 10.000 m³/a etwa 20.000 €/a ansetzen[35], das sind 2 €/m³ und einen Kostenanteil von 0,02€/kg_{H2}. Die genannte Wassermenge entspricht ca. 1.000 Tonnen H_2. Obwohl die Wassermenge groß erscheint, so ist doch der Kostenanteil vernachlässigbar.

Woher kommt der Strom?

Der Strom muss CO_2-frei erzeugt worden sein. Dieser kann aus Kernkraftwerken[36] kommen oder aus VEE. Kernkraft hätte den Vorteil, dass der Strom nicht nur preisgünstiger wäre, sondern auch kontinuierlich zur Verfügung stünde. Die diskontinuierliche Energie aus VEE stellt in mehrfacher Hinsicht ein Problem dar:

- Ineffizienz
  Sie macht den Betrieb der Anlagen ineffizient, da nur 15 bis 30% der Jahreszeit dieser für die Elektrolyse zur Verfügung steht. Damit wird die Investition nur schlecht genutzt, so dass die Betriebskosten mindestens um den Faktor 3 höher sind als bei Dauerbetrieb.
- Verscheiß
  Die Anlagen werden durch den diskontinuierlichen Betrieb stärker beansprucht. Es bedarf ggf. mehr Wartung. Eine verkürzte Lebensdauer kann die Folge sein. Damit steigen die spezifischen Kosten.
- Der Gesamtwirkungsgrad im dynamischen Betrieb ist geringer als der Nennwirkungsgrad.

Alle drei Merkmale, die beim volatilen Betrieb (Strom aus VEE) auftreten, haben letztlich negative Konsequenzen auf die spezifischen H_2-Erzeugungskosten.

Degradation

Degradation bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Effizienz des Elektrolyseurs über die Zeit nachlässt. Für die AEL werden hier Werte zwischen 0,25 bis 1,5% pro Jahr (d.h. 5% bis 26% in 20 Jahren), für die PEMEL zwischen 0,5 und 2,5% pro Jahr und bei der HTEL zwischen 0,4 bis 6% pro 1.000 Benutzungsstunden angegeben.[37] Insbesondere die Hochtemperatur-Elektrolyse weist noch hohe Degradationsraten (ca. 3-5% /1000 h im Stack) auf.[38] Das entspricht nach 5 Jahren mit jeweils 8.000 h eine Degradation auf nur noch 15 bis 32%.[A]

Wirkungsgrad

Zum Wirkungsgrad muss immer gesagt werden, wo die betrachteten Systemgrenzen sind. Hier geht es um die Elektrolyseure mit ihrem Stromeingang und dem Wasserstoffausgang. In Kapitel 6.6 geht es um den Wirkungsgrad im Energieversorgungssystem. Dort liegen die Grenzen der Betrachtung sehr viel weiter außerhalb der reinen Elektrolyse.

[A] Die Angaben zur Degradation, die sich auf Jahre beziehen, meinen ca. 8.000 Stunden/Jahr. D.h. keinen volatilen Betrieb, der etwa 1.500 bis 4.500 h/a bedeutet.

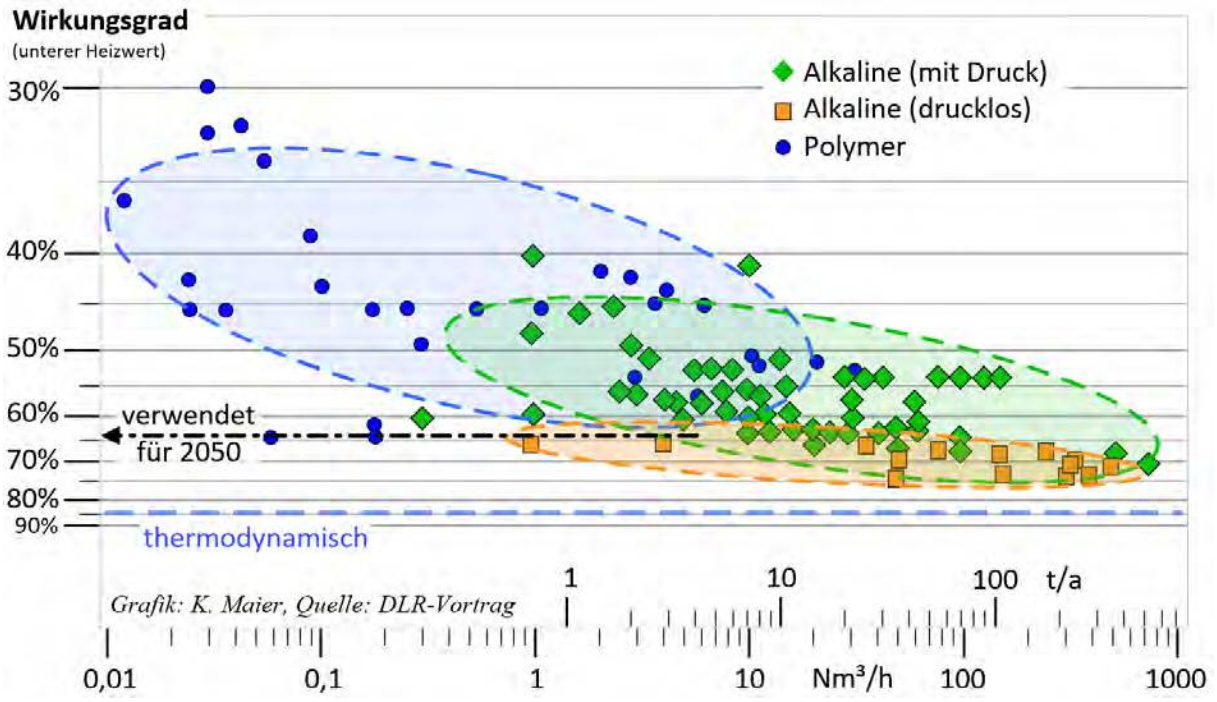


Abb. 5-1 Wirkungsgrade bestehender Anlagen

Gerne werden positive Merkmale angeführt, aber ohne diese in einem Systemkontext zu betrachten.

Beispielsweise haben die Elektrolyseure bei niedrigen Stromdichten deutlich höhere Wirkungsgrade. Das bedeutet den Betrieb einer Anlage in Teillast, d.h. mit erheblich geringerer Produktionsmenge. Dafür fallen aber Investitions- und Betriebskosten an, die für eine Anlage mit hoher H_2-Menge gelten. Der Kostenvorteil des besseren Wirkungsgrades wird mehrfach durch unwirtschaftlichen Kapitaleinsatz zunichte gemacht.

Ein Argument für die PEMEL-Anlagen ist die höhere Überlastbarkeit, die für den volatilen Betrieb von Vorteil sei. In Abb. 5-1 wird aber deutlich, dass PEMEL-Systeme nur für niedrige Leistungsbereiche und bei schlechten Wirkungsgraden zum Einsatz kommt.

Will man sowohl gute Wirkungsgrade, als auch günstige Anlagenkosten und
hohe Wasserstoffmengen erzielen,
bleibt nur die Alkalische Elektrolyse, die für die Modellierung verwendet wird.

In einem modernen Druck-Elektrolyseur liegt dieser Energiebedarf unter einem Druck von 12 bar bei etwa 4,8 kWh/Nm³. Damit liegt der Wirkungsgrad bei 62,5% (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff).

Einsatz für die Energiewende

Soll Wasserstoff bei der Energiewende mit Sektorkopplung zum Einsatz kommen, so kommt nur die bewährte Alkalische Elektrolyse in Frage, da nur hiermit die nötigen Mengen an H_2 produzierbar wären. Man geht zukünftig von einer Steigerung des Wirkungsgrades von etwa 3% bei der Alkalischen Elektrolyse aus.[39] Das bedeutet einen Wirkungsgrad für die drucklose Variante im Jahr 2050 von ca. 73% (Ho) und die mit Ausgangsdruck von ca. 66%. Berücksichtigt man künftige Wirkungsgradverbesserungen und die Alterung über 20 Jahre Nutzungsdauer, kann man einen Wert von ca. 64% (bezogen auf Hu) ansetzen, der in den Rechnungen für 2050 verwendet wurde.

In dem Energiewendekonzept ist die Elektrolyse eine Komponente unter vielen. Wenn es um Wasserstoff als Energieträger geht, muss auch z.B. die Verteilung (etwa mit H_2-Netz) mitberücksichtigt

werden, so dass auch Netzkomponenten und Komponenten der elektrischen Energieverteilung in den Wirkungsgrad eingehen.

Unter den vorgenannten Gesichtspunkten ist klar, dass die in der Literatur zu findenden Merkmale und Wirkungsgrade für die Auswahl der Technik, der Elektrolyse und die Kosten im Energieversorgungssystem detailliert zu betrachten sind (gesamte Kette →13.1.3).

Zur Beurteilung des Systemwirkungsgrades sind alle Prozessschritte
zwischen Stromerzeugung (VEE) und der Nutzenergie der Anwendung zu berücksichtigen.

Reversible Brennstoffzellen

Meldungen, dass PEM-Systeme sowohl H_2 erzeugen, wie auch aus H_2 Strom erzeugen können, sind zwar richtig und dies wäre auch im Hinblick auf einen Stromspeicher eine interessante Idee, aber die PEM-Technik ist für die notwendigen Energiemengen, wie oben gezeigt, nicht geeignet. Die entsprechende Meldung des Fraunhofer Instituts ISE aus 2001 ist auch nur noch im Internetarchiv[40] zu finden.

Reiner Wasserstoff

Wasserstoff, der in Brennstoffzellen genutzt werden soll, muss einen hohen Reinheitsgrad haben, d.h. keine Verunreinigungen mit anderen Gasen, können der Brennstoffzelle langfristig schaden. Zwar gibt es auch Anwendungen, bei denen H_2 nur verbrannt wird und geringe Fremdgasanteile nicht schaden, so müssen aber gemeinsame Transportressourcen (z.B. Pipeline-Netz) für alle Anwendungen verwendet werden. Das bedeutet, dass Wasserstoff über die gesamte Strecke reingehalten werden muss.

Die Nutzung von Wasserstoff unterliegt Reinheitsanforderungen,
die von Brennstoffzellen gefordert werden.[41]

5.5 Eigenschaften von Wasserstoff

Wasserstoff ist unter normalen Bedingungen ein farbloses, geruchloses, sehr leichtes Gas. Er kommt nur in molekularer Form zur Anwendung: H_2. In der Regel kommt Wasserstoff nur in chemischen Verbindungen (vorwiegend Wasser) und als Beimischungen (z.B. in Erdgas) vor. Mittlerweile hat man auch Lagerstätten gefunden, die wie Erdgas gefördert werden können (weißer Wasserstoff).

Ein sehr wichtiges Phänomen ist die außerordentlich hohe Diffusionsgeschwindigkeit in Stahl, Platin und einigen anderen Übergangsmetallen, mit der Folge, dass es dort zur Wasserstoffversprödung kommt.[42] Dies betrifft die Festigkeit und damit die Lebensdauer einer sicheren Nutzung.

5.5.1 Dichte, Druck und Temperatur

Aggregatzustände

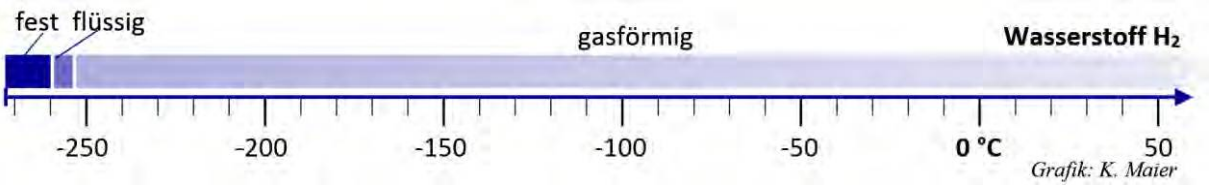


Abb. 5-2 Aggregatzustände Wasserstoff bei Normaldruck

Dichte

Unter Normalbedingungen (Gas) hat H_2 eine Dichte von rund 0,09 kg/m³. In flüssiger Form: 71,4 kg/m³ bzw. g/Liter. Das heißt, dass 1 kg in flüssigem Zustand 14 Liter Raum benötigt.

Bei der H_2-Gas-Komprimierung wächst die Dichte nicht proportional mit dem Druck. Das Diagramm in →13.2.3 zeigt die Zusammenhänge. In einem Drucktank mit 700 bar entsteht eine Dichte von 40 g/Liter (bei 20°C). Bei halbem Druck sind es 24 g/Liter.

5.5.2 Energiedichte

Bezogen auf die Masse beträgt der Heizwert 33,33 kWh/kg (Hu)[43]. Bezogen auf das Volumen unter Normalbedingungen: 3,0 kWh/Nm³. Bei 700 bar und 20°C beträgt die Energiedichte 1.2 kWh/m³.

Speichern mit Druck

Will man in einem PKW einen Tank für ca. 600 km Reichweite, so sind 8,32 kg_{H2} unter z.B. 700 bar zu fassen[44]. Dies macht netto ca. 208 Liter[A]. Bringt man die zylindrischen Tanks gedanklich in ein rechteckiges Verstauvolumen, so sind dafür 270 bis 290 Liter im Fahrzeug nötig. Im Vergleich dazu würde ein Dieselfahrzeug bei 6,8 Liter/100 km nur 41 Liter benötigen.[45] Die Gesamtspeicheranordnung für H_2 weist damit eine praktisch nutzbare Energiedichte von 0,43 kWh/Liter auf und liegt damit fast 7-fach unter Diesel.[46]

Flüssig Speichern

Für die Lagerung oder den Transport von flüssigem H_2[B] benötigt man einen hoch wärmeisolierenden Behälter, der zusätzliches Verstauvolumen[C] erfordert. Je nach Wanddicke und Gesamtvolumen können leicht 30% (und mehr) Volumen hinzukommen. Der Nachteil ist, dass eine effektive Speicherung einen Behälter benötigt, der ein günstiges Verhältnis von Volumen zur Oberfläche aufweist, also einer Kugel möglichst ähnlich sein sollte. Da die Behälter nicht druckdicht sein können, verdampft H_2 ständig, entsprechend der Güte der thermischen Isolation. Diese Speichertechnik ist daher nicht für lange Aufbewahrungszeiten geeignet. Durch die Einschränkungen in der Formgestaltung des Tanks geht z.B. in Flugzeugen wertvoller Platz verloren. Man kann daher einen Aufschlag von mindestens 20% ansetzen. Damit sind die 14 Liter/kg_{H2} für den verbrauchten Verstauraum des Behälters um etwa 50% auf rund 20 Liter/kg_{H2} zu erhöhen.

Die Gesamtspeicheranordnung weist damit eine praktisch nutzbare Energiedichte von ca. 1,7 kWh/Liter auf und liegt damit etwa 5,8-fach unter Diesel (9,9) oder 5,2-fach unter Kerosin (8,84).

Das Verstauvolumen von Wasserstoff (700 bar oder flüssig) liegt
5- bis 7-fach über dem von Kraftstoffen.

5.5.3 Gefährlichkeit

Wasserstoff ist ein hochentzündliches Gas. Von der EU und somit auch von der deutschen Gefahrstoffverordnung ist er als Gefahrstoff mit „hochentzündlich“ eingestuft. Seine Behälter müssen dementsprechend gekennzeichnet werden. Nach DIN EN 1089-3 werden H_2-Druckgasflaschen mit roter Flaschenschulter und rotem Flaschenkörper versehen.

Beim Mischen mit Luft zu 4 bis 76 Volumenprozent (Vol.-%) Wasserstoff entsteht Knallgas, das bereits durch einen wenig energiereichen Funken zur Explosion gebracht werden kann. In einem ausgewogenen Mischungsverhältnis von O_2 und H_2 kann eine Knallgasexplosion verheerende Wirkung haben.

Wird Wasserstoff in einfachen Metalltanks gelagert, so kommt es wegen der geringen Atom- und Molekülgröße zur Diffusion, das heißt, Gas tritt langsam durch die Gefäßwände aus. Dies ist bei der

[A] Das ist das Tankinnenvolumen.

[B] drucklos oder bei geringem Druck

[C] Als Verstauvolumen wird der räumliche Bereich verstanden, in den der Behälter eingebaut wird. Der Verstaurum ist größer als der Behälter selbst, da die vorgegebene Bauart des Behälters den Raum nicht ganz ausfüllen kann. Das Verstauvolumen ist daher größer als das Behältervolumen. Ein Diesel-Tank z.B. kann an den vorhanden Raum optimal angepasst werden, da es keine vorgegebene Form gibt.

Speicherung problematisch, insbesondere für Wasserstoff-betriebene Fahrzeuge, wenn diese lange an einem abgeschlossenen Platz (Garage, Tiefgarage) stehen.[47] Dieses Problem ist schon länger bekannt. Daher wird Wasserstoff in besonderen Drucktanks (faserverstärktem Kunststoff mit Inliner) im Fahrzeug gespeichert.[48] Allerdings ist für angestrebte Drucktanks bis 1.000 bar weitere Forschung nötig.[A]

5.6 Energieträger für H_2

Wasserstoff nimmt als Gas unter Normaldruck ein extrem großes Volumen ein (330 Liter/kWh). So kann man das Gas weder sinnvoll speichern noch transportieren. Daher wird Wasserstoff entweder unter hohen Druck versetzt (0,75 Liter/kWh bei 700 bar) oder es wird verflüssigt (0,42 Liter/kWh bei -253°C). Weder so hohe Drücke, noch so tiefe Temperaturen sind leicht handhabbar. Daher gibt es Überlegungen, den Wasserstoff chemisch zu binden, um diesen Energieträger dann leichter speichern und transportieren zu können.

5.6.1 LOHC

LOHC (liquid organic hydrogen carrier) ist keine neue Technik. Sie stammt aus dem vergangenen Jahrhundert. Der Vorteil beschränkt sich auf den leichteren Transport und die Lagerung von Wasserstoff.

LOHC ist eine organische Flüssigkeit[B] die in der Lage ist, Wasserstoff zu binden (Hydrierung genannt). Durch die Dehydrierung kann der Wasserstoff wieder freigesetzt werden. Während die Hydrierung ein exothermer Prozess ist (setzt Wärme frei), ist die Dehydrierung ein endothermer Prozess, der Wärme benötigt. Daran erkennt man schon, dass Wirkungsgrade im Spiele sind. Bekannt für diese Technik ist die Firma Hydrogenious[49], die ihren Sitz in Deutschland (Erlangen) hat, aber auch außerhalb Deutschlands bekannt und aktiv ist.

Überall dort wo Wasserstoff gespeichert (gelagert) oder transportiert werden muss, kann die LOHC-Technik eingesetzt werden. Sie stellt einen Zwischenschritt zwischen der H_2-Erzeugung (Elektrolyse) und der H_2-Nutzung (für Verstromung oder für mechanische Energie) dar.

Eine Analyse der Einsatzmöglichkeiten unter praktischen Bedingungen hat zu einem schlechten Ergebnis geführt (Details der Untersuchung können vom Autor bereitgestellt werden[50]).

Die LOHC-Technik kann zwar die Lagerung und den Transport von Wasserstoff entscheidend erleichtern, führt aber in der Kette der energetischen Wandlungen zwischen dem EE-Strom und der Nutzung (z.B. im PKW) zu zusätzlichen Wirkungsgradverlusten. Diese Verluste erfordern die Erzeugung von mehr VEE-Strom und damit mehr Windenergieanlagen sowie ein deutliches Mehr an Kosten.

Keine der betrachteten Anwendungen (für den nötigen Langzeitspeicher im Stromversorgungssystem, als Energieträger im Wasserstoffauto oder als Wasserstoffspeicher in der Tankstelle) kann überzeugen. Mehr noch, es wird deutlich, dass, verglichen mit heutigen Kraftstoffen (Benzin, Diesel), die LOHC-Technik um Faktoren schlechtere Kennwerte aufweist.

Für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger in großem Stil für die Energiewende (Wasserstoffwirtschaft) gibt es aber keine überzeugenden Argumente, im Gegenteil. Damit erübrigen sich auch die genannten Vorteile der LOHC-Technik (s.u.).

Da Wasserstoff vorwiegend als Energiespeicher für H_2-betriebene Fahrzeuge vorgesehen ist, macht es Sinn, den Vergleich mit der heutigen Fahrzeugtechnik, also Kraftstoffen und Verbrennungsmotoren, vorzunehmen.

Als Nachteile im Vergleich zu heutigen Konzepten können genannt werden:

[A] Man denke auch an die Sicherheitsvorschriften für 200bar-Sauerstoffflaschen.

[B] Ähnlich Öl

Energetische Aspekte

- Der Energiegehalt von LOHC beträgt nur 12% von dem von Kraftstoffen (Diesel, Benzin) in Bezug auf das ***Gewicht*** und nur 15% von dem von Kraftstoffen in Bezug auf das ***Volumen***.
- Realisiert man den Wasserstofftransport mit LOHC, so fügt man in die Wandlungskette einen weiteren Wirkungsgrad von etwa 0,8 hinzu.

Speicher im Stromversorgungssystem

- Verwendet man LOHC für den Bau von Langzeitspeichern im Stromversorgungssystem, so muss man schlechte Gesamtwirkungsgrade von 20 bis 25% hinnehmen.

Mobilität

- Die nötige Transportleistung für die Versorgung von Tankstellen (Tonnenkilometer/Energie) ist im Fall LOHC 17 Mal so hoch, verglichen mit Kraftstoffen.

LOHC im Fahrzeug (→13.1.3)

- Ein Fahrzeug das 500 km weit fährt, dazu eine Antriebsenergie von 100 kWh braucht und LOHC als Energieträger nutzt, benötigt dafür etwa 1.500 Liter mehr Volumen und wiegt etwa 450 kg mehr, verglichen mit einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor.

LOHC in der Tankstelle

- Wird LOHC als Energiespeicher in der Wasserstofftankstelle verwendet, um die Nachteile im Fahrzeug zu vermeiden, wird ein zusätzliches, zwei Stockwerke hohes Technikgebäude für Tanks, Dehydrierung und Kompression mit einer Grundfläche von wenigstens 300 m² benötigt.
- Die Zusatzkosten auf die Gestehungskosten für Wasserstoff, die nur durch diese Tankstelle entstehen, betragen mehr als 5 Euro pro Kilogramm Wasserstoff.

Nimmt man als Vergleich ein Wasserstoffauto mit Brennstoffzelle, so ist der Systemwirkungsgrad bei LOHC noch etwas niedriger (→6.6). Die anderen Nachteile: das Mehr an Volumen und an Gewicht (s.o.) kommen hinzu. LOHC bietet bei keiner Anwendung Vorteile.

Die LOHC-Technik ist eine zunächst wohlklingende, technisch realisierbare Spielerei. Sie hat aber unter den Anforderungen eines freien Marktes und in der Nutzungsrealität keine Chance, wenn ökonomische und praktische Kundenaspekte die entscheidenden Rollen spielen.

Die LOHC-Technik will zentrale Probleme der Wasserstoffwirtschaft lösen,
fügt dem schlechten Wasserstoffkonzeptansatz aber weitere Nachteile und Probleme hinzu.

5.6.2 PowerPaste

Neben LOHC wird die sogenannte PowerPaste vom Fraunhofer IFAM[A] vorgeschlagen. Es handelt sich um einen relativ neuen Vorschlag. PowerPaste[51] ist ein flüssiges Gel auf Magnesium- und Wasserstoffbasis, das Wasserstoff freisetzt, wenn es mit Wasser reagiert. Es wurde erfunden, patentiert und wird vom IFAM der Fraunhofer-Gesellschaft in Dresden entwickelt. Als Einsatzbereiche für PowerPaste werden Mobile Anwendungen angegeben (Verkehr, Drohnen). Der Vorteil von PowerPaste ist die einfache Handhabung als Energiespeicher (drucklos, normale Temperaturbereiche). Nachdem der gebundene Wasserstoff freigesetzt wurde, ist dieser in gewohnter Weise nutzbar.

Fachartikel der Forscher stellen in der Regel nur die positiven Aspekte und Zahlen heraus. Daher ist der praktische Nutzen im Vergleich zum Bestehenden quantitativ von Interesse. Der Vergleich eines

[A] Fraunhofer Institute for Manufacturing Technology and Advanced Materials IFAM, Branch Lab Dresden

Mittelklasse-PKW mit Verbrennungsmotor mit einem mit PowerPaste betriebenen PKW hinsichtlich Energiespeicher (Tank) und Antriebstechnik (Motor) ergab folgende Merkmale (→13.1.3):

- Statt 200 kg beim Verbrenner wiegen die nötigen Komponenten beim PowerPaste-PKW 1.835 kg, das 9-Fache.
- Statt 155 Liter beim Verbrenner benötigen die Komponenten beim PowerPaste-PKW 4.248 Liter, das 26-Fache.
- Der VEE-Strom kommt nur zu ca. 5 bis 9% an den Rädern an (im Gegensatz zu ca. 70% bei E-Mobilen). D.h. für die PowerPaste-Variante muss ca. 9-fach mehr Strom erzeugt werden.

Bei grob vergleichbaren Antriebsleistungen und Reichweiten liegt das Wasserstoffauto mit PowerPaste durch zusätzliches Volumen und Gewicht um ein Vielfaches schlechter.

Natürlich sind das Werte, die auf gewissen Annahmen beruhen und nur als Größenordnung zu verstehen sind. Sie sind aber eindrucksvoll und damit aussagekräftig. Details können beim Autor abgerufen werden.

5.6.3 Methan

Die Verwendung von Methan (synthetisches Erdgas, SNG) ist ein vieldiskutierter Vorschlag. Methan ist grundsätzlich besser handhabbar als Wasserstoff. Da Methan der Hauptbestandteil von Erdgas ist, kann es Erdgas substituieren. So könnte man Erdgas schrittweise durch synthetisches Methan ersetzen, ohne an den Verbrauchsanlagen etwas zu ändern.

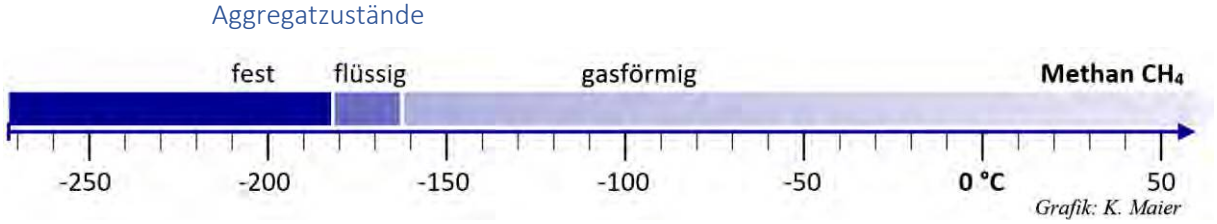


Abbildung 5-1 Aggregatzustände Methan bei Normaldruck

Herstellung

Nachdem Wasserstoff mit VEE in dem Elektrolyseur hergestellt wurde, wird der Prozessschritt der Methanisierung angefügt. Dabei reagiert Kohlendioxid mit Wasserstoff zu Methan und Wasser ($CO_2 + 4\ H_2 \rightarrow CH_4 + 2\ H_2O$). Für die Durchführung des Prozesses wird konzentriertes Kohlendioxid benötigt, das mit einem Katalysator bei ca. 300 °C in die Synthese eingeht.[52] Diese Reaktion ist exotherm, d.h. sie setzt Wärme frei. Dies führt dazu, dass die im erzeugten Methan enthaltene Energie geringer ist als die des eingesetzten Wasserstoffs. Der maximale Wirkungsgrad der Methanisierung liegt bei ca. 80 %. Das CO_2 kann aus der Verbrennung fossiler Energieträger (Abscheidung) oder von Biomasse stammen. Im Endzustand soll es aber kein CO_2 aus der Verbrennung mehr geben. Ein Brennstoff, der mit einer fossilen C-Quelle hergestellt wird, ist nicht THG-neutral. Daher wird am Ende vorwiegend CO_2 aus der Luft unter Energieaufwand (1,3 kWh/kg[53]) und Kosten (350 €/t[54]) gewonnen werden müssen (Direct-Air-Capture, DAC). Dies geht dann in die Energiebilanz (Gesamtwirkungsgrad) ein. Durch die Abscheidung des CO_2 aus der Luft werden für 1 kg CH_4 2,75 kg CO_2 benötigt. Das bedeutet, dass pro Tonne Methan in der Synthese wenigstens 700 € an CO_2-Kosten[55] hinzukommen.

Es gibt auch andere Prozesse zur Methanherstellung (etwa mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse oder der Direktmethanisierung[56]), die aber keine erprobten Techniken sind und aus verschiedenen Gründen keine entscheidende Rolle im Rahmen der nötigen Quantitäten spielen können.[57]

Heizwert und Brennwert

Bei der Angabe von Wirkungsgraden muss man unterscheiden, ob man sich auf den Heizwert (Hu) oder den Brennwert (Ho) bezieht. Der Brennwert unterstellt die vollständige thermische Nutzung der Wärme des Wasserdampfes im Verbrennungsgas.[58] Da die reale Verwendung des Gases dies in der Regel nicht ermöglicht, sind die Angaben in diesem Papier immer auf den Heizwert (Hu) bezogen, was auch sonst übliche Praxis ist. Die folgende Tabelle zeigt die Unterschiede:

	Heizwert kWh/kg	Brennwert kWh/kg	Heizwert kWh/m³	Brennwert kWh/m³
Wasserstoff	33,3	39,4	3,00	3,54
Methan	13,9	15,4	9,1	10,03
Theoretischer Wirkungsgrad der Methanisierungsreaktion			82,8%	77,9%

In diesem Papier wird für die Methanisierung ein praktisch erreichbarer Wirkungsgrad von 75%[59] angenommen (Hu).

Wirkungsgrad bis zum Methan

	Wirkungsgrad
Elektrolyse	0,64
CO_2-Abscheidung aus Luft[61]	0,72
Methanisierung	0,75
Herstellungswirkungsgrad	**0,35**

Hierzu wird zunächst der Wasserstoff durch Elektrolyse hergestellt, dann muss CO_2 aus der Luft abgeschieden werden und schließlich muss der Methanisierungsprozess ablaufen.[60]

Nutzung

Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas und kann daher Erdgas substituieren. Damit besteht – im Gegensatz zu Wasserstoff – mit PtG (Methan) die Möglichkeit eines gleitenden Übergangs von Erdgas zu synthetischem Methan, ohne dass die Infrastruktur oder die Endgeräte und Anlagen (z.B. Gaskraftwerke, Hausheizungen) auszutauschen wären. Methan ist einfacher handhabbar als Wasserstoff, so dass dem Wirkungsgradverlust andere Vorteile entgegenstehen.

5.6.4 Methanol

Methanol[62] (CH_3OH) ist bei Zimmertemperatur und Normaldruck eine farblose Flüssigkeit mit einem Siedepunkt von 65°C, wird zu den Alkoholen gezählt und wirkt im Körper giftig. Reines Methanol hat einen Heizwert von 5,5 kWh/kg bzw. 4,4 kWh/l.

Herstellung

Methanol wird heute großtechnisch aus Synthesegas (Gasgemisch) im Nieder- oder Mitteldruckverfahren unter Nutzung von Katalysatoren hergestellt. Das dabei entstehende Rohmethanol ist zum Teil mit Nebenprodukten verunreinigt. Wird das Rohmethanol im Energiesektor zur Verbrennung eingesetzt, ist die Reinheit des Rohmethanols ausreichend. Für die Weiterverarbeitung in der Chemischen Industrie muss das Methanol destillativ aufgearbeitet werden.[63]

> *Synthesegas kann aus einer Reihe verschiedener fossiler und nachwachsender Rohstoffe wie Kohle, Braunkohle, schweren Erdölfraktionen, Müll, Torf, Holz, Biogas oder Klärschlamm gewonnen werden.*

Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad der Methanolsynthese wird mit 83% angegeben.[64] Für die Realität dürften eher 80% gelten. Allerdings muss auch hier die CO_2-Abscheidung aus Luft berücksichtigt werden, die sich in der Tabelle auf den Energiegehalt des Syntheseprodukts bezieht.

	Wirkungsgrad
Elektrolyse	0,64
CO_2-Abscheidung aus Luft[65]	0,655
Methanolsynthese[66]	0,895
Gesamtwirkungsgrad	**0,375**

Nutzung

Die Energie, die im Methanol steckt, kann über eine Direkt-Methanol-Brennstoffzelle[67] (Direct Methanol Fuel Cell - DMFC) mit einem Methanol-Wasser-Gemisch in Strom gewandelt werden. Die Firma Smart Fuel Cell in Ottobrunn bei München hat erste kommerzielle Produkte für die DMFC auf den Markt gebracht. Ein erster PKW fährt mit Methanol und Brennstoffzelle.[68]

Aber auch eine direkte Verbrennung in Motoren ist eine Alternative (Verzicht auf Brennstoffzelle). Die Handhabung ist vergleichbar mit heutigen Kraftstoffen (flüssig unter Normalbedingungen). Die volumetrischer Energiedichte ist zwar deutlich geringer als Benzin oder Diesel, dafür verbrennt Methanol sauber zu Kohlendioxid und Wasser.[A] Dabei wird das CO_2 der Luft wieder zurückgegeben (klimaneutral).

Methanol-Brennstoffzelle

Direkt-Methanol-Brennstoffzellen (DMFC) sind als Weiterentwicklung der PEFC (Polymer Electrolyte Fuel Cell) anzusehen. Entsprechend ist der Elektrolyt ebenfalls eine Kunststoffmembran.

Die Besonderheit der DMFC besteht im Verwenden von flüssigem Methanol bei 80 bis 90°C oder von Methanoldampf (120 - 130°C). Die DMFC stellt deshalb eine für den Antrieb von Fahrzeugen sehr interessante Alternative dar.[69] Ihr Wirkungsgrad ist mit 20 bis 30% allerdings gering.[70]

Reformer-Methanol-Brennstoffzellen[71] haben mehrere Vorteile gegenüber Direkt-Methanol-Brennstoffzellen. Sie haben einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad (üblicherweise zwischen 30 und 50%), geringere Stack-Kosten, geringere Anforderungen an die Methanol-Reinheit und die Beständigkeit gegenüber Temperaturen unter 0°C. Sie sind damit die bessere Wahl für den Einsatz in der Mobilität.

> *Ein Methanol-Reformer ist eine Vorrichtung der Chemietechnik, die in der Brennstoffzellentechnik verwendet wird, um aus einem Methanol-Wasser-Gemisch unter Freisetzung von Kohlendioxid reinen Wasserstoff zu erzeugen.*

5.6.5 Ammoniak

Alternativ wird Ammoniak (NH_3), eine Stickstoffverbindung mit Wasserstoff, als Energieträger vorgeschlagen. Ammoniak ist die einfachste Form eines stickstoffbasierten Kraftstoffs und zugleich der Ausgangsstoff für viele weitere stickstoffbasierte Verbindungen.

> *Neben Ammoniak gibt es weitere stickstoffbasierte Kraftstoffe, die aber hier nicht näher betrachtet werden [R33].*

Ammoniak (NH_3) ist ein unangenehm riechendes, farbloses und giftiges Gas, das Augen und Atemwege reizt. Es gilt als eine der am meisten produzierten Chemikalien der Welt (200 Mio. t/a) und findet Anwendung in der Herstellung von Düngemittel, in technischen Prozessen oder wird als FCKW-freies Kühlmittel verwendet. Ammoniak ist auch ein Treibhausgas, und wird vorwiegend in der Landwirtschaft emittiert (ca. 600.000 t). Es wird beim Abbau von Exkrementen freigesetzt, wenn Harnstoff chemisch zerlegt wird.[72]

[A] Dafür spricht z.B. auch, dass mit Methanol ein flüssiges Produkt hoher volumetrischer Energiedichte vorliegt und das Problem des „Methanschlupfs“ nicht auftritt. Methanschlupf, die Emission unverbrannten Methans, tritt bei Verbrennungsmotoren auf.

Aggregatzustände

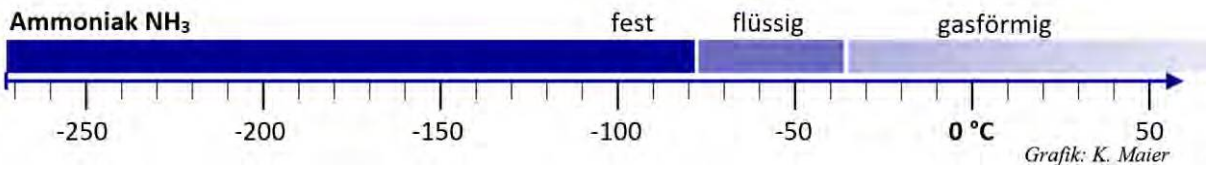


Abbildung 5-2 Aggregatzustände Ammoniak bei Normaldruck

Bei Normaldruck und Raumtemperatur ist es ein Gas (0,72 g/l), bei Abkühlung unter den Siedepunkt von −33 °C oder bei Kompression auf knapp 9 bar (20°C) kondensiert es zu einer farblosen Flüssigkeit mit einer Dichte von 682 g/l. Somit kann Ammoniak in flüssiger Form bei wesentlich höherer Dichte, als in gasförmiger Form transportiert und gespeichert werden, und zwar entweder in Drucktanks bei Normaltemperatur oder in tiefgekühlter Form.[73] Die Giftigkeit von Ammoniak ist ein Hindernis bei einer alltäglichen Nutzung (z.B. als Energieträger im PKW). Außerdem hat es eine korrosive Wirkung.

Herstellung

Moderne Ammoniakanlagen verwenden heute Methan (Erdgas) als Ausgangsstoff. Das ist keine Option für die Zukunft. Für „grünes Ammoniak“ muss es eine Synthese von direkt aus der Luft gewonnenem Stickstoff (N_2) und dem Wasserstoff (H_2) aus der Elektrolyse sein. Die Reaktion ist exotherm bei einem Druck von 90 bis 230 bar, einer Temperatur von 380 bis 520°C und unter Verwendung eines Katalysators (Haber-Bosch-Verfahren).[74]

Abschätzung des Energiebedarfs

Für 1 kg NH_3 werden 0,824 kg_{N2} und 0,176 kg_{H2} benötigt. Bei einem Energieaufwand von 0,15 kWh/m³ (N_2 aus Luft)[75] und 0,72 kg/m³ ergibt sich ein Energiebedarf von 0,208 kWh/kg_{N2}. Mit einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 0,64 werden 52 kWh/kg für H_2 benötigt. Damit ergibt sich eine Summe für die Bereitstellung der Grundstoffe für 1 kg NH_3 von 9,32 kWh/kg_{NH3} (0,171 + 9,152). Ammoniak hat einen Heizwert von 5,2 kWh/kg (Hu). Unterstellt man einen Energiebedarf von 4 bis 5 kWh/kg_{NH3} für die Synthese[76], so kommt die Herstellung von 1 kg NH_3 auf einen Energiebedarf von 13,2 bis 14,2 kWh. Der Gesamtwirkungsgrad für die Herstellung liegt dann bei ca. 37 bis 39%.

Mit der Freisetzung des enthaltenen Wasserstoffs verbleiben noch ca. 34%.[77]

Ammoniak als H_2-Träger

Ammoniak kann als Energiespeicher verwendet werden.[78] Dies wird damit begründet, dass Ammoniak deutlich besser zu speichern und damit auch zu transportieren ist. Dazu kommt, dass Ammoniak in dünnwandigen, großen Metallcontainern gelagert werden kann.[A] Es besitzt eine Energiedichte von 3,5 kWh/l (flüssig) oder als Gas: 5,2 kWh/kg (Hu) bzw. 6,25 kWh/kg (Ho).

Für die Verflüssigung[79] sind 0,5 bis 0,6 kWh/m^3_{N2} oder 0,13 bis 0,16 kWh/kg nötig. Das entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 97%. Die Verluste sind gering, da die Verflüssigung schon bei -33°C eintritt.

Ammoniak hat zum anderen den Vorteil, dass wegen der Nutzung für Düngemittel schon eine bestehende Infrastruktur für Produktion und Transport besteht. Es kann in einfachen Druckbehältern bei unter 20 bar (→13.2.8) flüssig gespeichert werden.

Nutzung

Um Ammoniak nach der Speicherung wieder in universell nutzbaren Strom zu verwandeln, ist der Wasserstoff zunächst vom Stickstoff in einem chemischen Reaktor, dem sogenannten Ammoniak-Cracker, zu trennen.[80] Es existiert aber auch die Möglichkeit, das gespeicherte Ammoniak katalytisch zurück in

[A] Wasserstoff dagegen benötigt kleinere Container, die besonders hohen Drücken standhalten müssen und daher deutlich teurer sind.

Wasserstoff und Stickstoff zu spalten, und Wasserstoff in einer Brennstoffzelle (→5.7.1) zu verstromen.[81]

Die Ammoniak-Brennstoffzelle befindet sich noch im Stadium der Forschung und Entwicklung und ist noch weit von der Anwendung entfernt.[82]

Bei der Verbrennung von Ammoniak entstehen Stickoxide als Nebenprodukte. Um sie zu reduzieren, muss die Verbrennung optimiert und eine Abgasreinigung eingebaut werden.

5.6.6 E-Fuels

Die Nutzung von Biomasse für die Herstellung von klimaneutralen Kraftstoffen ist vom erreichbaren Anteil am Gesamtbedarf stark begrenzt, so dass strombasierte Kraftstoffe vorgeschlagen werden.

Aus dem aus Strom hergestellten Wasserstoff können durch nachgelagerte Prozesse synthetische Kraftstoffe, sogenannte E-Fuels (PtL) herstellt werden. Diese sind dann gleichwertiger Ersatz zum heutigen Benzin, Diesel und Kerosin. Bei der Verbrennung entstehen sogar weniger Schadstoffe. Diese Kraftstoffe geben bei Verbrennung das CO_2 wieder frei, das für den Herstellungsprozess vorher aus der Luft entnommen wurde.[A] Sie werden daher als klimaneutral eingestuft. Mit E-Fuels könnten alle heutigen Anwendungen mit Verbrennungsmaschinen (Straßen-, Schiffs- und Luftverkehr) beibehalten werden und die Vorteile der hohen Energiedichte, sowie des hohen Entwicklungsstandes der Motoren weiter genutzt werden. Außerdem wäre die Infrastruktur weiterverwendbar und keine neuen parallel dazu unter großem Aufwand zu errichten.

Ein großer Vorteil wäre auch, dass E-Fuels in der Zeit des Umstiegs als wachsende Beimischung verwendet werden könnten. Damit wäre ein gleitender Übergang von fossil zu CO_2-neutral möglich, der sich an den verfügbaren Mengen orientiert. Bei diesem Übergang fällt der Preis der E-Fuels mit wachsender Produktionsmenge, so dass am Anfang bei hohem Preis und geringer Beimischung der Kraftstoffpreis nur wenig betroffen wäre, und am Ende, wenn es 100% klimaneutraler Kraftstoff ist, dieser im Preis gefallen ist.

> *Die neuen Verbrennungsmotoren sind für E-Fuels anzupassen. Für begrenzte Beimischungen gilt das nicht.*

Warum also nicht einfach auf E-Fuels umsteigen?

Herstellung

Die Produktion von E-Fuels befindet sich im Übergang von der Forschung zu größeren Pilotanlagen. Der mit Elektrolyse hergestellte Wasserstoff wird mit CO_2 und mit Hilfe der Fischer-Tropsch-Synthese zu E-Crude (synthetischem Rohöl). Mit dem vertrauten Raffinierungsprozess sind die bekannten Kraftstoffe wie Kerosin, Benzin, Diesel und Wachse zu gewinnen. Ein Problem ist bloß, dass man diese immer im bestimmten Verhältnis erhält. Erst wenn alle Anteile verkäuflich sind, kann der Preis für z.B. E-Diesel entsprechend günstig werden.

Kosten

> *„Eine Studie im Auftrag des Verbands der Automobilindustrie kam 2017 zu dem Ergebnis, dass die Kosten für E-Fuels zu diesem Zeitpunkt bis zu **4,50 € pro Liter Dieseläquivalent** betrugen. […] Andere Quellen nennen reine Herstellungskosten von 2 bis 2,50 Euro/Liter Kraftstoff für die Produktion im industriellen Maßstab, verglichen mit ca. 30–40 Cent für fossile Treibstoffe.“*[83] (Hervorhebung durch Autor)

Damit wird deutlich, dass wir noch weit von einem breiten Einsatz von E-Fuels entfernt sind. Die Firma *Sunfire* ist optimistischer. Sie wird allerdings zu optimalen Strombedingen in Norwegen produzieren.

[A] Um klimaneutral zu sein, muss das CO2 aus der Luft und nicht aus Verbrennungsgasen kommen.

Das ist ein wesentlicher Unterschied: Künftig soll PtX mit überschüssigen VEE versorgt werden. Das bedeutet nicht nur einen diskontinuierlichen, verschleißenden Betrieb der Anlagen, sondern auch niedrige Volllaststunden (→13.2.12). Nutzungsgrade der VEE von unter 35% sind möglich. So werden die spezifischen Investitionen dreifach teurer. Damit unterscheiden sich solche Anlagen von denen, die in Norwegen mit kontinuierlichen und günstigen Strom aus Wasserkraft das ganze Jahr hindurch mit Nennleistung betrieben werden.

Nutzung von PtX-Produkten

Die Nutzung von PtX-Produkten für die Wärmeerzeugung durch Verbrennung wäre pure Stromverschwendung. So würde allein E-Methan gegenüber strombetriebenen Wärmepumpen das 7-Fache an Strom benötigen. Ähnlich sieht es mit Wasserstoff aus. Die Gebäudeheizung statt mit einer elektrischen Wärmepumpe, mit Wasserstoff zu betreiben, würde die 5-fache Menge an Strom kosten. Noch schlimmer wäre es eine Ölheizung über PtL zu versorgen – die 15-fache Elektroenergie wäre nötig.

Es gibt auch die Möglichkeit, PtX-Energieträger (als Gas oder flüssig) für ein Blockheizkraftwerk einzusetzen (KWK-Anlage). Neben Wärme wird auch Strom erzeugt, der ins Netz verkauft werden kann. Die Energiebilanz ist aber auch schlecht: PtX enthält bereits weniger als 30% der Energie des ursprünglichen Stroms. Diese Energie wird in ca. 70% Wärme und 30% Strom aufgeteilt. Damit wird aus Strom weniger als 21% Wärme. Nur noch max. 9% des ursprünglichen Stroms kann ins Netz eingespeist werden.

Eine weitere Variante ist es, mit einem PtX-Energieträger eine Wärmepumpe zu betrieben[84], die einen gesamtthermischer Wirkungsgrad von 1,8 erreichen kann. Da aber der Energieträger nur noch höchstens 30% der Elektroenergie enthält, ist der verbleibende Wirkungsgrad 0,55. Es ist also in jedem Falle einfacher und effizienter, eine Wärmepumpe mit Strom zu betreiben. Hier wird aus 1 kWh ca. 3 kWh Wärme, ein Wirkungsgrad von 3!

Damit bleibt für PtL, als einfach zu handhabender und transportierbarer Energieträger, nur die Mobilität als sinnvolle Anwendung.

Gesamtwirkungsgrad

Übereinstimmend wird der Systemwirkungsgrad von E-Fuels mit etwa 13 Prozent[85] angegeben (Strom → Antriebsenergie aus Verbrennungsmotor). Dabei werden allerdings nicht alle Verlustkomponenten wie in 13.1.3 berücksichtigt.

Im Vergleich dazu liegt der Wirkungsgrad bei batteriegestützten Fahrzeugen bei ca. 70%. Damit ist für E-Fuels 5,4 Mal so viel Strom zu erzeugen, wie für E-Mobile.

Die Synthese von 1 kg C_xH_y mit ca. 11,9 kWh (Hu) benötigt die Bereitstellung von 0,45 kg_{H2} (23,4 kWh) und von 3,25 kg_{CO2} (0,49 kWh) sowie ca. 6 kWh für die Fischer-Tropsch-Synthese.[86] Damit ist das Verhältnis 11,9 kWh/29,9 kWh = 40% (Hu). Weitere ca. 5% (·0,95) sind vom Rohprodukt für die Aufbereitung zu Diesel, Benzin, Kerosin anzusetzen.[86]

> *Meist wird im Herstellungsprozess CO_2 als vorhanden unterstellt, z.B. aus Rauchgasabscheidung. Für eine CO_2-freie Zukunft muss aber das CO_2 aufwendig aus der Luft extrahiert werden. Das führt in diesem Fall zu einem zusätzlichen Faktor von 0,984 (0,49/29,9).*

Auch die Vorteile hinsichtlich CO_2-Vermeidung greifen erst bei etwa 90% EE-Strom, da im Strommix die CO_2-Anteile der fossilen Kraftwerke bleiben.

> *Ein PKW mit z.B. 100 g CO_2/km hat nach 20 Jahren Nutzungsdauer (300.000 km) ca. 30 t CO_2 verursacht. Wie hoch müsste der EE-Anteil am Strommix sein, um bei gleichen Emissionen mit einem PKW mit PtL die gleiche Fahrleistung zu haben?*
>
> *100 g CO_2/km entspricht bei 267 g CO_2/kWh ca. 0,374 kWh/km und für 300.000 km 112,4 MWh_{th} (Diesel). Das erfordert eine Elektroenergie von 293 MWh. Bei der Erzeugung dürfen dann 30 t CO2 frei werden. Das wären 102 g CO_2 im Strommix. Bei 800 g CO_2 für fossile Kraftwerke, dürften diese hierfür nur*

einen Anteil von 12,75% haben. D.h. bei einem Mix von weniger als 87% EE ist die Kilometerleistung der PtL-PKW bei vergleichbaren CO_2-Emissionen geringer. Oder: ein PKW mit Verbrenner erzeugt bis an sein Nutzungsende weniger CO_2.[87]

5.7 Anwendungen

5.7.1 Exkurs Brennstoffzelle H_2

Die Brennstoffzelle ist die Umkehrungsfunktion der Elektrolyse: aus Gas wird Strom und Wärme. Dabei reagiert das Gas – hier Wasserstoff – mit Sauerstoff (z.B. aus der Luft) und wird zu Wasser.

Hierbei wird der "Brennstoff" gar nicht verbrannt, sondern bei vergleichsweise niedrigen Temperaturen elektrochemisch oxidiert (kalte Verbrennung). So entstehen keine Stickoxide oder andere unerwünschte Verbrennungsprodukte, d.h. die Abgasqualität ist einwandfrei. Im Fall von Wasserstoff entsteht nur Wasser(dampf) und keinerlei Abgase.

Die Brennstoffzelle stellt im Zusammenhang mit Wasserstoff einen Energiewandler dar, der besonderes in mobilen Anwendungen von Interesse ist. Insgesamt unterscheidet man 6 verschiedene Typen, die man nach deren Betriebstemperatur (80°C bis 1000°C) und den Anwendungsbereichen (stationär, mobil und Dauerbetrieb bzw. Wechselbetrieb) unterscheiden kann.[88]

Für den mobilen Einsatz mit Wasserstoff erscheint nur die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle (PEMFC) geeignet. Die PEMFC ist allerdings sehr empfindlich gegenüber Verunreinigungen des Wasserstoffs, vor allem in Bezug auf gasförmige Schwefelverbindungen und Kohlenmonoxid (CO).

Der elektrische Zellenwirkungsgrad der PEMFC liegt etwa bei 60%, der elektrische Systemwirkungsgrad im PKW zwischen 32 und 40%.[89] Die Polymer-Elektrolyt-Brennstoffzelle zeichnet sich durch einen einfachen Aufbau, ein sehr flexibles Verhalten (schnelle Lastwechsel sind möglich), gute Kaltstarteigenschaften und eine kompakte Bauform infolge hoher Leistungsdichte aus. Sie bietet damit neben dem Einsatz in der stationären Kraft-Wärme-Kopplung, in der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) und in der Notstromversorgung auch die notwendigen Voraussetzungen für den mobilen Einsatz in Kraftfahrzeugen und portablen Geräten.

Die von einer Brennstoffzelle abgegebene Leistung kann nicht schnell dem Bedarf angepasst werden, so dass für die Anwendung im PKW eine Hochleistungsbatterie als Puffer und schnellem Energielieferant nötig ist.

Verdeckter Aufwand

Die Details zeigen den nötigen Aufwand:

> *„Zunächst einmal ist die Brennstoffzellen-Technik bis heute*[A] *sehr teuer. Die Brennstoffzellen-Stacks in den neuesten Auto-Modellen kosten in der Herstellung fünfstellige Dollar- oder Eurobeträge, unter anderem deshalb, weil teure Edelmetalle wie Platin dafür nötig sind. Der Prozess in der Brennstoffzelle, bei dem aus Wasserstoff und Sauerstoff elektrischer Strom und Wasser entstehen, mag recht einfach sein, die Brennstoffzelle als Industrieprodukt ist es nicht: Soll die Zelle Minusgrade aushalten, müssen Wasserreste aus dem Stack geblasen werden. Damit die Reaktion starten kann, muss die Zelle vorgeheizt werden, in Betrieb ist dafür eine Kühlung nötig, weil die Reaktion Abwärme erzeugt.*
>
> *Die angesaugte Luft muss sehr aufwendig gefiltert werden: Verschmutzungen wie Staubpartikel würden sich an den Zell-Membranen ablagern und auf Dauer die Leistung reduzieren. Auch mit der gefilterten Luft ist die Lebensdauer der Brennstoffzellen-Membranen eine kritische Größe.*

[A] März 2021

Die Leistungssteuerung einer Brennstoffzelle ist komplex und relativ träge: Vom Druck aufs Gaspedal bis zur Reaktion des Antriebs würden Sekunden vergehen. Deshalb braucht ein Brennstoffzellen-Fahrzeug einen Akku als Puffer für die elektrische Energie – und als Speicher für das Vorheizen beim Starten des Autos.

Dazu kommt, dass auch die Tanks aufwendig, schwer und teuer sind: Die Wasserstoff-Moleküle sind so klein, dass sie herkömmliche Werkstoffe durchdringen. Normaler Stahl wird durch den Wasserstoff spröde, weil Wasserstoff-Atome sich in das Metall-Gitter einlagern. Die Tanks in den aktuellen Autos sind deshalb speziell wasserstoffdicht beschichtet.

Das ist aber nicht das einzige unkonventionelle an den Tanks. Sie werden mit 700 bar Druck befüllt – nur so passen in die über 100 Liter Gasvolumen, die die Tanks des Toyota Mirai speichern, fünf Kilogramm Wasserstoff. Damit sie dem Druck unter allen Bedingungen standhalten, sind die Tanks dickwandig und aus Verbundwerkstoffen gewickelt – mit anderen Worten: Sie sind teuer und groß."[90]

Es bedarf ausgefeilter Technik um die Brennstoffzelle herum, damit aus Wasserstoff unter Betriebssituationen im Auto nutzbarer Strom wird.

Gesamtwirkungsgrad

Wenn es um den Einsatz der Brennstoffzelle in Fahrzeugen geht, muss man beim Wirkungsgrad zwischen der Zelle und dem Gesamtsystems unterscheiden.[91] Dabei kommt zu den Energieverlusten in der Zelle bzw. im Stack der Energiebedarf, der für den Betrieb des Wandlersystems (zwischen Wasserstoffeintritt und nachfragegesteuerter Stromentnahme, inkl. Pufferbatterie) hinzu. Eventuell kann ein Teil der Abwärme genutzt werden, so dass dieser Anteil nicht zu den Verlusten gehört. Damit wird klar, dass der Gesamtwirkungsgrad durch die Vielzahl der eingebauten Komponenten bestimmt wird und deutlich niedriger ist, als die der Zelle selbst. Die Angaben, die man findet, schwanken stark und liegen etwa im Bereich von 35 bis 60%. In diesem Papier (→13.1.3) werden 50% zwischen H_2-Tank und Strombereitstellung[92] verwendet.

5.7.2 Heutige Anwendungen

Wasserstoff ist ein vielseitig einsetzbarer, chemischer Grundstoff. Er kann nicht nur energetisch, wie oben erörtert, eingesetzt werden, sondern wird schon lange stofflich genutzt (→Abb. 5-3).

Derzeit verbraucht die Industrie in Deutschland jährlich etwa 1,8 Mio. Tonnen Wasserstoff, die etwa 55 bis 60 TWh_{H2} entsprechen.

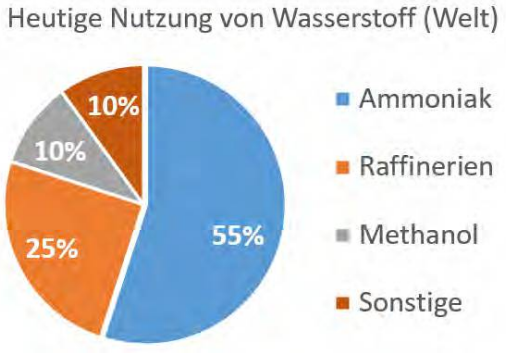


Abb. 5-3 Wasserstoffnutzung

Wasserstoff ist ein unverzichtbarer Rohstoff und ein Prozessgas für die Industrie. Es geht um Syntheseprodukte in der Chemie, um die Veredelung von Produkten (Raffinerien) und andere Nutzungen.

Die globale Verwendung ist etwas anders verteilt als in Europa (Seite 15).

Quelle: Shell Wasserstoffstudie

Düngemittel

Für die Ammoniaksynthese, die vor allem für die Produktion stickstoffhaltiger Düngemittel benötigt wird, ist Wasserstoff erforderlich. Das großtechnisch etablierte Verfahren zur Herstellung von

Ammoniak ist das Haber-Bosch-Verfahren, mit dem aus Wasserstoff und Stickstoff Ammoniak hergestellt wird. (Ammoniak wird auch als Energieträger diskutiert →5.6.5)

5.7.3 Straßenverkehr

Wasserstoff soll als Energieträger Diesel und Benzin ersetzen.

Um mechanische Kraft zu erzeugen, kann H_2 in speziellen Verbrennungsmotoren genutzt werden. Alternativ kann er über eine Brennstoffzelle in Strom und dieser mit einem Elektromotor in Antriebskraft gewandelt werden.

Damit Wasserstoff als Treibstoff für PKW verwendet werden kann, muss eine flächendeckende (sogar länderübergreifende) Versorgungsinfrastruktur geschaffen werden, vergleichbar mit dem heutigen Tankstellennetz. Die wenigen Fahrzeugtypen, die schon heute mit Wasserstoff fahren, sind vergleichsweise teuer und teilweise nicht für einen Massenmarkt ausgereift.[93]

Der H_2-Tank

Die aktuellen Brennstoffzellenautos führen den Wasserstoff gasförmig in 700-bar-Drucktanks mit. Mit den Tanks sammelte man nicht zuletzt bei Erdgasautos (Druck bis 200 bar) Erfahrungen. Sie haben mehrlagige Wände aus verschiedenen Materialien und eine Innenbeschichtung, so dass selbst die kleinen Wasserstoffmoleküle nicht durch die Tankwände diffundieren können. Der hohe Druck macht die Tanks aufwendig. Das Tanksystem wiegt derzeit noch etwa 125 Kilogramm und fasst etwa beim Mercedes GLC F-Cell nur 4,4 kg_{H2}.[94] Im Gegensatz zu einem Tank für Diesel oder Benzin, der der Umgebung angepasst werden kann, besteht ein Hochdrucktank aus mehreren Zylindern, die keine individuelle Raumausnutzung erlauben.

Bei 147 kWh und 125 kg entspricht das einer Energiedichte von 1,17 kWh/kg. 147 kWh entsprechen ca. 15 Liter Diesel. Ein solcher Tank in Stahlblech wiegt weniger als 4 kg. Damit ergibt sich eine Energiedichte von 9 kWh/kg, also etwa 7,7-fach besser.

Die Energiedichte eines Diesel-Tanks ist im Vergleich zu einem Wasserstofftank im PKW um mehr als das 7-Fache höher.

Überzeugt das H_2-Konzept?

Seit vielen Jahren wird am Wasserstoffauto geforscht und Prototypen hergestellt. Nur ganz wenige Fahrzeugtypen sind als Wasserstoffvariante käuflich.[95] VW und Mercedes verabschieden sich von ihren ambitionierten H_2-Zielen.[96] Das zeigen die mageren Chancen, dass sich H_2 im Verkehr durchsetzen kann. Von einer überzeugenden Technik ist nichts zu erkennen.

„Wasserstoff ist auch für LKW unrentabel“, sagt der LKW-Spezialist, einer der weltgrößten Nutzfahrzeughersteller, der schwedische Scania Konzern.[97] Scania hat in Wasserstofftechnologien investiert und ist derzeit der einzige Hersteller von Schwerlastfahrzeugen, dessen Fahrzeuge bei Kunden in Betrieb sind. Dort setzt man mittlerweile auf batterieelektrische Konzepte oder Oberleitungslösungen.

Toyota dagegen will mit der Neuauflage des Mirai die Brennstoffzelle endlich massentauglich machen und sechsstellige Stückzahlen erreichen – gleichwohl arbeitet Toyota mit Hochdruck an der Alternative Festkörper-Akkus.

Hyundai steckt sich hohe Ziele für 2030: 700.000 Brennstoffzellen sollen dann pro Jahr hergestellt werden: Für Autos, LKWs, andere Nutzfahrzeuge sowie möglicherweise für erste Flugzeuge und Schiffe.[98]

Vorteile

- Schnelle Betankung
- Größere Reichweite als batterieelektrisch
- Geringeres Gewicht für Energiespeicherung
- Nutzbarkeit der im Stromnetz bisher nicht verwendbaren Überschussenergien

Nachteile

- Mehr Reparatur und Wartung nötig (im Vergleich mit elektrischem Antrieb)
- Problem vereisender Zapfhähne[99]
- Kein ausreichendes Tankstellennetz (E-PKW kann man notfalls an jeder Steckdose laden)
- Schlechter Gesamtwirkungsgrad zwischen VEE und Antriebsenergie (<18%, →13.1.3)
- Höherer Platzverbrauch im PKW für Energiespeicher (gegenüber Diesel, Benzin, s.o.)
- Teure Energie (ca. 0,24€/kWh zu 0,06 €/kWh Diesel ohne Steuern und Abgaben[100])
- Gefahrenstoff erfordert erhöhte Anforderungen an Technik und Handhabung

5.7.4 Bahnverkehr

Verschiedentlich ist zu lesen, dass Diesellokomotiven durch Wasserstofflokomotiven auf Nebenstrecken ersetzt worden sind (Pilotprojekte).[101] Damit sind zwar die Emissionen des Dieselmotors schnell abstellbar, aber die Effizienz und die Komplexität der Technik ist nicht überzeugend. Kommt der Strom für die Wasserstoffproduktion aus Deutschland, liegt der Wirkungsgrad unter 20%, wird der Wasserstoff importiert, fällt er auf ca. 10%. Nicht nur die Technik, sondern auch der Energieträger verursacht deutliche Mehrkosten.

Die effizienteste und vernünftigste Lösung ist somit die Elektrifizierung der Strecke. Da künftig die Anbindung des ländlichen Raums verbessert werden (kürzere Taktzeiten) und vorwiegend aus öffentlichen Verkehrsmitteln bestehen soll, lohnt sich auch dadurch die Investition in die Elektrifizierung.

Der Anteil der Personenkilometer, die nicht elektrifiziert sind, beträgt lediglich 10%.[102] Diese Bahnstrecken verursachen ca. 0,1% der deutschen CO_2-Emissionen.

Wasserstoffzüge werden nur ihren Markt für ganz besondere Fälle haben.

5.7.5 Luftverkehr

Der Anteil des Luftverkehrs an allen Treibhausgasemissionen – darunter auch Stickoxide (NOx) und Wasserdampf – liegt weltweit bei etwa 3 Prozent.[105]

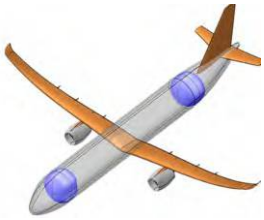
Wasserstoff soll als Energieträger Kerosin ersetzen, da ein elektrifizierter Luftverkehr aufgrund der schlechten Energiedichte der Batterien in mehrfacher Hinsicht ein Rückschritt wäre: Es wären nur Propellermaschinen (keine Strahltriebwerke) möglich und nur kurze Entfernungen mit wenig Tragkraft für Personen und Güter machbar. Batterien haben einen Anwendungsbereich bei technisch einfachen, kleinen Fluggeräten wie Drohnen, die bei geringen Lasten nur kurze Zeit in der Luft bleiben müssen.

Energiespeicher

Wasserstoff als Energieträger kann entweder in komprimierter oder flüssiger Form verwendet werden. Aus Sicht des Nutzers hat die flüssige Speicherung einen entscheidenden Vorteil, weil hier die Energiedichte (71,4 kg_{H2}/m^3) größer ist, als bei der Druckspeicherung mit 20…50 kg_{H2}/m^3 (vergl. 5.5.2, 13.2.3). Auch das Gewicht des fassenden Gefäßes ist für flüssige Speicherung deutlich günstiger, als unter Druck. Für den Flugverkehr sind Volumen und Gewicht von großer Bedeutung.

Da Wasserstoffgas auch in Drucktanks noch sehr viel Volumen einnimmt, soll für Luftfahrtanwendungen auf minus 253 Grad Celsius gekühlter, flüssiger Wasserstoff zum Einsatz kommen. Im Gegensatz zum PKW ist die flüssige Speicherung im Flugzeug eher möglich, da man hier unmittelbar vor dem Flug volltanken kann und das Flugzeug i.d.R. nicht lange steht und wertvoller Wasserstoff ungenutzt verdunstet. Man braucht ein optimiertes Tankmanagement.

Flüssiger Wasserstoff hat bei gleichem Energieinhalt aber ein vier Mal so großes Volumen wie Kerosin. In den Tragflächen, wo sich heute die Kerosintanks befinden, ist kein geeigneter Platz für Wasserstoff, weil diese Tanks typischerweise eine kugelähnliche Form haben müssen, um die Verdunstungsverluste gering zu halten.



Grafik: Konzept von MTU Aero Engines[103]

Alternative Lösungen

Propellerantrieb

Propellermaschinen mit Elektromotoren könnten die nötige Energie über Wasserstoff und Brennstoffzellen erhalten. Allerdings sind hier erhebliche Abstriche hinsichtlich Energiedichte (Volumen) für diesen Energiespeicher, der Strom liefert, im Vergleich mit Kerosin festzustellen. So hat Kerosin ca. 9,5 kWh/l und flüssiger Wasserstoff nur 2,4 kWh/l. Das gesamte System des Energiespeichers ist noch deutlich schlechter (→5.5.2).

Konzept von MTU Aero Engines[104]

MTU-Technik-Vorstand Lars Wagner sagt: *„Unserer Meinung nach könnte so ein Brennstoffzellen-System künftig eine ausreichende Leistung und Reichweite für den Primärantrieb von Regional-, Kurz- und auch Mittelstreckenflugzeugen bereitstellen.“*

Das bedeutet, dass dies keine Option für Langstreckenflüge ist. Auch ist damit nicht ausgesagt, inwieweit der Nutzraum (für Personen, Ladung) für Speichertechnik reduziert werden muss.

Synthetisches Kerosin

Die Möglichkeit von synthetischem Kerosin (Sustainable Aviation Fuels, kurz SAF) würde die Leistungsfähigkeit der Flugzeuge auf heutigem Niveau erhalten. Nachteilig wäre, dass durch den schlechten Wirkungsgrad der Prozesskette sehr viel VEE nötig wäre und damit der Preis für dieses Kerosin um ein Vielfaches über dem heutigen Kerosinpreis (600 €/t[105]) liegen würde. Da SAF kompatibel zu Kerosin ist, kann dies zur Anwendung kommen, sobald solche Treibstoffe verfügbar sind. Allerdings sei dieser Ökotreibstoff noch vier- bis fünfmal teurer, sagt selbst das Klimaschutzportal.[106] Schon jetzt lassen sich Biotreibstoffe im Flugbetrieb einsetzen und beimischen, aber die verfügbaren Mengen sind winzig und teuer. Derzeit ist die Produktionskapazität von SAF mit weniger als 0,1 Prozent Marktanteil verschwindend gering.[107]

Turbinenantrieb

Natürlich kann man auch H_2 direkt in Strahltriebwerken verbrennen. SAF (synthetisches Kerosin) hat bezogen auf den eingesetzten Strom einen sehr schlechten Wirkungsgrad. Daher liegt es nahe, Wasserstoff direkt zu verwenden, der eine kürzere Prozesskette aufweist.

Dieses Konzept kann relativ schnell umgesetzt werden. Dazu müsste das Triebwerk – insbesondere die Brennkammer – angepasst werden. Das könnte in wenigen Jahren erreichbar sein, so die MTU-Einschätzung. Für den Treibstoff ist deutlich mehr als viermal so viel Platz nötig, verglichen mit Kerosin.

Was merkt der Kunde?

Ein Propellerflugzeug mit Elektromotoren wird weniger Geräusch erzeugen. Die Flugzeiten werden etwa doppelt so lange dauern. Die Flugkabine wird kleiner sein, gemessen an der äußeren Größe. Vor allem aber wird der CO_2-freie Flug deutlich teurer.

Forschung und Entwicklung (F&E)

Viele Flugzeugbauer unterstellen, dass sie – so wie heute Kerosin – einfach den neuen Treibstoff tanken. Daher interessieren sie sich kaum für die Herstellung und Bereitstellung. Auch der erhöhte Treibstoffpreis wird auf die stark zurückgegangenen Fahrgastzahlen einfach dem Kunden in Rechnung gestellt.

Es ist aber auch wichtig, die Logistikkette für den Transport des Wasserstoffs vom Produktionsstandort bis in den Flugzeugtank zu etablieren. Dafür müssen etwa Tanktechniken für Lastwagen, Bahn, Schiff oder Pipeline weiterentwickelt und Wasserstoff-Zwischenlager aufgebaut werden. Genauso gehört ein Konzept dazu, wie und wo die nötigen Mengen produziert werden.

Aufgrund der politischen Festlegung auf Wasserstoff als Energieträger, und aufgrund der Selbstverpflichtungen der Unternehmen und der Industrie, CO_2-frei zu werden, wurden F&E- und einige Pilotprojekte gestartet.[108] Hierzu gehört z.B. in einem ersten Schritt, die Stromerzeugung (Bordnetz) per H_2 und Brennstoffzelle zu realisieren.[109]

Da der Luftverkehr einen Energieträger benötigt, der sowohl wenig Volumen, wie auch geringes Gewicht erfordert, ist eine Umstellung auf Wasserstoff mit großen Nachteilen verbunden.

5.7.6 Schiffsverkehr

Der Anteil des Schiffverkehrs an den Treibhausgasemissionen liegt bei ca. 2,5% weltweit[110], auch wenn die absoluten Emissionen in den letzten Jahren auf ca. 1 Mrd. Tonnen CO_2-Äquivalent gestiegen sind.

> *Das UBA sagt, dass die meisten Schiffe pro Tonnenkilometer im Vergleich zu LKW oder Bahn deutlich weniger Kraftstoff verbrauchen. Die Werte können aber je nach Schiffs- oder LKW-Größe stark variieren. Beispiel: Containerschiffe (3.000 - 8.000 TEU) emittieren pro Tonnenkilometer (tkm) etwa 17 g CO_2, ein LKW (Last/Sattelzug 24-40 t, Durchschnittsgut) dagegen rund 68 g /tkm.*

Soll Wasserstoff als Energieträger Schiffskraftstoffe (Schweröl, Erdgas) ersetzen?

Die Speicherung von Wasserstoff in flüssiger Form ist denkbar, allerdings müssen die erheblichen Verflüssigungsverluste akzeptiert werden. Zudem ist das reine Wasserstoffvolumen ca. 4-fach größer (2,4 kWh/l) als das eines Dieseltanks. Durch die starke Isolation und die Kugelform ist das Verhältnis noch schlechter.

Die Speicherung unter Druck würde ein zu großes Volumen erfordern bzw. eine niedrige Energiedichte bedeuten (0,7 …1,1 kWh/l)[111] und scheidet damit ebenso aus.

Mengen

Bis 2050 wird mit einer Steigerung der Transportleistung auf das 4-Fache[112] von heute gerechnet. Zu den aktuell etwa 300 Mio. Tonnen Seefracht nach/von Deutschland kommen 190 Mio.t der Binnenschifffahrt hinzu.[113] Deutschland hat damit heute anteilig für Schiffsantriebe eine Endenergie von grob 120 TWh/a[114] bereitzustellen. Hochgerechnet für 2050 liegt das in der Größenordnung von wenigstens 250 TWh (nur gut das Doppelte angenommen). Diese Energiemenge wäre jährlich bereitzustellen, um die Schiffe, die in Deutschland betankt werden müssen, zu versorgen.

Bisher wurde etwa 3 bis 5 ct/kWh für den fossilen Energieträger ausgegeben.[115] Der zukünftige Preis muss mit diesem verglichen werden.

Ammoniak

Alternativ wird Ammoniak, eine Stickstoffverbindung mit Wasserstoff (NH_3), als Energieträger vorgeschlagen (siehe Kap. 5.6.5), weil dessen Handhabung deutlich einfacher ist als die von Wasserstoff.

Ammoniak kann direkt in speziellen Verbrennungsmotoren genutzt werden und so die chemische Energie in mechanische wandeln.[116] Gegenwärtig laufen etwa 50 verschiedene Forschungsprojekte, die sich mit Ammoniak als potenziellem Kraftstoff für Verbrennungsmotoren befassen.[117] Nähere technische Angaben sind nicht zu finden – man befindet sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Über den erzielbaren Wirkungsgrad wird daher nichts veröffentlicht.

> *Stickoxide und das hochwirksame Treibhausgas Lachgas entstehen bei der Verbrennung als Nebenprodukte. Um sie zu reduzieren, muss die Verbrennung optimiert und eine Abgasreinigung eingebaut werden.[118]*

Der in Ammoniak enthaltene Wasserstoff kann aber auch in einer Brennstoffzelle genutzt werden. Der gewonnene Strom ist dann universell, also auch für Antriebe verwendbar.

Die Entscheidung für Ammoniak geht aber über neue Motoren und robuste Brennstoffzellen hinaus:

Tankstellen an den Häfen etwa müssten entwickelt, die Tanklager umgerüstet und das Handling geübt werden. Immerhin ist Ammoniak ein toxisches Gas.[119] Zumindest in der Übergangszeit wird das alles zur bestehenden Infrastruktur benötigt. Das macht nicht nur die noch wenigen Anwendungen, die Ammoniak nutzen, sondern auch die heutige Nutzung von Kraftstoffen, wegen der reduzierten Mengen, teurer.

PtG

Heute fahren Schiffe auch mit Erdgas. Synthetisches Methan wäre der klimafreundliche Ersatz. Natürlich kommen hier Wirkungsgrad (Strom → Methan) und Produktionskosten ins Spiel. Gemessen an den heutigen Erdgaspreisen wäre das ein gewaltiger, ökonomischer Rückschritt.

PtL

Eine weitere Möglichkeit ist der Ersatz von fossilen Treibstoffen durch synthetische. Das würde eine leichte Umstellung bei den Schiffen und der Tankinfrastruktur bedeuten. Die Vorteile der einfachen Handhabung und der hohen Energiedichte würde man ebenso erhalten. Das entscheidende Problem ist der geringe Wirkungsgrad zwischen Strom aus VEE und der mechanischen Antriebsenergie (→13.1.3).

Kosten

Bei hochpreisigen Gütern (z.B. Elektroartikel) liegen die Transportkosten unter 1%, bei Gütern mit hohem Volumen und spezifisch geringem Wert mögen sie mehr als 10% überschreiten. Die Energiekosten sind zwar nur eine Position unter den vielen Kostenkomponenten aber die größte bei einem langen Seetransport. Damit würde eine Vervielfachung der Energiepreise einen spürbaren Preisanstieg für viele Produkte bedeuten.

Fazit Schiffsverkehr

Gemessen an dem gesamten CO_2-Einsparungsziel stellt der Schiffsverkehr einen untergeordneten Anteil dar. Will man aber die völlige Dekarbonisierung, so muss auch diese THG-Komponente gelöst werden.

Für den Endkunden, dessen Produkt über einen langen Seeweg kommt, wird es eine Verteuerung bedeuten.

Keine der ins Auge gefassten Lösungen kann auch nur annähernd die Vorteile fossiler, leicht zu handhabender und sehr preiswerter Energieträger erreichen.

5.7.7 Stahlerzeugung

Künftig soll in der Stahlproduktion auf Erdgas, Kohle und Koks verzichtet werden. In frühen kleinen Pilotanlagen wird das Direktreduktionsverfahren von Eisenerz – also die Abtrennung von Sauerstoff aus dem Eisenerz mittels Wasserstoff und Synthesegas erprobt. Für diese Umstellung der deutschen Stahlproduktion auf Wasserstoff würde ein Bedarf von ca. 3 Mio. t pro Jahr entstehen (→6.1.4).[120] Hinzu kommen pro Jahr weitere rund 60 TWh Strom für Produktionsanlagen.[121]

Diese Technologie befindet sich aber weltweit noch im Stadium der Pilotprojekte.

Thyssen-Krupp beziffert die Höhe der Investitionen, die für den Komplettumbau der Produktion erforderlich sind, auf 10 Mrd. Euro, wobei es zunächst nur darum geht, Kohle durch Erdgas/Wasserstoff zu substituieren (→6.1.4). Die „Transformation" insgesamt werde „mindestens 50 Milliarden Euro kosten", berichtete die Tagesschau im Oktober 2020.

5.7.8 H_2-Stromspeicher

Gerade bei dem zentralen Punkt der Energiewende, den nötigen Stromspeichern für das Stromnetz, gibt es viele Vorschläge. Dazu gehört auch Wasserstoff. Es geht darum, den mit VEE erzeugten und gespeicherten Wasserstoff wieder zu Strom zu machen. Bei den Lösungen kann man unterscheiden, wie der Wasserstoff wieder zu Strom gewandelt wird, entweder mit einer Gasturbine oder mit einer Brennstoffzelle.

PtG mit H_2-Turbine (PtGtP)

Die Gasturbine muss für H_2 konstruiert werden. Ansonsten ist der Rest bekannte Technik und führt direkt zum nötigen Drehstrom, der ins Netz eingespeist werden kann. Da Leistung aus dieser Energiequelle zum Ausgleich der volatilen Schwankungen im Netz benötigt wird, liegt der Wirkungsgrad etwa zwischen 35 und 45%.[122] Der Gesamtwirkungsgrad (ohne Netzanteile) liegt dann bei etwa $0{,}64 \cdot 0{,}40 \cdot 0{,}975^{A} \approx 25\%$, d.h. es gehen etwa 3/4 der erzeugten Energie verloren.

PtG mit Brennstoffzelle (PtGtP)

Geht man von einer PEM-Brennstoffzelle aus, mit einem Wirkungsgrad von ca. 45%[123], so kommt man auf einen ähnlichen Wert ($0{,}64 \cdot 0{,}45 \cdot 0{,}975 * 0{,}90^{B} \approx 25\%$).

Vergleiche

Verglichen mit einem Pumpspeicherkraftwerk mit ca. 75% Wirkungsgrad ist die Speicherung über den Energieträger H_2 schlecht. Die Variante über PtGtP (Methan) liegt mit ca. 20% noch schlechter. Die Möglichkeit, große Mengen an Wasserstoff oder Methan in Kavernen zu speichern, erlaubt saisonale Stromspeicher, wie sie für das Stromversorgungssystem benötigt werden.

Wenn die Dekarbonisierung als unabänderliches Ziel bestehen bleibt, so gibt der Autor der Variante PtG2P (Methan) technisch und praktisch die eindeutige Präferenz, weil damit die vorhandenen Erdgasleitungen und Erdgasspeicher für einen kontinuierlichen Übergang zum synthetischen Methan (Hauptbestandteil vom Erdgas) genutzt werden können. Die heute mit Erdgas betriebenen Einrichtungen (Gas-Kraftwerke, Heizungen) könnten so erhalten bleiben und am Ende mit reinem Methan betrieben werden.[C]

Der Wasserstoff bringt keine Vorteile für die Realisierung des nötigen saisonalen Stromspeichers.

[A] Verluste durch ein- und ausspeichern in Kavernen.

[B] Verluste durch DC/AC-Wandler d.h. Gleichstrom in Drehstrom mit Leistungselektronik wandeln, sowie Pufferbatterie.

[C] Das ändert nichts daran, dass dies ökonomisch und bezüglich VEE-Ausbau mehr als problematisch ist.

5.7.9 Heizen

Der Anteil für Heizen und Warmwasser an den CO_2-Emissonen beträgt ca. 32% und rund 770 TWh_{th}.

> *„In Deutschland bestehen 17 Mio. Wohngebäude, 60% der Wohnfläche in Ein- und Zweifamilienhäusern, 40% im Geschosswohnungsbau. Von diesen sind jeweils 47% (EFH) bzw. 42% (MFH) mit Gas versorgt. Hinzu kommen weitere 17% im Geschosswohnungsbau, die mit Fernwärme versorgt werden und deren Energiebereitstellung zukünftig mit Wasserstoff erfolgen kann.“*[124]

Inwieweit die Wärmeerzeugung aus Wasserstoff sinnvoll ist, wird noch behandelt.

Wenn man einen chemischen, brennbaren Energieträger (Gas) hat, kann man diesen direkt verbrennen (z.B. in einer Brennwertheizung) oder in einer Brennstoffzelle in Strom und Wärme umwandeln. Brennstoffzellen-KWK-Anlagen haben den Vorteil, dass neben der Wärme noch Strom erzeugt wird, der ins Netz eingespeist werden kann und vergütet wird. Der Wirkungsgrad ist hoch, da beide Energieformen genutzt werden können.[A]

H_2-Netz

Die Umstellung der Heizungsanlagen auf Wasserstoff würde ein eigenes H_2-Netz erfordern. Eine solche parallele Infrastruktur kann man sich ökonomisch nur auf der untersten Verteilebene in Neubaugebieten vorstellen. Auf diese Weise könnte man über Jahrzehnte hinweg ein neues Versorgungsnetz errichten. Dabei ist das Erdgasnetz noch lange parallel zu erhalten. Die im Erdgasnetz integrierten Speicher sind nicht gleichzeitig für H_2 nutzbar. Man könnte aber einige Kavernen aus dem Erdgasnetz ausgliedern und mit dem H_2-Netz verbinden (vergl. 6.5.1).

Brennstoffzellen-KWK-Anlagen könnte man zwar mit H_2 betreiben, diese haben aber einen viel schlechteren Wirkungsgrad (ab Strom) als Stromwärmepumpen. Eine Umwidmung der bestehenden Infrastruktur (Erdgasnetz) ist aus Umstellungsgründen für die Millionen Verbraucher nicht vorstellbar.

H_2-Beimischung

Vorgeschlagen wird auch eine Beimischung von H_2 zum Erdgas. Das ist derzeit nur bis 2%[125] Volumenanteil zulässig, weil die vorhandenen Anlagen damit noch arbeiten können, ohne modifiziert zu werden. Selbst wenn eine Beimischung von 10% erfolgen würde, so könnte das bestenfalls 10% der heizungsbedingten CO_2-Emissionen reduzieren. Es wäre keine geeignete Lösung hin zur vollständigen Dekarbonisierung.

H_2-Anlagen über eine Trenneinrichtung[B] aus diesem Mischgas mit H_2 zu betreiben, macht, angesichts des geringen Prozentsatzes von Wasserstoff, auch keinen Sinn.

Methan aus H_2

Wenn man einen Schritt weitergeht und synthetisches Methan aus Wasserstoff erzeugt, kann man eine Migrationsstrategie entwerfen: Da Methan Hauptbestandteil von Erdgas ist, kann man bis 2050 das Erdgas schrittweise ersetzen, da die nutzenden Anlagen dies nicht bemerken oder nur in geringem Umfange anzupassen wären. Vorteil wäre eine kontinuierliche Umstellung unter Beibehaltung der Infrastruktur (inkl. Speicherkavernen) und der Endgeräte. Nachteilig ist der durch die zusätzliche Methanisierung reduzierte Wirkungsgrad (Strom→Wärme).

Brennstoffzellen-KWK-Anlagen mit Erdgas sind (z.B. in Japan) weit verbreitet und kosten mittlerweile 10.000 bis 17.000 Euro je Kilowatt.[126]

[A] Je nachdem, ob die BSZ wärmegeführt oder stromgeführt ist, kann nicht immer die gesamte Energie genutzt werden.

[B] Über geeignete Membranen, die nur das H_2-Molekül durchlassen, könnte man aus einem Edgas-H_2-Gemisch reinen Wasserstoff extrahieren.

Die Nutzung von PtX-Produkten zum Heizen wurde auf Seite 32 behandelt.

Alternative Wärmepumpe

Bei einer Wärmepumpe, die mit Strom betrieben wird, wird etwa das Dreifache an Wärme erzeugt, bezogen die eingesetzte Elektroenergie. Wird aber Wasserstoff verbrannt, bleibt von der erzeugten kWh VEE-Strom nur noch 0,65 und nach Methan nur noch 0,46 kWh übrig. Damit liegen die Gase um den Faktor 4,5 bis 6,5 schlechter als bei der Stromnutzung in Wärmepumpen.

Fazit

Der Einsatz von Wasserstoff für die Wärmeerzeugung ist unwirtschaftlich und Energieverschwendung[A] (abgesehen von Prozesswärme mit hoher Temperatur). Bedacht werden muss auch wie die Umstellung auf die künftige Wärmeerzeugung erfolgen kann. Wärmepumpen sind für Neubauten unproblematisch. Die Umstellung auf synthetisches Methan ist für Gasheizungen ohne Modifikationen verbunden. Wasserstoffheizungen sind nur in Neubaugebieten möglich.

Egal ob Wasserstoff oder synthetisches Methan zum Heizen verwendet wird,
es wird erheblich teurer als heute und viel teurer als mit elektrischen Wärmepumpen.

5.8 Forschung und Entwicklung (F&E)

Die Forschung und Entwicklung[127] konzentriert sich im Wesentlichen auf die Elektrolyse und die Brennstoffzelle:

- Optimierung der Wirkungsgrade (Effizienz)
- Lebensdauer
- dynamische Betriebsweise
- Senkung des spezifischen Bedarfs kritischer/teurer Materialien
- Kostensenkung
- Optimierungen für stationären und mobilen Betrieb
- Recycling

Sowie zur Infrastruktur:

- Verlustminimierung beim Transport
- Konzepte für die Versorgung und den Aufbau von Tankstellen
- Kostenoptimierung
- Festlegung auf ein standardisiertes Trägermedium (etwa: Ammoniak, LOHC, PowerPaste)

Weiterhin ist für viele noch unklar, um welche Mengen es geht und wie viel davon importiert werden soll. Auch gibt es noch keine klaren Vorstellungen, in welchem Umfange die Energieträger Wasserstoff, Ammoniak, Methan und/oder synthetische Kraftstoffe zum Einsatz kommen sollen.

Die politischen Rahmenbedingungen wie Subventionen, Anschubfinanzierungen, europäische Standardisierungen, Schutz vor Wettbewerbsnachteilen etc. müssen die geplante Umstellung begleiten, fordern Industrie und Forschungsinstitute.

Die Bundesregierung finanziert bzw. unterstützt Forschung in großem Stil. Neben der *Nationalen Wasserstoffstrategie*[128] werden schon seit mehreren Jahren diverse Projekte gefördert. So werden etwa in das *Kopernikus-Projekt*[129] (seit 2016) 30 Millionen Euro über 10 Jahre fließen, in dem 17 Forschungseinrichtungen, 26 Industrieunternehmen sowie weitere Verbände eingebunden sind, die zu Power-to-X forschen.

[A] Für Wasserstoff, der in Deutschland erzeugt wird, bedeutet Energieverschwendung, dass entsprechend mehr VEE-Ausbau benötigt wird, was heute schon auf Widerstände stößt.

In einer Übersichtskarte[130] *„Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird – eine Übersicht der Power-to-Gas-Projekte in Deutschland“* werden die vielen Projekte aufgeführt.

6 Problembereiche

Die Kapitel oben lassen schon erkennen, dass es eine Reihe von Problemen geben könnte. Es wurde bereits angesprochen, dass die Wärmeerzeugung mit Wasserstoff nicht sinnvoll ist (Energieverschwendung, siehe 5.7.9). Daher werden folgend nur Anwendungen unterstellt, die entweder im Verkehrsbereich liegen, oder die für Speicher in der Stromversorgung denkbar sind (Wasserstoff mit Rückverstromung).

In der Anfangsphase sind nur geringe Schwierigkeiten zu erwarten. Entscheidend ist zu betrachten, was an Problemen auftreten wird, wenn der vorgesehene Endzustand erreicht sein wird. Kann man dann mit den Schwierigkeiten umgehen und sie noch als akzeptabel zu bezeichnen, so kann man das Wasserstoffprojekt fortführen.

Die folgend betrachteten Problembereiche beziehen sich
auf ein Zukunftsszenario im Jahr 2050.

Alle angesprochen Punkte werden meist quantifiziert behandelt. Dazu sind Annahmen und Abschätzungen nötig. Daher darf man Werte nicht immer als genau unterstellen. Es geht vielmehr darum zu erkennen, um welche Größenordnung es sich handelt und welche Konsequenzen daraus zu ziehen sind.

6.1 Mengengerüst

Um die einzelnen Anwendungen beurteilen zu können und um die erforderliche Erzeugungskapazität einschätzen zu können, sind die Verbrauchsmengen von entscheidender Bedeutung. Folgend werden die denkbaren Anwendungen für ein Szenario im Jahre 2050 abgeschätzt.

Unterstellt wird für die Berechnung des Strombedarfs bei der alkalischen Elektrolyse mit einem Wirkungsgrad von 0,64. Darin ist berücksichtigt: eine Steigerung bis 2050 auf 0,7 (wie in vielen Studien)[131] und die Degradation über die Lebensdauer (bei 1% nach 20 Jahren auf 0,57).

6.1.1 Szenario Straßenverkehr

Angenommen wird ein Endenergiebedarf von 250 TWh/a für Wasserstoff[132], der Rest für E-Mobilität und andere PtX. 250 TWh_{H2}/a erfordern **390 TWh/a Strom**.

6.1.2 Szenario Luftverkehr

Es sind ca. 9 Mill. t Kerosin zu ersetzen (optimistisch: keine Zunahme des Luftverkehrs). Legt man den Heizwert zugrunde, so entspricht das 105 TWh/a. Unterstellt wird weiter, dass H_2 mit vergleichbarer Antriebsleistung verbrennt. 105 TWh/a H_2 erfordern **160 TWh/a Strom**.

Schon jetzt lassen sich Biotreibstoffe im Flugbetrieb einsetzen und beimischen, aber die verfügbaren Mengen sind winzig und teuer. Biokraftstoffe haben pro Jahr weniger als 0,1 Prozent Marktanteil des gesamten Flugkraftstoffverbrauchs.[133]

6.1.3 Szenario Schiffsverkehr

Deutschland betankt für Schiffsantriebe eine Endenergie von grob 250 TWh/a (in 2050). Es gibt hierzu drei Möglichkeiten, die zu entsprechenden H_2-Mengen führen:

Ammoniak

Bei einem Wirkungsgrad eines Schiffsdiesels von ca. 45% ergibt ein Kraftstoff mit 250 TWh_{th} (→5.7.6 „Mengen“) etwa eine Nutzenergie von 113 TWh. Diese Nutzenergie müsste für einen E-Motor aus einer Ammoniak-Brennstoffzelle kommen, die es allerdings heute noch nicht gibt. Unterstellt man dieser Brennstoffzelle einen Wirkungsgrad von 45% (0,9 für H_2-Freisetzung und 0,5 für die BSZ), so wird aus dem Heizwert von Ammoniak von 5,2 kWh/kg_{NH3} elektrisch 2,34 kWh_{el}/kg_{NH3}. Somit benötigt man für 113 TWh_{el} etwa 48 Mio. t_{NH3}. Dafür sind mit 13,6 kWh/kg_{NH3} (→5.6.5) letztlich **652 TWh/a Strom** nötig.

Eine andere Alternative wäre die Nutzung in einem Verbrennungsmotor. An solchen Motoren wird noch geforscht. Nehmen wir den gleichen Wirkungsgrad an, wie bei Schiffsdiesel von 45%, so entsprechen 250 TWh_{NH3} ebenfalls 48 Mio. t_{NH3} und damit ebenso **652 TWh/a Strom**.

Je nachdem wie sich die Wirkungsrade von Brennstoffzelle bzw. Verbrennungsmotoren entwickeln (hier beide 45%), kann es einen Vorteil für eine der beiden Varianten geben. Viel weniger als 600 TWh/a sind nicht zu erwarten.

Wasserstoff

Die Produktion von 250 TWh/a H_2 erfordert 390 TWh/a Strom. Nicht berücksichtigt sind dabei die Verluste für Kompression (12%) oder Verflüssigung (35%, Hu). Nehmen wir dafür durchschnittlich 20% an, erfordert das insgesamt ca. **469 TWh/a Strom**.

PtL (E-Diesel)

Unterstellt man einen günstigen Wirkungsgrad von 0,38 bis zur Endenergie, so erfordert die Herstellung von Flüssigtreibstoff über PtL für 250 TWh/a Endenergie insgesamt **660 TWh/a Strom**.

Bei diesen drei Alternativen wird für das Mengengerüst Wasserstoff mit **469 TWh/a Strombedarf** gewählt.

6.1.4 Szenario Stahlindustrie

Die Deutsche Energie-Agentur dena sagt: *„Durch eine vollständige Substitution des Kohle- bzw. Koksbedarfs entsteht in Deutschland ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf von 2,4 Mio. Tonnen pro Jahr."*[134]

Diese Menge entspricht einem H_2-Heizwert von 80 TWh und einer nötigen Elektroenergie von 125 TWh. Eine Fraunhofer-Studie[135] schätzt für 2050 einen Bedarf von 38 bis 56 TWh_{H2}, was 59 bis 88 TWh_{el} entspricht.

> *Energieanfrage vom 10.7. an info.steel@thyssenkrupp.com. Antwort vom 13.7.2020:*
>
> *„Wir gehen davon aus, dass wir im Jahr 2050 für rund 10 Mio. Tonnen Rohstahl jährlich ca. 8,3 Mrd. Kubikmeter Wasserstoff benötigen werden. Das entspricht ca. 750.000 Tonnen. Mit Blick auf den Energieverbrauch würde man für die Elektrolyse etwa 40 TWh Strom pro Jahr benötigen. Hinzu kämen pro Jahr weitere rund 15 TWh für Produktionsanlagen (z.B. Schmelzöfen). Auf den Einsatz von Koks/Kohle würden wir im Jahr 2050 durch die Umstellung auf wasserstoffbetriebene Direktreduktionsanlagen verzichten können."*
>
> *Thyssen-Krupp produzierte 12,1 Mill. t/a Rohstahl (2017). Die größten Rohstahlproduzenten zusammen produzierten aber ca. 42 Mill. t/a, das 4-Fache. Nimmt man zukünftig 40 Mill. t/a wären das: (40+15) TWh (für 10 Mio.t) · 4 = 220 TWh Strom für die Stahlindustrie in Deutschland.*

Aus diesen widersprüchlichen Angaben wurde **150 TWh/a Strom** gewählt (ca. 2,9 Mio.t_{H2}), der zwischen den drei Angaben liegt.

Die verwendeten 150 TWh/a an Strombedarf sind energiepolitisch optimistisch und unterstellen schon eine deutliche Reduktion der deutschen Stahlproduktion.

6.1.5 Zementindustrie

In [R34] wird angegeben, dass für die Zementproduktion im Jahre 2050 etwa 160.000 t_{H2} benötigt wird. Das entspricht 5,3 TWh_{H2} und erfordert **8,3 TWh/a Strom**.

6.1.6 Szenario Chemische Industrie

In der chemischen Industrie wird H_2 hauptsächlich benötigt für: Methanolherstellung, Düngemittelproduktion, Raffinerien (Reinigungsmittel) und Sonstiges (→Kapitel 5.7.2). Angaben in verschiedenen Studien weichen z.T. erheblich voneinander ab. Von daher erscheint es sinnvoller, von der aktuellen Lage auszugehen. Die Veränderungen für 2050 werden daraus abgeschätzt. Es geht um den nicht-

energetischen Einsatz von Wasserstoff pro Jahr (Quelle Fraunhofer[136]). Die Produktion von Wasserstoff belief sich im Jahr 2020 in Deutschland auf insgesamt rund 57 TWh_{H2}.[137] Das entspricht 1,7 Mio.t_{H2}, die aufgeteilt wurden:

H_2 für Produkt	2020	2050	Heiz-wert	Strom TWh	Anmerkung
Ammoniak	0,65 Mio. t	0,9 Mio. t	30	46,8	Düngemittelbedarf weltweit steigt
Für Raffinerie	0,80 Mio. t	0,3 Mio. t	10	15,6	Nimmt stark ab
Methanol	0,25 Mio. t	0,35 Mio. t	11,6	18,1	Leicht steigend
	1,70 Mio. t	**1,55 Mio. t**	**Summe**		

Die Bereitstellung von 1,55 Mio. t_{H2}/a erfordert **80 TWh/a** Strom.

6.1.7 Szenario Wärmeerzeugung

Für Wärmeerzeugung kommen nur wenige Spezialfälle in der Industrie infrage. Angenommen wird hier **10 TWh/a**. Deren Erzeugung erfordert **16 TWh/a Strom**.

6.1.8 Szenario für PtX

Für E-Fuels, Methan (Prozesswärme) und ggf. etwas Methanol werden im Endprodukt **200 TWh/a** Endenergie angenommen. Mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 0,40 sind das **500 TWh/a Strom**. Für die reine H_2-Herstellung als Grundstoff dürften ca. 310 TWh benötigt werden.

6.1.9 Szenario für Stromspeicher

Wasserstoff kann als Energieträger gut in großer Menge (in Kavernen) gespeichert werden und bildet im Zusammenhang mit der Rückverstromung einen Stromspeicher (PtGtP). Die Verluste, die dabei entstehen, müssen durch Mehrerzeugung an Strom kompensiert werden. Es geht um eine Größenordnung von rund **280 TWh/a**.[138]

6.1.10 Strom für H2-Herstellung

Anwendung	TWh/a
Szenario Straßenverkehr	390
Szenario Luftverkehr	160
Szenario Schiffsverkehr	469
Szenario Stahlindustrie	150
Szenario Zementindustrie	8
Szenario Chemische Industrie	80
Szenario Wärmeerzeugung	16
Szenario für PtX	500
Szenario für Stromspeicher	280
Summe [TWh/a]	**2.053**

Bei etwa 1,5 bis 2 TWh/a je GW[A] Elektrolyseleistung entspricht diese Energie 850 bis 1.100 GW Nennleistung der VEE-Anlagen.[139] Ende 2020 hatten wir einen VEE-Ausbau von 116 GW.

Für diese Menge[140] von rund 36 Mio. t_{H2}/a werden jährlich mehr als 300 Mio. m³ aufbereitetes, salzfreies Wasser benötigt. Das wären gut 6% des gesamten Trinkwasserverbrauchs Deutschlands, wollte man diese Mengen hier produzieren.

6.2 Bewertung der Pläne

Die Pläne der Bundesregierung (10 GW Elektrolyseleistung bis 2035 und 11 TWh Strom bis 2030 dafür), die von vielen schon als ambitioniert bezeichnet werden, entsprechen nur einem sehr kleinen Teil dessen, was an Erzeugungsanlagen insgesamt für Deutschland nötig wäre (s.o.). Die Ankündigung, dass „auch Wasserstoff importiert werden muss“, klingt nach einem überschaubaren Anteil. Tatsächlich ist

[A] Es gilt die Faustformel: 1 GW VEE entspricht 1,5 TWh/a, zukünftig vielleicht 2 TWh/a.

aber rechnerisch fast der gesamte Wasserstoff zu importieren, da das VEE-Potenzial bereits für die übrigen Energiebereiche benötigt wird, die von Wasserstoff nicht abgedeckt werden.

6.3 Transport, Infrastruktur

Um Wasserstoff nutzen zu können, muss er zu den Verbrauchern kommen. So werden z.B. die Tankstellen heute durch Tanklastzüge beliefert. Das wäre prinzipiell auch für Wasserstoff denkbar.

Eine weitere Variante ist die Verteilung über ein Pipelinesystem, einem Wasserstoffnetz. Dies ist aber angesichts der nötigen ca. 10.000 Tankstellen[A] (heute haben wir 14.000 Tankstellen), die über das ganze Land zu verteilen sind, eine Herkulesaufgabe mit großen Kosten. Daher erscheint ein H_2-Netz eher nur als Verbindung von großen Erzeugern, Industrie und Verteiler-Hubs als sinnvoll. Damit wäre auch der bauliche Eingriff in genutzte Flächen (z.B. Städte) begrenzt. Es bedeutet aber auch, dass Tankstellen und vergleichbare Verbrauchsstellen mit Tankfahrzeugen beliefert werden müssen.

6.3.1 Energiebedarf für Transport

Wasserstoff fällt bei der Elektrolyse nur mit relativ geringem Druck an. Soll er transportiert werden, muss er entweder unter hohem Druck (30 bis 100 bar) durch eine Pipeline oder in Druckbehältern (500 bis 800 bar) auf Fahrzeugen transportiert werden. Die Kompression auf z.B. 800 bar kostet 14% des Heizwerts und die Verflüssigung kostet ca. 35% (vom Heizwert).

6.3.2 Schifffahrt (Import von H_2)

Der Import von Wasserstoff von außerhalb Europas dürfte ausschließlich über Schiffe erfolgen.

> *Ein japanisches Konsortium testet das bereits mit der „Suiso Frontier", dem weltweit ersten Tankschiff für flüssigen Wasserstoff (Liquid Hydrogen, LH2). Es kann 1.250 Kubikmeter Wasserstoff aufnehmen, die in einem doppelwandigen, vakuumisolierten Tank untergebracht sind.*[141]

1.250 m³ flüssiger Wasserstoff wiegt 89,3 Tonnen. Für die Jahresmenge von 36 Mio. t_{H2} würden 400.000 Schiffsladungen benötigt, das sind über 1.090 pro Tag. Der flüssige Wasserstoff müsste mit durchschnittlich 57.560 m³/h (≈16 m³/s) entladen werden, über 24 Stunden pro Tag und 365 Tage im Jahr.

> *Zukünftige H_2-Tanker werden aber vermutlich etwa die 100-fache Menge pro Ladung transportieren können, nimmt man die heutigen LNG-Tanker als Referenz. An dem mittleren Entladefluss [m³/h] ändert sich dadurch nichts.*

Flüssigen Wasserstoff (-253°C) wärmeisolierend zu führen und zu Zwischenlagern zu pumpen, ist eine anspruchsvolle, technische Aufgabe. Geht man davon aus, dass viele Länder in der EU keine (geeigneten) Häfen einrichten können, so müsste Deutschland auch noch einen H_2-Transit organisieren und noch mehr Volumen bewältigen, vielleicht das Doppelte.

6.3.3 Pipeline

Für den Pipeline-Transport wird zwar keine Komprimierung auf 800 bar nötig, sondern nur 30 bis 100 bar, aber es müssen in gewissen Abständen zum Ausgleich der Druckverluste Zwischenverdichter vorhanden sein, so dass auch hier ca. 5 bis 20% (je nach Pipelinelänge) vom Heizwert als Verlust anzusetzen sind. Zwischen Erzeugung und Verbrauch werden im Leitungssystem Untergrundspeicher (Kavernen) nötig, die die wechselnden Erzeugungen ausgleichen und zur Versorgungssicherheit nötig sind (wie heute im Erdgassystem). In solchen Speichern werden höhere Drücke verwendet, sodass für einen Teil des durch das Netzwerk fließenden Gases eine weitere Kompression nötig ist. Gerade Wasserstoff birgt die Gefahr, dass es durch Begrenzungswände diffundiert. Das betrifft (alte) Rohrleitungen, die für

[A] Weltweit sind 2020 rund 100 neue Wasserstoff-Tankstellen in Betrieb gegangen. In Deutschland gibt es 91 (Juli 2021).

Erdgas verlegt wurden. Auch ist unsicher, inwieweit die Untergrundspeicher H_2 verlustfrei halten können. Nimmt man alles zusammen, kann man einen Energieverlust von 12% bis 16% für den Pipeline-Transport in Deutschland unterstellen. Hinzu kommen Mengenverluste (→ Kapitel 7).

Für Entfernungen in Deutschland kann man mit Transportkosten von rund 0,6 €/kg H_2, also rund 2 ct/kWh rechnen. Die Verschiffung von flüssigem H_2 wurde mit 0,004 €/(t*km) ermittelt und in der Kostenrechnung verwendet (→13.1.2).

Das vorhandene Erdgasnetz ist für Wasserstoff nicht geeignet, es müsste ein zusätzliches Rohrleitungsnetz aus hochlegiertem rostfreiem Stahl[142] über die gesamte Bundesrepublik verlegt werden. Ein umfassendes H_2-Pipelinesystem in Deutschland würde insgesamt eine Länge von etwa 12.000 km haben und ca. 23 Mrd. € kosten[143]. Dazu kommen weitere ca. 11 Mrd. € für Verdichter[144], Messgeräte und Tankstellenausrüstung, und 6 Mrd. € für die Planung. Das sind heutige Schätzungen, die erfahrungsgemäß von den tatsächlichen Kosten abweichen werden.

6.3.4 Tanklastzüge

Der Straßentransport von H_2 erfordert eine Speicherung bei hohem Druck (200 bis 500 bar) in dickwandigen und entsprechend schweren Behältern. Dies führt dazu, dass beispielsweise ein 40-Tonner-Lkw derzeit nur ca. 400 kg komprimierten Wasserstoff transportieren kann.[145] Für eine Belieferung von stark genutzten Wasserstoff-Tankstellen wäre dies unbefriedigend. Das Tankfahrzeug muss hohe Sicherheitsanforderungen erfüllen (wg. Druck und H_2) und ist auch entsprechend teuer.

Die Transportkosten können pro einfache Fahrt und handhabbarem 25-Tonner LKW auf 200€ + 1€/km angesetzt werden.[146] Angenommen werden für die Zukunft einfache 50 km mit je 500 kg_{H2}. Da die Rückfahrt leer erfolgt, verdoppelt sich die Fahrstrecke. Damit ergibt sich durchschnittlich etwa ein Kostenaufschlag durch den Transport (ohne Kompressionsstrom) von ca. 1,8 ct/kWh.[147] Dieser Wert wird durch die Studie vom Forschungszentrum Jülich etwa bestätigt.[148]

Der Gas-Spezialist Linde bietet es deshalb an, Wasserstoff in flüssiger Form zu liefern. Weil ein Liter flüssiger Wasserstoff mit 71 Gramm immer noch extrem leicht ist, passen in den großen LKW-Tank weniger als 2,6 Tonnen davon. So könnte also ein 25-Tonner-Lkw künftig etwa 3 t H_2 transportieren. Hier würden sich die reinen Transportkosten entsprechend auf 1/6 reduzieren. Dafür treten Verdunstungsverluste und Energieverluste durch die Verflüssigung auf.

> *Ein Flüssigwasserstoff-LKW kommt nie mit vollem Tank an (Verdunstungsverluste). Flüssigtransport ist bei 50 km mehr als doppelt so teurer. Erst ab etwa 300 km kann der Flüssigtransport mit dem komprimierten Wasserstoff konkurrieren.*

6.3.5 Tankstellen

> *„Wasserstoff-Tankstellen bestehen aus den technischen Komponenten H_2-Speicher, Verdichter, Kompressor, Vorkühler/Verdampfer und Dispenser (Zapfanlage). […] Durch regulatorische und technische Standardisierung sowie Skaleneffekte werden substanzielle Kostenreduktionspotenziale von rund 50% in den kommenden Jahren erwartet."*[149]

Es gibt einen weltweiten PKW-Tankstandard, der für eine Betankung alternativ 350 oder 700 bar festlegt. Es ist eine Vorkühlung nötig: der Wasserstoff muss bei der 700-bar-Schnellbetankung auf eine Temperatur von -40°C gebracht werden, weil bei der Entspannung des Gases eine Erwärmung stattfindet (negativer Joule-Thomson-Effekt bei Wasserstoff).[150]

Derzeit kostet eine Wasserstofftankstelle rund 1 Mio. €.

Bedarf

Letztlich wären etwa gleich viele Tankstellen nötig wie heute (ca. 14.000), damit die Nutzbarkeit solcher Fahrzeuge den Dieselfahrzeugen von heute entspricht und die Akzeptanz nicht reduziert wird. Ein größerer Abstand der Tankstellen würde bei längeren Fahrten einen gewissen Anteil an Umwegen

(Kosten, Zeit) bedeuten, um das Tanken in den Reiseablauf einzuplanen. Umwege bedeuten aber letztlich außerdem einen höheren Verbrauch. Auch könnte man den Tank nicht so weit leerfahren, wie das heute möglich ist, weil die nächste Tankstelle nicht auf der Strecke liegt. Die Reichweite von H_2-Fahrzeugen ist nicht ganz so groß, wie die heutigerer Diesel-PKWs. All das spricht dafür, dass das H_2-Tankstellenetz etwa so dicht sein müsste, wie heute das für Benzin und Diesel.

Kosten

Anfänglich sind die teuren H_2-Tankstellen nur gering ausgelastet, was eine zusätzliche Kostenkomponente bedeutet. Eine Abschätzung führt zu einer Größenordnung von 1 bis 2 ct/kWh$_{H2}$.[151]

6.3.6 On-site-Elektrolyse

Eine weitere Variante, Tankstellen mit H_2 zu versorgen, ist die Erzeugung vor Ort. Die nötige Wassermenge ist sicher nicht das Problem. Eine Wasserreinigung und Aufbereitung wird aber erforderlich sein (Energie- und Investitionskosten). Zum Problem dürfte dabei in der Regel die Stromversorgung werden. Ein mittlerer, typischer Bedarf ist 2 bis 5 Tonnen[152] pro Tag. Pro Tonne H_2 sind 52 MWh erforderlich. Bei einem kontinuierlichen Betrieb wäre für 1 t/Tag eine Leistung (inkl. Kompression) rund 2,5 MW[153] nötig, das dem mittleren Stromverbrauch von 5.000 bis 10.000 Haushalten entspricht. Benötigt werden aber 2 bis 5 Tonnen/Tag, was einen Netzanschluss von bis zu 12,5 MW bedeutet (Stadt mit 25.000 bis 50.000 Einwohner). Es wäre ein Anschluss an das Mittelspannungsnetz für eine Tankstelle erforderlich.

Eine Studie vom Forschungszentrums Jülich[154] hat klar ergeben, dass bei der On-site-Versorgung der H_2-Preis fast doppelt so teuer wird, im Vergleich mit einer zentralen Erzeugung und anschließender Verteilung.[A]

6.3.7 Kosten

In [R1] werden die Kostenanteile für verschiedene Transportvarianten und Merkmale diskutiert und quantifiziert (siehe 13.2.10). Die optimale Lösung gibt es nicht. Die Kosten und damit die Lösung hängen von der Entfernung und den Mengen ab. Dabei fällt auf, dass für den Transport von flüssigem H_2 die Kosten für die Verflüssigung und Speicherung 85-96% der Transportkosten ausmachen.

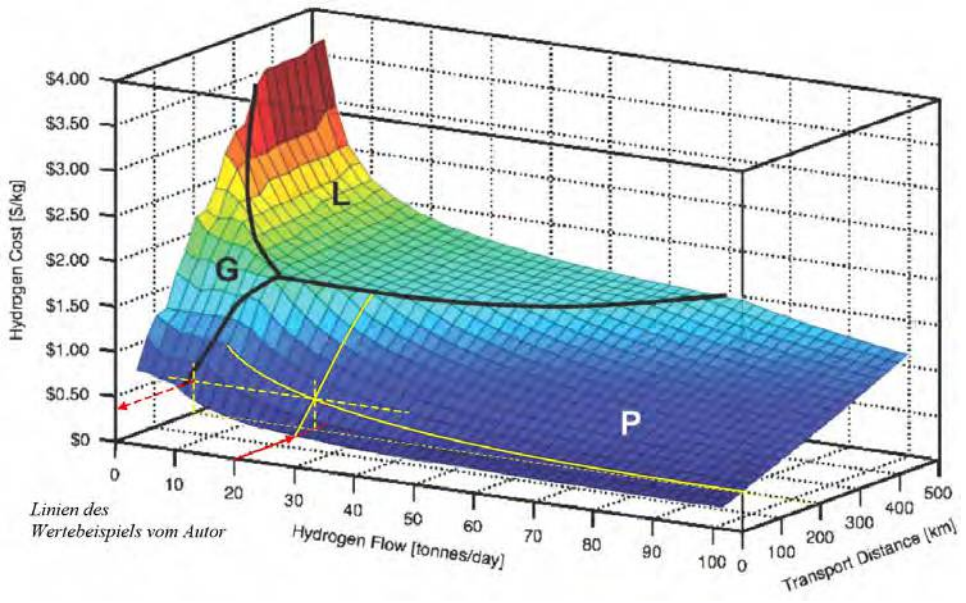
Als Kosten weist diese Studie für den Transport ohne Tankstellen aus (umgerechnet auf €/kg):

Menge	Entfernung	LKW H2 komprimiert	LKW H2 flüssig	Pipeline H2 komprimiert
15 t/Tag	50 km	**0,72**	1,49	1,02
	300 km	2,64	**1,62**	3,61
100 t/Tag	50 km	**0,71**	0,94	0,30
	300 km	2,55	1,07	**0,72**

In der *Energie&Umwelt*-Studie [R5] wird der Zusammenhang von Kosten, Mengen Entfernung und Transportart wie in Abb. 6-1 dargestellt.

Der gezeigte Fall weist 0,3 $/kg$_{H2}$ Transportkosten per LKW in komprimierter Form für einen Mengenfluss von 20 t pro Tag bei einer Distanz von 200 km aus.

[A] Die On-site-Herstellung wird erst ab einer Entfernung von 500 km im Vergleich zur zentralen Herstellung kostengünstiger. Damit scheidet sie für Deutschland als Option aus.



G = gasförmiger Transport via Lkw

L = flüssiger Transport via Lkw

P = gasförmiger Transport via Pipeline

Quelle: [R5], Abb. 5.2

Abb. 6-1 Verschiedene Transportkosten

In der Kostenrechnung in diesem Papier liegen die Transportkosten per LKW um den Faktor 1,7 höher. Die Werte der Tabelle oben sind etwa um den Faktor 1,6 höher. Man erkennt, wie groß die Unterschiede der einzelnen Studien sind.
Damit liegen die in diesem Papier ermittelten Werte etwa in der Mitte.

6.4 Wasserstoffnetz

Derzeit wird Wasserstoff (H_2) vor allem am Ort des Verbrauchs erzeugt, es gibt allerdings einzelne Netze, die von Wasserstofferzeugern betrieben werden (240 km im Ruhrgebiet bei 30 bar; 100 km im Industriegebiet Lenau bei 24 bar).

Das propagierte Wasserstoffnetz wäre ähnlich dem Erdgasnetz in eine Fernleitungsebene und eine Verteilnetzebene zu gliedern. Die Zuordnung von Eigentümern- und Betreibern ist davon unabhängig.

> *Der Erfolg der Energiewende hängt entscheidend von der Gewährleistung einer bedarfsgerechten Energieversorgung ab. Insbesondere müssen die Abnehmer darauf vertrauen können, dass ihre Bedarfe jederzeit gedeckt werden können. Um die Versorgungssicherheit verlässlich und dauerhaft zu gewährleisten, braucht es zwei Komponenten: Den Aufbau der notwendigen Erzeugungs-, Speicher- und Transportkapazitäten als belastbare Basis einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft und deren Integration in den deutschen und internationalen Gasmarkt, um Handel zu ermöglichen und zusätzliche Redundanzen zu schaffen.*[155]

6.4.1 Regulierung

Es gibt derzeit weder in Deutschland noch in der EU einen gültigen und vollständigen Rechtsrahmen für die Wasserstoffnutzung. Zuständig wäre die Bundesnetzagentur, die auch schon für Erdgas, Elektrizität, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen die Verantwortung trägt.

Die Bundesnetzagentur hat in einer Studie von Juli 2020 [R11] Überlegungen zur Notwendigkeit einer Regulierung angestellt. Darin wird die Vielschichtigkeit der Materie deutlich.

Es gibt zwar gewisse Analogien der Regularien zum Erdgasnetz und zum Biogas, diese sind aber zu unklar, um problemlos angewendet zu werden. Eine explizite gesetzliche Regelung ist nötig. Änderungen/Ergänzungen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem EEG sind zwar denkbar, aber ein eigenes Wasserstoffinfrastrukturgesetz nebst eigenen Verordnungen würde die nötige Klarheit bringen.

In [R9] werden die Vor- und Nachteile einer stringenten und frühzeitigen Regulierung diskutiert. So könnte eine Regulierung Investoren (z.B. heutige Gasnetzbetreiber) durch Gewinnzusagen, Subventionen, Abgabebefreiungen (Planungssicherheit) ermuntern, frühzeitig Teile des Netzes aufzubauen. Gleichzeitig könnte man so Marktmachtmissbrauch verhindern, heißt es. Allerdings kann eine Regulierung auch zusätzliche Kosten verursachen. So müssten Netzbetreiber dem Regulierer regelmäßig Rechenschaft ablegen. Je nach Umfang der Meldepflichten entstünden zusätzliche Personal-, Beratungs- und IT-Kosten. Diese Kosten müssten von den Netznutzern sowie den Steuerzahlern getragen werden.

Auch die Überarbeitung bestehender technischer Vorschriften zum sicheren Betrieb von Wasserstoffleitungen und Netzanlagenteilen wäre europäisch anzugleichen.

Die weitergehende Problematik, die ein effektiver Hochlauf eines H_2-Netzes mit sich bringt, ist in [R9] gut beschrieben.

6.4.2 Erdgasnetz verwenden

Es existieren einige Vorschläge, das Erdgasnetz auf Wasserstoffbetrieb umzustellen, weil das (verständlicherweise) deutlich kostengünstiger sei, als ein Neubau.

Technische Umrüstbarkeit

Inwieweit eine Umrüstung, d.h. die Verwendung der allermeisten Komponenten, insbesondere der Rohrleitungen, aber möglich ist, ist derzeit noch ungeklärt.[A] Der Effekt der Wasserstoffversprödung kann aus einem Strauß von Einflussgrößen und Betriebsbedingungen herrühren, die in ihrer Komplexität immer noch nicht vollständig geklärt sind.[156] *„Die Wasserstoffversprödung ist kritisch, weil konventionelle Stähle davon betroffen sind und deren Lebensdauer erheblich reduziert werden kann. Dies ist insbesondere in einem dynamisch betriebenen System der Fall. Eine Pipeline ist daher zwangsläufig von Wasserstoffversprödung bedroht.“*[157]

Wenn das Rohleitungssystem schon H_2-tauglich wäre oder mit einfachen Mitteln (z.B. einer Innenbeschichtung) hergerichtet werden könnte, so wäre das wirtschaftlich sicher von großem Vorteil.

Rohrleitungen

Rohrleitungssysteme sind besonders anfällig für dynamischen Betrieb. Bereits Druckschwankungen von einigen bar können die Wahrscheinlichkeit von Rissbildung deutlich erhöhen. Dazu gibt es bisher allerdings wenig Erfahrung bei Wasserstoff im Betrieb. Die Überdimensionierung wäre ein Lösungsansatz.

Um Wasserstoffversprödung zu vermeiden kann man folgende Ansätze verfolgen: Verwenden von nicht-versprödungsgefährdeten Materialien, Rohr-in-Rohr-Technik, Überdimensionierung des Rohrs, Beschichten und Inhibitoren. Es sind nur sehr wenige Daten verfügbar, die den Effekt von Hochdruckwasserstoff (100 bar) bezüglich der mechanischen Eigenschaften und der Wasserstoffversprödung von Pipelinestählen beschreiben.

Heute werden die (privaten) Endnutzer nur mit geringem Druck versorgt. H_2-Tankstellen brauchen aber große Leistungsflüsse (50 bis 250 kg_{H2}/h oder bei 50 bar: bis zu 50 m^3/h; entsprechend bei Rohrdurchmesser von 100 mm eine Fließgeschwindigkeit von 1,77 m/s), so dass geeignete Anschlüsse mit einigen bar nötig würden.[B] Dies ist keine vergleichbare Betriebssituation zu heutigen Regionalnetzen (<1 bar Überdruck).

[A] Wasserstoff kann in den Stahl diffundieren und u.a. dessen Bruchzähigkeit verringern. „Daher empfiehlt sich ein umfassendes und kontinuierliches Integritätsmanagement der Systeme, um etwaigen Risiken durch eine Wasserstoffversprödung frühzeitig zu begegnen.“

[B] Rohrleitungen mit größeren Leistungsflüssen erfordern 20 bis 30 bar.

Verdichter

Die Kompression von Wasserstoff stellt bereits im Druckbereich bis 100 bar eine größere Herausforderung dar als z.B. die Verdichtung von Erdgas.

Um eine optimale Ausnutzung im Wasserstoffbetrieb mit hoher Transport-Energiedichte zu ermöglichen, sind mehr und leistungsstärkere Verdichter erforderlich als im Erdgasbetrieb. Man geht vom dreifachen Energieaufwand aus.

Entspannung

Bei der Entspannung von (Erd)gas in nachgelagerte Netze (bis zum Verbraucher) wird Wärme aus der Umgebung entzogen, so dass oft zur Vermeidung von Vereisung das Gas vorgewärmt wird. Es besteht auch die Möglichkeit die Entspannung über eine Turbine zu machen, die daraus Energie gewinnt.[158]

Durch einen negativen Joule-Thomson-Effekt bei Wasserstoff[159] ist bei einer Drosselung keine Vorwärmung notwendig, weil sich Wasserstoff dabei nicht abkühlt, sondern leicht erwärmt. Um die Erwärmung zu begrenzen kann die vorhergehende Abkühlung nötig sein.

Wechsel von Erdgas zu Wasserstoff

Wie soll ein Wechsel praktisch erfolgen, wenn Erdgaskunden bis zur Aufgabe der letzten Anlagen versorgt werden müssen? Das wird sehr richtig erkannt:

> *Eine Beimischung von Wasserstoff ins Gasnetz im großen Stil ist unwahrscheinlich. Zum einen sind viele Verbraucher / Endgeräte sensibel bezüglich einer Erhöhung der Wasserstoff-Beimischungsquoten und ein hoher Anpassungsbedarf wäre nötig (im Sinne einer weiteren Marktraumumstellung). Zum anderen besteht bei Verbrauchern auch in Zukunft der Bedarf an reinem Wasserstoff und reinem Erdgas. Vermutlich wird sich daher eine Wasserstoffnetzstruktur parallel zum bestehenden Gasnetz, zu weiten Teilen auf Basis umgewidmeter und umgerüsteter Erdgasleitungen, entwickeln.*[160]

Wie sollten sich Investoren für den Aufbau von H_2-Netzen finden, wenn die Abnahme und die erzielbaren Preise und Mengen völlig unklar sind? Das Henne-Ei-Problem: ohne Abnehmer kein Netz und ohne Netz keine Abnehmer (sofern H_2 für Kunden überhaupt wirtschaftlich ist).

Pilotprojekte

Zwischen Lingen und Gelsenkirchen entwickeln die Unternehmen *BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation* in dem Projekt *GET H2 Nukleus* derzeit auf einer Länge von 130 Kilometern gemeinsam die erste, öffentlich zugängliche Wasserstoffinfrastruktur. Sie besteht aus H_2-Erzeuger, Rohrleitung und Verbraucher. Prinzipiell wird das natürlich funktionieren. In der Modellierung hat man aber festgestellt:

> *„Diese Modellrechnung führt zu enormen Diskrepanzen zwischen dem Bedarf und der jeweils verfügbaren Energie. Um die erforderliche Jahresmenge an Wasserstoff zu produzieren und die Lastspitzen der Stromerzeugung zu nutzen, wären daher Erzeugungskapazitäten notwendig, die den durchschnittlichen Bedarf etwa um das Vierfache übersteigen.*
>
> *Ebenso würde ein solches System unverhältnismäßig große Kapazitäten zur Speicherung des in Stoßzeiten produzierten Wasserstoffs erfordern, um die hohe Volatilität auszugleichen – oder müsste auf Wasserstoff, etwa aus bestehenden Kapazitäten zur „grauen" Dampfreformation zurückgreifen. Eine ökologisch und ökonomisch sinnvolle Skalierung erscheint unter diesen Voraussetzungen nicht realistisch."*

Natürlich wird das Projekt in Betrieb gehen. Man verwendet dann wahrscheinlich bei Flauten grauen Wasserstoff (vergl. 13.2.9) und nutzt die VEE-Spitzen nicht. Außerdem wird das Projekt – gemessen an der heutigen Wasserstoffversorgung – nicht wirtschaftlich sein.

6.4.3 Kosten

In der Kostenrechnung (→13.1.2, siehe Erläuterung 2.0) wurde unter Bezug auf Studien und eigenen Rechnungen verwendet (ohne Speicher):

	Transportebene	Verteilebene	Regionalebene (etwa letzte 50 km)
Investition inkl. Kapitalkosten	64 Mrd. €	96 Mrd. €	320 Mrd. €
Jährliche Kosten *) Inkl. Stromkosten	1,97 Mrd. €/a*)	2,95 Mrd. €/a*)	8 Mrd. €/a

Die Parameter und Annahmen, die diesen Werten zugrunde liegen, finden Sie in den Erläuterungen ab Seite 88.

Der Stromkostenanteil beträgt 20 bis 25%.

6.4.4 Fazit Wasserstoffnetz

Für eine Implementierung eines Wasserstoffnetzes fehlt eine EU-weite Regulierung und die Festlegung technischer Standards. Ohne dies wird es keine privaten Investoren geben.

Eine kostengünstige Umwidmung von Erdgasleitungen wird nur in vernachlässigbarem Umfange möglich sein, da heutige Erdgaskunden bis zur Abschaffung ihrer Anlagen versorgt werden müssen.

6.5 Stromspeicherung

Strom kann praktisch nicht direkt gespeichert werden. Er ist nur in umgewandelter Energieform speicherbar. Erprobt ist die Lageenergie (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) und die chemische Energie (Batterie, Brennstoff). Mit der Wandlung des Stroms in Wasserstoff (oder Methan) kann diese Energie gespeichert werden. In Kavernen unter der Erde sind sehr große Mengen Gas speicherbar, die nach der Rückverstromung zu mehreren Dutzend TWh Strom werden. Diese Energiemengen werden gebraucht, um die Volatilen Erneuerbaren Energien (aus Wind und Sonne) in das Stromversorgungssystem zu integrieren und so eine nachfrageorientierte Stromversorgung zu ermöglichen.

6.5.1 Großspeicher

Ein solcher (funktionaler) Stromspeicher ist als Langzeitspeicher zu konzipieren. Das Halten des Energieträgers (H_2) muss mindestens über ein Jahr bei geringen Diffusions- und sonstigen Verlusten erfolgen. Inwieweit die für Erdgas genutzten Poren- oder Salzkavernenspeicher[161] für Wasserstoff geeignet sind ist noch nicht endgültig geklärt. Die heutige Speicherkapazität von ca. 240 TWh_{th} Erdgas entspricht bei einem durchschnittlichen Druck von 100 bar 54 TWh_{H2}.[162] Mit einem Verstromungswirkungsgrad von 0,45 erhielte man 24 TWh_{el}, ein Zehntel der Energie von Erdgas. Das würde den Anforderungen nicht genügen, da etwa 50 TWh_{el} für die saisonale Absicherung des Stromversorgungssystems benötigt würden.[163] Zusätzlich wird noch H_2-Speicherkapazität zur Versorgungssicherheit der H_2-Nutzer benötigt, die wenigstens 200 TWh_{H2} betragen müsste (entsprechend 2 Monaten).

Die Leckagerate für Wasserstoff wird für einen Kavernenspeicher mit einem Volumen von 500.000 m³ mit 0,015%/a angegeben und kann damit vernachlässigt werden. Hierbei handelt es sich allerdings nur um einen errechneten Wert, so dass der endgültige Beweis noch aussteht. Die „Dichtigkeit" von Porenspeicher ist auch fraglich und ungeklärt.

Porenspeicher lassen nur ein langsames Ein- und Ausspeichern zu. Für schnelle Leistungswechsel kommen damit nur die Kavernenspeicher infrage. Diese stellen aber nur 38% der Gesamtspeicherkapazität zur Verfügung (das wären nur 9,2 TWh_{el}). Problematisch könnte werden:

- salzhaltiges Wasser greift in Verbindung mit Wasserstoff Gestein, Stahl und Zement an
- es besteht die Gefahr einer Vermischung mit Restbeständen von Methan in gebrauchten Speichern (Verunreinigung des Wasserstoffs).

Abgesehen von der mangelhaften Speicherfähigkeit steht eine technische Prüfung der Gasinfrastruktur aus, die aus einer ganzen Reihe von Fragen besteht.[164]

Der für die Stromversorgung nötige Speicher mit Wasserstoff (in Salzkavernen)
kann nicht mit der nötigen Kapazität (ca. 50 TWh_{el}) realisiert werden.

6.5.2 Flüssige Speicherung

Die Speicherung in flüssiger Form hätte den Vorteil des geringeren Volumens, führt aber zu erhebliche Verlusten, die durch die Verflüssigung und durch die Verdunstungsverluste entstehen. Das nötige Nettovolumen für 50 TWh_{el} beträgt 42 Mio. m^3.[165] Die Kavernen kommen wegen der fehlenden Isolation nicht infrage.

Große Behälter wären mit dicken Isolationen zu bauen. Ein kugelförmiger Behälter mit 5 m Innendurchmesser und 1 m dicker Isolation fasst 155 MWh (Hu) an H_2.[166] Verluste von etwa 5 W/m^2 entsprächen 18,5 kWh/Tag oder 4 bis 5% Verlust pro Jahr.[167] Wären solche Behälter der verwendete Standard, so würden mehr als 640.000 Stück[A] erforderlich. Diese verursachen über ihre Investitions- und Betriebskosten laufende Speicherkosten. Hohe Energiemengen für die Verflüssigung wären erforderlich. Kosten wurden hierzu nicht abgeschätzt.

6.5.3 Speicherung durch Stoffträger

Die Bindung des Wasserstoffmoleküls an einen Stoffträger soll den H_2-Transport unter normalen Bedingungen ermöglichen (flüssig bei Normaltemperaturen). Natürlich sollte die verwendete Substanz zusätzlich eine hohe Zyklenstabilität aufweisen, also nicht beispielsweise mit der Zeit zersetzt werden und an Aufnahmekapazität verlieren. Zudem sind eine hohe Umweltverträglichkeit und geringe Giftigkeit, ebenso wie die Nichtbrennbarkeit, wünschenswert.

Folgend geht es nur um die reinen Speichermerkmale und nicht um die Prozesse und nötigen Einrichtungen, um den Wasserstoff an den Träger zu binden bzw. um ihn vom Träger wieder zu lösen.

Metallhydridspeicher

Mit Metallhydridspeichern sind höhere Speicherdichten möglich. Hier reagiert der Wasserstoff mit einem Metall, wobei ein festes Metallhydrid entsteht. Hierin wird der Wasserstoff so fest gebunden, dass er normalerweise bei Raumtemperatur nicht mehr entweicht. Für eine Entladung muss ein solcher Speicher stark aufgeheizt werden. Allerdings ist die relativ langsame Aufnahme und Abgabe des Wasserstoffs unvorteilhaft. Vorteilhaft ist die Sicherheit des gebundenen Wasserstoffs.

Da der Massenanteil von gespeichertem H_2 nur wenige Prozent beträgt, ist die spezifische Energiedichte, bezogen auf das Gewicht, ungünstig und kommt daher z.B. für Flugzeuge nicht infrage. Das Speichervermögen dieser Verbindungen hält sich mit zwei Gewichtsprozent Wasserstoff in engen Grenzen. Um fünf Kilogramm Wasserstoff zu speichern, benötigt man etwa 250 Kilogramm Metallhydrid.[168]

Die Forschung zur Verbesserung der nachteiligen Eigenschaften laufen. Die Aussichten auf eine gravierende Verbesserung sind allerdings gering.

LOHC und PowerPaste

Diese beiden Trägersubstanzen wurden in Kapiteln 5.6.1, 5.6.2 beschrieben.

[A] entsprechend alle 684 m ein Speichergebäude mit wenigstens 100 m² Grundfläche auf nicht bebauten Flächen

6.5.4 Übersicht Energiedichten

Die folgende Tabelle zeigt die Energiedichten (durch den freigesetzten Wasserstoff) der reinen Speicherung, also ohne die Wandlung in Strom oder mechanische Energie.

Träger	kWh/kg	kWh/l	Anmerkungen
Metallhydrid	0,67	ca. 0,9	etwa 1/14 von Benzin/Diesel
PowerPaste	3,3	3,1	etwa 1/3 von Benzin/Diesel
LOHC	1,41	1,45	etwa 1/6 von Benzin/Diesel

6.6 Systemwirkungsgrad

Zu betrachten ist die Wandlungskette zwischen VEE-Strom und Nutzenergie in verschiedenen Anwendungen. Weitere Kombinationen sind denkbar, können aber hier aus Platzmangel nicht dargestellt werden. Die Abb. 6-2 zeigt die Verhältnisse (Details →13.1.3).

Die Effizienz des eingesetzten VEE-Stroms für Verkehr ist bei E-Mobilität, also der batteriegestützten Elektromobilität, mit Abstand am besten. Die verschiedenen Varianten, die mit Wasserstoff angetrieben werden, liegen bei Gesamtwirkungsgraden 10% oder darunter (4 linke Säulen). Wird der Wasserstoff in Deutschland hergestellt, sind die Wirkungsgrade besser, erreichen aber auch nicht die 20%-Marke. Wegen der Mengen an Wasserstoff, die benötigt werden, und wegen des zu geringen VEE-Potenzials, sind die rechten vier Säulen nur als Vergleich gedacht. Etwas abgesetzt sind die Säulen für Diesel- und Batteriebetrieb dargestellt. Insbesondere die batteriegestützte E-Mobilität sticht mit ca. 70% deutlich heraus. Sie ist vom Wirkungsgrad mehr als 7-fach besser als die H_2-Varianten.

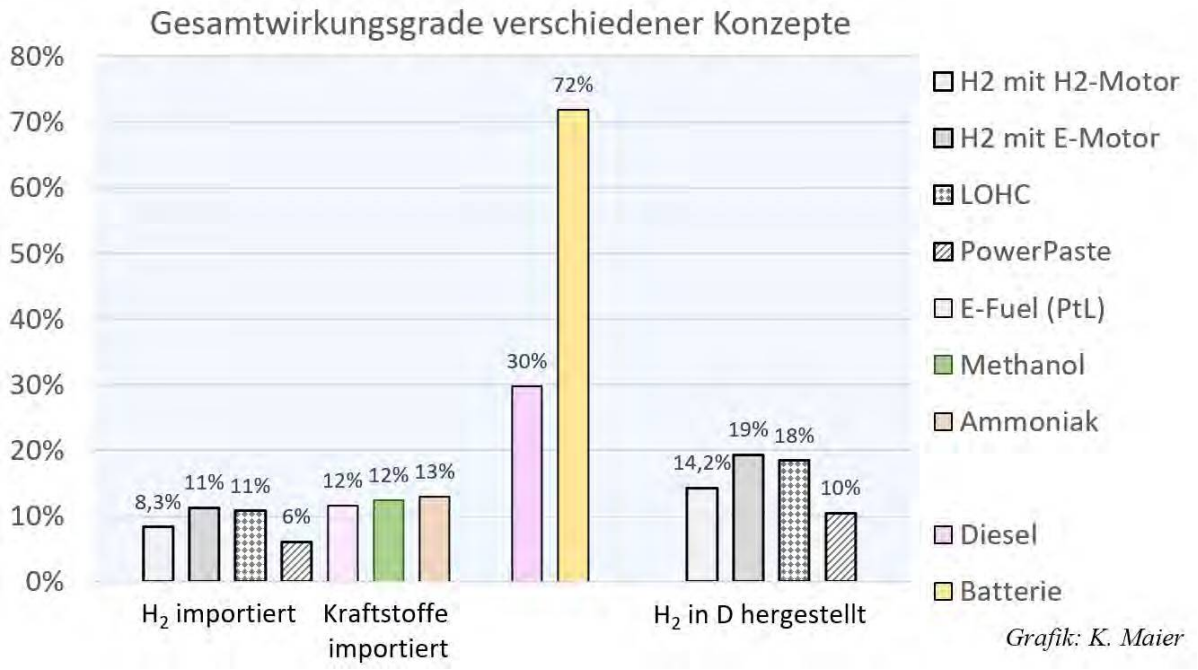


Abb. 6-2 Wirkungsgrade Mobilität

6.7 Anwendung in Fahrzeugen

Werbung und Realität

Gerne wird mit der hohen Energiedichte des Wasserstoffs geworben (33 kWh/kg). Es wird aber dabei nicht erwähnt, dass es damit nicht getan ist:

> *„Der Mirai ist das meistverkaufte Brennstoffzellenauto und ein gutes Beispiel für die grundlegenden Probleme dieser Technik. Zwar wiegt die Energiequelle des Mirai, der Wasserstoff, nur 5 kg. Die komplette Stromversorgung kommt aber auf 200 kg. Sie besteht aus einem 87 kg schweren und 200 Liter großen Kohlefasertank für den Wasserstoff, einer 60 kg schweren Brennstoffzellenanlage und einem 22 kg schweren Nickel-Metallhydrid-Akku mit 1,6 kWh Fassungsvermögen für regeneratives Bremsen. All das muss zudem in der Karosserie geschützt eingebaut und verankert werden.“*[169]

Ähnlich diesem Artikel werden zunehmend mehr Beiträge veröffentlicht, die von der Wasserstoffwirtschaft für den Verkehr abraten. Auch die Automobilindustrie ist sich hier unsicher wie die Zukunft aussieht.[170] Prof. Fritz Indra, Motoren- und Fahrzeugentwickler mit Auszeichnungen, kann nachvollziehen, dass Mercedes aus der H_2-Technik ausgestiegen ist.[171]

Wirkungsgrad und Windräder

Da letztlich die Energie aus den VEE kommen soll, ist der Wirkungsgrad entscheidend dafür, wie viele Windräder und PV-Anlagen dafür errichtet werden müssten. Im Vergleich zum E-PKW (0,72) hat der H_2-PKW einen Wirkungsgrad von ca. 18% und benötigt damit das 4-Fache an VEE-Ausbau in Deutschland im Vergleich zur E-Mobilität. Wird der Wasserstoff importiert, was zu wahrscheinlich über 90% nötig sein wird, geht der Wirkungsgrad auf nur noch 7 bis 10% zurück (→6.6). Abb. 6-3 zeigt die Verlustkette eines H_2-Autos mit importiertem Wasserstoff und einer Brennstoffzelle.

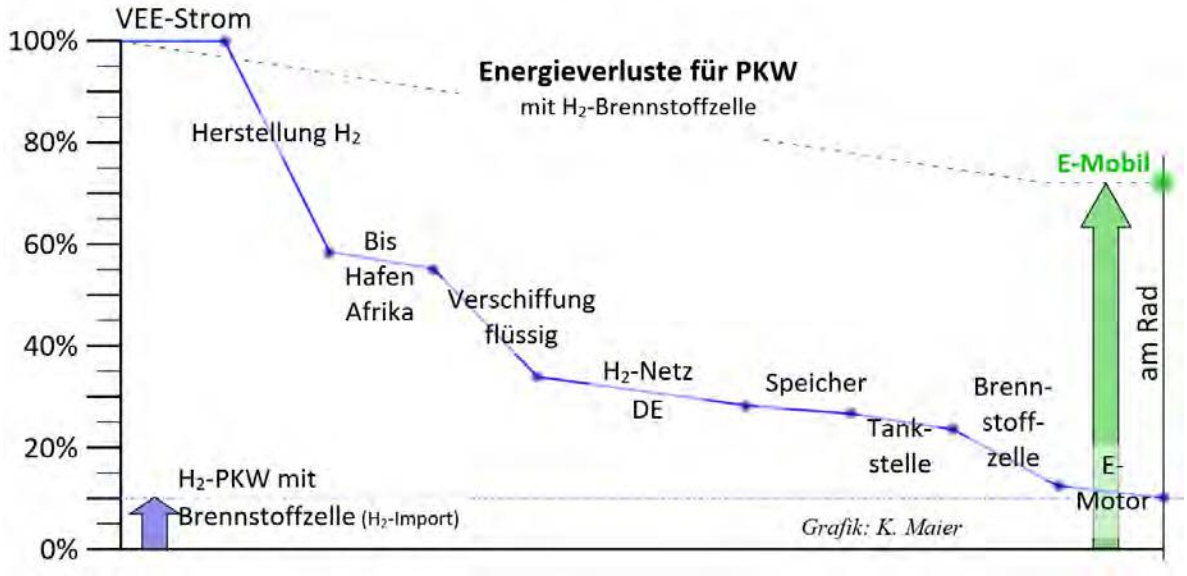


Abb. 6-3 Energieverlusttreppe PKW

Diese Verlustkette, bei der am Ende nur noch 10% (18% bei H_2-Herstellung in Deutschland) der erzeugten Elektroenergie an den Rädern ankommt, hat zur Folge, dass die Kosten für diesen Energieträger hoch sind (→7.1.1) und dass dadurch sehr viele VEE-Anlagen benötigt werden. Für den Wasserstoff, der in Deutschland hergestellt wird, sind es die vielen Windenergieanlagen, die auf Widerstand stoßen werden.

Sowohl die Anwendungen mit ihren Verlustketten als auch einzelne Werte, kann man erweitern und modifizieren. Auch könnte man andere Annahmen treffen, andere Konstellationen kreieren und sich auf andere Quellen beziehen. Entscheidend ist aber zu erkennen, an welcher Stelle Verluste in welcher Höhe etwa auftreten.

Unvermeidbar ist die Erkenntnis, dass Wasserstoff – in welcher Konstellation auch immer – bis zur Nutzung extreme Energieverluste verursacht.

Wasserstoff wird höchstens zu geringen Anteilen in Deutschland hergestellt werden, auch weil die Akzeptanz von sehr viel mehr Windrädern nicht erreichbar ist.

Tanken von Wasserstoff

Die Realität ist nicht mit heutigen Kraftstoffen vergleichbar.

> *„Beim Tanken machen die hohen Drücke in den Tankanlagen weitere Probleme: Der sehr stark verdichtete Wasserstoff strömt durch einen Zapfhahn ins Auto. […] Vor einem zweiten Tankvorgang muss die Zapfsäule erst wieder Druck aufbauen, die Zapfpistole muss abtauen. Mehr als sechs Autos pro Stunde kann eine solche Tankanlage (die mit rund einer Million Euro pro Installation sehr teuer ist) deshalb nicht abfertigen.“*[172]

6.8 Gefahren

Unterstellt wird, dass die folgenden Stoffe nicht verschluckt oder in größeren Mengen bewusst eingeatmet werden.

Wasserstoff

Wasserstoff ist ein farb-, geruch- und geschmackloses Gas und daher mit den menschlichen Sinnesorganen nicht wahrnehmbar. Wasserstoff ist nicht giftig. Wasserstoff könnte in technischen Systemen als Gas frei werden. Da es leichter als Luft ist, steigt es nach oben. In geschlossenen Räumen (z.B. eine unbelüftete Garage) kann sich so ein explosives Gemisch mit der Luft bilden. Auch der Umgang mit flüssigem Wasserstoff ist nicht problemlos, sodass hohe Sicherheitsanforderungen zu beachten sind.[173] Wasserstoff/Luft-Gemische werden durch Zündquellen mit sehr geringer Energie gezündet.

Wasserstoff ist in keiner Weise umweltgefährdend. Er schädigt nicht die Ozonschicht und trägt auch nicht zum Treibhauseffekt bei.

LOHC und PowerPaste

Über LOHC und PowerPaste gibt es keine Angaben zu signifikanten Gefahren, die von diesen Stoffen ausgehen. Natürlich dürfen diese Stoffe beispielsweise nicht in die Umwelt gelangen – etwa LOHC ins Grundwasser.

Methan

Unter Normalbedingungen ist es ein farb- und geruchloses, brennbares Gas. Methan ist in Wasser unlöslich und bildet mit Luft explosive Gemische. Es ist mit Erdgas vergleichbar und ebenso sorgsam zu handhaben. Methan wird auch zu den Treibhausgasen gezählt.

Methanol

Methanol gehört zu den Alkoholen. Die Flüssigkeit und ihr Dampf sind leicht entzündlich. Weiter wird es eingestuft *„Giftig bei Verschlucken, Hautkontakt oder Einatmen“*.

Ammoniak

Das farblose, komprimierte Flüssiggas ist entzündlich und hat einen stechen Geruch. Das Gas ist leichter als Luft. Gemische des Stoffes und der Luft sind explosibel. Bereits bei einer Temperatur von 20°C kommt es sehr schnell zu einer toxischen Kontamination der Luft, deren schlimmste inhalatorische Folge ein toxisches Lungenödem verursachen kann. An den Augen kommt es zu Rötungen, Schmerzen und schweren Verbrennungen.[174]

Als Vorsichtsmaßnahmen werden genannt: *„Offene Flammen und Funkenbildung ist zu vermeiden. Es darf nicht geraucht werden. Beim Personenschutz muss ein Chemikalienschutzanzug getragen werden. Die Haut ist durch kälteisolierende Schutzhandschuhe zu schützen. Die Augen sind durch eine*

Schutzbrille oder anderen Gesichtsschutz zu schützen. Der Gefahrenbereich ist zu verlassen und ein Fachmann (Feuerwehr) muss die Gefahr einschätzen."

Diesel, Benzin

Kraftstoffdämpfe können aufgrund ihres typischen Geruchs nicht unbeabsichtigt eingeatmet werden. Aufgrund des hohen Siedepunktes von Diesel ist ein gefährliches Dampf-Luft-Gemisch unter Alltagsbedingungen unwahrscheinlich.

Benzin hingegen ist eine leichtflüchtige Flüssigkeit und darf keinen Zündquellen (heiße Oberflächen, Flammen, glimmende Gegenstände, elektrische Funken etc.) ausgesetzt werden.

6.9 Eigene H_2-Herstellung und/oder Import

Wo kommt der Wasserstoff her? Können wir hier in Deutschland genügend produzieren? Kommen wir durch Import in problematische Abhängigkeiten? Das sind Fragen, die gestellt werden müssen.

6.9.1 Mengenbedarf und VEE-Ausbau

Das Mengengerüst wurde in Kapitel 6.1 aufgestellt. Für das Szenario einer dekarbonisierten Bundesrepublik wird Wasserstoff in einer Größenordnung von 36 Mio. t jährlich benötigt. Allein für die Herstellung (Elektrolyse) dieser Menge würden etwa 1.800 TWh/a benötigt. Diese H_2-Menge von 36 Mio. t muss aus hochreinem Wasser, sog. „Reinstwasser"[175], gewonnen werden. Das entspricht gut 6% des Trinkwasserverbrauchs Deutschlands.[176]

Im Jahre 2020 wurde stolz von einer Elektrolyseanlage von Siemens Energy mit einer Anschlussleistung von 6 MW und 900 t_{H2}/a in der ersten Ausbauphase berichtet. Das soll noch verdoppelt werden.[177]

> *Würden die Anlage bei 6 MW Leistung durchgehend laufen, so würde das jährlich etwa 1.000 t_{H2} entsprechen. Wenn von 900 t die Rede ist, so wird die Anlage praktisch kontinuierlich mit Strom betrieben und nicht, wie es in Zukunft wäre, mit VEE die nur zu <30% der Zeit zur Verfügung stehen. Auf Basis von VEE produziert die Anlage nur rund 300 t/a.*

Rein rechnerisch entspricht die 6 MW-Anlage somit nur <0,001% dessen, was zur Abdeckung des Jahresbedarfes der Bundesrepublik nötig wäre, oder: eine solche Anlage wäre 120.000-fach aufzubauen.

Die heutigen Elektrolyse-Pilotanlagen müssten in ihrer Leistung etwa
auf das 120.000-Fache gesteigert werden, um die nötige Wasserstoffmenge zu erbringen.

Nötiger VEE-Ausbau

Folgende Annahmen sollen für eine Abschätzung gelten:

- die Anteile an der Summennennleistung der VEE betragen: 50% PV, 40% Windkraft Onshore und 10% Windkraft Offshore
- das Ausbaupotenzial der VEE beträgt 500 GW[178] (Summe der Nennleistungen)
- pro GW installierter Leistung VEE werden durchschnittlich im Jahr 1,5 TWh erzeugt, künftig vielleicht 2 TWh/a.
- an gesicherter Stromversorgung sollen 800 TWh nötig sein (unabhängig von PtX)

Damit wird vereinfachend (ohne Verluste in den Speichern, ohne Abregelungsverluste und ohne Sicherheit für den Jahresertrag) davon ausgegangen, dass 2.800 TWh/a[A] mit VEE zu erzeugen sind. Das entspricht einem VEE-Ausbau von 1.400 GW (in 2050). Damit liegt dieser Wert 2,8-fach über dem

[A] 800 TWh/a +2000 TWh/a für H_2 (→6.1.10)

Ausbaupotenzial. Es würde bedeuten, dass ein Ausbau der installierte Leistung ggü. dem Stand Dez. 2020 (116 GW) auf mehr als das 12-Fache erfolgen müsste.

Der nötige Ausbau der VEE in Deutschland ist weder flächenmäßig zu erreichen, noch politisch durchsetzbar.

Erkenntnis

Damit ist klar, dass der überwiegende Teil des Wasserstoffs einzuführen ist.

Unterstellt man eine Vervierfachung des VEE-Ausbaus auf 465 GW installierter Leistung, bezogen auf den Stand 2020, so würden damit gerade einmal ca. 900 TWh/a erzeugt werden. Bei gutem Willen und mit Hinzunahme der planbaren EE (Biomasse, Wasser, Geothermie) von 100 TWh/a kommt man so auf die Deckung des originären Strombedarf der Bundesrepublik ohne Sektorkopplung. Eine Erzeugung von Wassersstoff ist damit in keiner Weise möglich – es gibt keine nutzbaren Überkapazitäten.

Unter den vorhandenen Ausbaugrenzen der VEE und unter der Annahme, dass keine nennenswerten Mengen an Strom importiert werden, ist aus der vereinfachenden, bilanziellen Sicht der gesamte Wasserstoffbedarf zu importieren.

6.10 Import

Der Import von Wasserstoff ist unter zwei Aspekten zu beleuchten: den Kosten für den Wasserstoff und der eventuellen Abhängigkeit von den exportierenden oder den Transitländern.

6.10.1 Kosten

Wie oben dargestellt, ist praktisch der gesamte Wasserstoffbedarf zu importieren. Vorgeschlagen wird, mit deutscher Hilfe und Know-how, Anlagen in Nordafrika zu erreichten. Dort scheint die Sonne öfter und länger als bei uns. In den Küstenregionen kann der Wind genutzt werden. Man erwartet, von dort günstigen Wasserstoff zu erhalten. Aber auch bei günstigeren Naturenergien müssen die Anlagen dorthin geliefert, und unter ungünstigen Bedingungen (in der Wüste) aufgebaut werden. Der VEE-Strom ist alles andere als kostenlos. Die Kosten für Errichtung und Betrieb der Anlagen zur Elektrolyse, Kompression oder Verflüssigung sind überall auf der Welt in etwa gleich. Hinzu kommt der Transport des Wasserstoffes über tausende Kilometer und die Einspeisung in die noch zu errichtende, europäische H_2-Infrastruktur.

Problematisch und mit zusätzlichen Kosten verbunden ist z.B. die Wasserbereitstellung für die Elektrolyse. Diese erheblichen Wassermengen (→6.1.10) können in Nordafrika schlecht aus dem Boden genommen werden, sondern müssen aus dem Meer gewonnen werden. Damit werden Entsalzungs- und Wasseraufbereitungsanlagen notwendig. Die Verbindung von Wassergewinnungsanlagen zu Elektrolyseuren erfolgt über lange Rohrsysteme mit Pumpen. All das sind Komponenten, die Investitionen und laufende Kosten verursachen. Die Kosten für Trinkwasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen werden mit rund 1,5 €/t angegeben.[179] Dieses Wasser muss dann noch an den Ort der Nutzung gepumpt werden (Pipeline-Investitionen, Betriebskosten). Der Kostenanteil für das Wasser bei der Wasserstoffherstellung liegt aber unter 1% und ist damit vernachlässigbar (→13.1.2).

Es gibt mittlerweile Vorschläge die Elektrolyse direkt mit Meerwasser durchzuführen. „Noch steht die Wissenschaft vor einigen Herausforderungen – jedoch zeichnen sich Lösungen ab."[180]

Für den Kostenvergleich mit in Deutschland produziertem Wasserstoff muss außerdem der Transport in die Bundesrepublik mit einbezogen werden. Kapitel 7 geht auf die Kosten näher ein.

> *„Besonders groß sind die preislichen Unterschiede: Kostet die Herstellung mit Erdgas 0,75 Euro pro kg H_2, so betragen die Kosten mit Erneuerbaren Energie je nach Verfahren zwischen 4,50 Euro pro kg H_2 und 9 Euro pro kg H_2."*[181]

6.10.2 Abhängigkeiten und strategische Entscheidungen

Neben Nordafrika ist auch die Golfregion als Wasserstofflieferant im großen Stil im Gespräch. Beide Gebiete sind historisch politisch instabil. Es besteht die Gefahr, dass die heutige fossile Energieabhängigkeit künftig nur durch neue geopolitische Abhängigkeiten ersetzt wird.

Auch wird Australien als günstiger Produktionsstandort genannt. Hier ist sicher die Verlässlichkeit gegeben, dafür sind erheblich längere Transportwege in Kauf zu nehmen (Kosten).

In Zentralafrika, z.B. Mali, lagert weißer Wasserstoff, der zu deutlich günstigeren Kosten zu fördern ist als die Produktion mit Elektrolyse. Aber hier muss ein langer Transport (>4.000 km) durch Afrika vorgenommen werden.[182] Zudem ist noch nicht klar, inwieweit dieser Wasserstoff zu höherer Reinheit gebracht werden muss und welche Mengen dort lagern.

Der internationale Bedarf an Wasserstoff ist immens. Eine neue Studie der deutschen Gruppe des Weltenergierats hat kürzlich festgestellt, dass von 56 der global stärksten Volkswirtschaften derzeit 20 Länder, die fast die Hälfte der globalen Wirtschaftsleistung erzeugen, bereits eine nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet haben oder dabei sind, dies zu tun. Es wird erwartet, dass bis 2050 rund 24 Prozent der Weltenergienachfrage durch sauberen Wasserstoff bedient werden.[183]

> *Es dürfte schlimmer werden: Wenn die Länder, die die Hälfte der globalen Wirtschaftsleistung erbringen, auf Wasserstoff umstellen wollen, so dürfte das auch annähernd die Hälfte des Weltenergiebedarfs sein. Dieser soll bis 2050 noch stark steigen.*

Dies würde einen riesigen Ausbau der Elektrolysekapazitäten bedeutet. Dazu sind ausreichend Wasser und Strom und freie Flächen (versus Bevölkerungsdichte) nötig. Wasserstoff könnte an verschiedenen Orten zu einem knappen Gut werden. Ob wir uns dann noch auf die Länder verlassen können, denen wir geholfen haben, eine Wasserstoffproduktion aufzubauen, ist unbestimmt. Knappheit bedeutet steigende Preise und zwar für alle.

Der Wasserstoffausbau hat auch große Auswirkungen auf die Militärausrüstungen (Transport- und Logistikketten) und die Außen- sowie Sicherheitspolitik, denn er schafft neue Energieimportabhängigkeiten. Die Bundeswehr mit ihren auf Jahrzehnte ausgerichteten Beschaffungen müssten eine Umstellung der Kraftstoffe (hin zu H_2) ins Auge fassen oder teure synthetische Kraftstoffe verwenden.

Ganz grundsätzlich führt der Weg in eine weltweite Energiewende mit dem Fokus auf VEE zu erhöhtem Rohstoffverbrauch und zu mehr kritischen Rohstoffen (wie seltene Erden, Lithium, Kobalt u. a.), die eine wohlüberlegte und strategische Politik mit geplanten Wirtschaftsbeziehungen erfordern.

Die weltweite Ausrichtung auf den ineffizienten Wasserstoff kann zu lang anhaltenden Lieferengpässen führen, die die Preise nach oben treiben, weit über das, was technisch begründbar ist.

7 Modellrechnungen

Im Zusammenhang mit der Wasserstoffentscheidung tun sich einige quantitative Fragen auf.

- Wie hoch werden die Preise bzw. Kosten für die Industrie sein?
- Wie hoch werden die Preise für den Kunden an der Tankstelle sein?
- Wie viel Energie geht zwischen Stromerzeugung und der Wasserstoffnutzung verloren?
- Wie viel Strom wird an den verschiedenen Stellen der Kette benötigt?
- Was ändert sich an den Kosten und am Stromverbrauch, wenn man alternativ H_2 importiert oder in Deutschland herstellt?

Um diese Fragen zu beantworten, wurde ein Rechenmodell entwickelt, das mit über 40 Parametern auf verschiedene Konstellationen und Annahmen eingestellt werden kann. Dazu waren z.T. Abschätzungen von Parametern nötig, weil diese nicht aus Quellen ermittelt werden konnten. Das Rechenmodell, das versucht, die Zielsituation im Jahr 2050 darzustellen, wird im Anhang gezeigt (→ 13.1.2). Dort werden auch die Quellen genannt bzw. die Grundlagen von Abschätzungen erläutert.

Im Gegensatz zu verschiedenen Angaben zu H_2-Preisen werden in diesem Preismodell alle Komponenten erfasst, bis der Wasserstoff an der Tankstelle zur Verfügung steht. In Betrachtungen anderer Autoren werden oft nur die Elektrolysekosten genannt.

Zu drei denkbaren Szenarien werden kurz die Ergebnisse vorgestellt.

7.1 Szenario 1: 36 Mill. Tonnen H_2 werden importiert

Folgende Annahmen werden gemacht (→13.1.2):

- Es wird das Mengengerüst entsprechend Kapitel 6.1.10 verwendet. D.h. Import von 36 Mio. t_{H2}, davon 50% für Tankstellen.
- Der Wasserstoff wird ausschließlich importiert (die Inländische Produktion ist vernachlässigbar).
- Die Investitionskosten der Elektrolyseanlagen werden mit 600 €/kW für 2050 angesetzt.
- H_2 wird per Pipeline über 100 km zum Hafen in Afrika transportiert und dort verflüssigt.
- H_2 wird über Schiffsrouten von durchschnittlich 6.000 km Länge (Marokko bzw. Saudi Arabien bis Hamburg) in flüssiger Form transportiert.
- Über das zu errichtende Transport- und Verteilnetz in Deutschland wird komprimierter H_2 über durchschnittlich 500 km zur Industrie bzw. zu Hubs verteilt.
- Schließlich werden die Tankstellen über durchschnittlich 50 km alternativ versorgt:
    - 30% über ein regionales Gasnetz
    - 70% mit LKWs mit Drucktanks
    - 0% mit LKWs mit flüssigem H_2. (zu teuer)
- An allen Stellen des Transports werden Mengenverluste berücksichtigt, sofern sie technisch bedingt sind.
- Stromkosten werden an der Elektrolyseanlage im Erzeugungsland mit 4 ct/kWh und in Deutschland an den entsprechenden Anlagen mit allen intrinsischen Kostenanteilen mit 12 ct/kWh (Industriestrom) angenommen.

Die in den einzelnen Schritten anfallenden Kosten werden summiert und am Ende durch die verkäufliche Menge von H_2 geteilt, so dass der Kilowatt- bzw. der kg-Preis entsteht.

7.1.1 Ergebnisse

Preise und Energie

Die Modellrechnung in 13.1.2 kommt zu folgenden Ergebnissen:

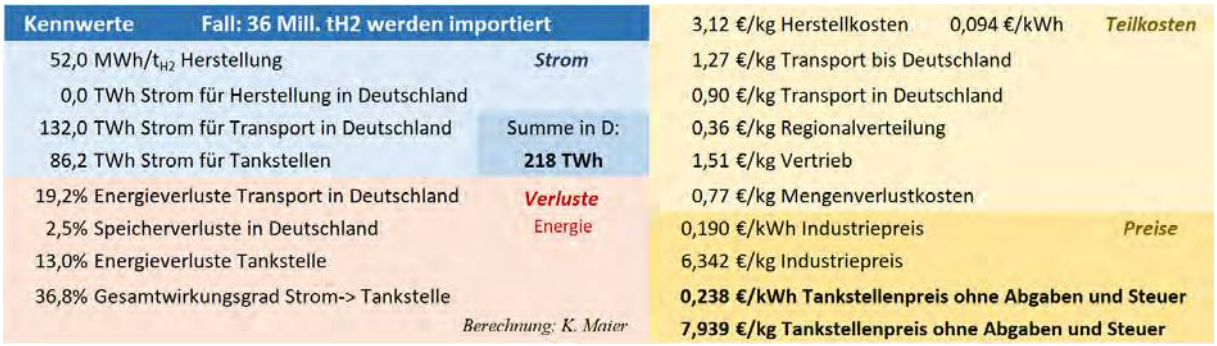


Abb. 7-1 Modellrechnung H_2-Import

Verglichen mit den Gestehungskosten von Benzin oder Diesel von 5 bis 6 ct/kWh ist Wasserstoff die etwa 4-fach teurere Energie.

Anteile an Preisen und Kosten

Anteile des Wasserstoffpreises an der H_2-Tankstelle

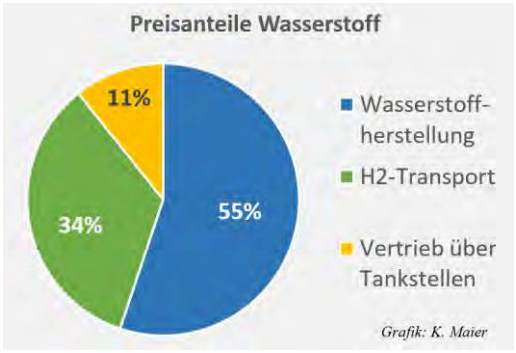


Abb. 7-2 H2-Preisanteile

Mehr als die Hälfte des Tankstellenpreises resultiert aus der Wasserstoffherstellung, aber auch der Transport nach und in Deutschland erzeugt ein Drittel der Kosten.

Kostenanteile an der Herstellung

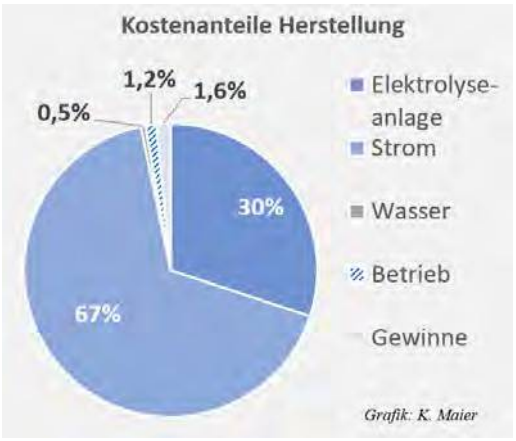


Abb. 7-3 Kostenanteile an H_2-Herstellung

Die Herstellkosten resultieren aus einem Drittel durch die Anlagenkosten und zu zwei Dritteln aus den Stromkosten.

Da sich die Gewinne mit eingesetzten 5% nur auf die Investitionen beziehen und nicht auf die durchlaufenden Kosten, bleiben hier 1,6% an den Herstellkosten.

Kostenanteile Transport

Abb. 7-4 Kostenanteile am Transport

Die Transportkosten teilen sich in Verschiffung und die Verteilung in Deutschland auf. Ein gutes Drittel wird nötig für die Verteilung in Deutschland und etwas weniger als zweidrittel für den Transport nach Deutschland.

Der Transport in deutschen Netzen und bis zum Endkunden belastet das Stromnetz mit 218 TWh/a (s.o.).

Kostenanteile Vertrieb

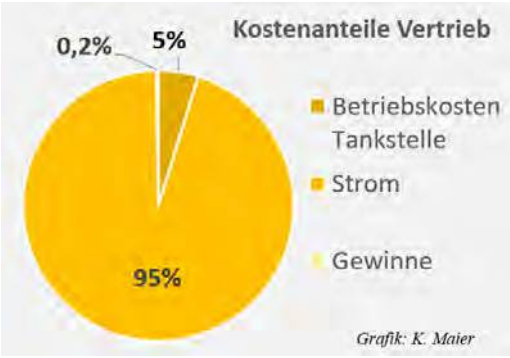


Abb. 7-5 Vertriebskostenanteile

In der Modellrechnung werden nur 50% des genutzten Wasserstoffs über Tankstellen verkauft.

Obwohl die H_2-Tankstellen mit ca. 1 Mill. € sehr teuer sind, ist dieser Kostenanteil gering. Fast die gesamten Kosten resultieren aus der Stromrechnung.

Diese Tankstellen belasten das deutsche Stromnetz mit 86 TWh/a (s.o.).

Kaum beachtet wurde bisher, dass der importierte Wasserstoff, der hier keinen Elektrolysestrom erfordert, trotzdem erheblichen Strom benötigt, bis dieser Energieträger beim Nutzer ankommt.

Insgesamt fordert die Wasserstoffversorgung trotz vollständigem Import einen
zusätzlichen, gesicherten Strombedarf von 218 TWh/a
auf Basis der Annahmen in der Modellrechnung.

7.2 Szenario 2: 10 Mill. Tonnen H_2 werden in Deutschland produziert

Was wäre, wenn 10 Mill. t Wasserstoff in Deutschland produziert würde? Es wären etwa 4 Mill. t mehr als die Bundesregierung angekündigt hat, aber weniger als 1/3 des hier ermittelten Bedarfs.

Kennwerte	Fall: 10 Mill. tH2 in Deutschland hergestellt			
52,0 MWh/t_{H2} Herstellung	*Strom*	5,71 €/kg Herstellkosten	0,171 €/kWh	*Teilkosten*
572,3 TWh Strom für Herstellung in Deutschland		0,00 €/kg Transport bis Deutschland		
35,5 TWh Strom für Transport in Deutschland	Summe in D:	0,73 €/kg Transport in Deutschland		
24,0 TWh Strom für Tankstellen	**632 TWh**	0,44 €/kg Regionalverteilung		
13,5% Energieverluste Transport in Deutschland	*Verluste*	1,71 €/kg Vertrieb		
2,5% Speicherverluste in Deutschland	Energie	0,73 €/kg Mengenverlustkosten		
13,0% Energieverluste Tankstelle		0,226 €/kWh Industriepreis		*Preise*
50,3% Gesamtwirkungsgrad Strom-> Tankstelle		7,521 €/kg Industriepreis		
Berechnung: K. Maier		**0,280 €/kWh Tankstellenpreis ohne Abgaben und Steuer**		
		9,329 €/kg Tankstellenpreis ohne Abgaben und Steuer		

Abb. 7-6 Modellrechnung: Herstellung von 10 Mio. t_{H2} in Deutschland

Dieses Szenario wurde gerechnet, weil man meinen könnte, einen nennenswerten Anteil im Land produzieren zu können. Das Ergebnis zeigt, dass die dazu nötige Elektroenergie nicht zusätzlich zu den originären Stromverbrauchern und den anderen Substitutionsaufgaben erzeugbar ist.

Abb. 7-7 Preisanteile bei deutscher Herstellung

Durch die reduzierten Transportkosten können die Mehrkosten bei der Herstellung teilweise kompensiert werden. Insgesamt wird auch der Endpreis nur etwas höher.

Natürlich sind auch 10 Mill. t_{H2} in Deutschland nicht produzierbar, da allein hierzu wären etwa 632 TWh/a nötig. Davon wären ca. 60 TWh/a an gesicherter Stromversorgung (wetterunabhängig) für den H_2-Transport nötig.

7.3 Szenario 3: 5 Mill. Tonnen H_2 werden in Deutschland produziert

Wie sieht es mit nur 5 Mio. t H_2 aus? Das ist etwa die Menge, die sich die Bundesregierung vorstellt.

Kennwerte	Fall: 5 Mill. tH2 in Deutschland hergestellt			
52,0 MWh/t_{H2} Herstellung	*Strom*	5,71 €/kg Herstellkosten	0,171 €/kWh	*Teilkosten*
286,2 TWh Strom für Herstellung in Deutschland		0,00 €/kg Transport bis Deutschland		
17,8 TWh Strom für Transport in Deutschland	Summe in D:	1,10 €/kg Transport in Deutschland		
12,0 TWh Strom für Tankstellen	**316 TWh**	0,56 €/kg Regionalverteilung		
13,5% Energieverluste Transport in Deutschland	*Verluste*	1,98 €/kg Vertrieb		
2,5% Speicherverluste in Deutschland	Energie	0,78 €/kg Mengenverlustkosten		
13,0% Energieverluste Tankstelle		0,242 €/kWh Industriepreis		*Preise*
50,3% Gesamtwirkungsgrad Strom-> Tankstelle		8,043 €/kg Industriepreis		
Berechnung: K. Maier		**0,304 €/kWh Tankstellenpreis ohne Abgaben und Steuer**		
		10,132 €/kg Tankstellenpreis ohne Abgaben und Steuer		

Abbildung 7-1 Modellrechnung: Herstellung von 5 Mio. t_{H2} in Deutschland

Wie erwartet, steigt der Preis nochmals, da die gemeinsame, gleiche Infrastruktur mit ihren Kosten auf weniger Wasserstoff verteilt werden muss.

Der Tankstellenpreis liegt bei Produktion in Deutschland von 5 bis 10 Mio. t_{H2}
um 8 bis 9% über dem Importpreis der gleichen Menge.
Dieses Ergebnis ist unerwartet, weil man immer nur die Elektrolysekosten im Fokus hatte.

7.4 Fazit zu Kosten

Die Berechnungen basieren trotz des Detaillierungsgrades nur auf einem vereinfachten Modell. Es zeigt aber die Mengen und deren Anteile. In der Literatur wird z.T. größerer Aufwand getrieben und mehr Details zu Einzelaspekten berücksichtigt. Allerdings sind die von den jeweiligen Autoren unterstellten notwendigen Wasserstoffmengen und andere Parameter deutlich verschieden, so dass diese Aufstellung eine nützliche Ergänzung zum Gesamtbild darstellt.

Die Abschätzung von Kosten bzw. Preisen können in verschiedenen Studien stark voneinander abweichen. So variieren z.B. Kosten zu Pipelines um den Faktor 3.[184]

Die in diesem Papier berechneten Kosten können daher nur einen Eindruck über die Problematik, die Zusammenhänge und die Größenordnungen verschaffen. Sie unterstellen z.T. Technik- und Kostenentwicklungen, die letztlich nur beschränkt vorhersehbar sind. Außerdem basieren sie auf einem Beschaffungs- und einem Transportszenario, das zwar begründbar ist, aber so nicht zwingend eintreten wird.

Die Transportkosten machen etwa ein Drittel der Kosten aus, die der Kunde an der Tankstelle zu bezahlen hat. Insbesondere der Wechsel der Transportmedien hat hier deutlichen Einfluss.

> *Vergleich für 2050:*
> *In der Prognos-Studie [R7] werden H_2-Gestehungskosten 10,8 …17,7 ct/kWh(Hu) angegeben und mit einem Aufschlag von 4 ct/kWh die Bereitstellung beim Endverbraucher. In diesem Papier wurden 9,4 ct/kWh(Hu) für die H_2-Herstellungskosten und 24 ct/kWh(Hu) für den Endverbraucher errechnet.*

Als Gesamtkosten ohne Steuern und Abgaben wurden rund 8 €/kg oder 24 ct/kWh für das Szenario 1 ermittelt. Im Vergleich zu den Energiekosten von Benzin/Diesel von rund 5 bis 6 ct/kWh liegt hier ein Faktor 4 vor. Der Erdgaspreis beim Endkunden liegt heute bei 4,4 ct/kWh und ist damit um den Faktor 5 niedriger.

Wasserstoff als Energieträger hat für den Endverbraucher (ohne Steuern und Abgaben) den 4- bis 5-fach höheren Preis als Benzin, Diesel oder Erdgas.

Herstellung im Deutschland

Die H_2-Herstellung in größeren Mengen kann in Deutschland nicht stattfinden, da die hierzu nötige VEE nicht realisierbar ist (s.o., bzw. →6.1.10).

Auch wird angeführt, dass Wasserstoff im Import wegen der geringen Stromkosten wesentlich günstiger sei. Modellrechnungen können das nicht belegen. Es hat sich gezeigt, dass die Nachteile von höheren Stromkosten und niedrigeren Volllaststunden durch den wegfallenden 6.000-km-Transport (in flüssiger Form) weitgehend ausgeglichen werden. Am Ende sind die Importkosten nur ca. 8 bis 9% niedriger.

Das Wasserstoffauto

Nicht berücksichtigt ist, dass das Wasserstoffauto deutlich teurer in der Anschaffung ist, als die heutigen PKW. Sicher wird der Preis noch fallen, aber es bleibt wegen der aufwendigeren Technik teurer. Auch das sind volkswirtschaftliche Kosten, die hier noch nicht berücksichtigt wurden.

Und wie sieht es mit der Haltbarkeit aus? Ein Dieselmotor arbeitet sicher bis zur Verschrottung nach mehr als 300.000 Kilometer und mehr als 15 Jahren. Das Verhältnis von Anschaffungspreis plus Wartungskosten zu Kilometerleistung ist die entscheidende Kenngröße. Wie sieht das beim Wasserstoffauto mit der teuren und alternden Brennstoffzelle aus? Hier gibt es keine langjährigen Erfahrungen aus der Praxis.

8 Ökonomische Aspekte

Derzeit ist die Erdölförderung mit den Verarbeitungsprozessen (Rohöldestillation) und den daraus resultierenden Produkten (von Flüssiggas, Leichtbenzin, Kerosin, Petroleum, Diesel, Heizöl und Schweröle bis Bitumen und Teer) mit deren Anwendungen ein eingespieltes Mengengeflecht. Die Anteile ergeben sich aus der Zusammensetzung des Rohöls.

Wenn über PtL ein Rohölersatz „E-Crude" produziert wird, dürften auch damit bestimmte Verhältnisse an Endprodukten vorgegeben sein. Es darf unterstellt werden, dass z.B. kein E-Diesel produziert werden kann, ohne dass andere Stoffe anfallen. Wenn diese Nebenprodukte keinen gut bezahlten Absatzmarkt haben, kann (z.B.) Diesel keinen akzeptablen Preis erreichen.

> *Verdeutlichung des Problems*
> *Fiktive Annahme: aus E-Crude lassen sich 30% Diesel gewinnen, dabei fallen 70% anderer Stoffe an, die prinzipiell auch nutzbar wären. So könnte aus einer Einheit E-Crude E-Diesel für 1 €/Liter und die anderen Stoffe für 2€/Liter produziert werden. E-Crude kostet also inkl. Destillation 3 €/Liter (ohne Gewinne). Wenn nun durch sehr großen Bedarf an E-Diesel große Mengen an E-Crude produziert werden müssen, fallen entsprechend hohe Mengen an anderen Stoffen an. Diese Mengen überschwemmen den Markt, und so fällt z.B. deren Preis auf ¼ des ursprünglichen Preises. Damit fehlen 1,5 €/Liter an Einkünften, wodurch der Preis für E-Diesel auf 2,5 €/Liter stiege. E-Diesel würde so um 150% teurer.*

8.1 Ökonomische Aspekte

Fast überall wird berichtet, dass die Gestehungskosten synthetischer Kraftstoffe um ein Vielfaches höher liegen, als die heutiger Kraftstoffe. Wenn von künftiger Wirtschaftlichkeit gesprochen wird, unterstellt man signifikante Fortschritte in der Technik (Effizienz) und Skaleneffekte (Massenproduktion). Hier ist sicher noch einiges möglich. Allerdings wird der energetische Wirkungsgrad der Anlagen durch die Physik begrenzt. Das noch entwickelbare Potenzial wird aber bei Weitem nicht die eklatanten Unterschiede ausgleichen können.

Wenn von der „Konkurrenzfähigkeit" der künftigen, CO_2-freien Produkte gesprochen wird, bedeutet dies, dass das heutige Produkt über künstliche Verteuerung (CO_2-Steuer) in die Konkurrenzlosigkeit getrieben wird.

Unter ökonomischen Aspekten ist die Kostendifferenz zwischen dem klimaneutralen Produkt und dem heutigen, kostengünstigeren Produkt entscheidend. Diese Kostendifferenz nennt man die CO_2-Vermeidungskosten für dieses Produkt (oder für eine Maßnahme).

Da wir künftig verschiedene klimaneutrale Produkte verwenden müssen, haben wir deren CO_2-Vermeidungskosten zu tragen. Diese wurden in verschiedenen Studien schon mit mehreren Hundert Euro pro vermiedener Tonne CO_2 beziffert. Wenn einige heute schon 100 €/t als extrem belastend (vor allem für Familien mit niedrigen Einkommen) bezeichnen, so sind zu erwartende Kosten von 300 €/t und mehr politisch als sehr problematisch einzuschätzen.

Nun wird von allen Seiten gefordert, und von der Politik angekündigt, dass die Einnahmen aus der noch niedrigen CO_2-Steuer wieder an die Bürger zurückzugegeben sind.

Auch wenn diese Einnahmen den Bürgern zurückgegeben würden (in welcher Art auch immer), so würde das die Mehrkosten der Energiewende nicht finanzieren, sondern nur ein linke-Tasche-rechte-Tasche-Spiel sein. Die CO_2-Abgabe muss schon zu großen Teilen in konkrete, neu zu errichtende Technik fließen. Die Energiewende kostet am Ende daher richtig viel Geld, das volkswirtschaftlich aufgebracht werden muss. Dieses Geld muss zwangsläufig an anderen Stellen fehlen. Von den CO_2-Steuern kann daher nur ein symbolischer Anteil an die Bürger zurückfließen. Die CO_2-Steuer soll zur Quersubventionierung klimaneutraler Produkte und Techniken verwendet werden. Bei erreichter Dekarbonisierung sind diese Einnahmen folgerichtig nicht mehr vorhanden. Dann sind die Vermeidungskosten in

unsrem täglichen Leben angekommen, d.h. Mehrkosten für einen 4-Personenhaushalt von über 10.000 €/a.[185]

Entweder die Politiker verstehen die Zusammenhänge nicht oder sie sind unredlich.

Es muss ganz klar gesagt werden:
Die Energiewende – mit (oder ohne) Wasserstoffwirtschaft – wird das Leben, so wie wir es gewohnt sind, auf Dauer (auch über 2050 hinaus) sehr viel teurer machen.

Die volkswirtschaftlichen Mehrkosten für die Dekarbonisierung werden einige hundert Milliarden[186] Euro pro Jahr betragen.[A]

Man kann darüber streiten, wie diese Lasten verteilt werden, und welche Leistungen des Staates eingeschränkt werden, aber die Kosten sind von uns allen aufzubringen.[B]

8.2 Verteilung der Lasten

Bereits an einer Umstellung des Verkehrs auf Wasserstoff wird deutlich, was dies an volkswirtschaftlichen Kosten bedeutet. Nehmen wir nur den Straßenverkehr mit einem Endenergiebedarf von etwa 250 TWh/a an, der statt mit Benzin und Diesel nun mit Wasserstoff zu decken wäre.

Die Kilowattstunde Wasserstoff ist ca. 4-fach teurer. Bei vollständigem Ersatz von Benzin und Diesel würde 60 Mrd.€/a[187] Treibstoffkosten anfallen und damit 45 Mrd.€ pro Jahr mehr. Diese Kosten müssen von allen auf irgendeine Weise erbracht werden. In diesem Gedankenmodell könnten keine CO_2-Kosten mehr erhoben werden, weil kein CO_2 mehr im Straßenverkehr anfällt. Eine Rückgabe von vom Staat vereinnahmten CO_2-Steuern ist aus diesem Sektor nicht möglich, um die Mehrkosten von 45 Mrd.€/a zu reduzieren. Bei gleichem Verkehrswunsch bzw. gleichen Verkehrsnotwendigkeiten zahlen die Fahrer diese Mehrkosten.

Entsprechendes gilt für andere H_2-Anwendungen. Insgesamt wurde ein Bedarf von rund 36 Mill. t_{H2}/a ermittelt, die grob überschlagen volkswirtschaftliche Mehrkosten von etwa 216 Mrd.€[188] pro Jahr ausmachen, was etwa 10.300€/a für einen 4-Personenhaushalt entspricht – und das nur für Wasserstoff.

Diese rund 200 Mrd.€ pro Jahr gehen der Gesellschaft verloren, die durch Minderausgaben des Staates, durch höhere Steuern und/oder durch höhere Verbrauchspreise der Bürger auszugleichen sind.

Wie diese immensen Lasten zu verteilen und zu begründen sind, ist Aufgabe der Politik.

Eine „Rückgabe der CO_2-Bepreisung“ an die Bürger kann mehr oder weniger gerecht erfolgen, die volkswirtschaftlichen Mehrkosten werden damit aber nicht beglichen.

Noch wird von vielen das so verstanden, dass man mit der CO2-Bepreisung die Kosten der Energiewende bezahlen könne.

Die eingeführte CO_2-Bepreisung, der Zertifikatehandel oder Ähnliches erzeugen nur den Druck, auf kostspieligere Lösungen auszuweichen, sowie Verzicht auf Energieverbrauch und Annehmlichkeiten hinzunehmen.

[A] Etwas weniger oder mehr als der heutige Bundeshaushalt

[B] Dabei werden die Leistungsträger die höchste Last tragen müssen. Aber alle anderen werden ebenfalls betroffen sein, z.B. durch reduzierte staatliche Leistungen.

8.3 Wettbewerbsfähigkeit

Ohne Zweifel werden im Welthandel viele Staaten aus unterschiedlichen Gründen solche Belastungen ihrer Wirtschaft nicht haben, so dass deren Produkte, die von der Qualität her mithalten können, klar im Vorteil sein werden. Da in der Bundesrepublik gravierende Produktionsmehrkosten anfallen werden, resultierten daraus mögliche Konsequenzen:

8.3.1 Carbon-Leakage

Firmen verlagern ihre Produktionsstandorte, sodass Arbeitsplätze verloren gehen. Dies wiederum hat zur Folge, dass daraus Mehrkosten für Arbeitslosigkeit und zusätzlich weniger Steuereinnahmen entstehen, also eine Doppelbelastung des Staatshaushaltes. Zudem wird die allgemeine Zufriedenheit der Bürger beeinträchtigt. Betroffen sind nicht nur wenige Betriebe, es geht letztlich um fast die gesamte Industrie und das produzierende Gewerbe, weil eben fast alles an verlässlicher und günstiger Energieversorgung hängt.

Das Ausmaß und die Geschwindigkeit dieser Vorgänge sind schwer abschätzbar. Produktionsstandorte, die verlagert wurden, kommen langfristig nur zurück, wenn in Deutschland deutlich günstigere Produktionskosten vorherrschen würden, als an den neuen Standorten im Ausland. Das ist selbst langfristig kaum denkbar.

Der volkswirtschaftliche Schaden durch *Carbon-Leakage* und die daraus resultierende Stimmung in der Gesellschaft werden hochproblematisch.

8.3.2 Entlastung von Firmen (EU-ETS)

Im Rahmen des EU-ETS (EU Emissions Trading System) gibt es Wirtschaftsbereiche, die derzeit kostenlose CO_2-Zertifikate erhalten. Diese entlasten die Unternehmen, die noch für viel CO_2 verantwortlich sind und das nicht kurzfristig abstellen können. Das entlastet deren Produktkosten und nutzt sowohl dem Export, wie auch dem EU-internen Handel. Diese Option kann natürlich keine Lösung für die CO_2-freie Zukunft sein, weil damit weiterhin CO_2 emittiert wird.

8.3.3 Importsteuern

Die EU könnte sich entschließen, Einfuhrsteuern auf Güter zu erheben, die nicht unter unseren Energiewendebedingungen produziert wurden. Damit würden die Firmen entlastet, die Produkte innerhalb der EU verkaufen. Für Produkte, die exportiert werden, greift das nicht. Diese müssen sich den Preisen auf dem Weltmarkt stellen und könnten nur noch mit Staaten konkurrieren, die ein vergleichbares CO_2-Vermeidungsprogramm durchsetzen. Damit fallen all die übrigen Staaten als Absatzmärkte aus, die kein oder ein weniger rigoroses Vermeidungsprogramm anwenden.

Weniger Export bedeutet weniger Arbeitsplätze, mehr Sozialausgaben und weniger Steuern (s.o.).

Ein damit verbundener Nachteil ist der reduzierte Handel mit Staaten ohne hohe CO_2-Belastungen. Diese haben, da sie weniger in die EU importieren, weniger Mittel, aus der EU Waren zu kaufen. Der Handel geht auf beiden Seiten zurück und damit der Wohlstand der Bürger der beteiligten Länder.

8.3.4 Exportsubvention

Die EU könnte sich daher entschließen, für Produkte, die CO_2-frei produziert wurden, einen Anteil der Kosten als Exportsubvention zu zahlen. Das könnte – es kommt auf die Höhe an – für die Firmen den Nachteil kompensieren. Damit könnte der *Carbon Leakage*-Effekt, d.h. Abwanderung von Firmen, neutralisiert werden. Wo kommen aber die Mittel für diese Exportsubventionen her? Auch hier muss im Zweifel der Steuerzahler für die Kosten aufkommen.

Eine Abschätzung ergab einen Kostenaufwand von grob 100 Mrd.€/a[189], um die CO_2-Mehrkosten zu kompensieren, die den Export von deutschen Produkten in das EU-Ausland betreffen. Diese Summe

wäre in und für Deutschland z.B. aus Steuermitteln aufzuwenden. Der Bundeshaushalt umfasst derzeit rund 360 Mrd.€/a.

Die Kosten, um Carbon-Leakage zu kompensieren, werden die Gesellschaft in einem Maße belasten, welches sich die Wenigsten heute vorstellen können.

8.4 Wie viele Konzepte?

Grundsätzlich gibt es Einsatzmöglichkeiten für CO_2-neutrale Energieträger. Es sieht so aus, als ob man für jede Anwendung die optimale verwenden will. Diese Vielfalt aber verteuert die Gesamtkosten. So müssen mehrere Infrastrukturen aufgebaut und unterhalten werden.

Das war gerade der Vorteil im Verkehr und für mechanische Antriebe: es gab praktisch nur die Kraftstoffe (Benzin/Diesel/Kerosin) und natürlich Strom als Endenergie. Deren Einsatzfelder und Infrastrukturen haben sich auf natürliche Weise, ohne staatliche Lenkung und ohne Subventionen entwickelt.

Nun könnten es die Endenergien werden:

- Strom
- Wasserstoff
- Methan
- Methanol
- Ammoniak
- E-Fuels

sowie Infrastrukturen für:

- Wasserstoff
- Ladepunkte
- Oberleitungen
- Kraftstoffe (für E-Fuels)

Werden auch E-Fuels künftig eingesetzt, ist auch die Infrastruktur von Benzin/Diesel auf Dauer zu erhalten. Damit nimmt jeder Energieträger den anderen etwas an Markt ab, sodass jeder Energieträger dazu beiträgt, die anderen Anwendungen zu verteuern. Die Energiezukunft sieht sehr komplex aus →13.2.2.

Ein bisschen von allem wäre volkswirtschaftlich kostenträchtiger, ineffizient und damit eine unkluge Lösung.

9 Politische Aspekte

Die Entscheidung zur Wasserstoffwirtschaft war eine Entscheidung der Politik – keine natürliche Entwicklung, die sich durch Technik, Kundennutzen und Preisen ergeben hat.

Auf Anraten vieler Wissenschaftler und da der Fortschritt des Projektes Energiewende auf zunehmende Probleme stieß, wurde die *Nationale Wasserstoffstrategie* (→Kapitel 10) ausgerufen.

Die demokratisch legitimierten Politiker in der Regierung haben die Aufgabe, durch Gesetze den Rahmen zu setzen, damit sich Gesellschaft und Wirtschaft freiheitlich zu Wohlstand entwickeln kann. Dazu darf keiner übermäßig belastet oder eingeschränkt werden. Letztlich geht es darum, einen Konsens für das Zusammenleben zu finden.

9.1 Auswirkungen auf die Menschen

Das Großprojekt Energiewende im Allgemeinen und die Wasserstoffwirtschaft im Besonderen wirkt in das komplexe, gewachsene Geflecht von Interessen aller beteiligten Personen und Institutionen ein.

So soll der Klimaschutz durch die Energiewende die Menschen vor prophezeitem, künftigem Unheil bewahren. Dies bedeutet aber, dass es kein „Weiter so“ gibt. Es bedeutet, dass von den Menschen in mancherlei Hinsicht viel abverlangt werden wird. Retten lassen will sich jeder gerne, aber inwieweit ist der Einzelne bereit, dafür auf Wohlstand und Annehmlichkeiten zu verzichten?

Daher wird immer häufiger betont, dass die Menschen auf die Zukunft vorbereitet werden müssen, damit die Einschnitte nicht zu plötzlich kommen. Bereits heute gibt es Widerstände, wenn neue, sehr hohe Windräder in Wäldern, Schutzgebieten, nahe Naturschönheiten oder auch nahe an Wohnhäuser errichtet werden sollen. Etwa 1.000 Bürgerinitiativen gegen den Ausbau der Windkraftanlagen sind aktiv. Mittlerweile sind auch Bewohner im Norden Deutschlands, die einst für die Energiewende waren und nun entsetzt sind, angesichts der entstandenen *„Wälder aus Windrädern“*. Aber auch neue Pumpspeicherkraftwerke, die man als Stromspeicher gut gebrauchen könnte, sind praktisch nicht mehr durchsetzbar.

Die Vereine und Naturschutzorganisationen sind gespalten. Einerseits sehen sie im Klimaschutz auch einen Teilaspekt des Naturschutzes, andererseits können sie die Folgen des nötigen, massiven VEE-Ausbaus nicht übersehen. Diesen Zwiespalt treibt so manchen um.

Die weit verbreitete Haltung lautet:

„Energiewende ja, aber nicht so!“

Und die Kritik ist einfach: „Die Energiewende ist schlecht gemacht“.

Aber liest man die vielen Studien, die vorschlagen, wie die Energiewende umzusetzen sei, so werden die folgenden zentralen Punkte deutlich:

Ausbau VEE

Der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik muss noch auf ein Vielfaches (weit mehr als das Vierfache)[A] gesteigert werden.

Kosten

Die Kosten des EEG mit heute ca. 30 Mrd.€/a sind nur der Anfang der volkswirtschaftlichen Belastung. Allein die Wasserstoffwirtschaft könnte rund 200 Mrd.€ an Mehrkosten jedes Jahr bedeuten.

[A] Der Autor hat in seinem Buch [R13] mehr als das 10-Fache berechnet.

Komfort, Wohlstand

Einbußen in der Bequemlichkeit, Einschränkungen und Verzicht auf Komfort, den man sich nicht mehr leisten wird können, sind die natürliche Folge. Die Mehrkosten für die Haushalte bedeutet für viele eine neue Form der Verarmung. Wohlhabende können sich auch den 4-fachen Kraftstoffpreis leisten. Es droht eine gefährliche Spaltung der Gesellschaft, verursacht durch die Maßnahmen der Energiewende.

Wie damit umgehen?

Dies alles sind politische Aspekte. Wie wird die Regierung ihre Maßnahmen und deren Konsequenzen vermitteln und für ihren weiteren Kurs werben?

Wie kann die Akzeptanz für das Energiewendeprojekt erhalten werden?
Das Projekt ist nur mit den Menschen und nicht gegen die große Masse durchzuhalten.

Im Laufe der nächsten 10 Jahre wird sich zeigen, ob das Großprojekt Energiewende durchgehalten werden kann, d.h. ob die Menschen weiter mitmachen werden.

9.2 Staatliche Steuerung zu nutzender Technik

Die Bundesregierung und die Europäische Union haben konkrete Ziele und Pläne für die Energiewendezukunft vorgestellt und den festen politischen Willen damit bekundet. Mit der Ankündigung und Freisetzung großer finanzieller Mittel für Forschung und Pilotprojekte in der Wasserstofftechnik ziehen Institute und die Wirtschaft mit, um einerseits von diesen Mitteln zu profitieren[A] und andererseits rechtzeitig den Fuß in der technologischen Zukunft und dem erwarteten Markt zu haben.

Das bedeutet aber nicht, dass die Forscher und Entwickler unisono an die Sinnhaftigkeit der Wasserstofftechnik für die geplanten Anwendungen glauben.[190] Lediglich solche, die schon vor der Festlegung auf Wasserstoff auf andere Lösungen setzten, machen diesen Meinungsschwenk nicht mit.[B]

Zudem stellt sich die Frage, auf wie viele Pferde man setzen soll. Jeder in der Forschung und der Entwicklung aktiv Beteiligte will sein Konzept implementiert sehen und bemüht sich um weitere Forschungsgelder oder Subventionen. Aber es wird zurecht die Forderung erhoben:

> *„Was wir dringend brauchen, ist eine globale Strategie auf einen einzigen Kraftstoff. Parallel die Infrastruktur von Alternativen aufzubauen, das ist Verschwendung von Ressourcen und Zeit."*[191]

Aber geht das wirklich? Wer legt eine globale Strategie fest und wer übernimmt dafür (mit allen Konsequenzen) die Verantwortung?

Viele Landespolitiker[192], Kommunen und Firmen[193] wollen sich mit der gerade angesagten Technik durch Pilotprojekte schmücken. So werden nach einer Welle von E-Bussen nun H_2-Busse angeschafft und Nebenstrecken der Deutschen Bahn mit H_2-Bahnen[194] ausgestattet. Die Verschwendung an elektrischer Energie (VEE), die durch die Wasserstoffkette hier (→6.6) dokumentiert wurde, zeigt, dass nichts davon sinnvoll ist.

Techniken müssen sich auf natürlichem Wege entwickeln, bewähren und schließlich durchsetzen, anderenfalls verschwinden sie wieder. Sehen Unternehmen Potenzial in einer neuen Technik, investieren sie in jene und sind entweder erfolgreich oder müssen feststellen, dass die Umsetzbarkeit und die Nutzungsbedingungen nicht befriedigend sind. Dann werden Investitionen in diese Idee eingestellt. Ein anderes Unternehmen kann mit einem anderen oder modifizierten Konzept mehr Erfolg haben und

[A] Viele Forschungseinrichtungen und Universitäten sind auf solche Mittel angewiesen.

[B] Etwa Prof. Quaschning, der von der H_2-Technik nichts hält und vor der H_2-Initiative der Bundesregierung auf weitgehende elektrische Lösungen gesetzt hat.

wird zum Marktführer. Das ist ein dynamischer Vorgang, der je nach Erfolg oder Misserfolg flexibel die Richtung ändern kann, ohne dass es negative volkswirtschaftliche Folgen hat.

Wenn aber der Staat oder eine größere Einheit, wie die EU, das Ruder in die Hand nimmt, so ist dieser Riesendampfer sehr unbeweglich in der Navigation – keine gute Voraussetzung für ein erfolgreiches Produkt und eine Infrastrukturentwicklung. Zeichnet sich ab, dass die Erwartungen stark verfehlt werden, ist der Kurs nur sehr träge zu ändern. Hinzu kommt, dass den Lenkern ein Gesichtsverlust droht.

Müsste aus der Haltung zu solcher Planwirtschaft nicht folgen, dass

- man die Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren,
- die zugehörige Infrastruktur für die Kraftstoffe,
- die PCs mit Internet und
- die Handys mit den Mobilfunknetzen

besser planwirtschaftlich hätte initiieren und steuern müssen? Warum hatte die Entwicklung trotzdem erfolgreich stattgefunden? Und warum sind alle groß angelegten, staatlichen, planwirtschaftlichen Versuche gescheitert?

Techniken, deren Zeit reif ist, setzt sich erfolgreich
– ohne planwirtschaftliche Steuerung – durch.

10 Die Nationale Wasserstoffstrategie

Die nationale Wasserstoffstrategie wurde im Juni 2020 von der Bundesregierung bekanntgegeben [R3]. Dort heißt es:

> *„Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) schafft die Bundesregierung einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen.“*[195]

Sie drückt damit den starken politischen Willen aus, im Rahmen der Energiewende und der Sektorkopplung nicht nur versuchshalber, sondern festgelegt auf die Wasserstoffwirtschaft zu setzen. Es wird dargelegt, dass dies nicht nur vernünftig, sondern auch unausweichlich nötig sei.

> *Die Grundlage ist, dass die Klimakatastrophe drohe, weil der Mensch den CO_2-Gehalt der Luft ständig erhöht. Dabei ist die globale, anthropogen verursachte Erwärmung und die daraus behauptete Katastrophenlage aus wissenschaftlicher Sicht alles andere als gesichert und quantifiziert (→13.2.12).*

Im Rahmen dieses Papiers muss man sich mit den Inhalten, Annahmen und Zielsetzungen der Wasserstoffstrategie auseinandersetzen.

10.1 Zielsetzung, Annahmen

Dass die Zielsetzung *„Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit mit innovativem und intelligentem Klimaschutz“* erreichbar ist, wird als unverrückbar vorausgesetzt, sodass kein Beleg nötig sei.

Dabei wird auf den europäischen H_2-Markt gesetzt, schließlich wurde im September 2018 gemeinsam mit der Europäischen Kommission und 27 europäischen Staaten eine europäische Wasserstoffinitiative beschlossen. Durch die Zusammenarbeit und das große Markvolumen soll der Wasserstoff wettbewerbsfähig gemacht werden.

> *Dies wird erst dadurch ermöglicht, indem die Konkurrenz, die fossilen Energieträger, über CO_2-Steuer und Reglementierungen behindert und verteuert werden, also der Wettbewerb grob verfälscht wird.*

Da das Endziel des Einsatzes von ausschließlich grünem Wasserstoff so schnell nicht zu erreichen ist, wird im Rahmen der H_2-Farbenlehre (→5.1) über Zwischenlösungen diskutiert.

> *In diesem Papier spielen Zwischenlösungen keine Rolle, da die Konsequenzen des Endzustandes mit grünem Wasserstoff zu untersuchen sind.*

In dem Wasserstoffstrategiepapier wird nicht nur die Nutzung des reinen Wasserstoffs als Energieträger propagiert, sondern dieser auch als Ausgangsprodukt für PtX bzw. für leichter handhabbare Energieträger wie Ammoniak, Methanol oder LOHC, genannt.

10.2 Aussagen des Strategiepapiers

Folgende, ausgewählte Aussagen werden in dem Dokument gemacht, die in *grau kommentiert* werden:

- Insgesamt geht es im Zeitbereich 2006-2026 um Fördermittel von beachtlichen 13,2 Mrd.€.

  > *Das ist eine außergewöhnlich hohe Summe, mit der die Bundesregierung ihre technologische Entscheidung betont. Die Verteilung solch hoher Summen an viele Institute und Firmen bringt natürlich eine Menge von Fachartikeln hervor, die die Potenziale von Wasserstoff oder seinen Anwendungen unterstreichen. Lösungen von Problemen, die durch die Energiewende erst nötig werden, werden auch präsentiert. Fast immer steht am Ende, dass sich das alles nur am Markt behaupten wird, wenn dies mit Subventionen, begleitenden Gesetzen und weiteren Forschungsförderungen unterstützt wird.*

- Es wird anerkannt, dass die große Menge an H_2 nicht vollständig in Deutschland produzierbar ist, aber für eine nachhaltige Energiewende sei eine inländische Wasserstoffproduktion und

Wasserstoffverwendung – ein „Heimatmarkt" – unverzichtbar. Hierzu sollen bis zum Jahr 2030 in Deutschland Erzeugungsanlagen von bis zu 5 GW installierter Gesamtleistung einschließlich, der dafür erforderlichen Offshore- und Onshore-Energiegewinnungsanlagen, entstehen. Dies entspräche einer grünen Wasserstoffproduktion von bis zu 14 TWh_{H2} (0,42 Mio.t_{H2}) und einer benötigten, erneuerbaren Strommenge von bis zu 20 TWh.

Natürlich kann man diese Offshore- und Onshore-Anlagen bauen und für die H_2-Produktion benutzen. Dann können diese Anlagen aber nicht gleichzeitig für die Stromversorgung verwendet werden, was angesichts des immer wieder geforderten zu geringen VEE-Ausbaus nötig wäre.

Die genannten 14 TWh unterstellen Volllaststunden der VEE von über 4.300, was mehr als das Doppelte der heutigen Realität ist.

- Deutschland habe aber längerfristig auch Teile des Wärmemarkts im Blick.

H_2 für Wärme im Gebäudebereich einzusetzen (Niedertemperaturwärme), wäre pure Energieverschwendung. Aber gerade im Gebäudebereich werden fast 70% der Wärme erzeugt.

- Die Bundesregierung sieht bis 2030 einen Wasserstoffbedarf von ca. 90 bis 110 TWh d.h. 2,7 bis 3,3 Mio. t_{H2}.

Wasserstoff ist immer zusätzlich zum originären Strombedarf zu sehen. 100 TWh_{H2}/a (3 Mill. t/a) erfordern mindestens 155 TWh/a VEE, für die reine Erzeugung. Dies wiederrum bedeutet den VEE-Ausbau um 80 bis 100 GW[A] nur für die H_2-Produktion zu steigern. Bis Dez. 2020 hatten wir 116 GW VEE-Ausbau.

- Für den Zeitraum bis 2035 sollen nach Möglichkeit weitere 5 GW Elektrolyseleistung zugebaut werden, spätestens bis 2040. Der Rest muss Importiert werden.

Bis spätestens 2040 hätten wir nach diesen Plänen eine eigene Wasserstoffproduktion von 28 TWh_{H2}/a (0,84 Mio.t_{H2}). Das sind nach den Abschätzungen (→6.1.10) in diesem Papier nur 2,3% des tatsächlichen Bedarfes.

- Die EU insgesamt verfüge über einige ertragreiche Standorte für Strom aus Erneuerbaren Energien.

Das mag wohl so sein. Aber die anderen Länder müssen sich zunächst selbst versorgen. Für den Export von eventuellen Überschüssen gibt es nicht nur Deutschland als Zielland.

- Szenarien mit 95% THG-Reduktion ließen einen Verbrauch von strombasierten Energieträgern in Größenordnungen zwischen 110 TWh und rund 380 TWh in 2050 erwarten.

Dieser Wert ist, gemessen an der Abschätzung für Deutschland (≈1.200 TWh_{H2}) in diesem Papier (→6.1.10), um den Faktor 3 bis 11 zu gering. Welche Annahmen dem zugrunde lagen, wurde nicht geprüft. Auf der anderen Seite (→ 13.2.1) wird von über 40 Mill. t_{H2} Import gesprochen, was über 2.000 TWh_{el} bedeutet.

- Man will Partnerländern Techniken und maßgeschneiderte Lösungen anbieten. Dadurch würden Beschäftigungseffekte in Deutschland und in unseren Partnerländern erzeugt.

Das kann man so machen. Beschäftigungseffekte wird es geben. Wer hat aber diese gegen die volkswirtschaftlichen Kosten, die die Energiewende verursacht, und die Arbeitsplätze, die z.B. in der Automobilindustrie verloren gehen, gegengerechnet?

- *„Insbesondere für den internationalen Handel gelten auch der Transport von Wasserstoff in Form von PtX-Folgeprodukten oder gebunden an LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) als wichtige Optionen."*

[A] Es gilt die Faustformel: 1 GW VEE entspricht 1,5 TWh/a, zukünftig vielleicht 2 TWh/a.

Zu LOHC gibt es Informationen in den Kapiteln 5.6.1 und 6.5.3, die die erheblichen Nachteile offenlegen. PtL hat einen sehr schlechten Gesamtwirkungsgrad von nur 12% (→6.6).

- Sowohl im Luft-, als auch im Seeverkehr, sind für die Dekarbonisierung klimaneutrale, synthetische Kraftstoffe erforderlich.

Das Erfordernis von annähernd gleichwertigen Kraftstoffen, wie sie heute verwendet werden (Kerosin, Diesel oder Gas) ist offensichtlich. Wenn man Klimaschutz betrieben will, müssen diese natürlich klimaneutral sein.

10.3 Optimismus

Das Wasserstoffstrategiepapier ist ein Marketing-Papier, spricht immer wieder von den Chancen und ist durchgängig von Zukunftsoptimismus geprägt. Wenn von Methanol- und Ammoniaktankschiffen gesprochen wird, läuft das unter dem Motto *„Shipping the sunshine"*.

Auch Grundwahrheiten wie *„Globale Kooperationen als Chance begreifen"* sind Bestandteil.

Problembereiche der H_2-Technik werden als Potenzial dargestellt, indem auf *„europäisch vernetzte Mess- und Qualitätsinfrastruktur sowie Metrologie*[A] *und physikalisch-chemische Sicherheitstechnik"* als neue Geschäftsfelder verwiesen und gesetzt wird.

Günstige Annahmen werden gemacht, wenn z.B. von 4.000 Volllaststunden bei VEE die Rede ist. Ohne Prüfung auf Eignung wird vom *„verzweigten Erdgasnetz und den angeschlossenen Gasspeichern über eine gut ausgebaute Infrastruktur für Gase"* gesprochen (siehe hierzu 6.4.2), als ob dies eine eigene Wasserstoffinfrastruktur überflüssig machen würde.

Das Erdgasnetz zur Versorgung von Einrichtungen, die für Jahrzehnte ausgelegt sind, wird noch lange Erdgas oder alternativ synthetisches Methan transportieren müssen. Die Beimischung von H_2 ist nur bis ca. 2 Volumenprozent zulässig.

Da die Energiewende erhebliche Belastungen der Bürger bedeutet, wird auf die Beteiligung aller in einem Dialog gesetzt:

> *„Gemeinsam mit Wirtschaft, Wissenschaft sowie den Bürgerinnen und Bürgern werden wir Wege erarbeiten, wie die Energiewende mit einem Beitrag von Wasserstoff gelingen kann. Die notwendigen Transformationsprozesse werden wir mit Dialogprozessen begleiten und – wo nötig – die Stakeholder unterstützen."*

10.4 Governance

Die Energiewende, und damit auch die Wasserstoffwirtschaft, ist ein Generationenprojekt. Hier setzt die Bundesregierung und die EU auf einen *guten* Plan. Dieser muss, wie es in der Planwirtschaft üblich ist, von staatlich eingerichteten Stellen überwacht und gelenkt werden:

> *„Zur Überwachung der Umsetzung und Weiterentwicklung der Strategie wird eine flexible und ergebnisorientierte Governance-Struktur ins Leben gerufen. […]*
>
> *Die Bundesregierung beruft einen Nationalen Wasserstoffrat. Der Rat besteht aus 26 hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft, die nicht Teil der öffentlichen Verwaltung sind. […]*
>
> *Aufgabe des Nationalen Wasserstoffrats ist es, den Staatssekretärsausschuss durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie zu beraten und zu unterstützen." usw.*

[A] Wissenschaft des Messens

Die Bürokratie dargestellt, wie es Abb. 10-1 zeigt.

Abb. 10-1 Verwaltungs- und Planungsstruktur, wie sie die Bundesregierung vorsieht

> *„Neben dem Wasserstoffrat richtet die Bundesregierung eine Leitstelle Wasserstoff ein. Im Auftrag der Bundesregierung unterstützt das Sekretariat der Leitstelle die Ressorts bei der Umsetzung der NWS sowie den Wasserstoffrat bei der Koordinierung und Formulierung von Handlungsempfehlungen. […] wird die Bundesregierung zeitnah ein geeignetes Plattform-Format einrichten (z. B. Einrichtung eines Bund-Länder-Arbeitskreises „Wasserstoff“) und sicherstellen, dass die Länder über die Aktivitäten des Wasserstoffrates informiert sind.“*

Man kann sich ungefähr vorstellen, welche Bürokratie aufgebaut wird.

> *Wird diese Wirtschaftsplanung ebenso ineffizient, unrealistisch und wenig weitschauend sein, wie es die Planung der Energiewende (EE-Gesetz) bis heute war?*
>
> *Man fragt sich wie eine funktionierende Ölindustrie und ein effizientes Verkehrssystem (zu Land, zu Wasser und zu Luft) national und weltweit entstehen konnte, ohne dass dies zentral geplant und mit großen Summen gefördert wurde?*

10.5 Realistisch?

Die Dokumentation der *Nationalen Wasserstoffstrategie* beschreibt auf 30 Seiten die Ziele, die verfolgt werden, nennt Annahmen und macht z.T. konkrete Aussagen. Auf den letzten 11 Seiten stehen 37 Maßnahmen, die im Text davor weitgehend bereits enthalten sind.

Das Papier strahlt Zuversicht aus, dass mit Wasserstoff, der zentralen Planung und Steuerung die Energiewende zu schaffen sei. Es wird auf die erwarteten Erfolge der Wissenschaft und der Technik gesetzt, obwohl die vielen, wissenschaftlichen Papiere, die bisher in die Öffentlichkeit gelangt sind, kein einheitliches Bild einer „besten Lösung“ vermitteln. Deren Konzepte und quantitativen Vorschläge weichen z.T. stark voneinander ab. Faktoren größer zwei und drei sind nicht selten.

Gemessen an den Ergebnissen in diesem Papier sind die quantitativen Vorstellungen der Wasserstoffstrategie deutlich niedriger.

Der Autor dieses Papiers hält die angestrebten Ziele weder für sinnvoll, noch für erreichbar.

11 Kommentierung des Gesetzentwurfs

Auf Basis der bis hier erfolgten Ausführungen ist der Gesetzentwurf der FDP-Fraktion zu bewerten.

Dazu werden Zitate gebracht, die wie hier formatiert sind.

Die Kommentierung erfolgt grau hinterlegt.

11.1 Einleitender Text

Der Gesetzentwurf wird eingeleitet mit der Darstellung der durch die EU und die Bundesregierung beschlossenen Klimaziele. Weiter wird auf das Bundesverfassungsgericht mit seinem Beschluss vom 24. März 2021 verwiesen, das eine Konkretisierung der Klimagesetze der Bundesregierung bis 2022 vorgibt und dies mit der Generationengerechtigkeit begründet. Schon kurz nach dem Beschluss hat die Bundesregierung gehandelt und die Gesetze nachgebessert.

Dann wird auf die Zielsetzung der Landesregierung eingegangen und festgestellt, dass *„eine drastische Beschleunigung der Treibhausgasminderungen zwingend notwendig sei“*. Und: *„Ohne größere Anstrengungen und eine Neuausrichtung der hessischen Energie- und Klimapolitik diese an den vorgebeben und selbstgesteckten Zielen scheitern wird.“*

Schließlich wird gefordert, dass die hessischen Unternehmen Perspektiven brauchen, um die Klimaschutzanforderungen umsetzen zu können und um von Wachstums- und Entwicklungsperspektiven profitieren zu können.

11.2 Lösungsvorschläge

„Wasserstoff ist ein universell einsetzbarer Energieträger, der eine sichere, wirtschaftliche, technologieoffene und klimaneutrale Energieversorgung ermöglicht. Wasserstoff kann in allen Sektoren, der Wärmeerzeugung, im Verkehr, der Industrie und Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden und ermöglicht damit in besonderem Maße Wirkungsgrad- und Effizienzgewinne.“

Der Gesetzentwurf übernimmt die Meinung der EU, dass der klimafreundlich erzeugte Wasserstoff als Schlüsselfaktor einzusetzen ist. Über die Universalität und die Technikoffenheit dieses Energieträgers kann man unterschiedlicher Meinung sein, aber eine wirtschaftliche Energieversorgung ist er sicher nicht. Hier dann noch von Wirkungsgrad- und Effizienzgewinnen zu sprechen widerspricht klar den Fakten.

„Keines der 62 vom Bund im Rahmen der IPCEI-Förderung vorgesehenen Projekte befindet sich jedoch in Hessen. […] Das Land Hessen muss hessische Unternehmen, Kommunen und wissenschaftlichen Einrichtungen bei der Nutzung und Verbreitung klimafreundlicher Wasserstofftechnologien deutlich stärker unterstützen.“

Der Gesetzentwurf zielt darauf ab, dass Hessen mehr von den Geldern profitiert, was verständlich und im Interesse der hessischen Wirtschaft ist. Das wird u.a. damit begründet, dass eine hessische „Wasserstoffstrategie“ zu erstellen sei, die der Gesetzentwurf beschreibt.

„Neben der Nutzung als Energieträger für lokal emissionsfreie Antriebe für Personenkraftwagen, Lastkraftwagen, Busse und Schienenfahrzeuge mit Hilfe der Brennstoffzellentechnologie kann Wasserstoff auch als Basis für die Erzeugung klimaneutraler Treibstoffe (E-Fuels) eingesetzt werden. Ohne E-Fuels ist es nach Stand der Technik nicht möglich, den Luftverkehr klimaneutral umzurüsten.“

Um einige Mängel der batteriegestützten E-Mobilität (z.B. Reichweite) zu beseitigen, kann Wasserstoff in Fahrzeugen (Straße) eingesetzt werden. Für Schienenfahrzeuge sind Oberleitungen mit Abstand die effizientere Lösung. Der Einsatz von E-Fuels für den Luftverkehr hätte durchaus Vorteile gegenüber der Verwendung von Wasserstoff.

„Darüber hinaus ist es nur unter Einbeziehung synthetischer Treibstoffe möglich, die Emissionen des Individualverkehrs schnell und wirksam zu reduzieren, weil selbst bei steigenden Zulassungszahlen alternativer Antriebe die Bestandsflotte an Verbrennungsmotoren (Diesel, Otto) die Verkehrsleistung bis mindestens 2030 dominieren wird."

Dem Antragsteller ist offenbar nicht bewusst, dass synthetische Treibstoffe einen extrem hohen Bedarf an ´erneuerbarem´ Strom benötigen. ***Hier sind vermutlich die Konsequenzen auf den Ausbau von Wind- und PV-Anlagen nicht ansatzweise verstanden. Es widerspricht nämlich der restriktiven Haltung der FDP zur Windenergie in Hessen.***

„Die hessische Wasserstoffstrategie muss Leitlinien für die Sicherung der Versorgung, Verteilung und Anwendung von Wasserstoff beschreiben und die in der europäischen und nationalen Wasserstoffstrategie vorgegebenen Grundsätze für Hessen konkretisieren. Dazu zählen insbesondere die regelmäßige Erfassung, Darstellung und Veröffentlichung regionalisierter Bedarfsprognosen, die Bereitstellung von Informationen auf digitalen Plattformen sowie die Förderung und Unterstützung von Investitionen der öffentlichen Hand und privater Akteure in wasserstoffbasierte Technologien und Infrastruktureinrichtungen. 2

Hier wird der Umfang an Bürokratie, die notwendig ist oder für nötig gehalten wird, für die Unternehmer und die kontrollierende Verwaltung, deutlich.

„Bund und EU setzen auch auf Wasserstoffimporte und sehen in internationalen Kooperationen einen wichtigen Beitrag zur Stärkung von Handelsbeziehungen und der wirtschaftlichen Entwicklungszusammenarbeit. Hessen soll auf nationaler und europäischer Ebene eine aktive, mitgestaltende Rolle einnehmen und hessische Unternehmen, Kommunen, Hochschulen und sonstige Einrichtungen bei ihren Bemühungen um europäische und nationale Fördermittel unterstützen."

Wie die Abschätzung des Mengengerüsts in diesem Papier ergeben hat, ist der am Ende erforderliche Wasserstoff fast ausschließlich zu importieren. Dessen dürften sich weder die Bundesregierung noch die Politiker in Hessen bewusst sein.

„Die Unterstützung und Förderung klimafreundlicher wasserstoffbasierter Technologien führt zu Mehrkosten, die in der Haushaltsplanung abzubilden und vom Landtag zu beschließen sind. Diese Ausgaben schaffen jedoch indirekt neue Wachstums- und Entwicklungschancen für die hessische Wirtschaft, etwa im Maschinen- und Anlagenbau sowie der Automobilwirtschaft und entlasten in der Folge Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen und öffentliche Hand von Zahlungen aufgrund der Inanspruchnahme kostenpflichtiger Emissionszertifikate."

Mehrkosten fallen aber nicht nur für die Landesregierung an, sondern in großem Umfange volkswirtschaftlich, d.h. letztlich für alle. Einige neue Wirtschaftsfelder werden tatsächlich entstehen, aber dafür andere entfallen, die nicht erwähnt werden.
Hier wird die Vermeidung von Strafzahlungen als positiv angeführt, aber nicht erwähnt, dass die CO_2-Vermeidungskosten so oder so von der Gesellschaft getragen werden müssen. Insgesamt geht es in der Energiewende um eine Größenordnung von etwa 300 Mrd.€/a (Deutschland). Die Einführung der Wasserstoffwirtschaft als einen wirtschaftlichen Vorteil zu bezeichnen ist eine Verdrehung der Realität.

„Für den Fall, dass die verbindlichen europäischen Klimaziele 2030 nicht erreicht werden, kommen erhebliche Kosten auf die Mitgliedsstaaten zu. Nach Schätzungen der Agora Energiewende belaufen sich die Mehrkosten für die Bundesrepublik Deutschland auf 30 bis 60 Milliarden Euro, sollte die Geschwindigkeit der Treibhausgasreduzierung in Deutschland nicht deutlich zunehmen."

Der Zwang zum Klimaschutz wird in jedem Falle erhebliche Kosten verursachen, entweder durch die Schutzmaßnahmen selbst oder durch die Strafzahlungen.

„Wasserstoff ist als Energieträger besonders geeignet, die Klimaziele auf ressourcenschonende, wirtschaftliche und naturverträgliche Weise zu erreichen."

Was ist daran wirtschaftlich und naturverträglich?

„Wasserstoffbasierte Anwendungen können treibhausgasfrei, sektorenübergreifend betrieben werden und bieten in besonderer Weise Möglichkeiten, unterschiedlichste Technologien offen zu nutzen, Innovationen anzureizen und durch die Nutzung von Größen- und Verbundvorteilen (Skalen- und Verbundeffekte) Energie wirtschaftlich und effizient zu nutzen."

Hier wird unverständlicherweise von offener, wirtschaftlicher und effizienter Nutzung gesprochen.

„... damit Hessen schneller und erfolgreicher auf dem Weg zur Klimaneutralität vorankommt und die damit verbundenen Chancen für die wirtschaftliche, technologische und wissenschaftliche Entwicklung nutzen kann."

Es wird auf Chancen gehofft und Probleme nicht erwähnt.

11.3 Die Paragrafen

Die einzelnen Bestimmungen des Gesetzentwurfs sind nur folgerichtig und resultieren aus den Annahmen, Behauptungen und Zielen, die in der Einleitung dargelegt wurden.

Abgesehen davon, dass die eine oder andere Formulierung[A] kaum zu interpretieren ist, sind es Bestimmungen, die Verwaltungsvorgänge und Bedingungen zur Förderung beschreiben und sind damit erklärtermaßen nicht Gegenstand dieser Stellungnahme.

11.4 Fazit zum Gesetzentwurf

Der Gesetzentwurf übernimmt die Notwendigkeit des Klimaschutzes, beschwört die Chancen, die der Paradigmenwechsel zur Wasserstoffwirtschaft bietet und blendet die wirtschaftlichen Problembereiche aus. Hierzu gehört, dass nicht deutlich wird, dass es volkswirtschaftlich erhebliche Belastungen bedeutet. Es wird an keiner Stelle die Konsequenz benannt, dass die erwähnten Energieträger (Wasserstoff und E-Fuels), aufgrund der miserablen Wirkungsgrade in der Wandlungskette, einen um Faktoren höheren Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen gegenüber heute bedingen.

[A] Was ist „klimaeffiziente wasserstoffbasierte Technologie" im Zusammenhang mit energetischer Sanierung von Gebäuden?

12 Fazit der Energiewende mit Wasserstoff

Der Gesetzentwurf der FDP-Fraktion im hessischen Landtag, der zur Anhörung ansteht, ist eine nachvollziehbare Reaktion, die von praktisch allen hessischen Parteien[A] so oder so ähnlich hätte formuliert werden können.

Der Gesetzentwurf unterstützt kritiklos die Haltung der Bundesregierung zur Energiewende und auch zur Etablierung der Wasserstoffwirtschaft als Mittel zur Zielerreichung. Er zielt darauf ab, im Rahmen der *Nationalen Wasserstoffstrategie* der Bundesregierung einen angemessenen Anteil an den Förderungen und Vorteilen im Sinne hessischer Interessen zu sichern. Das ist nachvollziehbar und legitim.

Diese Stellungnahme muss aber darüber hinaus die Zielerreichbarkeit der *Nationalen Wasserstoffstrategie* im Kontext der Energiewende bewerten. Würde das nicht geschehen und würden die Ergebnisse den Akteuren nicht bekannt und somit nicht berücksichtigt, so würden sie im guten Glauben an die realisierbaren Ziele für eine bessere Zukunft handeln. Die negativen Folgen für die Volkswirtschaft und damit für die Gesellschaft als Ganzes wären so nicht verhinderbar.

Übergangslösungen

Da klar ist, dass die Mengen an Wasserstoff nicht im Inland und schon gar nicht kurzfristig herstellbar sind. Daher werden Übergangslösungen vorgeschlagen, die diese Problematik umgehen, aber eben nicht im Sinne einer vorgesehenen, grünen Wasserstoffwirtschaft sind. Übergangslösungen mögen Mängel aufweisen, können aber hingenommen werden, wenn die endgültige Lösung die Ansprüche vollständig erfüllt. Dies muss der Maßstab für die Bewertung der eingeschlagenen Wege für das Projekt sein.

Daher wurden in diesem Papier keine Übergangslösungen behandelt,
sondern nur das Projektziel und die vorgeschlagenen Mittel einer kritischen Analyse unterzogen.

Die Möglichkeit CO_2-freien Strom alternativ mit Kernkraft statt mit VEE zu erzeugen, wird nicht behandelt, da in Deutschland der immer noch gültige politische Ausstiegsbeschluss 2011 gefasst wurde.

Wasserstoffnutzung

Die Wasserstofftechnik ist nicht neu, sondern über 100 Jahre alt. Wasserstoff hat sich nur dort etabliert, wo er nötig war (stoffliche Nutzung). Nun soll er auch energetisch genutzt werden.

Die Komponenten dieser Technik sind lange bekannt und enthalten kaum noch Optimierungspotenzial, so dass die Kenntnisse über die technischen und physikalischen Verhältnisse gute Vorhersagen für die Zukunft erlauben. So sind die Energiebeträge in der Herstellungs- und Nutzungskette bekannt, die für eine Beurteilung einer energetischen Anwendung wichtig sind.

Die nötigen Mengen von grünem Wasserstoff sind nur über Elektrolyse sinnvoll herstellbar.

Wasserstoff hat zwar ein spezifisches Gefahrenpotenzial (Explosionsgefahr), das aber durch entsprechende technische Vorschriften und Maßnahmen beherrschbar ist.

Alternative Energieträger

Das große Manko bei Wasserstoff ist die geringe Energiedichte unter Normalbedingungen. Daher wird er für die Speicherung und den Transport entweder unter hohen Druck gesetzt (z.B. 700 bar) oder bei -253°C verflüssigt, was zusätzlichen Energieaufwand erfordert (→5.5). Als Lösung des Problems werden Stoffe diskutiert, die als H_2-Träger bezeichnet werden.

[A] Außer der AfD

So sind die vorgeschlagenen H_2-Träger (LOHC und PowerPaste) zwar unter Normalbedingungen problemlos speicher- und transportierbar, aber bei den vorgesehenen Anwendung im Verkehrsbereich mit inakzeptablen Nachteilen behaftet (→5.6.1, →5.6.2).

Auch andere Ansätze, wie Methanol oder Ammoniak, können nicht überzeugen und liegen nur wenig besser im Systemwirkungsgrad, als die Anwendungen mit Wasserstoff im Verkehrsbereich (→6.6).

E-Fuels, die ebenso Wasserstoff als Grundstoff zur Herstellung benötigen, haben den Vorteil, Ersatz für fossile Kraftstoffe zu sein. So könnte die bestehende Infrastruktur (Tankstellennetz), wie auch die Verbrennungsmotoren heutiger PKW weiter genutzt werden. Leider liegt der Systemwirkungsgrad bei lediglich 12%. Damit benötigen diese Fahrzeuge 6 Mal so viel VEE wie batteriegestützte E-Mobile. Das führt zu einem 6-fach höheren Ausbau der VEE und scheidet schon daher aus, sofern E-Fuels in Deutschland hergestellt werden.

Die entscheidende Erkenntnis lautet:

Wasserstoff im Verkehrssektor hat – in welcher Konstellation auch immer –
bis zur energetischen Nutzung extreme Energieverluste.

Wasserstoff kann man auch zu Methan weiterverarbeitet werden. Dies erfordert zwar zusätzliche Energie (geringerer Systemwirkungsgrad), hat aber den großen Vorteil gegenüber Wasserstoff, direkt und in beliebiger Menge dem Erdgas beimischbar zu sein. Damit kann das Erdgasnetz mit seinen Speichern so wie heute genutzt werden. So könnte, wenn man die Energiewende trotz der Schwierigkeiten weiterverfolgt, ein gleitender Übergang von Erdgas auf synthetisches Methan erfolgen, ohne dass die Endgeräte (z.B. Gaskraftwerke, Hausheizungen) davon betroffen wären (→5.6.3).

Anwendung

Aber auch die Anwendung im Luftverkehr (weltweit ca. 3% des CO_2) kann nicht überzeugen. Da der Luftverkehr einen Energieträger benötigt, der sowohl wenig Volumen, wie auch geringes Gewicht mit hohem Energiegehalt erfordert, ist eine Umstellung auf Wasserstoff mit großen Nachteilen verbunden (→5.7.5).

Wenn die Flugzeugbauer u.a. synthetisches Kerosin vorschlagen, so blenden sie den Energiebedarf sowie die Kosten für Herstellung und Bereitstellung (Import) aus. Für sie würde sich praktisch nichts ändern, und die Kunden hätten die höheren Kosten zu tragen.

Der CO_2-Anteil beim Schiffsverkehr beträgt nur 2,5% der weltweiten Emissionen und die Tonnenkilometerwerte von dieselgetriebenen Schiffen sind konkurrenzlos gut, verglichen mit anderen Transportlösungen. Auch hier soll CO_2 eingespart werden. Keines der vielen Konzepte (Ammoniak, PtM, PtL oder Wasserstoff) kann auch nur annähernd die Vorteile fossiler, leicht zu handhabender und preiswerter Energieträger erreichen (→5.7.6).

Eine weitere, diskutierte Anwendung ist der Stromspeicher. Die Speicherung von Wasserstoff in den Erdgasspeichern ist ungeklärt (Leckage-Verluste), außerdem würden alle bekannten Kavernen Deutschlands nicht ausreichen, um eine Speicherkapazität von 50 TWh_{el} netto auch nur annähernd zu erreichen (→6.5.1).

Für diesen nötigen, saisonalen Stromspeicher bringt Wasserstoff keine neuen, technischen Vorteile. Der Wirkungsgrad dieses Speicherkonzepts liegt bei nur 25%, so dass dreiviertel des eingespeicherten Stroms verloren sind.

Energie, Systemwirkungsgrade

Meist wird nur von den Wirkungsgraden bei der Herstellung gesprochen, etwa bei der Elektrolyse. Wenn man aber die gesamte Kette bis zur Nutzung betrachtet, kommen weitere Verluste durch den Transport hinzu.

Insgesamt fordert die Wasserstoffversorgung trotz vollständigen Imports einen zusätzlichen, gesicherten Strombedarf von ca. 200 TWh/a in Deutschland in der Modellrechnung (→7.1.1).

Würde man weniger als ein Drittel des Wasserstoffs (10 Mill. t) in Deutschland herstellen, so wäre jährlich dafür eine VEE von 570 TWh plus 60 TWh an gesicherter Stromversorgung nötig (zusätzlich zu den originären Stromverbrauchern und den anderen Substitutionen). Der Wasserstoffpreis würde um ca. 18% gegenüber Import steigen (→7.2).

Vergleich mit Kraftstoffen

Der importierte Wasserstoff als Energieträger hat für den Endverbraucher (ohne Steuern und Abgaben) den 4- bis 5-fach höheren Preis als Benzin, Diesel bzw. Erdgas. Der in Deutschland hergestellte Wasserstoff ist nochmal um ca. 15 bis 20% teurer.

Die Energiedichte eines Diesel-Tanks ist im Vergleich zu einem Wasserstofftank im PKW um mehr als das 7,5-Fache höher (→5.7.3).

Das Verstauvolumen von Wasserstoff (700 bar oder flüssig) liegt 5- bis 7-fach über dem von Kraftstoffen. Stellt man Fahrzeuge mit Diesel alternativ Fahrzeugen mit LOHC oder PowerPaste gegenüber, so sind die Nachteile dieser H_2-Träger inakzeptabel hoch, was das zusätzliche Gewicht und das zusätzliche Einbauvolumen betrifft (→5.6.1, →5.6.2).

Infrastruktur

Die Infrastruktur kann in eine deutsche und eine internationale unterschieden werden. Große Entfernungen (z.B. von Afrika oder Australien) werden wohl mit Schiffen und flüssigem Wasserstoff überbrückt werden. Für mittlere Entfernungen von einige hundert Kilometern in Deutschlands (oder der EU) bieten sich Gasnetze an, die mit Drücken von 30 bis 100 bar arbeiten. Der Transport des Wasserstoffs benötigt Energie und bringt Verluste mit sich. Die regionale Verteilung könnte mit Wasserstoffnetzen oder alternativ mit LKW bis zu den Tankstellen erfolgen.

Ein Wasserstoffnetz aufzubauen, das zudem noch EU-weit vernetzt sein soll, ist ein Generationenprojekt. Eine Verwendung des Erdgasnetzes kann bis auf kurze, einzelne Leitungsabschnitte ausgeschlossen werden. Damit muss eine neue, zusätzliche Infrastruktur aufgebaut werden, deren Investitionen im mittleren dreistelligen Milliardenbereich liegt (→6.4.3).

Das Mengengerüst

Die nötige Wasserstoffmenge wurde in diesem Papier mit etwa bei 36 Mill. t pro Jahr ermittelt (→7.1). Das ist 5 bis 6 Mal mehr als die Vorstellungen, die in der *Nationalen Wasserstoffstrategie* bis 2035 mit 5,5 bis 6,5 Mill. t/a genannt wurden. Bereits 10 Jahre danach will die Bundesrepublik klimaneutral sein. Diese Mengen sind nicht ansatzweise in Deutschland herstellbar, sodass praktisch die gesamte Menge importiert werden muss.

Die heutigen Elektrolyse-Pilotanlagen (Nennleistung 6 MW) müssten in ihrer Leistung etwa um den Faktor 120.000 gesteigert werden, um die nötige Wasserstoffmenge von 36 Mill. t/a herzustellen. Daher wird Wasserstoff höchstens zu einem geringen Anteil in Deutschland hergestellt werden, auch weil die Akzeptanz zu sehr viel mehr Windrädern nicht erreichbar ist.

Der Import diese Menge an Wasserstoff wird über Schiffe in flüssiger Form erfolgen müssen. Tanker in der notwendigen Größe gibt es derzeit nicht, nur einen Prototyp mit einem Hundertstel des nötigen Fassungsvermögens (→6.3.2). Hier sind noch technische Herausforderungen zu bewältigen. Wahrscheinlich wird Deutschland auch noch zum Transitland, da viele östliche Länder keine Häfen für große Tankschiffe haben.

Kosten, Preise

Die Wasserstoffwirtschaft wird einen wesentlichen Anteil an den Energiewendekosten für Deutschland haben, die bis 2050 wahrscheinlich kumuliert 8 Billionen Euro überschreiten werden. Das ist ein Vielfaches dessen, was noch vor wenigen Jahren als Obergrenze für möglich gehalten wurde.[A, 196]

Auch nach 2050 werden jährliche Mehrkosten in dreistelliger Milliardenhöhe bleiben, da die Investitionen in die teuren Anlagen und zusätzlichen Infrastrukturen für die Dekarbonisierung ständige Kosten für den Betrieb, die Erhaltung und den Ersatz nach Nutzungsende bedingen (→8.1). Diese bleibenden Mehrkosten werden praktisch nie erwähnt.

Man kann darüber streiten, wie diese Kosten verteilt werden, und welche Leistungen des Staates eingeschränkt werden müssen, aber die Kosten sind volkswirtschaftliche Mehrauswendungen und daher von uns allen aufzubringen.

Wenn von der künftigen „Konkurrenzfähigkeit“ der CO_2-freien Produkte gesprochen wird, ist dies eine Verdrehung der Realität. Es bedeutet nämlich, dass heutige Produkte über künstliche Verteuerung (CO_2-Steuer) in die Konkurrenzlosigkeit getrieben werden und damit Arbeitsplätze verloren gehen.

Politische Aspekte

Die weltweite Ausrichtung auf den ineffizienten Wasserstoff kann zu lang anhaltenden Lieferengpässen führen, die die Preise nach oben treiben, weit über das, was technisch begründbar ist. In diesem Kontext bekommt der Aspekt der politischen Abhängigkeit besondere Bedeutung. Eine Energiekrise könnte die Folge sein (vergl. Ölkrise 1973). Eine Energieversorgung ist langfristig ausgerichtet und kann im Krisenfall nicht schnell umgestellt werden.

Die zu erwartenden Mehrkosten von einigen Hundert Mrd.€ pro Jahr gehen der Gesellschaft verloren, die durch Minderausgaben des Staates, durch höhere Steuern und/oder durch höhere Verbrauchspreise der Bürger auszugleichen sind. Wie diese immensen Lasten dann zu verteilen sind, wird eine schwierige Aufgabe der Politik werden.

Noch wird von vielen angenommen, dass man mit der CO_2-Steuer die Kosten der Energiewende bezahlen könne. Die eingeführte CO_2-Bepreisung, der Zertifikatehandel oder Ähnliches erzeugen aber nur den Druck auf kostspieligere Lösungen auszuweichen, sowie Verzicht auf Energieverbrauch und Annehmlichkeiten einzuplanen.

Eine „Rückgabe der CO_2-Steuern“ an die Bürger könnte zwar mehr oder weniger gerecht gemacht werden, die volkswirtschaftlichen Mehrkosten würden aber damit nicht bezahlt.

Die Gefahr von *Carbon-Leakage* durch das Abwandern von Firmen ins EU-Ausland ist bekannt. Verschiedene wirtschaftspolitische Maßnahmen, um das zu verhindern, sind denkbar (→8.3). Aber jede würde viel Geld kostet. Die Unternehmen im EU-Raum zu halten, würde die Gesellschaft in einem Maße belasten, das sich die Wenigsten vorstellen können.

Es besteht die einfache und vielfach geäußerte Kritik:

„Die Energiewende ist nur schlecht gemacht.“

Aber so viel besser ist sie nicht zu machen, weil Entscheidendes nicht vermeidbar ist und auf massiven Widerstand der Bürger trifft:

- Der nötige Ausbau von Windenergie und Photovoltaik müsste noch um mehr als das 10-Fache gesteigert werden.

[A] Bundesminister Altmeier sprach 2013 von „möglicherweise bis zu 1 Bill. €“.

- Die heutigen Kosten des EEG mit ca. 30 Mrd.€/a sind nur ein Teil und nur der Anfang der volkswirtschaftlichen Kostenbelastung. Allein die Wasserstoffwirtschaft könnte rund 200 Mrd.€ an Mehrkosten jedes Jahr bedeuten (→8.2).
- Einbußen an Wohlstand sind die natürliche Folge.

Es geht um

  - Einschränkung und den Verzicht auf Komfort, den man sich dann nicht mehr leisten kann.
  - Kürzungen von Staatsausgaben, etwa für Infrastruktur, Wohnungswesen, öffentliche Ordnung und Sicherheit, Verteidigung, soziale Sicherung, Gesundheitswesen, Renten etc.

Die Mehrkosten für die Haushalte werden für viele eine moderne Form der Verarmung bedeuten. Wohlhabende können sich auch den 4-fachen Kraftstoffpreis leisten. Dies führt zu einer weiteren Vertiefung der Spaltung der Gesellschaft. Die dann steuerlich stark belasteten Leistungsträger unserer Wirtschaft würden die EU in Länder verlassen, in denen ihnen mehr von ihrer Arbeit bleibt sowie mehr Freiheit und weniger Verbote locken.

Ohne Planwirtschaft

Techniken, deren Zeit reif ist, setzen sich erfolgreich ohne planwirtschaftliche Steuerung durch.

Wenn es für Umbrüche dieser Dimension eine planwirtschaftliche Steuerung und Einsatz von massiven Steuermitteln bedürfte, warum haben sich dann

- die Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren,
- die zugehörige Tankinfrastruktur,
- die PCs mit Internet und
- die Handys mit den Mobilfunknetzen

zu dieser Reife entwickeln können?

Bad Nauheim, im August 2021 gez. *Klaus Maier*

Unbefangenheitserklärung

Der Autor erklärt, dass er keinerlei wirtschaftliche oder sonstige Vorteile von dieser Arbeit hat. Sie ist allein aus der langen Beschäftigung mit dem Thema und einer sorgfältigen Analyse entstanden.

Über den Autor

Der Autor hat 35 Jahre als Dipl.-Ing. Elektrotechnik in der Forschung und der Entwicklung eines großen deutschen Unternehmens gearbeitet. Im Ruhestand hat die Energiewende sein Interesse gefunden. Nach mehr als 7 Jahren intensiver Beschäftigung hat er unter technischen und wissenschaftlichen Gesichtspunkten ein Buch zur Energiewende geschrieben [R13]. Nun gab es die Gelegenheit, das Teilthema Wasserstoff intensiv zu beleuchten und die Ergebnisse in diesem Papier niederzulegen.

Danksagung

Ich bedanke mich ganz herzlich bei meinen Fachkollegen, die mich durch ihre Kommentare und Verbesserungsvorschläge unterstützt haben: Kay-Uwe Klepzig, Dr. Andreas Geisenheiner, Dr. Ditmar Hildebrand, Marc Kublun, Peter Würdig, Christian Schipp, Dr. Ulf Bossel [R32] sowie bei meinem Bruder Wolfgang Maier.

13 Anlagen

13.1 Werte, Berechnungen

13.1.1 Wasserstoffelektrolyse

			Aus FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft[197]			**Angaben anderer Quellen** [P]=Prognos [R7]; [d]=dena[198]		**Verwendet: Alkali-Elektrolyse**
		Einheit	**Alkali-Elektrolyse**	**PEM-Elektrolyse**	**Solid-Oxid-Elektrolyse**	**Alkali-Elektrolyse**	**PEM-Elektrolyse**	
Wirkungsgrad Bezug: Hi / Hs (Heizwert / Brennwert = 0,85)	2020	%	55 / 65	54 / 63	69 / 81	/68[P], /67[d]	/71[P], /44[d]	**64%** Mittlere Nutzung der Abwärme, Alkali weil kostengünstiger, inkl. Alterung, für 2050
	2030	%	58 / 68	54 / 63	71 / 83	/69[P]	/72[P]	
	2050	%	59 / 69	58 / 68	71 / 83	/71[P], /82[d]	/75[P], /86[d]	
Stromdichte		A/cm^2	0,2 – 0,5	2	0,46 – 1,3			
Heute verfügbarer Anlagenleistungsbereich		MW	bis 130	bis 6	0,018			
Temperaturbereich		°C	50 – 80	50 – 80	600 – 900			
Teillastbereich		%	20-100	5-100	-			
Lastgradient		%/s	< 1	10	0,05			
Produktionsraten pro Einheit		Nm^3/h	1000	460	5,7			
Lebensdauer		h	bis zu 90.000	bis zu 50.000	-			100.000 (20 Jahre)
Investitionskosten heute/2050		€/kW	700 / 400	1.450 / 550	1.400 / 580	800 -1.500 [d]	2.000 – 6.000 [d]	600 €/kW für 2050

13.1.1 Stoffkennwerte

Aus verschiedenen Quellen zusammengestellt und eigenen Rechnungen. Das bei der Synthese benötigte CO_2 wird aus der Luft gewonnen und benötigt Energie, die den Wirkungsgrad (PtX) verschlechtert. Die Abscheidung aus Verbrennungsgasen wäre nicht klimaneutral. Werte schwanken, je nach Quelle.

Stoff	Zustand	Temperatur ° C	Dichte kg/m³ [C]	Heizwert [A] kWh/m³ kWh/kg[199]	Brennwert [A] kWh/m³ kWh/kg	Wirkungsgrad [B] P2X$_{th}$	BSZ[G] Turbine	result. Arbeit [D]
Wasserstoff H_2	Gas	> -253	0,09	3,0 33,3	3,54 39,4	0,64	0,5 0,45[200]	0,24 0,22
	Flüssig	-259 … -253	71,4	2.378 33,3	2.814 39,4		–	–
Methan CH_4	**Gas**	> -162	0,6512	9,07 13,94	10,03 15,4	0,38	0,5 0,40	0,19 0,15
	Flüssig	-182 … -162	423	5.897[F] 13,94	6.514 [F] 15,4			
Ammoniak NH_3	**Gas**	> -33	0,72	3,74 5,2	4,5 6,25	0,38		
	Flüssig	-78 … -33	682	3.546 [F] 5,2	4.262 [F] 6,25	0,37		
Methanol CH_4O	**Flüssig**	-98 … 65	790	4.440 5,47	4.977 6,3	0,38		
LOHC (Dibenzyltoluol)	**Flüssig**	-34 … 390	1.044	1.450 1,41				
PowerPaste	**Flüssig**	?	576	1.900 3,3				
E-Fuels z.B. E-Diesel	**Flüssig**	-20 … < 141[E]	~830	9.900 11,9		≈0,43		
Benzin	**Flüssig**	-45 … <30[E]	~750	8.500 11,4				
Kerosin	**Flüssig**	-60 … 150[E]	0,75 … 0,84	9.550 11,3 …12,7				

A Heizwert Hu, ohne Wasserdampfwärme; Brennwert Ho mit Wasserdampfwärme
B verwendete Werte
C bei Gasen: Normal-Kubikmeter [Nm³]
D über eine Wärmekraftmaschine
E sehr weite Streubereiche
F ohne Verdampfungswärme
G Brennstoffzelle

13.1.2 Kostenrechnung

Auf die nachfolgende Tabelle wir verwiesen aus: →6.3.3, →6.4.3, →6.10.1, →7, →7.1, →7.1.1 und →13.2.3.

	Fall: 36 Mill. tH2 werden importiert			**Kostenkomponenten für eine Jahresproduktion in 2050**				
				Zwischenwerte		Kosten	Anmerk.	Energie
Pos.	**Prozess-Komponente**	Wert	Einheit	Menge	Einheit	Mio. €/a		TWh
1.1	**Wasserstoffherstellung**	4,54E+07	t_{H2}		100%	141.759	Summe	75,3%
1.2	Investition Elektrolyse	600	€/kW	9,63E+02	€/kW	42.649	Anlage	
1.3	Zinssatz Investition	5	%	8,86E+08	kW			
1.4	Nutzungs-, Finanzierungsdauer	20	Jahre	2,36E+12	kWh			
1.5	Betriebskosten	4	%			1.706	Betrieb	
1.6	Volllaststunden VEE	4.000	h/a					
1.7	VEE-Peak / VEE-mean	1,5	GW/GW					
1.8	Wirkungsgrad Elektrolyse	0,64	kWh/kWh_{el}					
1.9	VEE-Stromkosten inkl. Netzanteil	0,04	€/kWh			94.489	Strom	2.362
1.10	Wasserentsalzung, Wasseraufbereitung	1,5	$€/t_{H2}$	4,31E+08	t_{H2O}/a	697	Wasser	
1.11	Wasser Leitungskosten (inkl. Strom)	505.000	€/(km*a)	5,05E+07	€/a			
1.12	Entfernung Wasserversorgung	100	km					
1.13	Gewinne	5	%			2.218	Gewinne	
2.1	**H2-Transport**				61%	86.276	Summe	21,9%
2.2	*Parameter* Kosten Pipeline	0,35	€/(t*km)				geschätzte	
2.3	Kosten Verflüssigung (ohne Strom)	712	$€/t_{H2}$				Mengen-	
2.4	Kosten Verschiffung	0,004	€/(t*km)				verluste	
2.5	Entfernungskosten LKW pro Fuhre (+200€)	1	€/km					
2.6	Energieverluste Verflüssigung	11,6	kWh/kg					
2.7	Energieverluste Verdichtung (+100 bar)	1	kWh/kg					
2.8	Stromkosten für Kompression, Verflüssigung	0,10	€/kWh					
2.9	*nach DE* Länge Pipeline H2 Afrika	100	km	4,54E+07	t_{H2}	1.589	3,00%	45
2.10	Verschiffung (flüssig)	6.000	km	4,40E+07	t_{H2}	52.141	3,75%	511
2.11	*in DE* Transport- +Verteilnetz durchschn. genutzt	500	km	4,24E+07	t_{H2}		15,00%	42
2.12	Transportnetz, Betriebskosten, ohne Strom	1,60E+09	€/a			4.143		
2.13	Speicherung	15	€/MWh	1,41E+09	MWh_{H2}	10.586	1,00%	21
2.14	Verteilnetz ohne letzte km, Betriebskosten, ohne Strom	2,40E+09	€/a			4.943	1,00%	
2.15	***Alternativen für letzte Kilometer***	50	km	3,60E+07	t_{H2}			
2.16	Stromkosten	0,12	€/kWh					
2.17	Regionalnetz (letzte km) Betriebskosten	8,00E+09	€/a			1.200		
2.18	1. Verteilnetz letzte km, Anteil	30	%	1,80E+10	kWh_{el}	324	0,23%	5
2.19	2. LKW mit H2 unter Druck, Anteil	70	%	9,01E+10	kWh_{el}	11.349	0,02%	63
2.20	H2-Menge pro LKW	500	kg					
2.21	3. LKW mit je 3 t flüssig, Anteil	0	%	4,18E+11	kWh_{el}	0	0,00%	
3.1	**Vertrieb über Tankstellen**	50%		4,9 t/d	19%	27.216	Summe	2,7%
3.2	Tankstelle (800 bar) Anzahl	10.000		1,80E+07	t_{H2}		1,00%	
3.3	Betrieb Tankstelle	130.000	€/Jahr		Betriebskosten	1.300		
3.4	Strom für Kompression 800 bar	0,144	kWh_{el}/kWh	8,62E+10	kWh_{el}			
3.5	Stromkosten	0,3	€/kWh		Stromkosten	25.851		86
3.6	Gewinne	5	%		Gewinne	65		
	Privater Endkunde **Wasserstoffpreis**			Gesamtkosten [Mio.€/a]		141.233	24,50%	Summe
	an Tankstelle (o. Steuer)	**0,238**	**€/kWh**	verkaufte Menge H2 [t/a]		17.790.279	H_2-Verlust	3.137
	oder:	7,94	€/kg	**Gesamtwirkungsgrad**		**36,8%**	*Berechnung: K. Maier*	
	Energieverluste durch Transport in Deutschland	19,2%		Transport in Deutschland ohne letzt km			0,90	€/kg
	Industriepreis	**0,190**	**€/kWh**	Gesamtkosten [Mio.€/a]		114.017	Ges. Wirkungsgrad	
		6,34	**€/kg**	verkaufte Menge H2 [t/a]		17.977.545	39,2%	

Zahlen in **blau** sind die Parameter, die im Rechenmodell verändert werden können.

Einige Parameter könnten als zu günstig, andere als zu hoch erscheinen.

Erläuterungen zu den Pos.-Zeilen

1.1 Jahresmenge die für Deutschland erzeugt wird. Die Menge, die beim Nutzer ankommt, ist geringer.

1.2 heute 1.500 €/kWh, geschätzt für 2050: 600 €/kWh[201]

1.3 Prognos [R7] setzt für Inland 6% und für Ausland 10% an

1.4 Finanzierungsdauer und Nutzungsdauer sind zur Vereinfachung gleichgesetzt.

1.5 Betriebskosten werden pauschal mit 4% der Investitionskosten (inkl. Finanzierung)

1.6 Entsprechend der VEE läuft die Elektrolyse nur mit den VLS

1.7 Da die VEE keine konstanter Leistung liefert, muss die Anlage für die zu verarbeitende Peak-Leistung ausgelegt werden. Was über diesen Faktor hinausgeht, bleibt ungenutzt (rechnerisch vernachlässigt).

1.8 Es wird eine Steigerung bis 2050 auf 0,7 angenommen (wie in vielen Studien)[202] Berücksichtigt werden muss aber auch die Degradation über die Lebensdauer (z.B. bei 1%: nach 20 Jahren auf 0,57), daher gewählt: 0,64.

1.9 Die Stromkosten der VEE sind am Erzeugungsort günstiger als hier. Der Betrag enthält die Gestehungskosten inkl. Gewinne der Unternehmer.

1.10 Wasser muss in chemisch gereinigt bereitgestellt werden, Kosten Entsalzung (so gefunden). Für die deutsche Herstellung wird davon ausgegangen, dass Fluss- oder Meerwasser verwendet wird, so dass hier nur etwas geringere Kosten anfallen. Der Betrag enthält die Gestehungskosten inkl. Gewinne der Unternehmer.

1.11 Dieses Wasser muss vom Meer zur Elektrolyse transportiert werden.
Annahme: 10 km Länge (dann erneute Pumpe); Fließgeschwindigkeit: 5m/s; Rohrdurchmesser: 500 mm; Durchsatz=0,98 m³/s; 1000 €/m verlegtes Edelstahlrohr, finanziert (5%, 10a): 1.295 €/m; Nutzungsdauer: 40 Jahre, somit ca. 32 €/(lfdm*a); Mit Durchsatz 32 €/(m³*lfdm). Stromkosten: alle 10 km 10 bar Druckerhöhung per Pumpe. Das entspricht 4,5 MW. Bei 0,12 €/kWh→ 4,73 Mio.€/a. Summe pro Jahr: 10 km*32€/m + 4,73e6 € → 5,05 Mio.€ oder 505.000€/(km*a).

1.12 Die Entfernung zur Wasseraufbereitungsanlage an der Küste geht nur geringfügig (0,1%) in die Kosten ein.

1.13 natürlich muss man den Betreibern der Anlagen auch Gewinne zugestehen (als Anteil an den Gesamten Jahreskosten).

Alle nachfolgenden Kostenangaben sind immer inkl. der Gewinne des jeweiligen Verkäufers zu verstehen.

2.0 H2-Pipeline bzw. Netzkosten:
Die Prognos-Studie [R7], Seite 40: 4.000 km Pipeline: 1,42€/kg H2 →0,355 €/(t*km).
Kontrolle: [R5] nennt für 48.000 km Transport- und Verteilnetz Investitionskosten von rund 25 Mrd.€. Dabei wurden ca. 6 Mill. t/a unterstellt. Für rund 30 Mio.t/a liegen die Investitionskosten vielleicht bei 100 Mrd.€. Verzinst mit 6%/20 Jahre: 170 Mrd.€. Verteilt auf die Nutzungsdauer von 40 Jahren: 4,25 Mrd.€/a. Für eine angenommene mittlere Transportlänge von 500 km sind das 0,28 €/(t*km). Gewählt: 0,35 €/(t*km) →2.2.
Verwendete Jahreskosten ohne Strom: 40% Transportebene, 60% Verteilebene und Regionalebene (letzte 50 km). Nach den obigen Zahlen wird angesetzt: 1,6 Mrd.€/a Transportebene (s. Pos. 2.12), 2,4 Mrd.€/a Verteilebene (s. Pos. 2.14). Für die Regionalebene (10-fach länger): 8 Mrd.€/a.

2.1 Der Transport unterstellt die Abschnitte und Umwandlungen Pos. 2.2 bis Pos. 2.12

2.2 Das H2-Gas wird unter Druck durch eine für H2 geeignete Leitung (Edelstahl oder beschichtet) geführt. Gewählt: 0,35 €/(t*km), siehe Pos. 2.0

2.3 Investitionskostenanteil:
Investitionskosten Verflüssiger[203]: 105 Mio.€ für 50 t/Tag, mit Finanzierung (5%, 10a): ca. 136 Mio.€/(t*d) über 10 Jahre → 136.000.000€/10 /(50 t/d*365d) = 712 €/t.

2.4 Angesetzt: 135.000€/Tag; 500 km/Tag → 12 Tage (für 6.000km) + 3 Tage Liegezeit →2.025 Mio.€. für 1.250m³ = 89,2t. Daraus: 0,004 €/(t*km).

2.5 [R5] gibt spezifische Transportkosten mit 10€/(t*km) an (vergl. Abb. 5.14). Das ist aber nur eine „Hausnummer", da verschiedene Annahmen (z.B. über die Transportmenge/Fuhre) gemacht wurden. Für flüssig H2 kann etwa ½ der Kosten angesetzt werden.

2.6 Verflüssigungsverluste, die durch Strom entstehen.
Prognos [R7], Seite 36: „Der Aufwand der Verflüssigung beträgt bis zu 40% des Heizwertes." Bossel [R32] gibt 33% (Hu) an. Bei 35% Verluste sind das 11,6 kWh/kg und bei 0,12 €/kWh → 1,40€/kg.

2.7 Die Energieverluste, die durch Komprimierung entstehen. Der Wert gilt für 100 bar Druckerhöhung, wie er für das Transportnetz benötigt wird. Höhere Drücke, für z.B. Druckflaschen auf LKWs, benötigen überproportional Energie.

2.8 In Deutschland wird Industriestrom unterstellt, der gesichert vorliegen muss.

2.9 Der Abstand der H2-Produktion von dem Verschiffungshafen wird mit 100 km einfach angenommen. Die Verdichter, die ca. alle 100 km einzusetzen sind[204], werden mit Gasturbinen angetrieben. Dieses kann dem Gasstrom entnommen werden. Hierfür sind bei Erdgasleitungen Verluste von 1% je 100 km anzusetzen (gleiche Quelle). Bei Wasserstoff wird von der dreifachen Antriebsleistung ausgegangen[205]. Weiterhin wird mit Verlusten von 0,1%/100 km im Leitungssystem und den Armaturen angenommen. Verwendet zus.: 3%/100 km.

2.10 6.000 km ist als mittlere Verschiffungsentfernung angenommen.
„… stetige Verdampfung eines Anteils, Größenordnung 0,2 – 1 Vol.% /Tag." Bei 6000 km und 40 km/h sind das 6,25 Tage + Hafen: 7,5 Tage. Mit 0,5%/Tag → 3,75%

2.11 Eine durchschnittlich durchflossene Länge des Transportnetzes mit 500 km ermittelt, wenn an Nordseehäfen angeleifert wird. Für den Druckerhalt sind Verdichter alle 100 km nötig, die jeweils 1 kWh/kg benötigen.
Die Verluste nach Pos. 2.9 fallen alle 100 km an.

2.12 Für das Transportnetz werden Betriebskosten angesetzt: 1,6 Mrd.€/a, siehe (Pos. 2.0).

2.13 Es wird angenommen, dass etwa 50% des Imports durch die Speicher gehen, d.h. 50% der Jahresmenge fließt in und aus den Netzspeichern. Das wären 50% 30e9 kg*33,3 kWh = 500e9 kWh. In Ermangelung eines Wertes für H2 wird der Wert für Erdgas verwendet: 15 €/MWh.

2.14 Für das Verteilnetz werden Betriebskosten angesetzt: 2,4 Mrd.€/a, siehe (Pos. 2.0).

2.15 Entfernung der letzten Kilometer zum Endnutzer (z.B. EFH).

2.16 Industriekosten für gesicherten Strom

2.17 Regionales Verteilnetz (z.B. Stadtwerke) für die letzten Kilometer. Hierfür werden 40% der gesamten Netzbetriebskosten angesetzt: 72 Mio.€/a. Die Gesamtlänge dieser Netzebene wird mit 60% von 500.000 km = 300.000km.

2.18 Anteil (%) der Endkunden, die über ein Regionalnetz versorgt werden.

2.19 Anteil (%) der Endkunden, die über LKWs mit Drucktank (angenommen 400 bar) versorgt werden. Dazu wird 5-facher Strom von Pos. 2.7 benötigt.

2.20 Menge an Wasserstoff, der unter Druck im LKW transportiert wird.

2.21 Anteil (%) der Endkunden, die über LKWs mit flüssigem H_2 versorgt werden.

3.1 Anteil (%) des Wasserstoffs soll über Tankstellen vertrieben werden

3.2 Es werden 10.000 Tankstellen angenommen, die den Wasserstoff in die 700 bar-Tanks verkaufen.

3.3 Die Kosten des Tankstellenbetriebs setzen sich zusammen aus den Investitions- und Betriebskosten sowie den Stromkosten. Investition 1,2 Mio.€, 5% Zinsen über 10 Jahre →1,55 Mio.€. 20 Jahre Nutzungsdauer →77.700€/a +Wartung: 2.000/a + Personal 50.000 €/a →130.000€/a

3.4 Für den Druck auf 800 bar wird ein Energieverlust (Strom) von 14% des Heizwertes angesetzt ([R32], →13.2.3). („Zum Beispiel beträgt die Arbeit zur Verdichtung auf 250 bar bei Wasserstoff bereits 9,1% des Heizwertes.“) Vorkühlung nötig: Der Wasserstoff muss bei der 700-bar-Schnellbetankung auf eine Temperatur zwischen -33°C bis -40°C gebracht werden. Das entspricht ca. 0,4% zusätzlicher Verluste.

3.5 Hier gelten die lokalen Stromkosten. Vergünstigungen wegen H2 haben aus volkswirtschaftlicher Sicht keine Wirkung.

13.1.3 Wirkungsgrade von Mobilitätskonzepten

Auf diese Tabelle wird verwiesen aus: →5.4.4, →5.6.1, →5.6.2, →5.6.6, →5.7.1, →5.7.3, →5.7.6 und →6.6.

	Energieträger:	Wasserstoff		LOHC	PowerPaste	E-Fuel (PtL)	Methanol	Ammoniak	Diesel	Batterie
Pos.	Schritt ab VEE:	H2 mit H2-Motor	H2 mit E-Motor	LOHC, E-Motor	PowerPaste, E-Motor	Diesel-motor	BSZ, E-Motor	E-Motor	Diesel-motor	E-Motor
1	Zuleitung bzw. Netz	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%		92,0%
2	AC-->DC für Elektrolyse	93,0%	93,0%	93,0%	93,0%	93,0%	93,0%	93,0%		
3	H_2-Erzeugung	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%	64,0%		
4	Pipeline in Afrika bis Hafen	94,0%	94,0%	94,0%	94,0%					
5	Verflüssigung	65,2%	65,2%	65,2%	65,2%			97,0%		
6	Verschiffung	96,3%	96,3%	96,3%	96,3%	99,5%	99,5%	99,5%		
7	H_2-Transport/Verteilnetz	80,8%	80,8%	80,8%	80,8%					
8	Speicherverluste	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%					
9	CO_2 aus Luft					98,4%	96,0%			
10	H_2 to X					68,0%	65,0%			
11	H_2 in Träger			107,0%	47,0%			59,4%		
12	LKW-Verteilung	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	99,0%	
13	Tankstelle	87,0%	87,0%	99,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
14	Tankvorgang	98,0%	98,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	
15	H_2 aus Träger im PKW			77,0%	98,0%			90,0%		
16	Brennstoffzelle		50,0%	50,0%	50,0%		40,0%	50,0%		
17	Ladesäule									93,0%
18	Batterie (Puffer/Speicher)		98,0%	98,0%	98,0%		98,0%	98,0%		95,0%
19	Leistungselektronik		93,0%	93,0%	93,0%		93,0%	93,0%		93,0%
20	Motor	32,0%	95,0%	95,0%	95,0%	30,0%	95,0%	95,0%	30,0%	95,0%
21	**Nutzenergie (NE)**	**7,3%**	**9,9%**	**9,5%**	**5,3%**	**11,5%**	**12,4%**	**12,9%**	**29,7%**	**71,8%**
22	H_2 in DE hergestellt, NE	13,7%	18,6%	17,8%	10,0%					

Berechnung: K. Maier

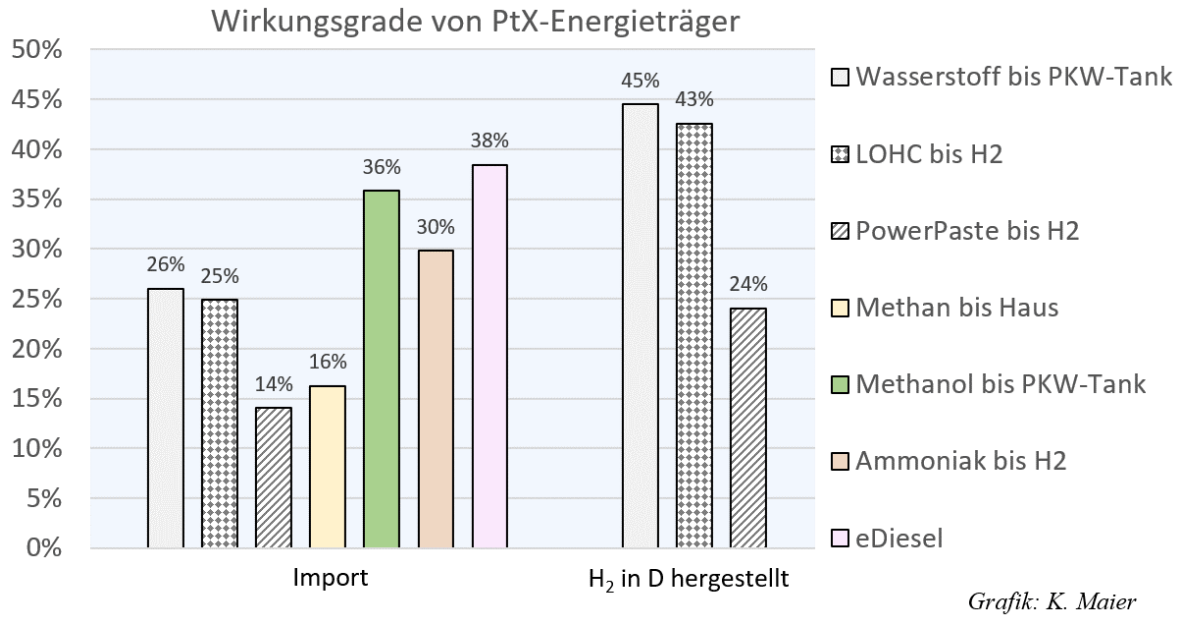
Die blauen und schwarzen, fetten **Zahlen** sind die eingesetzten Parameter. Schwarze fette **Zahlen** sind aus der Kostenrechnung entnommen (außer der Zeile 18) und die schwarzen nicht-fetten Zahlen sind die automatischen Kopien der fetten Zahlen.

Einige Parameter könnten als zu günstig, andere als zu hoch erscheinen.

Erläuterungen zu den Pos.-Zeilen

1. Von der VEE-Anlage bis zum Elektrolyseur über das Stromnetz gibt es Verluste.
2. Der ankommende Drehstrom muss in Gleichstrom gewandelt werden und bedeutet Verluste.
3. Der angenommen Wirkungsgrad bezieht sich auf ALE- Systeme und beinhaltet Langzeitverluste über 20 Jahre (Annahme für Stand der Technik im Jahr 2050).
4. Aus Kostenrechnung (Pos. 2.9), aus Transportenergie und Verlusten.
5. Aus Kostenrechnung (Pos. 2.6) übernommen. Der Wert für Ammoniak ist aus 5.6.5.
6. Aus Kostenrechnung (Pos. 2.10, Mengenverluste) übernommen.
7. Aus Kostenrechnung (Pos. 2.11 – Pos. 2.14, Mengenverluste) übernommen.
8. Aus Kostenrechnung (Pos. 2.13), aus Kompression und Mengenverlusten.
9. Für die Prozesse, die CO2 in der Synthese benötigen, ist der Wirkungsgrad anzugeben. Da der Bezug (spez. Energie) wechselt, sind die Werte nicht gleich.
10. Es wurde angenommen, dass E-Fuels importiert werden, so dass keine H2-Verschiffung stattfindet, sondern fertige E-Fuels. Der Prozess PtL gehört eigentlich vor Pos. 5.
11. Das ist die Dehydrierung, die bei LOHC exotherm ist und bei PowerPaste endotherm. LOHC: Die Hydrierung ist Exotherm und setzt ca. 9,5 kWh/kg_{H2} frei. Unterstellt man eine Wärmenutzung von durchschnittlich 25% ist der Wirkungsgrad 107,1%.
    Der PowerPaste-Wert musste aus indirekten Angaben geschätzt werden, da die Erfinder eventuell bewusst hier keinen Wert nennen wollten.
12. Dies resultiert aus der benötigten Energie (Kraftstoffverbrauch) und der transportierten Energie.
13. Aus Verlusten in der Tankstelle, z.B. durch Kompression, aus Kostenrechnung (Pos. 3.4).
14. Verluste, die beim Tanken auftreten.
15. LOHC: Die Dehydrierung ist endotherm und benötigt Wärme, die zu einem Energieverlust von 23% führt.
    PowerPaste: geschätzter Wert zur Nutzung für Arbeit. Wärme wird auch frei, wird aber hier nicht bei dem Wirkungsgrad berücksichtigt.
16. Allg. Wirkungsgrad einer H2-Brennstoffzelle. Bei Methanol (→5.6.4) wird 30-50% Wirkungsgrad angegeben, hier Mittelwert verwendet.
17. Betrifft nur E-PKW. Verluste durch die Leistungselektronik, geschätzt.
18. Bei BSZ geht nur ein Teil des Stroms über die verlustbehaftete Batterie mit ihrer Leistungselektronik, daher 98%. Wenn die Batterie den Energiespeicher darstellt, kommen die ganzen Batterieverluste zum Tragen (bei E-PKW).
19. Die Leistungselektronik hat trotz Fortschritte noch Verluste von ca. 7%.
20. Der Verbrennungsmotor wird mit 30% Wirkungsgrad und der E-Motor wird mit 95% Wirkungsgrad angesetzt.
21. Die verbleibende Energie, die für den Antrieb genutzt werden kann. Diese Zeile bezieht sich auf den Wasserstoffimport.
22. Hier die gleichen Werte für den Fall, dass H2 in Deutschland hergestellt würde, was natürlich in den erforderlichen Mengen nicht möglich ist.

13.1.4 Wirkungsgrade von PtX-Energieträger



Grafik: K. Maier

Die vorstehende Grafik zeigt die Wirkungsgrade zwischen Strom und dem Energieträger (Endenergie). Anwendungen und damit verbundene Verluste sind nicht enthalten.

13.2 Grafiken, Auszüge

Auf die folgenden Grafiken wird aus dem Text verwiesen.

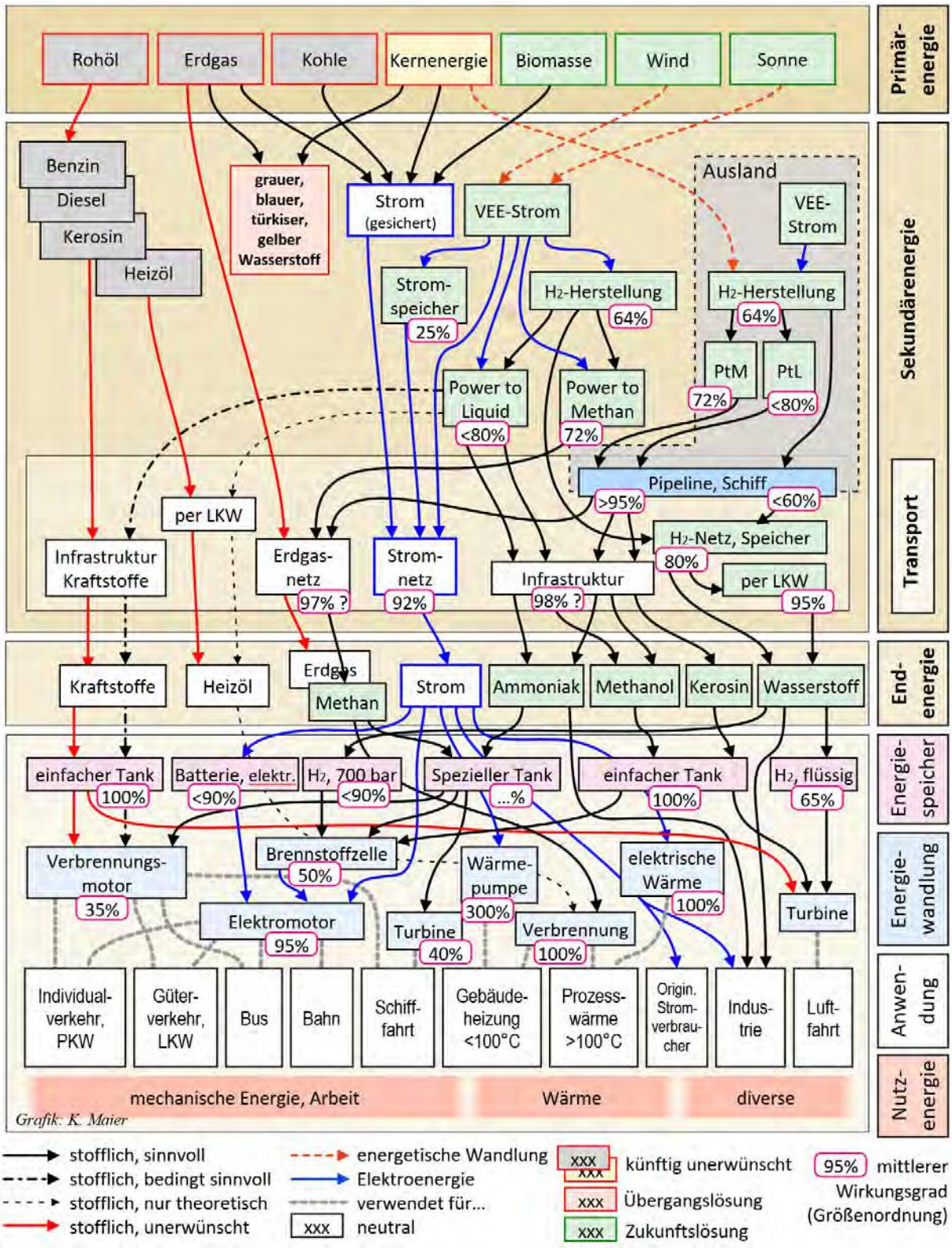
13.2.1 Importmenge H_2

Auf der Seite vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) vom 10.06.2020 wurde diese Importmenge vorgestellt.[206] Es werden mehr als 40 Mill. t_{H2}/a angegeben, die zu importieren sind.

Verwiesen wird auf diese Grafik aus →4.4, →5.2 und →10.2.

13.2.2 Energieversorgung gestern und morgen

Die folgende Grafik wird aus →8.4 referenziert.

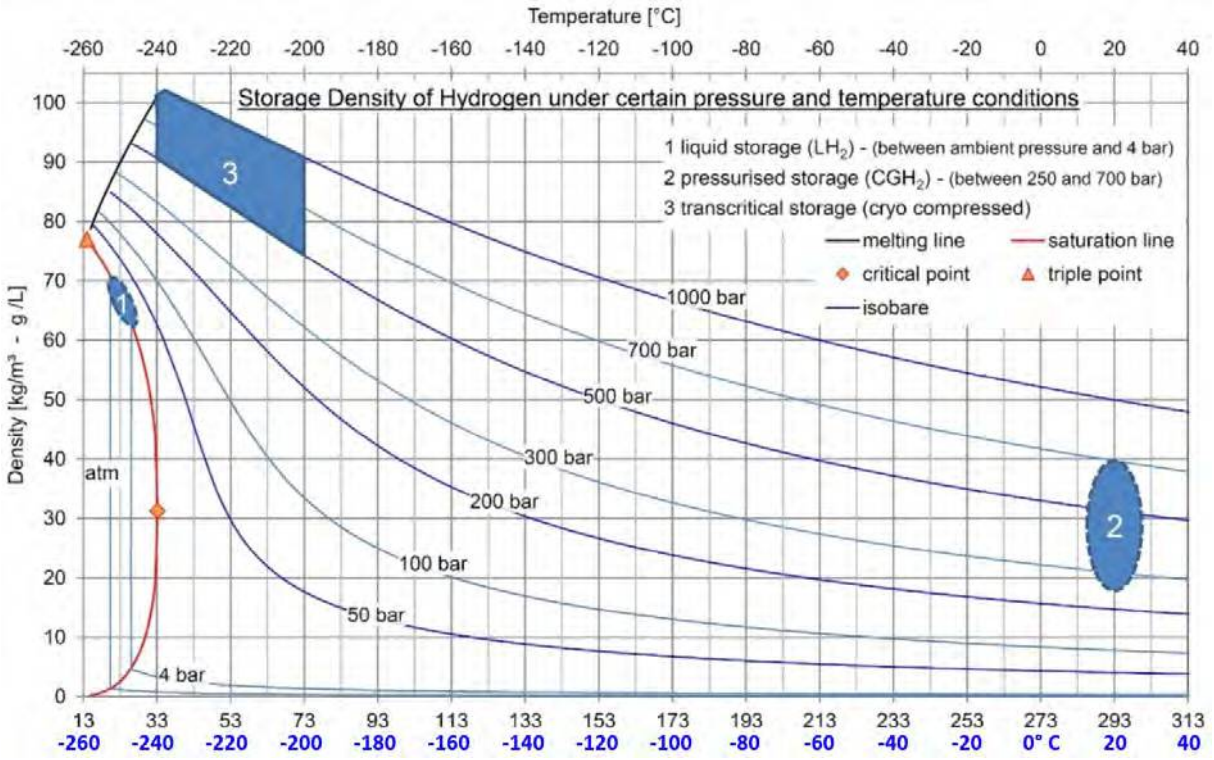


Die angegebenen Wirkungsgrade können je nach Fall abweichen. So kann 35% in einem Fall 30% in einem anderen Fall 40% bedeuten. Sie dienen nur zur Einordnung, wo viel oder eher weniger Verluste entstehen.

13.2.3 Wasserstoff

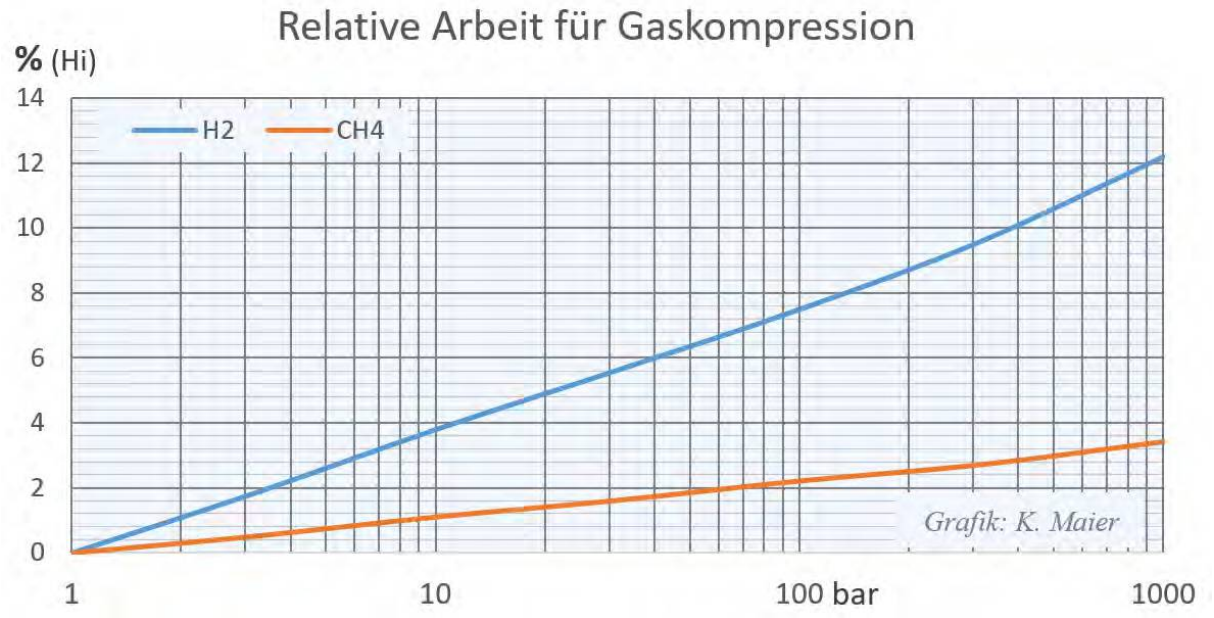
Die folgenden Grafiken werden referenziert aus →5.5.1, →6.5.1 und →13.1.2.

Dichte



Kompression

Relative Arbeit für Gaskompression mit isothermem Wirkungsgrad von 60% (20°C)[207]



13.2.4 PowerPaste

Für den quantitativen Vergleich sind spezifische Kenngrößen der Komponenten erforderlich, die aus den Fachartikeln entnommen bzw. ermittelt wurden und in nachfolgender Tabelle dargestellt sind.

Wert	Kenngröße	Erläuterung
>120 Liter/kW* >50 kg/kW*	Spezifisches Volumen bzw. spez. Gewicht des hydrolysebasierten Stromgenerators	Qualifizierte Abschätzung aus dem Artikel: „NACHHALTIGE WASSERSTOFF-ON- DEMAND-LÖSUNG – Gesteuerte Hydrolysereaktion zur ubiquitären Wasserstoffversorgung“, „Abb. 3: Kompakter und portabler hydrolysebasierter Stromgenerator der Leistungsklasse 100 W“
3,3 kWh_{th}/kg	Energiedichte PP	Aus „WHITE PAPER - POWERPASTE FOR OFF-GRID POWER SUPPLY“: 10kg PP=33kWh_{th}
3,1 kWh_{th}/Liter	Energiedichte PP	
4,5 Liter/1 kg H_2 0,136 l /kWh_{th}	Wasserbedarf	Da für 1 kg H_2 bei der Elektrolyse 9 Liter Wasser benötigt wird und bei der Hydrolyse die Hälfte aus dem Wasser kommt. Mit 33kWh/kg: 4,5 l/33kWh = 0,136 l /kWh

** es werden nicht diese ermittelten, sondern doppelt gute Werte verwendet.*

Für einen Vergleich wurde ein Mittelklasse-PKW (etwa VW Polo 1.0 TSI[A]) angesetzt mit:

- 80 PS entsprechend einem 60 kW-Motor,
- einem Tank von 40 Liter Benzinkraftstoff,
- einem Verbrauch von 6 l/100km, entsprechend einer Reichweite von 800 km.
- Bei einem durchschnittlichen Motorwirkungsgrad von 25% entspricht das 15 kWh/100[B] km.

Komponenten	**Verbrenner**		**Mit PowerPaste (PP)**	
	Gewicht [kg]	Volumen [Liter]	Gewicht [kg]	Volumen [Liter]
Kraftstofftank, voll	40	45		
Verbrennungsmotor	120	80		
Getriebe, …	40	30		
Tank für PP[C] 200 kWh_{th}			60	65
Tank für genutztes PP			0	65
plus H_2O mit 0,136 l /kWh_{th}			27	27
Hydrolysereaktor[D], 70 kW_{th}[E]			1750	4200
Inkl. Brennstoffzelle[F] (η=0,6)				
Pufferbatterie (10 kWh)			50	25
Leistungselektronik			15	8
E-Motor			20	15
Summen	**200**	**155**	**1835**	**4248**

Einige Werte wurden qualifiziert geschätzt und für den Vergleich ausreichend genau.

A https://www.mobile.de/auto/vw/polo/2017/fuenftuerer/modell/daten-fakten; Kofferraum 350 l, Leergewicht 1,12 t, Zuladung 440 kg (inkl. Personen).

B Mit 10 kWh/Ltr.: 60 kWh/100km*0,25 = 15 kWh/100km

C Benötigt wird eine elektrische Energie von 15kWh/100km*800km = 120 kWh. Bei η=0,6 sind das 200 kWh_{th}.

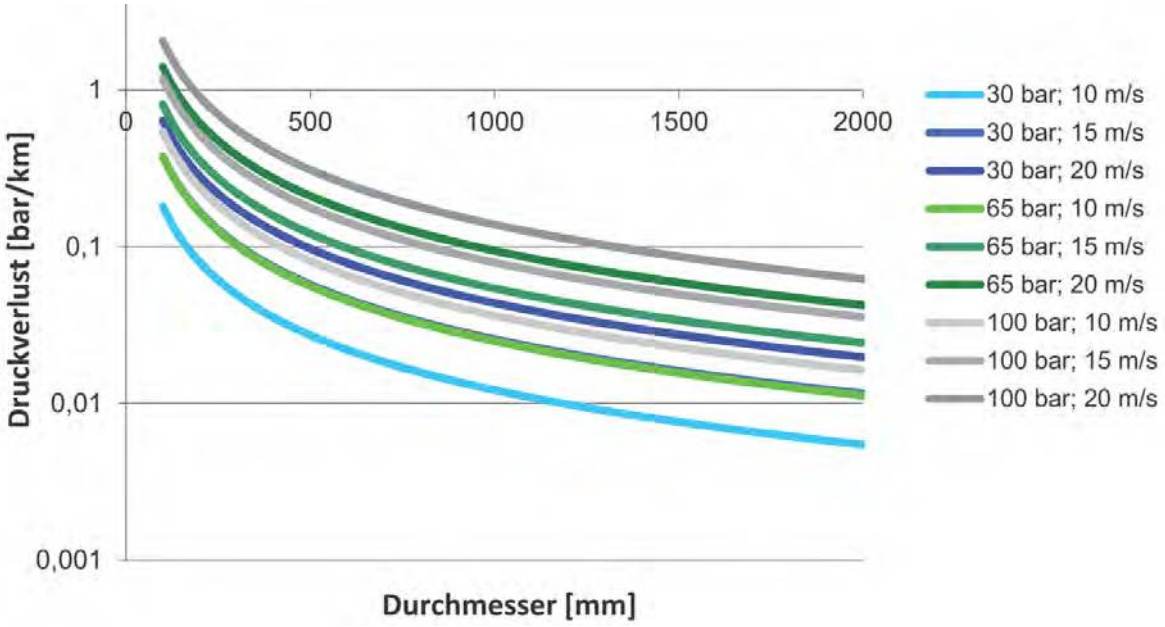
D Für den Vergleich werden doppelt gute Werte (60 Liter/kW und 25 kg/kW) für den Hydrolysereaktor angenommen.

E Wenn die Brennstoffzelle max. 40 kW_{el} leisten soll, muss H_2 von min. 67 kW_{th} bereitgestellt werden.

F Wegen der Pufferbatterie wird statt 60 kW nur 40 kW gewählt. https://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/elchemenergietechnik/BWK_05_2016_Wasserstoff.pdf

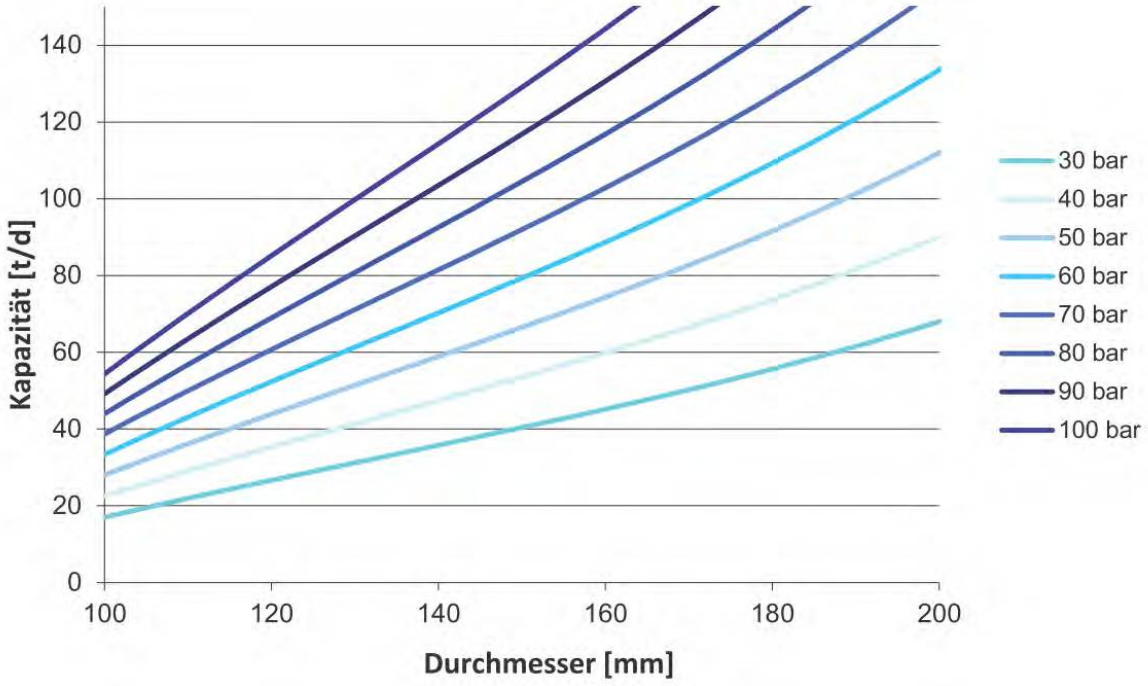
Der hydrolysebasierte Stromgenerator ist bei den Zahlen dominant. Durch die gravierenden Unterschiede der beiden PKW-Typen sind Unsicherheiten bei Einzelwerten für das Vergleichsergebnis ohne Bedeutung.

13.2.5 Druckverlust im H_2-Rohr



Quelle: [R5]

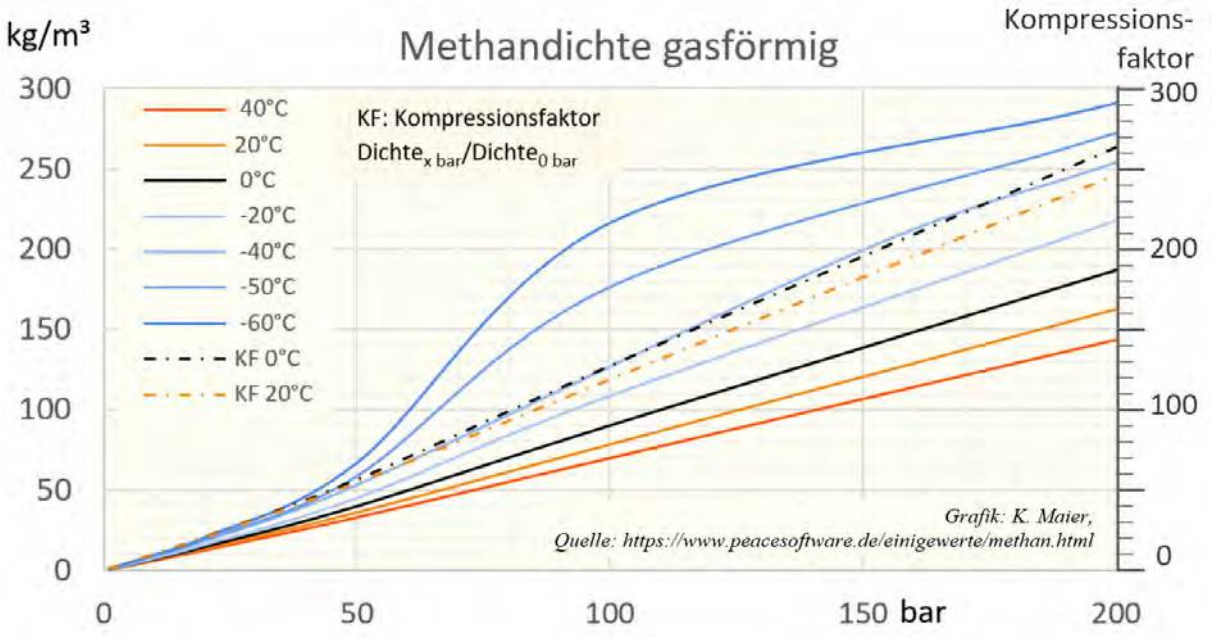
13.2.6 H_2-Massenfluss

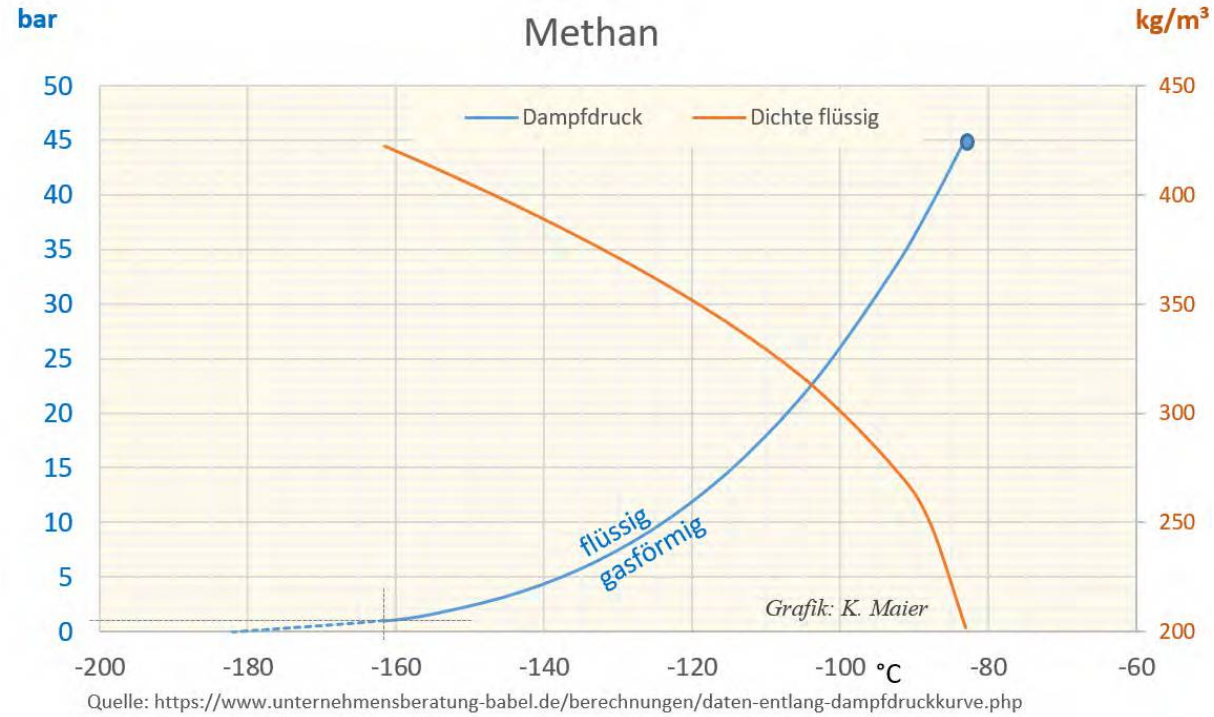


Quelle: [R5]

13.2.7 Methan

Die nachfolgenden Grafiken gehören zu →6.5.1.

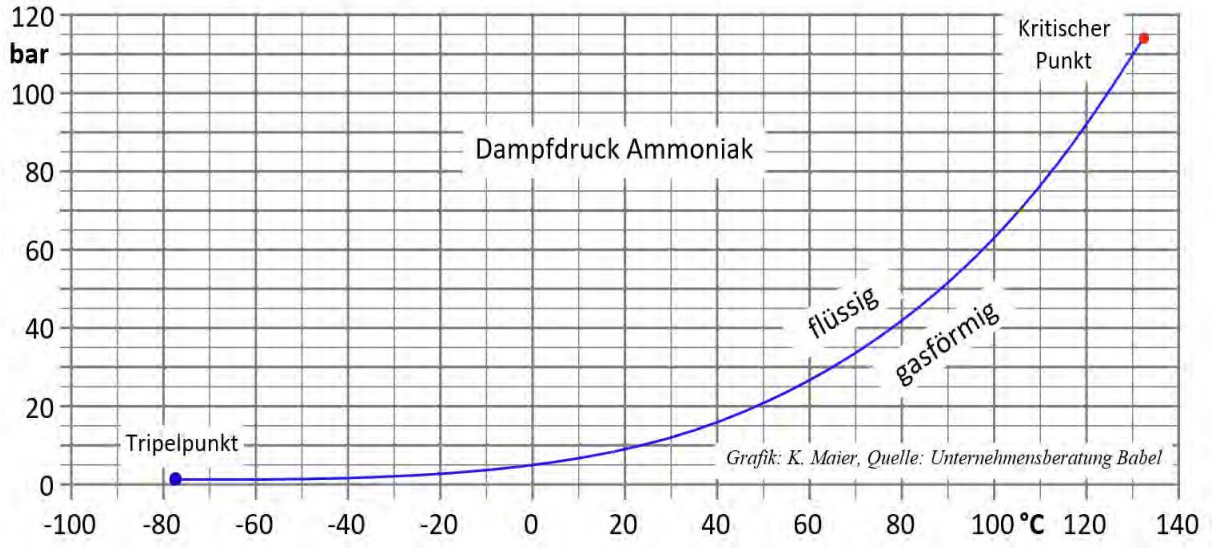




Quelle: https://www.unternehmensberatung-babel.de/berechnungen/daten-entlang-dampfdruckkurve.php

13.2.8 Ammoniak

Die folgenden Grafiken gehören zu →5.6.5.



Ammoniak-Wassergemische

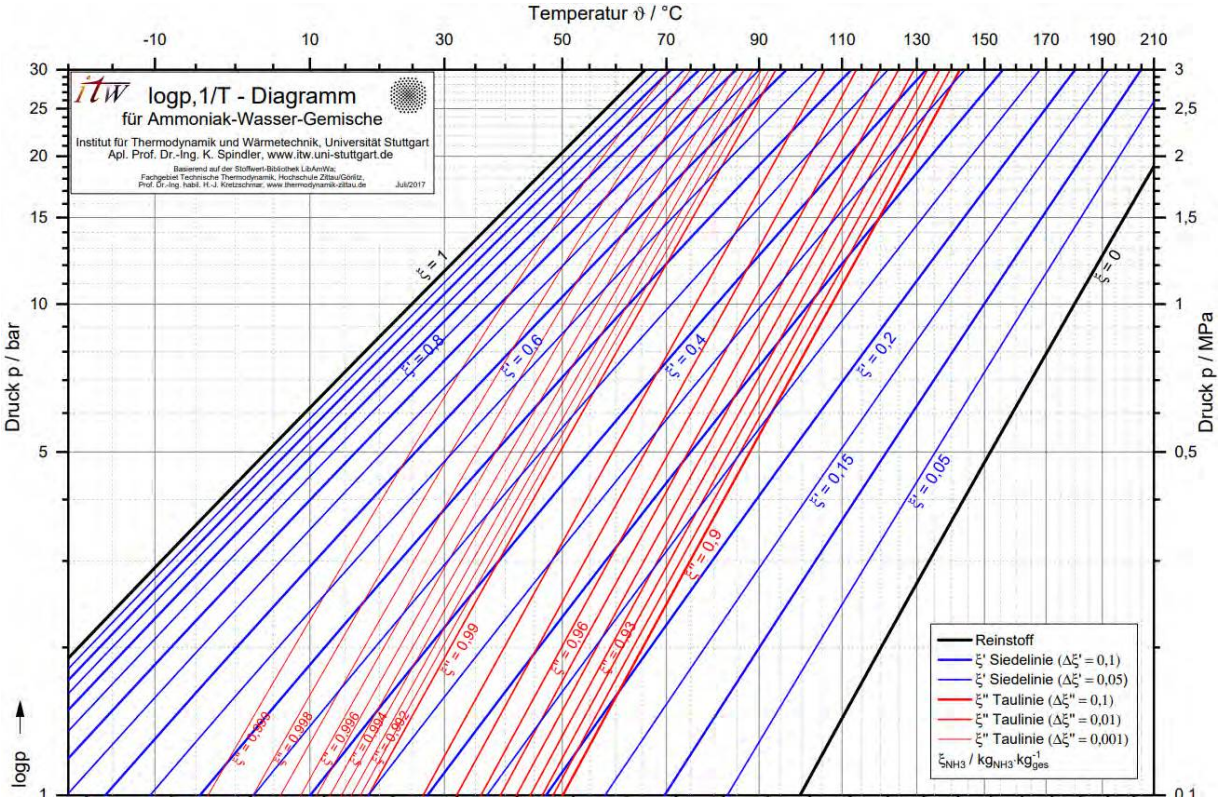


Diagramm stammt von TU-Stuttgart.[208]

13.2.9 Pilotprojekt Wasserstoff-Energiesystem

Die folgende Grafik gehört zu → „6.4.2 Erdgasnetz verwenden“, Abschnitt „Pilotprojekte“.

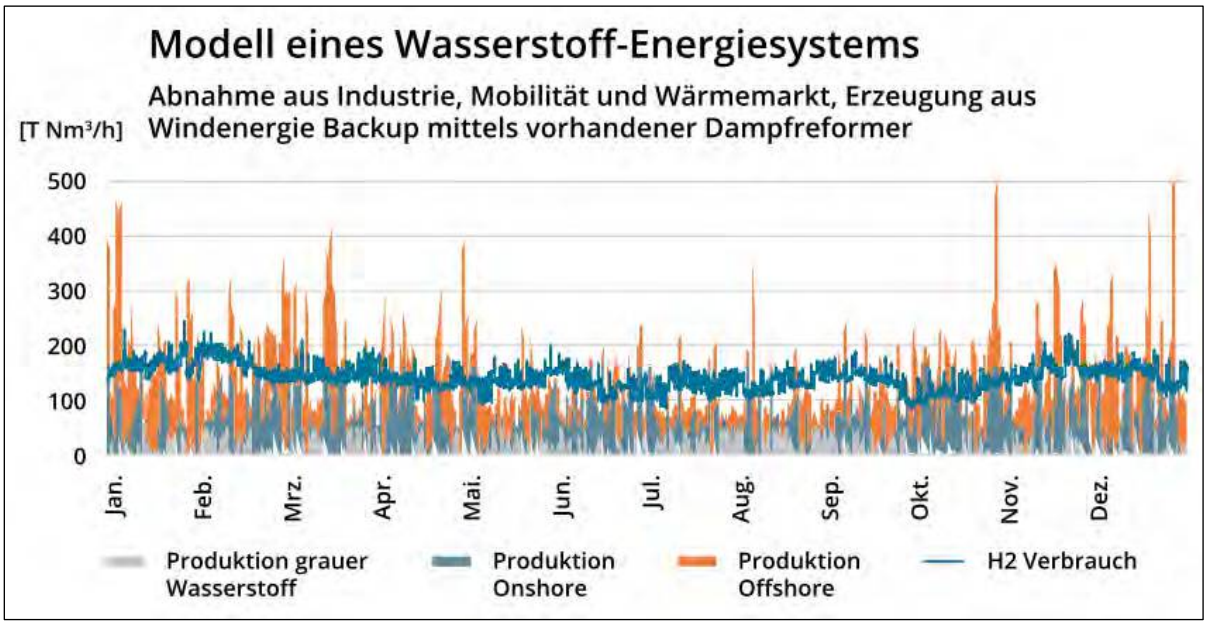


Diagramm kommt aus [R10].

13.2.10 Transportkosten

Die folgende Grafik gehört →6.3.7.

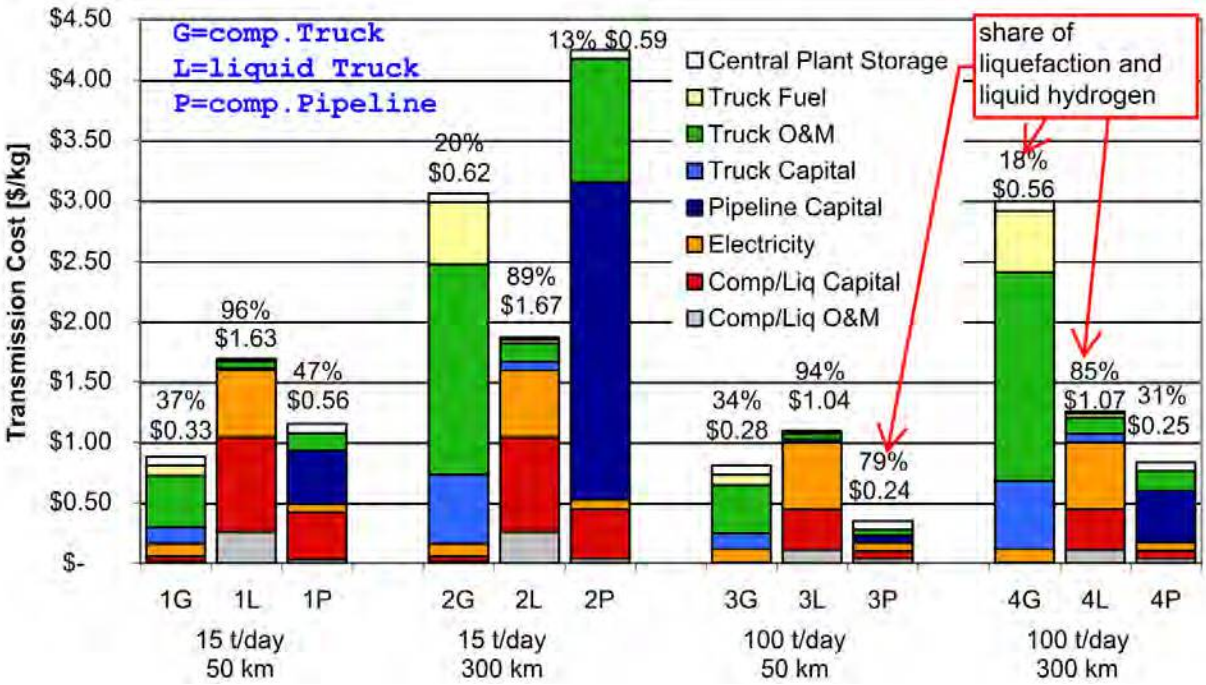
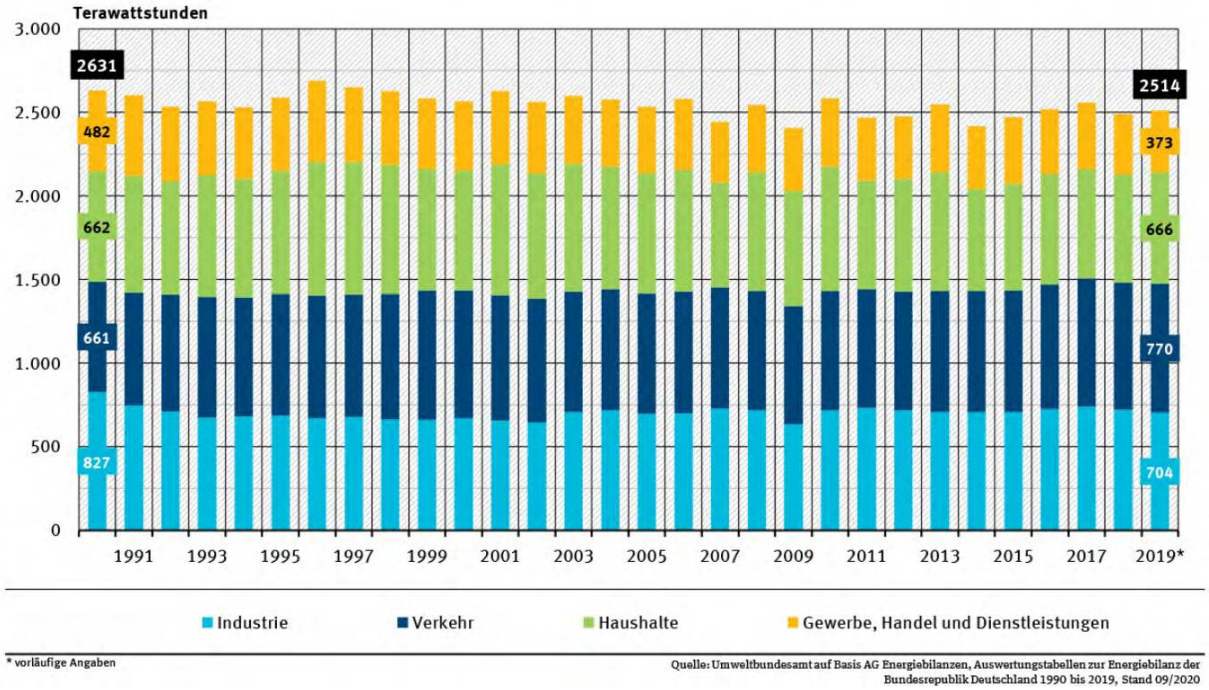


Diagramm kommt aus [R1].

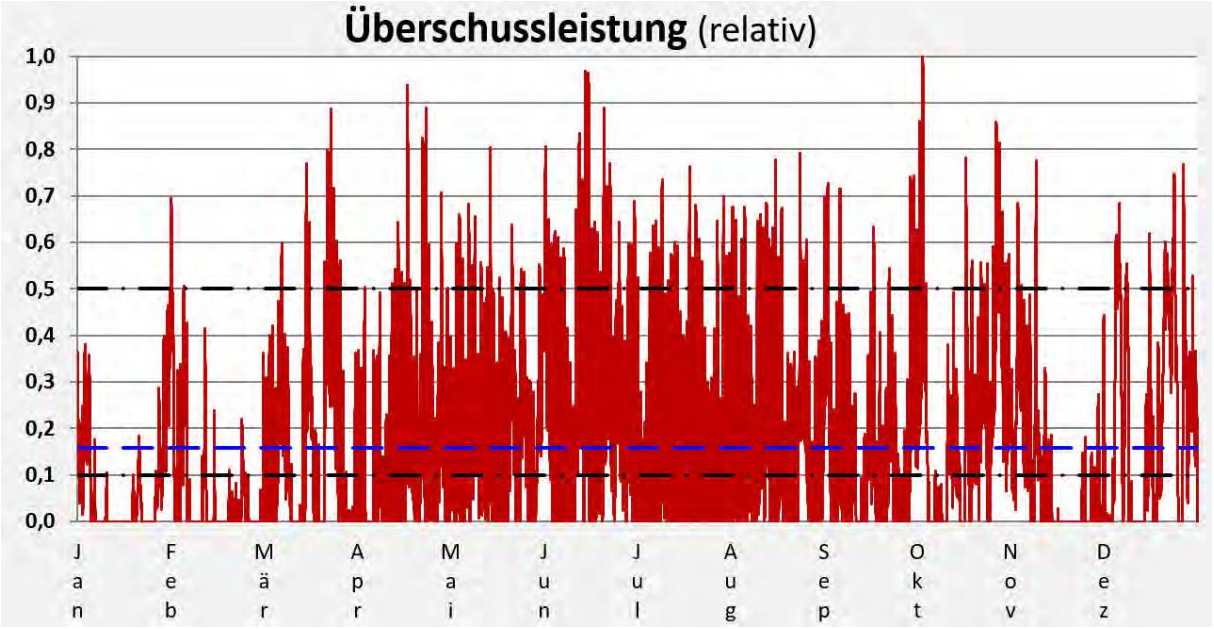
13.2.11 Energiebedarf nach Verbrauchssektoren



(referenziert aus →4)

13.2.12 Volatiler Betrieb

In [R13] wurde ein möglicher, typischer Verlauf der Überschussleistung für ein Jahr aufgrund von 35.040 Datensätzen ermittelt (referenziert aus →5.6.6):



Die durchschnittliche, relative Leistung liegt bei 16% (blaue Linie). Der Arbeitsbereich wurde zwischen 10% und 50% der auftretenden Spitzenleistung angenommen (schwarze Linien). Für diesen Fall muss die Anlage im Jahr 281 Mal anlaufen und wieder abgeschaltet werden. Die Nennleistung auf 50% der denkbaren Leistungsspitzen zu begrenzen, hat wirtschaftliche Gründe. Würde man die Anlage auf 100% auslegen, würden für die doppelten Kosten nur wenig mehr an nutzbarer Energie anfallen.

13.2.13 Klimawissenschaft verlässlich?

Der sogenannte ECS-Wert, der die Klimasensitivität als Temperaturanstieg bei Verdopplung der CO_2-Konzentration der Luft angibt, ist die zentrale Größe der Klimawissenschaft. Nach über 30 Jahren Forschung und Modellierungen mit immer leistungsfähigeren Großcomputern (Rechenleistung in 30 Jahren um das 1.000.000-Fache gesteigert), besteht immer noch eine Unsicherheit von 1,5 bis 4,5, also einem Faktor von 3.

Auszug aus [R13], Seite 159:

Sollte der ***ECS-Wert bei 1,5*** liegen, so wäre eine Verdopplung auf knapp 600 ppm CO_2-Konzentration für das ambitionierte 1,5-Grad-Ziel immer noch ausreichend.

Wäre der ***ECS-Wert aber 4,5*** bei CO_2-Verdopplung, so wäre die CO_2-Konzentration von 400 ppm (2017) bereits zu hoch für das 2-Grad-Ziel gewesen.[209] Man hätte 2017 schon alle CO_2-Quellen einstellen müssen.

> *Man könnte nun argumentieren, dass nicht der ECS-, sondern der TCR-Wert (1 bis 2,5) relevant wäre. Das ändert aber an der grundsätzlichen Problematik nicht viel:*
>
> *Läge der TCR-Wert bei 1, so wäre eine Konzentration von 1120 ppm für das 2-Grad-Ziel noch ausreichend. Das entspricht bei anhaltenden +20 ppm je Dekade für 1120 ppm: 355 Jahre.*
>
> *Läge der TCR-Wert bei 2,5, so wären 424 ppm für das 1,5-Grad-Ziel einzuhalten. Die 424 ppm sind praktisch erreicht.*

Je nach Annahme von offiziellen TCR-Werten lauten die Perspektiven bei fortdauernder CO2-Entwicklung:

Für das 2-Grad-Ziel wird die kritische CO_2-Konzentration erst in 355 Jahren überschritten und
für das 1,5-Grad-Ziel ist sie praktisch schon erreicht.

Und wer kann halbwegs verlässlich sagen, wie viel Gigatonnen CO_2 die Menschen noch in die Luft lassen dürfen? Die Aussagen sind sehr unterschiedlich und schwanken je nach Annahmen und Modell für das *2-Grad-Ziel* zwischen 750 Gt (ab 2010)[210] und 1.073 Gt (ab April 2020).[211] Also: Nach 10 Jahren, in denen rund 320 Gt CO_2 zusätzlich frei wurden, ist der noch zulässige Rest um 300 Gt *größer* als vorher.

> *Übrigens: Für das 1,5-Grad-Ziel gab das IPCC 580 Gt (ab 2018 mit „medium confidence“) an. Dabei gesteht das IPCC große, unbekannte Unsicherheiten bei solchen Zahlen ein.[212]*

Wie kann man aufgrund einer solchen völlig unklaren Sachlage die Entscheidung treffen,
das Klima positiv beeinflussen zu müssen und
damit die aufgezeigten Konsequenzen von allen zu tragen sind?

13.3 Referenzen

Hinweis: Wenn zu dem Internetlink zusätzlich ein PDF-Dateiname angegeben ist, liegt der Inhalt des Artikel oder der Studie beim Autor als Datei vor (meist mit Notizen), die auch noch abrufbar wäre, wenn der Inhalt nicht mehr im Internet auffindbar ist.

[R1] „Implementing a Hydrogen Energy Infrastructure: Storage Options and System Design“, https://www.researchgate.net/publication/46439886_Implementing_a_Hydrogen_Energy_Infrastructure_Storage_Options_and_System_Design

[R2] „WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM“, Fraunhofer ISE, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf, Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf

[R3] „Die nationale Wasserstoffstrategie“, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html, Die nationale Wasserstoffstrategie.pdf

[R4] Wasserstoff in Bild der Wissenschaft 9.2020.pdf

[R5] „Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff“, http://juser.fz-juelich.de/record/136392/files/Energie%26Umwelt_144.pdf; Energie&Umwelt_144.pdf

[R6] 2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

[R7] „Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger“, Prognos , https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile,
Prognos transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf

[R8] Wasserstoff-Gutachten.pdf

[R9] EWI-EWIR-Policy-Brief-H2-Netzregulierung-20201102.pdf; https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI-EWIR-Policy-Brief-H2-Netzregulierung-20201102.pdf

[R10] 200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf

[R11] https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf Regulierung von Wasserstoffnetzen 2020.pdf

[R12] „Elektrolyse“, Dr. Rüdiger Paschotta, https://www.energie-lexikon.info/elektrolyse.html?s=ak

[R13] „Die Abrechnung mit der Energiewende – Der Energiewendecheck“, Klaus Maier, ISBN 978-3-347-06790-5, https://tinyurl.com/y2xftorf

[R14] „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, dena Deutsche Energie-Agentur, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf

[R15] „Einsatzgebiete für Power Fuels“, dena Deutsche Energie-Agentur, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Factsheet_Power-Fuels_Stahlproduktion_Industrielle_Prozesswaerme.pdf, Factsheet_PowerFuels_Stahlproduktion_Industrielle_Prozesswaerme.pdf

[R16] „Systemlösung Power to Gas“, dena Deutsche Energie-Agentur, https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9096_Fachbroschuere_Systemloesung_Power_to_Gas.pdf,
dena_Fachbroschuere_Power_to_Gas.pdf

[R17] „Wasserstoffbasierte Industrie in Deutschland und Europa“, enervis - Stiftung Arbeit und Umwelt der IG BCE, https://www.arbeit-umwelt.de/wp-content/uploads/Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf, Studie_Wasserstoff_Industrie_StiftungIGBCE_enervis.pdf

[R18] „Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende“, https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf, 200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf

[R19] „Energieaufwand für Gaskomprimierung“, IET – Institut für Energietechnik, https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/06_Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf , Energie_fuer_Gaskomprimierung.pdf

[R20] „Geschäftsmodell Energiewende“, Fraunhofer – IWES, https://www.herkulesprojekt.de/content/dam/herkulesprojekt/de/documents/2015_Studie_Finanzierbarkeit_der_Energiewende_webansicht.pdf , Studie_Geschaeftsmodell_Energiewende_IWES_20140131.pdf

[R21] „Sektorkopplung durch die Energiewende“, Volker Quaschning, https://www.volker-quaschning.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf , Prof. Quaschning - Das Wasserstoff-Versprechen wird nicht aufgehen.pdf

[R22] „Sektorkopplung – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems“, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf , ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf

[R23] „Wasserspaltung mit Strom und Wärme“, DLR Dr. Werner Schnurnberger, https://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2004/th2004_03_01.pdf, Wasserstoffherstellung 2020.pdf

[R24] „Heiz- und Brennwerte“, IET – Institut für Energietechnik, https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user_upload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/10_Heiz-_und_Brennwerte.pdf, Heiz-_und_Brennwerte.pdf

[R25] „Energieverbrauch und CO2-Emissionen industrieller Prozesstechnologien“, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf, Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf

[R26] „report 2012 Energieeffizienz und Klimaschutz“, BDL – Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft e.V., https://www.koeln-bonn-airport.de/uploads/tx_download/bdl_energie_effizienz_report_2012.pdf, Luftfahrt_energie_effizienz_report_2012.pdf

[R27] „Inbetriebnahme einer Testanlage und experimentelle Untersuchung zur katalytischen Dehydrierung ausgewählter Komponenten von Kerosin für die Wasserstofferzeugung im Flugzeug“, Hochschule Ansbach, https://core.ac.uk/download/pdf/11152612.pdf, katalytischen Dehydrierung.pdf

[R28] „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“, Fraunhofer-Institut ISI, ISE, https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/ueber-fraunhofer/wissenschaftspolitik/Positionen/Fraunhofer-Wasserstoff-Roadmap.pdf, 2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

[R29] „WO AUS WIND UND SONNE GRÜNES GAS WIRD“, DVGW PortalGreen, https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/bilder/karte-power-to-gas-anlagen-druck.pdf, karte-power-to-gas-anlagen-druck.pdf

[R30] „Sicherheitshinweise - Umgang mit Wasserstoff.“, PanGas AG, https://www.pangas.ch/de/images/PanGas_Sicherheitshinweis_Wasserstoff_d_tcm553-114544.pdf, PanGas_Sicherheitshinweis_Wasserstoff_d_tcm553-114544.pdf

[R31] „Gutachten H2 -Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein“, umlaut energy Gmb, EMCEL GmbH, Becker Büttner Held, Forschungszentrum Jülich GmbH, i.A. Landes Schleswig-Holstein, https://www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/E/energiewende/Downloads/Wasserstoff-Gutachten.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Wasserstoff-Gutachten.pdf

[R32] „Wasserstoff löst keine Energieprobleme“, Ulf Bossel, https://leibniz-institut.de/archiv/bossel_16_12_10.pdf, bossel_16_12_10.pdf

[R33] „Stickstoffbasierte Kraftstoffe: eine „Power-to-Fuel-to-Power“-Analyse“, Alon Grinberg Dana at al., https://publications.rwth-aachen.de/record/659289/files/659289.pdf , Stickstoffbasierte Kraftstoffe.pdf

[R34] „Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien“, Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf , VDZ-Studie_Dekarbonisierung_Zement_Beton_2020.pdf

13.4 Endnoten

Hinweis: Wenn hier eine PDF-Datei angegeben ist, ist dieses Dokument beim Autor abrufbar.

1 [R3]

2 Das schwankt etwas von Jahr zu Jahr. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren

3 https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-energie-und-umwelt/energiewende-chemische-industrie-fordert-mehr-oekostrom-17248364.html ; möglicherweise sind hier Energien enthalten, die im Mengengerüst nicht berücksichtigt sind und damit alles noch schwieriger machen.

4 https://www.wbgu.de/de/publikationen/publikation/welt-im-wandel-gesellschaftsvertrag-fuer-eine-grosse-transformation aber auch: https://www.welt.de/print/die_welt/debatte/article13397280/Oekodiktatur-pur.html

5 https://www.weforum.org/great-reset/, aber auch: https://www.youtube.com/watch?v=1sMF9Vpx4n4

6 https://www.bmz.de/de/agenda-2030

7 https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de

8 https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672

9 Beispiele: [R2], [R14], [R20], [R21], [R22]

10 Zum Beispiel [R13]

11 ESYS-Studie [R22], auf Seite 147 Nr. 10 „Während bei einem eher bescheidenen CO_2-Einsparziel von 60 Prozent (2050 im Vergleich zu 1990) kaum höhere Gesamtkosten zu erwarten sind als bei Extrapolation der heute absehbaren Gesamtkosten bei konstanten Energiepreisen, steigen die Gesamtkosten mit zunehmendem CO_2-Reduktionsziel überproportional an.“

12 „Klimaneutralität: Sind wir bereit für eine ehrliche Debatte?“, (Eine Analyse der Deutschen Bank Research), https://bit.ly/3qNmtSP

13 „Umweltministerin Svenja Schulze (SPD) will die rechtlichen Voraussetzungen für die Kohlendioxid-Ausfuhr schaffen. CDU und CSU wiederum wollen laut ihrem Parteiprogramm zu Bundestagswahl die CO_2-Einlagerung „gemeinsam mit unseren europäischen Partnern“ vorantreiben. Auch die FDP macht sich für die CCS-Technik stark. Nur Grüne und Linke sehen sie weiterhin grundsätzlich kritisch.“ https://zeitung.faz.net/fas/wirtschaft/2021-07-04/1f196d88054384d30ec3c1b3a8a3b930/?GEPC=s5 (Schöttle 5.7.21)

14 https://www.heise.de/hintergrund/Rueckschlag-fuer-die-Brennstoffzelle-Ein-Nachruf-auf-den-Honda-FCX-Clarity-6124500.html

15 [R3]

16 https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/aktionsplan-zum-klimaschutz-wasserstoffrat-warnt-vor-hohen-strompreisen-17419350.html

17 Fördermittel 2006 bis 2026; Einzelbeträge: 700+1400+310+200+600+1000+7000+2000 Mill. € = 13,21 Mrd.€, aus: [R3]

18 https://www.watson.de/nachhaltigkeit/nachhaltig/188247292-energiewissenschaftler-kritisiert-wasserstoffstrategie-ablenkungsmanoever. Er ist Professor für das *Fachgebiet Regenerative Energiesysteme* an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Quaschning: „Man verspricht, dass irgendwann mal grüner Wasserstoff kommt. Der ist aber sehr teuer, sehr ineffizient herzustellen,

und dieses Versprechen wird nicht aufgehen. Deswegen habe ich da sehr, sehr große Sorge, dass man jetzt schon wieder auf das falsche Pferd setzt." https://www.deutschlandfunk.de/klimakrise-die-coronakrise-ist-eigentlich-kindergarten.697.de.html?dram:article_id=494390&utm_source=pocket-newtab-global-de-DE

19 https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html

20 https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre

21 Neben dem Einsatz von Erdgas ist dabei auch die Nutzung von Methan aus biogenen Quellen wie Biogas, Deponie- und/oder Grubengasen denkbar. Die Mengen, die hierbei anfallen könnten aber nur einen kleinen Teil des Bedarfs decken.

22 Derzeit in Forschung und durch BMBF mit 12 Mio.€ gefördert. https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/wasserstoff-aus-methanpyrolyse.php; https://www.kit.edu/kit/pi_2019_wasserstoff-aus-erdgas-ohne-co2-emissionen.php

23 https://www.welt.de/wirtschaft/article205127526/Gazprom-entwickelt-klimaneutrales-Wasserstoff-Produktionsverfahren.html „Gazprom entwickelt CO2-freies Produktionsverfahren für Wasserstoff"

24 https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity_Top_News/Energie/63_wasserstoffvorkommen_im_geologischen_untergrund.html;jsessionid=B44D6CC26C6B5D6BC93B1A10BB070BBD.1_cid331?nn=1542132&__blob=publicationFile&v=2

25 Einige Kenngrößen sind hier zu finden: https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/892-elektrolyse-die-schluesseltechnologie-fuer-power-to-x

26 [R23]

27 [R7]

28 VBI_Wasserstoff-Elektrolyse.pdf, Dokument beim Autor verfügbar

29 Bei den Elektrolyten dieser Zellen handelt es sich üblicherweise um keramisches Zirkoniumdioxid, welches durch die Dotierung mit Yttrium leitend für Sauerstoff-Ionen wird. Festoxid-Elektrolyte sind ein hitzebeständiges und verschleißfestes Material und dadurch für die hohen Betriebstemperaturen geeignet. https://emcel.com/de/hochtemperatur-elektrolyse/

30 Derzeit noch Degradationsraten von 3-5% / 1000 h im Stack, was nach 5 Jahren 73 bis 90% entspricht.

31 [R12]

32 https://emcel.com/de/hochtemperatur-elektrolyse/

33 [R12]

34 https://www.vku.de/wasserpreise, siehe Kostenverteilung

35 Berechnet mit http://wassermonitor-hessen.wifor.com

36 „Aus Atomkraft erzeugter Wasserstoff wird als 'kohlenstoffarm' gelten, sagt ein EU-Beamter", https://www.euractiv.com/section/energy/news/hydrogen-produced-from-nuclear-will-be-considered-low-carbon-eu-official-says/

37 [R7], Seite 23

38 DLR-Vortrag, Folie 12

39 [R7], Seite 22

40 https://web.archive.org/web/20120308043218/http://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder-und-marktbereiche/wasserstoff-technologie/wasserstofferzeugung-und-speicherung/projekte-elektrolyse/reversible-brennstoffzellen-langzeitspeicher-fuer-elektrische-energie

41 [R5], Seite 55, „Tabelle 4.2: Spezifikationen von Wasserstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge"

42 [R5], Seite 71 ff

43 Brennwert (Ho): 141,80 MJ/kg = 39,41 kWh/kg = 12,75 MJ/Nm³ = 3,5 kWh/Nm³

44 Angenommen: Traktionsenergie 20 kWh/100km. Von H2 bis Räder: 0,433. Damit 20kWh/0,433/(33,3kWh/kg) = 1,39 kg/100km.

45 Angenommen: Traktionsenergie 20 kWh/100km. Von Diesel bis Räder: 0,3. Damit 20kWh/0,3/(9,8kWh/l) = 6,8/100km.

46 Nutzenergie Diesel: 6,8 l · 6 · 0,3 · 9,9kWh/l= 121 kWh in 41 l →2,96 kWh/l; Nutzenergie H2: 8,32 kg·33,3kg/l· 0,5 ·0,98 ·0,93 ·0,95 = 120 kWh in 280 l → 0,43 kWh/l; Verhältnis: 6,9

47 https://www.chemie.de/lexikon/Wasserstoff.html

48 https://www.imws.fraunhofer.de/de/presse/pressemitteilungen/wasserstoff-hochdrucktank-1000bar-leichtbau.html

[49] https://www.hydrogenious.net/index.php/de/hydrogen-2/

[50] Wasserstoff mit LOHC.pdf, Dokument beim Autor verfügbar

[51] https://www.fraunhofer.de/de/presse/presseinformationen/2021/februar-2021/wasserstoffantriebe-fuer-e-scooter-und-co.html

[52] https://www.energie-lexikon.info/methanisierung.html

[53] In [R14] ist angegeben: für die Abscheidung von 1 Tonne CO_2 ist ca. 1 MWh an Energie erforderlich. In [R33] werden 6,6 GJ/t CO_2 (=1,833 MWh) angegeben. Gewählt: 1,3 kWh/kg CO_2.

[54] Dieser, unter günstigen Annahmen entstandene Wert stammt aus: [R7], Seite 30. Die heutigen Kosten für die Luftabscheidung liegen in der Größenordnung von 600 USD / t CO_2 (Quelle: Climeworks, 2019). Wenn 1 t CO_2 1,3 MWh an Strom erfordert, sind das bei 0,20€/kWh 260 €/t.

[55] Bei 2,75 t CO2 für 1 t CH4 fallen Stromkosten von 2,75*260€ an = 715 €

[56] https://www.energie-lexikon.info/direktmethanisierung.html

[57] So erfordert etwa die Direktmethanisierung Roh-Biogas als Ausgangsstoff. Biogas aber hat bereits einen Anteil an der Stromversorgung. Dieser würde durch die Direktmethanisierung entfallen.

[58] [R24]

[59] Der gegenüber dem theoretischen Wert reduzierte Wirkungsgrad resultiert aus dem ungünstigen VEE-Betrieb und einer Kostenoptimierung.

[60] Andere geben an: [R7], S.49, Abbildung 10: Für die Methanisierung ergibt sich pro kg PtG-Methan ein Bedarf von etwa 4,5 bis 4,7 kg Wasser und 2,8 bis 2,9 kg CO_2. Der damit verbundene elektrische Energieaufwand entspricht 28,6 bis 32,6 kWh_{el}. Daraus wird ein elektrischer Gesamtwirkungsgrad zwischen 47 und 54% errechnet (Ho).

[61] Von den 13,94 kWh/kg gehen 1,3 kWh/kg*2,75 kg=3,58 kWh ab, so dass das Verhältnis ist: 10,06/13,94=0,722.

[62] https://www.energie-lexikon.info/methanol.html

[63] https://de.wikipedia.org/wiki/Methanolherstellung

[64] [R7], Seite 25. Der theoretische Wirkungsgrad liegt bei 85% (Ho).

[65] Von den 5,5 kWh/kg gehen 1,9 kWh (1 kg Methanol benötigt 1,45 kg CO_2 mit 1,3 kWh/kg) ab, so dass das Verhältnis ist: 3,6/5,5=0,655. Siehe auch Abb. 11 der Prognos-Studie [R7].

[66] 1 mol CH_4O = 24g entsprechend 0,131 kWh(Hu); Die Reaktion $CO_2+3H_2 \rightarrow CH_3OH$ mit 49,6 kJ/mol. 49,6 kJ = 0,01378 kWh; Wirkungsgrad: 1-(0,01378/0,131)=0,895

[67] https://www.tuvsud.com/de-de/indust-re/wasserstoff-brennstoffzellen-info/brennstoffzellen/dmfc-brennstoffzelle

[68] https://www.youtube.com/watch?v=G3iKJ4IMick

[69] https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen

[70] https://de.wikipedia.org/wiki/Direktmethanolbrennstoffzelle

[71] https://de.wikipedia.org/wiki/Reformed_Methanol_Fuel_Cell

[72] https://www.pflanzenforschung.de/de/pflanzenwissen/journal/unsichtbares-gift-aus-der-landwirtschaft-freigesetztes-10201

[73] https://www.energie-lexikon.info/ammoniak.html

[74] [R25], Seite 131

[75] https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B0E0B2E00-9043-11D3-B2C8-0080C8941B49%7D#:~:text=Es%20ergibt%20sich%20ein%20Bedarf,%2C37%20GJ%2Ft%20N2

[76] [R25], Seite 134: Verschiedene Verfahren benötigen heute eine Energie für die Synthese von: Strom = 0,48 GJ/t, Brennstoff und Dampf = 8,70 GJ/t, → 9,2 GJ/t = 2,560 kWh/kg oder: Strom = 0,48 GJ/t, Brennstoff und Dampf = 16,50 GJ/t, → 17 GJ/t = 4,720 kWh/kg; andere Quelle geben für den Haber-Bosch Prozess einen Wirkungsgrad von 0,55 an (https://www.physi.uni-heidelberg.de/~pelte/energie/energie3/data/kap3/speichrg.htm) das entspricht 6,25 kWh/kg (1/0,55 -1) = 5,1 kWh/kg für den nötigen Energieaufwand.

[77] https://www.en-former.com/ammoniak-versorgt-handymasten-mit-strom/ hier werden 90% für H_2 aus NH_3 genannt.

[78] https://www.bayern-innovativ.de/seite/ammoniak-wasserstoffspeicher

[79] https://www.probas.umweltbundesamt.de/php/prozessdetails.php?id=%7B0E0B2E00-9043-11D3-B2C8-0080C8941B49%7D#:~:text=Es%20ergibt%20sich%20ein%20Bedarf,%2C37%20GJ%2Ft%20N2

[80] https://phys.org/news/2020-11-technique-seamlessly-ammonia-green-hydrogen.html; https://www.zbt.de/aktuell/news-anzeige/detail/News/wasserstofferzeugung-aus-ammoniak-nh3toh2/

[81] https://www.physi.uni-heidelberg.de/~pelte/energie/energie3/data/kap3/speichrg.htm

[82] https://de.wikipedia.org/wiki/Ammoniak-Brennstoffzelle

[83] https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/#:~:text=Stand%20heute%20wären%20für%20einen,Steuern%20möglich%20wäre. Ähnliche Angaben hier: https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/

[84] https://de.wikipedia.org/wiki/Wärmepumpe#Wärmepumpe_mit_Öl-_oder_Gasmotorantrieb

[85] Nach eigenen Rechnungen und: https://de.wikipedia.org/wiki/E-Fuel#:~:text=Der%20Wirkungsgrad%20von%20E-Fuels,Autos%20bei%2069%20%25%20Wirkungsgrad%20liegen, https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/

[86] Prognos-Studie [R7], Abb. 12.

[87] Die Rechnung über den Strommix, wie gerade vorgenommen, führt aber erst ab etwa 90% Ökostrom zu richtigen Werten. Dazu gibt es eine Ausarbeitung, die vom Autor zu erhalten ist (CO2 durch E-Mobile V1.0.pdf).

[88] https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen

[89] https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/brennstoffzellentypen

[90] https://efahrer.chip.de/e-wissen/wasserstoffauto-deshalb-wird-sich-die-technologie-so-schnell-nicht-durchsetzen_101550

[91] https://www.energieagentur.nrw/brennstoffzelle/brennstoffzelle-wasserstoff-elektromobilitaet/wirkungsgrad

[92] Darin ist nicht enthalten, die Leistungselektronik zur Ansteuerung der Elektromotoren und die Elektromotoren selbst.

[93] BMW zum Beispiel hat bereits einen Wasserstoff-Verbrennungsmotor im 7er-BMW zur Serienreife entwickelt, das Projekt unter anderem wegen Speicherproblemen im Auto aber wieder eingestellt. https://www.adac.de/verkehr/tanken-kraftstoff-antrieb/alternative-antriebe/synthetische-kraftstoffe/

[94] https://www.auto-motor-und-sport.de/tech-zukunft/alternative-antriebe/wasserstoffauto-brennstoffzelle-co2-neutral-batterie-lithium/

[95] https://www.spiegel.de/auto/wasserstoff-autos-diese-modelle-gibt-es-in-deutschland-zu-kaufen-a-088cffed-f8c5-4fdc-a773-cfbf5e18749d#

[96] https://www.businessinsider.de/wirtschaft/mobility/vw-mercedes-co-verabschieden-sich-von-ihren-wasserstoff-traeumen-r/

[97] https://www.energie-bau.at/mobilitaet/3539-scania-zu-wasserstoff-auch-fuer-lkw-unrentabel

[98] https://efahrer.chip.de/e-wissen/wasserstoffauto-deshalb-wird-sich-die-technologie-so-schnell-nicht-durchsetzen_101550

[99] „Beim Tanken machen die hohen Drücke in den Tankanlagen weitere Probleme: Der sehr stark verdichtete Wasserstoff strömt durch einen Zapfhahn ins Auto. Dabei treten große Druckunterschiede auf, was dazu führt, dass der Zapfhahn abkühlt und je nach Luftfeuchtigkeit vereist. Vor einem zweiten Tankvorgang muss die Zapfsäule erst wieder Druck aufbauen, die Zapfpistole muss abtauen. Mehr als sechs Autos pro Stunde kann eine solche Tankanlage (die mit rund einer Million Euro pro Installation sehr teuer ist) deshalb nicht abfertigen.“ https://efahrer.chip.de/e-wissen/wasserstoffauto-deshalb-wird-sich-die-technologie-so-schnell-nicht-durchsetzen_101550

[100] https://www.mwv.de/statistiken/preiszusammensetzung/ : 0,6€/l (9,8 kWh/l) = 0,061 €/kWh

[101] https://www.mobility.siemens.com/global/de/portfolio/schiene/storys/wasserstoffantrieb-funktion.html

[102] https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/E/schiene-aktuell/elektrobahn-klimaschonend-zukunft-bahn-elektrifizierungsprogramm.html

[103] https://aeroreport.de/de/innovation/wie-wasserstoffantriebe-ins-flugzeug-kommen

[104] https://aeroreport.de/de/innovation/wie-wasserstoffantriebe-ins-flugzeug-kommen

[105] [R26]

[106] https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/

[107] https://www.deutschlandfunk.de/nachhaltiger-luftverkehr-airbus-tueftelt-am-wasserstoff.676.de.html?dram:article_id=499116

[108] https://www.deutschlandfunk.de/nachhaltiger-luftverkehr-airbus-tueftelt-am-wasserstoff.676.de.html?dram:article_id=499116, https://www.welt.de/wirtschaft/plus230455741/Wettlauf-mit-Boeing-Airbus-wagt-die-grosse-Wasserstoff-Wette.html

[109] [R27]

110 https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Greenhouse-Gas-Studies-2014.aspx

111 Energiegehalt ca. 1 …1,5 kWh/l bei 500 bis 800 bar. Druckflaschen benötigen 30 …40% mehr Raum. → 0,7 …1,1 kWh/l.

112 https://www.der-pressedienst.de/wirtschaft/wirtschaft-it/zurrpack-stellt-sich-neu-auf/attachment/statistic_id482955_prognose-zum-frachtvolumen-weltweit-nach-verkehrstraegern-bis-2050/

113 https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Transport-Verkehr/Gueterverkehr/_inhalt.html. Da die Strecken der Binnenschifffahrt kürzer sind als die über die Weltmeere, werden die 190 Mio. t energetisch mit 1/10 den 300 Mio. t hinzugerechnet.

114 1 Mrd.t/a CO_2-Ausstoß (weltweit) entspricht ca. 3.700 TWh_{th}/a. Da Deutschland einen Anteil von 3,25% am Gütertransport hat (320 Mio.t /9,84 Mrd.t [https://www.bpb.de/nachschlagen/zahlen-und-fakten/globalisierung/52531/seefracht]), entspricht das 120 TWh/a für Deutschland.

115 Der Preis hängt wesentlich vom aktuellen Ölpreis ab, so dass man verschiedene Angaben findet die zu unterschiedlichen Jahreszahlen angegeben werden (13 bis 46 ct/l in 2013).

116 „ME-GI-Motor absolviert erfolgreich den Seeversuch“ https://veus-shipping.com/2020/10/man-es-will-bis-2024-ersten-mit-ammoniak-betriebenen-motor-ausliefern/

117 https://veus-shipping.com/2020/10/man-es-will-bis-2024-ersten-mit-ammoniak-betriebenen-motor-ausliefern/

118 https://www.spektrum.de/news/ammoniak-als-schiffstreibstoff-unter-gruenem-volldampf/1856677

119 https://www.spektrum.de/news/ammoniak-als-schiffstreibstoff-unter-gruenem-volldampf/1856677

120 In [R15] werden 2,4 Mio. t H_2 angegeben. Auf Anfrage teilte am 13.7.21 Nils Pfennig, Pressesprecher der Thyssenkrupp Steel mit, dass sie in 2050 für 10 Mio. t Stahl 750.000 t H_2 benötigen. Bei unterstellter konstanter Stahlproduktion von 40 Mio. t/a wären das 3 Mio. t H_2 (und nicht 2,4 Mio. t).

121 In der gleichen Antwortmail vom 13.7.21 werden für 10 Mio. t Stahl zusätzlich 15 TWh Strom benötigt, was bei 40 Mio. t Stahl 60 TWh wären. Das sind 10% der heutigen Stromproduktion.

122 Zum Ausgleich für Schwankungen im Netz (Regelenergie) ist eine reine Gasturbine vorzusehen. Für längere Laufzeiten können GuD-Turbinen verwendet werden, die einen höheren Wirkungsgrad haben (bis 60%).

123 https://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle/typen/pem-brennstoffzelle

124 2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

125 [R16] , Seite 5

126 2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf

127 [R28], Kapitel 4.3.4

128 [R3]

129 https://www.smarterworld.de/smart-generation/regenerativenergien/emilatbessy-ii-power-to-x-projekt.136271.html

130 [R29]

131 Z.B. [R17] S. 15

132 [R5] setzt einen niedrigeren Wert von 5,4 Mio. t/a (=180TWh_{H2}) an. [R6] geht von 200 – 290 TWh aus. Der Endenergiebedarf für Verkehr liegt nach Abzug von Bahn, Schiff- und Luftfahrt bei ca. 550 TWh (bei gleichbleibendem Verkehr). Diesen Güter- und Individualverkehr könnte man Aufteilen in 250 TWh_{H2} und 300 TWh elektrisch bzw. PtL.

133 https://www.klimaschutz-portal.aero/faq/wie-viel-kerosin-verbrauchen-deutsche-fluggesellschaften-in-einem-jahr/

134 [R15]

135 [R28], Seite 20

136 [R28], Seite 21

137 https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1194793/umfrage/produktion-von-wasserstoff-nach-prozess/#:~:text=Die%20Produktion%20von%20Wasserstoff%20belief,von%20Erdgas%20oder%20Naphtha%20hergestellt. In https://de.wikipedia.org/wiki/Grundchemikalie#cite_note-1 wird die Jahresproduktion von Ammoniak mit 2,7 Mio. t für Deutschland (2011) angegeben. Das entspricht einem H2-Bedarf von rund 0,5t.

138 [R13], Seite 443

139 Z.B. [R6] sieht nur 50 bis 80 GW Elektrolyseleistung in Deutschland vor.

[140] In 2.053 TWh/a sind ca. 200 TWh/a enthalten, die nicht für H2-Herstllung benötigt werden. 1.850 TWh*0,64/(33,3 kWh/kg) ≈36 Mio.t_{H2}.

[141] [R4], Seite 17 oder: https://www.thb.info/rubriken/detail/news/der-erste-wasserstofftanker.html

[142] „Die Wasserstoffversprödung ist kritisch, weil konventionelle Stähle davon betroffen sind und deren Lebensdauer erheblich reduziert werden kann. Dies ist insbesondere in einem dynamisch betriebenen System der Fall. Eine Pipeline ist daher zwangsläufig von Wasserstoffversprödung bedroht." [R5], Seite 48

[143] [R6], Seite 6: „In dieser Arbeit wurde angenommen, dass 14 Quellen insgesamt 9.860 Tankstellen mit Wasserstoff versorgen. Für das überregionale Transmissionsnetz wurde eine Länge von 12.000 km berechnet. Für den Transport auf lokaler Ebene wird ein Distributionsnetz von 36.000 km Länge benötigt. Das Pipelinesystem kostet im Erwartungswert insgesamt 23 Mrd. €. Für das Pipelinenetz, inkl. Verdichtern, Betriebs- und Stromkosten, fällt spezifisch im Erwartungswert ein Aufschlag von 0,79 €/kg H2 an."

[144] [R5], Seite 101 ff „Verdichter"

[145] https://www.energie-lexikon.info/wasserstoffspeicher.html

[146] https://www.bafg.de/DE/08_Ref/U1/02_Projekte/05_Verkehrstraeger/verkehrstraeger_lang.pdf?__blob=publicationFile, Kap. 7.1: Aus den Angaben im Absatz „Straßengüterverkehr" wurde für eine Fuhre abgeleitet (169€ +0,913€/km) und für die H2-Anwendung (teurere Tankfahrzeug) verwendet: 200 € + 1€/km

[147] 200€ +100 km*1€/km = 300 € für 500 kg H_2, d.h. 0,6 €/kg oder 1,8 ct/kWh.

[148] [R5], Seite 139, Abb. 5.14: 50 km und 1 t kosten 490€, d.h. 0,49€/kg oder 1,5 ct/kWh.

[149] shell-wasserstoff-studie.pdf

[150] https://www.youtube.com/watch?v=h8ibwRTwjrg und [R5], Seite 15

[151] Angenommen ein durchschnittlicher Verkauf von H2 in der Höhe von 44 Mio. kWh/a (Durchschnitt heutiger Tankstellen). Mit einer Lebensdauer von 15 Jahren und Kapitalverzinsung von 5-6% liegen die Investitionen bei 100.000 €/a. Das sind 0,22 ct/kWh. Ist der Umsatz nur 1/10: 2,2 ct/kWh.

[152] Bei 44 Mio. kWh/a je Tankstelle: 44e6 kWh/a /(356 d/a) /(33,3 kWh/kg) = 3.620 kg_{H2}.

[153] Rechnung: 1000 kg/24h · 33kWh/kg /0,64 [Wirkungsgrad] /0,88 [Kompression] = 2.441 kW

[154] [R5], Seite 139

[155] 200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf

[156] [R5], siehe „3.4 Wasserstoffversprödung"

[157] [R5], siehe „3.7 Zusammenfassung"

[158] [R5], Seite 114

[159] Wasserstofftechnologie_160707.pdf, Seite 10: negativer Effekt besteht nur oberhalb 203°K.

[160] [R11], Seite 8

[161] https://de.wikipedia.org/wiki/Erdgasspeicher

[162] 240 TWh_{CH4} = $2{,}65 \cdot 10^{10}$ Nm³, mit 13.2.7: Kompressionsfaktor=130 →$2{,}04 \cdot 10^{8}$m³ CH_4 bei 100 bar, mit 13.2.3: 8 kg/m³ bei 100 bar und mit 33,3 kWh/kg_{H2} → 54,3 TWh_{H2}-Speicherkapazität (bei 100 bar).

[163] [R13], Seite 452

[164] 200915-whitepaper-h2-infrastruktur-DE.pdf, Seite 14

[165] 50 TWh_{el} = 110 TWh_{H2} → $3 \cdot 10^{9}$ kg_{H2} →46,5 Mio. m³ für flüssigen Wasserstoff.

[166] Das Fassungsvermögen beträgt damit 65,4 m³. Mit 71,4 kg/m³ · 33,3 kWh/kg · 65,4 m³ sind das 155,5 MWh.

[167] Bei einer Kugeloberfläche von 154 m² und 5 W/m² ist das eine Leistung von 770 W. Über 24 Stunden: 18,46 kWh oder: 18,5 / 155.000 = 0,012% pro Tag.

[168] https://www.mpg.de/1326157/wasserstoff

[169] https://www.golem.de/news/energiewende-schafft-endlich-das-brennstoffzellenauto-ab-2006-149263.html

[170] „Scania hat in Wasserstofftechnologien investiert und ist derzeit der einzige Hersteller von Schwerlastfahrzeugen, dessen Fahrzeuge mit Kunden in Betrieb sind. Die Ingenieure haben aus diesen frühen Tests wertvolle Erkenntnisse gewonnen, und die Bemühungen werden fortgesetzt. In Zukunft wird die Verwendung von Wasserstoff für solche Anwendungen jedoch begrenzt sein, da dreimal so viel erneuerbarer Strom für den Antrieb eines Wasserstoff-LKW benötigt wird wie für einen Batterie-Elektro-LKW. Bei der Erzeugung,

Verteilung und Umwandlung in Elektrizität geht nämlich viel Energie verloren. […] Die Kosten für ein Wasserstofffahrzeug seien höher als für ein Batterie-Elektrofahrzeug, da seine Systeme komplexer sind, es benötige beispielsweise ein umfangreiches Luft- und Kühlsystem. Darüber hinaus sei Wasserstoff ein flüchtiges Gas, das aus Sicherheitsgründen mehr Wartung erfordert." https://www.energie-bau.at/mobilitaet/3539-scania-zu-wasserstoff-auch-fuer-lkw-unrentabel und https://www.businessinsider.de/wirtschaft/mobility/vw-mercedes-co-verabschieden-sich-von-ihren-wasserstoff-traeumen-das-spricht-gegen-den-h2-antrieb-a/

171 https://www.youtube.com/watch?v=gOQuMWBZiQ4

172 https://efahrer.chip.de/e-wissen/wasserstoffauto-deshalb-wird-sich-die-technologie-so-schnell-nicht-durchsetzen_101550

173 [R30]

174 http://www.gifte.de/Chemikalien/ammoniak.htm

175 https://www.chemietechnik.de/sicherheit-umwelt/wasseraufbereitung-fuer-power-to-x-anwendungen-378.html; Reinstwasser nach DIN ISO 3696 bzw. ISO 3696

176 36e6*9,5 / 54e9 = 6,3%; https://de.statista.com/statistik/daten/studie/12356/umfrage/entwicklung-der-wasserfoerderung-in-deutschland-seit-1990/

177 „Großanlage zum Erzeugen von grünem Wasserstoff", Elektronik Praxis, H2-Anlage Siemens.pdf, Dokument beim Autor verfügbar

178 [R13], Seite 331, „Ausbaugrenze der VEE"

179 Prognos [R7] „In dieser Untersuchung liegen die Investitionskosten für Meerwasserentsalzungsanlagen im Jahr 2018 bei 9,5 €/(tH 2 O/a) und der Energiebedarf bei 4,5 kWh el /m³ Wasser 22 . Die Betriebskosten werden zu 4% der jährlichen CAPEX angenommen, die Lebensdauer zu 30 Jahren. Damit ergeben sich bei einem WACC von 10% die aktuellen Kosten für Trinkwasser aus Meerwasserentsalzungsanlagen zu rund 1,5 EUR/t."

180 https://www.energiezukunft.eu/umweltschutz/wie-wasserstoff-aus-meerwasser-gewonnen-werden-kann/

181 https://utopia.de/ratgeber/wasserstoff-tankstellen-so-funktionieren-sie-mit-karte/

182 „So ist auch die bereits geplante Trans-Sahara-Gaspipeline von Nigeria über Niger bis nach Algerien aufgrund politischer Instabilitäten bis heute nicht vorangekommen. Das Risiko für private Investoren ist zu hoch und der Schutz einer solchen 4.300 km langen Pipeline zu kostspielig." https://esut.de/2021/03/fachbeitraege/25728/kuenftiger-energietraeger-wasserstoff-geraten-wir-in-neue-abhaengigkeiten/

183 https://esut.de/2021/03/fachbeitraege/25728/kuenftiger-energietraeger-wasserstoff-geraten-wir-in-neue-abhaengigkeiten/

184 [R5], Seite 189

185 Annahme: 300€/t und 850 Mill.t/a →12.143 €/ 4 Personen.

186 [R13] Seite 381 ff

187 250 TWh*0,24€/kWh =60 Mrd.€

188 36 Mill. t*8 €/kg = 288 Mrd.€; Mehrkosten: 288 Mrd.€ *0,75 = 216 Mrd.€

189 Abschätzung: Der deutsche Export aus der EU hat ein Volumen von 600 Mrd.€/a; das BIP betrug 2019 3.800 Mrd.€; Anteil produzierendes Gewerbe: ca. 25%; Export sind höchstens 35% vom BIP. 2019: 810 Mill. t CO2; bei nur 300€/t sind das 243 Mrd.€/a für die Vermeidung (ab 2019). Damit fallen auf die 600 Mrd.€/a, vereinfacht: 243 Mrd.€ *600/(3800*35%) = 109 Mrd.€/a.

190 Prof. Fritz Indra: Mercedes steigt aus H2-Technik aus. https://www.youtube.com/watch?v=gOQuMWBZiQ4

191 https://www.spektrum.de/news/ammoniak-als-schiffstreibstoff-unter-gruenem-volldampf/1856677

192 „Sachsen soll Deutschlands Wasserstoff-Zentrum werden" https://www.elektronikpraxis.vogel.de/sachsen-soll-deutschlands-wasserstoff-zentrum-werden-a-999028/?cmp=nl-95&uuid=489876BF-DF2A-4290-8A99-BA217AAA022D

193 https://deutsche-wirtschafts-nachrichten.de/508950/Linde-baut-in-Sachsen-Anhalt-groesste-Wasserstoff-Anlage-der-Welt?src=rec-newsboxes

194 https://www.fnp.de/frankfurt/in-frankfurt-startet-die-groesste-wasserstoff-zugflotte-der-welt-90839756.html

195 [R3]

196 https://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/umweltminister-altmaier-energiewende-koennte-bis-zu-einer-billion-euro-kosten-12086525.html

197 https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/892-elektrolyse-die-schluesseltechnologie-fuer-power-to-x

198 [R16]

199 „Heizwerte“, Beilicke, Bautechnischer Brandschutz, https://bauforumstahl.de/upload/documents/brandschutz/kennwerte/Heizwert-stoffe.pdf, Heizwerte.pdf

200 https://www.hzwei.info/blog/2016/06/14/tu-berlin-erforscht-nasse-verbrennung/

201 [R17] S. 15

202 Z.B. [R17] S. 15

203 [R31], Seite 79

204 https://de.wikipedia.org/wiki/Verdichterstation

205 [R18], Seite 17 und 30

206 Quelle: https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/kurzmeldungen/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre

207 [R19]

208 https://www.igte.uni-stuttgart.de/forschung/waermeuebertragung-und-kaeltetechnik/ammoniak-wasser/stoffeigenschaften_ammoniak_wasser/ammoniak-wasser_pdf/logp.pdf

209 $\Delta T = ECS \cdot \ln(CO_2\text{-Faktor})/\ln 2$. Der CO_2-Faktor beträgt 400 ppm / 280 ppm = 1,43.
Damit ist bei ECS = 4,5° C: ΔT = 2,3°C und somit über dem 2-Grad-Ziel.

210 „Der Klimawandel“, S.Ramstorf; H.J. Schellnhuber, Verlag C.H.Beck oHG (2012), ISBN 978 3 406 63385 0, S.119: Verbleibender Rest für die Einhaltung des 2-Grad -Ziels sind 750 Mrd. t anthropogenes CO_2 zwischen 2010 und 2050.

211 https://www.mcc-berlin.net/en/research/co2-budget.html

212 „Remaining budgets applicable to 2100 would be approximately 100 GtCO2 lower than this to account for permafrost thawing and potential methane release from wetlands in the future, and more thereafter. These estimates come with an additional geophysical uncertainty of at least ±400 GtCO2, related to non-CO2 response and TCRE distribution. Uncertainties in the level of historic warming contribute ±250 GtCO2. In addition, these estimates can vary by ±250 GtCO2 depending on non-CO2 mitigation strategies as found in available pathways.”

HESSISCHER STÄDTETAG

Hessischer Städtetag · Frankfurter Straße 2 · 65189 Wiesbaden

Hessischer Landtag
Schlossplatz 1 - 3
65183 Wiesbaden

Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
hier: Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz - Drucks. 20/5904

Ihre Nachricht vom:
07.07.2021

Ihr Zeichen:
I A 2.4

Unser Zeichen:
TA 797.0 Sw/ln

Durchwahl:
0611/1702-24

E-Mail:
schweitzer@hess-staedtetag.de

Datum:
23.08.2021

Stellungnahme Nr.:
084-2021

Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

wir bedanken uns für die Möglichkeit zu dem Entwurf eines Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes Stellung nehmen zu können.

Unsere Stellungnahme basiert auf Rückmeldungen aus den Mitgliedstädten. Wir bedauern, dass die Frist zur Stellungnahme in die sitzungsfreien Sommerferien fällt. Wir konnten so keinen Gremienbeschluss zu diesem Gesetzentwurf herbeiführen.

Allgemeines

Der Hessische Städtetag steht grundsätzlich für Technologieoffenheit. Daher befürworten wir die Förderung der Wasserstofftechnologie dort, wo sie sinnvoll und im Sinne des

Verband der kreisfreien und kreisangehörigen Städte im Lande Hessen

Frankfurter Straße 2
65189 Wiesbaden

Telefon: 0611/1702-0
Telefax: 0611/1702-17

posteingang@hess-staedtetag.de
www.hess-staedtetag.de

Nassauische Sparkasse Wiesbaden
BIC: NASSDE55
IBAN: DE79 5105 0015 0100 0727 77

Klimaschutzes zum Einsatz kommen kann. Allerdings brauchen die Kommunen auch Planungssicherheit. Dies ist beim Thema Klimaschutz und den jeweiligen Technologien unbedingt zu beachten.

Aus unserer Sicht stellt sich zunächst die Frage, was der Gesetzesentwurf unter "klimaeffizienter" Wasserstofftechnologie versteht. Dies sollte in einer Begriffsbestimmung genau definiert werden. Überwiegend wird nur der sog. grüne, also mittels erneuerbarer Energien hergestellte Wasserstoff akzeptiert. Dies hängt auch mit der Klimabilanz in den Städten zusammen.

Aus unserer Mitgliedschaft gibt es unterschiedliche Reaktionen zu dem Gesetzentwurf. Einerseits werden alle Initiativen zur Förderung einer möglichst schnellen Markteinführung von Wasserstofftechnologien sowie deren Nutzung befürwortet und der Gesetzentwurf als wichtiger Beitrag zur Einführung und Nutzung von Wasserstoff, insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor, gesehen.

Andere Städte weisen darauf hin, dass der Einsatz von Wasserstoff oder wasserstoffbasierter synthetischer Kraftstoffe etwa im motorisierten Individualverkehr von Fachleuten als nicht sinnvoll gesehen wird, weil ein Vielfaches an Energie aufgebracht werden muss. Daher solle Wasserstoff eher dort etabliert werden, wo auf lange Sicht keine andere Option besteht - Anwendungen in der Industrie, ÖPNV, See- und Flugverkehr, Langzeitspeicher.

Gerade als Langzeitspeicher insbesondere für die fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeuger wie Windenergie und Photovoltaik erkennen unsere Mitglieder die Wasserstofftechnologie an. Die Wasserstoff-Herstellung sei daher vor allem dort angebracht, wo Erneuerbare Energien im Überfluss produziert und nicht ins Netz eingespeist werden können.
Der Zubau an Produktionskapazitäten von grünem Wasserstoff sei entsprechend mit den Zubau von erneuerbaren Erzeugern und mit dem wachsenden Bedarf an Langzeitspeichern zu synchronisieren.

Für Gebäudewärme und PKW wird grüner Wasserstoff dagegen teilweise als nicht klimaeffizient gesehen, weil er zu einer erhöhten Nachfrage nach Erneuerbaren Energien führen würde.

Aus unserer Mitgliedschaft wurde nachstehenden Anpassungsbedarf gesehen:

Der Gesetzentwurf (§§ 3 bis 5) legt nahe, dass er keine Förderung von Erzeugungskapazitäten vorsieht, denn es ist ausschließlich von der "Nutzung und Verteilung von klimaeffizienten wasserstoffbasierten Technologien und Infrastruktureinrichtungen" die Rede. Im Gegensatz dazu greift der Gesetzentwurf (§ 6) die Erzeugung explizit auf. Eine unserer Mitgliedstädte weist darauf hin, dass die Förderung von Investitionen in die Erzeugungskapazitäten für die Unternehmen der Energiewirtschaft erfahrungsgemäß ebenso relevant sei, um Wasserstoff konkurrenzfähig in die Märkte einführen zu können.

Zu § 3 Abs. 1

Eine unserer Mitgliedstädte, welche die Wasserstofftechnologie bereits vorantreibt, weist darauf hin, dass Kommunen im Rahmen ihrer Aufgaben und Zuständigkeiten in der Regel nur in geringerem Umfang selbst investieren werden, z.B. in BZ-Flottenfahrzeuge. Hierdurch ergeben sich jedoch nur vergleichsweise geringe Effekte bezüglich klimarelevanter Zielsetzungen.

Schwerpunkte kommunaler Aktivitäten würden sich eher auf die Bereiche Planungs- und Baurecht, Abstimmung mit Landes- und Regionalplanung, interkommunale Kooperationen, Flächenbereitstellung oder Networking konzentrieren, also auf nicht-investive Maßnahmen.

Insofern müsste der Förderbereich für Kommunen um nicht-investive Fördertatbestände erweitert und auch die Förderung privatwirtschaftlicher Initiativen in den Fokus genommen werden.

Darüber wird aus unserer Mitgliedschaft vorgeschlagen, den Förderkreis zu erweitern, um privatwirtschaftliche Investitionen anzuregen. Die Notwendigkeit ergebe sich nicht nur

beim Bau von Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff, sondern auch beim Transport der lokal benötigten Wasserstoffmengen über regionale/überregionale Distanzen, z.B. Trailertransport oder Pipelinenutzung.

Zu § 3 Abs. 2

Eine Mitgliedstadt regt an, die Erstellung weiter konkretisierender Untersuchungen, Gutachten usw. als Fördertatbestand in das Gesetz aufzunehmen.

Zu § 4

Zum Teil spielt neben der reinen Batterietechnologie die H2-Bz-Technologie für die Erreichung des Ziels eines emissionsfreien ÖPNV eine zentrale Rolle. In einer Stadt erhält die H2-Bz-Technologie Vorrang für den Linieneinsatz auf "langen" Umläufen und kann durch 140 Range-Extender-Busse mit einer Länge von 18 m gedeckt werden. Für die Versorgung einer großen H2-basierten Flotte ist die Erweiterung und Fortentwicklung der bestehenden Tankstelleninfrastruktur sowie der H2-Logistik in Abhängigkeit von den zur Verfügung stehenden H2-Quellen unabdingbar. Die wesentlichste Herausforderung ist neben der Beschaffung der Fahrzeuge hauptsächlich die Sicherstellung der H2-Versorgung.

Zu § 5

Eine unserer Mitgliedstädte regt an, private Investoren einzubinden. Solange die Kosten für den Einsatz von BZ-Fahrzeugen deutlich höher seien als bei einem Dieselantrieb, würden viele Unternehmen nicht oder nur zögerlich aktiv werden und eine schnelle und umfassende Marktdurchdringung nicht stattfinden. Hier bedürfe es nach Meinung der Mitgliedstadt einer Unterstützung der Unternehmen bei den Mehrkosten des BZ-Betriebes, zumindest für einen gewissen Übergangszeitraum. Dies würde den Hochlauf von BZ-Fahrzeugen erheblich erleichtern und beschleunigen.

Zu § 6 Abs. 1

Die vorgeschlagene Förderung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen sowie von Konzepten zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung wasserstoffbasierter Technologien sehen unsere Mitglieder positiv.
Eine Stadt schlägt vor, diese mit der Förderung einer integrierten, sektorgekoppelten kommunalen erneuerbaren Energieerzeugungsplanung und einer kommunalen Wärmeplanung zu verknüpfen. Es biete sich daher alternativ an, eine entsprechende Förderung für ein integriertes Energie-, Wasserstoff-, Speicher- und Wärmeplanungskonzept evtl. in die Novellierung des Hessischen Energiegesetzes oder eines noch zu verabschiedenden Hessischen Klimaschutzgesetzes zu integrieren.

Aus unserer Mitgliedschaft wird zudem eine Förderung von Planungs- und Gutachtenkosten in Ergänzung der Investitionskosten für notwendig erachtet.

Mit freundlichen Grüßen

S. Schweitzer

Sandra Schweitzer
Referatsleiterin