Ausschussvorlage WVA 20/33 – Teil 1 – öffentlich –

Stellungnahmen der Anzuhörenden zu dem

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

1.	Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Initiative Hessen e.V.	S. 1
2.	GASCADE Gastransport GmbH	S. 3
3.	EDAG Engineering GmbH	S. 6
4.	Umicore AG & Co. KG	S. 8
5.	Stadt Fulda	S. 11
6.	DGB Hessen-Thüringen	S. 13
7.	Thyssenkrupp Industrial Solutions AG	S. 17
8.	Helaba	S. 19
9.	Verband der Papier- und Pappenindustrie Hessen e. V. (Mitgliedsverband VhU)	S. 21
10.	Energy Watch Group	S. 22
11.	Landesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Hessen/Rheinland-Pfalz e.V.	S. 25
12.	Hessischer Städte- und Gemeindebund e. V.	S. 30
13.	Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG	S. 32
14.	Hessischer Landkreistag	S. 34
15.	Rhein-Main-Verkehrsverbund GmbH	S. 35
16.	Mainova AG	S. 37
17.	SAMSON AG	S. 42
18.	Wintershall Dea GmbH	S. 45
19.	Stiftung Klimaneutralität	S. 49
20.	Verband Deutscher Verkehrsunternehmen VdV – Landesgruppe Hessen	S. 57
21.	House of Energy e. V.	S. 60
22.	Prof. Claudia Kemfert, Sachverständigenrat für Umweltfragen	S. 62
23.	DECHEMA e. V.	S. 172
24.	Deutsche Lufthansa AG	S. 174
25.	Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände e. V. (VhU)	S. 177

Von:	Heinrich Lienkamp
An:	Schnier, Heike (HLT); Eisert, Martina (HLT)
Betreff:	Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen - Gesetzentwurf Fraktion der Freien Demokraten Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz – Drucks. 20/5904 –
Datum:	Mittwoch, 21. Juli 2021 09:31:05

Guten Tag Fr. Schnier, guten Tag Fr. Eisert,

anbei erhalten Sie unsere Stellungnahme zur Vorlage des "***Gesetzentwurf Fraktion der Freien Demokraten Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz – Drucks. 20/5904 –"***

Zur Umsetzung der in deutschen Gesetzen und internationalen Verträgen beschlossenen Energiewende zum Erreichen der beschlossenen Klimaziele ist der **Einsatz von Wasserstoff als Energieträger und Energiespeicher** ohne wirkliche Alternative. Leider gehen die erforderlichen Massnahmen zur tatsächlich praktischen Umsetzung nur schleppend voran. Dies betrifft insbesondere das Bundesland Hessen. Obwohl eine Wasserstoff Strategie für Hessen mehrfach angekündigt wurde, wird deren Veröffentlichung immer wieder verschoben. Ein "***Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz"*** würde helfen, die in der Politik aber auch in den Kommunen, der gewerblichen und industriellen Wirtschaft vorhandenen Unsicherheiten zu reduzieren. Ein "***Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz"*** wäre ein klares Signal der Landespolitik Hessen, dass die erforderlichen Maßnahmenzu Umsetzung der Energiewende ergriffen werden.

Die Forderungen im ***"Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz"*** bezüglich zu ergreifenden Maßnahmen sind eher moderat als zu hoch gegriffen. Die **Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Initiative Hessen e.V.** begrüßt deshalb diese Initiative und stimmt dem Einbringen und der Verabschiedung eines ***"Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz"*** ohne Einschränkungen zu.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Heinrich Lienkamp

Vorstandsvorsitzender

Chairman of the Board

Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Initiative Hessen e.V.

Hydrogen and Fuel Cell Initiative Hessen

Office c/o Überlandwerk Groß-Gerau GmbH

Friedrichstr. 45

64521 Groß-Gerau

www.H2BZ-Hessen.de

www.weiter-mit-wasserstoff.de

E-Mail: FHeinrich.Lienkamp@googlemail.com

E-Mail: Heinrich.Lienkamp@H2BZ-Hessen.de

Telefon Festnetz: +49 69 31 62 25

Telefon mobil: +49 176 512 168 26

Sehr geehrte Frau Eisert, sehr geehrte Frau Schnier,

vielen Dank für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten (Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz, Drucksache 20/5904), die wir hiermit gerne wahrnehmen.

Aus Sicht der GASCADE Gastransport GmbH (GASCADE) ist der Ansatz des Gesetzes, nämlich den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu subventionieren, sehr zu begrüßen. Es wird richtigerweise herausgestellt, dass bereits jetzt die Weichen gestellt werden, um in der Zukunft eine breite Wasserstoffversorgung zu gewährleisten.

GASCADE ist bereits heute in mehreren Projekten aktiv, um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen. Dabei haben wir mit den beiden Wasserstoffprojekten „doing hydrogen" und „AquaDuctus" das eigene Interesse an Fördergeldern öffentlich bekundet und mit beiden Projekten im IPCEI Verfahren den Sprung in die zweite Runde geschafft. Wie im Gesetzentwurf richtig festgestellt wird, ist keines der IPCEI Projekte in Hessen. Mit Blick auf die beiden genannten Projekte der GASCADE lässt sich dies relativ leicht nachvollziehen. Bei der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft müssen schließlich immer Produktion, Transport und Verwendung miteinbezogen werden. Nach derzeitigem Stand der Technik kommen bei der Produktion insbesondere die Herstellung über erneuerbaren Strom (grüner Wasserstoff) und die Herstellung aus Erdgas mit gleichzeitiger Speicherung des CO2 (blauer Wasserstoff) in Frage. Damit wird eine Produktion in Hessen allerdings ökonomisch schwierig, da weder erneuerbarer Strom in sehr großen Mengen produziert wird, noch die Möglichkeit vorhanden ist, CO2 zu speichern oder zumindest logistisch leicht abzutransportieren.

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen regionalen Wasserstoff-Netzwerke sind also sicherlich ein sinnvoller erster Schritt. Auf Grund der beschriebenen fehlenden großen Produktionskapazitäten, wird es für Hessen aber notwendig werden, an eine überregionale Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen zu werden. Diese ist auch notwendig, um die angesprochenen Importe von Wasserstoff zu realisieren. Eine Vielzahl von Studien hat bereits aufgezeigt, dass eine solche überregionale Wasserstoffinfrastruktur ökonomisch sinnvoll auf Basis der bestehenden Erdgasinfrastruktur zu errichten ist. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) betreiben bereits mit enormem Aufwand Untersuchungen zu den Möglichkeiten der Umwidmung von Erdgas- zu Wasserstoffinfrastruktur. Die bisherigen Ergebnisse zeigen eindeutig, dass die Umwidmung technisch möglich und zu verhältnismäßig geringen Kosten umsetzbar ist.

Es ist volkswirtschaftlich effizient, wo möglich, vorhandene Infrastruktur zu nutzen und damit den teuren Aufbau neuer Energienetze zu vermeiden. Zudem stößt bereits heute der dringend benötigte Stromnetzausbau auf große Akzeptanzprobleme. Diese würden sich massiv verschärfen, wenn man zusätzliche neue Infrastrukturen in größerem Ausmaß planen würde, obwohl eine gut ausgebaute Gasinfrastruktur für den Energietransport vorhanden ist, die für den Transport großer Energiemengen bereitsteht. Die bereits vorhandenen, international vernetzten Gasinfrastrukturen in Verbindung mit den Gasspeichern sind eine wichtige Säule für die Versorgungssicherheit im deutschen Energiesystem. Für die langfristige Speicherung von großen Energiemengen gibt es keine relevanten Alternativen zu gasförmigen Energieträgern. Anders als bei einem Wechsel von Gas- zu Stromanwendungen ist kein großflächiger Ersatz von Endanwendungen notwendig. Die Wasserstoffinfrastruktur kann organisch aus dem Gasnetz erwachsen und bedarfsgerecht aus Deutschlands und Europas weitverzweigtem Gasnetz entwickelt werden. Das ist technisch und volkswirtschaftlich sinnvoll, da es viel weniger Zeit und Geld kostet, ein Netz umzustellen als ein neues aufzubauen. Nach bisherigen Berechnungen der FNB kann das zukünftige Wasserstoffnetz in Deutschland zum überwiegenden Teil (etwa 90 Prozent) aus dem bestehenden Erdgasnetzheraus entstehen.

Diesbezüglich haben die FNB den Vorschlag für ein Wasserstoffstartnetz entwickelt, dass zumindest auch durch den östlichen Teil von Hessen verläuft. Über dieses Startnetz wäre aber eine Verbindung zu den regionalen Wasserstoffnetzen sicherlich möglich. Wie der unten stehenden Karte zu entnehmen ist, wird die betroffene Infrastruktur auch von GASCADE betrieben und wir wären damit der richtige

Ansprechpartner. Allerdings musste zum Bedauern der Fernleitungsnetzbetreiber das Wasserstoffstartnetz gemäß Änderungsverlangen der Bundesnetzagentur vom 19. März 2021 aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030 entfernt werden. Damit kann das auf Basis einer Marktabfrage modellierte Wasserstoffstartnetz nicht im Rahmen der Netzentwicklungsplanung umgesetzt werden. Die Möglichkeit zur Herausnahme von Leitungen aus dem Erdgasnetz für den Wasserstofftransport sowie die für die Wasserstoff-Umstellungen erforderlichen verstärkenden Maßnahmen im Erdgasnetz sind allerdings weiterhin im NEP Gas 2020-2030 enthalten.

Weitere Informationen zum Startnetz finden sich auch auf https://www.fnb-gas.de

Um den Umbau der bestehenden Infrastruktur zu erreichen ist ein verlässlicher Regulierungsrahmen unabdingbar. Dieser wäre natürlich nicht auf Landesebene sondern nur auf nationaler bzw. europäischer Ebene zu erreichen. Dennoch möchten wir an dieser Stelle kurz darauf eingehen: Die Bundesregierung hat mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erstmals eine Regulierung für Wasserstoffnetze in Deutschland eingeführt. Im Gesetz wird Wasserstoff als Energieträger neben Elektrizität und Gas definiert. Darüber hinaus werden genehmigungsrechtliche Grundlagen für die Umstellung bestehender Erdgasleitungen auf Wasserstoff sowie für den Neubau von Wasserstoffleitungen geschaffen.

In einem nächsten Schritt sind die offenen Fragen der durch die EnWG-Novelle eingeführten Übergangsregulierung zu klären. Die für die Übergangsregulierung vorgesehene Trennung der Kosten und Entgelte der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur schafft nicht die nötige Investitionssicherheit für Netzbetreiber und Netzkunden.

Als Antwort der Bundesregierung auf die Frage der Finanzierung ist bisher zu erkennen, dass der Start in die Wasserstoffinfrastruktur über die bereits erwähnten IPCEI-Förderung gelingen soll. Eine derartige, projektbezogene Investitionskostenförderung stellt allerdings keine ausreichende Basis dar, um eine

zusammenhängende Infrastruktur aufzubauen. Infrastrukturmaßnahmen liegen langfristige Zyklen zugrunde (Abschreibungen bis zu 55 Jahre), die gerade in der Phase des Hochlaufs erheblichen operativen Risiken unterliegen. Diese müssen durch eine entsprechende Netzentgeltregulierung bereits für die Übergangsphase adäquat adressiert werden, damit keine prohibitiv hohen Entgelte für die Netzkunden und keine investitionshemmenden Risiken auf Seiten der Netzbetreiber entstehen.

Abschließend möchten wir nochmal zum Ausdruck bringen, dass wir die Initiative der Fraktion der Freien Demokraten ausdrücklich begrüßen. Für Rückfragen stehen wir jederzeit gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße
Dennis Wehmeyer
Leiter Regulierungsmanagement

Telefon: +49 561 934-2519 Mobil: +49 160 97265335 Fax: +49 561 934-1666 E-Mail: dennis.wehmeyer@gascade.de
Postadresse: GASCADE Gastransport GmbH, Kölnische Straße 108-112, 34119 Kassel, Deutschland

GASCADE Gastransport GmbH
Sitz der Gesellschaft: Kassel, Deutschland
Handelsregister: Amtsgericht Kassel, HRB 13752
Geschäftsführer: Dr. Christoph-Sweder von dem Bussche-Hünnefeld, Dr. Igor Uspenskiy
Aufsichtsratsvorsitzender: Thilo Wieland

EDAG Engineering GmbH, Postfach 13 62, 36003 Fulda

Hessischer Landtag
Ausschuss für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
Frau Heike Schnier
Schlossplatz 1–3
D-65183 Wiesbaden

Ihr EDAG Ansprechpartner:
Roberto Diesel
Telefon: +49 (661) 6000-82973
E-Mail: roberto.diesel@edag.com
Mobil: +49 (151) 40020144

Datum: 23.07.2021

Schriftliche Anhörung zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz

Sehr geehrte Damen und Herren,

EDAG ist das weltweit größte unabhängige Engineering-Unternehmen in der Mobilitätsindustrie. Mit fast 8.000 Mitarbeitern und 60 internationalen Standorten unterstützt EDAG aktiv den Transformationsprozess zur emissionsfreien, wasserstoffbasierten Mobilität.
Ein Großteil unseres Geschäfts ist es, mit Hilfe unserer langjährig erprobten Engineering-Kompetenzen als Systemintegrator elektrifizierte Fahrzeuge zu entwickeln und auf die Straße zu bringen. Unser Ziel ist es, Nutzfahrzeuge, Busse, ÖPNV, Schienenverkehr, Schiff-, Luftfahrt und PKW (Langstrecke) sowie die weiteren Mobilitätssysteme schnellstmöglich mit Wasserstoff zu elektrifizieren.

Wir begrüßen eine Gesetzes-Initiative für eine Intensivierung der Wasserstofftechnologien in Hessen. Wir sehen noch weitere wichtige erfolgsrelevante Aspekte:

- Die angestrebte CO_2-Reduzierung erfordert das erfolgreiche Zusammenspiel von diffusen, aber technisch führenden und hochspezialisierten Einzelakteuren hin zu einem abgestimmten, offenen Ökosystem, das auch die Partner befähigt, gemeinsam schneller diese Ziele zu erreichen.
- Die Aussage des zweiten Absatzes in Kapitel B. halten wir für sachlich irreführend, da Wasserstoff aus unserer Sicht lediglich als Energiespeichermedium für die Mobilität der Zukunft zu sehen ist und auch nur dann zur CO_2-Reduzierung beiträgt, wenn er aus regenerativ erzeugter Energie hergestellt wird.
- Überprüfung der hessischen Förderbedingungen im Hinblick auf die Attraktivität von größeren technologieführenden Unternehmen. Die bestehenden hessischen Förderinstrumente und -bedingungen sollten vor einer neuen Auslobung kurzfristig

überprüft werden, ob die Attraktivität für große, mittlere und kleinere hessische Unternehmen aus dem Segment der Wasserstofftechnologien ausreichend hoch ist.

- Vorhandensein klarer Vorgaben aus der EU und vom Bund hinsichtlich der angestrebten Klimaziele und konkreten Fördermaßnahmen.
- Neben Infrastruktur- und Investitionsvorhaben müssen auch dringend Entwicklungsprojekte unterstützt werden.
- Schaffung größtmöglicher Planungssicherheit für Unternehmen, um Engagement in Projekten zu unterstützen.

Für Diskussionen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

EDAG Engineering GmbH

i.V. Roberto Diesel

Harald Keller
Geschäftsführer – COO

Roberto Diesel
Project Director

umicore

Umicore AG & Co. KG | Postfach 1351 | 63403 Hanau

An
DEN AUSSCHUSSES FÜR WIRTSCHAFT, ENERGIE,
VERKEHR UND WOHNEN
DES HESSISCHEN LANDTAGS
Schlossplatz 1-3

65183 Wiesbaden

Umicore AG & Co. KG
GRD-EST
Postfach 1351
63403 Hanau
Rodenbacher Chaussee 4
63457 Hanau-Wolfgang
www.umicore.com
T +49 61 81 59-2556
F +49 61 81 59-72556
Ralf.zuber@eu.umicore.com
GRD/Zu

23. Juli 2021

Betreff: Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz - vom 8.6.2021 Drucksache 20/5904

Sehr geehrte Damen und Herren,

Umicore ist eine Materialtechnologie-Gruppe, zu der die Umicore AG & Co. KG mit Sitz in Hanau-Wolfgang, gehört. Die Aktivitäten konzentrieren sich auf drei Geschäftssegmente: Catalysis, Energy & Surface Materials und Recycling. Umicore ist ein weltweit führendes Unternehmen bei der Herstellung von Autoabgaskatalysatoren und einer Vielzahl edelmetallhaltiger Produkte, mit der besonderen Stärke, den kompletten Kreislauf anbieten zu können. Umicore erzielt den Großteil der Umsätze mit sauberen Technologien. Ein hoher Anteil wird in Forschung und Entwicklung investiert.
Der in Hanau angesiedelte Bereich „Fuel cell & Stationary Catalysts" entwickelt, produziert und vertreibt Elektrokatalysatoren und Katalysatoren für PEM Brennstoffzellen und PEM Elektrolyseure als wesentliche Komponenten moderner Brennstoffzellen- und Elektrolyseursysteme. Die Entwicklung stützt sich auf mehr als zwanzig Jahre Forschung und Entwicklung im Bereich der Katalysatorkomponenten für Brennstoffzellen und Wasser-Elektrolyseure.
Der Aufbau einer umfassenden Wasserstoff-Infrastruktur auch auf lokaler Ebene hat in dieser frühen Marktphase einen hohen Stellenwert, um die Märkte aufzubauen und zukünftig die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologien in den unterschiedlichen Anwendungen zu sichern und auszubauen.
Wir haben ein großes Interesse am Einsatz von Wasserstoff und Brennstoffzellen im Verkehrsbereich bei LKWs, Bussen und Liefer-/Nutzfahrzeugen und an der Nutzung von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherstellung. In entsprechenden Projekten sehen wir eine wichtige Möglichkeit, den realen Einsatz dieser Technologien und die Auswirkungen auf die eingesetzten Materialien zu untersuchen. Dies kann aus unserer Sicht die Grundlage für den Aufbau des Markts für Wasserstoff und Brennstoffzellentechnologien und damit auch für die von uns entwickelten zugehörigen Elektrokatalysatoren bilden. Davon würde der Standort Hanau

top ARBEITGEBER DEUTSCHLAND 2015 CERTIFIED EXCELLENCE IN EMPLOYEE CONDITIONS

Bankverbindung Commerzbank AG
Frankfurt am Main
BLZ 500 800 00, Konto 906 128 00,
SWIFT DRESDEFF
IBAN DE85500800000090612800
Umsatzsteuer Ident-Nr. DE119 066 058
Steuernummer 044 225 40001

Umicore AG & Co. KG, Sitz Hanau
Registergericht Amtsgericht Hanau HR A 92422
Komplementärin Umicore Management AG, Sitz Hanau
Registergericht Amtsgericht Hanau HR B 7200
Vorsitzender des Aufsichtsrates Marc Grynberg
Vorstand Dr. Bernhard Fuchs

In allen unseren kaufmännischen Geschäftsbeziehungen ist Hanau ausschließlicher Gerichtsstand. Es gelten unsere Allgemeinen Liefer- bzw. Umarbeitungsbedingungen, die Sie unter http://www.umicore.de/service/agbs/agbs.htm finden.

Zertifikat seit 2007 audit berufundfamilie

umicore

und die entsprechenden Arbeitsplätze direkt profitieren.

Einschätzung

Wir teilen im Grundsatz die Einschätzung der Freien Demokraten, dass Hessen in der Erprobung und Nutzung von Wasserstoff gegenüber anderen Bundesländern deutlich zurückbleibt. In diesem Zusammenhang wären zum Beispiel Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen, aber auch Sachsen und Bayern zu nennen.

In diesen Ländern gibt es fühlbare Landesförderungen für große Demonstrations- und Erprobungsprojekte für den Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur von der Erzeugung bis zur Nutzung. Als Beispiel wäre das H2-Rhein-Neckar Projekt (H2Rivers) zu nennen, das von Landesförderung profitiert und deshalb auch noch vom Bund co-finanziert wird. Es wäre wichtig, wenn auch das Land Hessen vergleichbare Projekte fördern würde.

Die Wasserstoff-Strategie des Landes ist trotz Ankündigung im letzten Jahr noch nicht voran gekommen und sie wurde auch dem weiteren Kreis an Stakeholdern noch nicht für Kommentare zur Verfügung gestellt. Bei der Auswahl des Beraterkreises wurde die in Hessen ansässige Materialtechnologieindustrie bisher nicht einbezogen.

Kommentar zum Gesetzesvorschlag

Umicore unterstützt grundsätzlich den Gesetzesvorschlag der Freien Demokraten. Der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ist dabei eine wesentliche Aufgabe, welche die Nutzung, aber auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Hessen voran bringen wird.

Eine andere wichtige Aufgabe ist die Demonstration und Erprobung von Wasserstofftechnologien im größeren Maßstab, von der Erzeugung über die Infrastruktur bis zur Nutzung. Dafür ist es wichtig, die Beteiligung hessischer Unternehmen unabhängig von der Unternehmensgröße und auch von Hochschulen/ Universitäten und Forschungsinstituten zu fördern.

Als Beispiel wäre das oben genannte Projekt H2-Rhein-Neckar Projekt (H2Rivers) in Baden – Württemberg zu nennen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist - wie bei anderen Hochtechnologien - die Verfügbarkeit und das Recycling kritischer Materialien, die auch bei Wasserstofftechnologien eine Schlüsselrolle spielen (z.B. Platingruppenmetalle).

Zusammen mit anderen Unternehmen und Einrichtungen in Hanau unterstützt Umicore den Aufbau eines Anwendungs- und Testzentrums Wasserstofftechnologien als Nukleus und Leuchtturm für die Weiterentwicklung der Wasserstofftechnologien in Hessen. Modelle für ein derartiges Zentrum könnten das ZSW in BaWü oder das ZBT in NRW sein. Erfahrungsgemäß bringen diese Zentren Projekte in der Region voran und unterstützen auch die Aus- und Weiterbildung.

Umicore würde eine stärkere Unterstützung der Landesregierung für das Thema Wasserstoff auch als Unterstützung für die eigenen Elektrokatalysatoraktivitäten in Hanau und auch für die entsprechenden Arbeitsplätze begrüßen.

umicore

Wir stehen gerne für Rückfragen zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

i.V. Dr. Ralf Zuber

ppa. Dr. Christian Hagelüken

FULDA
UNSERE STADT

Hessischer Landtag
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Telefon: 0661 **102**-1000
Telefax: 0661 **102**-2001
E-Mail: oberbuergermeister@fulda.de

Fulda, 02.08.2021

Hessischer Landtag, Anhörung zum Entwurf eines Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes
Ihr Schreiben vom 12.07.2021

Sehr geehrte Damen und Herren,

mit Schreiben vom 12.07.2021 haben Sie uns die Möglichkeit gegeben, zu dem Entwurf eines Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes Stellung zu nehmen. Hierfür bedanken wir uns ausdrücklich.

Die Stadt Fulda begrüßt alle Initiativen zur Förderung einer möglichst schnellen Markteinführung von Wasserstofftechnologien sowie deren Nutzung. Aus kommunaler Sicht können Wasserstofftechnologien in vielfältiger Weise einen erheblichen Beitrag zur Erreichung der gesteckten Klimaschutzziele leisten und die Lebensverhältnisse in Kommunen verbessern.

Aus diesem Grund hat sich die Stadt Fulda im Jahr 2019 in Kooperation mit vielen Partnern aus der Region Osthessen, aber auch darüber hinaus, entschlossen, eine Initiative zur Einführung von Wasserstofftechnologien in Osthessen zu starten, in dem mittels eines umsetzungsfähigen Feinkonzepts die Chancen und Möglichkeiten für den Wirtschaftsverkehr in Osthessen dazu aufgezeigt werden. Das „HyWheels" genannte Feinkonzept wird noch in 2021 fertiggestellt sein. Das Konzept wurde seitens des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur gefördert.

Ein Wasserstoffzukunftsgesetz kann einen wichtigen Beitrag zur Einführung und Nutzung von Wasserstoff, insbesondere im Industrie- und Verkehrssektor, beitragen. Aus Sicht der Stadt Fulda bedarf es aber einer Überarbeitung des Entwurfs in folgenden Punkten:

2. Teil, § 3 (1)

Kommunen werden in der Regel im Rahmen ihrer Aufgaben und Zuständigkeiten nur in geringerem Umfang selbst investieren, z.B. in BZ-Flottenfahrzeuge. Hierdurch ergeben sich jedoch nur vergleichsweise geringe Effekte bezüglich klimarelevanter Zielsetzungen.

Schwerpunkte kommunaler Aktivitäten werden 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 hinaus sollte der Förderkreis erweitert werden, um privatwirtschaftliche Investitionen anzuregen. Die Notwendigkeit ergibt sich nicht nur beim Bau von Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff, sondern auch beim Transport der lokal benötigten Wasserstoffmengen über regionale/überregional Distanzen, z.B. Trailertransport oder Pipelinenutzung.

2. Teil, § 3 (2)

Mit dem Projekt HyWheels werden derzeit grundlegende Hinweise erarbeitet und Handlungsoptionen aufgezeigt, mit denen eine Wasserstoff-Infrastruktur in Osthessen geschaffen und die Verkehrswende befördert werden kann. Aus dem Projekt HyWheels lassen sich konkrete Zielsetzungen für die Stadt Fulda und den Landkreis Fulda ableiten. Die Erstellung weiter konkretisierender Untersuchungen, Gutachten usw. sollten als Fördertatbestand in das Gesetz aufgenommen werden.

2. Teil, § 5

In Ergänzung von § 3 (1) müssten hier private Investoren mit eingebunden werden. Erste Initiativen von Unternehmen zur Schaffung einer Wasserstoff-Infrastruktur sowie den Einsatz von schweren Nutzfahrzeugen im Wirtschaftsverkehr in Osthessen sind bereits parallel zur Bearbeitung des Konzepts HyWheels gestartet. Solange aber die Kosten für den Einsatz von BZ-Fahrzeugen deutlich höher sind als bei einem Dieselantrieb, werden viele Unternehmen nicht oder nur zögerlich aktiv werden und eine schnelle und umfassende Marktdurchdringung nicht stattfinden. Hier bedarf es 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.

2. Teil, § 6 (1)

Aus kommunaler Sicht ist eine Förderung von Planungs- und Gutachtenkosten in Ergänzung der Investitionskosten notwendig. Eine Förderung von allgemeinen Konzepten und Wasserstoffbedarfsplänen ist zu eng abgegrenzt. Hier müssten z.B. technische Machbarkeitsuntersuchungen wie die Prüfung eines Anschlusses an die geplante Südlink-Trasse einbezogen werden.

Wir hoffen, dass der Entwurf im weiteren Gesetzgebungsverfahren überarbeitet wird, um sowohl den Kommunen als auch der Privatwirtschaft flexible und lokal bedarfsorientierte Handlungsoptionen zu ermöglichen.

Für Rückfragen stehen wir gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Heiko Wingenfeld
Oberbürgermeister

Deutscher Gewerkschaftsbund
DGB Hessen-Thüringen

DGB Hessen-Thüringen | Wilhelm-Leuschner-Str. 69-77 | 60329 Frankfurt

An den
Ausschuss für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
des Hessischen Landtags
Versand per E-Mail:
h.schnier@ltg.hessen.de, m.eisert@ltg.hessen.de

DGB-Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der FDP Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz, Drucksache 20/5904

28. Juli 2021

Liv Dizinger
Abteilungsleiterin
Strukturpolitik

Liv.Dizinger@dgb.de

Telefon: 069/273005-46
Telefax: 069/273005-45

ld

Wilhelm-Leuschner-Str. 69-77
60329 Frankfurt

hessen-thueringen.dgb.de

Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

Der DGB bedankt sich hiermit für die Gelegenheit zur Stellungnahme. Wir finden es grundsätzlich zwar positiv, dass sich der vorliegende Gesetzentwurf der FDP-Fraktion mit dem Thema „Wasserstoff" beschäftigt. Der Gesetzentwurf geht aber unserer Ansicht nach in eine falsche Richtung. Dies möchten wir folgendermaßen begründen:

Der DGB steht zu den Klimaschutzzielen der Europäischen Union, des Bundes und des Landes Hessen. Das Land Hessen hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen und hat sich dafür Zwischenziele festgelegt. Zuletzt wurden die Klimaschutzziele auf europäischer Ebene verschärft. Aus Sicht des DGB kann Wasserstoff einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten, so dass dieser vor allem vor dem Hintergrund der verschärften Klimaschutzziele gezielt staatlicherseits gefördert werden muss.

Ziel eines Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft muss es sein, in Deutschland und Europa eine umfassende Wasserstoffwertschöpfungskette zu etablieren. Dabei darf der Blick nicht auf ökonomische und technologische Aspekte verengt werden. Die industriepolitische Herausforderung einer sozial gerechten Verteilung von Wasserstoff muss im Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft strategisch und regulatorisch gewährleistet werden. Die Auswirkungen auf die Beschäftigung und die künftigen Qualifikationsanforderungen müssen Berücksichtigung finden.

Basis sollte eine Wasserstoffstrategie auf Landesebene sein, die unter Beteiligung des DGB und der Gewerkschaften entwickelt wird. In Hessen wurde seitens des Wirtschaftsministeriums erst vor kurzem eine Wasserstoffstrategie angekündigt, die aber nach aktuellem Stand noch nicht veröffentlicht worden ist.

Aus Sicht des DGB ist ein kurzfristiger Hochlauf der Wasserstoffproduktion notwendig, um langfristig die angestrebten Klimaschutzziele zu erreichen. Klimaneutralität ist nur mit klimaneutralem Wasserstoff und darauf basierenden synthetischen Energieträgern erreichbar. Hierfür ist ein massiver und beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien eine zentrale

Name, Adresse und zur Bearbeitung notwendige Angaben werden vorübergehend gespeichert.
Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Material.

Voraussetzung. Zuletzt ist der Ausbau der Windkraft in Hessen erheblich ins Stocken geraten. Dadurch werden die Ziele des Energiegipfels gefährdet.

Die Position der FDP-Landtagsfraktion zum Ausbau der On-Shore-Windkraft wird vom DGB klar abgelehnt. So heißt es in Pressemitteilung der FDP-Landtagsfraktion zum Gesetzentwurf für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz vom 10.6.2021: „Wir sind überzeugt, dass die Fokussierung der Landesregierung auf Windkraft falsch ist. Windkraftanlagen können im Offshore-Bereich sinnvoll sein, im Wald sind sie es definitiv nicht. Im Wasserstoff hingegen liegt eine Riesen-Chance." In der Pressemitteilung spricht sich die FDP-Landtagsfraktion dafür aus, „blauen" Wasserstoff als Brückentechnologie zu fördern und nicht zu warten, bis „grüner" Wasserstoff allein aus regenerativen Energien erzeugt werden kann.

Aus Sicht des DGB ist ein massiver und beschleunigter Ausbau der On-Shore-Windkraft in Hessen notwendig, um die Ziele des Energiegipfels zu erreichen. Die Erzeugung „grünen Wasserstoffs" aus regenerativen Energien darf nicht gefährdet werden. Wir erwarten, dass im Gesetzentwurf in der Präambel und unter Erster Teil Ziele und Maßnahmen, *§ 1 Ziele und Maßnahmen* daher ein klares Bekenntnis dazu aufgenommen wird. Bekräftigt wird dies durch die Tatsache, dass die Prognosen des Wasserstoffbedarfs der NWS zu niedrig angesetzt wurden. Im Aktionsplan des Nationalen Wasserstoffrats heißt es auf Seite 18: „Einheimische Produktion grünen Wasserstoffs mindestens in der in der NWS angestrebten Größenordnung von 5 GW in 2030. Eine deutlich höhere Elektrolyseleistung sollte angestrebt werden, abgesichert durch den Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Energien." Vor diesem Hintergrund kritisiert der DGB eine prozentuale Festlegung des hessischen Wasserstoffanteils am Endenergieverbrauch, die ohne wissenschaftliche Grundlage bspw. in Form einer hessischen Wasserstoffstrategie formuliert wird.

Des Weiteren berücksichtigt der Gesetzentwurf der FDP-Landtagsfraktion neben ökonomischen und technologischen Aspekten zu wenig eine beschäftigungspolitische Sichtweise. So sind die genauen Beschäftigungseffekte eines Hochlaufs der Wasserstoffproduktion bislang zu wenig analysiert. Hier geht es um die Frage, welche quantitativen und qualitativen Beschäftigungseffekte damit verbunden sind und welche künftigen Fachkräfte- und Qualifikationsbedarfe auftreten werden. Wir fordern, dass im Gesetzentwurf *Erster Teil Ziele und Maßnahmen, § 1 Ziele und Maßnahmen* auch beschäftigungspolitische Ziele aufgenommen werden.

Außerdem fordern wir, dass die Förderung an soziale Kriterien gebunden wird. Dies sollte im Gesetzentwurf unter *Zweiter Teil Förderung, § 2 Grundsätze der Förderung* Berücksichtigung finden. Es sollten nur solche Unternehmen und Projektträger gefördert werden, die tarifgebunden und mitbestimmt sind sowie Aus-, Weiterbildung und Qualifizierung sichern und fördern. Die Einhaltung der Kriterien muss kontrolliert werden.

Darüber hinaus kritisiert der DGB, dass die FDP-Landtagsfraktion Potenziale für den Einsatz von Wasserstoff vor allem im Bereich des Verkehrssektors sieht. Dies wird im Gesetzentwurf unter *Zweiter Teil Förderung, § 4 Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energien, § 5 Förderung von innovativen Energietechnologien und § 6 Förderung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen und Konzepten zur Erzeugung, Verteilung und sektorübergreifenden Nutzung von Wasserstoff* deutlich.

Aus Sicht des DGB ist der Einsatz von Wasserstoff zur Emissionsreduzierung in der chemischen Industrie, in der Stahlindustrie sinnvoll sowie perspektivisch als Stromspeicher. Es muss der Grundsatz gelten, dass Wasserstoff prioritär dort angewendet wird, wo Wasserstoff die größte Hebelwirkung erzielt und außerdem Alternativen, wie bspw. eine direkte Elektrifizierung, gering oder nicht vorhanden sind. Im Verkehrssektor ist das Potenzial aufgrund von Effizienzproblemen eingeschränkt. Im Bereich des ÖPNV ist der Einsatz von Wasserstoffbussen aufgrund der höheren Reichweite im Langstreckenbereich sinnvoll. Auch im Schienenpersonennahverkehr wird Potenzial für den Einsatz von Wasserstoff gesehen. Der Einsatz von Brennstoffzellenzügen ist dort sinnvoll, wo die Elektrifizierung von Strecken nicht vorankommt. Der Vorteil ist auch hier die höhere Reichweite gegenüber anderen hybriden Antrieben. Potenzial für die Verwendung synthetischer Kraftstoffe gibt es aufgrund der Schwere der Verkehrsträger und der Streckenlänge im Schiff- und Luftverkehr. Der Einsatz von Brennstoffzellen und synthetischen Kraftstoffen ist auch bei LKW im Nutzverkehr sinnvoll. Im PKW-Verkehr sieht der DGB aufgrund von Effizienzproblemen wenig Potenzial für den Einsatz von Wasserstoff. Hier ist der rein batterie-elektrische Antrieb deutlich effizienter.[1]

Hinsichtlich des Schienenpersonenverkehrs ist zu beachten, dass sich auch die Werkstätten grundlegend verändern werden. So unterscheiden sich die Wartung und Reparatur der Wasserstofftechnologien grundlegend von den bisherigen Technologien. Auch für die Transformation der Werkstätten muss Förderung bereitgestellt werden.

Wir sind außerdem der Auffassung, dass vorrangig solche Wasserstoff-Projekte gefördert werden sollten, die an bereits bestehende Strukturen, Projekte und Netzwerke anknüpfen.

Der DGB findet es grundsätzlich positiv, dass im Gesetzentwurf unter *Zweiter Teil Förderung, § 7 Beratung und Akzeptanzmaßnahmen* Maßnahmen in den Bereichen Qualifizierung, Informationsvermittlung und zur Steigerung der gesellschaftlichen Akzeptanz gefördert werden sollen. Dies ist aber nicht ausreichend.

---

[1] Vgl. hierzu die Studie von agora Verkehrswende (2019): Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen, Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen (agora-verkehrswende.de)

Der Wandel, der sich aus dem Transformationsprozess ergibt, setzt soziale Sicherheit voraus. Dazu heißt es ebenfalls im Aktionsplan des NWR: „Bestehende, hochwertige, tarifgebundene und mitbestimmte Arbeitsplätze sollten gesichert oder neue, hochwertige, tarifgebundene, mitbestimmte und zukunftssichere Arbeitsplätze geschaffen werden." Beratung und Förderung müssen zielgruppenspezifisch auf Betriebsräte und Beschäftigte ausgerichtet werden. Es sollten gezielt arbeitsorientierte Projekte unter Beteiligung der Gewerkschaften und Betriebsräte gefördert werden. Die Mitbestimmungsrechte der Betriebsräte sind zu erweitern.

Wir fordern, dass im Gesetzentwurf unter *Zweiter Teil, § 8 Internationale Kooperationen und Partnerschaften,* als Bedingung für internationale Kooperationen und Partnerschaften aufgenommen wird, dass faire Arbeitsbedingungen und Löhne weltweit beachtet werden müssen sowie die Voraussetzung von Herkunftsnachweissystemen für den Import von Wasserstoff.

Abschließend möchten wir deutlich machen, dass wir die finanzpolitische Ausrichtung des vorliegenden Gesetzentwurfs nicht teilen. Um die Potenziale der Wasserstoffwirtschaft zu erschließen, braucht es eine ausreichende Finanzierung. Der DGB fordert, dass dazu ein Transformationsfonds auf der Landesebene eingerichtet wird. Die Finanzmittel für die Förderung der Wasserstoffwirtschaft- und -beschäftigung werden nur ausreichen, wenn die Schuldenbremse abgeschafft wird. Dazu gehört, dass Spitzenverdienende und große Vermögen stärker besteuert werden.

Die DGB-Stellungnahme umfasst die Positionierung aller acht Mitgliedsgewerkschaften inklusive der in der Liste der Anzuhörenden aufgeführten Gewerkschaften.

Wir möchten Sie bitten, unsere Anmerkungen in den Gesetzentwurf aufzunehmen.

Mit freundlichen Grüßen

Liv Dizinger

thyssenkrupp

thyssenkrupp Industrial Solutions AG, Friedrich-Uhde-Str. 2,
65812 Bad Soden/Taunus, Deutschland

Hessischer Landtag
Ausschuss für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen / Janine Wissler
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Ihr Zeichen: I A 2.4
Unser Zeichen: Kn/AF
Name: Helmut Knauthe
Durchwahl: +49 6196 205-1578
E-Mail:
helmut.knauthe@thyssenkrupp.com

02.08.2021
Seite 1/2

Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Gesetzentwurf Fraktion der Freien Demokraten / Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Sehr geehrte Frau Wissler,

wir bedanken uns für die Gelegenheit, zum vorliegenden Gesetzentwurf Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz der Fraktion der Freien Demokraten stellungnehmen zu können:

Grüner Wasserstoff ist einer der wesentlichen Grundpfeiler für nachhaltige Emissionsminderung und damit für nachhaltigen Klimaschutz. Insbesondere der Industriesektor wird in den kommenden Jahren die Hauptnachfrage darstellen und durch geeignete regulatorische Anreize schnell wachsen können. Diesen Trend beobachten wir inzwischen weltweit und wir als thyssenkrupp bereiten uns auf vielfältige Weise darauf vor. Als einer der weltweit führenden Anbietern von Elektrolyseuren und Wasserstoffanlagen, als auch von weiteren sogenannten Downstream-Prozessen, wie Ammoniak- und Methanolsynthese, liefern wir ausgereifte Technologien aus bereits skalierten Zulieferketten für eine effiziente und nachhaltige Versorgung mit grünem Wasserstoff, grünen Kraftstoffen und grünen Chemikalien.

Wir sehen in den Chancen einen Dreiklang aus Klimaschutz, Wirtschaftswachstum und der Schaffung von neuen internationalen Partnerschaften. Dafür werben wir und engagieren uns im Hydrogen Council, bei der Desertec Industrial Initiative und bei Hydrogen Europe. Erste Projekte von uns konnten sich erfreulicherweise bereits international durchsetzen, beispielsweise in Saudi Arabien, Kanada und den USA.

Der Wettlauf um den Leitmarkt und um die führenden Technologieanbieter ist bereits im vollen Gange. Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung, die daraus folgenden IPCEI-Projekte und H2Global sind hilfreiche Ansätze, die schnellstmöglich in reale Projekte umgesetzt werden müssen, will Deutschland hier den Anschluss nicht verpassen. Diese Maßnahmen stellen allerdings punktuelle Förderungen dar, die alleinig nicht zur Entwicklung und zu den notwendigen Klimaschutzmaßnahmen in der Fläche führen werden.

thyssenkrupp

02.08.2021
Seite 2/2

Daher begrüßen wir den Entwurf des Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetztes, da es für einen wichtigen Industrie- und Ballungsraum, einen zusätzlichen, ergänzenden Rahmen schafft. Die Fokussierung auf Mobilitätsanwendungen adressiert einen der größten zu dekarbonisierenden Märkte. Aufgrund der noch fehlenden Brennstoffzellenfahrzeuge, ist aber eher langfristig mit einem messbaren Klimaschutzeffekt zu rechnen. Zudem ist bei dem Einsatz von E-Fuels eine positive Planungsperspektive sicherzustellen, indem man sich auf Bereiche konzentriert, in denen es zu keiner Konkurrenz mit der Elektrifizierung kommt (Luftfahrt, Schwerlastverkehr, Binnenschifffahrt). Wichtiger noch als der Mobilitätssektor ist unseres Erachtens jedoch die Anwendung von Wasserstoff in der Industrie, weil hier vor allem schnell ein großes CO2-Einsparungspotenzial gehoben werden kann. Die skalierte Elektrolysetechnologie für großmaßstäbliche Anwendungen ist vorhanden und Wasserstoff kann hier bereits heute effizient eingesetzt werden, um graue, bestehende Sektoren wie Stahl, Düngemittel, Chemie, Raffinerie und Energieversorgung großflächig zu dekarbonisieren.

Unseres Erachtens ist es wichtig, alle Sektoren bei der Transformation zu berücksichtigen und geeignete Rahmenbedingungen für skalierte und damit wettbewerbsfähige Lösungen zu schaffen. Dies betrifft insbesondere den Zugang zu erneuerbaren Energien, die Ankerkennung oder Förderung von Grünen Produkten und Anwendungen aber auch und im besonderen Maße die Schaffung von Transportinfrastruktur in der Region. Pipeline und Schiffsverbindungen sind effiziente Transportmittel um günstig grünen Wasserstoff bereitzustellen.

So wichtig die technologieoffene Forschung und Entwicklung ist, schaffen wir es doch nur durch kommerzielle, skalierte und zeitnah umsetzbare Lösung einen messbaren Klimaschutzeffekt zu erzielen. Dazu kann auf Wertschöpfungsketten gesetzt werden, die unterschiedliche Sektoren gleichermaßen bedienen (No-Regret-Maßnahmen): Ausbau erneuerbarer Energien, Bau industrieller Wasserelektrolyseure sowie Transport und Verteilinfrastruktur – inklusive Importketten.

Diese Maßnahmen stellen nach unserer Auffassung die Basis für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft dar. Wir finden diese Elemente in Ansätzen im Gesetzentwurf wieder, empfehlen jedoch sicherzustellen, dass diese prioritär verfolgt werden, mit dem Ziel die gewünschten Klimaschutzeffekte zu erreichen.

Wir stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichem Gruß

Helmut Knauthe
Chief Technology Officer

Helaba

Helaba
Neue Mainzer Straße 52 – 58 | 60311 Frankfurt am Main

Hessischer Landtag
Ausschuss für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen
z.H. Frau Heike Schnier/ Frau Martina Eisert
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Unser Zeichen
MT-210000

Ihr Kontakt
Dr. Ulrich Pähler
T +49 69 9132 / 4828
F +49 69 9132 / 4350
ulrich.paehler@helaba.de

Datum
04.08.2021

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

Ihr Aktenzeichen: I A 2.4 / Ihr Schreiben vom 07.07.2021

Sehr geehrte Frau Schnier,
sehr geehrte Frau Eisert,

die Helaba begreift es als ihre unternehmerische Pflicht, Verantwortung für den Schutz der Umwelt, der Gesellschaft und des Lebens aktueller wie zukünftiger Generationen zu übernehmen. Deswegen hat sie nachhaltiges Handeln zum Kern ihrer Strategie gemacht und richtet ihre Geschäftstätigkeit konsequent danach aus. Die Helaba bekennt sich zu den Zielen des Pariser Klimaabkommens und unterstützt die Klimaziele von Bundesregierung und Europäischer Union.

In dem Bestreben, innerhalb von 30 Jahren die Wirtschaft in der EU vollständig klimaneutral und kreislauforientiert zu gestalten, kommt nach Ansicht vieler Experten und auch nach unserer Einschätzung der Wasserstofftechnologie eine Schlüsselrolle zu. Damit diese zielgerichtet wirken kann, sollten Modelle für eine funktionierende integrierte Wasserstoffwirtschaft entwickelt werden. Hierbei ist die ganze Prozesskette aus Erzeugung, Transport, Speicherung und industrieller Anwendung zu berücksichtigen.

Es ist der Helaba deshalb ein Anliegen, den Umbau der Wirtschaft in allen Teilbereichen der Energiewende und damit auch in der Wasserstoffwirtschaft integriert zu unterstützen:

- Die Finanzierung von Offshore-Windprojekten ist ein wichtiges Geschäftssegment in der Projektfinanzierung. Die Helaba wird ihr vor knapp zwei Jahrzehnten begonnenes Engagement fortführen. In der Offshore-Windenergieerzeugung bestehen sowohl Potenzial

als auch Bedarf eines deutlichen weiteren Ausbaus, um kostengünstig heimischen Ökostrom für die Elektrolyse von grünem Wasserstoff herzustellen.

- Die Helaba ist Hausbank vieler Unternehmenskunden aus der Verkehrswirtschaft. Wir werden unsere Kunden auf ihrem Weg hin zu einer kommerziellen Nutzung wasserstoffbasierter Kraftstoffe (z.B. "Sustainable Aviation Fuel") inkl. Finanzierung der notwendigen Investitionen z.B. in Züge und Flugzeuge begleiten. Allerdings erwarten wir hier nur fokussierte Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstofftechnik und sehen in dieser kein Allheilmittel zur Lösung der Emissionsprobleme des Verkehrssektors.

- Im produzierenden Gewerbe finanzieren wir Modernisierungsinvestitionen zur Reduktion des CO2-Ausstoßes.

Entsprechend dem Aktionsplan der EU-Kommission für nachhaltiges Finanzwesen prägt „Financing Sustainable Growth" unsere Geschäftstätigkeit. Hier wird die Wasserstoffwirtschaft ein entscheidender Baustein sein. Wir sehen unsere Rolle nicht nur im Erbringen von Bankdienstleistungen, insbesondere auf der Finanzierungsseite, sondern wir werden uns auch als Diskussionspartner und "Netzwerker" engagieren.

Da die Wasserstoffwirtschaft aktuell noch nicht wettbewerbsfähig ist, kann eine Förderung durch die öffentliche Hand einen positiven Beitrag leisten, die Energiewende in diesem Segment voran zu treiben. Durch ein geschicktes Setzen von Rahmenbedingungen und die Schaffung von Infrastruktur kann die Entwicklung beschleunigt werden. Im Rahmen der Elektrolyse müssen deutliche Kostendegressionseffekte erzielt werden, was Großprojekte voraussetzt, für die attraktive Standorte zu schaffen sind. Zur Erzeugung von grünen Wasserstoff besteht ein hoher Bedarf, die Produktion erneuerbarer Energie auszubauen.

Diese Entwicklung durch eine zielgerichtete Wasserstoffstrategie zu flankieren, kann grundsätzlich einen Beitrag leisten, sowohl die Pariser Klimaziele zu erreichen und zudem die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes Hessen zu fördern.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Ulrich Pähler
Asset Finance

VPH Postfach 12 32 76585 Gernsbach

h.schnier@ltg.hessen.de
m.eisert@ltg.hessen.de

Ausschuss für Wirtschaft, Energie, Verkehr
und Wohnen des hessischen Landtags
Frau Heike Schnier
– Geschäftsführerin –
Schlossplatz 1 – 3
65183 Wiesbaden

Verband der Papier- und Pappenindustrie Hessen e. V.

Scheffelstraße 29
76593 Gernsbach
Telefon 07224 6401-123
Telefax 07224 6401-463
i.bienert@papierzentrum.org

05.08.2021

bie-fi\G:\AP\L\L.2.2\Wasserstoff-zukunftsgesetz-Landtag-Schnier-S1.docx

Schriftliche Anhörung zum Gesetzentwurf
der Fraktion der freien Demokraten
„Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz" vom 7. Juli 2021
– Drucksache 20/5904 –
Aktenzeichen: I A 2.4

Sehr geehrte Frau Schnier,

über die Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände e. V. sind uns die Anhörungsunterlagen zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz – Drucksache 20/5904 – weitergeleitet worden.

Wir vertreten die Interessen der hessischen Papierindustrie.

Beim Thema Wasserstoff ist für uns vor allem die Technologieoffenheit wichtig.

Möglich muss eine Förderung der operativen Mehrkosten sein.

Bei konkreten Zielen ist es wichtig, dass diese nicht auf die Unternehmen abgewälzt werden.

Für Rückfragen stehen wir selbstverständlich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

VERBAND DER PAPIER- UND
PAPPENINDUSTRIE HESSEN E. V.

Bienert

Iris Bienert

Herr Hans-Josef Fell, Präsident
Energy Watch Group
Albrechtstr. 22, 10117 Berlin, Germany
+49 30 609 898 810
office@energywatchgroup.org
www.energywatchgroup.com

An
Frau Janine Wissler
Vorsitzende des Ausschusses für Wirtschaft,
Energie, Verkehr und Wohnen
Hessischer Landtag
Schlossplatz 1-3, 65183 Wiesbaden

Stellungnahme zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz
der Fraktion der Freien Demokraten
Im Ausschuss im Hessischen Landtags

Berlin, der 19. August 2021

Vorbemerkungen und Einordnung des Gesetzentwurfes in die Notwendigkeit der Energietransformation zu 100% Erneuerbaren Energien

Grüner Wasserstoff spielt in einem zukünftigen Energiesystem eine wesentliche Rolle als Speichertechnologie. Daher ist es zu begrüßen, dass auch auf Länderebene Gesetze zum Ausbau der grünen Wasserstofftechnologie entwickelt und beschlossen werden. Die Rolle von grünem Wasserstoff in Deutschland hat die Energy Watch Group (EWG) mit der jüngsten Studie "100% Erneuerbare Energien für Deutschland bis 2030" aufgezeigt. Unter der Annahme, dass weder der internationale Stromverbund genutzt, noch Demand-Side-Management betrieben wird, ergibt diese Analyse einen jährlichen Bedarf an grünem Wasserstoff von 226 TWh bis 2030 für das Gesamtenergiesystem inklusive einer vollständigen Elektrifizierung des Verkehrs. Grüner Wasserstoff muss vor allem die Sektorenkopplung bedienen. Der EWG-Studie zufolge wird die Elektrizität für ein kommendes Energiesystem zu ca. 90% den Gesamtenergiebedarf decken.
Aus Klimaschutzgründen muss die Elektrizität bis 2030 ausschließlich aus Ökostrom (Sonne, Wind, nachhaltig angebaute Bioenergien, Wasserkraft und Geothermie) gewonnen werden. Da die Welttemperatur nach jüngsten Forschungen wesentlich schneller ansteigt als vor Jahren noch vorhergesagt, zeigt sich heute ein klares, wissenschaftliches Bild, wonach ein Temperaturanstieg von 1,5°C schon etwa um 2030 erreicht sein wird. Die EWG zeigt klar auf,

dass Klimaneutralität bis 2050 zu spät kommt und stattdessen in einen Pfad zu 3°C Temperaturerhöhung weist - mit dem Effekt der Auslöschung der menschlichen Zivilisation wie wir sie heute kennen.

Bewertung des Gesetzentwurfes der FDP

Im Gesetzentwurf der FDP stehen unterstützende politische Maßnahmen und Förderprogramme für den Ausbau der Wasserstofftechnologie. Vielen dieser Vorschläge sollte die hessische Landespolitik folgen. Allerdings gibt es ein Kernproblem im FDP Gesetzentwurf: es wird allgemein von Wasserstoff gesprochen und nicht spezifiziert, aus welchen Quellen der Wasserstoff kommen soll. Bei Wasserstoff selbst handelt es sich um keine Energiequelle, sondern ausschließlich um ein Speichermedium, welches in vielen Anwendungen genutzt werden kann. In der Strom- und Wärmeproduktion mit Brennstoffzellen, im Verkehr mit Brennstoffzellen, in der Industrie für industrielle Anwendungen wie beispielsweise Stahlerzeugung. Damit aber die Wasserstoffanwendung tatsächlich dem Klimaschutz dient, ist es erforderlich, dass die Wasserstoffherstellung bereits ohne jegliche Emissionen - insbesondere ohne Treibhausgasemissionen - stattfindet. Andernfalls kann eine Wasserstoffwirtschaft nicht zum Klimaschutz und der Reduzierung anderer Umweltbelastungen beitragen. Wie jüngste Studienergebnisse der Universität Stanford, Kalifornien, belegen, ist selbst der sogenannte blaue Wasserstoff – hergestellt aus Erdgas in Verbindung mit Carbon-Capture-and-Storage (CCS) – keineswegs eine klimafreundliche Alternative, sondern sogar deutlich klimaschädlicher als die unmittelbare Verbrennung von Kohle und Erdgas. Daher muss Wasserstoff ausschließlich aus erneuerbaren Energien hergestellt werden (Grüner Wasserstoff). Dies gelingt insbesondere durch Elektrolyse mithilfe von Ökostrom, aber auch Wasserstoff aus Algen oder anderen biologischen Quellen gehört dazu.
Wasserstoff aus Erdgas, wie es vielfach in der Wirtschaft propagiert wird, ist dagegen kein Beitrag zum Klimaschutz. Da die Herausforderung des Klimawandels bereits Null Emissionen bis 2030 erfordern, kann es keine Übergangstechnologie mehr geben. Wasserstoff aus Erdgas produziert hohe Methanemissionen, da die Erdgasgewinnung in den Erdgasfeldern durch Leckagen in den Bohrlöchern sowie beim Transport durch Leckagen in den Pipelines hohe und in den letzten Jahren massiv zunehmende Emissionen verursacht (Quelle: "Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz", Studie der EWG, 2019).
Da Methan bis zu 80-fach klimaintensiver ist als CO2, und bei der Wasserstoffherstellung in der Erdgasvorkette die Methanemissionen nicht verhindert werden können, ist jede Wasserstoffgewinnung aus Erdgas automatisch klimaschädlich. Auch die Option, das CO2 bei der Elektrolyse abzuscheiden und zu deponieren, hilft dem Klimaschutz nicht, da auch hier die Methanemissionen in der Vorkette nicht verhindert werden können und es zudem technologisch nicht möglich ist, das CO2 vollständig abzuscheiden und zu deponieren. Wasserstoff aus Atomenergie zu gewinnen, wie es beispielsweise in Russland verfolgt wird, um diesen Wasserstoff dann nach Europa zu transportieren, kann ebenfalls keine Option sein, da die Probleme der Atomenergie bis heute weltweit nicht gelöst sind (Umweltverseuchungen in dem Gebiet des Uranbergbaus, Gesundheitsschäden durch Radioaktivität, ungelöste Endlagerfrage, Proliferation, Gefahren eines Supergaus).

Meine Empfehlung für das Land Hessen ist, eine Wasserstofftechnologie ausschließlich für grünen Wasserstoff aufzubauen und politisch zu unterstützen. Jede Unterstützung für Wasserstoff aus fossilen Quellen wie Erdgas oder Atomstrom sind zu vermeiden.

Mit freundlichen Grüßen,

Hans-Josef Fell
Präsident der Energy Watch Group
Ehem. MdB für Bündnis 90/Die Grünen

10. August 2021

Stellungnahme
des LDEW Hessen/Rheinland-Pfalz e.V.

Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Gesetzentwurf
der Fraktion der Freien Demokraten

Schriftliche Anhörung des Ausschusses
für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
des Hessischen Landtags

10. August 2021

Der Landesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Hessen/Rheinland-Pfalz e.V. (LDEW) vertritt die Interessen der hessischen und rheinland-pfälzischen Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung sowie der Abwasserentsorgung. Dazu gehören auch die hessischen Gas- und Stromversorger sowie -netzbetreiber, die von allen Fragen rund um Wasserstoff, dessen Erzeugung und Verteilung betroffen sind.

Der LDEW begrüßt alle Anstrengungen, das Thema Wasserstoff auf die politische Agenda zu setzen und zu befördern. Ebenso begrüßen wir den Ansatz, alle Anwendungsfelder für diese Option offen zu halten. Eine politische Vorfestlegung, für welche Anwendungsbereiche Wasserstoff eingesetzt werden darf, und für welche nicht, würde dem Prinzip der Technologieoffenheit widersprechen.

Richtig ist, dass aufgrund der besonderen hessischen Situation mit dem Flughafen Frankfurt das Thema in der Zukunft große Bedeutung erlangen wird. Ebenso befinden sich in Hessen mehrere Unternehmen der Energiebranche, die im Bereich Infrastruktur, Leitungen und Speicher große Expertise haben. Diese leisten große Beiträge, die sich in der Zukunft noch ausweiten lassen. Dieser "Schatz" der bereits vorhandenen und akzeptierten Infrastruktur sollte aus unserer Sicht klarer herausgearbeitet werden, gerade vor dem Hintergrund des langwierigen und oftmals beklagten Aufbaus von Stromtrassen.

Es sollte aus unserer Sicht sichergestellt werden, dass nur der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff gefördert wird, nicht der vom sogenannten grauen Wasserstoff. Wir werden dafür unsere Anstrengungen beim Ausbau der Erneuerbaren Energien, v.a. Wind und PV, in Hessen erhöhen müssen. Dazu sind Planungsbeschleunigungen und ausreichend Flächen nötig.

Darüber hinaus wird aber auch in Zukunft der gesamte Energiebedarf nicht ausschließlich vor Ort produziert werden können. Wir werden also neben höchst ambitionierten eigenen Erzeugungen im Bereich der Erneuerbaren Energien weiterhin Energieimporte benötigen.

Aus unserer Sicht bietet die zu großen Teilen bereits vorhandene Gasnetzinfrastruktur hierfür ein immenses Potential, auch Wasserstoff zu transportieren. Dies kann im Transportnetzbereich, also im überregionalen Transport, auch reinsortig erfolgen; vor Ort, im Bereich der

10. August 2021

Verteilnetze, also in den Städten und Regionen kann auch Beimischung ins Gasnetz eine gute Alternative darstellen.

Je höher der Anteil des klimaneutralen Wasserstoffs in den Netzen, desto niedriger der CO2-Ausstoss, dies gilt übrigens nicht nur für E-Fuels, den ÖPNV und Luftverkehr, sondern auch im Bereich Wärme.

Zum Gesetzentwurf im Einzelnen

Zu § 1 Ziele und Maßnahmen

Ziele können sinnvolles Mittel sein, um daran entsprechende unterstützende Maßnahmen auszurichten. Offen bleibt, auf welcher Grundlage die Zielfestlegung in § 1 Abs. 1 getroffen wurde.

25% H2-Anteil am Endenergieverbrauch wären auf Deutschland übertragen 625 TWh, was eine beachtliche Menge wäre.

Zu § 3 Förderung investiver kommunaler Maßnahmen

Der Zusammenhang zwischen der Förderung investiver Maßnahmen und der Verpflichtung zur Zieldefinition vor Ort ist zu begrüßen.

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

Überschrift und Gesetzestext sind aus unserer Sicht nicht ganz stimmig. Die Fokussierung auf den Verkehrssektor in Satz 2 ist aus unserer Sicht zu eng gefasst. Wir schlagen mehr Technologieoffenheit vor und keine politischen Vorgaben, wie Wasserstoff einzusetzen ist.

10. August 2021

Zu § 5 Förderung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen und Konzepten zur Erzeugung, Verteilung und sektorenübergreifenden Nutzung von Wasserstoff

§ 6 richtet sich auch an die Verteilernetzebene, was wir sehr begrüßen. Die Fokussierung auf den Verkehrsbereich, wie auch in den vorangegangenen Paragraphen ist aus unserer Sicht nicht technologieoffen, wir halten einen sektorübergreifenden Ansatz für erforderlich.

Zu § 7 Beratung und Akzeptanzmaßnahmen

Die Beratung ist sicherlich zu begrüßen, vorhandene Expertise in den betroffenen Branchen, beispielsweise in der Energie- und vor allem der Gasbranche sollte genutzt werden.

Zu § 9 Anforderungen an landeseigene Gebäude und Beschaffungen

Kommunale Institutionen werden in die Pflicht genommen, den H2-Einsatz zu prüfen. Aus unserer Sicht ist es positiv, wenn die öffentliche Hand als Vorbild in der Nutzung wirken möchte.

Zu § 11 Wasserstoffmonitoring

Die Einrichtung eines Monitorings ist sinnvoll, eine Datenbasis wird bisher noch nicht zuverlässig erhoben. Außerdem setzt ein Monitoring Anreize, schnell umzusetzende Dinge anzugehen.

Zusammenfassung

Der LDEW begrüßt die Initiative, Wasserstoff ins Blickfeld zu nehmen. Wir wünschen uns, dass Wasserstoff nicht nach politischen Vorgaben genutzt werden soll, sondern sich dies nach Angebot und Nachfrage richtet. Die Fokussierung auf den Verkehrsbereich ist aus diesem Grund volkswirtschaftlich nicht nötig und würde sich automatisch ergeben, wenn diese Anwendung die beste Effizienz böte. Wasserstoff sollte daher ganzheitlich und sektorenübergreifend, ohne politische Vorfestlegungen für Einsatzbereiche genutzt werden.

Die – zum großen Teil vorhandene – Gasnetzinfrastruktur muss zentral in die weiteren Überlegungen einbezogen werden.

10. August 2021

Wer auf Wasserstoff setzen möchte, muss sich für einen ambitionierteren Ausbau der Erneuerbaren Energien aussprechen und die Voraussetzungen dafür schaffen. Gleichzeitig werden nicht 100% des Wasserstoffs in Deutschland produziert werden können, also muss der Import auch hier mitgedacht werden und sichergestellt sein, dass der importierte Wasserstoff CO2-frei erzeugt ist.

Ihr Ansprechpartner

Horst Meierhofer
meierhofer@ldew.de
Telefon 06131- 627 69-25

Hessischer Städte- und Gemeindebund e.V.
Verband der kreisangehörigen Städte und Gemeinden

Hessischer Städte- und Gemeindebund · Postfach 1351 · 63153 Mühlheim/Main
Nur per E-Mail:
h.schnier@ltg.hessen.de und
m.eisert@ltg.hessen.de

Hessischer Landtag
Die Vorsitzende des
Ausschusses zur Wirtschaft,
Energie, Verkehr und Wohnen
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Abteilung 2.2
Referent(in) Herr Grobba
Unser Zeichen MG/Scha
Telefon 06108/6001-0
Telefax 06108/600157
E-Mail: hsgb@hsgb.de
Durchwahl 6001- 39
Ihr Zeichen I A 2.4
Ihre Nachricht vom 07.07.2021
Datum 06.08.2021

Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Sehr geehrte Damen und Herren,
sehr geehrte Frau Vorsitzende Janine Wissler,

wir bedanken uns zur Gelegenheit zur Stellungnahme über den Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz. Von der Geschäftsstelle wären wir gerne dazu bereit, falls es zu einer mündlichen Anhörung kommt, an dieser Teilzunehmen.

Darüber hinaus sind wir mit der Weitergabe unserer Stellungnahme an die interessierte Öffentlichkeit im Rahmen der Dokumentation einverstanden.

Hinsichtlich des Gesetzentwurfs sind aus unserer Sicht folgende Anmerkungen sinnvoll:

In § 1 des Entwurfes werden die Ziele und Maßnahmen zur Erhöhung des Wasserstoffanteils beim Energieverbrauch formuliert. In Anbetracht dessen, dass insbesondere im Transportgewerbe und bei dem Einsatz von Sonderfahrzeugen im ländlichen Raum der Strombedarf nicht nur über Akkus gedeckt werden kann, ist es besonders sinnvoll, das Potential, welches sich aus der Verwendung von Brennstoffzellen mit Wasserstoff ergibt, verstärkt zu nutzen. Es sollte jedoch klargestellt werden, dass die Wasserstoffherstellung nicht dazu führen darf, dass vermehrt Kohlenstoffdioxid bei der Produktion

Henri-Dunant-Straße 13 • 63165 Mühlheim am Main
Bankverbindung: Sparkasse Langen-Seligenstadt • IBAN: DE66 5065 2124 0008 0500 31 • BIC: HELADEF1SLS
Steuernummer: 035 224 14038

Präsident: Dr. Thomas Stöhr • Erster Vizepräsident: Matthias Baaß • Vizepräsident: Markus Röder
Geschäftsführer:
Dr. David Rauber • Harald Semler • Johannes Heger

entsteht. Mithin sollte das Gesetz daraufhin zielen, Techniken zu entwickeln, um Wasserstoff ohne den Einsatz von fossilen Brennstoffen zu produzieren.

Begrüßt wird die Regelung unter § 3, nach der kommunale Maßnahmen zur Verbreitung von klimaeffizienten wassserstoffbasierten Technologien bei der Förderung Berücksichtigung fanden. Dies wird durch die Regelung in § 6 noch abgerundet, nachdem kommunale Wasserstoffbedarfspläne und Konzepte zur Erzeugung, Verteilung und sektorenübergreifende Nutzung von Wasserstoff gefördert werden. Hier ist nochmal darauf abzustellen, dass insbesondere die Konzepte zur Erzeugung von klimaneutralen Wasserstoffprokuktionsanlagen von besonderer Bedeutung sind.

Leider enthält der Gesetzentwurf keine Vorstellungen darüber, in welchem Umfang eine Förderung von kommunalen Investitionsmaßnahmen erfolgen soll. Insoweit würde dieses Gesetz derzeit nur eine abstrakte Absichtserklärung darstellen und nicht dazu führen, dass Kommunen und andere im Hinblick auf eine Förderung eigene Mittel verstärkt für diesen Bereich mobilisieren und investieren.

Weitere Anmerkungen sind aus Sicht des Hessischen Städte- und Gemeindebundes zu diesem Entwurf derzeit nicht erforderlich.

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme und verbleiben

mit freundlichen Grüßen

Semler
Geschäftsführer

Heraeus

Precious Metals

Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG
Heraeusstr. 12-14
DE-63450 Hanau

HDE: Leitung New Business Development
Dr. Philipp Walter
+49 6181 35-5903
philipp.walter@heraeus.com
www.heraeus-precious-metals.com

Heraeus Deutschland GmbH & Co. KG · Heraeusstr. 12-14 · 63450 Hanau

Heike Schnier / Martina Eisert
Hessicher Landtag
Bereich Ausschussgeschäftsführung,
Plenardokumentation

Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

16. August 2021

Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz - Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten

Sehr geehrte Frau Eisert, sehr geehrte Frau Schnier,

vielen Dank für Ihre Einladung zur schriftlichen Anhörung des Gesetzentwurfs der Fraktion der Freien Demokraten „Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz", der wir hiermit nachkommen wollen.
Die Reduzierung von CO_2-Emissionen ist eine zentrale Herausforderung für Wirtschaft, Gesellschaft und Politik. Klimafreundlich erzeugter Wasserstoff übernimmt im Kampf gegen diesen Verursacher der globalen Erderwärmung eine Schlüsselrolle.

Für uns ist es wichtig herauszustellen, daß Grüner Wasserstoff, also Wasserstoff, der durch elektrolytische Wasserspaltung hergestellt wird, langfristig das Ziel sein muß, auch wenn in einer zu definierenden Übergangszeit andere Verfahren wie zum Beispiel die Methandampfreformierung gepaart mit CO_2-Capturing auch Anwendung finden können.

Eine besondere Bedeutung für eine Wasserstoffökonomie hat unserer Meinung nach die Proton-Exchange-Membrane (PEM) Elektrolyse, die nicht zuletzt auf Katalysatoren aus Iridium und Platin beruht. Die schnelle Systemreaktionszeit der PEM-Elektrolyse ist besonders in Verbindung mit erneuerbaren Energien aus Wind- und Solarparks wichtig, zudem ermöglicht sie die Wasserstoffverdichtung im Betrieb. PEM-Elektrolyseure erfüllen die Anforderungen für eine breite industrielle Nutzung der Elektrolyse am besten. Damit sind sie essenziell, um die deutschen und europäischen Ziele zur CO2-Reduktion in der Industrie und im Mobilitätssektor zu erreichen.

Edelmetalle wie Iridium und Platin, die wichtige Bestandteile von PEM-Elektrolyseuren sind, sind nicht unbegrenzt verfügbar. Die Frage, wie die Rohstoffe und die Rohstoffmengen für die Erzeugung und die Nutzung von Wasserstoff (bes. Grünem Wasserstoff) bereitgestellt werden, wird generell unzureichend in Wasserstoffstrategien berücksichtigt. Strategien müssen in diesem Punkt nachgeschärft werden. Eine Wasserstoffstrategie auf Basis der PEM Elektrolyse braucht auch eine Rohstoffstrategie, um den Hochlauf einer effizienten Wasserstoffökonomie zu ermöglichen.

USt-IdNr.: DE 812 593 061
Registergericht: Amtsgericht Hanau HRA 92947 · Sitz der Gesellschaft: Hanau
Persönlich haftende Gesellschafterin: Heraeus Deutschland Verwaltungs GmbH
Registergericht: Amtsgericht Hanau HRB 2643 · Sitz der Gesellschaft: Hanau
Geschäftsführer: André Christl, Dr. Klemens Brunner, Dr. André Kobelt, Dr. Frank Stietz, Rolf Wetzel
Commerzbank AG Hanau · IBAN: DE80506400150231000100 · BIC: COBADEFF506

Heraeus Precious Metals

Die Tatsache, daß keines der 62 vom Bund im Rahmen der IPCEI-Förderung vorgesehenen Projekte sich in Hessen befindet, hat auch uns verwundert. Wir unterstützen deshalb die Initiative in Netzwerken aus Unternehmen, Kommunen und wissenschaftlichen Einrichtungen, die Erzeugung, Nutzung und Verbreitung von Grünem Wasserstoff zu fördern.

Wir sehen einen starken Bedarf für die Förderung der Erzeugung von Wasserstoff. Diese kommt in dem Gesetzentwurf leider nur unzureichend vor. Nur durch weitere Forschung zum effizienteren Einsatz von Iridium und der Erschließung von neuen Recyclingströmen, ist Hessen in der Lage die Skalierung der Wasserstoffwirtschaft bis 2030 sicherzustellen. Ebenso plädieren wir für die Förderung des Einsatzes Iridium-sparender Elektrolyseure in Top-Runner Projekten, da gesamtwirtschaftlich mit der gleichen Menge Iridium ein größerer Herstellungsbedarf von Wasserstoff gedeckt werden kann.

Heraeus glaubt an Grünen Wasserstoff als Energieträger der Zukunft. Wir wollen dazu beitragen, die Investitionskosten für neue nachhaltige Wasserstoffprojekte niedrig zu halten, die Planungssicherheit für alle Beteiligten zu erhöhen und die flächendeckende Skalierung sicherstellen.

Um die Erzeugung und Nutzung von Grünem Wasserstoff auch in Hessen erfolgreich umzusetzen, fordert Heraeus die stärkere Einbindung der Hersteller von kritischen Komponenten für die Elektrolyseure in die politische Diskussion um den Hochlauf der Wasserstoffökonomie.

Gerne stehen wir als Ansprechpartner für Politik, Wirtschaft und Forschung zur Verfügung, um mit der Expertise des gesamten Edelmetallkreislaufs die deutsche und europäische Debatte mitzugestalten und als globale agierender Edelmetallexperte die Verfügbarkeit von Iridium und die Minimierung von Kostenrisiken für PEM-Elektrolyseur-Hersteller und -Betreiber und somit eine effiziente Wasserstoffökonomie sicherzustellen.

Mit freundlichen Grüßen,

Ph. Walter

USt-IdNr.: DE 812 593 061
Registergericht: Amtsgericht Hanau HRA 92947 · Sitz der Gesellschaft: Hanau
Persönlich haftende Gesellschafterin: Heraeus Deutschland Verwaltungs GmbH
Registergericht: Amtsgericht Hanau HRB 2643 Sitz der Gesellschaft: Hanau
Geschäftsführer: André Christl, Dr. Klemens Brunner, Dr. André Kobelt, Dr. Frank Stietz, Rolf Wetzel
Commerzbank AG Hanau · IBAN: DE80506400150231000100 · BIC: COBADEFF506

Hessischer Landkreistag · Frankfurter Str. 2 · 65189 Wiesbaden

Hessischer Landkreistag

Hessischer Landtag
Ausschuss für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen
z.Hd. Frau Ausschussgeschäftsführerin
Heike Schnier
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Frankfurter Str. 2
65189 Wiesbaden

Telefon (0611) 17 06 - 0
Durchwahl (0611) 17 06- 15

Telefax-Zentrale (0611) 17 06- 27
PC-Fax-Zentrale (0611) 900 297-70
PC-Fax-direkt (0611) 900 297-99

e-mail-Zentrale: info@hlt.de
e-mail-direkt: wobbe@hlt.de
www.HLT.de

Datum: 17.08.2021
Az. : Wo/794.65

Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz, LT-Drs. 20/5904
Ihr Schreiben vom 07.07.2021, Az. I A 2.4
Stellungnahme des Hessischen Landkreistages

Sehr geehrte Frau Ausschussvorsitzende,
sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,
sehr geehrte Frau Schnier,

wir bedanken uns für Ihr o.g. Schreiben, mit dem Sie uns die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem o.g. Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz gegeben haben.

Auf der Grundlage einer Befragung seiner Mitglieder erklärt sich der Hessische Landkreistag hierzu wie folgt:

Gegen den Entwurf bestehen keine grundsätzlichen Bedenken.

Wir bitten um Kenntnisnahme.

Mit freundlichen Grüßen

Lorenz Wobbe
Referatsleiter

Betreff:

Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten „Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz – Drucksache 20/5904“

Die RMV GmbH teilt die dem Gesetzentwurf zugrundeliegende Einschätzung, dass zur Erreichung der europäischen und der daraus abgeleiteten deutschen Klimaschutzziele sowie zur Wahrnehmung der mit dem koordinierten Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft verbundenen Chancen und damit zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes die schnelle Nutzung und Verbreitung von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff ein Schlüsselfaktor ist. Die fortgeschriebenen Vorgaben der Europäischen Kommission und die erst kürzlich verabschiedete Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes sehen eine weitere Verschärfung der Klimaziele vor - u. a. das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045.

Wasserstoff hat aus unserer Sicht das Potenzial, einige der diesbezüglichen großen Herausforderungen zu bewältigen – gerade weil er in allen Sektoren zum Einsatz kommen kann. Mithilfe von nachhaltig produziertem Wasserstoff, insbesondere mit grünem Wasserstoff, können Industrieprozesse klimaneutral werden, Brennstoffzellenfahrzeuge emissionsfrei betrieben werden und auch die Strom- und Wärmeversorgung lässt sich mithilfe von Wasserstoff dekarbonisieren.

Zu Recht misst der Gesetzentwurf dabei dem Verkehrssektor eine besondere Bedeutung bei. Der ÖPNV ist hinsichtlich der CO2-Emissionen aufgrund des bereits erreichten Elektrifizierungsgrads und seiner geringen spezifischen Schadstoffemissionen wesentlicher Teil der Lösung. Maßnahmen zu dessen Ausbau und zur Verlagerung des MIV auf den Umweltverbund reduzieren darüber hinaus auch den Flächenverbrauch in urbanen Räumen. Bei der Dekarbonisierung auch des ÖPNV können Wasserstoff und die Brennstoffzellentechnologie eine wichtige Rolle spielen. Der RMV setzt dazu mit dem Einsatz der derzeit weltweit größten Flotte von Brennstoffzellenzügen für das Taunusnetz und deren Wasserstoffversorgung durch Infraserv in Höchst sowie der Beschaffung von Brennstoffzellenbussen (Projekt Lernwerkstatt mit dem Landkreis Gießen) bereits wichtige Projekte auch mit regionalen Partnern um.

Die umfassende Berücksichtigung der Wasserstoffbedarfe der Sektoren im Zeitablauf (unter Berücksichtigung der Investitions- und Innovationszyklen), der Erzeugungs- und Importpotenziale, der Frage der Verteilung und der sonstigen infrastrukturellen Erfordernisse, z. B. der Betankung/Versorgung, des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes, der erforderlichen rechtlichen Bedingungen und der abgestimmten Förderung bezüglich Forschung und Entwicklung, zur Erreichung der Marktfähigkeit und des Markthochlaufs erfordern eine strategische Rahmenvorgabe.

Darauf aufbauend und in die übergeordneten Rahmen integriert werden dann auch auf hessischer Ebene gesetzliche Maßnahmen unter anderem zur konzeptionellen und investiven Förderung – insbesondere zum Ausgleich höherer Kosten in der Phase des Markthochlaufes sowie auch zur begleitenden Kommunikation, Information, Beratung und Kooperationsförderung notwendig sein.

Wir sehen in diesem Zusammenhang zuvorderst die Notwendigkeit einer adäquaten landesseitigen Untersetzung der Wasserstoffstrategie der EU-Kommission (Europäische Wasserstoffstrategie) und der Bundesregierung (Nationale Wasserstoffstrategie, NWS), wie dies in anderen Bundesländern zum Teil bereits erfolgt ist, um dann entsprechend zielgenau die gesetzlichen Regelungen aufzusetzen. Dabei sind bezüglich des Verkehrs- und Mobilitätssektors ergänzende Erarbeitungen wie z. B. der „Wasserstoffaktionsplan Deutschland 2021 – 2025“ des Nationalen Wasserstoffrates zu berücksichtigen. Ebenso können die Ausarbeitungen der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität („Wege für mehr Klimaschutz im Verkehr“) diesbezüglich wertvolle Hinweise zu Handlungsmöglichkeiten geben.

Die bisherigen erheblichen Aktivitäten in Hessen beim Thema Wasserstoff können auf diese Weise in einen nachhaltig ordnenden und zeitlich gestuften gestaltenden Kontext gebracht werden. Die Klimaschutzziele, die Bürgerinnen und Bürger und auch die hessische Wirtschaft werden dann vom Wasserstoffeinsatz profitieren, denn er vermag es auch, Arbeitsplätze und Wertschöpfung in der Region zu halten und auszubauen.

Diese Hessische Wasserstoffstrategie ist nach unserer Kenntnis in Vorbereitung und wir bieten dazu, auch gemeinsam branchenübergreifend mit anderen im Bereich Wasserstoff engagierten Unternehmen, nochmals unsere Unterstützung an.

Dies bildet die Grundlage, damit dann möglichst zeitnah auch ein entsprechend umfassender gesetzlicher Rahmen geschaffen und die Bereitstellung der erforderlichen Mittel sichergestellt werden kann.

Weitere politische Schritte sind erforderlich, um den zügigen Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich zu ermöglichen und Investitionsentscheidungen zu unterstützen. Aufgrund langer Investitionszyklen ist eine frühzeitige Weichenstellung bei Neuinvestitionen in Richtung Wasserstoffanwendungen unabdingbar.

Wir sind der Überzeugung, dass in Hessen alle Voraussetzungen gegeben sind, um unser Bundesland zum Zukunftsstandort für Wasserstoff zu machen, und plädieren für einen pragmatischen, sektorübergreifenden Ansatz, um neue Impulse für die hessische Wirtschaft zu setzen und die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen.

mainova

Mainova AG • 60623 Frankfurt am Main

Mainova Aktiengesellschaft
Solmsstraße 38
60486 Frankfurt am Main

Telefon 069 213-02
Fax 069 213-81122
www.mainova.de
info@mainova.de

Frau Janine Wissler, MdL
Vorsitzende
Ausschuss für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen
Hessischer Landtag

Per E-Mail an: h.schnier@ltg.hessen.de;
m.eisert@ltg.hessen.de

E-Mail
h.benz@mainova.de

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen	Telefon	
	M1-KP-HBE	069 213-23628	Frankfurt am Main, im August 2021

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der FDP
Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Sehr geehrte Frau Vorsitzende,

vielen Dank für Ihr Schreiben vom 7. Juli 2021 und die damit verbundene Möglichkeit zur Abgabe einer Stellungnahme zum o. g. Gesetzentwurf. Eine Gelegenheit, die wir sehr gern wahrnehmen, da Wasserstoff aus unserer Sicht ein Schlüssel zum Erfolg der Energiewende darstellt.

Anbei finden Sie unsere schriftliche Stellungnahme.

Sollte eine mündliche Anhörung stattfinden, sind wir sehr gern bereit, die Inhalte unserer Stellungnahme den Ausschussmitgliedern näher zu erläutern. Kommen Sie hierzu gern auf uns zu.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Constantin H. Alsheimer
Vorsitzender des Vorstandes

Hanno Benz
Abteilungsleiter Public Affairs

Anlage

mainova

Stellungnahme Mainova AG zum Gesetzentwurf der Fraktion der FDP Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Vorbemerkung

Die Mainova AG ist der führende Energiedienstleister in Frankfurt am Main und Energiepartner für Privat- und Firmenkunden in ganz Deutschland. Unser Unternehmen beliefert mehr als eine Million Menschen mit Strom, Gas, Wärme und Wasser und erzielte mit seinen über 2.800 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern im Jahr 2020 einen Umsatz von knapp 2,3 Milliarden Euro. Mainova erzeugt in großem Maßstab selbst Energie und bietet neben klassischen Versorgungsinfrastrukturen auch Produkte und Dienstleistungen rund um Erneuerbare Energien, Elektromobilität, Car-Sharing, Energieeffizienz und digitale Infrastrukturen. Die Mainova-Tochter NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH stellt mit ihrem mehr als 14.000 Kilometer umfassenden Energie- und Wassernetz die zuverlässige Versorgung in Frankfurt und dem Rhein-Main-Gebiet sicher. Die SRM Straßenbeleuchtung Rhein-Main GmbH sorgt mit über 70.000 Straßenleuchten sowie innovativen Dienstleistungen für die Beleuchtung im öffentlichen Raum. Die Mainova Servicedienste GmbH bietet mehrfach ausgezeichneten Service für Kundinnen und Kunden. Größte Anteilseigner der Mainova AG sind die Stadtwerke Frankfurt am Main Holding (75,2 Prozent) und die Münchener Thüga (24,5 Prozent). Die übrigen Aktien (0,3 Prozent) befinden sich im Streubesitz.

Die Mainova AG nimmt zum Gesetzentwurf „Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz" der Fraktion der Freien Demokraten wie folgt Stellung:

Grundsätzliche Zielrichtung des Gesetzesvorhabens

Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und weite Teile der Öffentlichkeit stimmen darin überein, dass **Wasserstoff - als klimafreundlicher** und **vielseitig einsetzbarer Energieträger -** ein wichtiger Baustein für die erfolgreiche Gestaltung der Energiewende ist. Gerade im Hinblick auf die erst kürzlich verabschiedete Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes, die eine weitere Verschärfung der nationalen Klimaziele vorsieht: u. a. das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2045.

Um den zügigen Einsatz von Wasserstoff wirtschaftlich zu ermöglichen und Investitionsentscheidungen zu unterstützen, benötigt die Energiewirtschaft entsprechende politische Rahmenbedingungen. Aus diesem Grund begrüßen wir die intensive politische Debatte, die aktuell rund um das Thema Wasserstoff in Hessen geführt wird. Dies schließt den hier vorgelegten Gesetzentwurf ebenso mit ein, wie die Pläne der Landesregierung zur Implementierung einer eigenen hessischen Wasserstoffstrategie. Gern bringen wir unsere Expertise ein, um Hessen zum Zukunftsstandort beim Thema Wasserstoff zu machen.

Wir teilen die im Gesetzentwurf dargelegte Ansicht, dass Wasserstoff das Potenzial hat, einige der großen Herausforderungen im Hinblick auf den Klimaschutz zu bewältigen – gerade deshalb, weil er in den genannten Sektoren der Wärmeerzeugung, im Verkehr, der Industrie und Elektrizitätserzeugung (S. 2) zum Einsatz kommen kann. Eine Fokussierung auf einzelne Sektoren lehnen wir ab. Langfristige Verschiebungen und Entwicklungen zwischen den Sektoren müssen gleichberechtigt im Blick behalten werden, zum Beispiel über Skaleneffekte der CO2-Senkungs-/Verdrängungspotenziale.

Wir plädieren für **Technologieoffenheit bei der Erzeugung und die sektorübergreifende Nutzung von Wasserstoff.** Weiterhin ist aus unserer Sicht wichtig, bei der Dekarbonisierung des Wärmemarktes nicht allein auf dessen vollständige Elektrifizierung zu setzen. Hier wird u. E. 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 exorbitant ausgebaut werden. Wir halten den Einsatz von Wasserstoff im Wärmemarkt deshalb für unverzichtbar. Sowohl durch Beimischung von Wasserstoff im Gasverteilnetz als auch durch Nutzung von Wasserstoff in Heizkraftwerken (Kraft-Wärme-Kopplung).

Des Weiteren muss die Infrastruktur an die Anforderungen einer Wasserstoffwirtschaft angepasst werden. Dies umfasst den Ausbau des Gas- und Fernwärmenetzes zur Erschließung neuer Quartiere, die Umrüstung der bestehenden Infrastruktur „H_2-ready" sowie die Sicherstellung einer angemessenen, dauerhaften Verzinsung für die notwendigen Investitionen. Politische und gesetzliche Rahmenbedingungen müssen die Transformation vom Gas- zum Wasserstoffnetz ermöglichen, der Regulierungsrahmen zur Verteilung von Wasserstoff muss dahingehend angepasst werden und dabei eine möglichst einheitliche Regulierung von Gas und Wasserstoff erfolgen.

Wir halten weiterhin fest, dass verschiedene Technologien zur Wasserstofferzeugung zur Dekarbonisierung beitragen können. Im Übergang zur Nutzung von Wasserstoff statt fossiler Brennstoffe, darf für die Transformationsphase nicht einseitig auf grünen Wasserstoff gesetzt werden. Eine Beschränkung auf grünen Wasserstoff sorgt für eine Limitierung der Kapazitäten. Damit Wasserstoff bezahlbar bleibt, sind auch Energieimporte notwendig. Für diese können sowohl Fernleitungen als auch der Aufbau von Hafenkapazitäten zur Aufnahme von Wasserstoff über die Binnenschifffahrt erforderlich sein.

Stellungnahme zum Gesetzentwurf im Einzelnen

Zu Seite 2: B. Lösung 2. Absatz.

Aus unserer Sicht fehlt hier der Speicheraspekt. Bezogen auf seine potenzielle Großvolumigkeit ist Wasserstoff der wirtschaftlichste Energiespeicher. Klimaneutrale Gase, insbesondere Wasserstoff sind das naheliegende Speichermedium. Denn Wasserstoff kann aus erneuerbarem Strom erzeugt werden, wenn dieser im Überschuss anfällt, und für die Zeiten, in denen erhöhter Energiebedarf besteht, gespeichert werden.

Zu Seite 3: B. Lösung 2. Absatz

Positiv ist hier besonders der Blick auf die lokalen Entwicklungen hervorzuheben. „Regionale Wasserstoff-Netzwerke" können als „Keimzellen" fungieren, wie es u. a. der VKU stetig für „Stadtwerke" hervorhebt, denn der Knowhow-Aufbau und der Umbau in eine Wasserstoff-Wirtschaft stehen noch ganz am Anfang des gebotenen Entwicklungspfades. Es ist davor auszugehen, dass Hessen perspektivisch nicht über die nötige Anzahl regenerativer Energiegewinnungsanlagen (Wind/PV/sonst.) verfügen wird. Es ist wahrscheinlich, dass unser Bundesland eine Energiesenke bleiben und keine große Quelle sein wird. Dennoch ist die Vorbereitung der Bestandssysteme (Netze & Senken) unabdingbar.

Zu Seite 4: § 1 Ziele und Maßnahmen

Kritisch anzumerken ist, dass die Anteile des Wasserstoffs im Endenergieverbrauch bis 2030 laut Gesetzentwurf nur bei mindestens 1% liegen. Für den ambitionierten Hochlauf der nötigen/ gewünschten Energiewende ist dies zu wenig. Eine ambitioniertere Zahl für 2030 wäre mind. 2 %. Aufgrund der neuen deutschen Klimaziele sollte man außerdem eher eine Zielvorgabe für 2045 als für 2050 formulieren. Eine realistischere Zahl für 2045 (anstelle 2050) ist aus unserer Sicht mindestens 15 %.

Zu Seite 4: § 3 Förderung investiver kommunaler Maßnahmen

Um die kommunale Infrastruktur H_2-ready (Nutzung und Verbreitung) zu machen, ist es aus unserer Sicht richtig, Fördermittel bereitzustellen. Die Transformation von CH_4 zu Wasserstoff muss in 1-2 Jahren beginnen. Schon 2022 wären daher Fördermittel für die umfassende Konzeption, (Vor)Planung, Berechnung, Ressourcenanalyse, Personal/Knowhow-Aufbau für einen komplexen Transformationsplan (geschätzt ab 2023-2045) sehr förderlich.

Zu Seite 4: § 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, der möglicherweise nicht der erste zu erschließende Sektor, aber ein Sektor mit sehr hohem Potenzial ist. Gerade in Ballungsräumen wäre es fahrlässig, die Potenziale der Wasserstoffwirtschaft für Verbundlösungen zu vernachlässigen. Die hohe Energiedichte des Ballungsraumes nebst der insbesondere dort vorhandenen Gas-Infrastruktur sollte genutzt werden. Nach aktuellen Bewertungen der Branche bzw. der Gaswirtschaft kann diese Infrastruktur kurzfristig bis zu 20 % Wasserstoff aufnehmen. Langfristig - mit moderatem Aufwand – als Zielgröße auch 100 % Wasserstoff. 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. Auch lokalen Verbundlösungen unter Einbeziehung des Wärmemarktes kommt hier eine besondere Bedeutung zu.

Zu Seite 5: § 5 Förderung von innovativen Energietechnologien

Die Integration von lokalen Verbundlösungen unter Einbeziehung des Wärmemarktes in Förderprogramme ist aus Sicht der Mainova AG von großer Bedeutung. Die Förderung weiterer Pilotanlagen, die regionale Verbundlösungen im Blick haben, ist notwendig. In Deutschland laufen solche Anlagen zurzeit bei rd. 30 kommunalen Unternehmen.

Zusammenfassung

Die Mainova AG begrüßt die grundsätzliche Zielrichtung des Gesetzentwurfs ausdrücklich. Zur Erreichung der Klimaschutzziele und zur Sicherung des Wirtschaftsstandortes Hessen ist die schnelle Nutzung und Verbreitung von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff notwendig. Besonders begrüßen wir in dem vorgelegten Entwurf, dass Wasserstoff **in allen Sektoren** einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann und dass **Technologieoffenheit** bei der Erzeugung für einen schnellen Markthochlauf von Wasserstoff eine wichtige Voraussetzung ist. Das Ziel muss sein, Wasserstoff wirtschaftlich und in ausreichender Menge zu erzeugen, damit das Potenzial in allen Sektoren ausgeschöpft werden kann.

Wir halten aber eine Anpassung des Gesetzentwurfs in Bezug auf die oben näher erläuterten Inhalte für erforderlich. Neben dem Verkehrssektor muss aus unserer Sicht der Wärmesektor stärker in den politischen Fokus rücken. Der energieintensive Wärmesektor wird auf absehbare Zeit nicht mit Hilfe von Strom aus Erneuerbaren Energien zu dekarbonisieren sein. Dadurch gerät der Erfolg der Energiewende in Gefahr. Wasserstoff hat mit Hilfe der bereits vorhandenen Gasinfrastruktur und den bereits vorhandenen Hausanschlüssen das Potential, eine zügige und sektorweite Dekarbonisierung zu erreichen.

Für den weiteren Dialog mit der hessischen Landespolitik stehen wir gerne zur Verfügung.

Von: Düwel, Sandra
An: Schnier, Heike (HLT); Eisert, Martina (HLT)
Cc: Widl, Dr. Andreas
Betreff: Neues Einladungsschreiben zur schriftlichen Anhörung zum Hessischen Wassersstoffzukunftsgesetz
Datum: Freitag, 20. August 2021 11:30:41
Anlagen: image001.png
image002.png
image003.png
image004.png
image005.png
image009.png
Anschreiben AN-NEU.pdf
SAMSON_Stellungnahme_zum_Entwurf_Hessisches_Wasserstoffzukunftsgesetz_20210820.pdf
Dringlichkeit: Hoch

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten: Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz, im Rahmen der schriftlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Sehr geehrte Frau Wissler,

für die Möglichkeit der Stellungnahme zum Entwurf des Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes bedanken wir uns und unterstützen gleichzeitig eine Veröffentlichung.

Die SAMSON AKTIENGESELLSCHAFT als innovatives mittelständiges Unternehmen der Mess- und Regel-technik mit über 100-jähriger Tradition in Hessen bekennt sich zur Energiewende. SAMSON betreibt die Umsetzung der europäischen Klimaziele sowohl im Rahmen der eigenen Industrieproduktionstätigkeit als auch mit ihren regelungstechnischen Produkten in einer Vielzahl von verfahrenstechnischen Anlagen. Die Implementierung einer ganzheitlichen Wasserstoffwirtschaft betrachten wir als Chance für SAMSON sowie auch für Hessen und wird entsprechend aktiv vom Vorstand gesteuert.

Anliegend erhalten Sie unsere Stellungnahme, wir verbleiben

mit freundlichen Grüßen

i.A. Sandra Düwel
Assistentin des Vorstandsvorsitzenden
Vorstands- und Aufsichtsratsbüro & Investor Relations

SAMSON AKTIENGESELLSCHAFT
Weismüllerstraße 3 · 60314 Frankfurt am Main

Telefon: +49 69 4009-1201 · Mobil: +49 163 7774080 · Telefax: +49 69 4009-1750
E-Mail: sandra.duewel@samsongroup.com · Internet: www.samsongroup.com
SMART IN FLOW CONTROL

FOLGEN SIE UNS AUF

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten: Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz, im Rahmen der schriftlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

SAMSON betrachtet Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff der Zukunft. In diesem Zusammenhang unterstützten wir die Gesetzesinitiative einer gezielten Förderung hessischer Projekte auf Basis von klimaneutral hergestelltem Wasserstoff. Diese Förderung sollte mit bereits bestehenden Maßnahmen im Rahmen der Europäischen Union (z.B. EU-Projekt IPCEI) und auf bundesdeutscher Ebene (z.B. nationale Wasserstoffstrategie) korrelieren und abgestimmt sein.

In Hinblick auf einen ganzheitlichen Ansatz für den zeitnahen Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft sehen wir die folgenden grundsätzlichen Anforderungen an die Förderung:

- Sektoren-Integration
  Neben dem wichtigen Bereich des Verkehrswesens (mobil) ist die Unterstützung von wasserstoffbasierten Technologien und Infrastruktureinrichtungen im industriellen Umfeld (stationär) essentiell. Berücksichtigung findet dabei sowohl die energetische, als auch die stoffliche Nutzung von Wasserstoff über die gesamte Wertschöpfungskette, d.h. Wasserstoff als Energieträger und Rohstoff..

- Anwendungs-Integration
  Der Geltungsbereich für geförderte Projekte sollte nicht auf klimaneutralen Wasserstoff alleine beschränkt sein, sondern auch nachgelagerte Produkte bzw. Medien (z.B. Methanol, Ammoniak, synthetisches Methan usw.) oder Stoffgemische (Synthesegas, synthetische Kraftstoffe etc.) mit hohem Kohlendioxid-Einsparpotential umfassen.

- Technologie-Integration
  Einbezogen werden sollten alle bereits zur Verfügung stehenden sowie neue Technologien, die direkt oder mit Erweiterungen eine klimaneutrale Wasserstoffproduktion, -logistik und -nutzung realisieren. Damit verbunden sind weitere Potentiale im Bereich der Verfahrenstechnik mit Wasserstoff als Nebenerzeugnis bzw. die Nutzung weiterer Bei-Produkte aus der Wasserstofferzeugung

Die im Gesetzentwurf festgeschriebenen Ziele des Wasserstoffanteils am Endenergieverbrauch sind hinsichtlich Ihres Wertes nicht direkt nachvollziehbar.

Die entsprechenden Zuteilungskriterien der Förderleistungen sowie mögliche Priorisierungen sind aus unserer Sicht im Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz wünschenswert.

Kontakt

SAMSON AKTIENGESELLSCHAFT

Guido König · Dipl. Ing.
Segment Manager Sustainable Industries

Telefon +49 69 4009 2025
Mobil: +49 172 6155390

E-Mail: guido.koenig@samsongroup.com

www.samsongroup.com

2021-08-20 V101/kg

Wintershall Dea AG
Friedrich-Ebert-Str. 160, 34119 Kassel

-Per E-Mail-

Mario Mehren
Vorstandsvorsitzender

Hessischer Landtag
z.H. Frau Heike Schnier
Vorsitzende des Ausschusses für
Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

Kassel, 20.08.2021

Stellungnahme und Kommentierung seitens Wintershall Dea betreffend:
Gesetzesentwurf
Fraktion der Freien Demokraten
Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz
Drucksache 20/5904

Sehr geehrte Frau Schnier, sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns sehr für die Übermittlung des Gesetzesentwurfs für ein „Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz" und die Möglichkeit der Stellungnahme.

Vorbemerkung:

Wintershall Dea ist Europas führendes unabhängiges Erdgas- und Erdölunternehmen mit mehr als 120 Jahren Erfahrung als Betriebsführer und Projektpartner entlang der gesamten E&P Wertschöpfungskette. Das Unternehmen mit deutschen Wurzeln und Sitz in Kassel und Hamburg sucht und fördert in 13 Ländern weltweit Gas und Öl auf effiziente und verantwortungsvolle Weise. Mit Aktivitäten in Europa, Russland, Lateinamerika und der MENA-Region (Middle East & North Africa) verfügt Wintershall Dea über ein weltweites Upstream-Portfolio und ist mit Beteiligungen im Erdgastransport zudem im Midstream-Geschäft aktiv.

Als europäisches Gas- und Ölunternehmen unterstützen wir das Ziel der EU, bis 2050 klimaneutral zu werden. Dafür haben wir uns anspruchsvolle Ziele gesetzt: Bis 2030 wollen wir die Treibhausgasemissionen der Kategorien Scope 1 und 2 in allen unseren eigenoperierten und nicht eigenoperierten Explorations- und Produktionsaktivitäten in Höhe unseres Anteils auf netto-null reduzieren. Die Klimaziele sollen durch Portfoliooptimierung, Emissionsreduzierung durch mehr Energieeffizienz, Investitionen in naturbasierte Ausgleichslösungen sowie in Zukunftslösungen wie Wasserstoff erreicht werden.

Wintershall Dea ist 2019 aus der Fusion der Wintershall Holding GmbH und der DEA Deutsche Erdöl AG hervorgegangen. Heute beschäftigt das Unternehmen rund 2.500 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus über 60 Nationen.

wintershall dea

Kommentierung des Gesetzesentwurfes:

A. Grundsätzliches:

Wintershall Dea teilt die Grundprämisse des Gesetzesentwurfes: die schnelle Nutzung und Verbreitung von klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff stellt einen Schlüsselfaktor zur Erreichung der Klimaziele und der Sicherung des Wirtschaftsstandortes dar. Wir sehen in klimaeffizient erzeugtem Wasserstoff im Einklang mit dem Gesetzesentwurf einen innovativen Energieträger der Zukunft, der in diversen Sektoren eingesetzt werden kann und eine sichere, wirtschaftliche, technologieoffene und klimaneutrale Energieversorgung ermöglicht.

Dabei haben wir in einem im Juni 2021 veröffentlichten Positionspapier (Wie Wasserstoff der europäischen Energiewende neuen Schwung verleihen kann | Wintershall Dea AG) vor allem unterstrichen, dass zur Nutzung des Potenzials von Wasserstoff

- jetzt ein Wasserstoffmarkt durch Förderung von Investitionen in Technologien und den Ausbau der Infrastruktur aufgebaut werden muss,
- die Nutzung von Wasserstoff aus Erdgas aufgrund seiner deutlichen Preis- und Mengenvorteile im Vergleich zu grünem Wasserstoff essenziell ist und auch den Aufbau von grünem Wasserstoff beflügeln wird,
- der Einsatz für die Dekarbonisierung der Industrie und des Schwerlastverkehrs unerlässlich ist,
- ein technologieoffener Ansatz verfolgt werden sollte, da so ein klimaneutrales Europa (dokumentiert durch aktuelle Studien, wie z.B. Hydrogen4Europe), bei wesentlich niedrigeren Kosten erreicht werden kann.

In der Positionierung wird auch unser eigener Beitrag zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur anhand von Beispielen dokumentiert, so etwa unsere Zusammenarbeit mit dem Karlsruher Institut für Technologie bei einem Forschungsprojekt zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas.

Mit Blick auf die im Gesetzgebungsentwurf erwähnte Nationale Wasserstoffstrategie teilen wir das grundsätzliche Ambitionsniveau und begrüßen, dass umfassende Förderungen zur Verfügung gestellt werden. Wir bedauern allerdings, dass von diesen Förderungen Projekte ausgenommen sind, bei denen in Deutschland Wasserstoff auf Basis von Erdgas erzeugt wird. Dies ist kein technologieoffener, zielorientierter Förderansatz und steht, unserer Meinung nach, im Widerspruch zur Akzeptanz der Nutzung von im europäischen Binnenmarkt produzierten Wasserstoff aus Erdgas in Deutschland.

wintershall dea

B. Hinweise speziell zum Gesetzesentwurf:

Zu § 1 (Ziele und Maßnahmen): Als Ziel des Gesetzes wird der Ausbau des Anteils von Wasserstoff an der Deckung des Endenergieverbrauches in Hessen im Sinne einer schrittweisen Erhöhung formuliert. Wir teilen dieses Ziel. Wir schlagen allerdings vor, dieses auf der „Nachfrageseite" ansetzende Ziel zu ergänzen durch eine Zielsetzung, die auch die Angebotsseite in den Blick nimmt (in § 6 kommt dieser Ansatz im Entwurf ein wenig zum Ausdruck). Aus unserer Sicht sollte die Förderung einer Wasserstoffproduktion in Hessen in technologieoffener Weise geschehen, und auch hierfür sollten Investitionszuschüsse gewährt werden können. Um einen schnellen Aufbau der Wasserstoffproduktion zu gewährleisten, sollte die Verengung der Förderungsmöglichkeiten der Nationalen Wasserstoffstrategie rein auf Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien nicht auch in Hessen aufgegriffen werden.

Mit einer auf die Angebotsseite ausgedehnten und technologieoffenen Ausgestaltung könnte auch dem im Gesetzesentwurf konstatierten Problem begegnet werden, dass sich keines der ausgewählten 62 IPCEI-Förderprojekte für Wasserstoff in Hessen befindet. Eine ganze Reihe der auf Bundesebene ausgewählten Förderprojekte zielt dabei auf den grünen Wasserstoff ab. Der für das Land Hessen notwendige „Aufholprozess" gegenüber den anderen Bundesländern in diesem Bereich kann durch die Zulassung der Förderung auch von Wasserstoff aus Erdgas beschleunigt werden. Die Förderung der Produktion von Wasserstoff könnte grundsätzlich in einem neuen § 3 des Gesetzes beschrieben werden.

Beim Ambitionsniveau gerade mit Blick auf das Jahr 2030 (ein Prozent Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch) könnte aus unserer Sicht noch nachgelegt werden, gerade auch im Hinblick auf den aus der Gesetzesbegründung deutlich werdenden Punkt, dass eine Herunterbrechung des Ambitionsniveaus der Nationalen Wasserstoffstrategie auf das Land Hessen zu höheren Werten führen würde.

Zu § 3 (Förderung investiver kommunaler Maßnahmen): Auch hier bietet sich an, die Produktion von klimaeffizientem Wasserstoff in den Fördertatbestand einzubeziehen (z.B.: Das Land fördert investive Maßnahmen der Kommunen zur Produktion von klimaeffizientem Wasserstoff sowie zur Nutzung und Verbreitung von klimaeffizienten wasserstoffbasierten Technologien und Infrastruktureinrichtungen").

Zu § 4 (Förderung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Nutzung erneuerbarer Energien): Auch hier ist Ergänzung um den Produktionsaspekt sinnvoll. Vorschlag: „Das Land fördert investive Maßnahmen, die der Produktion von klimaeffizientem Wasserstoff sowie der Nutzung und Verbreitung von klimaeffizienten wasserstoffbasierten Technologien und Infrastruktureinrichtungen dienen.

wintershall dea

Die Erwähnung der besonderen Bedeutung des Verkehrssektors unterstützen wir, sehen allerdings den Industriesektor als (mindestens) gleichgewichtig an, so dass auch dieser Erwähnung finden sollte. (Vorschlag: „Dem Verkehrssektor und dem Industriesektor kommt dabei eine besondere Bedeutung zu".).

§ 5 (Förderung von innovativen Energietechnologien): Gerade an dieser Stelle böte sich der Einbezug der Produktion an, und auch hier sollte auf die Bedeutung des Industriesektors hingewiesen werden. Vorschlag: „Das Land fördert die Erforschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Zusammenhang mit der Produktion von klimaeffizientem Wasserstoff sowie mit der Nutzung und Verbreitung von wasserstoffbasierten Technologien und Infrastruktureinrichtungen. Der Integration des Verkehrssektors und dem Industriebereich kommt dabei eine besondere Bedeutung zu.

Zu § 6 (Förderung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen und Konzepten zur Erzeugung, Verteilung, und sektorübergreifenden Nutzung von Wasserstoff): Wir unterstützen diesen Vorschlag und sehen es insbesondere als positiv an, dass hier der „Erzeugungsaspekt" mitberücksichtigt wird.

Zu § 7 (Beratung und Akzeptanzmaßnahmen) sowie § 8 (Internationale Kooperationen und Partnerschaften): Auch hier sehen wir, analog zu den bisherigen Ausführungen, die Notwendigkeit, die „Produktionsebene" mit einzubeziehen.

Zu § 11: Das Instrument des „Wasserstoffmonitorings" begrüßen wir ausdrücklich. Wenn unsere vorgenannten Vorschläge berücksichtigt würden, wäre dieses Monitoring auch auf den Bereich der Herstellung zu erstrecken.

§ 12 (Inkrafttreten, Außerkrafttreten): Da im Gesetzesentwurf Zielsetzungen für die Entwicklung von Wasserstoff am Endenergieverbrauch gerade auch mit Blick auf die Jahre 2040 und 2050 beschrieben werden, ist ein Außerkrafttreten des Gesetzes Ende 2028 aus unserer Sicht nicht angezeigt.

Für Fragen zu diesen Anregungen und für einen weiteren Dialog stehen wir sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Mario Mehren

Wintershall Dea AG
Friedrich-Ebert-Str. 160, 34119 Kassel
T +49 561 301-0, F +49 561 301-1702
Überseering 40, 22297 Hamburg
T +49 40 6375-0, F +49 40 6375-3162
www.wintershalldea.com

Sitz der Gesellschaft: Celle
Amtsgericht Lüneburg
HRB 20 98 23
Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Lord John Browne of Madingley

Vorstand:
Mario Mehren (Vorsitzender)
Dawn Summers
Thilo Wieland
Hugo Dijkgraaf
Paul Smith

Commerzbank AG, Ludwigshafen
IBAN DE66 5454 0033 0205 4484 00
BIC COBADEFFXXX
USt-Id-Nummer: DE 814756974
Steuernummer: 26 225 01509

Stiftung Klimaneutralität

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz (Drucks. 20/5904)

Im Rahmen der Schriftlichen Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen

Berlin, 23. August 2021

Stiftung Klimaneutralität

Inhalt

1. Einleitung 3
2. Vorrangige Handlungsbedarfe für den Wasserstoffhochlauf 4
3. Grundsätzliche Einordnung des Entwurfs eines Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetzes 5
4. Zu den Regelungen im Einzelnen 6
Literatur 8

Stiftung Klimaneutralität

1. Einleitung

Klimaneutral erzeugter Wasserstoff ist für die Erreichung von Klimaneutralität neben Energie- und Ressourceneffizienz, der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und der direkten Elektrifizierung eine der zentralen Schlüsseltechnologien. Die Direktnutzung von erneuerbarem Strom ist bezüglich Kosten, Ressourcenverbrauch und Natureingriffen grundsätzlich vorteilhafter als die Nutzung von klimaneutralem Wasserstoff. Eine ganze Reihe von Anwendungsfeldern – v.a. im Bereich der Industrie oder mit Blick auf die Ausbalancierung eines auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystems – können jedoch nur mit dem Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff oder entsprechenden Folgeprodukten (insbes. PtL) dekarbonisiert werden. Für weitere Anwendungen bietet der Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff oder PtL sehr wahrscheinlich Mengen- oder Kostenvorteile (Flug- und Schiffsverkehr, Langstrecken-Güterverkehr, Fernwärme).

Für eine ganze Reihe potenzieller Anwendungsbereiche sind jedoch – aus technischer, wirtschaftlicher, zeitlicher und Marktentwicklungs-Perspektive – durch den Einsatz von Wasserstoff keine hinreichend belastbaren ökologischen oder wirtschaftlichen Vorteile zu erwarten (Pkw, Heizungsbereich etc.).

In unserer Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ wurde ermittelt, dass im Jahr 2030 gut 60 TWh und im Jahr 2035 etwa 135 TWh klimaneutraler Wasserstoff benötigt werden, um das neue Klimaschutzziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 von 65% Treibhausgasminderung zu erreichen und danach auf einen konsistenten Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 zu kommen. Damit diese Mengen bis zu den Jahren 2030 bzw. 2035 auch zur Verfügung stehen, müssen schnell entsprechende Entscheidungen und Maßnahmen im Bereich der Wasserstofferzeugung, der Transportinfrastrukturen und bei der gezielten Unterstützung von Wasserstoffanwendungen umgesetzt werden.

In diesen Bereichen sind strategische Ansätze von herausragender Bedeutung, denn klimaneutraler Wasserstoff ist auf absehbare Zukunft ein eher knappes Gut und wird selbst bei massiven Kostensenkungen ein im Vergleich zu den konkurrierenden fossilen Energieträgern und Rohstoffen relativ teurer Rohstoff bleiben. Ein Bündel von Flankierungsmaßnahmen werden für den Markthochlauf notwendig sein (Bereitstellung preiswerten grünen Stroms, Förderung von Investitionen, Förderung von Wasserstoff als Produkt, CO_2-Bepreisung, Nutzungsverpflichtungen für Wasserstoff). Dese müssen sorgfältig aufeinander abgestimmt werden, sodass es nicht zu einem unüberschaubaren Geflecht von Programmen kommt, als deren Folge entweder Überförderungen oder Wirtschaftlichkeitslücken entstehen.

Der Wasserstoff-Hochlauf stellt nicht nur eine klimapolitische Notwendigkeit dar, er bildet auch eine industriepolitische Chance zur Stärkung des Wirtschaftsstandorts Deutschland im Bereich der Wasserstofftechnologien, von den Produktionsanlagen bis hin den verschiedenen Anwendungstechnologien.

Der notwendige Wasserstoffhochlauf wird nur erfolgreich zu bewerkstelligen sein, wenn die folgenden Prämissen im Blick behalten werden:

1. CO_2-Minderung: Der Wasserstoff muss so bereitgestellt werden, dass er zu realen und auch perspektivisch ertragreichen Emissionsminderungen führt. Klare Erzeugungskriterien, ein robustes (europäisches und ggf. internationales) Zertifizierungssystem und die sorgfältige Ausrichtung auf die vorrangigen Einsatzbereiche sind unabdingbare Voraussetzungen für eine sinnvolle Wasserstoffstrategie.
2. Kostensenkung: In den nächsten zwei Dekaden steht zudem die Erzielung von Kostensenkungen im Vordergrund. Kostensenkungen entstehen aus technologischer Entwicklung, aus

Stiftung Klimaneutralität

der Entwicklung eines Leitmarktes (mit einem Nachfragevolumen und einer Nachfragedichte, die eine Skalierung der Produktion erlauben), aber auch der Erhöhung der einzelnen Anlagenkapazitäten. Sowohl für das Schaffen von Leitmärkten wie auch das Anreizen größerer und kostengünstigerer Anlagen ist eine gezielte Sektorallokation des Wasserstoffs von zentraler Bedeutung.

3. Infrastrukturaufbau: Der Wasserstoffhochlauf wird nur dann erfolgreich sein können, wenn die notwendigen Infrastrukturen (v.a. im Bereich der Pipelines und ggf. auch für ein Lkw-Tankstellennetz auf den Langstreckenverbindungen des Güterverkehrs) rechtzeitig geschaffen werden können. Der Aufbau dieser Infrastrukturen wird kostenseitig nur dann akzeptabel sein können, wenn sowohl die Wasserstofferzeugung als auch die Wasserstoffanwendungen berechenbar und fokussiert entwickelt werden. Die Wasserstoffbeimischung als auch räumlich diffuse Ansätze sind diesbezüglich eher kritisch einzuordnen.

Alle Maßnahmen zur Förderung und Stärkung eines Wasserstoffsegments in der deutschen und europäischen Volkswirtschaft sollten deshalb auch mit Blick auf diese strategischen Notwendigkeiten entwickelt werden.

2. Vorrangige Handlungsbedarfe für den Wasserstoffhochlauf

I) Priorisierung auf Industrie, Stromerzeugung und Langstreckenverkehr

Klimaneutral erzeugter Wasserstoff wird auf absehbare Zeit nur mit erheblicher staatlicher Förderung zum Einsatz kommen. Die Politik wird daher bei der Förderung Prioritäten setzen müssen. Gefördert werden sollte der Einsatz in den Bereichen, wo es keine oder keine effizienteren und kostengünstigeren Alternativen zu Wasserstoff gibt.

Insbesondere betrifft dies die Dekarbonisierung der Stahl- und Chemieindustrie sowie wasserstoffbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen als Backup-Kapazität für die Wind- und Solarstromerzeugung und als einer der Säulen für die Versorgung mit grüner Fernwärme.

Auch im Verkehrssektor ist der Einsatz von Wasserstoff unverzichtbar. Konkret betrifft dies den Einsatz von synthetischen Treibstoffen im Flug- und Schiffstransport, aber auch die Langstreckenverkehre mit Blick auf Schwerlast-Lkw, Busse oder nicht elektrifizierbare Eisenbahnen.

Im Heizungsbereich oder im Pkw-Verkehr gibt es deutlich effizientere Alternativen als den Einsatz von Wasserstoff. Der Einsatz von synthetischem Methan in einem Gasbrennwertkessel erfordert etwa die sechsfache Menge an erneuerbarem Strom gegenüber einer Elektro-Wärmepumpe. Um ein mit synthetischen Kraftstoffen betriebenes Verbrennungsfahrzeug zu betreiben, benötigt man etwa die fünffache Menge an erneuerbarem Strom, der für den Einsatz im einem E-Pkw erforderlich ist. Mit Blick auf die knappen Flächen zur regenerativen Stromerzeugung in Deutschland, aber auch die mit zusätzlichen Umwandlungsschritten und höheren Umwandlungsverlusten verbundenen Kosten sollte eine Förderung für die Anwendung unterbleiben.

II) Ausbau Erneuerbarer Energien als Grundlage

Die Grundlage für die Bereitstellung klimaneutralen Wasserstoffs ist der verstärkte und beschleunigte Ausbau der Erneuerbaren Energien. Hierfür müssen auf Bundes- und auf Landesebene die aktuellen Hemmnisse beseitigt werden – bei der Flächenverfügbarkeit, bei der Dauer der Planungs- und Genehmigungsverfahren und beim Konflikt mit dem Artenschutz. Unsere Studie „Klimaneutrales Deutschland“ sieht für 2030 eine Erzeugung von etwa 30 TWh Strom aus erneuerbaren Energien für die Wasserstoffproduktion vor, hierfür muss das deutsche Elektrolyseziel auf 10 GW im Jahr 2030 angehoben werden.

Stiftung Klimaneutralität

Deutschland sollte für den Aufbau einer Wasserstoffproduktion in der Nordsee Kooperationen mit Dänemark und den Niederlanden anstreben. Perspektivisch wird Deutschland nur 1/3 des erforderlichen Wasserstoffbedarfs durch eigene Produktion abdecken können. Daher müssen weitere Kooperationen mit anderen Staaten innerhalb Europas und auch Ländern außerhalb der EU geschlossen werden. Für den Import von erneuerbarem PtL, das insbesondere im Luftverkehr zum Einsatz kommen wird, kommt der Transport per Schiff auch über längere Distanzen in Frage, sodass hierfür internationale Kooperationen auch außerhalb der EU anzustreben sind.

III) Aufbau der notwendigen Infrastruktur

Bislang fehlt es an einer Wasserstoff-Infrastruktur. Diese sollte schrittweise aufgebaut werden. Soweit möglich sollten bestehende Erdgasnetze zu Wasserstoffnetzen umgebaut werden. Als erster Schritt sollte ein Fernleitungs-Startnetz für Wasserstoff aufgebaut werden, um insbesondere die Industriezentren im Nord-Westen mit Wasserstoffproduktionsstätten vor Ort und an der Küste, mit den Niederlanden (für Wasserstoff-Importe) und zu geeigneten Speicherstätten zu verknüpfen. Das derzeit geplante Startnetz sollte jedoch schon frühzeitig auch in Richtung Süden und Osten erweitert werden, um die Versorgung der dortigen Industriezentren und KWK-Standorte mit Wasserstoff schnellstmöglich zu realisieren.

IV) Schließen der Kostendeckungslücke

Mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugter Wasserstoff kostet gegenwärtig drei- bis viermal so viel wie grauer Wasserstoff, der aus Erdgas hergestellt wird. In vielen Fällen wird klimaneutraler Wasserstoff auch Erdgas, Erdöl oder Kerosin ersetzen. Hier ist die Kostendeckungslücke noch wesentlich größer. In den kommenden Jahren wird es großer Förderprogramme zur Unterstützung der Industrie bedürfen, damit CO_2-freier Wasserstoff zum Einsatz kommt.

Neben einem Transformationspaket für die Industrie und einem Markthochlaufinstrument für Wasserstoff-KWK, sollte der Einsatz von synthetischen Flüssigkraftstoffen zur Dekarbonisierung des Flugverkehrs durch eine Quote angereizt werden.

Auf die bereits erwähnte Notwendigkeit abgestimmter Förder- und Flankierungsmaßnahmen soll an dieser Stelle noch einmal hingewiesen werden.

3. Grundsätzliche Einordnung des Entwurfs eines Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetzes

Vor dem Hintergrund der zuvor identifizierten zentralen Handlungsbedarfe sind mit Blick auf den Grundansatz des vorliegenden Gesetzesentwurfes folgende Punkte hervorzuheben:

- Das Gesetz zielt auf die Schaffung eines quantitativ spezifizierten Wasserstoffsegments in Hessen ab, verfolgt aber – mit wenigen Ausnahmen – einen sehr breiten und wenig fokussierten Unterstützungsansatz. Mit Blick auf die oben beschriebenen Notwendigkeiten gezielter Sektorallokation und gezielter Infrastrukturentwicklung ist dieser Ansatz wenig zielführend.
- Mit dem über das Gesetz verfolgten „Gießkannenansatz“ wird mit hoher Wahrscheinlichkeit die Chance versäumt, durch gezielten Mitteleinsatz die für Hessen strategisch wichtigen Bereiche von Wasserstoff- bzw. PtL-Anwendungen zu stärken.
- In verschiedenen Bereichen werden verpflichtende Prüf- und Nachweisprozesse mit Blick auf Wasserstoffanwendungen geschaffen, die in ihrer ausschließlichen Fokussierung auf Wasserstoff fragwürdig erscheinen. Dies gilt insbesondere, da es sich bei den relevanten Sektoren ganz überwiegend um Anwendungen handelt, in denen andere Technologien mit hoher

Stiftung Klimaneutralität

Wahrscheinlichkeit sehr konkurrenzfähig sein können. Auch wenn dezidierte Prüfaufträge zum Einsatz klimaneutraler Lösungen einen großen Fortschritt bilden, wird dies durch die technologische Verengung auf Wasserstoffanwendungen wieder kompensiert.

- Der Gesetzentwurf sieht spezifische hessische Förderprogramme mit sehr breiten Fördermöglichkeiten vor. Wie diesbezüglich die Konsistenzsicherung mit den auf unterschiedlichen Ebenen, vor allem mit Blick auf die existierenden bzw. zu erwartenden umfassenden Maßnahmen auf Bundes- und EU-Ebene erfolgen soll oder an welchen Stellen hier Lücken geschlossen werden sollen oder können, bleibt weitgehend unklar.
- Gleichwohl verfolgt der Gesetzentwurf in einigen Bereichen, vor allem mit Blick auf Innovationsvorlauf, internationale Partnerschaften und das Monitoring empfehlenswerte Ansätze.

4. Zu den Regelungen im Einzelnen

zu § 1

Die Ableitung pauschaler Wasserstoff-Anwendungsziele erscheint mit Blick auf die Besonderheiten der wasserstoffrelevanten Anwendungen in Hessen als fraglich. Hinzuweisen ist auch darauf, dass das in der Nationalen Wasserstoffstrategie genannte Niveau eines Verbrauchs von Wasserstoff in der Größenordnung von 90 bis 110 TWh für 2030 sich auf die Summe aus „grauem“, d.h. mit hoher CO_2-Last verbundenen Wasserstoff (wie er heute in Raffinerien, der chemischen Industrie etc. eingesetzt wird) und klimaneutralem Wasserstoff handelt. Der in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ genannte Wert von gut 60 TWh bezieht sich auf klimaneutralen Wasserstoff und gehört zur oberen Bandbreite der derzeit vorliegenden Projektionen. Angesichts der einerseits in Hessen unterproportional bestehenden Anteile v.a. im Bereich der Eisen- und Stahlindustrie, andererseits aber teilweise überproportional repräsentierten Bereiche (Flughafen, Lkw-Transitverkehre) sollte ein solches Landesziel deutlich besser substantiiert werden. Die Ziele für 2040 und 2050 erscheinen wenig nachvollziehbar und weitgehend willkürlich gesetzt.

Ob und inwieweit der gewählte Bezug auf den Endenergieverbrauch sinnvoll ist angesichts der Tatsache, dass sich wesentliche Teile zukünftiger Wasserstoffanwendungen nicht auf den Endenergiebereich beziehen (stofflicher Einsatz, KWK, Fernwärme etc.), bleibt dahingestellt.

zu §2

Die Herausforderung der Abstimmung mit den vielfältigen Förder- und Flankierungsmaßnahmen auf Bundes- und EU-Ebene scheint hier nicht hinreichend adressiert. Dies gilt insbesondere für Bereiche, in denen mit Quotensystemen zu rechnen ist (z.B. mit Blick auf synthetische Flugtreibstoffe).

zu §3

Der Förderansatz erscheint hier deutlich zu breit, denn im kommunalen Bereich sind vor allem KWK und grüne Fernwärme von besonderer strategischer Relevanz. Desweiteren soll darauf hingewiesen werden, dass im Bereich des Wasserstoffs in der überwiegenden Zahl der Fälle nicht die Investitions- sondern die Betriebskosten die kritische Restriktion darstellen. Ein ohnehin hinterfragbarer breiter Förderfokus auf allein die Investitionen erscheint als nicht sonderlich konsistent und längerfristig zielführend.

zu §4

Für die angestrebte Förderung jenseits des kommunalen Bereichs gelten sinngemäß die Ausführungen zu §3. Zudem ist unklar, wie die Förderung tatsächlich den erneuerbaren Energien zugutekommen soll.

Stiftung Klimaneutralität

zu §5

Angesichts der großen Rolle von Innovation sind solche Förderungen sinnvoll und notwendig. Ob der besondere Fokus auf den Verkehrssektor sinnvoll ist, bedürfte einer spezifischen Stärken- und Perspektivenanalyse aus Sicht der hessischen Standortinteressen.

zu §6

Kommunale Energie- und Infrastrukturpläne werden in den kommenden Jahren eine herausragende Rolle für den Weg zur Klimaneutralität spielen müssen. Warum solche Pläne mit einem spezifischen Fokus auf Wasserstoff entwickelt werden sollen, erschließt sich nicht. Zentral erscheint dagegen gerade im Wärmebereich die Erstellung von Wärmeplänen. In ihnen werden der zukünftige Bedarf, die klimaneutralen Optionen zur Bedarfsdeckung sowie die entsprechenden Aus-, Um- und Abbaubedarfe der Strom-, Wärme-, Erdgas und ggf. Wasserstoffnetze unter Berücksichtigung der spezifischen regionalen Gegebenheiten energieträgerübergreifend und systematisch analysiert.

zu §7

Die entsprechenden Maßnahmen sind in jedem Fall sinnvoll, wenn sich auch der Sinn einer wasserstoffspezifischen Ausrichtung nicht erschließt. Denn die Einordnung gerade von Wasserstoffanwendungen ergibt sich im Regelfall aus dem Vergleich mit anderen Energieoptionen. Für den Bereich der Wasserstofferzeugung erscheint insbesondere die Kombination mit Beratung und Akzeptanzmaßnamen für den (auch) dafür notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien als wichtiges Feld.

zu §8

Angesichts der absehbar großen Rolle internationaler Verflechtungen erscheinen diese Regelungen als sinnvoll und auch für die spezifisch hessischen Interessen im Wirtschafts- und Wissenschaftsbereich zielführend.

zu § 9

Zu den Regelungen im Bereich der landeseigenen Gebäude und der Beschaffung gelten die Anmerkungen zu den §§ 3 und 4 sinngemäß.

zu § 10

Diese Regelungen sind im Kontext der hessischen Klimaschutz-, Wirtschafts- und Wissenschaftsinteressen sinnvoll.

zu § 11

Ein spezifisches Wasserstoff-Monitoring ist zur Verbesserung der Entscheidungsgrundlagen für wasserstoffspezifische Fragen sicher sinnvoll, sollte aber dringend auch mit dem entsprechenden Monitoring im Bereich der regenerativen Stromerzeugung sowie die Aus-, Um- und Abbaunotwendigkeiten für die unterschiedlichen Versorgungsysteme verknüpft werden.

Stiftung Klimaneutralität

Literatur

Matthes, Felix Chr. et al. (2021): Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Eine Untersuchung des Öko-Instituts für die Stiftung Klimaneutralität.

Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

Stiftung Klimaneutralität (2021): Wasserstoffstrategie 2.0: Mehr Tempo beim Markthochlauf. Ein programmatischer Vorschlag.

Über die Stiftung Klimaneutralität

Ziel der Stiftung Klimaneutralität ist es, Wege zur Klimaneutralität aufzuzeigen. Die Stiftung wurde gegründet, um in enger Kooperation mit anderen Denkfabriken sektorübergreifende Strategien für ein klimagerechtes Deutschland im Kontext eines klimaneutralen Europas zu entwickeln. Auf der Basis von guter Forschung will die Stiftung informieren und beraten – jenseits von Einzelinteressen.

Stiftung Klimaneutralität
Friedrichstraße 140, 10117 Berlin
+49 (0)30 62939 4639, info@stiftung-klima.de

VDV Hessen

VDV-Landesgruppe Hessen Kurt-Schumacher-Straße 8 60311 Frankfurt/Main

Geschäftsführer
der Landesgruppe

Bernhard Gässl

T 069 213-22432
F 069 213-22641
E gaessl@vdv.de

Hessischer Landtag
Ausschuss für Wirtschaft, Energie,
Verkehr und Wohnen,
Ausschussvorsitzende Frau Janine Wissler, MdL
Schlossplatz 1-3
65183 Wiesbaden

23. August 2021

Schriftliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen im Hessischen Landtag; hier: Gesetzentwurf Fraktion der Freien Demokraten – Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz – Drucks. 20/5904

Wir lieben EUROPA

We love Europe
Nous aimons l'Europe
Noi amiamo l'Europa
Kochamy Europę

www.vdv.de/wirliebeneuropa

Sehr geehrte Frau Ausschussvorsitzende Wissler,
Sehr geehrte Damen und Herren Abgeordnete,

herzlichen Dank für die Möglichkeit zu einer schriftlichen Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz.

Die Stellungnahme der VDV Landesgruppe Hessen lautet wie folgt:

Wasserstoff ist ein wesentlicher Bestandteil des Elektrifizierungskonzepts Hessischer ÖPNV-Akteure und unserer Mitgliedsunternehmen:

So setzt die RMV GmbH mit dem Einsatz der derzeit weltweit größten Flotte von Brennstoffzellenzügen für das Taunusnetz und deren Wasserstoffversorgung durch Infraserv in Höchst sowie der Beschaffung von Brennstoffzellenbussen (Projekt Lernwerkstatt mit dem Landkreis Gießen) bereits wichtige Projekte auch mit regionalen Partnern um. Die umfassende Berücksichtigung der Wasserstoffbedarfe der Sektoren im Zeitablauf (unter Berücksichtigung der Investitions- und Innovationszyklen), der Erzeugungs- und Importpotenziale, der Frage der Verteilung und der sonstigen infrastrukturellen Erfordernisse, z. B. der Betankung/Versorgung, des Forschungs- und Entwicklungsbedarfes, der erforderlichen rechtlichen Bedingungen und der abgestimmten Förderung bezüglich Forschung und Entwicklung, zur Erreichung der Marktfähigkeit und des Markthochlaufs erfordern eine strategische Rahmenvorgabe.

Auch die ESWE Verkehrsgesellschaft mbH in der Landeshauptstadt Wiesbaden befindet als kommunales Verkehrsunternehmen, dass die Intention des Gesetzentwurfes deren Strategie für einen emissionsfreien ÖPNV unterstützt. Zu einer vertieften Beurteilung könne man jedoch erst gelangen, wenn entsprechende Förderrichtlinien eines verabschiedeten Gesetzes vorliegen. Die ESWE Verkehr berücksichtigt jedoch heute bereits die H2-Bz-Technologie, neben der reinen Batterietechnologie für die Erreichung des Ziels eines 0-Emissionen-ÖPNV. So wurde im Jahr 2020 eine H2-Tankstelle auf dem

Verband Deutscher
Verkehrsunternehmen e. V.

VDV-Landesgruppe Hessen
Kurt-Schumacher-Straße 8
60311 Frankfurt/Main

www.vdv.de

Sitz des Vereins ist Köln
AG Köln VR 4097

USt.-IdNr. DE 814379852

Vorstand
Präsident und Vizepräsidenten
Ingo Wortmann (Präsident)
Joachim Berends
Hubert Jung
Werner Overkamp
Prof. Knut Ringat
Veit Salzmann

Hauptgeschäftsführer
Oliver Wolff

Vorsitzende der Landesgruppe
Thomas Wissgott

Stellvertretende Vorsitzende
Veit Salzmann
Dr. Klaus Vornhusen

Geschäftsführer der Landesgruppe
Bernhard Gässl

Haltestelle
Börneplatz
Tram 11, 12, Bus 30, 36

PARTNER DER INITIATIVE
Zeit für neues Denken und Handeln.
deutschland-mobil-2030.de

Betriebsgelände installiert. Ende des Jahres 2021 werden zehn 12-Meter-Bz-Busse die 0-Emissionen-Bus-Flotte erweitern, die aus EU- und Bundesmitteln gefördert werden. Insbesondere vor dem Hintergrund des Bz-/H2-Vorrangs für den Linieneinsatz auf „langen" Umläufen und für diese Technologie bei 18-Meter-Bussen ist der Einsatz von bis zu 140 Range Extender Bussen geplant.

Die Lokale Nahverkehrsgesellschaft traffiQ (Frankfurt am Main) hat ebenfalls ein Konzept in Umsetzung. Das Konzept sieht vor, dass rund die Hälfte der 410 Fahrzeuge großen Busflotte mit Wasserstoff betrieben werden soll. Diese Brennstoffzellenbusse können Umläufe mit hoher Tagesfahrleistung abdecken, für welche die Reichweite batterieelektrischer Busse (derzeit) nicht ausreichend ist. Ab Sommer 2022 werden dabei die ersten 13 Brennstoffzellenbusse in Frankfurt am Main auf der Linie M36 eingesetzt werden. Die andere Hälfte der Flotte wird batterieelektrisch betrieben sein und vor allem kürzere Umläufe abdecken. Je nach technologischer Entwicklung kann die Verteilung auf beide Technologien jedoch flexibel angepasst werden.

Förderkulisse und nötige Finanzierung

Für die Beschaffung der Fahrzeuge sowie der zugehörigen Betankungsinfrastruktur sind (weitere) Fördermöglichkeiten essenziell, denn für den ÖPNV sind die Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellenbussen derzeit, insbesondere durch die geringe Verfügbarkeit von Fahrzeugen auf dem Markt sowie wegen der erheblichen Mehrkosten, gegenüber Dieselbussen limitiert. Durch gezielte Förderung kann die technologische Umsetzung beschleunigt und damit zur Emissionsreduzierung beigetragen werden. Darauf aufbauend und in die übergeordneten Rahmen integriert werden dann auch auf hessischer Ebene gesetzliche Maßnahmen unter anderem zur konzeptionellen und investiven Förderung – insbesondere zum Ausgleich höherer Kosten in der Phase des Markthochlaufes sowie auch zur begleitenden Kommunikation, Information, Beratung und Kooperationsförderung notwendig sein. Wir sehen in diesem Zusammenhang zuvorderst die Notwendigkeit einer adäquaten landesseitigen Untersetzung der Wasserstoffstrategie der EU-Kommission (Europäische Wasserstoffstrategie) und der Bundesregierung (Nationale Wasserstoffstrategie, NWS), wie dies in anderen Bundesländern zum Teil bereits erfolgt ist, um dann entsprechend zielgenau die gesetzlichen Regelungen aufzusetzen. Der Entwicklung einer Förderrichtlinie, die jeweils zur Verfügung stehenden Fördermittel sowie die Förderquoten sind nach Auffassung unserer Mitgliedsunternehmen von entscheidender Bedeutung für die weitere Realisierung eines emissionsarmen ÖPNV.

Vernetzung der Akteure

Die bisherigen erheblichen Aktivitäten in Hessen beim Thema Wasserstoff können auf diese Weise in einen nachhaltig ordnenden und zeitlich gestuften gestaltenden Kontext gebracht werden. Die Klimaschutzziele, die Bürgerinnen und Bürger und auch die hessische Wirtschaft werden dann vom Wasserstoffeinsatz profitieren, denn er vermag es auch, Arbeitsplätze und Wertschöpfung in der Region zu halten und auszubauen. Diese Hessische Wasserstoffstrategie ist nach unserer Kenntnis in Vorbereitung und unsere Mitgliedsunternehmen bieten dazu, auch gemeinsam branchenübergreifend mit anderen im Bereich Wasserstoff engagierten Unternehmen, nochmals Unterstützung an. Gleichzeitig ist eine Zusammenarbeit verschiedener Partner beim Technologieaufbau von großer Bedeutung. Daher werden die im Gesetzesentwurf dargelegten Möglichkeiten, wie das angedachte Netzwerk zur Entwicklung von Vorhaben, ebenfalls begrüßt und befürwortet. Zusammenfassend steht der ÖPNV als „Türöffner" und innovative Branche gerne für weiteren Austausch und Kooperation für diese Technologie zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Bernhard Gässl
Geschäftsführer
VDV Landesgruppe Hessen

Von: Prof. Dr. Peter Birkner
An: Eisert, Martina (HLT); Schnier, Heike (HLT)
Betreff: Einladung zur schriftlichen Anhörung zum Hessischen Wassersstoffzukunftsgesetz
Datum: Montag, 23. August 2021 11:28:39
Anlagen: image001.png

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die Einladung zur schriftlichen Anhörung zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes. Das House of Energy e.V. gibt mit Verweis auf seine Neutralität und seinen satzungsgemäßen Auftrag keine Stellungnahmen zu laufenden Gesetzesvorhaben des Landes Hessen ab.

Publikationen und grundsätzliche Überlegungen des House of Energy e.V. zu spezifischen Themen der Energiewende sind in der Mediathek https://www.house-of-energy.org/mediathek zu finden. Diese können Entscheidungsfindungen unterstützen.

Mit Blick auf das Thema Wasserstoff ist auf das Dokument „Aspekte 3 – Bereitstellungsoptionen von Wasserstoff“ zu verweisen. Weiterhin ist ein Dokument „Aspekte 6 – Grundsätzliche und systemische Betrachtung der Energiewende unter besonderer Berücksichtigung der Rolle von Wasserstoff“ in Vorbereitung.

Herzliche Grüße

Ihr

Peter Birkner

Prof. Dr.-Ing. Peter Birkner
Geschäftsführer / Managing Director

House of Energy e.V.
Universitätsplatz 12, 34127 Kassel, Germany
Tel.: +49 561 5100 5324 **<- Neue Telefonnummer**
p.birkner@house-of-energy.org

House of Energy

Besuchen Sie unsere Webseite unter www.house-of-energy.org
oder folgen Sie unseren Social Media-Kanälen Twitter und LinkedIn.

Datenschutzerklärung

EUROPÄISCHE UNION
Investition in Ihre Zukunft
Europäischer Fonds für regionale Entwicklung

Registergericht: Amtsgericht Kassel, VR 5251

Vertretungsberechtigter Vorstand: Staatssekretär Jens Deutschendorf (Vorsitz),
Dr. Marie-Luise Wolff und Prof. Dr. Rolf-Dieter Postlep

Von: Franke, Alexander
An: Eisert, Martina (HLT); Schnier, Heike (HLT); sekretariat-evu@diw.de
Cc: Jaschke, Gregor
Betreff: AW: Einladung zur schriftlichen Anhörung zum Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz
Datum: Mittwoch, 18. August 2021 10:34:56
Anlagen:

SRU_Schriftliche_Stellungnahme_Hessisches Wasserstoffzukunftgesetz.pdf
SRU_SN_Wasserstoff.pdf

Sehr geehrte Frau Eisert, sehr geehrte Frau Schnier,

vielen Dank für Ihre Antwort. Im Anhang finden Sie die schriftliche Stellungnahme von Prof. Kemfert zur geplanten Anhörung des Hessischen Wasserstoffgesetzes. Daneben habe ich Ihnen den Anhang (SRU-Stellungnahme „Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse“) zur schriftlichen Stellungnahme als eigenes PDF angehängt. Bitte lassen Sie sich nicht vom dort ebenfalls verwendeten Begriff der Stellungnahme verwirren – der SRU bezeichnet seine Kurzstudien ebenfalls als Stellungnahmen.

Für Rückfragen stehe ich Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Alexander Franke

Alexander Franke | alexander.franke@umweltrat.de
Wissenschaftlicher Mitarbeiter | Expert Staff
Tel.: +49 30 263696-112

Sachverständigenrat für Umweltfragen | German Advisory Council on the Environment
Luisenstraße 46 | 10117 Berlin
www.umweltrat.de | @umweltrat

SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen

Sachverständigenrat
für Umweltfragen

Sachverständigenrat
für Umweltfragen

Luisenstraße 46
10117 Berlin
www.umweltrat.de

Berlin, 23. August 2021

Schriftliche Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen des Hessischen Landtags zum Gesetzentwurf: Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz (Drucksache 20/5904)

Prof. Claudia Kemfert

Anlage:
SRU (2021). Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse

Vorbemerkungen

Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 erfordert massive Anstrengungen zur zügigen Emissionsminderung in allen Bereichen. Durch Energieeffizienzmaßnahmen und den Einsatz von erneuerbaren Energien kann ein großer Teil dieser Emissionen vermieden werden. Wasserstoff wird als Energieträger und Rohstoff in einem dekarbonisierten Wirtschaftssystem ebenfalls benötigt. Vorteile des Energieträgers Wasserstoff sind, dass er lokal emissionsfrei und gut speicherbar ist sowie prinzipiell in verschiedenen Anwendungen eingesetzt werden kann, die heute mit fossilen Energieträgern betrieben werden. Wasserstoff kann allerdings nur dann einen Beitrag zur Treibhausgasneutralität leisten, wenn er umweltfreundlich und nachhaltig hergestellt wird. Dafür kommt allein grüner Wasserstoff, das heißt primär Wasserstoff aus erneuerbarem Strom, infrage (s. SRU 2021, Kap. 2.1). Die nicht-nachhaltige Herstellung von Wasserstoff (zur Einordnung s. SRU 2021, Abschn. 2.1.4) sowie dessen Nutzung sollten daher in einem Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetz explizit von der Förderung ausgeschlossen werden.

Zudem ist der Einsatz von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten nicht überall, wo dieser heute diskutiert wird, auch ökonomisch und ökologisch sinnvoll. Aufgrund fundamentaler Effizienznachteile gilt dies auch, wenn sich langfristig Importmöglichkeiten für grünen Wasserstoff ergeben. Daher ist beim Wasserstoffeinsatz von vornherein ein Fokus auf bestimmte Anwendungen entscheidend, in denen Wasserstoff voraussichtlich eine wichtige Rolle bei der Dekarbonisierung einnehmen wird (s. SRU 2021, Kap. 3).

Ein konsistenter Rechtsrahmen, zu dem beispielsweise eine CO_2-orientierte Besteuerung aller Energieträger zählt, und stringente Fördersysteme auf verschiedenen politischen Ebenen wie auch auf Ebene der Bundesländer können einen wichtigen Beitrag zum notwendigen Markthochlauf emissionsfreier Wasserstofftechnologien leisten.

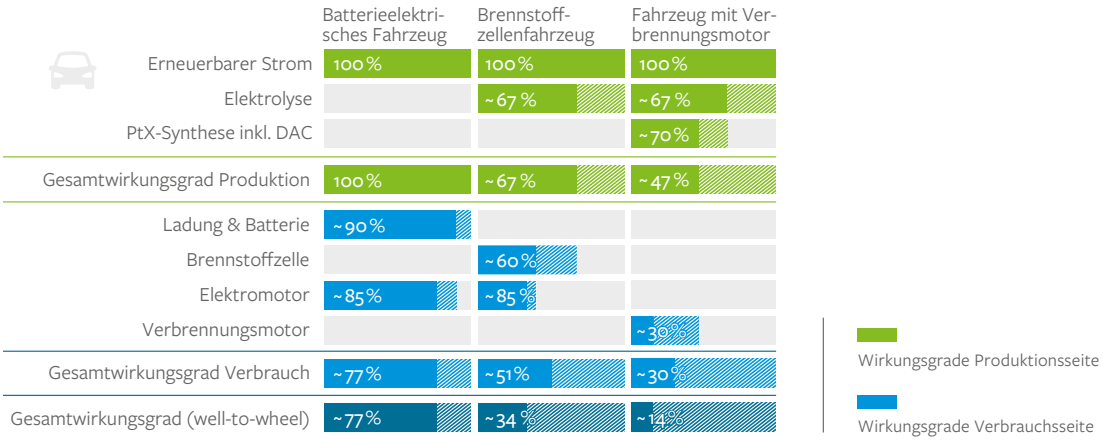
Wasserstoff und Klimaeffizienz

Der Gesetzentwurf bezieht sich auf den Begriff der Klimaeffizienz. Das Ziel, öffentliche Investitionen in klimafreundliche Technologien von der konkreten Klimaschutzwirkung abhängig zu machen, ist zu begrüßen. Der Gesetzentwurf lässt aber offen, wie Klimaeffizienz bemessen werden könnte. Dies wäre notwendig, um insbesondere einige der genannten Beispiele für die Nutzung von Wasserstoff bewerten zu können. So ist wenig verständlich, warum der Einsatz von Wasserstoff in Teilen des Verkehrssektors (insbesondere im ÖPNV) als pauschal klimaeffizient eingeordnet wird (s. a. den Abschnitt „Rolle von Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen im Verkehr“). Damit droht das Anliegen des Gesetzentwurfes, kostengünstigen und effizienten Klimaschutz zu erreichen, verfehlt zu werden.

Die direkte Stromnutzung in den Verbrauchssektoren ist in der Regel preiswerter und effizienter als die Nutzung von grünem Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten. Dies liegt insbesondere daran, dass als erneuerbare Primärenergie künftig vor allem erneuerbarer Strom zur Verfügung stehen wird. Die Herstellung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom ist mit Umwandlungsverlusten verbunden. Der Einsatz von grünem Wasserstoff beispielsweise in Elektrofahrzeugen erfordert wiederum die Rückumwandlung in Strom in Brennstoffzellen. Im Vergleich zu einem batterieelektrischen Fahrzeug steht hier am Ende mehr als eine Verdoppelung des Primärenergiebedarfs (s. Abbildung) – und damit der Energiekosten wie auch des Ausbaubedarfs der erneuerbaren Energien. Auch kann die Wasserstoffnutzung hier nicht für sich beanspruchen, strukturell weniger Infrastrukturbedarf zu besitzen als Ladeinfrastruktur für elektrische Fahrzeuge.

Abbildung

Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Antriebsoptionen für Pkw



Quelle: SRU 2021, Abb. 10, basierend auf Agora Energiewende et al. 2018; weitere Verweise s. SRU 2021, Abb. 6

Ähnliche Kalkulationen lassen sich auch für den Bereich der Gebäudewärme anstellen. Hier liegt im Wirkungsgrad sogar ein Faktor Fünf zwischen einer Wärmepumpe und einem Wasserstoffbrennwertkessel. Eine einseitige Prüfung zum Einsatz von Wasserstofftechnologien bei landeseigenen Neubauten oder der energetischen Sanierung landeseigener Gebäude wie etwa in § 9 vorgeschlagen, ist daher in der Regel das Gegenteil von klimaeffizient.

Kommt zudem der heutige Strommix zur Herstellung von Wasserstoff (sogenannter gelber Wasserstoff) oder PtX-Folgeprodukten zum Einsatz und nicht 100 % erneuerbare Energien, verschlechtert sich die Klimabilanz nochmals gegenüber der direkten Nutzung des Stroms.

Zielrahmen

In § 1 wird als grundlegendes Ziel des Gesetzentwurfes ein Wasserstoffanteil von mindestens 25 % am Endenergieverbrauch im Jahr 2050 definiert. Diese Zieldefinition konterkariert das Anliegen des Gesetzentwurfes, Klimaschutz effizient zu gestalten. Aufgrund hoher Umwandlungsverluste ist Wasserstoff in vielen Anwendungen eine ineffiziente Klimaschutztechnologie. Wenn kostengünstiger, sozial- und umweltverträglicher Klimaschutz gewünscht ist, sollte das Ziel keineswegs ein möglichst hoher Wasserstoffanteil sein.

Ein Gesetz zur Förderung von Wasserstoff als Klimaschutztechnologie sollte vielmehr auf die Herstellung von grünem Wasserstoff und auf seinen gezielten Einsatz hinwirken. Darüber hinaus ist aber auch die Einbettung in eine umfassendere Klimaschutzstrategie wichtig. Welchen Anteil am Endenergieverbrauch Wasserstoff im Jahr 2050 ausmacht, ergibt sich aus den einzelnen sektoralen Entwicklungen und Bedarfen. Ein sektorübergreifendes Ziel für einen möglichst hohen Anteil führt jedoch in die Irre.

Zum Begriff der Technologieoffenheit

Der Gesetzentwurf betont das Ziel des technologieoffenen Klimaschutzes und nimmt in Anspruch, dass der Energieträger Wasserstoff einer Technologieoffenheit gleichkommt.

Technologieoffenheit ist grundsätzlich wünschenswert, da Bürgerinnen und Bürgern sowie Unternehmen die Wahl zwischen verschiedenen Klimaschutzoptionen ermöglicht wird. Dies ist vor allem in einer frühen Phase der Technologieentwicklung und Marktreife der Fall. Wenn sich die Politik zu früh auf bestimmte technologische Optionen festlegt, kann es sein, dass Alternativen verdrängt werden, die sich später als vorteilhaft herausstellen. Ein offener Technologiewettbewerb kann sich aber nur unter fairen Startbedingungen ergeben (KEMFERT et al. 2017). Rahmenbedingungen und Pfadabhängigkeiten verringern heute systematisch die Marktchancen von klimafreundlichen Technologien. Subventionen für fossile Energieträger sowie die sehr unterschiedliche Belastung verschiedener Energieträger durch Steuern und Abgaben tragen beispielsweise zu den Wettbewerbsvorteilen fossiler Kraftstoffe bei. Diese Verzerrungen zu beseitigen und Energiepreise konsequent am Energie- oder CO_2-Gehalt auszurichten, trägt daher zu einem offenen Wettbewerb der Technologien bei. Dadurch verbilligt sich zukünftig die direkte Nutzung von Strom, aber in geringerem Maße auch von anderen treibhausgasneutralen Energieträgern wie grünem Wasserstoff.

Solche technologieneutralen Ansätze sind aber nicht ausreichend, um bestehende Pfadabhängigkeiten zu überwinden und den erforderlichen technologischen Wandel umzusetzen (KEMFERT et al. 2017). Es ist Aufgabe der Politik, gezielte Pfadentscheidungen für bestimmte Technologieoptionen zu treffen und öffentliche Investitionen möglichst wirkungsvoll für den Klimaschutz, also klimaeffizient, einzusetzen. Dazu kann es auch gehören, in einem Feld mit geringer Technologieoffenheit durch gezielte technologiespezifische Regulierungen, wie für Wasserstoff, Pfadabhängigkeiten von fossilen Technologien und Infrastrukturen zu überwinden (s. a. Agora Verkehrswende 2020). Es ist aber schwer verständlich, warum eine breite Förderung des Energieträgers Wasserstoff begrifflich mit Technologieoffenheit gleichgesetzt wird. So gibt es Einsatzbereiche, in denen Wasserstoff aufgrund seiner technologiespezifischen Nachteile keine oder nur eine untergeordnete Rolle spielen wird. Öffentliche Investitionen in Wasserstofftechnologien und -infrastrukturen für solche Anwendungsbereiche, in denen heute weder Marktakteure noch Wissenschaft von einer relevanten Rolle für Wasserstofftechnologien ausgehen, sind damit weder als ökonomisch sinnvoll noch als klimaeffizient anzusehen. Vielmehr verursachen sie neue Pfadabhängigkeiten sowie volkswirtschaftliche Mehrkosten.

Umso mehr sollten öffentliche Investitionen und Förderungen auf solche Bereiche konzentriert werden, in denen Wasserstoff absehbar Marktchancen besitzt und zur Erreichung der Klimaziele notwendig ist. Abgesehen von bestimmten Teilen des Verkehrs (s. unten) ist dies vor allem in einigen industriellen Bereichen der Fall, insbesondere in der chemischen Industrie sowie der Stahlindustrie.

Rolle von Wasserstoff und PtX-Kraftstoffen im Verkehr

Der Verkehrssektor wird im Gesetzentwurf als ein Sektor mit besonderer Bedeutung für die Nutzung wasserstoffbasierter Technologien genannt. Es ist als positiv hervorzuheben, dass der Gesetzentwurf den internationalen Luftverkehr am Luftfahrtstandort Frankfurt, der in der nationalen Treibhausgasbilanzierung keine Berücksichtigung findet, explizit als Handlungsfeld adressiert. Zur Dekarbonisierung der Luftfahrt ist Wasserstoff-basiertes synthetisches Kerosin nach heutigem Wissen essenziell.

Der Gesetzentwurf bezieht sich zudem auf die Möglichkeit, die Emissionen der Pkw-Bestandsflotte durch synthetische Kraftstoffe schnell und wirksam zu reduzieren. Die erforderlichen Mengen sind aber keineswegs schnell verfügbar. Sie könnten zudem in anderen Bereichen effektiver eingesetzt werden. Sollten 2030 auch nur 5 % der im deutschen Straßenverkehr verbrauchten Kraftstoffe synthetisch hergestellt werden, sind allein dafür rund 15 GW an zusätzlicher Elektrolysekapazität erforderlich (Transport & Environment 2021)[1]. Die Nationale Wasserstoffstrategie rechnet hingegen mit rund 5 GW insgesamt für alle Sektoren. Auch der Ausbaubedarf erneuerbarer Energien erhöht sich entsprechend. Dies zeigt, dass synthetische Kraftstoffe aufgrund des absehbar begrenzten Mengenpotenzials und noch nicht vorhandener Importmöglichkeiten kurzfristig keinen relevanten Beitrag zur Dekarbonisierung des Straßenverkehrs leisten können. Gerade die öffentliche Förderung entsprechender Pilotvorhaben sollte sich daher von Anfang an auf Einsatzbereiche beziehen, in denen synthetische Kraftstoffe auch langfristig notwendig sein werden und keine effizienteren und günstigeren technologischen Alternativen existieren. Mit batterieelektrischen Fahrzeugen existiert eine solche Alternative für den Straßenpersonen- und leichten Straßengüterverkehr bereits heute. Dies spiegelt sich auch in den Produktplanungen und -ankündigungen der Automobilunternehmen wider, welche die Weiterentwicklung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren und Brennstoffzellen zunehmend einstellen.

Werden die begrenzten Mengen an synthetischen Kraftstoffen von Anfang an im Flugverkehr verwendet, kann die gleiche absolute Treibhausgasminderungswirkung erzielt werden. Zugleich würde die Produktion von vornherein auf einen Bereich ausgerichtet, der absehbar große Mengen an synthetischen Kraftstoffen benötigt. Die erforderliche Skalierung der Herstellung synthetischen Kerosins würde beschleunigt. Beim Einsatz im Straßenverkehr führen synthetische Kraftstoffe zudem zu einer höheren Belastung von Geringverdienenden, die in ihrer Alltagsmobilität auf Pkw angewiesenen sind. Gerade im Vergleich zu batterieelektrischen Fahrzeugen führen synthetische Kraftstoffe zu absehbar höheren Energiekosten.

Der SRU empfiehlt, die Förderung der Nutzung von Wasserstoff im Verkehrsbereich auf die Bereiche zu beziehen, in denen dieser realistische Marktchancen besitzt und zum Klimaschutz beiträgt. Dazu gehört der Personenschienenverkehr in Bereichen, in denen eine Elektrifizierung via Oberleitung oder Batterien nicht wettbewerbsfähig ist, sowie potenziell der schwere Güterverkehr. Die Förderung des Einsatzes von synthetischen Kraftstoffen sollte sich mit Blick auf die geringe absolute Verfügbarkeit dieser Energieträger in den kommenden Jahren von Anfang an auf den Schiffs- und Flugverkehr beziehen. Abgesehen vom Verkehrssektor sollten insbesondere die Wasserstoffbedarfe bestimmter Industrien, vor allem der chemischen Industrie sowie der Stahlindustrie, in den Blick genommen werden.

[1] Da synthetische Kraftstoffe aus sogenanntem blauem Wasserstoff (hergestellt aus fossilem Erdgas mit anteiliger CO_2-Abscheidung und -Speicherung) zwangsläufig die Emissionsbilanz gegenüber fossilen Energieträgern verschlechtern, kann hierfür sinnvollerweise nur grüner Wasserstoff eingesetzt werden. Zudem sollte als Kohlenstoffquelle nur CO_2 eingesetzt werden, das vorher der Atmosphäre entnommen wurde.

Literatur

Agora Verkehrswende (2020): Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende. Kritische Beleuchtung eines Postulats. Version: 1.1. Berlin: Agora Verkehrswende. https://static.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Technologieneutralitaet/33_Technologieneutralitaet_LANGFASSUNG_WEB_20-04-20.pdf (13.01.2021).

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie. Berlin: Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_Kosten_strombasierter_Brennstoffe_WEB.pdf (16.12.2020).

Kemfert, C., Elmer, C.-F., Dross, M. (2017): Grenzen der Technologieneutralität. Infrastrukturförderung als notwendiger Pull für den Übergang zur Elektromobilität. Zeitschrift für Politikwissenschaft 27 (4), S. 483–491.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2021): Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse. Berlin: SRU. Stellungnahme.

Transport & Environment (2021): Was bedeutet eine Unterquote von 5 % E-Fuels im Straßenverkehr? Brussels: Transport & Environment. https://www.transportenvironment.org/publications/was-bedeutet-eine-unterquote-von-5-e-fuels-im-stra%C3%9Fenverkehr.

SRU Sachverständigenrat für Umweltfragen

Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse

STELLUNGNAHME | Juni 2021

Impressum

Geschäftsstelle des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU)
Luisenstraße 46, 10117 Berlin
Tel.: +49 30 263696-0
info@umweltrat.de
http://www.umweltrat.de
(Redaktionsschluss: April 2021)

Die Veröffentlichungen des SRU sind auf der Homepage verfügbar
und können über die Geschäftsstelle kostenfrei bestellt werden.

ISBN 978-3-947370-18-4

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt.

Lektorat und Herstellung: Susanne Junker, Bettina Sommershof, Susanne Winkler
Gestaltung: WERNERWERKE GbR, Berlin

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)

Prof. Dr. Claudia Hornberg (Vorsitzende)

Professorin für Umwelt und Gesundheit an der Fakultät für Gesundheitswissenschaften der Universität Bielefeld

Prof. Dr. Claudia Kemfert (stellvertretende Vorsitzende)

Professorin für Energiewirtschaft und Energiepolitik an der Leuphana Universität Lüneburg und Leiterin der Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt am Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin

Prof. Dr.-Ing. Christina Dornack

Professorin für Abfall- und Kreislaufwirtschaft und Direktorin des gleichnamigen Instituts an der Technischen Universität Dresden

Prof. Dr. Wolfgang Köck

Professor für Umweltrecht an der Juristenfakultät der Universität Leipzig und Leiter des Departments Umwelt- und Planungsrecht am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ

Prof. Dr. Wolfgang Lucht

Professor an der Humboldt-Universität zu Berlin und Leiter der Abteilung Erdsystemanalyse am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung

Prof. Dr. Josef Settele

Außerplanmäßiger Professor für Ökologie an der Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg und Leiter des Departments Naturschutzforschung am Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ

Prof. Dr. Annette Elisabeth Töller

Professorin für Politikfeldanalyse und Umweltpolitik an der FernUniversität in Hagen

Die Ratsmitglieder bedanken sich für die sehr kompetente und engagierte Unterstützung durch die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter des SRU. Zum wissenschaftlichen Stab des Umweltrates gehörten während der Erstellung dieser Stellungnahme:

Dr. Julia Hertin (Geschäftsführerin), Dr. Mechthild Baron, Dr. Andrea Bues, Dr. Henriette Dahms, Miriam Dross LL.M., Alexander Franke, Anne Geißler, Gregor Jaschke, Dr. Elisabeth Marquard, Dr. Julia Michaelis, Marvin Neubauer, Christoph Rheinschmitt, Dr. Markus Salomon, Dr. Katharina Schleicher, Sophie Schmalz, Dr. Elisabeth Schmid, Dr. Sebastian Strunz und Jascha Wiehn.

Zu den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Geschäftsstelle gehörten außerdem: Petra Busch, Susanne Junker, Rainer Kintzel, Pascale Lischka, Katrin Rautter, Bettina Sommershof und Susanne Winkler.

Janina Kälble, Patricia Nonnenmacher und Alina Schmalz haben die Arbeit im Rahmen eines Praktikums unterstützt.

Der SRU verwendet in seinen Publikationen eine gendergerechte Sprache. Wenn an wenigen Stellen zur besseren Lesbarkeit die männliche Form verwendet wird, sind ebenfalls alle Personen unabhängig von ihrem Geschlecht gemeint.

Danksagung

Der SRU dankt den Vertreterinnen und Vertretern der Ministerien und Ämter des Bundes sowie den Vertreterinnen und Vertretern von Wissenschaft und Gesellschaft, die mit ihren Fachkenntnissen die Erstellung der Stellungnahme unterstützt haben:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Charlotte Cuntz, Dani Jackson, Malena Knauth, Martin Krings, Dr. Lutz Schäfer, Rita Schäfer, Daniel Vilela Oliveira, Annette Volkens

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Joß Bracker, Anne Kimmel, Michael Leibrandt, Sophie Carlotta Schwarz

Agora Energiewende: Dr. Matthias Deutsch, Alexandra Langenheld

Agora Verkehrswende: Dr. Urs Maier

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Dr. Wolf-Peter Schill

Deutsche Umwelthilfe: Nadine Bethge

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Prof. Dr. Wolfgang Eichhammer, Dr. Matthias Rehfeldt, Prof. Dr. Martin Wietschel

Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: Farhanja Wahabzada

Hertie School: Oliver Ruhnau

International PtX Hub Berlin: Alexander Mahler, Heino von Meyer

Öko-Institut: Christoph Heinemann, Dr. Klaus Hennenberg

Oxford Economics: Dr. Yann Girard

Technische Universität Berlin: Isabell Braunger, Karlo Hainsch, Fabian Präger

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie: Prof. Dr. Stefan Lechtenböhmer, Dr. Sascha Samadi

Der SRU hat während der Erstellung der Stellungnahme Fachgespräche durchgeführt, um seine Analysen mit Vertreterinnen und Vertretern von Wissenschaft, Gesellschaft und Verwaltung zu diskutieren. Als Teil seiner Qualitätssicherung unterzieht der SRU alle Gutachten einem pluralistischen Reviewverfahren. Dabei werden sie von einer Reihe von externen Fachleuten mit verschiedenen fachlichen Perspektiven kommentiert. Den zuständigen Ministerien wurde der Text vorab zur Verfügung gestellt. Der SRU dankt dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, dem Bundesministerium für Bildung und Forschung, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, dem Umweltbundesamt sowie ausgewählten Expertinnen und Experten für hilfreiche und detaillierte Anmerkungen.

Die volle Verantwortung für die vorliegende Stellungnahme übernehmen die Mitglieder des Sachverständigenrats für Umweltfragen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung **5**

1 Wasserstoff: warum jetzt wichtige Entscheidungen anstehen **6**

2 Ein knapper Energieträger: Erzeugung und Transport von umweltfreundlichem und nachhaltigem Wasserstoff **14**

2.1 Optionen der Herstellung für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte 14

2.1.1 Wasserstoffherstellung: die Verfahren im Überblick 15
2.1.2 Grüner Wasserstoff aus Wasser 17
2.1.3 Blauer und türkiser Wasserstoff 18
2.1.4 Bewertung der Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff 20
2.1.5 Herstellungsverfahren für PtX-Folgeprodukte von Wasserstoff 23

2.2 Grüner Wasserstoff: begrenzte Verfügbarkeit und strategische Konsequenzen 25

2.2.1 Umweltauswirkungen 26
2.2.2 Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierung 30
2.2.3 Infrastruktur 36
2.2.4 Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland 43
2.2.5 Import von grünem Wasserstoff 46

3 Ein gefragter Energieträger: Anwendung von Wasserstoff in den Sektoren **51**

3.1 Industrie 52
3.2 Verkehr 56
3.3 Gebäudewärme 61
3.4 Stromversorgung 65

4 Wasserstoff: Weichenstellungen für Nachhaltigkeit **67**

4.1 Schlussfolgerungen 67

4.2 Empfehlungen 69

4.2.1 Umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff bereitstellen 69
4.2.2 Einen knappen Energieträger effizient nutzen 73
4.2.3 Widersprüchliche sektorale Planungen vermeiden 77

5 Literatur **80**

6 Abkürzungsverzeichnis **98**

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Nachgefragte Mengen an Wasserstoff (inkl. PtX-Folgeprodukten) im Jahr 2030 in verschiedenen Szenarien (ohne konventionell hergestellten Wasserstoff) 11

Abbildung 2 Importierte und heimisch produzierte Mengen an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien 12

Abbildung 3 Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien, unterteilt nach Sektoren 13

Abbildung 4 Optionen der Wasserstofferzeugung 16

Abbildung 5 Prozessschritte für die Herstellung von Wasserstoff-Folgeprodukten 23

Abbildung 6 Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten 24

Abbildung 7 Konzeptionelle Abgrenzung von treibhausgasarmem und grünem Wasserstoff 32

Abbildung 8 Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff aus einer Kombination von Wind- und PV-Anlagen 47

Abbildung 9 CO_2-Emissionen aus dem innerdeutschen Verkehr 2019 57

Abbildung 10 Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Antriebsoptionen für Pkw 58

Abbildung 11 Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Optionen zur Wärmeversorgung in Einzelgebäuden 63

Abbildung 12 Richtungsentscheidungen für den nachhaltigen Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierung 78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Bisheriger und prognostizierter Wasserstoffbedarf laut Nationaler Wasserstoffstrategie 7

Tabelle 2 Überblick über die betrachteten Szenarien 9

Tabelle 3 CO_2-Emissionen verschiedener Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff 15

Tabelle 4 Elektrolyse-Verfahren im Vergleich 17

Tabelle 5 Herstellungskosten für grünen und blauen Wasserstoff 22

Tabelle 6 Treibhausgasemissionen von Elektrolyse-Wasserstoff unter Berücksichtigung der indirekten Effekte der Stromgewinnung 27

Tabelle 7 Zentrale Nachhaltigkeits- und Umweltkriterien für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte 31

Tabelle 8 Erzeugungskapazitäten der heimischen Wasserstoffproduktion 43

Zusammenfassung

Wasserstoff kann ein wichtiger Baustein für das Ziel der Treibhausgasneutralität sein, jedoch nur wenn er umweltfreundlich und nachhaltig hergestellt und sparsam genutzt wird. Die Herstellung von grünem Wasserstoff erfordert große Mengen an erneuerbarem Strom und beansprucht damit indirekt Flächen, Rohstoffe und Wasser. Daher sollte Wasserstoff nur dort eingesetzt werden, wo es keine effizienteren Optionen für Klimaschutz gibt. Eine vollständige Dekarbonisierung der Wirtschaft kann nur gelingen, wenn insgesamt weniger Energie verbraucht wird.

Grüner Wasserstoff wird aus Wasser mit erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie hergestellt und ist die einzige Option, um Wasserstoff umweltfreundlich und nachhaltig bereitzustellen. Fossil erzeugter Wasserstoff verursacht hingegen auch in Kombination mit einer CO_2-Abscheidung und -Speicherung (blauer Wasserstoff) Treibhausgasemissionen. Die CO_2-Speicherung ist darüber hinaus mit Gesundheits- und Umweltrisiken verbunden und nur begrenzt verfügbar. Nach Auffassung des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) eignet sich blauer Wasserstoff nicht als sogenannte Übergangstechnologie, da die dafür notwendige neue Infrastruktur die langfristige Transformation zu erneuerbaren Energien verzögern würde. Statt in CO_2-Abscheidung und -Speicherung zu investieren, sollten jetzt zügig günstige Bedingungen für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff geschaffen und der Energiebedarf sollte insgesamt gesenkt werden.

Umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff bereitstellen

Auch die Herstellung von grünem Wasserstoff erfordert Eingriffe in die Umwelt, da große Mengen an erneuerbarem Strom benötigt werden. Diese Umweltauswirkungen sind so gering wie möglich zu halten. Dies gilt umso mehr für PtX-Folgeprodukte (z. B. Ammoniak, synthetische Kraftstoffe), weil hier zusätzliche Umwandlungsverluste anfallen. Bei Importen muss sichergestellt werden, dass die Transformation der Energiesysteme in den Produktionsländern nicht verzögert wird und keine zusätzlichen sozialen Probleme oder Umweltauswirkungen entstehen. Hierfür ist ein Zertifizierungssystem mit anspruchsvollen Nachhaltigkeitskriterien notwendig. Grüner Wasserstoff, dessen Herstellung ökologische und soziale Mindeststandards erfüllt, könnte als dunkelgrüner Wasserstoff bezeichnet werden.

Den knappen Energieträger Wasserstoff effizient nutzen

Die Nutzung von grünem Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten spielt in einigen Bereichen eine wichtige Rolle, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dazu gehören vor allem die chemische Industrie, die Stahlindustrie sowie der internationale Schiffs- und Flugverkehr. Noch offen ist, ob sich beim Schwerlastverkehr Wasserstoff oder die Elektrifizierung durch Batterien und Oberleitungen durchsetzen wird. Im Stromsystem und in Wärmenetzen sollte Wasserstoff nur eine ergänzende Rolle einnehmen. Für Gebäudeheizungen und im Pkw-Verkehr ist die Nutzung von Wasserstoff hingegen ineffizient und deutlich teurer als eine direkte Elektrifizierung mittels Wärmepumpen und batterieelektrischen Fahrzeugen.

Widersprüchliche sektorale Planungen sowie Pfadabhängigkeiten von fossilen Rohstoffen und deren Infrastrukturen sollten vermieden werden. Die Förderung von grünem Wasserstoff sollte auf die Verbrauchssektoren fokussiert werden, in denen der Einsatz langfristig erforderlich ist. Zudem bedarf es einer integrierten Netzplanung der Infrastrukturen (von Wasserstoff, Erdgas und Strom), die auf den bestehenden Klimazielen basiert. Der notwendige Ausstieg aus der Nutzung von Erdgas und Erdöl muss priorisiert werden, um weitere Fehlinvestitionen in fossile Technologien zu vermeiden und die notwendige Transformation einzuleiten.

1 Wasserstoff: warum jetzt wichtige Entscheidungen anstehen

1. Um die Ziele des Klimaabkommens von Paris zu erfüllen, soll in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts ein globales Gleichgewicht zwischen menschengemachten Treibhausgasemissionen und -senken erreicht werden (UNFCCC 2015, Art. 4). Daher streben immer mehr Staaten an, auf nationaler Ebene treibhausgasneutral zu werden. Auch die Bundesrepublik und die Europäische Union (EU) haben sich dieses Ziel gesetzt.

2. Etwa 84 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland fallen derzeit durch die energetische Nutzung fossiler Energieträger an (UBA 2021a). Durch den Einsatz von erneuerbaren Energien und durch Energieeffizienzmaßnahmen kann ein großer Teil dieser Emissionen vermieden werden. Unter den erneuerbaren Energien spielen Wind- und Solarenergie die zentrale Rolle. Sie werden primär im Stromsystem eingesetzt. Hier deckten erneuerbare Energien im Jahr 2020 bereits etwa 45 % des deutschen Bruttostromverbrauchs (BMWi 2021d). In anderen Sektoren können fossile Energieträger durch erneuerbar hergestellten Strom ersetzt werden, wie beispielsweise bei Elektroautos im Verkehr oder Wärmepumpen in Gebäuden. In manchen Bereichen ist eine Elektrifizierung aber derzeit nicht oder nur zu hohen Kosten möglich. Dazu zählen insbesondere Teile der Industrie und der internationale Schiffs- und Flugverkehr. Auch in diesen Bereichen müssen Treibhausgasemissionen vermieden werden, um die Klimaziele zu erreichen. Hier können treibhausgasneutrale stoffliche Energieträger ein wichtiger Bestandteil der Energiewende sein, insbesondere treibhausgasfreier Wasserstoff oder daraus erzeugte (bilanziell) treibhausgasneutrale synthetische Brennstoffe.

3. Unter Normalbedingungen ist molekularer Wasserstoff (H_2) ein farb- und geruchloses Gas. Er kommt in dieser Form natürlicherweise auf der Erde nur selten vor, kann aber aus Verbindungen gewonnen werden, die gebundenen Wasserstoff enthalten. Dazu zählen Wasser und Kohlenwasserstoffverbindungen, wie zum Beispiel Erdgas. Gegenwärtig wird Wasserstoff hauptsächlich aus fossilen Energieträgern hergestellt, insbesondere aus Erdgas. Dabei entstehen hohe Treibhausgasemissionen (weltweit 830 Mio. t CO_2 pro Jahr, d. h. rund 2 % der globalen fossilen CO_2-Emissionen (IEA 2019, S. 17; CRIPPA et al. 2020)). Wasserstoff wird aktuell vor allem in der Industrie genutzt, etwa als Kühlmittel, in Raffinerien oder als Rohstoff in der Ammoniaksynthese. Zukünftig könnte Wasserstoff aber in weiteren Industriebereichen und in anderen Sektoren an Bedeutung gewinnen (s. Kap. 3).

Bedeutung von Wasserstoff für die Treibhausgasneutralität

4. Wasserstoff verfügt über eine Reihe vorteilhafter Eigenschaften: Er ist in großen Mengen und über lange Zeiträume speicherbar. Als stofflicher Energieträger lässt sich Wasserstoff prinzipiell auch über große Distanzen transportieren und könnte so den Ort der Erzeugung stärker vom Ort des Verbrauchs entkoppeln. Außerdem können bei seiner Verbrennung hohe Temperaturen erzeugt werden. Sofern er treibhausgasfrei hergestellt wird, kann Wasserstoff somit verschiedene wichtige Funktionen im zukünftigen treibhausgasneutralen Energiesystem übernehmen und fossile Brennstoffe ersetzen. Wasserstoff kann als Reduktionsmittel in der Stahlindustrie, als Rohstoff in der chemischen Industrie und als Brennstoff in industriellen Hochtemperaturprozessen eingesetzt werden. In einem Stromsystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, kann Wasserstoff als saisonaler Speicher dienen und in längeren Zeiträumen mit geringer Wind- und Solarenergieeinspeisung Strom bereitstellen. Dabei ist der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und die Einspeisung von Wärme in Wärmenetze möglich. Auch als Ersatz für Erdgas in Gebäudeheizungen wird Wasserstoff diskutiert. Darüber hinaus kommt er als Kraftstoff im Verkehr infrage. Für einige der genannten Anwendungsmöglichkeiten von Wasserstoff gibt es jedoch effizientere Alternativen (s. Kap. 3).

5. Wasserstoff kann mittels verschiedener Verfahren hergestellt werden. Per Elektrolyse kann Wasser mithilfe von Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten werden. Wenn der Strom bei diesem energieintensiven Verfahren aus erneuerbaren Energiequellen stammt (grüner Wasserstoff), entstehen dabei keine Treibhausgasemissionen. Gegenwärtig wird in Deutschland hauptsächlich das Verfahren der Dampfreformierung zur Herstellung von Wasserstoff aus Erdgas genutzt (grauer Wasserstoff). Dabei fallen hohe Treibhausgasemissionen an. Sofern das entstehende CO_2 teilweise abgeschieden und dauerhaft gespeichert wird, spricht man von blauem Wasserstoff. Daneben wird auch das Verfahren der Methanpyrolyse erprobt, bei dem Erdgas in Wasserstoff und festen Kohlenstoff zerlegt wird (türkiser Wasserstoff). Blauer und türkiser Wasserstoff verursachen im Vergleich zur bisherigen Wasserstoff-

herstellung zwar geringere Treibhausgasemissionen, sind jedoch nicht treibhausgasfrei (s. Abschn. 2.1.3).

6. Schließlich kann Wasserstoff zu einer Reihe von Folgeprodukten weiterverarbeitet werden. Zu diesen wasserstoffbasierten synthetischen Energieträgern und Grundchemikalien zählen etwa Methanol, Ammoniak, synthetisches Methan sowie synthetische Kraftstoffe, wie Diesel oder Kerosin. Wenn der Wasserstoff strombasiert (also per Elektrolyse) hergestellt wurde, werden diese Folgeprodukte häufig unter den Begriff Power-to-X (PtX) gefasst. Dieser Begriff schließt neben der strombasierten Herstellung stofflicher Energieträger und Rohstoffe aber auch nicht stoffliche Anwendungen wie die Erzeugung von Wärme mit Strom (Power-to-Heat – PtH) ein. Um ausschließlich Folgeprodukte von Wasserstoff zu bezeichnen, werden synthetische Energieträger und Grundchemikalien auf Basis von Elektrolyse-Wasserstoff im Folgenden unter dem Begriff PtX-Folgeprodukte zusammengefasst.

Wasserstoffstrategien in Deutschland und weltweit

7. Das politische und wirtschaftliche Interesse an Wasserstoff ist groß, nicht nur in Deutschland, sondern auch international. Es erwächst unter anderem aus der beschriebenen Bedeutung von Wasserstoff in einem treibhausgasneutralen Energiesystem. Zudem werden hohe industrie- und wirtschaftspolitische Erwartungen mit dem Energieträger verknüpft. Sowohl die Bundesregierung als auch die Europäische Kommission haben im Sommer 2020 eine Wasserstoffstrategie vorgelegt (BMWi 2020b; Europäische Kommission 2020a). Auch mehrere deutsche Bundesländer entwickelten in den vergangenen Monaten eigene Strategien bzw. arbeiten daran (Deutscher Bundestag 2021a). Akteure aus der Wirtschaft entwerfen ebenfalls Visionen für die zukünftige Rolle von Wasserstoff (s. Tz. 12). Weltweit entwickeln immer mehr Staaten strategische Langfristpläne zur Herstellung und Nutzung von Wasserstoff (ALBRECHT et al. 2020).

8. Politische Wasserstoffstrategien verfolgen häufig verschiedene Ziele. Zumeist spielt Klimaschutz eine wichtige Rolle, daneben sind aber auch Aspekte wie Wirtschaftswachstum und Industriepolitik sowie Energiesicherheit entscheidend (ALBRECHT et al. 2020, S. 21 f.). Aufgrund dieser Ziele, aber auch aufgrund geografischer Gegebenheiten ergeben sich unterschiedliche Schwerpunkte. Dazu zählen etwa die präferierte Erzeugungstechnologie, der Fokus auf die Wasserstoffherstellung für die eigenen Bedarfe oder den Wasserstoffimport oder -export sowie Schwerpunkte auf bestimmte Anwendungen für Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte.

9. In der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) setzt die Bundesregierung auf grünen Wasserstoff, denn nur dieser sei „auf Dauer nachhaltig" (BMWi 2020b, S. 3). Allerdings sollen auch blauer und türkiser Wasserstoff übergangsweise genutzt werden, sofern sie auf dem internationalen Markt verfügbar sind. Bis 2030 soll eine Herstellung von 14 TWh grünem Wasserstoff pro Jahr in Deutschland erreicht werden. Hierzu plant die Bundesregierung, bis 2030 Elektrolyseure mit einer Kapazität von 5 GW zu installieren. Die bisherige Elektrolysekapazität in Deutschland wird von SCHULTE und SCHLUND (2020, S. 2) mit 30 MW angegeben, wobei es sich häufig um Versuchs- oder Forschungsanlagen handelt. Weitere Elektrolyseure mit einer Kapazität von 5 GW sollen laut Bundesregierung bis 2035 oder spätestens bis 2040 errichtet werden. Mit Blick auf den in der NWS prognostizierten Wasserstoffbedarf für das Jahr 2030 (s. Tab. 1) sollen demnach zunächst lediglich 13 bis 16 % des Bedarfs mit im Inland hergestelltem grünem Wasserstoff gedeckt werden. Auch perspektivisch geht die Bundesregierung davon aus, dass Deutschland den Großteil seines Wasserstoffbedarfs importieren wird. Wasserstoff soll laut Bundesregierung zunächst primär in der Industrie und in bestimmten Bereichen des Verkehrs genutzt werden, langfristig aber auch darüber hinaus.

10. Wie die Bundesregierung setzt auch die Europäische Kommission in ihrer Wasserstoffstrategie langfristig auf grünen Wasserstoff (Europäische Kommission 2020a). Kurz- und mittelfristig soll aber blauer Wasserstoff in der EU ebenfalls zum Einsatz kommen, wobei die Europäische

Tabelle 1

Bisheriger und prognostizierter Wasserstoffbedarf laut Nationaler Wasserstoffstrategie

Jahr	Wasserstoffbedarf in TWh
2020	55
2030	90–110
2050	110–380

SRU 2021; Datenquelle: BMWi 2020b

Kommission konkret die Nachrüstung bestehender Dampfreformierungsanlagen mit einer CO_2-Abscheidung vorschlägt (blauer Wasserstoff, s. Abschn. 2.1.3). Perspektivisch strebt auch die EU Wasserstoffimporte an. Bezüglich des Markthochlaufs von grünem Wasserstoff setzt sich die Europäische Kommission das Ziel, EU-weit eine Elektrolysekapazität von 6 GW bis 2024 und von 40 GW bis 2030 aufzubauen. Die Kommission sieht wie die Bundesregierung die Industrie und den Verkehrssektor als Leitmärkte für Wasserstoff an. Insgesamt legt die Europäische Kommission ihren Fokus darauf, Bedingungen für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt zu schaffen. Dabei geht sie in den ersten Jahren eher von einer Erzeugung am Ort der Anwendung aus. Erst zwischen den Jahren 2025 und 2030 erwartet die Kommission verstärkten Infrastrukturbedarf für den Wasserstofftransport.

11. Derzeit werden national wie international hohe Summen an Fördermitteln für Wasserstoffprojekte bereitgestellt. Die Bundesregierung fördert den Markthochlauf von Wasserstoff auch im Rahmen des Corona-Konjunkturpakets. Darin sind 7 Mrd. Euro für den Markthochlauf in Deutschland und 2 Mrd. Euro für internationale Partnerschaften vorgesehen. Auch an diesen Summen lässt sich die wirtschafts- und industriepolitische Relevanz des Themas erkennen. Da Wasserstofftechnologien absehbar eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem übernehmen, entstehen neue Marktchancen. Daher möchte die Bundesregierung bereits bis 2023 zahlreiche Maßnahmen umsetzen, etwa die Förderung von Elektrolyseuren oder Pilotprojekten in verschiedenen Anwendungsbereichen im In- und Ausland. Die europäische Wasserstoffstrategie setzt ebenfalls bereits 2024 ein erstes Zwischenziel. Auch wenn dies nur der Beginn eines Markthochlaufs ist, werden damit wichtige Weichen für die kommenden Jahre gestellt.

12. Zugleich melden verschiedene wirtschaftliche Akteure Interesse an der Nutzung von Wasserstoff an und setzen sich für umfangreiche staatliche Förderungen in verschiedenen Branchen ein. Der Verband der Automobilindustrie (VDA) beispielsweise sieht Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte neben der Elektromobilität als wichtige Säulen eines treibhausgasneutralen Verkehrssektors und dringt darauf, Wasserstoff bereits frühzeitig in diesem Bereich einzusetzen (VDA 2020b; 2020a). Die Wirtschaftsvereinigung Stahl fordert, Wasserstoff zunächst prioritär für die Industrie bereitzustellen und die Kosten staatlich zu subventionieren (Wirtschaftsvereinigung Stahl 2019). Auch in der Roadmap Chemie 2050 des Verbands der Chemischen Industrie (VCI) ist Wasserstoff als wichtiger alternativer Rohstoff aufgeführt (GERES et al. 2019). Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) empfiehlt die Einführung eines regulatorischen Rahmens für Wasserstoffnetze auf Basis der bestehenden Erdgasnetzregulierung, durch den Wärmekunden eine Umrüstung der Netze mitfinanzieren würden. Zudem solle die Umstellung von Gas- auf Wasserstoffheizungen finanziell gefördert werden (DVGW 2020a).

Große Unterschiede bei der Abschätzung des zukünftigen Bedarfs

13. Wasserstoff spielt eine bedeutende Rolle, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. In welchen Mengen und in welchen Bereichen er eingesetzt werden sollte, wird derzeit jedoch in Politik und Wirtschaft teils unterschiedlich bewertet. Wissenschaftliche Studien berechneten in den vergangenen Jahren diverse Szenarien für die Entwicklung des Energiesystems in Deutschland bis zum Jahr 2050. Die darin ermittelten Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten sind dabei abhängig von den Klimaschutzzielen, die in den Szenarien vorausgesetzt werden. Im Folgenden werden jene Szenarien für Deutschland betrachtet, die (weitgehende) Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 erreichen (s. Kasten 1).

14. Allerdings gehen die meisten Szenarien von höheren Gesamtemissionen aus, als nach Auffassung des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) bei einem angemessenen deutschen Beitrag zum Pariser Klimaabkommen noch ausgestoßen werden dürfen. Aus einer Budgetperspektive und bei einer Verteilung nach Bevölkerungszahl stünde Deutschland ab 2020 noch ein Emissionsbudget von insgesamt maximal 6,7 Gt CO_2 zu. Dabei wurde das globale CO_2-Budget zugrunde gelegt, das den mittleren Temperaturanstieg mit einer Wahrscheinlichkeit von 67 % auf deutlich unter 2 °C begrenzt (rechnerisch als 1,75 °C ausgedrückt). Bei linearer Reduktion der Emissionen ab 2020 müsste Deutschland bei Einhaltung dieses CO_2-Budgets bereits 2038 CO_2-neutral sein. Um den Temperaturanstieg mit einer Wahrscheinlichkeit von 50 % auf 1,5 °C zu begrenzen, dürfte Deutschland bei gleicher Berechnungsweise ab 2020 sogar nur noch 4,2 Gt CO_2 ausstoßen. Dies entspräche einer linearen Reduktion bis 2032 (SRU 2020, Kap. 2). Viele Szenarien nehmen jedoch grob eine lineare Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 an. Deshalb erscheint es plausibel, dass auch unter Berücksichtigung der anderen Treibhausgase die Budgets für 1,5 °C und für deutlich unter 2 °C überschritten werden (Wuppertal Institut 2020, S. 36 f.). Da 2050 aber politisches Ziel für die Treibhausgasneutralität in Deutschland sowie Referenzpunkt einer Vielzahl von Szenarien ist, werden diese Szenarien nachfolgend dennoch betrachtet. Derzeit wird in Deutschland auch über ein früheres Zieljahr zur Erreichung der Treibhausgasneutralität diskutiert. Eine politische Entscheidung hierzu stand zum Redaktionsschluss dieser Stellungnahme jedoch noch aus.

Kasten 1: Vergleich aktueller Szenarien für weitgehende Treibhausgasneutralität

Zum Verständnis der Rolle von Wasserstoff für die Treibhausgasneutralität werden sechs aktuelle Studien herangezogen und bis zu zwei Szenarien pro Studie betrachtet (Tab. 2). Die Auswahl der Szenarien zielt darauf ab, die Bandbreite der zukünftigen Wasserstoffherstellung und -nutzung in der aktuellen Literatur darzustellen.

Wasserstoff spielt in allen dargestellten Szenarien im Jahr 2050 eine Rolle, doch die produzierten Mengen und der Einsatz variieren deutlich (Tz. 16–18). Dies lässt sich hauptsächlich durch folgende Unterschiede erklären:

- **Die Nutzung fossiler Energieträger:** Wasserstoff kann fossile Energieträger im Energiesystem ersetzen, allerdings werden diese je nach Annahme auch noch im Jahr 2050 genutzt. Die Szenarien des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) nehmen auch noch im Jahr 2050 signifikante Mengen an fossilen Energieträgern zur energetischen Nutzung an. Dies erklärt sich durch das vorausgesetzte, im Vergleich schwächere Klimaschutzziel von −95 % der energiebedingten CO_2-Emissionen, das gewisse Restmengen an fossilen Energieträgern zulässt. Die Szenarien des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI), des Forschungszentrums Jülich (FZ Jülich) und der Deutschen Energie-Agentur (dena) sehen fossile Energieträger Mitte des Jahrhunderts dagegen nur zur stofflichen Nutzung vor. Lediglich die Studien von Agora Energiewende u. a. und des Umweltbundesamtes (UBA) verzichten im Jahr 2050 auch auf die stoffliche Nutzung fossiler Energieträger. Dies führt etwa in den Szenarien des UBA für 2050 zu zusätzlichen Wasserstoffbedarfen in Höhe von 264 TWh für die stoffliche Nutzung.

Tabelle 2

Überblick über die betrachteten Szenarien

Herausgeber der Studie	Szenario	Treibhausgasreduktionsziel für 2050	Unterschied zu weiteren Szenarien derselben Studie
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität[1]	Klimaneutral 2050 (KN2050)	Treibhausgasneutralität	
dena[2]	Technologiemix-szenario 95 (TM95)	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	Breitere Variation bei den eingesetzten Technologien und Energieträgern
	Elektrifizierungs-szenario 95 (EL95)	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	Breite Elektrifizierung in allen Sektoren
FZ Jülich[3]	Szenario 95	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	
Fraunhofer ISE[4]	Referenz	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	Hauptszenario der Studie
	Suffizienz	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	Umfassendere Lebens-stiländerungen bzw. Suffizienzanstrengungen
BDI[5]	95%-Klimapfad	Reduktion der energiebedingten CO_2-Emissionen um 95 %	
UBA[6]	GreenSupreme	Treibhausgasneutralität	Besonders schnelle Emissionsreduktion
	GreenLate	Treibhausgasneutralität	Verspätete Dekarbonisierung

SRU 2021; Datenquelle: [1] Prognos AG et al. 2020; [2] dena 2018a; [3] ROBINIUS et al. 2020b; [4] STERCHELE et al. 2020; [5] GERBERT et al. 2018; [6] UBA 2019

AV WVA 20/32 - Teil 1

- **Die Systemgrenzen:** Je nach gewählter Systemgrenze befinden sich gewisse Treibhausgasemissionen außerhalb des Modells und müssen somit nicht vermieden werden. Dazu zählen Emissionen des internationalen Schiffs- und Flugverkehrs, der entweder in die Betrachtung einfließt und relativ hohe Bedarfe an PtX-Folgeprodukten generiert (z. B. Agora Energiewende u. a.) oder außerhalb der Bilanzgrenze liegt (z. B. dena).

- **Die zur Verfügung stehende, nachhaltig nutzbare Biomasse:** Als stofflicher, in den Szenarien per Definition meist als treibhausgasneutral angenommener Energieträger kann Biomasse im Modell ähnliche Zwecke erfüllen wie Wasserstoff. Die Green-Szenarien (UBA) nutzen beispielsweise nur 60 TWh Biomasse im Jahr 2050, das Szenario 95 (FZ Jülich) hingegen setzt 460 TWh Biomasse ein.

- **Der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS):** In manchen Bereichen konkurriert die Wasserstoffnutzung in den Modellen mit CCS. In der Stahlherstellung könnte beispielsweise Wasserstoff eingesetzt werden, alternativ könnte das konventionelle Verfahren mit CCS kombiniert werden, um die CO_2-Emissionen zu reduzieren (zu CCS s. a. Abschn. 2.1.3). Die Studien von Agora Energiewende u. a., dena und BDI beziehen den Einsatz von CCS in die Berechnungen mit ein, allerdings in unterschiedlichem Ausmaß. In den anderen Studien spielt CCS dagegen keine Rolle.

- **Die Entwicklung von Energieeffizienz und Suffizienz:** Je geringer der Energiebedarf, desto weniger Wasserstoff wird tendenziell nachgefragt. Fraunhofer ISE sieht beispielsweise im Jahr 2050 einen deutlich niedrigeren Endenergiebedarf im Szenario Suffizienz (1.523 TWh) als im Szenario Referenz (1.899 TWh) vor. Der Bedarf an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten liegt im Szenario Suffizienz im Vergleich zum Szenario Referenz um 44 % niedriger (s. Abb. 2).

- **Der Elektrifizierungsgrad in verschiedenen Sektoren:** In vielen Anwendungen, zum Beispiel dem Pkw-Verkehr oder der Raumwärmeerzeugung, ist die Elektrifizierung eine effizientere Alternative zur Wasserstoffnutzung (Kap. 3). Es ist jedoch noch unklar, wie umfassend eine Elektrifizierung gelingen kann. Beispielsweise nehmen die dena-Szenarien TM95 und EL95 unterschiedliche Grade der Elektrifizierung an, wodurch sich in EL95 ein um 41 % niedrigerer Bedarf an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten ergibt (s. Abb. 2).

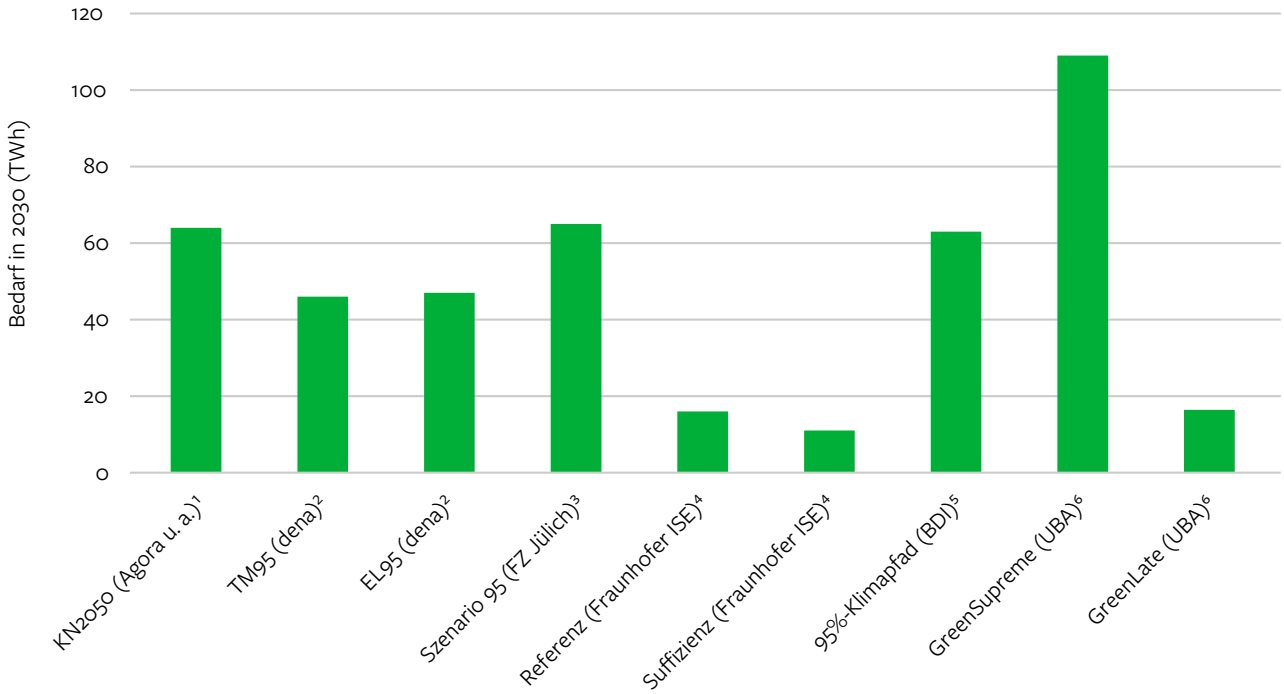
- **Die Kosten für Importe von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten im Vergleich zu anderen Dekarbonisierungsoptionen:** Alle betrachteten Szenarien gehen perspektivisch von Importen von Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten aus. Bisher wird Wasserstoff aber noch kaum international gehandelt. Die Kostenanalysen für zukünftige Importe sind deswegen, aber auch aufgrund der in unterschiedlichem Umfang erwarteten Kostendegression von Elektrolyseuren noch unsicher. Werden die Kosten als verhältnismäßig gering angenommen, so erhöht dies die Wirtschaftlichkeit von Dekarbonisierungsoptionen auf Wasserstoff- oder PtX-Basis gegenüber anderen Technologieoptionen, sodass ihr Einsatz tendenziell steigt. Insbesondere in der frühen Phase des Markthochlaufs spielen zudem Annahmen zur grundsätzlichen Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten eine Rolle.

15. Für 2030 sehen einige Szenarien in Deutschland zusätzliche Mengen an (überwiegend grünem) Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten im Bereich zwischen 46 und 65 TWh vor (Abb. 1). Dies entspricht etwa der Menge an Wasserstoff, die derzeit pro Jahr konventionell, also überwiegend aus Erdgas und mit hohen Treibhausgasemissionen, hergestellt wird (55 TWh). Die NWS erwartet für das Jahr 2030 einen Wasserstoffbedarf von 90 bis 110 TWh (Tab. 1). Dieser Bedarf könnte gedeckt werden, wenn neben den in den genannten Szenarien erwarteten Mengen an grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten die konventionelle Wasserstoffproduktion bis 2030 nur geringfügig sänke. Drei Szenarien zeigen aber auch einen deutlich langsameren Markthochlauf, sodass der zusätzliche Bedarf im Jahr 2030 bei nur 11 bis 16 TWh liegt (s. Abb. 1). Beim Szenario GreenLate ist dies auf den Szenariorahmen einer erst spät forcierten Dekarbonisierung zurückzuführen. Auch die beiden Szenarien von Fraunhofer ISE zeigen erst nach 2030 eine verstärkte Wasserstoffnutzung. Das Szenario GreenSupreme hingegen weist mit 109 TWh bereits im Jahr 2030 deutlich höhere Wasserstoffmengen auf, da dieses Szenario auf frühe und stärkere Treibhausgasminderungen ausgelegt ist.

16. Die Gesamtmengen an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten, die nach den Szenarien im Jahr 2050 nachgefragt werden, unterscheiden sich deutlich (Abb. 2). Die höchsten Werte erzielen mit 977 TWh sowie mit 908 TWh zwei Szenarien, die entweder erst zu einem späteren Zeitpunkt ambitionierten Klimaschutz umsetzen (UBA GreenLate) oder die weniger auf Elektrifizierung und damit stärker auf einen breiteren Technologiemix setzen (dena TM95). Am unteren Ende des Spektrums liegt mit 224 TWh ein Szenario, das substanzielle Lebensstiländerungen und Suffizienz miteinbezieht (Fraunhofer ISE Suffizienz). Eine Reihe von Szenarien erwartet im Jahr 2050 einen Bedarf von 400 TWh oder leicht darüber.

Abbildung 1

Nachgefragte Mengen an Wasserstoff (inkl. PtX-Folgeprodukten) im Jahr 2030 in verschiedenen Szenarien (ohne konventionell hergestellten Wasserstoff)



SRU 2021; Datenquelle: [1] Prognos AG et al. 2020; schriftliche Mitteilung von Agora Energiewende, 28. Januar 2021; [2] dena 2018a; [3] ROBINIUS et al. 2020b; schriftliche Mitteilung des FZ Jülich, 30. März 2021; [4] STERCHELE et al. 2020; schriftliche Mitteilung von Fraunhofer ISE, 27. Januar 2021; [5] GERBERT et al. 2018; schriftliche Mitteilung des BDI, 29. Januar 2021; [6] UBA 2019; schriftliche Mitteilung des UBA, 3. Februar 2021

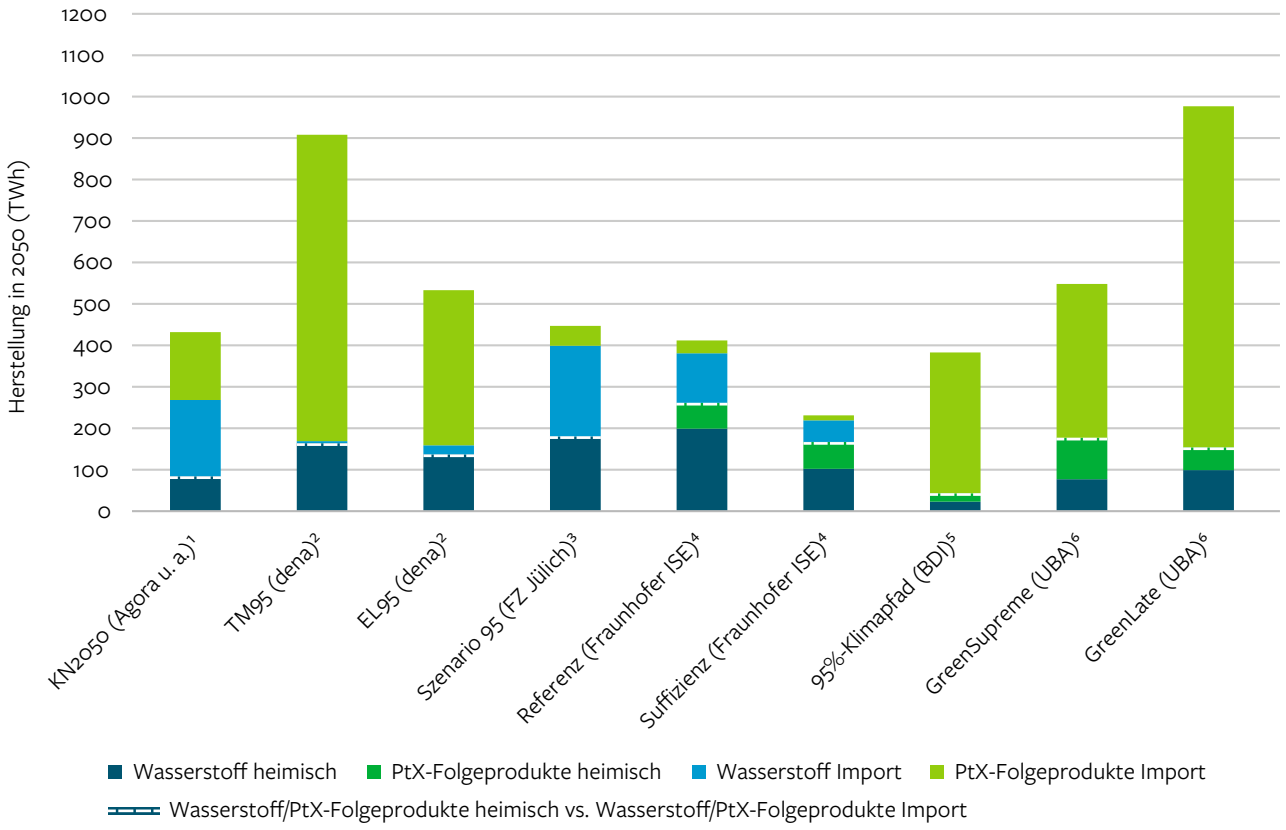
17. Bei der heimischen Herstellung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten ähneln sich die Einschätzungen der maximalen Produktionsmengen in den Szenarien. Die meisten Szenarien erwarten bis zum Jahr 2050 eine jährliche Gesamtmenge zwischen 100 und 200 TWh. Deutliche Unterschiede zeigen sich jedoch bei den Importen. Hier ergibt sich 2050 eine Bandbreite zwischen 64 und 823 TWh. Dies erklärt sich dadurch, dass Importe, anders als die heimische Produktion, in den Modellen typischerweise nicht über Potenzialannahmen begrenzt sind. Stattdessen wird ihre Höhe unter anderem durch Kostenannahmen und durch aus bestimmten Technologieannahmen resultierende Bedarfe ermittelt. Bezüglich des Verhältnisses von Wasserstoff zu PtX-Folgeprodukten zeigt die Szenarioübersicht ebenfalls kein einheitliches Bild. Manche Szenarien gehen von einer Dominanz von Wasserstoff aus, andere eher von PtX-Folgeprodukten. Da für viele Anwendungen prinzipiell sowohl Wasserstoff als auch PtX-Folgeprodukte eingesetzt werden können, sind diese Mengen auch in den Modellen teilweise austauschbar oder nicht eindeutig unterschieden. Augenfällig ist jedoch, dass meist keine oder nur geringe Mengen an PtX-Folgeprodukten inländisch produziert werden.

18. Die Szenarien unterscheiden sich nicht nur in der Schätzung der Gesamtmengen, sondern auch in der sektoralen Allokation erheblich (Abb. 3). Im Verkehrssektor ergibt sich im Jahr 2050 eine Spannbreite von 67 bis 334 TWh, wobei viele der Szenarien Bedarfe zwischen 100 und 200 TWh ermitteln. Von diesen Bedarfen entfällt häufig ein relativ großer Teil auf den deutschen Anteil am internationalen Luft- und Schiffsverkehr, sofern dieser im Modell berücksichtigt ist. In der Industrie erwarten die meisten Szenarien 2050 signifikante Bedarfe, zumeist rund 200 TWh. Einzelne Szenarien nehmen aber auch deutlich höhere Bedarfe in der Industrie an, bis zu 624 TWh in GreenLate. Der sehr hohe industrielle Bedarf in den UBA-Szenarien ergibt sich auch durch die stoffliche Nutzung, die nicht in allen Studien betrachtet wird (s. Kasten 1). Den niedrigsten Wert im Industriebereich weist neben dem Szenario Suffizienz von Fraunhofer ISE vermutlich der 95%-Klimapfad des BDI auf. In diesem Szenario sind

AV WVA 20/32 - Teil 1

Abbildung 2

Importierte und heimisch produzierte Mengen an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten in 2050 in verschiedenen Szenarien



Anmerkung: In den Szenarien werden teilweise noch gewisse Mengen an fossilen Energieträgern zur energetischen oder zur stofflichen Nutzung angenommen. Außerdem unterschieden sich die angenommenen Verfügbarkeiten von nachhaltig erzeugter Biomasse (s. Kasten 1). Daher sind die hier dargestellten Gesamtmengen an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten nicht vollständig vergleichbar.

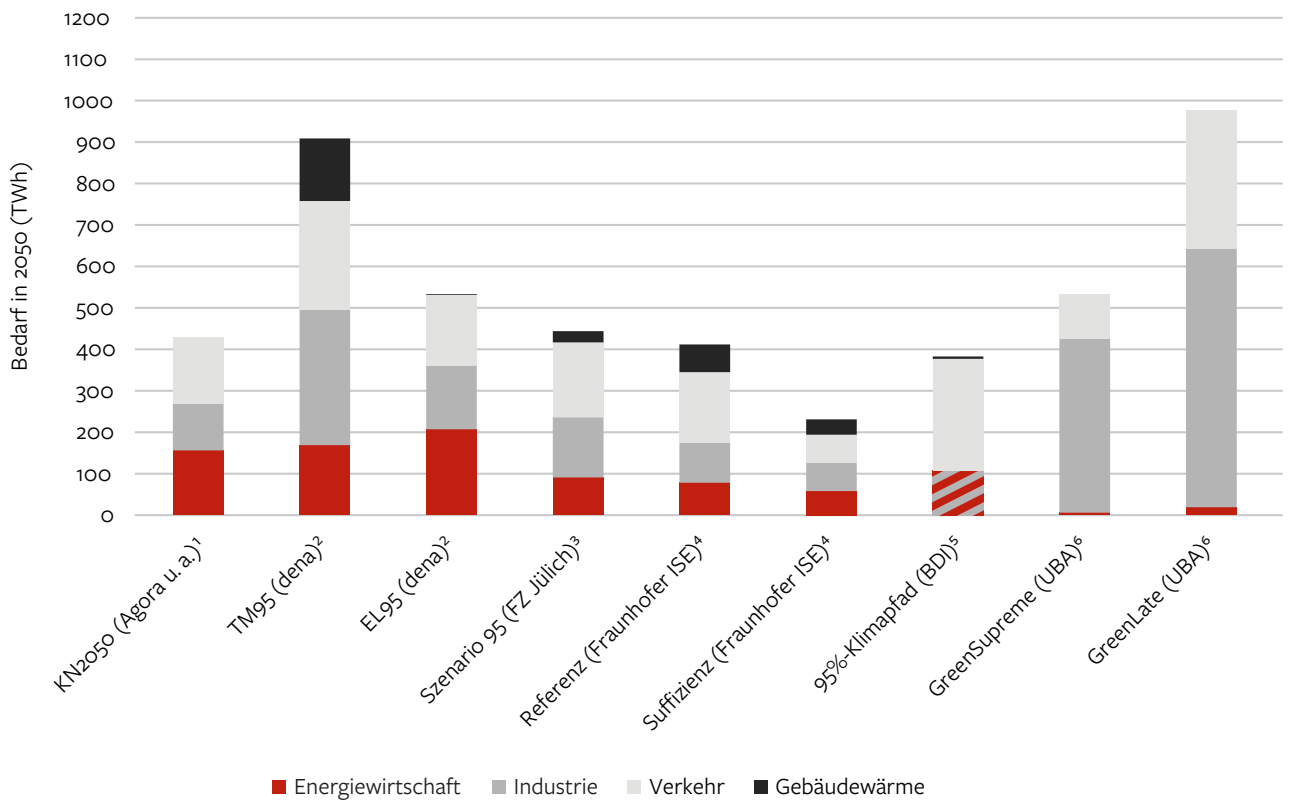
SRU 2021; Datenquelle: [1] Prognos AG et al. 2020; [2] dena 2018a; [3] ROBINIUS et al. 2020b; [4] STERCHELE et al. 2020; schriftliche Mitteilung von Fraunhofer ISE, 27. Januar 2021; [5] GERBERT et al. 2018; schriftliche Mitteilung des BDI, 29. Januar 2021; [6] UBA 2019; schriftliche Mitteilung des UBA, 3. Februar 2021

die Bedarfe für die Industrie und die Energiewirtschaft als ein Wert ausgewiesen. Daher ist die genaue Wasserstoffnachfrage der Industrie in diesem Szenario unklar, aber relativ niedrig. Dieser niedrige Wert ist jedoch möglicherweise bereits veraltet, da der BDI aufgrund der technologischen Entwicklung inzwischen ebenfalls von voraussichtlich höheren industriellen Wasserstoffbedarfen ausgeht (schriftliche Mitteilung des BDI, 29. Januar 2021). Auch in der Energiewirtschaft sehen die meisten Szenarien signifikante Bedarfe, zumeist zwischen 50 und 200 TWh, in den UBA-Szenarien aber auch deutlich weniger. Die große Bandbreite erklärt sich durch unterschiedliche Modellannahmen für das Stromsystem, unter anderem bezüglich anderer Speicher- und Flexibilitätsoptionen (s. Tz. 281 f.). Eine relativ große Übereinstimmung besteht im Bereich der Gebäudewärme. Die meisten Szenarien ermitteln hier keine oder nur sehr geringe Bedarfe an Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten, mit Ausnahme des Szenarios dena TM95, das im Jahr 2050 immerhin 151 TWh für den Gebäudebereich vorsieht.

19. Auch eine Reihe von Szenarien auf EU-Ebene, die zwischen 2017 und 2019 veröffentlicht wurden, weisen deutliche Unterschiede bei den Bedarfen für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte auf. 16 der in TSIROPUOULOS et al. (2020) verglichenen Szenarien erreichen Treibhausgasreduktionen von mindestens 90 % auf EU-Ebene bis 2050. In 14 davon werden Wasserstoffbedarfe ausgewiesen, die –

Abbildung 3

Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten im Jahr 2050 in verschiedenen Szenarien, unterteilt nach Sektoren



Anmerkungen: Aufgrund unterschiedlicher Annahmen und Systemgrenzen ist die sektorale Verteilung nicht vollständig vergleichbar, da die Szenarien beispielsweise nur teilweise den internationalen Flug- und Schiffsverkehr oder die stoffliche Nutzung in der Industrie einschließen (s. Kasten 1). In den Szenarien von Fraunhofer ISE wurde nicht zwischen der Verwendung von PtX-Folgeprodukten und von Biogas bzw. Biokraftstoffen unterschieden. Daher wurde für diese Abbildung in jedem Sektor der Anteil von biogenen Gasen und Kraftstoffen aus der Gesamtmenge der erneuerbaren stofflichen Energieträger herausgerechnet. Im Szenario 95%-Klimapfad (BDI) wurden die Bedarfe für die Energiewirtschaft und die Industrie nicht getrennt ausgewiesen.

SRU 2021; Datenquelle: [1] Prognos AG et al. 2020; schriftliche Mitteilung von Agora Energiewende, 28. Januar 2021; [2] dena 2018a; [3] ROBINIUS et al. 2020b; schriftliche Mitteilung des FZ Jülich, 30. März 2021; [4] STERCHELE et al. 2020; schriftliche Mitteilung von Fraunhofer ISE, 3. Februar 2021; [5] GERBERT et al. 2018; [6] UBA 2019; schriftliche Mitteilung des UBA, 3. Februar 2021

bis auf einen sehr niedrigen Wert – zwischen etwa 300 und 2.700 TWh liegen. Im Verkehrssektor räumen viele Szenarien Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten eine große Rolle ein. Auch in der Industrie ist Wasserstoff in den meisten Szenarien relevant. Im Gebäudebereich sehen etwa die Hälfte der Szenarien einen Einsatz von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten vor, allerdings nur wenige in größeren Mengen.

Anstehende Richtungsentscheidungen

20. Heutige politische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Entscheidungen bestimmen, in welcher Größenordnung Wasserstoff zukünftig produziert und wo er genutzt wird. Szenarien sind keine Vorhersagen der Zukunft, sondern bilden mögliche Entwicklungen und technoökonomische Pfade unter Unsicherheit sowie verschiedenen Erwartungen und Annahmen ab. Unsicherheit besteht unter anderem hinsichtlich der Technologieentwicklungen und der Kosten beim Wasserstoff, aber auch bei alternativen Dekarbonisierungsoptionen. Insofern ist es nicht verwunderlich, dass sich die Ergebnisse der Szenarien in Bezug auf die Wasserstoffnutzung stark unterscheiden.

21. In allen Szenarien für Deutschland liegen die Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten deutlich unter den heutigen Bedarfen an fossilen Brennstoffen. Der deutsche Primärenergieverbrauch an fossilen Brennstoffen lag

im Jahr 2019 bei 2.767 TWh (AGEB 2020). Um diese Menge an Wasserstoff per Elektrolyse herzustellen, wären unter Annahme heutiger Wirkungsgrade rund 4.100 TWh Strom nötig – rund das Achtfache des heutigen deutschen Stromverbrauchs (ebd.; Abb. 6). Diese Menge wäre noch höher, wenn statt Wasserstoff PtX-Folgeprodukte den Bedarf decken sollten. Klar ist also, dass ein umfassender Wechsel von fossilen Rohstoffen auf Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte nicht zielführend ist. Grüner Wasserstoff ist notwendig für die Energiewende, aber gleichzeitig ein äußerst wertvoller und knapper Energieträger.

22. Mit welchen Verfahren und in welchen Mengen soll Wasserstoff zukünftig hergestellt werden? Wird Deutschland große Teile seines Bedarfs durch heimische Produktion decken können oder wird Wasserstoff vornehmlich importiert? Welche Anwendungen nutzen Wasserstoff im Jahr 2050 und in welchem Umfang wird der Markthochlauf mit öffentlichen Mitteln gefördert? Welche Umweltfolgewirkungen sind zu erwarten und wie können diese minimiert werden? Um diese Fragen wird derzeit eine intensive politische und fachliche Diskussion geführt, nicht zuletzt von den betroffenen wirtschaftlichen Branchen. Angesichts der hohen notwendigen Investitionen und der Auswirkungen auf Wirtschaft, Gesellschaft und Umwelt ist es wichtig, die anstehenden Weichenstellungen mit Weitblick und auf Basis des aktuellen Forschungsstands vorzunehmen. Der SRU möchte mit dieser Stellungnahme einen Beitrag zu dieser Debatte leisten und sich dabei der bisher nur unzureichend betrachteten Frage widmen, wie die Herstellung und die Nutzung von Wasserstoff umweltfreundlich und nachhaltig gestaltet werden können. Dazu werden zunächst Herstellung, Lagerung, Transport und Infrastruktur von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten betrachtet (Kap. 2). Im Anschluss wird der Stand des Wissens im Hinblick auf die Verwendung in einzelnen Sektoren zusammengefasst (Kap. 3). Abschließend wird dargestellt, welche politischen Entscheidungen aus Sicht des SRU getroffen werden sollten, damit Wasserstoff zu einem nachhaltigen und volkswirtschaftlich effizienten Energiesystem beitragen kann (Kap. 4).

2 Ein knapper Energieträger: Erzeugung und Transport von umweltfreundlichem und nachhaltigem Wasserstoff

23. Wasserstoff kann nur dann ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung unserer Wirtschaft sein, wenn er ohne Ausstoß von Treibhausgasen erzeugt wird. Derzeit ist dies noch nicht der Fall, denn Wasserstoff wird fast ausschließlich aus fossilen Quellen gewonnen. Dabei werden weltweit insgesamt 830 Mio. t CO_2 pro Jahr emittiert (IEA 2019, S. 17). In Deutschland waren es 2017 circa 19 Mio. t CO_2 (DEERBERG 2020). In Kapitel 2.1 wird dargestellt, welche Verfahren zur Herstellung von Wasserstoff für den Weg zur Treibhausgasneutralität geeignet sind. Wasserstoff sollte aber nicht nur ohne Ausstoß von Treibhausgasen, sondern auch umweltfreundlich und nachhaltig erzeugt werden. Welche Aspekte dabei berücksichtigt werden müssen und wie dies mit einer Zertifizierung von Wasserstoff unterstützt werden kann, wird in Kapitel 2.2 behandelt. Das Kapitel beschreibt außerdem, wie Umweltschutz und Nachhaltigkeit beim Aufbau einer Infrastruktur für Wasserstoff, bei seiner Erzeugung in Deutschland und beim Import beachtet werden können. Es zeigt sich, dass umweltfreundlicher und nachhaltiger Wasserstoff auch in Zukunft nur begrenzt zur Verfügung steht und daher ein knapper Energieträger bleiben wird.

2.1 Optionen der Herstellung für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte

24. Der globale Verbrauch an Wasserstoff lag 2018 bei circa 70 Mio. t (IEA 2019, S. 18). Das sind umgerechnet 2.300 TWh bei Verwendung eines Heizwertes für Wasserstoff von 33,33 kWh/kg. Die Herstellung erfolgt fast ausschließlich aus fossilen Rohstoffen, mit Erdgas als wichtigster Rohstoffquelle (ebd., S. 37; IRENA 2018, S. 14). In Deutschland werden aktuell rund 1,65 Mio. t (55 TWh) Wasserstoff pro Jahr verbraucht (BMWi 2020b, S. 3; s. a. Tab. 1). Für das Ziel der Treibhausgasneutralität bedarf es einer Weiterentwicklung und eines Markthochlaufs von Verfahren, die keine Treibhausgase emittieren und auf erneuerbaren Energien basieren. Für den Übergang zu einer

dekarbonisierten Wirtschaft werden aber auch Herstellungsverfahren diskutiert, die zwar auf fossilen Rohstoffen basieren, aber weniger Treibhausgase emittieren als die herkömmlichen Verfahren.

2.1.1 Wasserstoffherstellung: die Verfahren im Überblick

25. Die derzeit gängigsten Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff sind die Dampfreformierung (Steam Methane Reforming – SMR) und die autotherme Reformierung (Autothermal Reforming – ATR) (HEBLING et al. 2019, S. 15). Als Rohstoff wird vor allem Erdgas eingesetzt, seltener auch leichte Erdölfraktionen (IEA 2019, S. 39). Der so hergestellte Wasserstoff wird grauer Wasserstoff genannt (Abb. 4). Bei der Dampfreformierung von Erdgas werden die Kohlenwasserstoffe des Erdgases (hauptsächlich Methan) mit Wasserdampf bei hohen Temperaturen (800 bis 1.000 °C, bis zu 3,5 MPa Druck) in Wasserstoff und CO_2 zerlegt. Die ATR kombiniert die SMR mit einem vorgelagerten Oxidationsschritt. Wasserstoff aus Kohle, sogenannter schwarzer Wasserstoff, wird über die Vergasung mit Sauerstoff (Gasifizierung) erzeugt. Die Gasifizierung wird bei sehr hohen Temperaturen über 1.000 °C durchgeführt. Bei der Wasserstofferzeugung aus Erdgas werden circa 300 $gCO_2/kWhH_2$ emittiert, bei der Erzeugung aus Erdöl sind es circa 360 $gCO_2/kWhH_2$ und bei Kohle circa 570 $gCO_2/kWhH_2$ (IEA 2019, S. 38; s. Tab. 3). In diesen Zahlen sind die Vorkettenemissionen aus Förderung und Transport der fossilen Energieträger (s. a. Tz. 42) sowie die indirekten Emissionen aus dem Anlagenbau nicht enthalten (Tz. 73).

26. Bei der Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Rohstoffen wird die benötigte Prozesswärme üblicherweise über die Verbrennung eines Teils der Ausgangsstoffe generiert. Wenn diese Prozesswärme aus erneuerbaren Energien bereitgestellt würde, könnte die Ausbeute erhöht (weil Rohstoffe als Energieträger eingespart werden) und die CO_2-Emissionen könnten gemindert werden. Im Idealfall reduzieren sich beispielsweise die CO_2-Emissionen des Reformierungsprozesses um etwa 40 % (ROEB et al. 2020, S. 21).

27. Um die CO_2-Emissionen bei der Erzeugung von Wasserstoff aus fossilen Rohstoffen zu reduzieren, werden insbesondere zwei Verfahren diskutiert. Zum einen kann die Reformierung von Erdgas mit einem Verfahren kombiniert werden, bei dem das entstehende CO_2 aufgefangen und anschließend gespeichert wird (Carbon Capture and Storage – CCS). Der so hergestellte Wasserstoff wird blauer Wasserstoff genannt. Das aufgefangene CO_2 kann alternativ auch weiterverwendet werden (Carbon Capture and Utilization – CCU, Tz. 39). Zum anderen wird ein Verfahren erprobt, bei dem Erdgas bzw. Methan in einer Pyrolyse ohne Zugabe von Wasser oder Sauerstoff thermisch gespalten wird (ROEB et al. 2020, S. 23). Dabei entstehen Wasserstoff und fester elementarer Kohlenstoff und nur sehr geringe Mengen an CO_2 (IEA 2019, S. 41). Dieser Wasserstoff wird als türkis bezeichnet (Tz. 48).

28. Wasserstoff kann auch durch die energetische Spaltung von Wasser hergestellt werden. Als einziges Nebenprodukt entsteht Sauerstoff. Für einen Prozess ohne Treibhausgasemissionen muss die benötigte Energie aus erneuerbaren Quellen kommen (grüner Wasserstoff, Abschn. 2.1.2). Sie kann entweder durch Strom (Elektrolyse), Hochtemperaturwärme ((solar)thermisch, Thermolyse) oder durch direkte Nutzung von Solarstrahlung (Photolyse) bereitgestellt werden (ROEB et al. 2020, S. 9 ff.). Wird für die Elektrolyse von Wasserstoff der derzeitige Strommix in Deutschland verwendet (sogenannter gelber Wasserstoff), entstehen Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung des Stroms. Die CO_2-Emissionen können dann je nach Strommix 420 bis 780 $g/kWhH_2$ betragen (Tab. 3 und Tz. 72).

Tabelle 3

CO_2-Emissionen verschiedener Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff

Rohstoff/ Energiequelle	Kohle	Erdöl	Erdgas	Erdgas mit CCS[2]	Wasserspaltung mit EE	Wasserspaltung mit Strommix
Emissionen[1] in $gCO_{2eq}/kWhH_2$	570	360	300	30 bzw. 120	0	420[3] bzw. 780[4]

[1] Originalangaben in $kgCO_2/kgH_2$, umgerechnet mit 33,33 kWh/kgH_2 (unterer Heizwert); [2] mit 90 % CO_2-Abscheidung bzw. 56 % CO_2-Abscheidung; [3] in $gCO_{2eq}/kWhH_2$, EU-Elektrizitätsmix (252 tCO_{2eq}/GWh); [4] weltweiter Strommix.
EE = Erneuerbare Energien

SRU 2021; Datenquelle: IEA 2019, S. 38 und 53; Europäische Kommission 2020a

AV WVA 20/32 - Teil 1

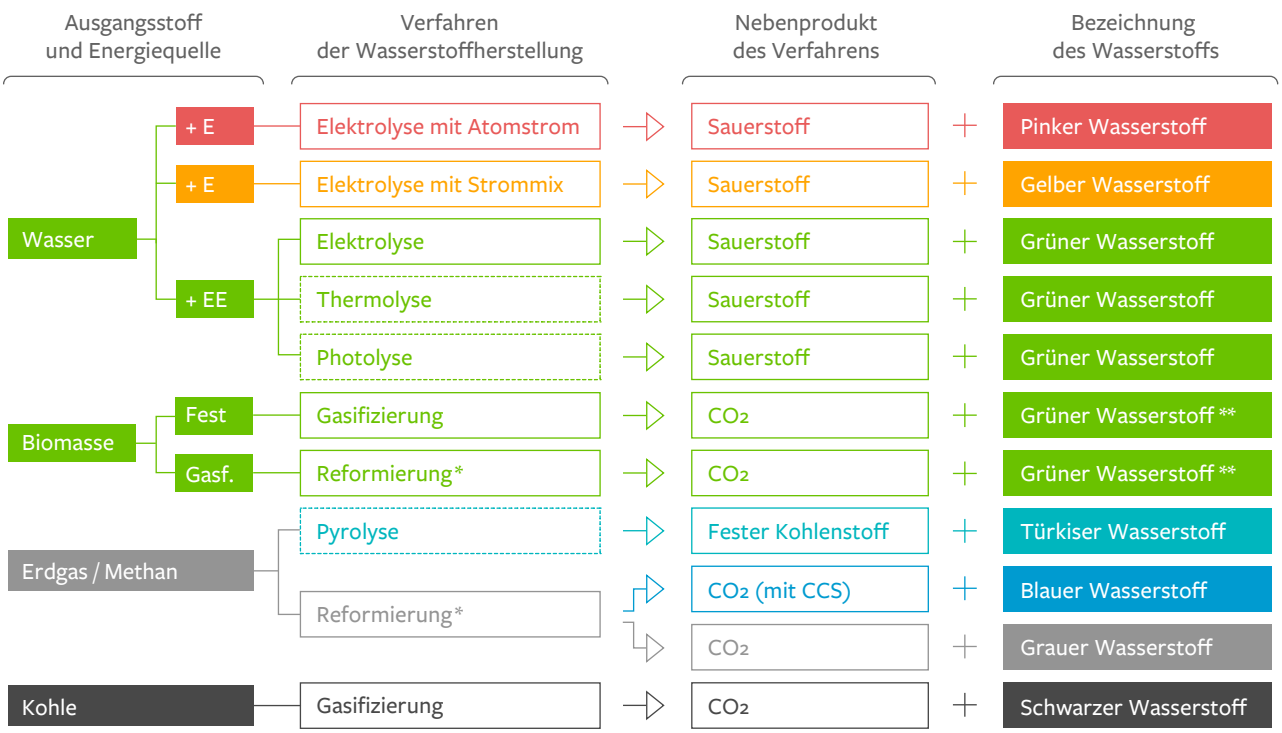
29. Die Spaltung von Wasser kann auch mithilfe von Strom aus Atomkraft betrieben werden (als pinker oder manchmal auch roter Wasserstoff bezeichnet). Der so erzeugte Wasserstoff wird in der Europäischen Wasserstoffstrategie nicht explizit erwähnt, soll aber voraussichtlich in die Kategorie „CO_2-arm" fallen (EurActiv 20.11.2020, aktualisiert: 08.12.2020; s. a. Tz. 100). CO_2-arme Verfahren werden in der Strategie für eine Übergangsphase kurz- bis mittelfristig als erforderlich angesehen (Europäische Kommission 2020a, S. 5 f.). Deutschland wird 2022 gemäß Atomgesetz (AtG) die letzten Atomkraftwerke abschalten, sodass die Erzeugung von Wasserstoff mit Atomstrom hierzulande keine Option ist. Sie wird daher im Folgenden nicht weiter betrachtet. Prinzipiell sprechen gegen die Nutzung von Atomenergie die Sicherheitsrisiken und die ungelöste Endlagerfrage. Zudem ist der Bau neuer Atomkraftwerke unwirtschaftlich (s. ausführlich SRU 2020, Abschn. 2.3.2).

30. Auch biogene Roh- und Reststoffe (Anbau- bzw. Abfallbiomasse) können für die Wasserstoffgewinnung genutzt werden. Feste Biomasse (z. B. Holz oder landwirtschaftliche Reststoffe) wird bei Temperaturen > 1.000 °C gasifiziert und das Synthesegas anschließend aufbereitet (ROEB et al. 2020). Alternativ kann durch Vergärung von feuchten oder flüssigen Substraten (z. B. Bioabfälle oder Gülle) Biogas mit einem variablen Methangehalt für die Dampfreformierung bereitgestellt werden (DIECKMANN et al. 2016). Verfahren, bei denen aus Biomasse mithilfe von Bakterien über einen Fermentationsprozess Wasserstoff erzeugt wird, sind noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Zu den biotechnologischen Verfahren gehört auch die photobiologische Wasserspaltung (Tz. 38).

31. Da Biomasse ein nachwachsender Rohstoff ist, wird der daraus hergestellte Wasserstoff häufig auch als grün bezeichnet. Dies unterstellt, dass Biomassenutzung im Grunde CO_2-neutral sei, weil bei einer energetischen Nutzung die gleiche Menge an CO_2 emittiert würde, die die Pflanzen zuvor aufgenommen hätten (SRU 2020, Tz. 76 ff.). Die Bilanz, gerade von Anbaubiomasse, ist jedoch in der Regel nicht treibhausgasneutral, da bei Anbau und Ernte Treibhausgasemissionen, zum Beispiel durch Bodenbearbeitung und Düngung, entstehen. Auch Bereit-

Abbildung 4

Optionen der Wasserstofferzeugung



* Dampfreformierung / autotherme Reformierung ** Mit Einschränkungen, siehe Tz. 31 Noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar
E = Energie EE = Erneuerbare Energie CCS = Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO_2)

SRU 2021

stellung, Aufbereitung und Transport verursachen Treibhausgase (ARNOLD 2015; HORNG und KALIS 2020). Für die Fraktionen Rest- und Abfallholz bestehen bereits etablierte Nutzungswege in der stofflichen und energetischen Verwertung (MANTAU et al. 2018; UBA 2021c). Bei der Nutzung von Holzbiomasse muss zudem der Verlust der CO_2-Speicherfunktion bedacht werden (IBISCH et al. 2020). Die zusätzliche Nachfrage nach Holzbiomasse auf internationaler Ebene birgt das Risiko eines weiteren Raubbaus auf Flächen, deren Stabilität für die Begrenzung des Klimawandels entscheidend ist (SRU 2020, Abschn. 2.3.4). Zudem müssen weitere Umweltauswirkungen beachtet werden (ebd.).

32. Grundsätzlich ist auch bei der Nutzung von Biomasse für die Wasserstoffgewinnung eine Abscheidung und Verpressung (CCS) oder Nutzung (CCU) des prozessimmanenten CO_2 möglich (ARNOLD 2015; KLEPPER und THRÄN 2019, S. 65 ff.; HORNG und KALIS 2020). Die Menge an Negativ-Emissionen, die damit generiert werden könnte, ist jedoch begrenzt, da eine deutliche Ausdehnung von Anbau und Ernte von Biomasse unter der Prämisse der Nachhaltigkeit unrealistisch ist (CAMIA et al. 2021, S. 94 ff.; EASAC 2019; CREUTZIG et al. 2021). Zudem müssen die zusätzlichen Emissionen, die sich aus dem Biomasseanbau, der Aufbereitung und dem Transport ergeben, sowie die Verfahrensemissionen, die CCS und CCU verursachen, gegengerechnet werden. Auch hohe Sicherheitsanforderungen, geringe Speichervorkommen in Deutschland, die Kosten und die Akzeptanz in der Bevölkerung senken das Potenzial dieser Verfahren (SRU 2020, Abschn. 2.3.3.2).

2.1.2 Grüner Wasserstoff aus Wasser

Elektrolyseverfahren

33. Bei den Verfahren zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Wasser ist die Elektrolyse technologisch am weitesten entwickelt. Für den Markthochlauf können vor allem drei Verfahren genutzt werden: die alkalische Elektrolyse, ein ausgereiftes Verfahren, das schon seit Jahrzehnten für die industrielle Produktion zur Verfügung steht; die Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse

Tabelle 4

Elektrolyse-Verfahren im Vergleich

		Alkali-Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	HT-Elektrolyse
Technologische Reife (TRL – Technology Readiness Level (von 1 bis 9))		TRL = 9[4] (ausgereiftes Verfahren)	TRL = 6–8[4] (im industriellen Maßstab kommerziell verfügbar)[1]	TRL = 4–6[4] (bisher nur Pilotanlagen)[1]
Investitionen (€/kW$_{el}$)[1,3,5]	**Derzeit**	500–1.500	900–1.850	2.200–6.500
	Langfristig	200–700	200–900	270–1.000
Prozesstemperatur[2] (°C)		50–80	50–80	700–1.000
Kaltstartzeit		Etwa 50 Minuten	Etwa 15 Minuten	Mehrere Stunden
Wirkungsgrad in %	**Derzeit**	63–70[3]; 62–82[5]	56–60[3]; 65–82[5]	74–81[3]; 65–85[5]
	Langfristig	70–80[3]; 78–84[5]	67–74[3]; 75–84[5]	77–90[3]; 87–95[5]
Nachteile des Verfahrens[1]		Im Teillastbetrieb sinkt die Gasreinheit, es treten Degradationsprobleme auf[1]	Bedarf an seltenen Metallen (Iridium und Platin)[1,4]	Technologie eher für hohe Zahl an Volllaststunden geeignet; hohe Prozesstemperaturen[5]
Vorteile des Verfahrens[1]		Lange Lebensdauer der Elektrolyseure, Verfahren kommt praktisch ohne kritische Rohstoffe aus	Hohe Reinheit des Produktes auch im Teil- und Überlastbetrieb	Verfahren geeignet zur Kopplung mit Industrieprozessen (Abwärmenutzung)

Wirkungsgrad: elektrische Effizienz bezogen auf den unteren Heizwert

SRU 2021; Datenquelle: [1] ROEB et al. 2020; [2] HEINEMANN et al. 2019; [3] IEA 2019, S. 44 f.; [4] HEBLING et al. 2019; [5] dena 2017

AV WVA 20/32 - Teil 1

(Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse – PEM-Elektrolyse), die bisher eher in Nischenanwendungen eingesetzt wird, und die Hochtemperaturelektrolyse (HT-Elektrolyse). Die HT-Elektrolyse (Festoxidelektrolysezelle, engl. Solid Oxide Electrolysis Cell – SOEC) wird derzeit noch im Pilotmaßstab betrieben (HEBLING et al. 2019, S. 12 f.). Die Verfahren unterscheiden sich unter anderem in ihren spezifischen Investitionen, ihrem Wirkungsgrad und ihrer Reaktionsmöglichkeit in Bezug auf ein fluktuierendes Stromangebot (Tab. 4).

34. Die PEM-Elektrolyse ist von allen drei Elektrolyseverfahren am besten für die Kopplung mit fluktuierenden erneuerbaren Energien geeignet (HEBLING et al. 2019, S. 13; ROEB et al. 2020, S. 12). Das liegt unter anderem daran, dass sie in Über- und Unterlast bei gleichbleibender Wasserstoffqualität betrieben werden und Laständerungen am besten folgen kann (ebd.; s. a. Kaltstartzeit in Tab. 4). Für den Wirkungsgrad der Elektrolyse wird erwartet, dass langfristig je nach Verfahren eine Umwandlungseffizienz von circa 80 bis rund 90 % erreicht werden kann (Tab. 4). Insgesamt besteht für alle Technologien noch vielfältiger Forschungsbedarf, „um über leistungsfähige, langlebige und kostengünstige Produkte für das zukünftige Energiesystem zu verfügen“ (HEBLING et al. 2019, S. 13). Auch für die Produktion von Elektrolyseuren in großer Stückzahl unter Einhaltung von Qualitätsanforderungen besteht noch Entwicklungsbedarf (ebd., S. 14).

Herstellungskosten für grünen Elektrolyse-Wasserstoff

35. Die Herstellungskosten für grünen Wasserstoff aus der Elektrolyse werden von verschiedenen technischen und ökonomischen Faktoren beeinflusst. Relevant sind vor allem die Höhe der Investitionen, die Umwandlungseffizienz, die Strompreise und die jährlichen Betriebsstunden (s. IEA 2019, S. 46; zu den Kosten der Wasserstoffproduktion in Deutschland s. a. Tz. 170). Die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyseure wächst mit der Zahl der Betriebsstunden. In Ländern mit hoher direkter Sonneneinstrahlung kann die Energie zur Wasserspaltung auch durch Hochtemperaturwärme aus konzentrierender Solarthermie (Concentrating Solar Power – CSP) bereitgestellt werden. CSP-Kraftwerke erzeugen Strom aus Solarstrahlung über Wärme und einen Dampfprozess. Wenn die CSP-Anlagen zudem über einen Hochtemperatur-Wärmespeicher verfügen, können sie deutlich höhere Volllaststunden als Photovoltaik(PV)-Kraftwerke erreichen (ROEB et al. 2020, S. 13).

36. Neben den technologischen Weiterentwicklungen werden Skaleneffekte für die Senkung der Investitionen eine große Rolle spielen. Für diese Ausgaben sieht die Internationale Energieagentur (International Energy Agency – IEA) bei der alkalischen Elektrolyse ein Reduktionspotenzial von 20 % und bei der PEM-Elektrolyse von 40 % (IEA 2019, S. 47). Die Investitionsausgaben für die drei Elektrolyseverfahren werden sich stark angleichen und langfristig voraussichtlich bei durchschnittlich rund 500 €/kW_{el} liegen (Tab. 4; s. a. ROEB et al. 2020, S. 12). Niedrigere Investitionen ermöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb bei weniger Volllaststunden. Damit könnte es für die Rentabilität eines Elektrolyseurs ausreichen, ausschließlich EE-Strom zu beziehen und systemdienlich zu laufen (Tz. 166 ff.).

37. Wegen der weltweit unterschiedlichen Bedingungen, vor allem in Bezug auf die Erzeugung von erneuerbaren Energien, ist die Bandbreite der heutigen Herstellungskosten für grünen Elektrolyse-Wasserstoff sehr groß. Sie kann von 0,062 bis 0,149 €/$kWhH_2$ reichen (Bloomberg NEF 2020; Hydrogen Council 2020; MATTHES et al. 2020b; IRENA 2019a, S. 29; s. a. Tab. 5). Grundsätzlich wird für grünen Wasserstoff ein hohes Potenzial für eine Kostendegression gesehen (z. B. 50 %, s. Prognos AG et al. 2020; 60 %, s. Hydrogen Council 2020). Daher wird geschätzt, dass die Herstellungskosten für grünen Wasserstoff bis 2050 auf 0,017 bis 0,05 €/$kWhH_2$ sinken können. Zum Vergleich: Die derzeitigen Herstellungskosten für grauen Wasserstoff liegen bei 0,03 bis 0,06 €/$kWhH_2$ (IRENA 2019a, S. 29).

Verfahren zur direkten Wasserspaltung mit Hochtemperaturwärme oder Solarstrahlung

38. Hochtemperaturwärme aus konzentrierender Solarthermie (Tz. 35) kann auch direkt zur Wasserspaltung genutzt werden (ROEB et al. 2020, S. 14 ff.). Die photoelektrochemische und die photokatalytische Wasserspaltung bieten weitere Möglichkeiten, direkt die Solarstrahlung zur Wasserspaltung zu nutzen (ebd., S. 18 f.). Die Verfahren sind aber noch nicht großtechnisch erprobt (ebd.). Bei der photobiologischen Wasserspaltung wird das Sonnenlicht genutzt, um Wasserstoff aus Wasser über eine spezielle Art der Photosynthese zu erzeugen. Der Wasserstoff ist dabei ein Nebenprodukt des Stoffwechsels von Mikroorganismen. Die Vorteile des Verfahrens (es kann unter normalen Umgebungsbedingungen ablaufen, die Ausgangssubstanzen lassen sich einfach herstellen) stehen einigen Nachteilen gegenüber. Vor allem aber ist der Wirkungsgrad noch sehr niedrig. Das Verfahren befindet sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium (ebd., S. 20).

2.1.3 Blauer und türkiser Wasserstoff

Blauer Wasserstoff

39. Bei der Herstellung von blauem Wasserstoff werden die Prozesse zur Erzeugung aus Erdgas (SMR und ATR,

Tz. 25) mit dem CCS-Verfahren kombiniert. Das bedeutet, die CO_2-Emissionen werden aus den Prozessabgasen abgeschieden, um sie dann dauerhaft im geologischen Untergrund abzulagern. Für die Ablagerung kommen gut durchlässige, poröse Gesteine infrage, die von undurchlässigen Gesteinen überlagert werden. So kann ein Entweichen des gespeicherten CO_2 verhindert werden (Deutscher Bundestag 2018, S. 5). Das abgeschiedene CO_2 kann grundsätzlich auch weiterverwendet werden (CCU), zum Beispiel zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs bei der Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (Tz. 65 f.). Die Klimawirksamkeit der Maßnahme wird aber dadurch eingeschränkt, dass das CO_2 oft nach kurzer Verweilzeit in den Produkten wieder freigesetzt wird (Deutscher Bundestag 2018, S. 16). Eine häufig praktizierte Nutzung verwendet das abgeschiedene CO_2 zur Steigerung der Ausbeute bei der Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery – EOR). Das CO_2 wird in erschöpfte Lagerstätten injiziert und verbleibt zum Teil im Untergrund. Auch hier muss jedoch bei der Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen berücksichtigt werden, dass die geförderten Kohlenwasserstoffe direkt oder nach der Nutzung in die Atmosphäre gelangen (ebd., S. 5).

40. Die CO_2-Abscheidung wird in einigen Industrieprozessen bereits seit Jahren großtechnisch angewendet (Deutscher Bundestag 2018, S. 4; zu den Abscheidetechniken siehe z. B. ROEB et al. 2020, S. 21). Der Transport von CO_2 und die Einbringung des Gases in Gesteinsschichten sind bekannte Verfahren aus dem EOR. Die Übertragung der Erfahrung aus den EOR-Projekten auf CCS ist aber schwierig. Denn zum einen ist die Ablagerung von CO_2 beim EOR nur ein Nebeneffekt (ACHTERNBOSCH et al. 2020, S. 18), sodass zum Beispiel auch ein Monitoring dazu fehlt, wie dauerhaft die Lagerung des CO_2 erfolgt. Zum anderen sind die Transportbedingungen beim EOR und beim CCS-Verfahren unterschiedlich (Deutscher Bundestag 2018, S. 10 f.).

41. Das Global CCS Institute, ein Think-Tank zur Förderung der CCS-Technologie, gibt an, dass es mit Stand 2020 weltweit 26 Industrieanlagen gibt, die das CCS-Verfahren anwenden (Global CCS Institute 2020). Zwölf dieser Anlagen sind in der Erdgas- bzw. Erdölaufbereitung tätig, zehn Anlagen stellen verschiedene chemische Produkte her und zwei Anlagen erzeugen Wasserstoff aus fossilen Rohstoffen. Bei den restlichen Anlagen handelt es sich um Kraft- und Stahlwerke.

42. Die Abscheideanlagen haben einen hohen Energiebedarf (Deutscher Bundestag 2018, S. 4). Beispielsweise kann sich der Energieverbrauch einer Anlage, die über die Dampfreformierung von Erdgas Wasserstoff erzeugt, durch die CO_2-Abscheidung um 3 bis 10 % erhöhen (IEAGHG 2017; zu den Kosten s. a. Tz. 46 f.). Außerdem können die Abscheideverfahren die CO_2-Emissionen aus dem Abgas nicht vollständig entfernen. In Verbindung mit der Dampfreformierung werden Abscheideraten von 60 bis 90 % (IEAGHG 2017; IEA 2019, S. 40) bzw. circa 90 % (HEBLING et al. 2019, S. 15) angegeben. Das Verfahren kann daher nicht, wie in der NWS geschehen, als CO_2-neutral bezeichnet werden (BMWi 2020b, S. 29). Wenn CCS mit Verfahren zur Wasserstoffgewinnung aus Erdgas kombiniert wird, verbleiben außerdem immer die Emissionen, die durch Methanverluste bei der Förderung und beim Transport des Erdgases freigesetzt werden (BRAUERS et al. 2021). Dies ist besonders relevant, weil Methan ein circa 28-mal (bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren) bzw. 84-mal (bezogen auf 20 Jahre) wirksameres Treibhausgas als CO_2 ist (MYHRE et al. 2013, Tab. 8A.1). In der Wasserstoff-Roadmap Nordrhein-Westfalen wird die Bandbreite der Vorkettenemissionen beim aus Erdgas hergestellten blauen Wasserstoff mit ungefähr 20 bis 70 $gCO_{2eq}/kWhH_2$ angegeben (MWIDE NRW 2020, S. 17).

43. Bei der Ablagerung von CO_2 müssen zudem mögliche Risiken für Mensch und Umwelt beachtet werden. Die Injektion von CO_2 in unterirdische Gesteinsformationen kann salinares Formationswasser (Sole) verdrängen, das sich dann mit bodennahem Grundwasser vermischen und dieses versalzen oder mit Spurenelementen verunreinigen kann. Bei Leckagen aus Speichern in erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten können gesundheitsschädliche organische Verbindungen (z. B. polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe), aber auch Schwermetalle von den CO_2-Strömen aufgenommen werden (Deutscher Bundestag 2018, S. 36). Der plötzliche Austritt von CO_2 aus den unterirdischen Lagerstätten im Fall von Unfällen oder Leckagen kann zudem die Gesundheit und das Leben von Menschen und Tieren bedrohen, weil CO_2 schwerer als Luft ist und den Luftsauerstoff verdrängt (ebd., S. 37).

44. Nicht zuletzt sind auch die Kapazitäten für die Abscheidung und Speicherung von CO_2 begrenzt. Die vom Global CCS Institute aufgeführten 26 CCS-Anlagen (Tz. 41) haben eine Kapazität zur CO_2-Abscheidung von insgesamt maximal 38,4 Mio. t pro Jahr (Global CCS Institute 2020). Davon werden 23 Mio. t CO_2 pro Jahr für das EOR genutzt. Die Speicherung beim EOR kann aber nur mit Vorbehalt als eine dauerhafte Ablagerung von CO_2 angesehen werden (Tz. 40 und 54). Bei lediglich sechs Anlagen ist die geologische Speicherung vorgesehen (Kapazität max. 10 Mio. t CO_2 pro Jahr). Eine Anlage gibt beide Speichertypen an (max. 5 Mio. t CO_2 pro Jahr). Die Abscheide- und Ablagerungskapazität der Anlagen mit geologischer Speicherung müsste um das 50- bis 80fache erweitert werden, um allein die 830 Mio. t CO_2 abzuscheiden und zu lagern, die derzeit global pro Jahr bei der fossilen Wasserstoffherstellung emittiert werden (Tz. 23).

AV WVA 20/32 - Teil 1

Weitere Anlagen mit Kapazitäten von insgesamt 70 Mio. t CO_2 pro Jahr sind laut einer Liste des CCS-Instituts zwar geplant (Global CCS Institute 2020, S.16), die Vorhaben sind aber teilweise erst in der Entwicklung, mithin ist eine Realisierung ungewiss. Bei rund der Hälfte dieser Projekte handelt es sich um Anlagen zur Energieerzeugung und zur Erdöl- bzw. Erdgasaufbereitung (ebd.).

45. In Europa liegen die Kapazitäten für CCS aktuell bei 1,7 Mio. t CO_2 pro Jahr (zwei Anlagen in Norwegen). Dort wird das CO_2 bei der Erdgasaufbereitung abgetrennt und dann unter dem Meeresboden gespeichert (Deutscher Bundestag 2018, S. 23). Seit dem Beginn des Betriebs dieser Anlagen (1996 bzw. 2008) wurden circa 22 Mio. t CO_2 gespeichert (ebd.). Weitere Anlagen in Europa sind geplant bzw. im Bau. Sie sollen ab Mitte der 2020er-Jahre in Großbritannien, Norwegen, den Niederlanden und in Irland in Betrieb gehen. Die elf neuen Anlagen (darunter drei zur Erzeugung von Wasserstoff, die restlichen Anlagen umfassen u. a. Ölraffinierien, Kraftwerke und Zementanlagen) sollen insgesamt eine Kapazität zur Abscheidung und Speicherung von CO_2 haben, die bei maximal 30 Mio. t CO_2 pro Jahr liegt (Global CCS Institute 2020). Diese Kapazität wird aber nicht zur Ablagerung und Speicherung des CO_2 ausreichen, das bei der Herstellung der benötigten Menge an Wasserstoff in Europa über die fossile Route entstehen würde. Allein in Deutschland wurden 2017 circa 19 Mio. t CO_2 bei der Wasserstoffherstellung emittiert (DEERBERG 2020). In Deutschland ist die Speicherung von CO_2 in salinen Aquiferen onshore ausschließlich im Pilotmaßstab erprobt (Deutscher Bundestag 2018, S. 11).

Herstellungskosten von blauem Wasserstoff

46. Zu den Investitionsausgaben und Betriebskosten für die Herstellung kommen beim blauen Wasserstoff noch die Kosten für die Abscheidung, den Transport und die Ablagerung des CO_2 hinzu (MATTHES et al. 2020a, S. 55; ROEB et al. 2020, S. 21). Für die beim CCS-Prozess verbleibenden CO_2-Emissionen muss zudem die CO_2-Bepreisung nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) berücksichtigt werden. Eine Erhöhung des CO_2-Preises um 100 €/tCO_2 verändert die Wasserstoffkosten um etwa 0,003 €/kWhH_2 (MATTHES et al. 2020a, S. 56). Die Herstellungskosten variieren aber insbesondere in Abhängigkeit von den Preisen für das eingesetzte Erdgas (ebd.).

47. Insgesamt schätzen verschiedene Studien die derzeitigen Kosten für blauen Wasserstoff auf Werte zwischen 0,03 bis 0,083 €/kWhH_2 (Tab. 5). Große Kostensenkungspotenziale werden bei der Anwendung der CCS-Technologie nicht erwartet (MATTHES et al. 2020a, S. 3). Für 2030 liegen die Kostenabschätzungen in einem ähnlichen Rahmen und für 2050 gibt es eine leichte Absenkung auf 0,025 bis 0,075 €/kWhH_2. CCS ist kostengünstig, wenn es mit Erdgasförderung gekoppelt wird (Hydrogen Council 2020). Das Verfahren nutzt dann einerseits Erdgas als Rohstoff für die Wasserstofferzeugung und andererseits die leeren Erdgaslager, um CO_2 zu speichern (Tz. 39).

Türkiser Wasserstoff

48. Türkiser Wasserstoff wird aus Erdgas über die Pyrolyse von Methan erzeugt. Der Prozess erfolgt unter hohen Temperaturen (850 °C bis 1.400 °C, s. HUCKESTEIN 2020; ROEB et al. 2020; HEBLING et al. 2019). Das Verfahren befindet sich noch in der Erprobung. Es ist derzeit technisch schwierig, die hohen Temperaturen, die für die Pyrolyse benötigt werden, mit elektrischem Strom zu erzeugen (HUCKESTEIN 2020). Der als Nebenprodukt anfallende feste Kohlenstoff muss abgelagert oder könnte im Prinzip in der Industrie verwendet werden. Allerdings werden sehr große Mengen an Kohlenstoff erzeugt (ca. 0,1 kg C/kWhH_2; ebd.) und die Potenziale der Verwendung sind noch unklar. Die weltweite Nachfrage nach Kohlenstoff („carbon black“) könnte schätzungsweise allein mit den Kohlenstoffmengen gedeckt werden, die bei der Produktion von 167 TWh Wasserstoff über das Pyrolyseverfahren entstünden (IEA 2019, S. 41). Wenn die Verwendung des Kohlenstoffs nicht zu einer dauerhaften Speicherung führt, werden die fossilen Kohlenstoffanteile wieder freigesetzt (bspw. bei der Verbrennung von Altreifen, die „carbon black“ enthalten). Wie auch bei blauem Wasserstoff verbleiben zudem immer die Treibhausgasemissionen, die bei der Förderung und beim Transport des Erdgases freigesetzt werden (ROEB et al. 2020, S. 8; Tz. 42).

49. Für türkisen Wasserstoff lassen sich Herstellungskosten wegen der fehlenden Technologiereife nur mit großer Unsicherheit abschätzen (MATTHES et al. 2020a, S. 54). ROEB et al. (2020) vermuten, dass die Wasserstoffgestehungskosten ohne wirtschaftliche Nutzung des Kohlenstoffs bei etwa 0,09 €/kWhH_2 liegen werden.

2.1.4 Bewertung der Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff

50. Bei der Erzeugung von grünem Wasserstoff über die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energien entstehen keine Treibhausgasemissionen. Dieses Verfahren ist daher zur Erzeugung von Wasserstoff für eine dekarbonisierte Wirtschaft geeignet. Grüner Wasserstoff aus Biomasse ist in der Regel nicht treibhausgasfrei. Zudem ist sein Potenzial durch die begrenzte Verfügbarkeit nachhaltig produzierter Biomasse ganz erheblich eingeschränkt (Tz. 30–32). Ein weiteres Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff ohne Treibhausgasemissionen

ist die Elektrolyse von Wasser mithilfe von Atomenergie (Tz. 29). Dieses Herstellungsverfahren ist aber nicht nachhaltig, weil die Erzeugung von Atomstrom mit zu hohen Risiken verbunden ist (SRU 2020, Abschn. 2.3.2).

51. Auch die Erzeugung von blauem Wasserstoff ist nicht nachhaltig. Die Einlagerung von CO_2 ist mit ökologischen und gesundheitlichen Risiken verbunden (Tz. 43). Außerdem verbleiben – zusätzlich zu den Restemissionen bei der Abscheidung – immer noch die Treibhausgasemissionen der Vorkette (Methanverluste bei der Förderung und beim Transport von Erdgas) und der Nachkette (Emissionsverluste beim Transport und bei der Speicherung des CO_2; Tz. 42). Dennoch wird diskutiert, ob es auf dem Weg zum grünen Wasserstoff notwendig sein wird, für eine Übergangszeit blauen (und auch türkisen) Wasserstoff zu erzeugen bzw. zu nutzen. Die NWS geht davon aus, dass aufgrund der „engen Einbindung von Deutschland in die europäische Energieversorgung" blauer und türkiser Wasserstoff „eine Rolle spielen und wenn verfügbar, auch übergangsweise genutzt werden [wird]" (BMWi 2020b, S. 3). In der europäischen Wasserstoffstrategie heißt es noch offensiver, dass kurz- und mittelfristig „andere Arten CO_2-armen Wasserstoffs erforderlich sein [werden], hauptsächlich um die Emissionen der bestehenden Wasserstofferzeugung rasch zu verringern und die Verbreitung von erneuerbarem Wasserstoff zeitgleich und für die Zukunft zu unterstützen" (Europäische Kommission 2020a, S. 6). Zu den CO_2-armen Wasserstoffarten zählt laut dieser Strategie auch blauer Wasserstoff, wenn „die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen erheblich geringer sind als bei der derzeitigen Wasserstofferzeugung" (ebd., S. 5).

52. Dies sieht der SRU kritisch. Für die Erzeugung von blauem Wasserstoff müssten Infrastrukturen aufgebaut werden, die parallel zu den Infrastrukturen für grünen Wasserstoff existieren würden. Denn beide Verfahren basieren zum einen auf unterschiedlichen Erzeugungsanlagen (für blauen Wasserstoff: Anlagen zur Reformierung aus Erdgas mit CCS, für grünen Wasserstoff: Elektrolyseure). Zum anderen werden zwei verschiedene Versorgungsinfrastrukturen benötigt: CO_2-Pipelines für den blauen Wasserstoff, Stromtrassen für den grünen Wasserstoff. Die Nutzung der Infrastruktur für blauen Wasserstoff müsste wegen des Ziels der Klimaneutralität im Jahr 2050 bis allerspätestens Ende der 2040er-Jahre begrenzt werden. Wenn die Investitionskosten dann noch nicht abgeschrieben sind, könnte der Wunsch, vorzeitige Wertminderungen (Stranded Assets, Tz. 145) zu vermeiden, den Ausstieg aus der Herstellung von blauem Wasserstoff gefährden. Zudem besteht das Risiko, dass sich in der Übergangszeit die Herstellung und Nutzung von blauem Wasserstoff etabliert (u. a. aufgrund der bereits bestehenden Infrastrukturen für grauen Wasserstoff und des zu Anfang günstigeren Preises von blauem gegenüber grünem Wasserstoff), sodass die Ablösung von blauem durch grünen Wasserstoff verhindert werden könnte (Lock-in-Effekt; s. a. ROBINIUS et al. 2020a).

53. Die unterirdische Ablagerung des CO_2 ist derzeit ohnehin in Deutschland rechtlich nicht möglich (Deutscher Bundestag 2018, S. 7). Sie ist auch „aufgrund hoher Kosten, ungünstiger geologischer Speichervoraussetzungen und des Risikos ungewollter CO_2-Freisetzung über lange Zeiträume in absehbarer Zeit nicht zu empfehlen" (SRU 2020, Tz. 68). Daher müssten für die Erzeugung von blauem Wasserstoff Ablagerungsstätten außerhalb Deutschlands gesucht und genutzt werden, mit entsprechend aufzubauenden Transportinfrastrukturen für CO_2 (Pipelines oder Schiffe). Aber in Europa und auch weltweit sind die derzeit existierenden und die geplanten Kapazitäten zur Abscheidung und Ablagerung von CO_2 um Größenordnungen zu klein, um allein mit den CO_2-Emissionen umzugehen, die heutzutage bei der Wasserstoffherstellung entstehen (Tz. 44 f.). Angesichts der Vorlaufzeiten für CCS-Projekte (u. a. Standortsuche für die Lagerstätten, Beteiligungsprozesse, Finanzierung) erscheint eine entsprechende Erweiterung der CCS-Kapazitäten in den nächsten Jahren unwahrscheinlich. Auch Fragen zur Sicherheit der Langzeitspeicherung und zum Monitoring der Lagerstätten für CO_2 müssen noch weiter untersucht werden (Deutscher Bundestag 2018, S. 41). Und nicht zuletzt sollte die „begrenzte Ressource Speicherkapazität" (ebd., S.49) für möglicherweise notwendige negative Emissionen vorgehalten werden (SRU 2020, Tz. 68 und 115).

54. Die weltweit gängige Methode der Nutzung von CO_2 zur Verbesserung des Ertrages bei der Erdölförderung (EOR), verbunden mit einer Teillagerung des CO_2 in den ausgeförderten Erdöllagerstätten, sollte nicht als CCS-Verfahren deklariert werden (Tz. 40). Die Ablagerung ist vom Zweck her nicht auf Langfristigkeit ausgelegt. Außerdem ist die Förderung von Erdöl nicht mit dem notwendigen Ausstieg aus der Verwendung fossiler Energieträger vereinbar.

55. Als weitere sogenannte Übergangstechnologie wird türkiser Wasserstoff diskutiert, der über die Pyrolyse von Methan erzeugt wurde. Bei diesem Herstellungsverfahren entsteht als Nebenprodukt anstelle von gasförmigem CO_2 fester Kohlenstoff (Tz. 48 f.). Dies könnte ein Vorteil gegenüber blauem Wasserstoff sein. Das Verfahren ist aber noch nicht großtechnisch erprobt. Damit steht türkiser Wasserstoff nicht kurzfristig für eine Übergangszeit zur Verfügung. Außerdem müssen für die Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen die Methanverluste bei der Förderung und beim Transport von Erdgas mitberücksichtigt werden.

AV WVA 20/32 - Teil 1

Tabelle 5

Herstellungskosten für grünen und blauen Wasserstoff (in €/kWhH_2)

	Blauer Wasserstoff			Grüner Wasserstoff		
	Aktuell (2018–2020)	2030	2050	Aktuell (2018–2020)	2030	2050
Bloomberg 2020[1]	0,034–0,083	0,034–0,083	0,032–0,075	0,062–0,113	0,029–0,067	0,017–0,041
Hydrogen Council 2020[1], 2021[1]	0,037–0,052	0,030–0,045	0,025–0,037	0,062–0,149	0,035–0,057	0,025–0,037
IRENA 2019[1]	0,030–0,070[2]		0,030–0,070[2]	0,110–0,149		0,025–0,050
Matthes et al. 2020b	0,050[3]	0,060[3]		0,100	0,070	0,050

[1] Umrechnungsfaktor USD in Euro: 0,83; [2] je nach CO_2-Preis; [3] CO_2-Bepreisung ist mitberücksichtigt.

SRU 2021; Datenquelle: BloombergNEF 2020, S. 3; Hydrogen Council 2020, S. 21; 2021, S. 12; IRENA 2019a, S. 29; MATTHES et al. 2020a, S. 35 ff. und 55 f.; 2020b

Förderung von grünem Wasserstoff

56. Die Produktion von grünem Wasserstoff ist derzeit noch teurer als die von blauem Wasserstoff. Allerdings sind die Potenziale für Kostendegressionen bei grünem Wasserstoff höher (Tz. 37). Unter günstigen Bedingungen kann grüner Wasserstoff ab 2030 kostengünstiger werden als blauer Wasserstoff (Tab. 5). Zu diesen Bedingungen zählen zum Beispiel sinkende Strompreise, die Entwicklung der Infrastruktur für grünen Wasserstoff und sinkende Transportkosten. Von Bedeutung sind aber auch hohe CO_2-Preise, die die Herstellungskosten für blauen Wasserstoff erhöhen (Tz. 46). Außerdem müssen weitere Verbesserungen der Elektrolyseverfahren bezüglich Effizienz und Flexibilität entwickelt werden.

57. Für die Importe von Wasserstoff sind Vorgaben zur Zertifizierung wichtig (z. B. Berücksichtigung der Vorkettenemissionen, s. Abschn. 2.2.2). Außerdem wäre zu prüfen, inwieweit eine Grenzbesteuerung für blauen Wasserstoff sinnvoll wäre, der aus Ländern importiert wird, in denen es keine CO_2-Besteuerung gibt. Dieser blaue Wasserstoff würde dann beim Import mit einer zusätzlichen Steuer beaufschlagt werden. Damit könnte sichergestellt werden, dass aus dem EU-Ausland importierter blauer Wasserstoff den gleichen Marktbedingungen wie innerhalb der EU unterliegt und keine Fehlanreize bestehen, diese Bepreisung zu unterlaufen. Eine solche Besteuerung wäre im Rahmen des CO_2-Grenzausgleichssystems möglich, das zurzeit in der EU diskutiert wird. Es soll für Importe aus dem EU-Ausland gelten und das sogenannte Carbon Leakage, also das Abwandern von Unternehmen wegen der CO_2-Preise, verhindern („MEPs: Put a carbon price on certain EU imports to raise global climate ambition“, Pressemitteilung des Europäischen Parlaments vom 10. März 2021). Insgesamt kann sich die Gestaltung günstiger Rahmenbedingungen für grünen Wasserstoff nicht nur auf Deutschland beziehen, sondern muss auch die EU-Ebene mitberücksichtigen.

58. In Deutschland legt die NWS den Fokus auf grünen Wasserstoff, sie schließt allerdings die übergangsweise Nutzung von blauem oder türkisem Wasserstoff nicht aus (Tz. 51). Blauer und türkiser Wasserstoff sind in Deutschland zwar nicht förderungsfähig (schriftl. Mitteilung des BMWi vom 18. März 2021). Es existieren aber eine Reihe von Rahmenbedingungen, wie beispielsweise die Subventionierung von fossilen Energien oder die Entwicklung der Erdgasinfrastrukturen (Abschn. 2.2.3), die einen Marktvorteil für diese fossilbasierten Wasserstoffarten darstellen. Die Europäische Kommission will explizit blauen und türkisen Wasserstoff im Rahmen des EU-Innovationsfonds fördern. Zwischen 2020 und 2030 sollen 10 Mrd. Euro unter anderem in treibhausgasarme („CO_2-arme“) Technologien sowie in CCS- und CCU-Verfahren investiert werden (Europäische Kommission 2021). Außerdem wurde von der Europäischen Kommission Anfang 2020 eine Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff („European Clean Hydrogen Alliance“) eingerichtet. Sie hat das Ziel, ein Investitionsprogramm aufzustellen und die Skalierung der Wasserstoff-Wertschöpfungskette – sowohl für Wasserstoff aus erneuerbaren Energien als auch für CO_2-ar-

men Wasserstoff („low-carbon hydrogen") – in ganz Europa zu unterstützen. Die Allianz besteht derzeit fast ausschließlich aus Vertreterinnen und Vertretern der Erdgasindustrie (TROMBETTI 2020).

59. Abgesehen von der positiven Klimabilanz geht aber auch die Erzeugung des grünen Elektrolyse-Wasserstoffs mit Umweltfolgen einher, die sich auf den Flächen- oder Rohstoffverbrauch oder die Wassernutzung beziehen. Diese Umweltauswirkungen werden im Abschnitt 2.2.1 behandelt.

2.1.5 Herstellungsverfahren für PtX-Folgeprodukte von Wasserstoff

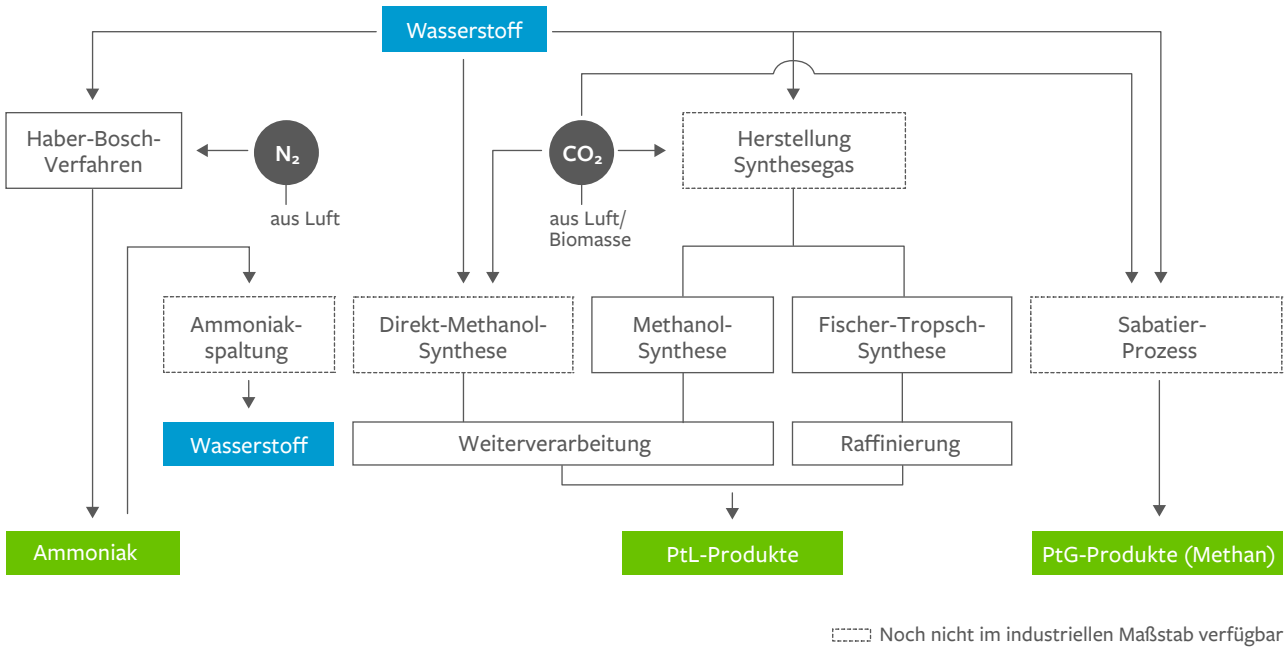
60. Wasserstoff ist Ausgangsprodukt für die Herstellung von Ammoniak und synthetischen Kohlenwasserstoffen. Wird der eingesetzte Wasserstoff durch Elektrolyse von Wasser gewonnen, handelt es sich um PtX-Folgeprodukte. Sie sind entscheidend für die Dekarbonisierung in Sektoren, wie zum Beispiel in der chemischen Industrie (insb. Düngemittelherstellung aus Ammoniak; Tz. 231 f.) oder in bestimmten Bereichen des Verkehrs (insb. als Kraftstoff im internationalen Schiffs- und Luftverkehr; s. Kap. 3.2). Außerdem spielen sie für den Transport von Wasserstoff eine wichtige Rolle. Abbildung 5 zeigt ein Übersichtsschema für die Herstellung von Wasserstoff-Folgeprodukten. Dabei bezeichnet PtL (Power-to-Liquid) die flüssigen Folgeprodukte (synthetische Kraftstoffe und Grundstoffe für die chemische Industrie), PtG (Power-to-Gas) steht für das gasförmige Folgeprodukt Methan.

61. Ammoniak steht nach Schwefelsäure an zweiter Stelle der weltweit meistproduzierten Chemikalien. Es werden jährlich mehr als 200 Mio. t Ammoniak produziert, wovon circa 80 % als Ausgangsprodukt für die industrielle Düngemittelproduktion dienen (GIDDEY et al. 2017). Die großtechnische Herstellung von Ammoniak aus Stickstoff und Wasserstoff ist über das Haber-Bosch-Verfahren bereits gut etabliert und stellt ein wichtiges zukünftiges Anwendungsgebiet von grünem Wasserstoff dar. Der Wirkungsgrad für das Haber-Bosch-Verfahren beträgt circa 80 % (HEINEMANN et al. 2019, S. 26).

62. Wird Ammoniak unter Einsatz eines Katalysators erhitzt, kann es wieder gespalten und Wasserstoff zurückgewonnen werden. Dieses Verfahren ist industriell noch nicht ausgereift, aber zurzeit Thema vieler Forschungsvorhaben (z. B. https://wir-campfire.de/). Denn die

Abbildung 5

Prozessschritte für die Herstellung von Wasserstoff-Folgeprodukten



SRU 2021

AV WVA 20/32 - Teil 1 94

Ammoniakspaltung ermöglicht es, Wasserstoff in Form von Ammoniak zu transportieren. Die Transportvorteile von Ammoniak gegenüber Wasserstoff liegen zum einen darin, dass es für Ammoniak bereits eine etablierte Transportinfrastruktur gibt (IEA 2019, S. 56). Zum anderen kann Ammoniak im Gegensatz zum Wasserstoff einfacher transportfähig gemacht werden: Die Verflüssigung des unter normalen Umgebungsbedingungen gasförmigen Ammoniaks gelingt allein durch Komprimierung, ist deutlich weniger energieintensiv als die Verflüssigung von Wasserstoff und bedarf anschließend keiner wärmeisolierenden Lagerung. Allerdings müssen einige nachteilige Eigenschaften von Ammoniak beachtet werden: Das Gas ist, wie auch Wasserstoff, entzündlich – im Unterschied zu Wasserstoff aber akut toxisch. Außerdem löst sich Ammoniak gut in Wasser und ist giftig für Wasserorganismen. Ammoniakemissionen können darüber hinaus in der Atmosphäre mit anderen Gasen zu Feinstaubpartikeln reagieren und tragen zur Versauerung von Böden bei (IEA 2019, S. 75 f.). Der Wirkungsgrad für die Ammoniakspaltung beträgt rund 76 % (GIDDEY et al. 2017). Zusammen mit dem Wirkungsgrad des Haber-Bosch-Verfahrens zur Ammoniakherstellung (ca. 80 %) kommt es somit zu Umwandlungsverlusten von etwa 40 %, wenn Ammoniak als Transportmittel für Wasserstoff verwendet wird (IEA 2019, S. 75; s. a. Tz. 137).

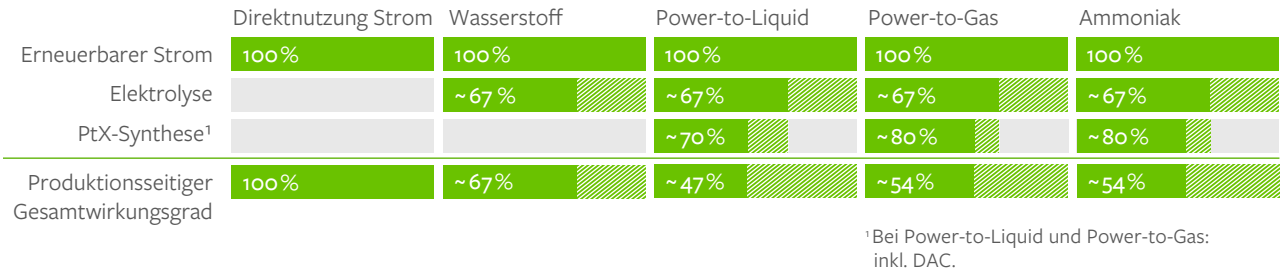
63. Alternativ ist auch die direkte Energiegewinnung aus Ammoniak denkbar. Sie könnte durch modifizierte Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen und durch Ammoniak-Brennstoffzellen erfolgen. Von diesen Verfahren wird der Gesamtwirkungsgrad (d. h. bezogen auf den Stromeinsatz der Wasserstoffherstellung) bei Brennstoffzellen mit 36 bis 50 % am höchsten eingeschätzt. Diese sind aber noch nicht kommerziell erhältlich (GIDDEY et al. 2017). Die Verbrennung von Ammoniak in Turbinen oder Motoren ist mit einigen technischen Herausforderungen verbunden, außerdem müssen die korrosiven und toxischen Eigenschaften von Ammoniak berücksichtigt werden. Bei der Verbrennung von Ammoniak entstehen gesundheitsschädliche Stickoxide.

64. Neben Ammoniak sind synthetische Kohlenwasserstoffe wichtige Folgeprodukte von Wasserstoff. Handelt es sich bei den Produkten um Kraftstoffe, werden sie auch als E-Fuels oder Synfuels bezeichnet. Für den Transport synthetischer Kohlenwasserstoffe kann die bestehende Erdgas- und Erdölinfrastruktur verwendet werden, weshalb deutlich weniger Investitionen in die Infrastruktur als beim Wasserstofftransport notwendig sind. Daher bietet es sich wie auch beim Ammoniak an, die Umwandlung bereits vor dem Transport durchzuführen.

65. Für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe wird neben Wasserstoff eine Kohlenstoffquelle benötigt. Dieser Kohlenstoff wird zum Beispiel bei der Verbrennung der synthetischen Kraftstoffe in Form von CO_2 emittiert. CO_2-Neutralität kann gewährleistet werden, wenn der eingesetzte Kohlenstoff zuvor in Form von CO_2 der Atmosphäre entnommen wurde (Direct Air Capture – DAC) und wenn zudem alle Produktionsschritte mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Technische Verfahren zur Entnahme von CO_2 aus der Luft existieren bereits, sind aber noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar (HEINEMANN et al. 2019, S. 19). Aufgrund der niedrigen Gesamtkonzentration von CO_2 in der Luft ist

Abbildung 6

Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten



[1] Bei Power-to-Liquid und Power-to-Gas: inkl. DAC.

SRU 2021; Datenquelle: Wirkungsgrad Elektrolyse 67 % = Mittelwert der derzeitigen Wirkungsgrade von Alkali- und PEM-Elektrolyse, s. Tab. 4; Wirkungsgrad PtL-Synthese 70 %, s. MATTHES et al. 2020a, S. 64; Wirkungsgrad PtG 80 %, aufgerundet von 78 %, s. HEINEMANN et al. 2019, S. 20; Wirkungsgrad Ammoniak 80 %, ebd., S. 26

DAC energetisch sehr aufwendig. Dennoch erscheint dieser Prozess als Kohlenstoffquelle für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe sinnvoll. Für eine wirtschaftliche CO_2-Bereitstellung im großindustriellen Maßstab sind aber noch weitere Forschungen notwendig (ebd., S. 60).

66. Eine andere Möglichkeit ist die Verwendung von CO_2 aus der Herstellung von Bioethanol und Biogas (KASTEN 2020, S. 8). Das CO_2 kann dabei mit geringem Energieaufwand abgetrennt werden (ebd.). Synthetische Kraftstoffe mit biogener Kohlenstoffquelle und daraus freigesetztes CO_2 werden häufig als netto-CO_2-neutral bezeichnet. Diesbezüglich gilt aber ähnlich wie bei der Wasserstoffherstellung aus Biomasse (Tz. 31): Wenn die Emissionen der Bereitstellungskette einbezogen werden, ist die Bilanz gerade von Anbaubiomasse in der Regel nicht CO_2-neutral. Zudem ist die Menge an nachhaltiger Biomasse begrenzt. Schließlich besteht noch die Möglichkeit, unvermeidbare CO_2-Emissionen aus Industrieprozessen (z. B. aus der Kalk- und Zementindustrie) zu verwenden (s. a. IEA 2019, S. 58 ff.). Diese Option würde aber dennoch CO_2-Emissionen generieren und wäre daher nur mit einem vollständig treibhausgasneutralen Szenario vereinbar, wenn diese Emissionen an anderer Stelle durch Senken ausgeglichen würden.

67. Flüssige synthetische Kohlenwasserstoffe können grundsätzlich mithilfe der Fischer-Tropsch-Synthese oder der Methanolsynthese hergestellt werden (KASTEN 2020, S. 9 f.). Beide Verfahren sind zwar im Prinzip etabliert, es ist aber ein vorgelagerter Prozessschritt notwendig, um aus Wasserstoff und CO_2 ein Synthesegas herzustellen. Dieser Schritt ist im großindustriellen Maßstab noch nicht verfügbar (ebd.). Pilotprojekte zeigen, dass die Methanolsynthese auch ohne vorgelagerten Schritt erfolgen kann, weshalb diese Methode zunehmend in den Fokus gerät (Direkt-Methanol-Synthese, ebd.). Ein Nachteil beider Verfahren ist, dass sie wenig dynamisch und daher nicht gut mit fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen kompatibel sind (ebd.). Diese Herausforderung gilt allerdings für viele chemische Großanlagen. Bei Entkoppelung der Wasserstofferzeugung von der Synthesegaserzeugung, etwa durch eine Wasserstoffzwischenspeicherung, kann diese Problematik – wenn auch verbunden mit zusätzlichen Kosten – umgangen werden. Im Anschluss sind noch weitere Verarbeitungsschritte notwendig, um anwendungsreife Kraftstoffe zu erzeugen. Der Wirkungsgrad für die Gewinnung der flüssigen Kraftstoffe aus Wasserstoff inklusive der Weiterverarbeitungsschritte wird auf circa 62 % bis 72 % (ebd., S. 10) bzw. rund 70 % mit geringem Steigerungspotenzial geschätzt (MATTHES et al. 2020a, S. 64).

68. Die Herstellung von synthetischem Methan kann über die chemisch-katalytische Methanisierung (Sabatier-Prozess) erfolgen (HEINEMANN et al. 2019, S. 20). Auch hier muss vorher ein Synthesegas aus Wasserstoff und CO_2 hergestellt und dem Prozess zugeführt werden. Der Prozess wird dann bei Temperaturen oberhalb von 200 °C durchgeführt. Der Wirkungsgrad des Sabatier-Prozesses beträgt heute knapp 78 % (ebd.). Wird das gasförmige Methan verflüssigt, beträgt der Wirkungsgrad nur noch 74 % (ebd.; 72 % bei Ricardo Energy & Environment 2020, S. 51). In Bezug auf die Klimawirkung muss beachtet werden, dass Methan ein vielfach wirksameres Treibhausgas ist als CO_2 (Tz. 42). Das bedeutet: Auch wenn eine treibhausgasneutrale Kohlenstoffquelle bei der Methanerzeugung verwendet wird, kann es durch den Methanschlupf zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen kommen.

69. Für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe kommt nur grüner Wasserstoff infrage. Eine Erzeugung von Kohlenwasserstoffen aus blauem Wasserstoff wäre energetisch und stofflich widersinnig. Es wäre sinnvoller, das Erdgas, das zur Herstellung von blauem Wasserstoff eingesetzt wird, direkt zu verwenden. Die Umwandlungsverluste, die sich durch die Erzeugung einiger wichtiger PtX-Folgeprodukte ergeben, sind in Abbildung 6 dargestellt.

2.2 Grüner Wasserstoff: begrenzte Verfügbarkeit und strategische Konsequenzen

70. Die Herstellung grünen Elektrolyse-Wasserstoffs erfordert erhebliche Mengen erneuerbarer Energie. Ob und in welchen Zeiträumen seine Verfügbarkeit zunimmt, hängt daher vom Ambitionsniveau nationaler und internationaler Ausbauziele für erneuerbare Energien ab und von der Geschwindigkeit, mit der sie umgesetzt werden. Hierbei stehen Klimaschutz, Naturschutz und Ressourcenschonung nicht immer im Einklang. Für welche positiven und gegebenenfalls auch unerwünschten Umwelteffekte grüner Wasserstoff verantwortlich ist, lässt sich mithilfe von Umweltbilanzen bewerten, die seinen gesamten Lebenszyklus berücksichtigen (Abschn. 2.2.1). Kriterien und Zertifizierungssysteme können dazu dienen, umfassenden ökologischen und auch sozialen Nachhaltigkeitsanforderungen Geltung zu verschaffen (Abschn. 2.2.2). Ob mittelfristig der Umstieg auf umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff gelingt, ist auch von anstehendenden Infrastrukturentscheidungen abhängig, bei denen das Risiko von Pfadabhängigkeiten besondere Aufmerksamkeit verdient (Abschn. 2.2.3). In Deutschland bilden zukünftige Erzeugungskapazitäten und Möglichkeiten der Wertschöpfung wichtige

AV WVA 20/32 - Teil 1

Rahmenbedingungen für die heimische grüne Wasserstoffproduktion (Abschn. 2.2.4). Aktuell erfährt außerdem die Perspektive, zukünftig Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte überwiegend aus dem Ausland einzuführen, große politische Beachtung in Deutschland und der EU. Sie bietet sowohl Chancen als auch Risiken. Hierzu zählen beispielsweise Effekte, die der Aufbau einer exportorientierten Produktion von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten auf die Energiewende in den jeweiligen Ländern haben könnte (Abschn. 2.2.5).

2.2.1 Umweltauswirkungen

71. Wie sich Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte über ihren gesamten Lebenszyklus auf die Umwelt auswirken, wurde bisher am häufigsten mit Blick auf die Treibhausgasbilanz analysiert (IEA Hydrogen 2018; KOJ et al. 2019). Andere Umweltaspekte, wie beispielsweise Folgen für Böden, Gewässer und die Biodiversität, sind weniger gut untersucht.

Bedeutung der Stromgewinnung für die Umweltbilanz

72. Wird für die Wasserstoff-Elektrolyse der heute verfügbare EU-Strommix genutzt, ist der entstehende gelbe Wasserstoff (Abb. 4) etwa 1,4 Mal treibhausgasintensiver als grauer Wasserstoff (Tab. 3). Hierfür ist der noch beträchtliche Anteil fossiler Energiequellen im derzeitigen Strommix verantwortlich. Reiner Kohlestrom würde Elektrolyse-Wasserstoff erzeugen, dessen Treibhausgasemissionen etwa dreimal höher sind als bei grauem Wasserstoff (Bellona Europa 2020, S. 4). Für grünen Elektrolyse-Wasserstoff wird Strom eingesetzt, dessen Herstellung unmittelbar keine Treibhausgase verursacht, sein CO_2-Emissionswert liegt daher bei null (Tab. 3; s. a. Europäische Kommission 2020a, S. 4).

73. Eine umfassendere Bilanzierung berücksichtigt jedoch zusätzlich Emissionen, die bei der Erzeugung von Wasserstoff in der sogenannten Vorkette anfallen. Hierzu zählen direkte Emissionen aus der Förderung und dem Transport fossiler Energieträger (Tz. 42) sowie sogenannte indirekte Emissionen. Letztere entstehen beispielsweise bei der Herstellung und dem Aufbau von Anlagen, die im Wasserstoff-Lebenszyklus genutzt werden, sowie bei der nötigen Rohstoffgewinnung. Werden die Vorketten-Emissionen berücksichtigt, ist in Europa erzeugter gelber Wasserstoff für zwei- bis dreimal höhere Treibhausgasemissionen verantwortlich als grauer Wasserstoff (SCHROPP et al. 2021; DELPIERRE et al. 2021; REITER und LINDORFER 2015; LIEBICH et al. 2020, S. 228). Grüner Wasserstoff auf Basis von erneuerbarem Strom verursacht hingegen auch unter Einbeziehung der gesamten Vorkette vergleichsweise geringe Treibhausgasemissionen. Modellierungen ergeben beispielsweise, dass lediglich etwa 5 bis 10 % der Treibhausgasemissionen von grauem Wasserstoff anfallen, wenn die Elektrolyse ausschließlich mit Windstrom betrieben wird (SCHROPP et al. 2021; DELPIERRE et al. 2021; REITER und LINDORFER 2015; LIEBICH et al. 2020, S. 228; VALENTE et al. 2021; Tab. 6). Stammt der Strom aus PV-Anlagen, entstehen allerdings in der Regel höhere Treibhausgasemissionen als bei der Nutzung von Windstrom (LIEBICH et al. 2020, S. 201; SCHROPP et al. 2021). Dies liegt daran, dass einige der für PV-Module verwendeten Materialien wie Aluminium, Silizium und Stahl energieintensiv sind (TAWALBEH et al. 2021). Wenn ein Elektrolyseur ausschließlich Strom aus einer PV-Freilandanlage nutzt, können dadurch beispielsweise etwa 43 % der Treibhausgasemissionen von grauem Wasserstoff anfallen (LIEBICH et al. 2020, S. 228). Dies bedeutet aber immer noch, dass die Emissionen dieses PV-basierten Wasserstoffs knapp 60 % unter jenen von grauem Wasserstoff liegen.

74. Treibhausgasemissionen, die grüner Elektrolyse-Wasserstoff indirekt verursacht, entstehen also im Wesentlichen bei der Herstellung und dem Aufbau von Stromerzeugungsanlagen. Sie werden mit fortschreitender Dekarbonisierung der entsprechenden Fertigungs-, Transport- und Installationsprozesse sinken.

75. Dass grüner Elektrolyse-Wasserstoff umweltfreundlicher ist als grauer Wasserstoff, wurde anhand von Lebenszyklus-Analysen auch für einige andere Indikatoren gezeigt, beispielsweise für Sommersmog, Ozonabbau und Feinstaubbildung (LIEBICH et al. 2020, S. 229). Andere Studien kommen allerdings teilweise zu gegensätzlichen Ergebnissen (AL-QAHTANI et al. 2021). Sicher ist, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, und somit indirekt auch die Erzeugung grünen Wasserstoffs, flächenintensiv ist (HEINEMANN et al. 2019, S. 64). Auch wird die Wasserstofferzeugung mithilfe von Wind- und Solarstrom mit einer höheren Wassernutzung verbunden als die Dampfreformierung von Erdgas (LIEBICH et al. 2020, S. 230; MEHMETI et al. 2018). Allerdings liegen hierzu noch wenige Studien vor (s. SHI et al. 2020). Des Weiteren deuten bisherige Analysen darauf hin, dass grüner Elektrolyse-Wasserstoff mineralische und metallische Rohstoffe stärker verknappt als grauer Wasserstoff (MEHMETI et al. 2018; AL-QAHTANI et al. 2021), was insbesondere mit dem signifikanten Bedarf an Metallen für Windkraft- und PV-Anlagen erklärt werden kann (Ricardo Energy & Environment 2020, S. 99). Das Eutrophierungspotenzial von grünem Elektrolyse-Wasserstoff ist laut einigen Untersuchungen mindestens so hoch wie jenes von grauem Wasserstoff (WULF und KALTSCHMITT 2018) oder höher (AL-QAHTANI et al. 2021; LIEBICH et al. 2020, S. 229; MEHMETI et al. 2018). Die Ergebnisse zum Versauerungspotenzial sind bisher nicht eindeu-

Tabelle 6

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

Energiequelle für Elektrolyse	Wind-Strom	PV-Strom	Sonnenwärme (CSP)	Europäischer Strommix[2]	Dampfreformierung von Erdgas[3]
Emissionen[1] in $gCO_{2eq}/kWhH_2$	18–35	90–137	35–36	700–976	318–364

[1] Entsprechend ausgewählten Studien. Angegeben ist die Spannbreite der recherchierten Werte.
[2] Berücksichtigt wurden Werte für den deutschen, niederländischen und durchschnittlichen EU-Strommix aus dem Zeitraum 2015–2018.
[3] Einschließlich der Vorkettenemissionen.

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

tig. Einige Studien ermittelten, dass grüner Elektrolyse-Wasserstoff aus Windstrom (WULF und KALTSCHMITT 2018; AL-QAHTANI et al. 2021) oder PV-Strom (DINCER und ACAR 2015) ein niedrigeres Versauerungspotenzial hat als grauer Wasserstoff, aber es liegen auch gegenteilige Befunde vor (LIEBICH et al. 2020, S. 229).

76. Eindeutig aber zeigen Lebenszyklusanalysen von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten, dass die Stromerzeugung für die Elektrolyse maßgeblich für die Umweltbilanz ist (LIEBICH et al. 2020, S. 191 ff.). Andere Lebenszyklusphasen fallen für die Bilanzierung von Umweltindikatoren relativ wenig ins Gewicht. Dies gilt auch, wenn der Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix deutlich zunimmt (ebd., S. 231). Eine Ausnahme bildet die Beanspruchung von Wasserressourcen, zu der auch der Bedarf an Prozesswasser für die Elektrolyseure wesentlich beiträgt (ebd.; SHI et al. 2020).

77. Um die Umweltauswirkungen einer großskaligen grünen Wasserstoffproduktion abzuschätzen, müssen also Annahmen darüber getroffen werden, welche erneuerbaren Energiequellen für die Elektrolyse vorrangig zum Einsatz kommen werden. National und international ist zu erwarten, dass dies in erster Linie Windkraft- und Solaranlagen sein werden, da bei ihnen sehr hohe Zuwächse prognostiziert werden (HEBLING et al. 2019, S. 8; IEA 2020, S. 32 f.). In einigen Ländern kommt zudem Geothermie für die Stromerzeugung infrage. Ein Zuwachs der Geothermie-Kapazitäten wird für die nächsten Jahre insbesondere in Indonesien, Kenia, der Türkei und den Philippinen erwartet (IEA 2020, S. 114). International sind außerdem Wasserkraftwerke von großer Bedeutung für die Stromgewinnung (ebd., S. 107 f.) und daher potenziell auch für die Erzeugung grünen Wasserstoffs (beispielsweise in Ägypten und der Türkei, s. WIETSCHEL et al. 2020). Bei bestehenden Wasserkraftanlagen könnte es aus ökonomischer und ökologischer Perspektive sinnvoll sein, Überschusspotenziale für die Wasserstoffproduktion zu nutzen. Der Neu- oder Ausbau von Großwasserkraftwerken ist jedoch aus ökologischer und sozialer Perspektive stark umstritten (AMES und FÜNFGELT 2020; WIETSCHEL et al. 2020). In Deutschland gilt das Potenzial für die energetische Wasserkraftnutzung unter Berücksichtigung von Umweltbelangen als ausgeschöpft (UBA 2010, S. 53). Und auch im globalen Maßstab werden bei Wasserkraftanlagen nur geringe Zubauten bis 2050 erwartet (IEA 2020, S. 32 f.). Die Verstromung von Biomasse stellt keine nachhaltige Option für die Wasserstofferzeugung dar (Tz. 31).

78. Aufgrund der Ausbauszenarien für Wind- und Solarenergie fokussiert die folgende Darstellung auf Herstellungspfade, die mit diesen beiden Arten erneuerbarer Energien angetrieben werden und Wasserstoff in Alkali-, PEM- oder HT-Elektrolyseuren erzeugen (Tz. 33 f.). Da CSP-Verfahren für die Wasserstoffproduktion noch nicht großtechnisch erprobt sind, werden sie hier nicht detailliert behandelt (Tz. 38). Folgende Phasen des Lebenszyklus grünen Elektrolyse-Wasserstoffs werden hinsichtlich ihrer Umweltauswirkungen separat betrachtet: Stromerzeugung mit Windkraft- und PV-Anlagen, Elektrolyse, Weiterverarbeitung zu PtX-Folgeprodukten sowie der Transport.

Stromerzeugung mit Windkraft- und PV-Anlagen

79. Ein deutlicher Zubau von Windkraft- und PV-Anlagen, wie er für den prognostizierten grünen Wasserstoffbedarf erforderlich ist, wird sich insbesondere über den Bedarf an Flächen und Rohstoffen auf die Umwelt auswirken (MATTHES et al. 2020a, S. 31). Zu den erwartbaren ökologischen Folgen gehören Habitatverlust, Landschaftsfragmentierung, Bodendegradierung, Schadstoffeinträge und die direkte Gefährdung bestimmter Tiergruppen

AV WVA 20/32 - Teil 1 98

durch den Betrieb der Anlagen. Zusätzlich können Wasserressourcen für die Fertigung, Kühlung und Reinigung von Bauteilen erheblich in Anspruch genommen werden. Dies gilt insbesondere für PV-Anlagen (JIN et al. 2019; TAWALBEH et al. 2021). Detaillierte Darstellungen der ökologischen Auswirkungen erneuerbarer Stromerzeugung finden sich unter anderem in SRU (2011), in GASPARATOS et al. (2017) und in THRÄN et al. (2020). Im Folgenden werden zur Flächenproblematik sowie zum Rohstoff- und Wasserbedarf jeweils einige relevante Punkte hervorgehoben.

80. In Deutschland schränkt die verfügbare Fläche bereits den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ein (Agora Energiewende 2020). Dies dürfte das Herstellungspotenzial für grünen Wasserstoff im Inland, ebenso wie in anderen dicht besiedelten Ländern, stark begrenzen (HEINEMANN et al. 2019). Die Bundesregierung geht für die inländische grüne Wasserstoffproduktion beispielsweise davon aus, dass bis zum Jahr 2030 jährlich für 14 TWh Wasserstoff bis zu 20 TWh erneuerbarer Strom benötigt werden (BMWi 2020b, S. 5). Dies entspricht etwa 11 % der Gesamtmenge des im Jahr 2020 in Deutschland erzeugten Stroms aus Wind- und Solarenergie (183 TWh, s. BURGER 2021). Die hierfür benötigte Fläche käme zu jener hinzu, die durch die bereits festgelegten Ausbauziele für erneuerbare Energien in Anspruch genommen werden wird. Außerdem ist zu bedenken, dass diese Ausbauziele weiter erhöht werden müssen, um die selbstgesteckten Klimaschutzziele zu erreichen (Tz. 14 und 297). In Deutschland besteht also bereits ohne die Produktion grünen Wasserstoffs ein erheblicher Bedarf an zusätzlichen Flächen für die Energiewende.

81. Werden Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte an wind- oder sonnenreichen Standorten im Ausland produziert, sind die Flächenansprüche pro Kilowattstunde geringer. Eine wesentlich auf den Import ausgelegte Wasserstoffstrategie birgt aber auch Risiken: Zum einen ist unsicher, wie sich die Wasserstoff-Nachfrage auf die Energiesysteme der Lieferregionen auswirkt (Tz. 199 f.). Zum anderen könnten ökologische und soziale Folgen der deutschen Strom- und Wasserstoffnutzung externalisiert werden.

82. Als weitere problematische Folge von Flächenbedarfen für die Stromerzeugung können indirekte Landnutzungsänderungen eintreten, mit möglicherweise weitreichenden zusätzlichen Umweltauswirkungen. Bei Windkraft- und PV-Anlagen ist allerdings günstig in Rechnung zu stellen, dass sie an Standorten mit landwirtschaftlich wenig ertragreichen Böden errichtet werden können und eine zusätzliche Landnutzung grundsätzlich nicht ausschließen (z. B. Nutzung als Grün- oder Weideland). Für PV-Anlagen besteht auch die Möglichkeit, sie auf bestehenden Gebäuden oder Gewässeroberflächen zu installieren und so Flächennutzungskonflikte zu verringern (TAWALBEH et al. 2021). Unter bestimmten Umständen können auf diese Weise zusätzliche Synergien erzielt werden, zum Beispiel wenn eine Beschattung von (künstlichen) Wasserreservoiren als Maßnahme gegen Verdunstung gewünscht ist. Besonders in naturnahen Gewässern sind von schwimmenden PV-Anlagen aber auch negative ökologische Effekte zu erwarten. Sie können beispielsweise auch bewirken, dass sich die Biodiversität und der Sauerstoffgehalt im Wasser ändern (PIMENTEL DA SILVA und BRANCO 2018). Empfehlungen für eine naturverträgliche Ausgestaltung von EE-Anlagen finden sich unter anderem in einer Studie des Bundesamtes für Naturschutz (BfN 2020, S. 30 ff.).

83. Neben der Flächennutzung entscheidet der Rohstoffbedarf darüber, wie sehr die Umwelt durch die erneuerbare Stromerzeugung beeinträchtigt wird (SRU 2017, Tz. 52 ff.; AGERT et al. 2020, S. 32). Beim Gewinnen und Verarbeiten von Rohstoffen werden Umweltmedien in der Regel lokal stark belastet, zusätzliche Flächen in Anspruch genommen und Treibhausgasemissionen freigesetzt (UBA 2020b). Unter den Materialien für Windkraftanlagen verursachen Stahl, glas- oder kohlenstofffaserverstärkter Kunststoff, Aluminium, Kupfer und Zement einen großen Teil der Umweltauswirkungen. Unter jenen für PV-Anlagen spielen vor allem Kupfer, Aluminium und kristallines Silizium eine Rolle (SRU 2017, S. 49 ff.; LIEBICH et al. 2020, S. 232). Es werden außerdem Rohstoffe benötigt, die als kritisch eingestuft werden, also mit hohen ökologischen, sozioökonomischen und geopolitischen Versorgungsrisiken verbunden sind (Europäische Kommission 2020b). Hierzu gehören beispielsweise die Technologiemetalle Gallium und Indium für PV-Module und seltene Erden für Windkraftanlagen (DORNER und LIEDTKE 2016).

84. Der prognostizierte Ausbau der Wind- und Solarenergie lässt zudem mittelfristig große Mengen an ausgedienten Anlagen und Bauteilen erwarten. Ihre Entsorgung bzw. entsprechende Recyclingmöglichkeiten sind aus ökologischer Perspektive bisher teilweise unbefriedigend (SRU 2017, S. 49 ff.). Windkraftanlagen haben in Deutschland derzeit eine Lebenszeit von 20 bis 30 Jahren (ZOTZ et al. 2019, S. 110), für PV-Anlagen wird von 25 bis 30 Jahren ausgegangen (WIRTH 2021, S. 36). Danach müssen die Anlagen rückgebaut und nach Möglichkeit recycelt werden. Aktuell können noch nicht alle Materialien im Kreislauf geführt werden. Beispielsweise sind die glas- oder kohlenstofffaserverstärkten Kunststoffe, aus denen die Rotorblätter von Windkraftanlagen zu großen Teilen bestehen, bisher nur teilweise stofflich wiederverwertbar (SRU 2017, S. 52 f.; ZOTZ et al. 2019, S. 49 und 78 ff.). Die Rückgewinnung von Materialien aus ausgedienten

PV-Anlagen ist ebenfalls noch optimierbar (DUH 2021, S. 11).

85. Wie viel Wasser insgesamt für die Produktion einer Energieeinheit genutzt wird, hängt stark von der eingesetzten Technologie und vom Standort ab und entsprechende Angaben variieren stark. Laut der Metastudie von JIN et al. (2019) nutzen insbesondere Windkraft-, aber auch PV-Anlagen durchschnittlich weniger Wasser pro erzeugter Energieeinheit als andere Arten der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer oder fossiler Quellen (Fertigungs- und Konstruktionsphase inbegriffen) (s. TAWALBEH et al. 2021). Vor allem für PV-Anlagen kann der Wasserbedarf für die Fertigung von Bauteilen dennoch signifikant sein und in großer Entfernung zum Standort der Strom- oder Wasserstoffgewinnung auftreten (s. SHI et al. 2020).

86. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Strombedarf für eine großskalige Wasserstoff- und PtX-Produktion bestehende Konflikte rund um die Erzeugung erneuerbarer Energien weiter verschärfen kann. Hierzu gehören Konflikte mit dem Naturschutz, hinsichtlich des Flächen- und Rohstoffbedarfs sowie der Wassernutzung.

Elektrolyse

87. Da die Stromerzeugung für die Elektrolyse hauptsächlich für die Umweltauswirkungen von Wasserstoff verantwortlich ist, wirken sich Umwandlungsverluste bei der energetischen Wasserspaltung stark auf die ökologische Gesamtbilanz von grünem Wasserstoff aus. Derzeit kann für Elektrolyseure ein Wirkungsgrad von 67 % angenommen werden, es geht also rund ein Drittel des Energieeinsatzes verloren (Abb. 6). Im Umkehrschluss muss etwa die eineinhalbfache Menge an Energie eingesetzt werden, um eine Einheit Wasserstoff mit dem gleichen Energiegehalt wie dem des Eingangsstroms herzustellen. In der Folge steigen auch die mit der Stromproduktion verbundenen ökologischen Folgen pro Wasserstoff-Energieeinheit etwa um die Hälfte an. Perspektivisch ist anzunehmen, dass sich der Wirkungsgrad der Elektrolyse erhöht und teilweise auch abgeregelter Überschussstrom genutzt werden kann. Beides würde die Umweltbilanz der elektrolytischen Wasserstoffherstellung verbessern.

88. Des Weiteren ist der Rohstoff- und Materialbedarf für die Elektrolyseure relevant. Zu den verwendeten Rohstoffen gehören unter anderem Stahl und Aluminium, in PEM-Elektrolyseuren werden außerdem Titan, Nafion® sowie Kupfer und in Alkali-Elektrolyseuren Nickel verbaut (BAREIß et al. 2019; WULF und KALTSCHMITT 2018). Zu den eingesetzten kritischen Rohstoffen, die also einem hohen Versorgungsrisiko unterliegen (vgl. Tz. 83), gehören Platin, Iridium und Titan (PEM) sowie Scandium und Yttrium (HT) (KIEMEL et al. 2021; SMOLINKA et al. 2018, S. 126 ff.). Die geringe Verfügbarkeit dieser Rohstoffe könnte einen Ausbau der PEM- bzw. HT-Elektrolyseure behindern. Die für die alkalische Elektrolyse benötigten Rohstoffe werden hingegen als unkritisch eingestuft (ebd.; s. MATTHES et al. 2020a, S. 32; s. Tab. 4). Um Umweltauswirkungen und Versorgungsrisiken zu mindern, ist es von großer Bedeutung, dass der Materialbedarf mit dem Technologiefortschritt gesenkt und die eingesetzten Materialien recycelt werden.

89. Des Weiteren werden für die Elektrolyse etwa 10 bis 20 l gereinigtes Wasser je Kilogramm Wasserstoff verbraucht (KOJ et al. 2019). Die ökologischen und sozialen Auswirkungen dieses Wasserbedarfs hängen davon ab, welche Ökosysteme durch eine Wasserentnahme betroffen sind und wie sich die entnommene bzw. verbrauchte Wassermenge zu der zur Verfügung stehenden Wassermenge verhält. In Ländern und Regionen, die bereits heute von Wasserknappheit betroffen sind oder dies infolge des Klimawandels in naher Zukunft sein werden, kann sich ein zusätzlicher Wasserverbrauch als problematisch erweisen (MALINS 2017; KASTEN und HEINEMANN 2019, S. 22 f.). Dies gilt beispielsweise für Länder in Nordafrika, von denen einige aktuell als Kandidaten für eine auf den Export ausgerichtete Wasserstoffproduktion gelten (Tz. 185). Wird in diesen Ländern Oberflächenwasser entnommen, ist davon auszugehen, dass dadurch lokal Wassernutzungskonkurrenzen entstehen bzw. sich verstärken. Letztlich ist es aber schwer abzuschätzen, wie sich die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf die Versorgung der heimischen Bevölkerung mit sauberem Trinkwasser auswirkt. Denkbar ist auch, dass Investitionen in Wasserinfrastruktur zu einer verbesserten Versorgungssituation führen (KASTEN und HEINEMANN 2019, S. 22 f.). Zusätzlich ist zu bedenken, dass die Öl- und Gasförderung wie auch die Stromerzeugung in Kohle- und Gaskraftwerken viel Wasser in Anspruch nimmt (JIN et al. 2019). In einem Land, das zeitgleich zum Aufbau einer Wasserstoffproduktion seine Förderung bzw. Verstromung fossiler Energieträger zurückfährt, könnte daher der Wasserbedarf in der Summe sogar sinken.

90. Plausibel erscheint auch die Annahme, dass Länder, die am Meer liegen, hauptsächlich entsalztes Meerwasser für die Wasserstoffproduktion nutzen werden. Die hierfür nötigen Entsalzungsanlagen verbrauchen allerdings wiederum Energie und können Küsten- und Meeresökosysteme beeinträchtigen. In die Umgebung abgegebene Sole kann die lokale Biodiversität schädigen, da sie eine höhere Salzkonzentration als das Meerwasser enthält und mit Schadstoffen belastet sein kann (KASTEN und HEINEMANN 2019, S. 23). Eine vielversprechende Alternative sind daher Elektrolyseure, die mit Salzwasser betrieben werden können. Diese befinden sich aber aktuell noch in der Entwicklungsphase (HEBLING et al. 2019, S. 13; KUANG et al. 2019).

AV WVA 20/32 Teil 1

Weiterverarbeitung zu PtX-Folgeprodukten

91. Wird Wasserstoff zu PtX-Folgeprodukten wie synthetischen Kraftstoffen weiterverarbeitet, führt dies zu weiteren Umwandlungsverlusten und einem zusätzlichen Energiebedarf. Je nach Wirkungsgrad (70 bis 80 %, Abb. 6) erhöht sich der notwendige Einsatz erneuerbarer Energien und somit steigen pro Energieeinheit des Endprodukts auch die ökologischen Auswirkungen der Stromproduktion (um etwa 25 bis 40 %).

92. Für die Weiterverarbeitung von Wasserstoff zu synthetischen Kraftstoffen stellt sich zudem die Frage, welche Kohlenstoffquelle genutzt wird und welche Umweltauswirkungen damit verknüpft sind. Zusätzlich zu den bereits in Textziffer 65 f. behandelten klimarelevanten Aspekten der verschiedenen Verfahren ist bei der Direktabscheidung aus der Luft (DAC) relevant, dass dieses Verfahren energieintensiv ist. Der Bedarf an Strom aus erneuerbaren Quellen erhöht sich dadurch also erneut. Es können außerdem, je nach Technologie, Umgebungstemperatur und Luftfeuchtigkeit bis zu 50 t Wasser pro Tonne abgeschiedenem CO_2 verbraucht werden, hauptsächlich durch Verdunstung (FASIHI et al. 2019). Neueste Entwicklungen versprechen Anlagen, die diese Wasserverluste vermeiden und stattdessen neben dem CO_2 auch Wasser aus der Umgebungsluft gewinnen (ebd.). Dieses Wasser (bis zu 2 t Wasser pro Tonne abgeschiedenem CO_2) kann wiederum für die Elektrolyse eingesetzt werden. Perspektivisch könnte diese Technologie also den Wasserverbrauch bei der Elektrolyse und bei der Erzeugung von PtX-Folgeprodukten senken und zugleich CO_2 aus der Atmosphäre entfernen.

Transport

93. Auch der Transport von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten ist mit einem zusätzlichen Energieaufwand und somit auch mit weiteren indirekten und gegebenenfalls auch direkten Umweltauswirkungen verbunden. Dies gilt insbesondere für den internationalen Transport per Schiff. Hierfür muss Wasserstoff zunächst in einem energieintensiven Verfahren in einen transportfähigen Zustand überführt werden (durch Verflüssigung oder mittels Trägermaterialien, Tz. 135 f.). Anschließend ist Energie in Form von Kraftstoff für den eigentlichen Transport notwendig. Da der internationale Schiffsverkehr noch nicht dekarbonisiert ist und derzeit primär auf fossilem Öl basiert, sind für ihn erhebliche Treibhausgasemissionen anzunehmen. Auch Importe von grünem Wasserstoff bzw. PtX-Folgeprodukten wären dadurch am Ort ihres Verbrauchs bilanziell nicht frei von Treibhausgasemissionen. Aus diesem Grund müssen Transportemissionen in eine ganzheitliche Betrachtung von grünem Wasserstoff einfließen (Tz. 100). Langfristig wird die Dekarbonisierung des Schiffsverkehrs vermutlich ebenfalls auf PtX-Folgeprodukte angewiesen sein (Tz. 255). Werden diese unter ausschließlichem Einsatz von erneuerbaren und nachhaltigen Energien erzeugt, entfiele die „Treibhausgasbürde“, die international verschifftem Wasserstoff und entsprechenden PtX-Folgeprodukten mittelfristig noch anhaften wird.

94. Chemikalien, die als mögliche Trägersubstanzen für den Wasserstofftransport gelten, können gesundheits- oder umweltgefährdend sein (MARKIEWICZ et al. 2019). Bei Kontakt mit diesen Chemikalien könnten daher beispielsweise Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in Produktionsstätten oder Logistikunternehmen gefährdet werden. Bei Unfällen bestünde zudem das Risiko, dass diese Chemikalien die Umwelt kontaminieren. Für den Transport von Ammoniak sind keine Trägersubstanzen notwendig, da es durch Kompression verflüssigt werden kann (Tz. 62).

95. Abschwächen ließen sich die Umweltauswirkungen des Transports von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten durch eine Nachnutzung fossiler Infrastruktur. Bei Pipelines, die dem Transport von Ammoniak, synthetischem Methan oder synthetischen Kraftstoffen dienen, ist eine Nach- oder Parallelnutzung realistisch (Tz. 62, 64 und 267).

96. Die vorangegangene Betrachtung veranschaulicht: Damit grüner Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte auch wirklich umweltfreundlich und nachhaltig sind, müssen überprüfbare Kriterien an ihre Bereitstellung geknüpft werden. Gleiches gilt für den Anspruch, dass die Wasserstoffherstellung und -nutzung auch sozial nachhaltig sein sollte. Welche Kriterien hierfür geeignet wären und wie sie eine Verbindlichkeit bekommen können, wird in Abschnitt 2.2.2 diskutiert.

2.2.2 Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierung

97. Damit grüner Wasserstoff tatsächlich einen substanziellen und sowohl ökologisch als auch sozial vertretbaren Beitrag zur Dekarbonisierung leisten kann, bedarf es überprüfbarer Kriterien für seine Herstellung. Die EU und Deutschland fördern Produktion und Verbrauch von grünem Wasserstoff, unter anderem durch die Befreiung von Steuern und Abgaben sowie durch sektorale Treibhausgasquoten. Solche Instrumente sollten daher von Anfang an mit Nachhaltigkeitskriterien verknüpft werden. Ähnlich wie es für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte der Fall sein wird, konnte sich auch der Markt für Biokraftstoffe nur durch eine aktive Förderpolitik etablieren, beispielsweise indem der Gesetzgeber für bestimmte Sektoren Nutzungsquoten verbindlich festlegte. Die seit Jahren anhaltende Diskussion um Nachhaltigkeitskriterien in diesem Kontext und im Zusammenhang mit der Erneuerbare-

Energien-Richtlinie (RED) der EU bietet einige Lehren für die Wasserstoffpolitik.

98. Es gibt eine Reihe von potenziellen Standards für grünen Wasserstoff (für eine Übersicht s. ABAD und DODDS 2020), die überprüfbare Kriterien für verschiedene Ziele operationalisieren. Eine Einhaltung dieser Standards kann über entsprechende Zertifizierungssysteme attestiert werden. Bei Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten sollte der Standard bzw. die Zertifizierung Auskunft darüber geben, wo, wie und mit welchen Emissionen eine gelieferte Einheit Energie hergestellt und transportiert wurde. Weitere ökologische und soziale Auswirkungen, die zum Beispiel mit dem Ressourcenbedarf zusammenhängen, sollten in einem solchen Standard ebenfalls adressiert werden. Sind entsprechende Standards etabliert, bieten sie im Idealfall den Herstellenden Investitionssicherheit und garantieren den Abnehmern die versprochenen Eigenschaften des Produkts (KASTEN und HEINEMANN 2019). Für die Politik ist die Wasserstoffzertifizierung vorteilhaft, da sie Transparenz schaffen, Förderentscheidungen legitimieren und Vertrauen in die Wasserstoffwirtschaft fördern kann.

99. Wie eine solche Standardisierung und Zertifizierung für Wasserstoff aussehen soll, wird derzeit diskutiert. Ein Kriterium wird sein, welchen Beitrag Wasserstoff zur

Tabelle 7

Zentrale Nachhaltigkeits- und Umweltkriterien für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte

Dimension	Umweltbezogene und soziale Erfordernisse
Strombezug der Elektrolyse	o Neue, zusätzliche EE-Anlagen o Systemdienlicher Betrieb der Elektrolyseure durch geografische Nähe zur Produktion von erneuerbarem Strom und Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe
Weitere Herstellungs- und Transportemissionen	o Treibhausgasbilanzierung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten für alle Prozessschritte o Bei treibhausgasarmem Wasserstoff durch Dampfreformierung: Bilanzierung von Emissionen der Gasförderung sowie durch CCS
Zusätzliche Umweltauswirkungen	Reduzierung der Umweltauswirkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, zum Beispiel durch o Ausschluss bestimmter terrestrischer und aquatischer Gebiete für Stromerzeugungs-, Wasserstoff- und PtX-Infrastruktur, Vermeidung ihrer Beeinträchtigung (z. B. Schutzgebiete, biodiversitätsreiche Ökosysteme oder Flächen, die seltene, bedrohte oder gefährdete Arten oder Ökosysteme beherbergen) o Abschätzung und Vermeidung von Umweltrisiken, zum Beispiel durch Umweltprüfungen o Effiziente und umweltschonende Inanspruchnahme von Flächen und Wasserressourcen o Umweltauflagen für die Rohstoffgewinnung und für Errichtung, Betrieb und Entsorgung von Anlagen (z. B. für die Strom- oder Wärmeerzeugung, Entsalzung von Meerwasser, Elektrolyse, Kohlenstoffabscheidung) o Bedingungen für die Entnahme von Oberflächen- oder Grundwasser, unter Berücksichtigung der lokalen Wasserverfügbarkeit
Soziale Auswirkungen	Verankerung von Sozialstandards entlang der gesamten Wertschöpfungskette, zum Beispiel Vermeidung negativer Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung der Produktionsländer in Bezug auf o Trinkwasserversorgung o Ernährungssituation o Gesundheit, Menschenrechte, Arbeitsrechte, Zugang zu natürlichen Ressourcen, inklusive informeller und formaler Land- und Wasserrechte

SRU 2021

Treibhausgasminderung leistet. Dieser Beitrag sollte für Wasserstoff jeglicher Herstellungsart möglichst genau quantifiziert und ausgewiesen werden. Aufgrund der internationalen Verflechtung des Energiemarktes und der Perspektive eines grenzüberschreitenden Handels mit Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten scheint (zumindest mittelfristig) ein europäisch oder sogar international abgestimmtes System geboten (BDEW 2020; MATTHES et al. 2020a). In Tabelle 7 werden einige zentrale Kriterien für eine solche Standardisierung vorgestellt, auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

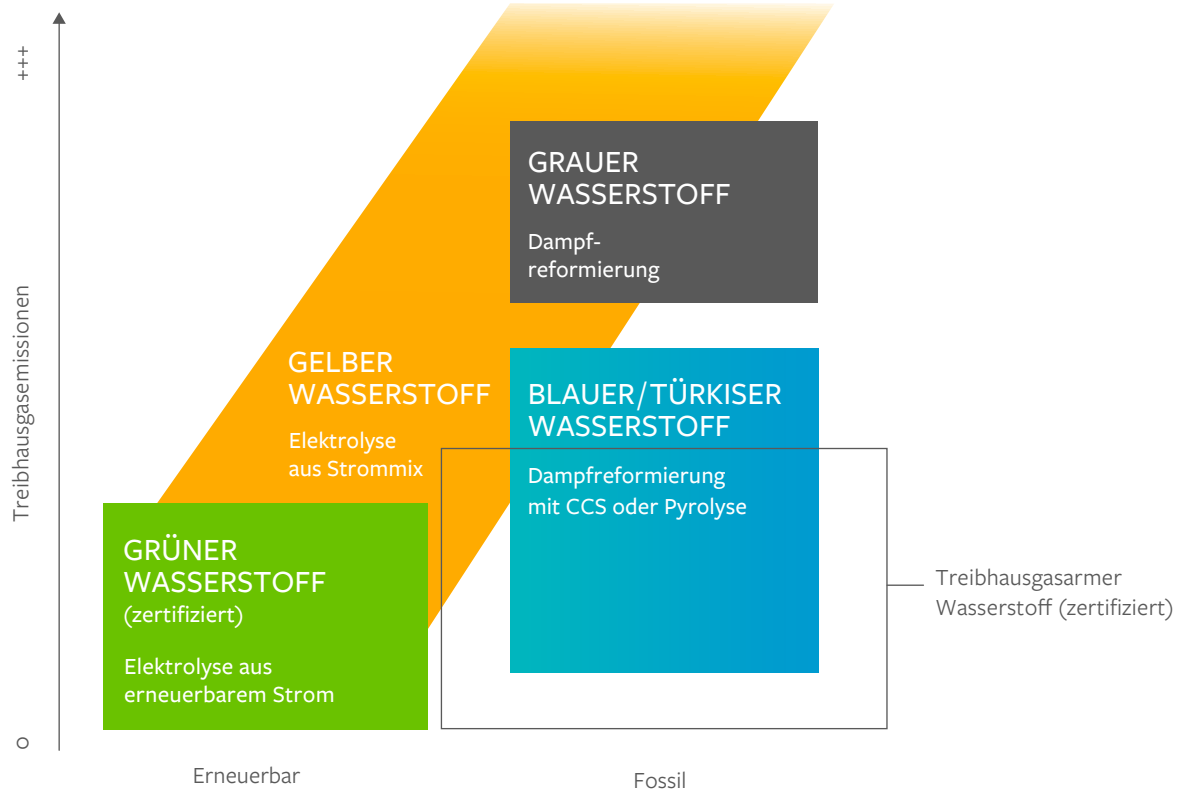
Green, clean und low-carbon hydrogen

100. Wasserstoff kann danach unterschieden werden, ob zur Herstellung erneuerbare oder nicht erneuerbare Energieträger eingesetzt werden. Entsprechend wird in dieser Stellungnahme grüner Wasserstoff (mittels regenerativer Energie erzeugt, in der englischsprachigen und europäischen Debatte „green hydrogen") von nicht grünem Wasserstoff (mittels fossiler Energieträger oder Atomstrom erzeugt) abgegrenzt. Bisher gibt es keinen abschließenden internationalen Konsens über die Definition von grünem Wasserstoff (s. ABAD und DODDS 2020). Als zusätzliches oder alternatives Unterscheidungskriterium kann auch die Klimawirkung entlang der Herstellungskette herangezogen werden. So wird die Bezeichnung treibhausgasarmer Wasserstoff auf Wasserstoff unterschiedlicher Erzeugungswege angewendet, der nicht mithilfe von erneuerbaren Energieträgern hergestellt wurde (auf der europäischen Ebene „low-carbon hydrogen", wobei andere Treibhausgasemissionen neben CO_2 auftreten können, vgl. Tz. 42). Unter den Begriff fallen daher beispielsweise blauer oder türkiser Wasserstoff. Primäres Kriterium ist ein Treibhausgasgrenzwert, der maximal mit der Herstellung des Wasserstoffs verbunden sein darf (Abb. 7).

101. In der politischen Debatte wird im Kontext der öffentlichen Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur in

Abbildung 7

Konzeptionelle Abgrenzung von treibhausgasarmem und grünem Wasserstoff



SRU 2021

der Regel zwischen den Begriffen grüner, sauberer („clean hydrogen“) und treibhausgasarmer Wasserstoff unterschieden. Auf europäischer Ebene gibt es verschiedene Positionen zu der Frage, ob nur grüner Wasserstoff als sauberer Wasserstoff zu bezeichnen ist. Mit Investitionen in sauberen Wasserstoff kann daher je nach Begriffsverständnis auch die Finanzierung von nuklearer oder fossiler Infrastruktur gemeint sein. Die Debatten ähneln damit den Kontroversen im Strombereich.

102. Eine rechtlich verbindliche Festlegung von Kriterien für grünen, sauberen und auch für treibhausgasarmen Wasserstoff würde daher mehr Klarheit in die aktuelle energiepolitische Auseinandersetzung bringen. Mit Blick auf die Treibhauswirkung ist es notwendig, die Emissionen von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten entlang der Herstellungs- und Transportkette zu erheben. Für die Elektrolyse von Wasserstoff sind insbesondere klare Kriterien für den Strombezug notwendig.

Strombezug der Elektrolyse

103. Wie in Abschnitt 2.2.1 dargelegt, führt die Elektrolyse von Wasserstoff und die Erzeugung von PtX-Folgeprodukten zu einem erhöhten Strombedarf. Auch in einem Stromsystem mit einem bereits sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energien wäre Wasserstoff nicht treibhausgasfrei, wenn die zusätzliche Strommenge aus fossilen Kraftwerken gedeckt werden müsste (sog. Marginalbetrachtung). Für die Klimaschutzwirkung des grünen Wasserstoffs ist es daher entscheidend, dass die zusätzliche Stromnachfrage der Elektrolyse aus erneuerbaren Energien gedeckt wird. Sowohl für die Förderung der heimischen Produktion von grünem Wasserstoff, beispielsweise im Rahmen von Befreiungen von Steuern und Abgaben, als auch bei Anreizen für die Nutzung von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten, wie der Anrechnung synthetischer Kraftstoffe im Rahmen der überarbeiteten RED von 2018 (Richtlinie (EU) 2018/2001, RED II), ist daher ein Kriterium der Zusätzlichkeit sinnvoll: So muss auf der Ebene des Stromsystems sichergestellt sein, dass der zusätzliche Strombedarf nicht zu mehr Treibhausgasemissionen führt (KASTEN und HEINEMANN 2019, S. 12). Dazu müssten entsprechend dem Strombedarf für die Elektrolyse neue, zusätzliche Kapazitäten an erneuerbaren Energien zugebaut werden. Dieser zusätzliche Ausbau erneuerbarer Energien für die Elektrolyse darf nicht auf etwaige nationale Ausbauziele angerechnet werden (KASTEN 2020, S. 14). Sonst wird der erneuerbare Strom gegebenenfalls doppelt bilanziert, sowohl für die Wasserstoff- und PtX-Exporte als auch für nationale Energie- und Klimaziele. Am einfachsten lässt sich dies sicherstellen, wenn Elektrolyseure und für diese zugebaute Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom ohne Verbindung zum restlichen Stromnetz betrieben werden (off-grid). Hier müssten keine Interaktionen mit dem restlichen Stromnetz berücksichtigt werden. Allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit von Elektrolyseuren wie dargelegt von einer hohen Anzahl an Volllaststunden und niedrigen Strombezugskosten ab (Tz. 35 ff.). Die Nutzung von Erzeugungsspitzen oder einer Off-grid-PV-Anlage allein sind zunächst weniger wirtschaftlich. Kurzfristig werden grüner Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte aus Off-grid-Anlagen daher tendenziell nur eine untergeordnete Rolle spielen.

104. Der Betrieb von Elektrolyseuren mit Verbindung zum allgemeinen Stromnetz wird absehbar der Regelfall bleiben. Hier kann mithilfe von Herkunftsnachweisen belegt werden, welcher Strom in den Elektrolyseuren zum Einsatz kommt. Das bestehende System der Herkunftsnachweise (Guarantee of Origin – GO) aus der RED ist jedoch nur ein Bilanzierungsinstrument und garantiert nicht den zusätzlichen Zubau von erneuerbarer Stromerzeugung. Daneben stellen GOs nicht ausreichend detaillierte Informationen zum Produktionszeitpunkt und -standort bereit (Bellona Europa 2020, S. 9). In der Praxis könnten Power Purchase Agreements (PPA) für zusätzliche Stromerzeugungsanlagen dazu dienen, den Strombezug der Elektrolyseure entsprechend den dargelegten Kriterien zu zertifizieren (Transport & Environment 2021, S. 10).

105. Daneben ist insbesondere die Systemdienlichkeit der Elektrolyse von Bedeutung: Elektrolyseure, die grünen Wasserstoff produzieren, sollten bestehende Netzengpässe nicht verstärken und ihre Fahrweise sollte sich an der volatilen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien orientieren (MATTHES et al. 2020a, S. 109). Um dies in der Praxis zu gewährleisten, werden daher auch Kriterien der geografischen und zeitlichen Korrelation der zusätzlichen Stromproduktion mit der Elektrolyse diskutiert (dena 2020, S. 10 ff.).

106. Eine Voraussetzung für die Systemintegration der Elektrolyseure ist, dass der für die Elektrolyse zusätzlich erzeugte Strom auch tatsächlich von dieser verbraucht werden kann. Wäre dies nicht der Fall, würde zwar bilanziell genügend Strom für die Elektrolyse erzeugt, letztlich aber dennoch Marginalstrom des Strommixes im Elektrolyseur zum Einsatz kommen (dena 2020, S. 10). Dies lässt sich beispielsweise über ein Kriterium der geografischen Nähe sicherstellen. Im Rahmen einer in der RED II vorgesehenen, aktuell in Abstimmung befindlichen delegierten Verordnung soll dies erstmals für aus Wasserstoff hergestellte synthetische Kraftstoffe konkretisiert werden. So sollen sich unter anderem Elektrolyseur und Erzeugungsanlage für erneuerbare Energien auf derselben Seite eines Netzengpasses befinden müssen. Nur dann sollen die daraus hergestellten Kraftstoffe als grün anerkannt werden können. Die Definition von Netzengpässen ist in der Praxis jedoch komplex (dena 2020, S. 13).

AV WVA 20/32 Teil 1

107. Das Kriterium der zeitlichen Kongruenz wird häufig herangezogen, um sicherzustellen, dass der in einer zusätzlichen EE-Anlage erzeugte Strom tatsächlich im Elektrolyseur verbraucht wird. Zwischen dem Kriterium der zeitlichen Kongruenz und der Systemdienlichkeit kann jedoch ein potenzieller Trade-off existieren. Aus Systemperspektive könnte es sinnvoll sein, einen Elektrolyseur zu einem Zeitpunkt sehr geringer Anteile von erneuerbaren Energien im Stromsystem nicht zu nutzen und den zusätzlichen erneuerbaren Strom stattdessen dem Energiesystem zur Verfügung zu stellen. Umgekehrt würde ein Elektrolyseur sich systemdienlich verhalten, wenn er zu Zeitpunkten sehr hoher Erzeugung erneuerbaren Stroms im Gesamtnetz und drohender Abriegelung der Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom betrieben wird. Dies gilt auch, wenn die ihm spezifisch zugeordnete Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom zu diesem Zeitpunkt keinen Strom produziert. Ein systemdienlicher Betrieb von Elektrolyseuren orientiert sich somit am Strompreis, der das Angebot bzw. die Knappheit von grünem Strom im Gesamtsystem reflektiert. Gleichzeitig senkt eine solche systemdienliche Fahrweise auch die Betriebskosten der Elektrolyseure.

108. Die aktuell in Abstimmung befindliche delegierte Verordnung im Rahmen der RED II sieht vor, dass Kraftstoffe nicht als komplett erneuerbar anzuerkennen sind, wenn die dem Elektrolyseur zugeordnete Stromerzeugungsanlage zum Produktionszeitpunkt keinen Strom produziert. Dies verringert die Möglichkeit zum systemdienlichen Betrieb. Der Zielkonflikt ließe sich mindern, wenn der Strom der zusätzlichen Erzeugungsanlage für erneuerbare Energien dem Gesamtnetz zur Verfügung gestellt und zu einem späteren Zeitpunkt maximal bilanziell dieselbe Strommenge dem Netz entnommen werden dürfte, um das Kriterium der Zusätzlichkeit zu gewährleisten (DRÜNERT et al. 2019).

Weitere Herstellungs- und Transportemissionen

109. Die bisher dargelegten Aspekte sind für die Herstellung von grünem Wasserstoff und dessen Folgeprodukte relevant. Darüber hinaus bedarf es einer Betrachtung der Emissionen entlang der weiteren Herstellungs- und Transportkette. Diese Emissionen treten unabhängig von der Art des verwendeten Wasserstoffs auf und sollten daher nicht nur für Produkte aus grünem Wasserstoff erhoben werden. Insbesondere bei der Herstellung von PtX-Folgeprodukten sind die weiteren Umwandlungsverluste relevant. Bei synthetischen Kohlenwasserstoffen ist die Kohlenstoffquelle von Bedeutung (u. a. WHITE et al. 2021). So sind synthetische Kraftstoffe aus grünem Wasserstoff nur dann treibhausgasneutral, wenn das CO_2 tatsächlich im Kreislauf geführt wird. Dazu müsste es der Umgebungsluft entnommen werden oder aus nachhaltiger Biomasse stammen, die beispielsweise in Industrieprozessen verbrannt wurde (KASTEN 2020, S. 22; Tz. 65 f.). Abgesehen davon, dass die Nutzung von CCU bei fossil betriebenen Anlagen zur Erzeugung synthetischer Kraftstoffe nicht treibhausgasneutral wäre, besteht hier aktuell auch das Risiko von Mehrfachanrechnungen. Dies gilt insbesondere für transkontinentale Importe. Je nach Umwandlungsprozess, Art des Transportmediums und möglichen Rückumwandlungen am Zielort ergeben sich unterschiedliche Verluste, welche die Emissionsbilanz verschlechtern (bspw. auch bei der Verdampfung von flüssigem Wasserstoff während des Transports). Daneben spielen auch die Transportemissionen (bspw. des Schiffsantriebs) eine Rolle, die mit der Distanz ansteigen.

110. Auch für treibhausgasarmen Wasserstoff bedarf es für eine Zertifizierung von Anfang an spezifischer Nachhaltigkeitskriterien und einer umfassenden Bilanzierung der Emissionen. Nur so kann sichergestellt werden, dass beispielsweise blauer Wasserstoff tatsächlich die erhofften Emissionsminderungen erbringt. Besonders relevant sind die Vorkettenemissionen der Erdgasgewinnung (ASH et al. 2020, S. 38), die nicht durch das anschließende CCS im Rahmen der Dampfreformierung vermieden werden (Tz. 42). Daneben kann die CO_2-Abscheidung im Rahmen der Dampfreformierung nur einen Teil der Emissionen auffangen, ein weiterer Teil wird frei. Derzeit wird das abgeschiedene CO_2 in der Regel genutzt, um es in erschöpfte Ölfelder zu injizieren (JACOBSON 2021, Kap. 3.2). Damit kann aus diesen weiteres Öl gewonnen werden (EOR), strenggenommen handelt es sich also um CCU. Wird das abgeschiedene CO_2 zur weiteren Förderung von fossilen Ressourcen genutzt (wie dies bei EOR der Fall ist), scheint es zumindest widersprüchlich, den entsprechenden Wasserstoff aus Dampfreformierung als treibhausgasarm zu zertifizieren. CCU in Form von EOR sollte im Rahmen eines Zertifizierungssystems daher klar von der reinen Einlagerung unterschieden werden. Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass sich die Vorkettenemissionen bei der Dampfreformierung und der anschließenden Herstellung von PtX-Folgeprodukten entsprechend den Umwandlungsverlusten vervielfachen.

Verankerung von zusätzlichen Umwelt- und Sozialstandards

111. Für eine umfassende Nachhaltigkeitsbewertung sind neben der Treibhausgasbilanz Kriterien notwendig, die explizit zusätzliche Umweltauswirkungen sowie soziale Aspekte adressieren. Für die Standardisierung und Zertifizierung von grünem Wasserstoff sollte aus der Erfahrung mit der Biokraftstoffpolitik folgen, dass solche Nachhaltigkeitskriterien frühzeitig eingeführt werden (KASTEN und HEINEMANN 2019). Setzt das Förderregime falsche Anreize, droht die Entstehung eines globalen Marktes mit unerwünschten ökologischen und sozialen Folgen. Frühzeitig eingeführte und ambitionierte Nachhaltigkeitskri-

terien können dagegen zeitintensives Nachsteuern vermeiden (wie es im Rahmen der RED beispielsweise für Palmöl notwendig wurde (STATTMAN et al. 2018)). Dies könnte auch die Investitionssicherheit erhöhen.

112. Die Erfahrungen aus dem Biokraftstoffsektor zeigen aber auch, dass Zertifizierungskriterien lediglich Minimalanforderungen repräsentieren, um in Regionen mit unzureichender nationaler Gesetzgebung negative Auswirkungen durch eine gesteigerte Nachfrage nach Bioenergie in Europa gering zu halten (s. BÖTTCHER et al. 2020; HENNENBERG et al. 2018). Sie können keine nationalen oder internationalen und gegebenenfalls sanktionsbewehrten Schutzstrategien für die biologische Vielfalt ersetzen. Zudem werden Zertifizierungssysteme in der Praxis häufig nicht wirksam umgesetzt (MAI-MOULIN et al. 2021).

113. Die Nachhaltigkeitskriterien der RED II gelten für alle Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe (gasförmige und feste Brennstoffe), die ein Mitgliedstaat auf die Zielvorgaben von RED II anrechnen lässt. Sie zielen beispielsweise darauf ab zu vermeiden, dass Flächen mit einem hohen Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt und Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand für den Anbau von Bioenergiesubstraten umgewandelt bzw. Torfmoore weiter entwässert werden. Unter der RED werden diese Nachhaltigkeitsanforderungen unter anderem durch freiwillige Zertifizierungssysteme überprüft, die durch die Europäische Kommission akkreditiert werden (VOGELPOHL und PERBANDT 2019). Freiwillige Zertifizierungssysteme bieten den Vorteil, dass sie neben den globalen Schutzgütern Klima und Biodiversität im Prinzip auch lokale Schutzgüter und soziale Aspekte berücksichtigen können. Durch die RED-Nachhaltigkeitskriterien werden soziale Aspekte nur unzureichend adressiert. Der Grund liegt darin, dass bei der Ausarbeitung der Kriterien die Befürchtung bestand, dass sie nicht den Handelsregeln der World Trade Organization (WTO) standhalten würden (DAUGBJERG und SWINBANK 2015). Die freiwilligen RED-Zertifizierungssysteme haben bisher aber in der Regel nur Minimalanforderungen abgedeckt. Da Unternehmen zwischen verschiedenen anerkannten Zertifizierungssystemen wählen konnten, wurden ambitioniertere seltener angewendet. Es fand somit ein „race to the bottom“ statt (STATTMAN et al. 2018).

114. Für die Ausarbeitung von Nachhaltigkeitsstandards für Wasserstoff könnte sich beispielsweise die ISO-Norm 13065 („Sustainability criteria for bioenergy“) als hilfreich erweisen. Die Norm ist ein Meta-Standard mit einem umfassenden Katalog an Prinzipien, Kriterien und Indikatoren für die Entwicklung von Bioenergiestandards, hinter denen die Nachhaltigkeitskriterien der RED II jedoch weit zurückbleiben (HENNENBERG et al. 2019). Es wäre zu prüfen, inwieweit die dort enthaltenden Informationen auch für grünen Wasserstoff anwendbar sind bzw. welche Aspekte ergänzt werden sollten.

115. Es ist dabei zu bedenken, dass die RED-Kriterien spezifisch für Biokraftstoffe festgelegt wurden und sie nur teilweise auf Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte übertragbar sind. So fokussieren sie zum Beispiel auf Wälder und Feuchtgebiete, da diese Ökosysteme durch den Anbau landwirtschaftlicher Biomasse in tropischen Regionen besonders gefährdet sind. Die Biodiversität trockener Regionen und aquatischer Ökosysteme, die also weder Grünland noch Wald sind, wird in der RED II lediglich unter „Schutzgebiete“ adressiert. Im Wasserstoffkontext wird aber von einem hohen Flächenbedarf in Regionen ausgegangen, die über besonders günstige Bedingungen für Wind- oder Solarenergieanlagen verfügen, zum Beispiel Küsten- und Wüstenregionen. Um in diesen Regionen negative Effekte der Wasserstoffwertschöpfung für Böden, Gewässer und biologische Vielfalt gering zu halten, ist es zum einen besonders relevant, die Flächeninanspruchnahme und Wassernutzung vor Ort möglichst effektiv und umweltschonend zu gestalten. Zum anderen spielen die Bedarfe an Wasser und Rohstoffen entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette eine entscheidende Rolle für die Gesamt-Umweltauswirkungen von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten (Abschn. 2.2.1).

116. Orientierung für die Bewertung bzw. Vermeidung von Umweltrisiken vor Ort bieten international anerkannte Listen besonders schützenswerter Gebiete (z. B. aufgeführt in entsprechenden Listen von IUCN, internationalen Biodiversitätsabkommen oder UNESCO) sowie Leitlinien für die Durchführung von Umweltprüfungen (s. MAI-MOULIN et al. 2021). Entsprechende Leitlinien hat zum Beispiel das Entwicklungsproramm der Vereinten Nationen herausgegeben (UNDP 2019). Sie beinhalten unter den Standards „Biodiversitätsschutz und nachhaltiges Management von Umweltressourcen“ beispielsweise die Anforderung, direkte, indirekte und kumulierte Auswirkungen auf Umweltressourcen, Biodiversität und Ökosystemleistungen zu ermitteln. Dabei sollen unter anderem ein möglicher Verlust von Habitaten, ihre Degradation und Fragmentierung, invasive gebietsfremde Arten, eine Übernutzung von Wasserressourcen und negative Auswirkungen auf Böden berücksichtigt werden (UNDP 2019, S. 28, eigene Übersetzung). Unter dem Standard „Gesundheitswesen, Schutz und Sicherheit“ werden zudem Umwelt- und Gesundheitsrisiken adressiert, die unter anderem durch die Errichtung von Infrastruktur, Luftverschmutzung oder einen Transport bzw. eine Speicherung oder Nutzung von gefährlichen Materialien hervorgerufen werden können (ebd., S. 29).

117. Für die konkrete Bewertung dieser Aspekte auf Projektebene können an die jeweiligen nationalen bzw.

AV WVA 20/32 Teil 1

lokalen Bedingungen angepasste Instrumente der Umweltplanung und der nachhaltigen Gewässerbewirtschaftung nützlich sein (MALINS 2017; KALIS und LANGENHORST 2020). Für die Bewertung der Wassernutzung ist es sinnvoll, sie mit der lokalen Wasserverfügbarkeit ins Verhältnis zu setzten und hierfür beispielsweise internationale Wasserstresskarten heranzuziehen (SAILER et al. 2021, S. 33). Eine Zertifizierung könnte dann an bestimmte Bedingungen geknüpft werden. Beispiele hierfür wären: Elektrolyseure dürfen nicht in Gegenden mit sinkenden Wasserpegeln installiert werden, Elektrolyseure dürfen nicht zu einem erhöhten Risiko einer Grundwasserabsenkung beitragen, der Wasserverbrauch durch die Elektrolyseure darf die lokale Wasserversorgung nicht negativ beeinflussen (ebd.).

118. Die ökologischen Auswirkungen der Produktion von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten besitzen auch eine soziale Dimension: Eine erhöhte Wassernutzung vor Ort kann zum Beispiel die Trinkwasserversorgung der lokalen Bevölkerung verschlechtern (Tz. 89) und sich negativ auf die Ernährungssituation auswirken. Auch steigt mit der zunehmenden Nachfrage nach Land, wie sie ein Ausbau von Stromerzeugungs-, Wasserstoff- und PtX-Infrastruktur zur Folge haben kann, das Risiko illegaler oder unverhältnismäßiger Landnahmen („land grabbing"). Dies ist umso mehr in Ländern mit schwachen Institutionen der Fall, in denen Land- und Wasserrechte der lokalen Bevölkerung nicht formalisiert sind oder nicht durchgesetzt werden (BOTTAZZI et al. 2016; BUES und THEESFELD 2012). Das betrifft in einigen Ländern auch indigene Bevölkerungsgruppen, die oft zu einem besonderen Maße mit ihrem Land verbunden sind und deren traditionelle Rechte häufig nicht vollständig anerkannt sind. Ein Zertifizierungssystem sollte daher so beschaffen sein, dass es negative soziale Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung in der Herkunftsregion von vornherein adressiert und diese minimiert werden. Daneben sollten Sozialstandards auch in allen weiteren Schritten der Wertschöpfungskette eingehalten werden.

2.2.3 Infrastruktur

119. Transportinfrastrukturen werden meist langfristig, das heißt für mehrere Jahrzehnte, entwickelt. Die erforderliche Transportinfrastruktur für Wasserstoff hängt davon ab, wo und auf welche Art Wasserstoff erzeugt und wo und wofür er eingesetzt werden kann.

120. Heute wird Wasserstoff weltweit fast ausschließlich direkt am Erzeugungsort verbraucht – lediglich rund 5 % werden transportiert (FfE 2019, S. 23). Auch in Deutschland gibt es bislang nur einen Nischenmarkt. So wird beispielsweise grauer Wasserstoff über private Netze zu rund 90 Tankstellen transportiert. Es bestehen derzeit drei größere Wasserstoffcluster in Deutschland. Dort verbinden privat betriebene Wasserstoffnetze hauptsächlich Chemieparks und Raffinerien. Die Pipelines befinden sich im Ruhrgebiet in Nordrhein-Westfalen (240 km Pipelinelänge), in Bitterfeld in Sachsen-Anhalt (150 km) sowie zwischen Brunsbüttel und Heide in Schleswig-Holstein (30 km) (ebd., S. 23 f.).

121. Bislang gibt es in Deutschland keine öffentlichen Netze, die einen diskriminierungsfreien Zugang für Dritte ermöglichen. Sie sollen jedoch verpflichtend eingeführt werden (vgl. Gesetzentwurf zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht mit Entwurf zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), Entwurf § 28m EnWG-Novelle). Planungen für ein öffentliches Netz gibt es beispielsweise an einem Industriestandort in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. Dort soll ein Wasserstoffcluster bis Ende 2022 industrielle Erzeugungs- und Verbrauchsorte verbinden (130 km Pipelinelänge). Für das Pilotprojekt sollen bestehende Erdgaspipelines umgewidmet und teilweise neue Pipelines gebaut werden („GET H2 Nukleus: umfangreiche CO_2-Einsparungen durch erstes öffentlich zugängliches Wasserstoffnetz", Pressemitteilung von BP Deutschland vom 17. März 2020). In Nordrhein-Westfalen, wo bedeutende Industriestandorte angesiedelt sind, ist die Planung für eine umfangreiche Wasserstoffinfrastruktur vergleichsweise fortgeschritten (MWIDE NRW 2020). In Hamburg soll die Industrie bis spätestens 2030 mit grünem Wasserstoff über 60 km lange Wasserstoffnetze versorgt werden (Gasnetz Hamburg o. J.).

Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz

122. Die Diskussion darüber, inwieweit bestehende Erdgaspipelines für Wasserstoff genutzt werden können, gewinnt in der wissenschaftlichen Literatur und der Fachöffentlichkeit an Bedeutung. Aus technischen und rechtlichen Gründen kann Wasserstoff dem Erdgasnetz heute nur stark begrenzt beigemischt werden. Dies liegt an den unterschiedlichen chemischen Eigenschaften der Gase. Sie haben Einfluss auf das Materialverhalten der Pipelines, die Funktionsfähigkeit von Verdichterstationen sowie die Endanwendungen. Erdgas geringe Mengen Wasserstoff beizumischen, ist technisch mit wenigen Anpassungen umsetzbar. Bei größeren Mengen muss die Erdgasinfrastruktur teilweise aufwendig angepasst und Verbrauchsstellen und Endanwendungen müssen umgestellt werden. Das ist mit hohen Kosten verbunden (WACHSMUTH et al. 2019; CERNIAUSKAS et al. 2020). Die Kostenanalysen sind allerdings mit Unsicherheiten behaftet. Der technische Aufwand der verschiedenen Umwidmungsverfahren müsste zunächst erforscht werden (CERNIAUSKAS et al. 2020; IEA 2015; WACHSMUTH et al. 2019, S. 170 f.;

MATTHES et al. 2020a). Zudem werden die Begriffe Beimischung, Umwidmung und Neubau in der Fachöffentlichkeit teilweise unscharf verwendet.

123. Die Funktionsfähigkeit von Endanwendungen ist schon bei geringen Beimischungen problematisch, da sich Wasserstoff und Erdgas in ihren brenntechnischen Kennwerten unterscheiden. Angeschlossene Nutzungen, wie Tankstellen, sind von bestimmten Gasqualitäten abhängig. So können für Erdgasfahrzeuge maximal 2 Vol.-% Wasserstoff beigemischt werden (WACHSMUTH et al. 2019, S. 199; Bundesnetzagentur 2020a, S. 28). Auch Gasturbinen können laut WACHSMUTH et al. (2019, S. 199) nur mit geringen Wasserstoffbeimischungen (zwischen 1 und 5 Vol.-%) sicher betrieben werden. Einige Marktakteure (z. B. Siemens AG) gehen hingegen davon aus, dass teilweise auch höhere Beimischungsmengen technisch möglich sind (Siemens AG 2020). Die Höhe der Beimischung ist in jedem Fall abhängig von der Erdgasqualität, der Verträglichkeit der Endanwendung, der eingesetzten Anlagenteile sowie örtlichen Bedingungen und Anforderungen (WACHSMUTH et al. 2019, S. 199; Siemens AG 2020, S. 8). Auch in Hochtemperaturprozessen der Industrie sind schon geringe Beimischungen problematisch (WACHSMUTH et al. 2019, S. 199). Zudem verringert sich die Transportkapazität von Erdgaspipelines, wenn Wasserstoff beigemischt wird, weil Wasserstoff eine geringere Energiedichte hat (ebd., S. 170 f.). Durch die Beimischung ändern sich nicht nur Eigenschaften (wie Brennwert, Dichte, Wobbe-Index und Diffusionskoeffizient), sondern auch deren Kenngrößen in Bezug auf die Anlagensicherheit. Für den Explosionsschutz sind diese von Bedeutung (BAM 2020, S. 16). Laut DVGW-Regelwerk ist es für Teile der Erdgasinfrastruktur in Deutschland möglich, bis zu 10 % Wasserstoff beizumischen. Voraussetzung ist, dass dies nicht zu Problemen bei der Nutzung führt, wie zum Beispiel bei Erdgastankstellen (Bundesnetzagentur 2020a, S. 28). Die unterschiedlichen europäischen Richtlinien machen eine Beimischung zwischen 0,1 und 12 Vol.-% Wasserstoff möglich (WACHSMUTH et al. 2019, S. 199). Im Gegensatz zu Wasserstoff kann synthetisches Methan dem Erdgas in großen Mengen beigemischt werden, ohne dass die Infrastruktur aufwendig angepasst oder angeschlossene Nutzungen ausgetauscht werden müssen. Dann entfällt allerdings der Vorteil der Emissionsfreiheit (Agora Verkehrswende et al. 2018, S. 79; MATTHES et al. 2020a, S. 93; WACHSMUTH et al. 2019, S. 199).

124. Zu der Frage, ob Wasserstoff dem Erdgasnetz beigemischt werden sollte, bestehen in der Fachöffentlichkeit gegensätzliche Positionen. Vor allem Gasnetzbetreiber befürworten eine Beimischung – insbesondere auf Verteilnetzebene. Das zeigt eine Marktkonsultation der Bundesnetzagentur, bei der 63 Unternehmen, Verbände, Forschungseinrichtungen und Behörden befragt wurden (Bundesnetzagentur 2020b, S. 6). Die Befürwortenden argumentieren, dass durch eine Beimischung alle Sektoren, die derzeit mit Erdgas versorgt werden (vor allem der Wärmesektor), dekarbonisiert werden könnten und der Markthochlauf für Wasserstoff durch eine „flächendeckende Beimischung“ beschleunigt werden würde (ebd., S. 14). Dafür müssten jedoch große Mengen Wasserstoff bereitgestellt werden, die nach Ansicht des SRU in diesem Maßstab nicht umweltfreundlich und nachhaltig hergestellt werden könnten.

125. Der Großteil der Befragten lehnt die Beimischung hingegen ab, weil dies eine „kostenintensive Verschwendung des hochwertigen“ Wasserstoffs sei (Bundesnetzagentur 2020b, S. 13). Insbesondere in der Industrie werde dringend reiner Wasserstoff benötigt (ebd.). Im Wärmesektor sei Wasserstoff nur in geringen Mengen sinnvoll (s. Kap. 3.3). Zudem müsste der gesamte Gerätebestand (wie z. B. Gasherd, Backofen, Gastherme für Warmwasseraufbereitung) ausgetauscht werden, wenn Wasserstoff in größeren Mengen beigemischt würde (ebd., S. 13 f.). Uneinigkeit besteht darüber, welche Wasserstoffmenge technisch beigemischt werden kann, ohne dass der Gerätebestand ausgetauscht werden muss. Diese Menge variiert auch in Abhängigkeit von dem Gerät, der Anwendung, der Leitung und der Gasqualität.

Pläne für einen Infrastrukturaufbau für Wasserstoffleitungen

126. Betreiber der Verteilnetze schlagen vor, den Anteil der Beimischung in den Verteilnetzen von derzeit 10 % über 20 % auf 100 % zu steigern, was einer vollständigen Umwidmung gleichkommt. Die Erdgasverteilnetze in Deutschland haben eine Länge von 512.200 km, die Erdgasfernleitungsnetze von 38.500 km. Im Rahmen des Projekts „H2vorOrt“ machen 33 Unternehmen der Erdgaswirtschaft, die die Hälfte der deutschen Gasverteilnetze betreiben, gemeinsam mit dem DVGW Vorschläge zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. 2050 soll das Verteilnetz demnach entweder ausschließlich reinen Wasserstoff transportieren oder es soll weitere Netzabschnitte geben, die grünes Methan mit einer Beimischung von Wasserstoff transportieren (DVGW 2020b, S. 17). Dafür müssten Gas-Endanwendungen umgestellt werden, was laut Projektvorschlag öffentlich gefördert werden sollte (ebd., S. 19).

127. Auch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Gas veröffentlichten Anfang 2020 einen Vorschlag, wie ein Netz für reinen Wasserstoff in Deutschland aufgebaut werden könnte. Das „visionäre Wasserstoffnetz“ umfasst rund 5.900 km und soll „technologieoffen“ grünen und blauen Wasserstoff transportieren. 90 % der Leitungen sollen durch den Umbau von Erdgasleitungen entstehen, 10 % durch Neubau (FNB Gas 2020a; 2020b, S. 180). Der

AV WVA 20/32 - Teil 1

Vorschlag basiert auf einer Abfrage der Marktpartner und einer Studie im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber (FfE 2019). Diese Studie basiert wiederum auf dem TM95-Szenario der dena-Leitstudie (dena 2018a). Das Szenario geht auch 2050 noch von einer Erdgasnachfrage aus (rund 10 % der Gasnachfrage insgesamt) und von einer sehr hohen Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischen Gasen (dena 2018a, S. 67 und 277; Tz. 148 und Kasten 1).

128. Zudem berücksichtigen die Fernleitungsnetzbetreiber erstmals Wasserstoff im Rahmen der Modellierungen für den aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) Gas 2020–2030. Mit der „Grüngasvariante" sollen Erdgaspipelines für Wasserstoff umgerüstet und reine Wasserstoffpipelines gebaut werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber meldeten im Rahmen der zugrunde liegenden Marktabfrage der Bundesnetzagentur 31 solcher Wasserstoffprojekte. Laut Fernleitungsnetzbetreiber reiche die Elektrolyseleistung aus der Marktabfrage jedoch nicht aus, um den Wasserstoffbedarf zu decken. Dies erfordere, zusätzliche Wasserstoffquellen zu erschließen (FNB Gas 2020b, S. 161 f.). Die Bundesnetzagentur veröffentlichte Ende März 2021 ein Änderungsverlangen zum Entwurf des NEP. Demnach stehen die Umsetzungschancen für die Wasserstoffprojekte gut, auch wenn diese eventuell nicht im Rahmen des NEP reguliert werden könnten. Reine Wasserstoffleitungen seien nicht vom Energiewirtschaftsgesetz erfasst und daher nicht im Rahmen des NEP genehmigungsfähig (Bundesnetzagentur 2021). Der finale NEP soll im Frühjahr 2021 veröffentlicht werden. Um alle Wasserstoffarten zu transportieren, schlagen die Ferngasnetzbetreiber und weitere Verbände vor, die Technologiebindung des Energiewirtschaftsgesetzes zu streichen und den Begriff „Erdgas" durch „Gas" zu ersetzen (für weitere Vorschläge zur Anpassung des Rechtsrahmens s. FNB Gas et al. 2020). Dadurch könnten die Wasserstoffnetze über die Nutzungsentgelte finanziert, also auf die Erdgasverbraucherinnen und -verbraucher umgelegt werden. Diese Forderung lehnte das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ab, da es Änderungen des EU-Rechts bedürfe (Entwurf EnWG-Novelle vom Dezember 2020; Tagesspiegel Background Energie & Klima 10.12.2020).

129. Wie auf europäischer Ebene ein Wasserstoffnetz bis 2040 aufgebaut werden könnte, analysierten elf Vereinigungen von Fernleitungsnetzbetreibern mit der Unternehmensberatung Guidehouse (WANG et al. 2020). Der Vorschlag vom Juli 2020 für ein „European Hydrogen Backbone"-Netz berücksichtigt nationale Positionen der Fernleitungsnetzbetreiber, insbesondere der niederländischen und deutschen. Im April schlossen sich elf weitere Fernleitungsnetzbetreiber der Initiative an („Europäischer Wasserstoff Backbone wächst weiter und stellt Vision für 40.000 km langes H2-Netz in 21 Ländern vor", Pressemitteilung der Europäischen Wasserstoff Backbone Initiative vom 13. April 2021). Demnach soll bis 2040 ein Wasserstoffnetz mit einer Länge von 40.000 km 21 Länder miteinander verbinden. 69 % der Leitungen sollen durch Umwidmung von Erdgasleitungen geschaffen und 31 % neu gebaut werden. Das Netz soll zwischen 43 und 81 Mrd. Euro kosten.

130. Diese umfangreichen Pläne der Fernleitungsnetzbetreiber sind vor dem Hintergrund der politischen Debatte weit fortgeschritten. Zum einen besteht bezüglich der technischen Machbarkeit Forschungsbedarf, zum anderen bedarf es zunächst umfangreicher politischer Entscheidungen, welche Infrastruktur für welchen wie hergestellten Wasserstoff aufgebaut werden sollte.

Machbarkeit und Kosten der vollständigen Pipelineumwidmung

131. Bestehende Erdgaspipelines können nicht ohne weitere Anpassungsmaßnahmen für den Transport von reinem Wasserstoff verwendet werden. Die vollständige Umwidmung ist mit technischen Herausforderungen verbunden (CERNIAUSKAS et al. 2020). Beim Kontakt von Wasserstoff mit Stahl kann es durch Wasserstoffeinlagerung zur Versprödung des Materials kommen, was Rissbildungen begünstigt. Das Ausmaß der Versprödung hängt von der Wasserstoffkonzentration ab, weshalb geringere Beimischungen von Wasserstoff unbedenklich sind. Bestimmte Stahltypen, wie beispielsweise die Typen X42 und X70, sind für Wasserstoffversprödung weniger anfällig (CERNIAUSKAS et al. 2020; van CAPPELLEN und ROOIJERS 2018). Rissbildungen werden durch Druckschwankungen begünstigt, daher muss der Wasserstoffdruck in den Leitungen bei einer Umwidmung möglichst konstant gehalten werden (ebd.). Um Materialschäden frühzeitig zu erkennen, sind ein umfangreiches Monitoring und eventuell häufigere Wartungsarbeiten erforderlich. Weiterhin wird zum Schutz des Stahls der Einsatz von Kunststoffbeschichtungen diskutiert. Es gibt allerdings uneinheitliche Aussagen darüber, ob für die Aufbringung solcher Beschichtungen die (aufwendige) Ausgrabung der Pipelines notwendig ist (CERNIAUSKAS et al. 2020; WANG et al. 2020). Eine Umrüstung auf 100 % Wasserstoff erfordert in jedem Fall die Anpassung von Stationen zur Druckregulation und von Verdichterstationen. Ob diese modifiziert werden können oder vollständig ausgetauscht werden müssen, ist noch unklar (van CAPPELLEN und ROOIJERS 2018; WANG et al. 2020) und stellt eine Unsicherheit in den Kostenabschätzungen dar.

132. Die Kosten der Umwidmung von Erdgaspipelines für Wasserstoff werden teilweise günstiger geschätzt als die des Neubaus von reinen Wasserstoffpipelines (SCHULTE et al. 2020; Artelys 2020, S. 3; ROBINIUS et al. 2020a;

WACHSMUTH et al. 2019; MATTHES et al. 2020a; dena 2018a). Wenn mehrere Erdgaspipelines nebeneinander verlaufen, von denen einzelne Pipelines auf Wasserstoff umgerüstet werden können, steigert das die Wirtschaftlichkeit der Umwidmung gegenüber dem Neubau (WACHSMUTH et al. 2019, S. 171). Auf den unteren Netzebenen ist das allerdings selten möglich (ebd., S. 178). Aufwendig ist hingegen, nicht redundante Gaspipelines umzuwidmen. Denn die Pipelines müssen vollständig leer sein, bevor sie auf Wasserstoff umgestellt werden können. Das wäre mit einer Versorgungsunterbrechung verbunden (ebd.). Die Kostenanalysen sind insgesamt von Faktoren wie der nachgefragten Wasserstoffmenge oder der geografischen Verteilung der erneuerbaren Stromquellen bzw. Elektrolyseure abhängig (Artelys 2020, S. 28). Bei geringeren Wasserstoffmengen können Investitionen in reine Wasserstoffpipelines die günstigere Option sein (ebd., S. 32). Zudem ist entscheidend, ob mögliche Stilllegungskosten des Erdgasnetzes bis 2050 in den Kostenanalysen berücksichtigt werden, weil aufgrund der sinkenden Erdgasnachfrage die Infrastruktur zurückgebaut werden muss (WACHSMUTH et al. 2019, S. 171).

133. Ob eine Umwidmung technisch möglich ist, hängt von den spezifischen Gegebenheiten der Pipeline ab. Eine individuelle Überprüfung entsprechender Pipelineabschnitte ist in jedem Fall erforderlich. Mögliche Kostenvergleiche zwischen Umwidmung und Neubau gelten daher nicht pauschal. Auch ist die Datenlage noch sehr unsicher, sodass zum jetzigen Zeitpunkt keine abschließende Einschätzung zum Kostenvergleich von Umrüstung und Neubau gegeben werden kann. Es gibt zwar Forschungs- und Pilotprojekte der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, die von einer technischen Machbarkeit einer vollständigen Umrüstung ausgehen (WANG et al. 2020), es ist aber weitere Forschung notwendig. Auch im Rahmen des H21-Projekts werden im Norden Englands seit einigen Jahren Machbarkeit und Sicherheit von Pipelineumwidmungen untersucht. Abschließende Ergebnisse dieses Projekts werden wichtige Erkenntnisse für die Infrastrukturentwicklung auf europäischer Ebene liefern, da insbesondere Sicherheitsaspekte noch nicht ausreichend geprüft sind.

Alternative Transportmöglichkeiten: Schiff, LOHC oder Ammoniak

134. Pipelines sind zwar für den Transport von kürzeren und längeren Distanzen geeignet, sie sind aber nur bei großen Wasserstoffmengen wirtschaftlich. Zudem sind Pipelines in ihrer Länge begrenzt, sodass für potenzielle Wasserstoffimporte nach Deutschland nur europäische Länder und Anrainerstaaten infrage kommen. Für weiter entfernte Exportländer werden alternative Transportmöglichkeiten benötigt. Des Weiteren müssen für importierten und heimisch erzeugten Wasserstoff Verteilsysteme zu Endverbrauchern und -verbraucherinnen aufgebaut werden, die nicht an eine Pipelineinfrastruktur angeschlossen sind. Dafür werden im Folgenden Transportmöglichkeiten über weite Distanzen und lokale Verteilung getrennt voneinander betrachtet. Für mögliche Umweltauswirkungen unterschiedlicher Transportmöglichkeiten siehe auch Abschnitt 2.2.1.

135. Wasserstofftransporte über weite Distanzen ohne vorhandene Pipelineinfrastruktur sollen zukünftig per Schiff erfolgen. Aufgrund seiner geringen Dichte ist Wasserstoff nicht ohne Weiteres transportfähig. Durch mechanische Komprimierung von Wasserstoff kann die Dichte zwar erhöht werden, dennoch ist die Menge Wasserstoff, die pro Volumeneinheit transportiert werden kann (sog. volumetrische Dichte), so niedrig, dass komprimierter Wasserstoff als Transportform für den Langstreckentransport ungeeignet ist (ROEB et al. 2020). Durch die Verflüssigung von Wasserstoff kann die volumetrische Dichte beinahe verdoppelt werden (NIKOLAIDIS und POULLIKKAS 2017). Eine Verflüssigung wird durch abwechselnde Komprimierungs- und Abkühlungsprozesse erreicht (ebd.). Dieses Verfahren ist energieintensiv: Die dafür benötigte Energie kann zwischen 36 und 45 % des Gesamtenergiegehalts von Wasserstoff liegen (REUß et al. 2017). Allerdings wird erwartet, dass sich die Energieeffizienz des Verfahrens deutlich verbessern wird und sich die Verluste auf schätzungsweise rund 22,5 % reduzieren lassen (IEA 2019, S. 75; REUß et al. 2017; MORADI und GROTH 2019; WIJAYANTA et al. 2019). Der Siedepunkt von Wasserstoff liegt bei −253 °C, weshalb dieser nach Verflüssigung in wärmeisolierenden Tanks (Kryotanks) transportiert werden muss. Dabei gehen selbst bei optimaler Wärmeisolation durch sogenannte Boil-off-Verluste nennenswerte Mengen Wasserstoff verloren (pro Tag 0,4, 0,2, 0,06 % bei Tankgrößen von 50, 100, 20.000 m^3, s. NIKOLAIDIS und POULLIKKAS 2017). Schiffstransporte von verflüssigtem Wasserstoff und die dafür benötigten Tanks befinden sich noch im Entwicklungsstadium.

136. Alternativ zum Transport von reinem Wasserstoff in flüssigem oder komprimiert gasförmigem Zustand können verschiedene Trägermaterialien eingesetzt werden, die als Speichermedium dienen. Dabei wird Wasserstoff entweder durch Reaktion mit bestimmten Chemikalien in eine andere chemische Form überführt oder an die Oberfläche eines Materials adsorbiert. Vorteile sind häufig bessere Transportfähigkeit oder geringere Sicherheitsrisiken. Trägermaterialen erfordern aber immer einen Energieeinsatz für die Überführung und Rücküberführung des Wasserstoffs sowie eine entsprechende Anlageninfrastruktur. Ein Nachteil besteht auch darin, dass die Trägermaterialien zurücktransportiert werden müssen (ROEB et al. 2020). An Trägermaterialien wird aktiv geforscht, jedoch besitzt derzeit noch keines der möglichen Materialien

AV WVA 20/32 Teil 1

industrielle Reife. Als besonders vielversprechend gelten flüssige organische Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carriers – LOHC). Dabei handelt es sich um wasserstoffarme flüssige organische Verbindungen, die über katalytische Hydrierungsreaktionen in wasserstoffreichere Verbindungen überführt werden. Durch entsprechende katalytische Dehydrierungsreaktionen kann der Wasserstoff am Zielhafen zurückgewonnen werden. Die Menge an Wasserstoff, die mit LOHC transportiert werden kann, ist allerding bisher begrenzt und der Energieeinsatz für die Umwandlung hoch (35 bis 40 % des Gesamtenergiegehalts von Wasserstoff, s. IEA 2019, S. 75; MORADI und GROTH 2019).

137. Wie in Abschnitt 2.1.5 dargestellt, könnte Ammoniak ebenfalls als Transportmedium für Wasserstoff dienen. Bislang wird Ammoniak direkt als Rohstoff in der Industrie eingesetzt. Ausschlaggebend für den Einsatz von Ammoniak als Transportmedium könnte daher sein, dass bereits eine Transportinfrastruktur besteht. Allerdings ist auch für Ammoniak der Energieeinsatz für die Umwandlung (7 bis 18 %) und Rückumwandlung (< 20 %) nicht unerheblich (IEA 2019, S. 75). Zudem muss beachtet werden, dass beim Umgang mit Ammoniak Brand- und Explosionsgefahr besteht.

138. Für die lokale Verteilung können neben Pipelines auch Tanklastwagen genutzt werden, die komprimierten oder verflüssigten Wasserstoff transportieren. Komprimierter Wasserstoff hat zwar eine niedrige volumetrische Dichte, ist aber mit dem geringsten Energieeinsatz verbunden und bedarf keiner Umwandlungsprozesse. LOHC und Ammoniak können als Wasserstoffträger ebenfalls in Tanklastwagen transportiert werden. Allerdings müssen dann Umwandlungsanlagen am Ziel des Transports vorhanden sein, um den Wasserstoff zurückzugewinnen. Da der Bau solcher Anlagen teuer ist und die Umwandlung und Rückumwandlung energieintensiv sind, kann dies die Kostenvorteile beim Transport gegenüber komprimiertem Wasserstoff aufheben.

Kostenabschätzungen der Transportmöglichkeiten

139. Die Entfernung und der Wasserstoffbedarf sind entscheidend, um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Transportmöglichkeiten vergleichen zu können. Für kürzere und mittlere Entfernungen wird der Pipelinetransport am günstigsten eingeschätzt. Generell setzt die Wirtschaftlichkeit von Pipelines aber einen hohen Wasserstoffbedarf voraus. Bezüglich der Entfernung, ab der ein Schiffstransport von verflüssigtem Wasserstoff günstiger wird, gehen Prognosen für 2030 relativ weit auseinander. Die Spannbreite reicht dabei von 1.500 km (IEA 2019) bis zu 7.000 km (BRÄNDLE et al. 2020). Einige Prognosen schätzen Pipelines unter bestimmten Bedingungen sogar generell als die günstigere Alternative ein (ebd.; JENSTERLE et al. 2020). Zudem unterscheiden einige Prognosen zwischen Neubau und umgewidmeter Pipeline. Dies führt zu großen Kostenunterschieden, was zeigt, wie schwierig eine konkrete Abschätzung ist.

140. Große Unsicherheiten bestehen auch bei der Kostenabschätzung von LOHC, weshalb sie bei den meisten Prognosen nicht berücksichtigt werden. Der Transport mit LOHC und verflüssigtem Wasserstoff ist energieintensiv und beide Verfahren stehen erst am Anfang der kommerziellen Entwicklung. Diese Transportverfahren werden daher zu Beginn teuer sein, eine Steigerung der Energieeffizienz und somit eine Kostensenkung sind aber zu erwarten.

141. Wenn Wasserstoff vor dem Transport in Ammoniak umgewandelt wird, können Kostenvorteile entstehen, da für Ammoniak bereits eine Transportinfrastruktur besteht. Daher ist für die Anwendung von Ammoniak als industriellem Rohstoff eine Umwandlung vor dem Transport sinnvoll. In den nächsten Jahren muss aufgrund der fehlenden Pipelineinfrastruktur bei allen Mittel- und Langstreckentransporten von Wasserstoff mit hohen Energieverlusten gerechnet werden. Welche Methode langfristig für welche Entfernung die günstigste sein wird, ist noch nicht abzuschätzen und hängt maßgeblich von den Entwicklungsfortschritten in den nächsten Jahren ab.

Speichermöglichkeiten

142. Wasserstoff wird als saisonaler Energiespeicher für erneuerbare Energien in Betracht gezogen (s. Kap. 3.4). Die für den Transport diskutierten Wasserstofftanks können grundsätzlich als Wasserstoffspeicher dienen. Sie sind aber für die Lagerung über längere Zeiträume aufgrund täglicher Verluste (Tz. 62) eher ungeeignet und stellen für die Speicherung großer Mengen einen deutlichen Kostenfaktor dar. Für größere Mengen an Wasserstoff kommt demnach nur die Speicherung in unterirdischen geologischen Reservoirs infrage. Optionen der geologischen Speicherung sind Salzkavernen, erschöpfte Öl- und Gasfelder und salzhaltige Grundwasserleiter. Salzkavernen sind künstlich erzeugte unterirdische Hohlräume in Salzstöcken, die in erster Linie der Erdöl- und Erdgasspeicherung dienen. Sie werden aber bereits seit Ende des 20. Jahrhunderts in Großbritannien und den USA auch für die Wasserstoffspeicherung verwendet und sind damit erprobt und ausgereift (HEINEMANN et al. 2021; ROEB et al. 2020; IEA 2019). Aufgrund ihrer geologischen Eigenschaften haben Salzkavernen einige Vorteile. Sie besitzen eine geringe Durchlässigkeit und wegen der inerten Eigenschaften der Salze gegenüber Wasserstoff kommt es zu geringen Verlusten (ROEB et al. 2020; MORADI und GROTH 2019). Es gibt in Salzkavernen außerdem wenig Kontaminationspotenzial durch andere Stoffe und der große Druck

erlaubt hohe Entladungsraten (IEA 2019). Somit eignen sie sich für die kurz- und mittelfristige Wasserstoffspeicherung (HEINEMANN et al. 2021). Begrenzt wird die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen durch deren Verfügbarkeit, Größe und geografische Lage, weshalb auch erschöpfte Öl- und Gasfelder sowie Grundwasserleiter als Optionen diskutiert werden. Bei diesen handelt es sich nicht um große Hohlräume, sondern um unterirdische poröse Gesteinsschichten. Sie haben in der Regel ein deutlich größeres Speicherungspotenzial als Kavernen. Allerdings sind sie bisher nicht für die reine Wasserstoffspeicherung erprobt, sondern wurden lediglich für die Speicherung von Stadtgas verwendet (durch Kohlevergasung erzeugtes Gasgemisch aus Wasserstoff, Methan, Kohlenmonoxid und Stickstoff, s. HEINEMANN et al. 2021). Die Verwendung als Wasserstoffspeicher ist noch mit Unsicherheiten verbunden. So kann es zu Wasserstoffverlusten durch mikrobiologische Abbauprozesse oder Reaktionen mit Mineralien oder Flüssigkeiten kommen. Dies kann wiederum zu Veränderungen der geologischen Gegebenheiten führen. Es bestehen außerdem potenzielle Risiken durch seismische Aktivitäten oder Leckagen, die unter anderem durch Druckveränderungen bei Befüllungs- und Entnahmezyklen ausgelöst werden könnten. Daneben gibt es eine Reihe weiterer Prozesse, die Veränderungen der Gesteinsformation bewirken und zu einer Abnahme der Speicherungskapazität führen können (ebd.).

143. Bei der Erschließung unterirdischer poröser Gesteinsschichten bedarf es einer individuellen und umfangreichen Untersuchung. Um die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit poröser Gesteinsschichten zu gewährleisten, wird weitere Forschung und Datenerhebung notwendig sein. Erst dann kann beurteilt werden, inwieweit sich diese Lagerstätten für die saisonale Wasserstoffspeicherung eignen.

Wasserstoff und Erdgas: Netzplanung und mögliche Pfadabhängigkeiten

144. Wie der Aufbau eines Wasserstoffnetzes reguliert wird, ist richtungsweisend. Insbesondere, ob und inwieweit Wasserstoffnetze in die Erdgas- und Stromnetzplanung integriert werden, ist für die Infrastrukturentwicklung entscheidend. Erdgasnetzbetreiber und Verbände veröffentlichten bereits verschiedene Vorschläge für einen Regulierungsrahmen mit Gesetzesänderungen. Sie fordern zudem häufig, dass die Vorschläge schnellstmöglich umgesetzt werden sollten (FNB Gas et al. 2020, S. 2; KALIS 2020). Demgegenüber argumentieren Umweltverbände, dass eine Regulierung schrittweise aufgebaut werden sollte, parallel zum Ausbau der Wasserstoffwirtschaft (für mögliche Umweltauswirkungen der Transportoptionen s. Abschn. 2.2.1; DUH 2020b; Bundesnetzagentur 2020b).

145. Jede öffentliche Investition in neue Erdgasinfrastruktur kann in sogenannte Pfadabhängigkeiten münden. Sie können entstehen, wenn mögliche Handlungsoptionen geringer werden, weil sich zum Beispiel für eine bestimmte Technologie entschieden wurde. Infolgedessen besteht das Risiko, an einmal etablierten (Infra-)Strukturen festzuhalten (Lock-in-Effekt). Durch die Investitionen in Erdgasinfrastrukturen kann es somit erschwert werden, bestehende Abhängigkeiten von beispielsweise fossilen Energieträgern zu reduzieren (s. Abschn. 2.1.4; HOLZ und KEMFERT 2021, S. 16; FISCHEDICK 2019). Auch Stranded Assets können durch Investitionen in die Gasinfrastruktur entstehen (Artelys 2020; FISCHEDICK 2019; BURANDT et al. 2020; BOS und GUPTA 2019). Das Konzept der Stranded Assets beschreibt unvorhersehbare oder vorzeitige Wertminderungen, beispielsweise aufgrund von Innovationen oder (klima-)politischen Maßnahmen (ANSARI et al. 2019, S. 56; ANSARI und FAREED 2019). Für die öffentliche Hand können dadurch finanzielle Risiken entstehen. So können (kurzfristige) Politikentscheidungen zu Entschädigungszahlungen führen, die von der öffentlichen Hand getragen werden, wie im Fall des Kohleausstiegs (BREITENSTEIN et al. 2020).

146. Die Importinfrastruktur für Erdgas ist in Deutschland unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit großzügig dimensioniert. Das zeigen Modellierungen des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), das die Erdgasversorgung Europas regelmäßig auf Basis eines globalen Erdgasmodells (Global Gas Model) analysiert (HOLZ und KEMFERT 2021, S. 2; NEUMANN et al. 2018; HOLZ et al. 2016). Unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit ist aus Sicht des DIW Berlin eine neue Infrastruktur wie Nord Stream 2 oder Turkstream überflüssig, da die existierende Infrastruktur den prognostizierten Erdgasbedarf decken kann (HOLZ und KEMFERT 2020; 2021).

147. Wird nicht nur die Versorgungsicherheit, sondern werden auch langfristige Klimaziele berücksichtigt, verliert Erdgas bis 2050 stark an Bedeutung, was neue Pipelines zusätzlich überflüssig macht (BRAUERS et al. 2021; HOLZ und KEMFERT 2020, S. 2; SRU 2020, S. 57; HOLZ et al. 2016). Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021) kommen zu dem Ergebnis, dass das zukünftige Wasserstoffnetz kleiner sein kann als das heutige Erdgasnetz. Das Risiko einer überdimensionierten Infrastrukturplanung solle reduziert werden. Auch das UBA stellt fest, dass große Teile der bestehenden Erdgasinfrastruktur stillgelegt werden könnten (WACHSMUTH et al. 2019).

148. In fast allen wissenschaftlichen Szenarien, mit denen die Klimaziele erreicht werden sollen, geht die Erdgasnachfrage bis spätestens 2050 bis auf Restmengen zurück. Dabei berücksichtigt die Mehrzahl der momentan verfügbaren Studien die Verschärfung der Klimaziele auf

AV WVA 20/32 - Teil 1 112

EU-Ebene, die 2020 verabschiedet wurden, bislang noch nicht (HAINSCH et al. 2020; OEI et al. 2019; FISCHEDICK 2019; WACHSMUTH et al. 2019; MAIER 2019). Eine Ausnahme ist das TM95-Szenario des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI), das im Auftrag der dena modelliert wurde (für eine Übersicht über die Szenarien s. Kasten 1). Dort bleibt die Gasnachfrage ungefähr konstant, wobei sogar weiterhin ein kleiner Teil Erdgas nachgefragt wird (dena 2018a, S. 69 und 277). Dennoch ist laut dena die existierende Erdgasinfrastruktur (für alle Szenarien) ausreichend, um den künftigen Erdgasbedarf zu decken (ebd., S. 277). Der aktuelle Entwurf für den NEP Gas 2020–2030, den die Ferngasnetzbetreiber der Bundesnetzagentur alle zwei Jahre zur Netzausbauplanung zur Bestätigung vorlegen, basiert auf dem genannten TM95-Szenario und dem EUCO30-Szenario (FNB Gas 2020b, S. 29). Das EUCO30-Szenario, das 2016 von der Europäischen Kommission veröffentlicht wurde, betrachtet lediglich einen Zeitraum bis 2030. Klimaziele bis 2050 berücksichtigt das Szenario nicht. Dies wurde zuletzt von Umweltorganisationen bei der Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zum aktuellen NEP Gas 2020–2030 kritisiert (DUH 2020b; E3G 2020). Problematisch sei, dass der NEP Gas keine Klimaschutzziele berücksichtigen muss. Dies könne unter anderem im Rahmen des § 15 EnWG geändert werden (DUH 2020a; E3G 2020). Bei der Stromnetzplanung sind hingegen Kriterien und Prozesse verankert, damit Klimaschutzziele berücksichtigt werden müssen (§12 EnWG) (DUH 2020a). Ein Wasserstoff-Netzentwicklungsplan soll laut BMWi frühestens 2024 eingeführt werden, wenn der Markt einen gewissen Umfang erreicht hat. Bis dahin soll die Umwidmung von Erdgaspipelines im Rahmen des NEP Gas geplant werden (§113b, §113c Entwurf EnWG-Novelle; BMWi 2020). Demnach können weitere Ausbaupläne für das Erdgasnetz genehmigt werden, wenn bestehende Pipelines für Wasserstoff umgewidmet werden (§113c Entwurf EnWG-Novelle). Als Grundlage für die Bedarfsplanung starteten die Ferngasnetzbetreiber eine Marktabfrage zu Erzeugungsprojekten („Netzentwicklungsplan Gas wird deutsche Transparenzplattform für den Wasserstoff-Markthochlauf", Pressemitteilung der FNB Gas vom 11. Januar 2021). Eine Umweltverträglichkeitsprüfung ist für die Umwidmung laut aktueller Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes nicht erforderlich (§ 43l Entwurf EnWG-Novelle).

149. Die Infrastrukturplanungen für Gas und Strom stärker und früher miteinander zu verzahnen, ist seit längerem eine Forderung verschiedener Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler sowie Verbände (DUH 2020a; FISCHEDICK 2019, S. 50). Für den Bedarf von Wasserstoffleitungen und die Standortwahl von Elektrolyseuren wird eine Abstimmung mit der Stromnetzplanung als sinnvoll erachtet (HEBLING et al. 2019, S. 14; DUH 2020b, S. 2). Dabei ist von großer Bedeutung, nach welchen Kriterien die Elektrolyseure in der Nähe der EE-Anlagen und wann in der Nähe des Verbrauchs aufgebaut werden sollten (Tz. 165 ff.). Ein aus den Klimazielen der Bundesregierung und der NWS abgeleiteter Konsens, wo in welchem Umfang grüner Wasserstoff sinnvoller Weise eingesetzt werden sollte, fehlt bislang.

150. Für die EU-Ebene veröffentlichte die Europäische Kommission im Dezember 2020 einen Vorschlag, wie die Energieinfrastruktur künftig gefördert werden soll (Europäische Kommission 2020c). Dazu soll die sogenannte Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (TEN-E-Verordnung) überarbeitet werden. Hier wird festgelegt, welche Energieinfrastrukturvorhaben als „Vorhaben von gemeinsamem Interesse" im Sinne von Art. 171 Abs. 1, 1. Spstr. des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) („projects of common interest" – PCI) gelten sollen. Ist ein Infrastrukturprojekt als PCI klassifiziert, kann es Zugang zu besonderen Fördermechanismen, insbesondere zur finanziellen Förderung durch die EU, erhalten. Der Vorschlag der Europäischen Kommission zur Reform der TEN-E-Verordnung beinhaltet nun, auch Infrastruktur für Produktion, Transport und Speicherung von Wasserstoff als förderungswürdig anzuerkennen. Dazu soll auch Wasserstoff aus fossiler Erzeugung, beispielsweise blauer Wasserstoff, zählen.

151. Zudem kündigten 22 EU-Mitgliedstaaten sowie Norwegen im Dezember 2020 an, ein „IPCEI Wasserstoff" in die Wege zu leiten (Kingdom of Belgium et al. 2020). Dahinter stehen Regelungen des europäischen Beihilferechts: Erkennt die EU ein Vorhaben als IPCEI („Important Project of Common European Interest", vgl. Art. 107 Abs. 3 lit. b) 1. Alt. AEUV) an, so erlaubt sie damit ausnahmsweise eine Subventionierung dieses Vorhabens durch die Mitgliedstaaten, die ansonsten beihilferechtlich verboten wäre. Ein „IPCEI Wasserstoff" wäre damit ein weiterer Schritt zu einem gesamteuropäischen und von der EU forcierten Wasserstoffmarkt.

152. Neben der Entwicklung der Netzinfrastruktur sind finanzielle Förderungen für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff entscheidend – auch um den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger zu beschleunigen (s. Abschn. 2.1.4). Andererseits kann die Förderung von Wasserstoffnutzungen (unabhängig von der Herstellungsart) dazu führen, dass alternative und effizientere Technologien, wie Wärmepumpen im Gebäudebereich oder die Elektromobilität im Verkehr, verzögert werden. Die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und dass öffentliche Investitionen private verdrängen können (Crowding-out), besteht somit auch auf der Ebene des Endverbrauchs (GERHARDT et al. 2020, S. 8; HEINEMANN et al. 2019,

S. 8; MATTHES et al. 2020a, S. 95 f.; LEHR et al. 2013; CLEMENS et al. 2019). Daher muss auf einen sinnvollen und effizienten Einsatz von Wasserstoff geachtet werden.

2.2.4 Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland

Bedarf an grünem Wasserstoff

153. Gemäß der NWS sollen 2030 in Deutschland 14 TWh grüner Wasserstoff erzeugt werden, bei einem prognostizierten Bedarf von 90 bis 110 TWh. Dies entspricht 13 bis 16 % des Bedarfs, der in Deutschland produziert werden soll (Tz. 9). Für das Jahr 2050 wird die Nachfrage in Deutschland auf 110 bis 380 TWh geschätzt. Vor dem Kontext der Bedarfsanalyse der aktuellen Studien könnte die NWS als konservativ ausgelegt werden. Um den Bedarf an grünem Wasserstoff abdecken zu können, sind erneuerbarer Strom und Elektrolysekapazitäten bereitzustellen und die hierfür geeigneten Standorte zu identifizieren (MERTEN et al. 2020).

154. Aufgrund von Flächenrestriktionen in Deutschland kann jedoch die heimische Wasserstoffproduktion voraussichtlich nicht die prognostizierten Bedarfe für die Jahre 2030 und 2050 erfüllen („Massiver Ausbau der Erneuerbaren erforderlich – Flächenrestriktionen gefährden Zielerreichung", Pressemitteilung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. vom 18. Juni 2019). Zusätzliche erneuerbare Energie für die Wasserstoffherstellung in Deutschland erfordert zusätzliche Flächen. Die Flächenverfügbarkeit hängt von der Flächenplanung auf Länderebene ab (HEINEMANN et al. 2019). Generell gibt es im dicht besiedelten Deutschland Konkurrenz um die begrenzte Ressource Fläche. Der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung ist bereits heute durch fehlende Flächen und lokale Widerstände begrenzt und es stehen nur wenige konfliktfreie Flächen zur Verfügung (WALTER et al. 2018; BONS et al. 2019; s. Tz. 80).

155. Das zeigt, dass der Einsatz von Wasserstoff nicht beliebig hoch skalierbar ist, woraus sich die folgenden Konsequenzen ableiten lassen. Die limitierte Flächenverfügbarkeit für EE-Anlagen verlangt einen gezielten, effizienten Einsatz und die Reduktion des Energiebedarfs. Erneuerbare Energie, die darüber hinaus nicht inländisch bereitgestellt werden kann, muss entsprechend importiert werden (Kap. 1 und Abschn. 2.2.5). Weiterhin sind die verfügbaren Standorte so zu wählen, dass die Wasserstoffproduktion systemdienlich erfolgen kann (Tz. 105 f.). Standorte für Elektrolyseure und erneuerbare Energieerzeugung müssen um gesellschaftliche Akzeptanz werben. Dies kann durch die Einbindung der beteiligten Akteure gefördert werden (Local Energy Consulting 2020; Prognos AG 2020).

156. Die NWS trifft entsprechende Annahmen zum Import von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten, um die zukünftigen Bedarfe an Wasserstoff abdecken zu können. Kurzfristig wird der Import von Wasserstoff über bilaterale Abkommen in ersten Pilotanlagen ermöglicht (Abschn. 2.2.5). Er bedarf entsprechender Nachhaltigkeitskriterien (Abschn. 2.2.2) und Infrastrukturplanung (Abschn. 2.2.3). Der Import ist daher voraussichtlich erst ab 2030 für die Bedarfsabdeckung in Deutschland verfügbar, weshalb insbesondere für die kurzfristige Nachfrage die heimische Erzeugung fokussiert wird (BRANDES et al. 2021).

157. Um die Treibhausgasemissionen zu senken, sind einzelne Branchen bereits auf die Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff im Jahr 2030 angewiesen. Insbesondere die

Tabelle 8

Erzeugungskapazitäten der heimischen Wasserstoffproduktion

Jahr	2030	2050
Referenz	NWS[1]	Szenarien
Heimische Wasserstoffproduktion	14 TWh[1]	23[2]–200[3] TWh
Hierfür benötigte Strommenge (angenommener Wirkungsgrad der Elektrolyseure 2030: 70 %; 2050: 80 %)	20 TWh[1]	29–250 TWh
Hierfür benötigte installierte Leistung an erneuerbaren Energien (dargestellt am Beispiel Onshore-Windenergie)[4]	10 GW	15–125 GW
Hierfür benötigte Elektrolysekapazität	5 GW[1]	8–62 GW

SRU 2021; Datenquelle: [1] BMWi 2020b; [2] GERBERT et al. 2018; [3] STERCHELE et al. 2020; [4] berechnet nach BURGER 2021.

AV WVA 20/32 Teil 1

Industrie steht vor der Herausforderung, in den nächsten zehn Jahren in treibhausgasneutrale Verfahren und Technologien investieren zu müssen (Tz. 213). Aus der Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage resultiert die Notwendigkeit für eine vorausschauende Planung, wie der verfügbare Wasserstoff eingesetzt werden kann, um eine ganzheitliche Dekarbonisierung zu erzielen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020; s. Kap. 3).

Heimische Erzeugungskapazitäten für den zukünftigen Bedarf

158. Für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff werden in den Szenarien Erzeugungskapazitäten ermittelt, die sich aus den Ausbaupotenzialen von erneuerbaren Energien und dem Wasserstoffbedarf ergeben. Anhand der Spannweite der Szenarien (Kap. 1) lässt sich die benötigte Strommenge und installierte Leistung an erneuerbaren Energien abschätzen.

159. Aus Tabelle 8 sowie den Szenarien selbst geht hervor, dass eine Erzeugung von grünem Wasserstoff eine hohe zusätzliche installierte Leistung an erneuerbaren Energien nach sich zieht. Um im Jahr 2030 gemäß der NWS heimisch 14 TWh Wasserstoff produzieren zu können, ist bei einem angenommenen Wirkungsgrad der Elektrolyseure von 70 % (s. Tab. 4) eine Strommenge von 20 TWh notwendig. Dies entspräche rechnerisch beispielsweise etwa einem erforderlichen Zubau an Onshore-Windenergieanlagen von 10 GW (s. BURGER 2021) und damit rund dem kumulierten Windenergiezubau an Land in den Jahren 2017 bis 2020 in Deutschland (BWE 2020).

160. Für das Jahr 2050 gibt die NWS kein explizites Ziel für die heimisch erzeugte Wasserstoffmenge an. Hier kann anhand der gewählten Szenarien (s. Abb. 2) die heimische Wasserstoffproduktion sowie die dafür benötigte Strommenge abgeschätzt werden. Die in Tabelle 8 für 2050 dargestellten 23 TWh Wasserstoff (Szenario 95 %-Klimapfad, GERBERT et al. 2018) und die 200 TWh (Szenario Referenz, STERCHERLE et al. 2020) bilden die Spannweite ab. Die meisten Szenarien liegen jedoch in einem Bereich zwischen 100 und 200 TWh. Anhand dieser Spannweite für grünen Wasserstoff ist zu erkennen, dass sowohl der zukünftige Bedarf als auch die benötigten Erzeugungskapazitäten in Deutschland mit Unsicherheiten behaftet sind. Es ist zu beachten, dass einige Szenarien neben der heimischen Wasserstoffproduktion auch eine heimische Erzeugung von PtX-Folgeprodukten prognostizieren. Auch wird ein Import von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten für die Bedarfsabdeckung in Deutschland als notwendig erachtet (Kap. 1). Die benötigten Erzeugungskapazitäten müssen das Kriterium der Zusätzlichkeit (Tz. 103) erfüllen und können daher nicht mit den bestehenden Ausbauzielen der erneuerbaren Energien abgedeckt werden, die nachfolgend dargestellt sind.

Prognostizierte Strommenge und die Ausbauziele der erneuerbaren Energien

161. Im Jahr 2030 sollen 65 % des Stroms in Deutschland aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Hierfür wird von der Bundesregierung ein jährlicher Bruttostromverbrauch von 588 TWh angegeben. Im novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) sind hierzu konkrete Ausbaupfade verankert. Die im Jahr 2020 installierte Leistung von Windenergie soll um 54 % auf 91 GW im Jahr 2030 angehoben werden (BMWi 2020a). Die Solarenergie soll um 85 % von 54 GW auf 100 GW ausgebaut werden (BDEW 2021). Für die Bioenergie werden im Jahr 2030 8,4 GW als Ausbauziel angegeben. Dies entspricht einer Abnahme von fast 20 % gegenüber 2020 (UBA 2021b).

162. In Studien (z. B. BEE 2020) wird jedoch davon ausgegangen, dass der Bruttostromverbrauch 2030 über dem prognostizierten Wert der Bundesregierung liegen wird. Auch das Fraunhofer ISE berechnet die benötigte Strommenge, um die energiebedingten Treibhausgasemissionen im Jahr 2030 um 65 % zu reduzieren, mit 700 bis 780 TWh. Die benötigte installierte Leistung an Windenergie wird hier mit 132 bis 145 GW und die an Photovoltaik mit 155 bis 200 GW angegeben. Zudem wird auch die frühere Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff als notwendig erachtet. Diese Berechnung beinhaltet damit bereits die mögliche Zielverschärfung im Zuge des „European Green Deal“ sowie den Strombedarf für die heimische Wasserstoffproduktion (BRANDES et al. 2021).

163. Die Zielverschärfung wurde bisher nicht im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 inkludiert und erfordert entsprechend eine Anpassung mit ambitionierten Ausbaupfaden der erneuerbaren Energien. Wird diese Ambition für das mittelfristige Klimaziel seitens der Bundesregierung übernommen, resultiert hieraus das Erfordernis, den Zubau an erneuerbaren Energien deutlich zu beschleunigen.

164. Der Umfang des künftigen Wasserstoffbedarfs hängt von den deutschen Klimazielen und deren Verschärfung ab. In der aktuellen Debatte werden für die Sektoren unterschiedliche Mengen an Wasserstoff für die Dekarbonisierung als notwendig erachtet (Tz. 18). Wie viel davon heimisch hergestellt und wie viel importiert werden sollte, ist eine strategische Frage, bei der unter anderem geopolitische Versorgungsrisiken, Kosten, industriepolitische Erwägungen sowie die zeitnahe Verfügbarkeit eine Rolle spielen. Um den Strombedarf für den Elektrolyse-Wasserstoff in Deutschland zu decken und Mehremissionen zu vermeiden, ist entsprechend Strom aus neuen und nicht geförderten EE-Anlagen notwendig (vgl. § 80 EEG 2021).

Standortkriterium für Elektrolyseure: Infrastruktur und Systemdienlichkeit

165. Für den Betrieb von Elektrolyseuren für grünen Wasserstoff sind Standorte geeignet, die entweder ein großes Angebot von Strom aus erneuerbaren Energien oder einen hohen Bedarf an Wasserstoff bieten. Es ist zu erwarten, dass Wasserstoff zunächst an Standorten produziert wird, die grünen Wasserstoff direkt nutzen und keine umfangreiche Infrastruktur benötigen. Somit kann kurzfristig der Aufbau weiterer Infrastruktur für größere Transportentfernungen vermieden sowie später gezielt geplant und umgesetzt werden (Abschn. 2.2.3). Für eine produktionsnahe Nutzung von Wasserstoff spricht auch die Möglichkeit der Integration der Abwärme der Elektrolyseure. Dies erhöht deren Wirkungsgrad und die Abwärme kann in Abhängigkeit vom Standort systemdienlich in Fern- und Nahwärmenetze eingespeist oder als Prozesswärme vor Ort eingesetzt werden (dena 2015).

166. Die fluktuierenden erneuerbaren Energien erzeugen bei guten Wetterbedingungen Erzeugungsspitzen, für die nicht immer eine entsprechende Nachfrage existiert. Mit einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Energiesystem gewinnt daher der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch an Bedeutung (DRÜNERT et al. 2019). Elektrolyseure können prinzipiell systemdienlich betrieben werden, da sich ihre Betriebsweise an der erneuerbaren Stromverfügbarkeit orientiert und die erneuerbare Energie somit gespeichert werden kann (Kap. 3.4). Angebot bzw. Knappheit von grünem Strom korreliert mit den Strompreisen, der Betrieb des Elektrolyseurs wird zu Zeiten mit einem Überangebot von erneuerbarem Strom also günstiger (Tz. 107). Eine systemdienliche Fahrweise von Elektrolyseuren kann somit deren Betriebskosten sowie die volkswirtschaftlichen Kosten der Dekarbonisierung reduzieren. Ein zeitgleicher Betrieb der Elektrolyseure zu den EE-Anlagen führt zu mehr Lastwechseln und Teillastbetrieb der Elektrolyseure und setzt eine entsprechende flexible Betriebsweise voraus (DRÜNERT et al. 2019).

167. Alternativ bzw. zusätzlich kann sich der Betrieb von Elektrolyseuren an Netzengpässen orientieren und damit das Stromnetz entlasten (MERTEN et al. 2020, S. 80; s. Tz. 105). Um dieses stabil zu halten, muss erneuerbare Stromerzeugung unter bestimmten Umständen abgeregelt oder heruntergefahren werden. Die theoretisch nutzbare Strommenge, die dabei verloren geht, wird als Überschussstrom bezeichnet. Durch den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix wird eine Nutzung des Überschussstroms daher zunehmend volkswirtschaftlich bedeutsam (DRÜNERT et al. 2019). Eine Metastudie für Deutschland empfiehlt daher, die Elektrolyseure auf bestimmte Netzknoten des Stromsystems zu verteilen, um das Stromnetz zu entlasten, Engpässe zu verringern und Überschussstrom verwenden zu können (MERTEN et al. 2020, S. 80). Die Verwendung von Überschussstrom für die Wasserstoffproduktion ist durch die zeitliche Verfügbarkeit aber limitiert. Fällt in einer kurzen Zeit eine bestimmte Menge an Überschussstrom an, die über der installierten Leistung der Elektrolyseure liegt, übersteigt das Stromangebot die Abnahmekapazitäten. Werden zukünftig die Netze an den bisherigen Engpässen weiter ausgebaut, könnten dann die Volllaststunden der Elektrolyseure verringert werden, die zuvor mit Überschussstrom betrieben wurden (DRÜNERT et al. 2019).

168. Im Jahr 2019 ergab sich ein Überschussstrom von 6,5 TWh. Er ist zum Vorjahreszeitraum um rund 20 % gestiegen und wurde zu 96 % durch Windenergieanlagen verursacht. Die regionale Verteilung erstreckt sich mit 81 % des gesamten Überschussstroms auf die Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen (Bundesnetzagentur 2020). Nach einer Studie des Wuppertal Instituts und des DIW Econ wird das Potenzial an Überschussstrom in Deutschland im Jahr 2030 auf Werte zwischen 8,32 und 15,71 TWh und im Jahr 2050 zwischen 9,38 und 43,31 TWh geschätzt (MERTEN et al. 2020). Um ökonomisch rentabel zu sein, ist neben den aktuell hohen Investitionskosten (Abschn. 2.1.2) und der Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur auch die Auslastung der Elektrolyseure am Standort zu beachten. Die Elektrolyseure können derzeit aufgrund der geringen Verfügbarkeit von Überschussstrom nicht ökonomisch betrieben werden (DRÜNERT et al. 2019). Daher ist ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien nötig, um den Strombedarf der Elektrolyseure zu decken.

169. Ob der Überschussstrom für die Wasserstoffproduktion mittelfristig eine relevante Rolle spielen wird, hängt auch von der Verfügbarkeit weiterer Nutzungsmöglichkeiten für diesen ab, insbesondere von PtH-Anlagen und Kurzzeitspeichern (DRÜNERT et al. 2019). Auch der Netzausbau und das Verbraucherverhalten spielen eine entscheidende Rolle (Bundesnetzagentur 2018; DRÜNERT et al. 2019). Dies unterstreicht, dass die Standortwahl von Elektrolyseuren und PtX-Anlagen mit der Planung des Stromnetzes verknüpft werden sollte (Abschn. 2.2.3).

Kosten der heimischen Wasserstoffproduktion

170. Die Metaanalyse von MERTEN et al. (2020) zeigt die noch hohen Kosten für grünen Wasserstoff auf. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass sowohl die spezifischen Investitionskosten als auch die variablen Betriebskosten sinken und sich die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff an die von alternativen Herstellungsverfahren angleichen werden (Abschn. 2.1.2). In Deutschland ergeben sich im Jahr 2020 durchschnittliche Produktionskosten von 0,24 €/kWhH_2 für grünen Wasserstoff. Im Vergleich

AV WVA 20/32 - Teil 1

dazu liegen die internationalen Kosten zwischen 0,02 und 0,19 €/kWhH_2 (s. Tab. 5). Im Jahr 2030 werden die Herstellungskosten in Deutschland bereits mit 0,18 €/kWhH_2 angenommen und sollen bis zum Jahr 2050 weiter auf 0,12 €/kWhH_2 reduziert werden (MERTEN et al. 2020).

171. Die NWS geht davon aus, dass für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff ein finanzieller Förderbedarf besteht, da die Kosten aktuell über denen der fossilen Energieträger sowie anderer Erzeugungsformen von Wasserstoff liegen (Abschn. 2.1.4). Die zukünftigen Kosten für die Wasserstoffherstellung sind zudem mit Unsicherheiten behaftet (Kap. 2.1), ebenso wie die Kosten für den Import, der benötigt wird, um den zukünftigen Bedarf abdecken zu können (Abschn. 2.2.4).

172. Die Herstellungskosten für die heimische Wasserstoffproduktion werden von den spezifischen Investitionskosten für die Elektrolyseure sowie von den Betriebskosten bestimmt. Je niedriger die Investitionskosten für Elektrolyseure sind, desto weniger Volllaststunden sind für die Rentabilität erforderlich (MERTEN et al. 2020; DRÜNERT et al. 2019). Durch Skaleneffekte in der Herstellung lassen sich die Investitionskosten von Elektrolyseuren senken (MERTEN et al. 2020). Die Bundesregierung nimmt an, dass die Schlüsseltechnologien bis 2030 im Industriemaßstab anwendbar sind (BMWi 2020b).

173. Um kurzfristig einen nationalen Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu ermöglichen und privatwirtschaftliche Investitionen anzureizen, können die variablen Betriebskosten der Elektrolyseure gesenkt werden. Die variablen Betriebskosten werden insbesondere durch den Wirkungsgrad der Elektrolyseure (Abschn. 2.1.2) und die Stromkosten beeinflusst. Diese Stromkosten setzen sich aus den Stromgestehungskosten, Entgelten für die Netznutzung sowie aus Steuern, Umlagen und Abgaben zusammen (BMWi 2021c). Während der Wirkungsgrad an die technologische Entwicklung gekoppelt ist, kann der Markthochlauf angeregt werden, indem die Stromkosten kurzfristig von den staatlichen Strompreisbestandteilen befreit werden (MERTEN et al. 2020).

174. Mit Inkrafttreten des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 am 1. Januar 2021 wurden daher neue Regelungen für Ausnahmen von der EEG-Umlage für Unternehmen geschaffen, die Wasserstoff erzeugen. Unternehmen, die aufgrund der elektrochemischen Herstellung von Wasserstoff (Elektrolyse) als stromkostenintensiv eingeordnet werden, können einen Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage stellen (vgl. § 64a Abs. 1 S. 1 EEG 2021). Wird einem solchen Antrag stattgegeben, erfolgt eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 15 % (vgl. § 64a Abs. 2 S. 2 EEG 2021). Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 findet sich auch eine Sonderregelung für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Der dazu genutzte Strom kann unabhängig vom Verwendungszweck des Wasserstoffs ganz von der EEG-Umlage befreit werden (vgl. § 69b Abs. 1 EEG 2021). Allerdings kann nicht im gleichen Jahr eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64a EEG 2021 in Anspruch genommen werden (vgl. § 69b Abs. 1 S. 2 EEG 2021).

175. Eine Befreiung ist nur für Einrichtungen möglich, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden. Allgemein kann eine Befreiung erst in Anspruch genommen werden, wenn die Bundesregierung von ihrer Verordnungsermächtigung zur Bestimmung der ökologischen Anforderungen (Abschn. 2.2.1 und 2.2.2) und der Aspekte der Systemdienlichkeit nach § 93 Nr. 2 lit. b) EEG 2021 Gebrauch gemacht hat. Dies ist aktuell noch nicht der Fall und soll voraussichtlich bis Juni 2021 erfolgen.

Industrie- und wirtschaftspolitische Erwartungen

176. Den Kosten für die heimische Produktion von grünem Wasserstoff stehen jedoch auch Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte gegenüber. Diese umfassen alle direkten und indirekten Vorstufen inklusive Stromerzeugung, Produktion der Anlagentechnologien sowie Speicherung und Transport. Die ökonomischen Effekte resultieren primär aus dem Bau von Windenergie- und PV-Anlagen. Die Bruttowertschöpfung wird sich in Abhängigkeit von der Wasserstoffnachfrage und dem Anteil von importiertem Wasserstoff entwickeln (MERTEN et al. 2020).

177. Obwohl die NWS auf den Import von grünem Wasserstoff setzt, um die prognostizierten Bedarfe decken zu können, sieht die Bundesregierung das technologische Know-how in Deutschland (BMWi 2020b). Durch die heimische Wasserstoffherstellung und gezielte Pilotprojekte können Wissens- und Wettbewerbsvorteile gewonnen werden, die auf dem internationalen Absatzmarkt für Elektrolyseure und PtX-Anlagen vorteilhaft wären. Mit dem nationalen Markthochlauf sind daher auch wirtschafts- und industriepolitische Chancen verbunden.

2.2.5 Import von grünem Wasserstoff

178. Deutschland ist von Energieimporten abhängig. Im Jahr 2019 betrug der Primärenergiebedarf rund 3.550 TWh (AGEB 2020). Davon wurden nur etwa 1.000 TWh Energie im Inland gewonnen, das meiste davon in Form von erneuerbaren Energien (530 TWh) und Braunkohle (330 TWh) (ebd.). Deutschland importierte daher mehr als zwei Drittel seines Primärenergiebedarfs vor allem in Form von Erdgas und Mineralölen.

179. Mit Blick auf das Ziel der Treibhausgasneutralität ist absehbar, dass der inländische Bedarf an Energie auch zukünftig nicht allein durch erneuerbare Energien aus Deutschland gedeckt werden kann. Schon heute ist das deutsche Stromnetz mit dem der Nachbarländer verknüpft. Eine vertiefte Integration der europäischen Stromnetze und der Aufbau von Stromspeichern senkt auch die Gesamtkosten für ein auf fluktuierenden erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem (CHILD et al. 2019; s. a. Tz. 277).

180. Entsprechend nimmt die NWS an, dass „der überwiegende Teil der Wasserstoffnachfrage importiert" werden muss (BMWi 2020b, S. 6; s. Tz. 9). Auch die wissenschaftlichen Szenarien sehen für 2050 durchweg die Notwendigkeit von Importen grünen Wasserstoffs, wenn auch in sehr unterschiedlichen Mengen (s. Abb. 2). Neben möglichen Kostenvorteilen spielt auch die begrenzte Flächenverfügbarkeit für eine zusätzliche erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland eine Rolle (Tz. 80). Als mögliche Handelspartner gelten insbesondere Länder, die über sehr vorteilhafte Standortbedingungen für die Produktion von Solar- und Windstrom verfügen (s. Abb. 8). Die in der Folge niedrigen Produktionskosten für grünen Wasserstoff dürften allerdings teilweise durch die Transportkosten ausgeglichen werden (MATTHES et al. 2020a, S. 74; s. Tz. 190 ff.).

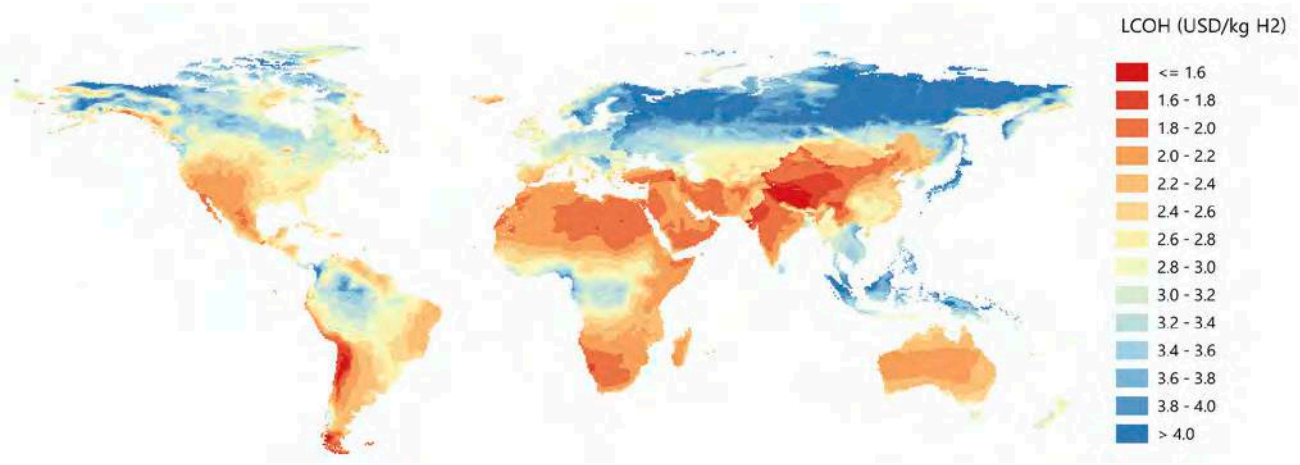
Potenziale und mögliche Entwicklungen

181. Die Entwicklung eines Weltmarktes für grünen und treibhausgasarmen Wasserstoff muss im Kontext der zukünftigen globalen Entwicklung des Energiesystems betrachtet werden. Die globale Wasserstoffnachfrage liegt derzeit bei rund 2.500 TWh und hat sich damit seit 1975 mehr als verdreifacht (IEA 2019, S. 18). Da Wasserstoff und seine PtX-Folgeprodukte als Bausteine eines treibhausgasneutralen Energiesystems betrachtet werden, prognostizieren viele Analysen und Szenarien ein schnelles Wachstum des Bedarfs in den kommenden Jahrzehnten, besonders nach 2040. Nach Ansicht des Hydrogen Councils könnte der globale Wasserstoffbedarf 2040 bereits bei 7.800 TWh und 2050 bei 21.700 TWh liegen (Hydrogen Council 2017, S. 20). BloombergNEF (2020, S. 8) ermittelt eine sehr große mögliche Spannbreite der globalen Nachfrage im Jahr 2050: So liegt diese je nach Szenario zwischen 7.500 und 54.200 TWh.

182. Analysen, die unter anderem stärker auf den breiten Einsatz von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien setzen, erwarten eine Erzeugung von grünem Wasserstoff

Abbildung 8

Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff aus einer Kombination von Wind- und PV-Anlagen



Notes: This map is without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area. Electrolyser CAPEX = USD 450/kWe, efficiency (LHV) = 74 %; solar PV CAPEX and onshore wind CAPEX = between USD 400–1 000/kW and USD 900–2 500/kW depending on the region; discount rate = 8 %.

Quelle: IEA 2019, S. 49: The Future of Hydrogen. https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen. All rights reserved. Basierend auf PENG et al. 2014 und Renewables.ninja o. J., Solardaten

AV WVA 20/32 - Teil 1

von 2.200 TWh im Jahr 2040 und 5.300 TWh im Jahr 2050 (IRENA 2019a, S. 20). Eine elektrolytische Herstellung von 5.300 TWh würde bereits 8 % des angenommenen globalen Stromverbrauchs 2050 ausmachen (ebd., S. 28). Würde man hingegen jährlich 21.700 TWh grünen Wasserstoff herstellen wollen, bedürfte es allein einer Versechzehnfachung der heutigen globalen Wind- und PV-Stromerzeugungskapazität, nur um den Strombedarf der Elektrolyse zu decken (IRENA 2019b, S. 22).

183. Die große Spannbreite der Zahlen zum globalen Wasserstoffbedarf ist Ergebnis abweichender Annahmen darüber, in welchen Verfahren und zu welchen Preisen Wasserstoff erzeugt werden kann und in welchem Umfang der Markthochlauf politisch unterstützt wird. Dabei spielt die Frage eine große Rolle, in welchen Sektoren Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte eingesetzt werden oder ob Alternativen wie die direkte Stromnutzung überwiegen. Die Bandbreite des Importbedarfs für Deutschland ist entsprechend groß und liegt im Jahr 2050 in den betrachteten Szenarien zwischen 28 und 89 % (s. Abb. 2).

184. Politik und Industrie diskutieren sowohl Regionen im europäischen Ausland als auch globale Standorte mit günstigen Produktionsbedingungen als mögliche Handelspartner für grünen Wasserstoff (für eine allein auf die EE-Erzeugungskosten bezogene Sicht s. Abb. 8). Innerhalb Europas finden dabei günstige Windstandorte im Nordwesten wie Großbritannien, Norwegen und Island Erwähnung. Aber auch sonnen- und teilweise windreiche Standorte wie Spanien und Portugal sind relevant.

185. Außerhalb Europas werden sowohl Anrainerregionen als auch weit entfernte Standorte diskutiert (für einen Überblick über potenzielle Herkunftsländer außerhalb der EU s. JENSTERLE et al. 2020). Insbesondere Nordafrika ist eine der relevanten Anrainerregionen. Auch Russland findet in der öffentlichen Debatte viel Beachtung, obwohl es kurz- und mittelfristig eher Interesse am Export von grauem und blauem Wasserstoff haben dürfte. Die Produktionskosten für grünen Wasserstoff sind in Russland aufgrund höherer Gestehungskosten für erneuerbaren Strom absehbar höher als an globalen Beststandorten (PFLUGMANN und DE BLASIO 2020, S. 32). Dafür verfügt Russland über sehr große Flächenpotenziale. Als globale Vorreiter gelten derzeit Länder wie Australien und Chile. Teilweise werden auch Staaten der arabischen Halbinsel wie Saudi-Arabien zu den möglichen zukünftigen Exporteuren gezählt.

186. Während manche Studien die absoluten Exportpotenziale einzelner Länder anhand der Flächenverfügbarkeit bestimmen (bspw. PIRIA et al. 2021), blicken andere Untersuchungen stärker auf die spezifischen Standortbedingungen (bspw. EICHHAMMER et al. 2019). Besonders bedeutend sind die relative Wirtschaftlichkeit gegenüber heimischer Produktion (MERTEN et al. 2020) und geostrategische Überlegungen (PFLUGMANN und DE BLASIO 2020; WESTPHAL et al. 2020). Noch wenig erforscht ist die Frage, wie groß das globale Produktionspotenzial ist und welche potenzielle Nachfrage diesem gegenübersteht (WIETSCHEL et al. 2020, S. 16).

187. Entscheidend für eine rasche Dekarbonisierung in Deutschland ist auch, ab wann welche Mengen an Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten importiert werden können. Der Aufbau entsprechender Anlagen und auch einer internationalen wie nationalen Transportinfrastruktur ist sehr aufwendig. In den kommenden Jahren sind vor allem Pilotanlagen und erste Versuche geplant (Abschn. 2.2.3 und 2.2.4). Während daher mittelfristig vor allem Faktoren wie bestehende Infrastrukturen, geringe Produktionskosten und bilaterale Kontakte eine Rolle spielen, gewinnt bis 2050 zusätzlich das absolute Exportpotenzial an Bedeutung (JENSTERLE et al. 2020, S. 3). Dekarbonisierungsszenarien sehen aus den genannten Gründen keine Importe vor 2030 und relevante Mengen vor allem nach 2040 (STERCHELE et al. 2020, S. 33; dena 2018a, S. 240).

Wirtschaftlichkeit von Importen

188. Aufgrund der niedrigeren Erzeugungskosten von erneuerbarem Strom kann grüner Wasserstoff in vielen Ländern der Welt günstiger als in Deutschland hergestellt werden. Ob Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte aber künftig wirtschaftlich importiert werden können, lässt sich daraus noch nicht ableiten. Die zukünftigen Herstellungs- und insbesondere die Transportkosten von grünem Wasserstoff sind noch unsicher. Daneben ist noch unklar, welche globalen Märkte und Preise sich herausbilden.

189. Für grünen Wasserstoff sind zunächst die örtlichen Stromgestehungskosten relevant, die je nach Standort stark variieren. Aus den Kosten- und Effizienzvorteilen an globalen Beststandorten erneuerbarer Energieerzeugung begründet sich der angenommene volkswirtschaftliche Nutzen und die Effizienz zukünftiger Importe (bspw. Frontier Economics 2020). Der erzeugte Strom muss via Stromnetz zu Elektrolyseuren transportiert werden. Die Frage des wirtschaftlichsten Standorts (entweder in der Nähe der Stromerzeugungsanlage oder nahe des Exportstandorts, z. B. des Hafens) wird hier nicht weiter beleuchtet (bspw. Artelys 2020, S. 28 ff.; für die Debatte zur Platzierung von Elektrolyseuren in Deutschland s. Tz. 165 ff.). Da Elektrolyseure hohe Investitionen erfordern, sind Geschäftsmodelle mit wenigen Volllaststunden erneuerbarer Stromerzeugung wenig attraktiv (Tz. 36). Damit ist es nur unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlicher, Elektrolyseure und Anlagen für erneuerbare Energien einer Erzeugungsart losgelöst vom restlichen Stromnetz

(off-grid) zu betreiben (zu der Abhängigkeit der Emissionen der Elektrolyse vom Strommix und der Bedeutung der Zusätzlichkeit s. Tz. 103). Gerade für viele Länder des globalen Südens ist zudem die Frage der Kapitalkosten relevant. Investitionen in diesen Ländern sind derzeit zum Teil nur mit erheblichen Risikoaufschlägen zu finanzieren (MERTEN et al. 2020, S. 38; WIETSCHEL et al. 2020, S. 19). Die Kosten des Wassers für den Betrieb der Elektrolyseure fallen hingegen auch bei Einsatz von Entsalzungsanlagen kaum ins Gewicht (für die ökologischen Auswirkungen s. Tz. 90).

190. Im Anschluss muss der erzeugte Wasserstoff exportiert und transportiert werden (zu den technischen Varianten und ihren Kosten s. Tz. 134 ff.). Je nach Distanz und bestehender Infrastruktur zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsland bietet sich entweder ein Transport via Pipeline oder eine Verschiffung an. Der Transport via Pipeline ist für große Mengen und kürzere Distanzen deutlich günstiger als die Verschiffung, transkontinentale Importe sind entsprechend teurer.

191. Der Transport von PtX-Folgeprodukten wie Ammoniak oder synthetischen Kraftstoffen ist hingegen auch über große Distanzen via Schiff relativ kostengünstig und technisch etabliert. Für synthetische Kraftstoffe kann die bisherige Öl- bzw. Erdgasinfrastruktur nachgenutzt werden. Deshalb spielen für diese Produkte die Transportkosten eine geringere Rolle für die Gesamtkosten als bei Wasserstoff. Für PtX-Folgeprodukte ist ein Transport über lange Distanzen und zwischen Kontinenten aufgrund von Standortvorteilen bei der Stromerzeugung also wahrscheinlicher (TERWEL und KERKHOVEN 2019, S. 43; MERTEN et al. 2020, S. 55). Importe von grünem Wasserstoff scheinen aus Kostengesichtspunkten hingegen zunächst aus dem europäischen Ausland und Anrainerregionen wahrscheinlicher.

192. Mit Blick auf den langfristigen Aufbau eines Wasserstoffmarktes werden im Folgenden die prognostizierten Kosten für das Jahr 2050 verglichen. Dabei setzen Produktions- und Transportkosten nur eine untere Grenze eines möglichen Preises, der sich in einem zukünftigen Markt in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage findet. Hinzu kommen unter anderem Gewinnaufschläge und staatlich veranlasste Preisbestandteile (WIETSCHEL et al. 2020, S. 18). Niedrige Produktions- und Transportkosten sind somit notwendige, aber nicht hinreichende Voraussetzungen für wettbewerbsfähige Importe.

193. Die Kosten für heimischen grünen Wasserstoff im Jahr 2050 werden in einer Metaanalyse mit durchschnittlich 0,12 €/kWhH_2 beziffert (MERTEN et al. 2020, S. 49 ff.; s. Tz. 170). Importe via Pipeline aus nahen Regionen mit Exportmöglichkeiten weisen laut dieser Untersuchung für 2050 demnach prinzipiell ähnliche und nur zum Teil niedrigere Kosten auf. Für Marokko ergeben sich Kosten von durchschnittlich 0,11 €/kWhH_2, für Norwegen von durchschnittlich 0,14 €/kWhH_2 (MERTEN et al. 2020, S. 39 ff.).

194. Weitere aktuelle Studien für Deutschland und die Niederlande zeigen, dass die Einschätzung grundsätzlich wettbewerbsfähiger oder sogar niedrigerer Kosten der heimischen Wasserstoffproduktion im Vergleich zu Importen aus Nordafrika im Jahr 2050 plausibel ist. So kommt eine Untersuchung von Prognos AG (2020) für Importe aus der MENA-Region auf Kosten von circa 0,16 €/kWhH_2 (ebd., S. 44). Diese im Vergleich zu MERTEN et al. (2020) höheren Kosten lassen sich unter anderem auf abweichende Annahmen über die Transportdistanz zurückführen. Für die Produktion in Deutschland liegen die Kosten in der Studie von Prognos mit 0,13 €/kWhH_2 niedriger (ebd., S. 59). In einer für die Niederlande erstellten Untersuchung von TERWEL und KERKHOVEN (2019) wird auch dortiger heimischer grüner Wasserstoff 2050 als günstigste Option angesehen. Für diesen primär aus Offshore-Windkraft hergestellten Wasserstoff werden im Jahr 2050 Kosten von rund 0,09 €/kWhH_2 prognostiziert. Wirtschaftliche Importmöglichkeiten von Wasserstoff werden nur via Pipeline innerhalb Europas identifiziert.

195. Über alle Studien variieren die Kostenannahmen zwischen verschiedenen Szenarien und Sensitivitätsanalysen stark. Mit Blick auf die angenommene Wirtschaftlichkeit lässt sich heute jedenfalls kein klares Urteil für einen rein importbasierten Ansatz treffen. Letztlich hängt die Abwägung zwischen einer primär importbasierten und einer primär auf heimischen grünen Wasserstoff setzenden Strategie auch von weiteren Kriterien ab. Dazu gehören die begrenzte Flächenverfügbarkeit in Deutschland, geostrategische Erwägungen, entwicklungspolitische Ziele und industriepolitische Belange.

Geopolitik und Wertschöpfungsketten

196. Erfüllen sich die Prognosen über die Rolle von grünem Wasserstoff im globalen Energiesystem, hat dies massive geopolitische Auswirkungen. Auch globale Wertschöpfungsketten werden beeinflusst. Derzeit lassen sich die Länder der Welt klar zwischen petrochemischen Energieexporteuren und Energieimporteuren unterscheiden. Fünf Länder der Welt verfügen über 62 % der globalen Ölreserven (BP 2020, S. 14). Im Gegensatz dazu verfügen alle Regionen der Welt zumindest über ein gewisses Potenzial an erneuerbarer Strom- und damit grüner Wasserstofferzeugung. Dies spricht für eine stärkere Verteilung der zukünftigen Energieerzeugung und damit auch für eine geringere Asymmetrie des Wasserstoffhandels (VAN DE GRAAF et al. 2020, S. 4). Dadurch können geostrategische Risiken abgemildert werden, die heute

AV WVA 20/32 - Teil 1

aufgrund einer starken Importabhängigkeit von einzelnen fossilen Energieproduzenten bestehen. Gleichzeitig wäre der Transport von grünem Wasserstoff via Pipeline, beispielsweise aus Nordafrika oder Osteuropa, mit den gleichen geopolitischen Risiken verbunden wie der heutige Import von Erdgas (PFLUGMANN und DE BLASIO 2020, S. 38). Der einseitige Abbruch jeglicher Kontakte zur deutschen Botschaft und die Notwendigkeit zur vorherigen Genehmigung von Kooperationen mit deutschen Behörden und Einrichtungen durch die marokkanische Regierung im März 2021 ist ein aktuelles Beispiel dafür (SADAQI 2021).

197. Es ist davon auszugehen, dass Märkte für grünen Wasserstoff zunächst auf regionaler Ebene und auf Grundlage bilateraler Abkommen entstehen (VAN DE GRAAF et al. 2020, S. 4). Unklar ist noch, ob der zukünftige Wasserstoffmarkt langfristig dem sehr stark globalisierten Ölhandel entsprechen wird und damit zu einer globalen Angleichung der Wasserstoffpreise führt. Denkbar ist auch, dass die hohen Kosten für einen Wasserstoffimport via Schiff auch langfristig zu regionalen Märkten analog zum Erdgashandel führen (MERTEN et al. 2020, S. 11). Zumindest der Markt für PtX-Folgeprodukte wie Ammoniak oder E-Fuels würde aber eher dem heutigen Ölmarkt gleichen. Dass diese deutlich günstiger verschifft werden können als Wasserstoff (Tz. 141), kann ebenfalls Auswirkungen auf die Verteilung globaler Wertschöpfungsketten haben. Die günstige Produktion erneuerbarer Energien und damit des Wasserstoffs wird zum industriellen Standortvorteil. Für Länder wie Marokko bietet das die Chance, Teile der Wertschöpfung in das eigene Land zu verlagern, beispielsweise zur Ammoniakproduktion (EICHHAMMER et al. 2019, S. 59). Umgekehrt könnte dies auch ein Nachteil für Unternehmen in energieintensiven Branchen in Deutschland und anderen Importländern darstellen.

198. Der Markthochlauf einer globalen grünen Wasserstoffwirtschaft bietet für Vorreiter zahlreiche industrielle Exportchancen, unter anderem auf dem Gebiet der Elektrolyse und des Anlagenbaus (Tz. 176 f.). Deutschland kann seine bestehende Vorreiterposition auf diesem Gebiet voraussichtlich dann nutzen, wenn entsprechende heimische Projekte im industriellen Maßstab weiter vorangetrieben werden (BUKOLD et al. 2020, S. 65). Macht sich Deutschland primär oder ausschließlich von Importen abhängig, könnte sich die entsprechende Industrie und das technische Know-how in anderen Ländern entwickeln (MERTEN et al. 2020, S. 98).

Ausbau erneuerbarer Energien und mögliche Folgen in potenziellen Exportländern

199. Derzeit hat nur ein Teil der aktuell als Exporteure von grünem Wasserstoff diskutierten Länder bereits ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien und eine an langfristigen Zielen ausgerichtete Klimapolitik. Diese Länder nutzen derzeit noch überwiegend fossile Energieträger zur Energiegewinnung (WIETSCHEL et al. 2020, S. 18). Dort ist also zunächst ein massiver Auf- bzw. Ausbau einer erneuerbaren Energieversorgung die Voraussetzung dafür, dass tatsächlich grüner Wasserstoff (bzw. seine PtX-Folgeprodukte) hergestellt und exportiert werden kann (Tz. 103). Die ökologischen und sozialen Folgen der dafür nötigen Ressourcennutzung sowie des Baus und Betriebs entsprechender Anlagen können gravierend sein (Tz. 79 ff.) und bedürfen einer genauen Prüfung im Einzelfall. Gleichzeitig kann die Exportperspektive für grünen Wasserstoff auch Transformations- und Entwicklungschancen eröffnen. Dies gilt auch für Wirtschaftssysteme, die bisher stark von der Extraktion fossiler Ressourcen abhängen. Der zukünftige Markt für grünen Wasserstoff schafft für diese potenziell Anreize für eine zügige Dekarbonisierung des Energiesystems (VAN DE GRAAF et al. 2020, S. 4; PIRIA et al. 2021, S. 35). Die Bundesregierung kann diese Transformationschancen durch entsprechende bilaterale Leuchtturmprojekte oder Abnahmeverträge für grünen Wasserstoff aktiv unterstützen (JENSTERLE et al. 2020). Bilaterale Pilotprojekte könnten daneben zu Lern- und Kostensenkungseffekten beitragen (ebd, S. 10). Dabei sollten sich ökonomische Vorteile für beide Seiten ergeben. Im Idealfall unterstützt die Exportperspektive auch die nationale Dynamik beim Ausbau erneuerbarer Energien. Ansonsten kann der Aufbau einer entsprechenden exportorientierten Infrastruktur die heimische Energiewende sogar verzögern. Dies könnte passieren, wenn Beststandorte zur Erzeugung von erneuerbarem Strom für den Export von Wasserstoff genutzt und Fachkräfte im lukrativen Exportmarkt gebunden werden (MERTEN et al. 2020, S. 11). Bilaterale Abkommen und andere Formen der Kooperation sollten daher standortspezifisch Synergien für den Zugang der lokalen Bevölkerung zu Strom und Wasser sowie für die lokale Energiewende fördern. Begleitforschung zu Umwelt- und Sozialauswirkungen sowie zu möglichen Zertifizierungssystemen sollten von vornherein Teil entsprechender Kooperationen sein.

200. Chancen und Herausforderungen, die sich Ländern im Zusammenhang mit einem sich entwickelnden Wasserstoffmarkt bieten, lassen sich anhand von Tunesien und Marokko verdeutlichen. Beide Länder kommen aufgrund ihrer relativen Nähe zu Europa und günstigen Standortbedingungen potenziell als zukünftige Exporteure für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte infrage. Es existieren jeweils erste bilaterale Abkommen und Förderprojekte für die Herstellung von grünem Wasserstoff. Derzeit decken jedoch sowohl Marokko als auch Tunesien den Großteil ihres Energiebedarfs durch Importe. Erneuerbare Energien machten 2019 nur rund 3,5 % am tunesischen Strommix aus, 95 % wurden aus Erdgas gewonnen (IEA 2021).

Bis 2030 soll der Anteil der Solarenergie am Strommix jedoch 30 % betragen. Marokko hat ebenfalls ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien und weist bereits einen relativ hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf. 2018 waren es etwa 35 % (EICHHAMMER et al. 2019, S. 6). Das Land hat sich zum Ziel gesetzt, dass erneuerbare Energien 2030 52 % der Stromerzeugungskapazität stellen. Aktuell wird sondiert, das Ziel auf 59 % anzuheben (ebd., S. 8). Um das höhere Ziel zu erreichen, müsste die PV- bzw. Windkraftkapazität jährlich um 27 % bzw. 15 % ausgebaut werden (ebd., S. 28). Dies ist anspruchsvoll und müsste durch einen entsprechenden Infrastrukturausbau begleitet werden. Jenseits des Stromsektors blieben beide Länder jedoch weiterhin von Erdöl- und Erdgasimporten abhängig. Sollen neben der zu deckenden heimischen Nachfrage zusätzlich relevante Mengen an strombasierten Stoffen wie Wasserstoff für den Export hergestellt werden, erhöht sich der mittelfristige Ausbaubedarf entsprechend weiter. Dies unterstreicht die Herausforderungen für Länder mit einem derzeit niedrigen Anteil von erneuerbaren Energien am Stromverbrauch. Notwendig ist eine an klaren Kriterien ausgerichtete Treibhausgasbilanzierung des grünen Wasserstoffs im Rahmen eines Zertifizierungssystems (s. Abschn. 2.2.2).

3 Ein gefragter Energieträger: Anwendung von Wasserstoff in den Sektoren

201. Ob Autoindustrie, Stahlbranche oder Wohnungswirtschaft: Viele Akteure melden derzeit Interesse an der Nutzung von Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten an (s. Tz. 12). Daneben besteht jedoch häufig auch die Möglichkeit zur direkten Nutzung von Strom. Dieser steht in einem dekarbonisierten Energiesystem als Primärenergie zur Verfügung und kann auch in Bereichen genutzt werden, in denen heute noch fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas zum Einsatz kommen. Der Begriff der Sektorenkopplung beschreibt diese Verknüpfung der Energiewirtschaft mit den Verbrauchssektoren.

202. Umweltfreundlich und nachhaltig hergestellter Wasserstoff wird auf absehbare Zeit ein knapper Energieträger bleiben. Seine Herstellung erfordert große Mengen an erneuerbarer Energie. Würden fossile Ressourcen überall dort durch grünen Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte ersetzt werden, wo dies heute technisch möglich scheint, läge der Strombedarf um ein Vielfaches höher als bei der direkten Elektrifizierung (s. a. Tz. 21). Durch die Umwandlungsverluste vervielfachen sich auch die Umweltauswirkungen der Stromproduktion bei Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten gegenüber der direkten Stromnutzung (Abschn. 2.2.1 und 2.2.2). Beim Aufbau einer neuen Infrastruktur für Wasserstoff drohen Lock-in-Effekte, sofern diese nicht auf Basis bestehender Klimaziele mit der Stromnetz- und Erdgasplanung verschränkt wird (Abschn. 2.2.3). In Deutschland ist das Angebot an erneuerbarem Strom und damit an grünem Wasserstoff durch die Flächenverfügbarkeit begrenzt (Abschn. 2.2.4). Auch Importe von Wasserstoff haben einen ökologischen Fußabdruck, sind kurzfristig kaum verfügbar und nach derzeitigem Stand auch 2050 nicht wesentlich kostengünstiger als die heimische Produktion (Abschn. 2.2.5).

203. Darüber hinaus lägen die Kosten der Dekarbonisierung in vielen Bereichen deutlich höher, wenn Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte statt der direkten Stromnutzung zum Einsatz kämen. In Bereichen, in denen Wasserstoff eine aussichtsreiche oder die einzige absehbare technische Option zur Dekarbonisierung darstellt, können Kosten und ökologische Auswirkungen dadurch begrenzt werden, dass der Einsatz von Wasserstoff in einer effizienten Weise erfolgt. Der Einsatz öffentlicher Mittel ermöglicht es, von vornherein auf diese Zielsetzungen zu achten und strategische Schwerpunkte beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zu setzen. Öffentliche Investitionen können auf diejenigen Bereiche fokussiert werden, die wichtige Technologiepfade für die Dekarbonisierung darstellen und gleichzeitig industriepolitisch aussichtsreiche Exportperspektiven eröffnen.

204. Im Folgenden wird die mögliche Bedeutung von Wasserstoff für diejenigen Sektoren beleuchtet, die derzeit für hohe Emissionen verantwortlich sind und in denen der Einsatz von Wasserstoff grundsätzlich möglich ist. Dazu gehören die Industrie (Kap. 3.1), der Verkehr (Kap. 3.2) und die Gebäudewärme (Kap. 3.3). Zuletzt wird die Stromversorgung in den Blick genommen, die in einem dekarbonisierten Energiesystem aufgrund der Sektorenkopplung von zentraler Bedeutung ist (Kap. 3.4).

3.1 Industrie

Treibhausgasrelevanz

205. Die Industrie verbrauchte im Jahr 2019 circa 1.060 TWh Energie und verursachte insgesamt 188 Mio. t CO_{2eq}. Dies entspricht circa 23 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland („Energieverbrauch in der Industrie 2019 um 4,0 % gegenüber dem Vorjahr gesunken", Pressemitteilung Nr. 476 des Statistischen Bundesamtes vom 1. Dezember 2020; „Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Positiver Trend der Vorjahre setzt sich fort / 40,8 Prozent Rückgang seit 1990", gemeinsame Pressemitteilung des UBA und des BMU vom 15. März 2021). Von 1990 bis 2019 konnte der Sektor seine Treibhausgasemissionen um 34 % senken (KEI o. J.). Im Jahr 2020 reduzierten sich die Treibhausgasemissionen gegenüber dem Vorjahr um weitere 8,7 %. Die COVID-19-Pandemie und damit verbundene Konjunktureffekte spiegeln sich somit auch in den Daten für das Jahr 2020 wider („Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Positiver Trend der Vorjahre setzt sich fort / 40,8 Prozent Rückgang seit 1990", gemeinsame Pressemitteilung des UBA und des BMU vom 15. März 2021).

206. Um das von der Bundesregierung gesetzte Ziel einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 zu erreichen, sind jedoch weitere Reduktionen insbesondere in den energieintensiven Industriebranchen notwendig. Das betrifft vor allem die Eisen- und Stahlindustrie, die Raffinerien, die Zementklinkerherstellung und die chemische Industrie. Diese Branchen emittieren zusammen circa 80 % der gesamten Treibhausgasemissionen der Industrie. Die restlichen Industriebranchen werden nach der Deutschen Emissionshandelsstelle des Umweltbundesamtes in sonstige mineralverarbeitende Industrie, wozu auch die Glas- und Keramikindustrie zählt, Industrie- und Baukalk, Papier- und Zellstoff, Nichteisenmetalle sowie sonstige Verbrennungsanlagen differenziert (DEHSt 2020).

Strategien der Dekarbonisierung

207. Welche Maßnahmen in den Industriebranchen für eine Dekarbonisierung geeignet sein können, hängt von der jeweiligen Emissionsquelle ab. Unterschieden werden direkte und indirekte energiebedingte Emissionen sowie Prozessemissionen. Direkte energiebedingte Treibhausgasemissionen entstehen, wenn fossile Energieträger eingesetzt werden, um zum Beispiel Dampf oder Prozesswärme zu erzeugen. Werden industrielle Prozesse mit Strom betrieben, sind damit indirekte energiebedingte Treibhausgasemissionen verbunden, die vor dem eigentlichen industriellen Prozess entstehen. Sie reduzieren sich mit dem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix. Diese indirekten energiebedingten Emissionen werden daher nachfolgend nicht betrachtet.

208. Prozessemissionen entstehen durch die prozessbedingte stoffliche Nutzung der fossilen Energieträger. Sie tragen mit circa 25 % zu den gesamten Industrieemissionen bei. Es ist daher nicht möglich, treibhausgasarm zu produzieren, wenn lediglich die konventionellen Bestandsanlagen durch energieeffizientere ausgetauscht werden oder ein Brennstoffwechsel erfolgt (KEI o. J.).

209. In den vergangenen zehn Jahren stieg die Energieeffizienz in der Industrie. Aufgrund des Wirtschaftswachstums zog dies jedoch keine deutliche CO_2-Minderung nach sich. Für eine stärkere Reduktion sind nicht nur die relativen Treibhausgasemissionen im Verhältnis zum Bruttoinlandsprodukt zu senken, sondern die absoluten Treibhausgasemissionen müssen reduziert und vom Wirtschaftswachstum entkoppelt werden (UBA 2020a).

210. Für die Reduktion der Treibhausgasemissionen werden daher verschiedene Strategien in Betracht gezogen. Diese setzen bei der Reduzierung der energie- und prozessbedingten Emissionen an. Zu den Strategien gehören die Steigerung der Energie- und Materialeffizienz sowie die Kreislaufführung von Ressourcen.

211. CO_2-Emissionen können auch gemindert werden, indem sie aus den Produktionsprozessen abgeschieden und anschließend wiederverwendet oder gespeichert werden (CCU oder CCS, s. Abschn. 2.1.3. und 2.1.4). Dieses Verfahren kann prinzipiell bei allen konzentrierten CO_2-Emissionsquellen angewendet werden. Das CCS-Verfahren ist jedoch nicht emissionsfrei und mit Unsicherheiten und Risiken behaftet.

212. Eine weitere Strategie ist die Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbare Energieträger. Die direkte Elektrifizierung stellt die Prozesse dabei so um, dass diese mit Strom als alternativem Energieträger betrieben werden können. Die Elektrifizierung ist für die Erzeugung von hohen Temperaturen oder hohen Wärmedichten, die in der Industrie häufig benötigt werden, jedoch nicht immer geeignet (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

213. In den Branchen, in denen diese Strategien unzureichend oder schwierig umsetzbar sind, kann grüner Wasserstoff die anderen Strategien ergänzen. Wasserstoff ist ein weiterer alternativer Energieträger und Rohstoff, der bereits heute eingesetzt wird. Gegenwärtig nutzt die Industrie 55 TWh pro Jahr grauen Wasserstoff. Dieser Wasserstoff (Abschn. 2.1.1) basiert jedoch aktuell auf Erdgas und Erdöl und trägt nicht zu einer treibhausgasarmen Industrie bei. Grüner Wasserstoff in der Industrie könnte zum einen den grauen Wasserstoff und zum anderen weitere fossile Energieträger und Rohstoffe, wie zum Beispiel Koks, substituieren. Durch die ergänzende Nutzung von

grünem Wasserstoff könnte eine nachhaltige Transformation der Industrie erreicht werden (HEBLING et al. 2019). In einigen Fällen ist der Einsatz von grünem Wasserstoff jedoch mit einer Umstellung auf Prozesse verbunden, die teilweise noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium sind. Aufgrund der langen Investitionszyklen in der Industrie stehen jetzt für viele Branchen richtungsweisende Entscheidungen an.

Rolle von Wasserstoff für die Dekarbonisierung der Industrie

214. Im Jahr 2019 wurden in der Industrie 324 TWh durch Erdgas bereitgestellt. Erdgas wird insbesondere für die Energiebereitstellung für hohe Temperaturen und für die Herstellung von grauem Wasserstoff verwendet („Energieverbrauch in der Industrie 2019 um 4,0 % gegenüber dem Vorjahr gesunken", Pressemitteilung Nr. 476 des Statistischen Bundesamtes vom 1. Dezember 2020). Die Industrie ist mit 38 % der Gesamtnachfrage der größte Verbrauchssektor von Erdgas in Deutschland (BDEW 2020). Dabei stieg der Primärenergieverbrauch von Erdgas und Erdölgas in Deutschland zwischen 1990 und 2019 insgesamt um 39 % an (AGEB 2020). Für die Klimaziele muss jedoch das verwendete Erdgas sukzessive ersetzt werden (JUGEL et al. 2019). Grüner Wasserstoff kann hierbei ein geeignetes Substitut darstellen (dena 2016).

215. In der NWS wird die Anwendung von grünem Wasserstoff für die Industrie als entscheidend angesehen. Wie hoch der zukünftige Bedarf an Wasserstoff ist, wird kontrovers diskutiert und schwankt in den einzelnen Szenarien (Abb. 3). Nachfolgend werden die vier emissionsintensivsten Industriebranchen Eisen- und Stahl, Raffinerien, die Zementindustrie sowie die chemische Industrie betrachtet (Tz. 206). Hierbei soll aufgezeigt werden, welche Strategien in den einzelnen Branchen relevant sind und welche spezifische Rolle Wasserstoff für die Treibhausgasreduktion einnehmen kann.

Eisen- und Stahlindustrie

216. Die Stahlproduktion lässt sich in zwei Herstellungsrouten unterteilen: die Primärstahlroute und die Sekundärstahlroute. Diese unterscheiden sich in Hinblick auf den Herstellungsprozess, den Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen. Die Erzeugung von Primärstahl erfolgt hauptsächlich in der sogenannten Hochofenroute und basiert auf der Reduktion von Eisenerz durch Koks oder andere kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel. Dabei entstehen Prozessemissionen in Form von CO_2. Das im Hochofen entstehende Roheisen wird anschließend im Konverter mit Sauerstoff behandelt, um unerwünschte Stoffe (Phosphor, Schwefel), aber auch Silizium, Mangan und Kohlenstoff durch Oxidation aus der Schmelze zu entfernen. Eine weitere Möglichkeit, Primärstahl herzustellen, ist die erdgasbasierte Direktreduktion. Dieses Verfahren macht jedoch lediglich 1 % der Stahlproduktion in Deutschland aus. Die erdgasbasierte Direktreduktion emittiert circa 70 % weniger CO_2 pro Tonne Rohstahl im Vergleich zu der Hochofenroute (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

217. Die Sekundärstahlroute verwendet Stahlschrott als Rohstoff. Er wird im Elektrolichtbogenofen aufgeschmolzen, der mit Strom betrieben wird. Durch das Recycling von Stahlschrott ist der energie- und kohlenstoffintensive Schritt der Reduktion von Eisenerz mittels kohlenstoffhaltiger Reduktionsmittel nicht mehr nötig. Daher ist der Energieverbrauch für die Sekundärstahlroute pro Tonne Rohstahl circa 85 % geringer als bei der Primärstahlroute (Hochofenroute). Daraus und aus der für die Hochofenroute notwendigen Nutzung der emissionsintensiven Rohstoffe Koks und Kohle ergeben sich auch die unterschiedlich hohen CO_2-Emissionen. Bei der Sekundärstahlproduktion werden 0,3 t CO_2 pro Tonne Rohstahl emittiert. Die Primärstahlroute emittiert hingegen circa das Sechsfache an CO_2-Emissionen. In Deutschland wird aktuell lediglich ein Drittel des erzeugten Stahls über die Sekundärstahlroute produziert. Da die Sekundärstahlroute strombasiert ist, sinken mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien im Strommix die Emissionen des Sekundärstahls. Eine Herausforderung stellen die schwankende Qualität und die Verfügbarkeit von Stahlschrott dar (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020). Es wird jedoch geschätzt, dass auf europäischer Ebene im Jahr 2050 der Anteil an Sekundärstahl auf 70 % angehoben werden und somit zur Dekarbonisierung der Eisen- und Stahlbranche beitragen kann (Material Economics Sverige AB 2019).

218. Um die Prozessemissionen der Hochofenroute zu reduzieren (Tz. 217), benötigt es ein alternatives Verfahren. Für die Hochofenroute wird die Direktreduktion als zukünftiges Verfahren der Primärstahlproduktion angesehen. Bei der Direktreduktion ersetzt der Wasserstoff das Reduktionsmittel Koks. Es entsteht Eisenschwamm, der im Elektrolichtbogenofen, optional mit Stahlschrott, zu Rohstahl geschmolzen wird. Die Prozessemissionen (CO_2) werden vermieden, da lediglich das Oxidationsprodukt H_2O entsteht. Die Direktreduktion wird bereits heute mit Methan als Reduktionsmittel betrieben (Tz. 216). Nach dem derzeitigen Kenntnisstand wird auch die Direktreduktion mit Wasserstoff eine Mindestmenge an einer nachhaltigen Kohlenstoffquelle benötigen. Sie stellt somit eine Technologie dar, die sukzessive auf grünen Wasserstoff umgestellt werden kann. Für diese Technologie kann als Übergang Erdgas verwendet werden, mit steigendem Anteil an grünem Wasserstoff. Aus Effizienzgründen sollte die Direktreduktion daher nicht mit grauem oder blauem Wasserstoff betrieben werden, die zunächst aus Erdgas produziert werden müssen. Gegenüber

der konventionellen Hochofenroute können durch grünen Wasserstoff und Biomethan als Kohlenstoffquelle bis zu 97 % der CO_2-Emissionen vermieden werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

219. Es wird erwartet, dass durch das Verfahren der Direktreduktion mit grünem Wasserstoff im Jahr 2050 die spezifischen Kosten pro Tonne Rohstahl gegenüber 2019 um circa 36 bis 61 % ansteigen (391 €/t). Das Recycling von Stahl kann zukünftig an Bedeutung gewinnen, wenn die Produktionskosten der Sekundärstahlroute geringer als die der Primärstahlproduktion ausfallen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

220. Neben der Direktreduktion mit Wasserstoff und dem Recycling von Stahlschrott (Sekundärstahlroute) gibt es weitere Ansätze, CO_2-Emissionen bei der Stahlherstellung zu senken. Diese optimieren jedoch nur die konventionelle Hochofenroute. Zum Beispiel könnte prinzipiell ein anderes Reduktionsmittel als Biokoks die Prozessemissionen mindern. Wenn anteilig nachhaltige Biokohle in den Hochofen eingeblasen wird, um die fossile Kohle zu substituieren, kann ein Teil der CO_2-Emissionen gemindert werden. Allerdings sind nachhaltige Biokohle oder Biokoks nicht in ausreichenden Mengen verfügbar (AGERT et al. 2020).

221. Weitere diskutierte Verfahren, mit denen die Treibhausgasemissionen gemindert werden können, sind die Eisenelektrolyse, ein direkt elektrisches Verfahren, und das HIsarna-Verfahren. Die Eisenelektrolyse erzeugt mit Strom aus erneuerbaren Energien nahezu keine CO_2-Emissionen, befindet sich aber noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Das HIsarna-Verfahren ist ein Schmelzreduktionsverfahren zur Erzeugung von Roheisen unter Verwendung von Feinerz, Kohle und Sauerstoff. Da hierfür auf den Betrieb von Sinteranlagen und Kokereien verzichtet werden kann, werden die CO_2-Emissionen gegenüber der Hochofenroute um 20 % gemindert. Eine treibhausgasfreie Eisen- und Stahlerzeugung ist durch dieses Verfahren nicht möglich. Doch durch Abscheiden des im Abgas konzentriert enthaltenen CO_2 über das CCS-Verfahren (CCS und CCU-Verfahren, s. Abschn. 2.1.3 und 2.1.4) können die CO_2-Emissionen im Vergleich zur Hochofenroute zu 86 % reduziert werden. Die abgeschiedenen CO_2-haltigen Prozessgase können für die Erzeugung von Chemikalien, wie zum Beispiel Methanol, verwendet werden. Diese Umwandlung benötigt jedoch zusätzlichen Wasserstoff (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020; s. Abschn. 2.1.5).

Erdölraffinerie

222. In Raffinerien werden Rohöle zu höherwertigen Produkten verarbeitet. Hierbei entstehen beispielsweise Kraftstoffe für den Verkehr, Betriebs- und/oder Rohstoffe, wie zum Beispiel Naphtha, für die Industrie oder Energieträger zum Heizen. Im Jahr 2019 wurden dabei 23,2 Mio. t CO_{2eq} emittiert. Um Rohöle zu raffinieren, wird Wasserstoff benötigt. Der Wasserstoffbedarf der Raffinerien wird zu drei Vierteln durch Wasserstoff gedeckt, der in anderen Prozessen der Raffinerien als Nebenprodukt anfällt. Das restliche Viertel an Wasserstoff wird aktuell durch grauen Wasserstoff gedeckt und für die Verarbeitung der Rohöle eingesetzt (dena 2018b). Die Prozesse, für die Wasserstoff in den Raffinerien verwendet wird, sind Hydrocracking, Hydrotreating und die Entschwefelung. Beim Hydrocracking wird die schwere Rohölfraktion aufgebrochen, sodass leichtere Fraktionen entstehen. Beim Hydrotreating können unerwünschte Elemente, wie zum Beispiel Stickstoff, Schwefel und Metalle, aus dem Rohöl entfernt werden (TÖPLER und LEHMANN 2017). Eine Möglichkeit, die Emissionen der Raffinerien zu reduzieren, kann die Substitution des zusätzlichen Bedarfs an Wasserstoff für die Verarbeitung der Rohöle durch grünen Wasserstoff darstellen. Diese Umstellung könnte kurzfristig erfolgen, weil Wasserstoff bereits in den bestehenden Prozessen eingesetzt wird. Die für diese Substitution benötigten Elektrolysekapazitäten werden auf 1 bis 2 GW geschätzt (dena 2018b).

223. Raffinerien benötigen jedoch neben Wasserstoff auch Kohlenstoff für die Herstellung ihrer Produkte, der aktuell aus den fossilen Rohstoffen gewonnen wird. Für das Ziel der Treibhausgasneutralität würden zukünftig auch nachhaltige nicht fossile Kohlenstoffquellen benötigt werden. Hierfür könnten verstärkt Produkte der Raffinerien recycelt oder Kohlenstoff aus Biomasse oder durch Direct Air Capture gewonnen werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020; s. Abschn. 2.1.5). Grundsätzlich muss jedoch die Notwendigkeit von Erdölraffinerien und ihren Produkten überdacht werden, denn sie sind mit einem treibhausgasneutralen System nicht vereinbar. Um Lock-in-Effekte zu vermeiden, sollte daher langfristig nicht in diese Technologien investiert werden (s. Kap. 3.2 und 3.3).

Zementindustrie

224. Die Zementindustrie ist geprägt von prozessbedingten CO_2-Emissionen, bedingt durch den Rohstoff Kalkstein, der im Drehrohrofen zu Zementklinker gebrannt wird. Sie machen circa 65 % der Gesamtemissionen pro Tonne Zement aus und können nicht durch klimaschonende Brennstoffe vermieden werden. 35 % der Emissionen entstehen durch die Bereitstellung der Hochtemperatur-Prozesswärme. Die Prozesswärme kann durch die direkte Elektrifizierung oder durch alternative Brennstoffe und Sekundärenergieträger, wie zum Beispiel Wasserstoff, bereitgestellt werden. Alternative Brennstoffe, wie zum Beispiel Altreifen, Tiermehl oder Biomasse, werden bereits heute eingesetzt, um die energiebedingten Emis-

sionen im Vergleich zu fossilen Energieträgern zu senken. Die aus Effizienzgründen vorzuziehende direkte Elektrifizierung ist jedoch technisch anspruchsvoll, weshalb ein Anstieg der alternativen Brennstoffe zu erwarten ist (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

225. Für eine nachhaltige Produktion ist zudem wichtig, die Bestandteile von Beton zu recyceln. Der absolute Bedarf an Rohstoffen kann zudem durch materialeffizientes Bauen bzw. durch weniger Bauen und eine höhere Sanierungsquote verringert werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

226. Um die Prozessemissionen in der Zementindustrie zu reduzieren, wird daran geforscht, Zement mit alternativen Bindemitteln herzustellen. Die alternativen Bindemittel können jedoch zu anderen Produkteigenschaften führen, die normiert werden müssen. Auch das Potenzial, die Treibhausgasemissionen mit alternativen Bindemitteln zu senken, ist Gegenstand der Forschung. Um zukünftig die CO_2-Emissionen bei der Zementproduktion zu verringern, wird daher die Integration der CO_2-Abscheidung geprüft (CCU und CCS, s. Abschn. 2.1.4). Dies wird bereits im Projekt LEILAC im Pilotmaßstab untersucht (IN4climate.NRW o. J.). Der Einsatz von Wasserstoff in der Zementindustrie könnte außerdem zukünftig relevant werden, wenn zusammen mit den abgeschiedenen Prozessemissionen PtX-Folgeprodukte hergestellt werden und damit das Produktportfolio erweitert wird.

Chemische Industrie

227. Die chemische Industrie ist der Industriezweig mit dem höchsten Energieverbrauch. Er wird zu 50 % direkt durch fossile Energieträger mit einem Anteil von 37 % Erdgas, 9 % Mineralölprodukte sowie 4 % Kohle abgedeckt (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020). Die chemische Industrie verursachte im Jahr 2019 Treibhausgasemissionen in Höhe von 16,9 Mio t CO_{2eq}. Die Hauptquellen von CO_2 sind die Industriekraftwerke, Dampfspalter (Steamcracker, thermische Anlagen zum Aufspalten langkettiger Kohlenwasserstoffe) sowie die Produktion von grauem Wasserstoff (HEBLING et al. 2019). Die Produkte der chemischen Industrie, wie beispielsweise Ethylen, Chlor, Ammoniak, Methanol, Salpetersäure oder Soda, stellen chemische Grundstoffe für die Weiterverarbeitung zu beispielsweise Düngemitteln, Polymeren, Wasch- und Körperpflegemitteln und pharmazeutischen Produkten dar (GERES et al. 2019).

228. Neben einem hohen Strombedarf ist die chemische Industrie geprägt von einem großen Bedarf an Prozessdampf. Durch den direkten Einsatz der fossilen Energieträger in den KWK-Anlagen und Gaskesseln entstehen energiebedingte Emissionen, die prinzipiell durch die direkte Elektrifizierung zur Wärme- und Dampferzeugung (PtH) vermieden werden können (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

229. Die Petrochemie verarbeitet Erdgas und Erdöl zu kohlenstoffhaltigen Produkten. Hier greifen die Strategien, die energiebedingten Emissionen durch Elektrifizierung zu vermeiden, zu kurz und es bedarf einer grundlegenden Umstellung auf nachhaltige Quellen für Kohlenstoff und Wasserstoff als sogenannten Feedstock (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

230. Wasserstoff wird in der chemischen Industrie primär stofflich verwendet. Der Einsatz von grünem Wasserstoff ist daher in dieser Industriebranche besonders relevant und wird benötigt, um zukünftig die Grundstoffe zu produzieren, wenn die fossilen Rohstoffquellen entfallen. In einem Positionspapier der chemischen Industrie werden die Strategien, die Wasserstoffproduktion von grauem auf grünen umzustellen, Kohlenstoff im Kreislauf zu führen und Prozesswärme durch Elektrifizierung bereitzustellen, betrachtet. Nachfolgend werden die Dekarbonisierungsstrategien für die zwei wichtigsten Grundstoffe Ammoniak und Methanol beschrieben. Das zukünftige Potenzial dieser Stoffe für weitere Anwendungen ist hoch, sofern weitere Bereiche, wie zum Beispiel die Kunststoffherstellung, erschlossen werden (GERES et al. 2019; IG BCE 2020).

Ammoniaksynthese

231. Ammoniak wird in Deutschland mit einer Produktionsmenge von circa 2,4 bis 3,3 Mio. t pro Jahr hergestellt (VCI 2020). Ammoniak ist ein Grundstoff, um Harnstoff und stickstoffbasierte Dünger herzustellen. Die Ammoniaksynthese erfolgt nach dem Haber-Bosch-Verfahren, bei dem Wasserstoff mit Stickstoff zu Ammoniak reagiert (s. Abschn. 2.1.5). Die Wasserstoffherstellung erfolgt derzeit auf Basis von fossilen Rohstoffen (s. Abb. 4). Dabei entstehen Emissionen von 1,8 t CO_2 pro Tonne Ammoniak. Ein Teil der Emissionen kann für die Herstellung von Harnstoff eingesetzt werden. Die Emissionen lassen sich dabei unterteilen in 72 % Prozessemissionen und 28 % energiebedingte Emissionen (für die Bereitstellung von Wasserdampf für die Dampfreformierung). Der Einsatz von grünem Wasserstoff kann die Emissionen, die bei der Dampfreformierung mit Erdgas entstehen, vollständig vermeiden.

232. Im Haber-Bosch-Verfahren selbst entstehen keine Prozessemissionen. Die Stickstoffgewinnung aus der Luft ist allerdings energieaufwendig und verursacht indirekte Emissionen durch den Strombezug. Um zukünftig die Emissionen der Düngemittelproduktion zu senken, reicht die Betrachtung der Ammoniaksynthese nicht aus. Es muss weiterhin der Herstellungsprozess für Harnstoff berücksichtigt werden. Bei der Harnstoffsynthese wird Harnstoff

AV WVA 20/32 - Teil 1

aus CO_2 und Ammoniak synthetisiert. Wird zukünftig dieser Prozess dekarbonisiert, entfallen die CO_2-Emissionen als Kohlenstoffquelle und es benötigt neben Strom eine nicht fossile Kohlenstoffquelle (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020; TÖPLER und LEHMANN 2017; s. Abschn. 2.1.5).

Methanolsynthese

233. Methanol ist wie Wasserstoff ein Sekundärenergieträger und wird als Rohstoff für Synthesen, als Lösemittel in der chemischen Industrie oder als Zusatzstoff in Kraftstoffen eingesetzt. Die Herstellung von Methanol kann über Synthesegase erfolgen (s. Abschn. 2.1.5). Die Synthesegase werden bisher überwiegend über die partielle Oxidation von fossilen Energieträgern erzeugt. Sie bestehen aus einer Mischung aus Kohlenstoffmonoxid und CO_2 sowie zu circa 70 % aus Wasserstoff. Wasserstoff und Kohlenmonoxid reagieren katalytisch zu Methanol.

234. Methanol könnte zukünftig durch grünen Wasserstoff klimafreundlich produziert werden. Neben der Bereitstellung von grünem Wasserstoff muss auch hier eine nicht fossile Kohlenstoffquelle verwendet werden.

235. Wie sich die zukünftigen Produktionsmengen von Methanol und damit verbunden auch von grünem Wasserstoff entwickeln werden, hängt mit der Nachfrage nach alternativen Kraftstoffen und weiteren zukünftigen Verwendungsmöglichkeiten von Methanol zusammen (TÖPLER und LEHMANN 2017; SPECHT und BANDI 1999). Aus Methanol als Ausgangstoff lassen sich weitere Grundchemikalien herstellen. Dies ist für die zukünftige Kunststoff- und Gummiherstellung relevant, die aktuell auf der stofflichen Nutzung von Erdöl (Naphtha) basiert. Hierfür ist zum einen die Methanol-to-Olefin- sowie die Methanol-to-Aromaten-Route zu nennen. Bei diesen Verfahren wird Methanol, das zuvor aus grünem Wasserstoff hergestellt wurde, zu Olefinen (z. B. Ethylen oder Propylen) oder zu Aromaten (z. B. Benzol) umgewandelt. In einer anschließenden Polymerisation von Olefinen können Kunststoffe, wie zum Beispiel Polyethylen, produziert werden.

Konsequenzen für den Energie- und Rohstoffeinsatz im Industriesektor

236. Neben den oben diskutierten Anwendungsfeldern in der chemischen Industrie, bei der Direktreduktion in der Stahlindustrie sowie für Hochtemperaturprozesse, zum Beispiel für Prozessdampf, gibt es weitere potenzielle Anwendungsfelder für grünen Wasserstoff. In der Nahrungsmittelindustrie kann Wasserstoff Fette und Öle hydrieren und somit die Haltbarkeit steigern. Darüber hinaus wird Wasserstoff als Inertisierungs-, Schutz- und Trägergas eingesetzt. Dies ist unter anderem bei der Produktion von Elektronik und Flachglas relevant. Aufgrund seiner Wärmekapazität kann Wasserstoff als Kühlmittel in industriellen Anlagen und Kraftwerken eingesetzt werden. In der metallverarbeitenden Industrie wird Wasserstoff für die Legierung von Metallen, für die Gewinnung von Wärme und als Reduktionsmittel eingesetzt.

237. Wasserstoff bedient bereits ein breites Anwendungsfeld in der Industrie. Es ist möglich, einige Prozesse zeitnah auf grünen Wasserstoff umzustellen. Zum einen kann grüner Wasserstoff dort eingesetzt werden, wo heute noch grauer Wasserstoff verwendet wird. Dies stellt jedoch nur einen Teil der Transformation der Industrie dar. Zum anderen müssen neue Verfahren erprobt werden, um fossile Energieträger und/oder Reduktionsmittel zu ersetzen, wenn die effizientere und direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist. Damit kann grüner Wasserstoff zur Dekarbonisierung der Industrie beitragen. Aktuell wird der Einsatz von grünem Wasserstoff vor allem in der Eisen- und Stahl- sowie der Chemiebranche als geeignet angesehen. Weitere zukünftige Anwendungsfelder für Wasserstoff sind jedoch auch die Glas-, Keramik- und Nichteisenmetallindustrie. Die Industriebranchen sind divers und sollten für Maßnahmen der Dekarbonisierung separat betrachtet werden. Für die jeweilige Branche wird sich mit Blick auf verschiedene Kriterien (treibhausgasneutral, umweltschonend, effizient und kostengünstig) ein unterschiedlicher Technologiemix entwickeln.

3.2 Verkehr

238. Der deutsche Verkehrssektor konnte als einziger Sektor seine Treibhausgasemissionen seit 1990 nicht maßgeblich senken. Während die Emissionen Deutschlands zwischen 1990 und 2019 insgesamt um 35 % auf 810 Mt CO_{2eq} zurückgingen, verharrten die Emissionen des inländischen Verkehrs 2019 mit 164 Mt CO_{2eq} auf dem Niveau von 1990 („Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Positiver Trend der Vorjahre setzt sich fort/ 40,8 Prozent Rückgang seit 1990“, gemeinsame Pressemitteilung des UBA und des BMU vom 15. März 2021). 2020 sanken die Emissionen vorläufig auf 146 Mt CO_{2eq}, dies ist jedoch primär auf Einmaleffekte durch die pandemiebedingt geringere Verkehrsleistung zurückzuführen (ebd.). Die Emissionen des Verkehrs machen damit inzwischen 20 % der gesamten Emissionen aus, während es 1990 nur 13 % waren (Deutscher Bundestag 2020, S. 18). Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors betrug 2019 760 TWh, was 31 % des gesamten Endenergieverbrauchs entspricht (BMVI 2020, S. 302). Überdies werden 74 % des Mineralöls im Verkehr verbraucht (ebd.).

239. Vor allem die Verbrennung von Kraftstoffen ist für die direkten Emissionen im Verkehr verantwortlich. Betrachtet man ausschließlich die innerdeutschen Verkehre,

verursacht der Straßenverkehr den überwiegenden Anteil der Emissionen (rund 95 %), wobei der Straßenpersonenverkehr den größten Teil ausmacht (Abb. 9).

240. Bisher fokussierten die Bemühungen der Bundesregierung, die Emissionen im Verkehrssektor zu senken, auf eine Steigerung der Effizienz, beispielsweise durch CO_2-Flottengrenzwerte. Parallel sollten die Emissionen durch die Beimischung von biogenen Kraftstoffen gesenkt werden (UBA 2019, S. 217). Diese Kraftstoffe sind jedoch nur begrenzt verfügbar und verstärken im Fall von Anbaubiomasse ökologische Probleme und Landnutzungskonflikte (s. a. Tz. 31). Szenarien zur Treibhausgasneutralität sehen zudem oft vor, dass die begrenzten Mengen an Anbaubiomasse 2050 überwiegend in anderen Sektoren eingesetzt werden (Agora Verkehrswende 2019b, S. 21; UBA 2019, S. 130).

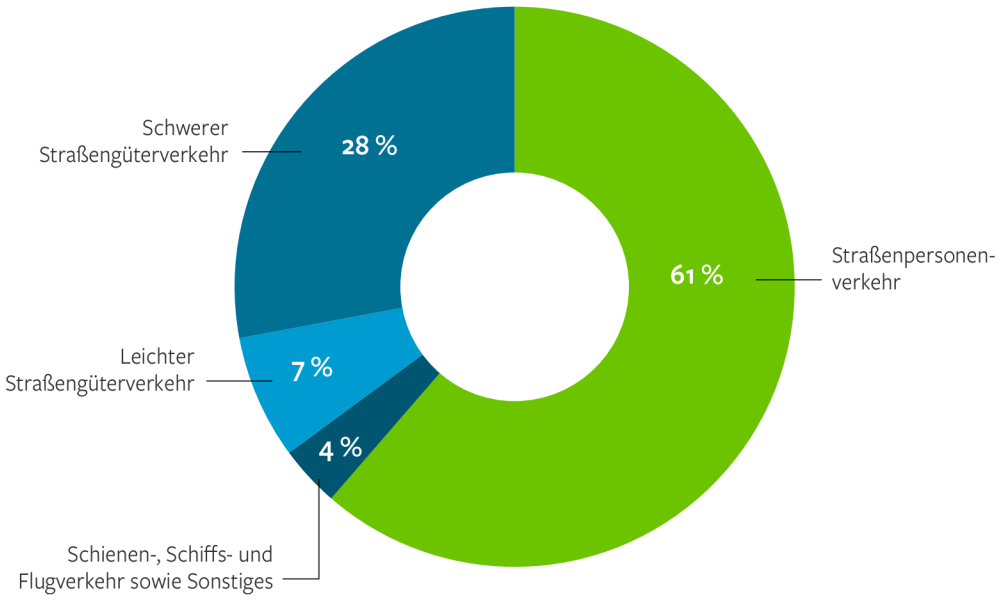
241. Die in den letzten Jahrzehnten stetig wachsende Verkehrsleistung und Motorisierung hat die bisher erzielten Effizienzgewinne aufgehoben. Das Verkehrsaufkommen im Personenverkehr wird bis 2030 wahrscheinlich weiter wachsen. Laut Verkehrsverflechtungsprognose (BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt et al. 2014, S. 4) schlägt sich dies in einer im Vergleich zu 2010 12 % höheren Verkehrsleistung von 1.329 Mrd. Pkm im Jahr 2030 nieder, die unter anderem durch steigende Wegelängen zustande kommt (ebd., S. 4). Andere Untersuchungen kommen auf eine Verkehrsleistung von 1.184 Mrd. Pkm im Jahr 2030 (KIRCHNER et al. 2019). Der Güterverkehr wird studienübergreifend voraussichtlich noch stärker zunehmen. Prognostiziert wird eine Steigerung der Verkehrsleistung bis 2030 um 38 % auf 838 Mrd. tkm (BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt et al. 2014, S. 8) bzw. 836 Mrd. tkm (KIRCHNER et al. 2019).

Treibhausgasneutrale Antriebsoptionen

242. Da erneuerbarer Strom langfristig die primäre Energiequelle des Verkehrssystems sein wird, ist die direkte Nutzung in Elektromotoren naheliegend. Elektromotoren können entweder direkt durch eine Oberleitung oder durch einen elektrochemischen Energiespeicher in Form einer Batterie (im Folgenden batterieelektrisches Fahrzeug genannt) mit Strom versorgt werden. Eine indirekte Elektrifizierung kann durch Nutzung einer Brennstoffzelle in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher erfolgen (im Folgenden Brennstoffzellenfahrzeug genannt). Daneben ist die fortgesetzte Nutzung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor in Kombination mit PtX-Folgeprodukten (im Verkehrskontext häufig E-Fuels

Abbildung 9

CO_2-Emissionen aus dem innerdeutschen Verkehr 2019



Direkte Emissionen aus dem innerdeutschen Verkehr – ohne Emissionen in der Stromerzeugung, die für den Schienenverkehr und zunehmend für den Personenverkehr relevant werden.

SRU 2021; Datenquelle: EEA 2021

genannt), in der Regel synthetische Flüssigkraftstoffe (Power-to-Liquid – PtL) oder synthetisches Gas (Power-to-Gas – PtG), denkbar (s. Abschn. 2.1.5). Der SRU hat die Antriebsarten, den Infrastrukturbedarf, die Effizienz und Interaktionen mit dem Energiesystem bereits in dem Sondergutachten „Klimaschutz im Verkehrssektor" ausführlich dargestellt (SRU 2017, S. 80 ff.).

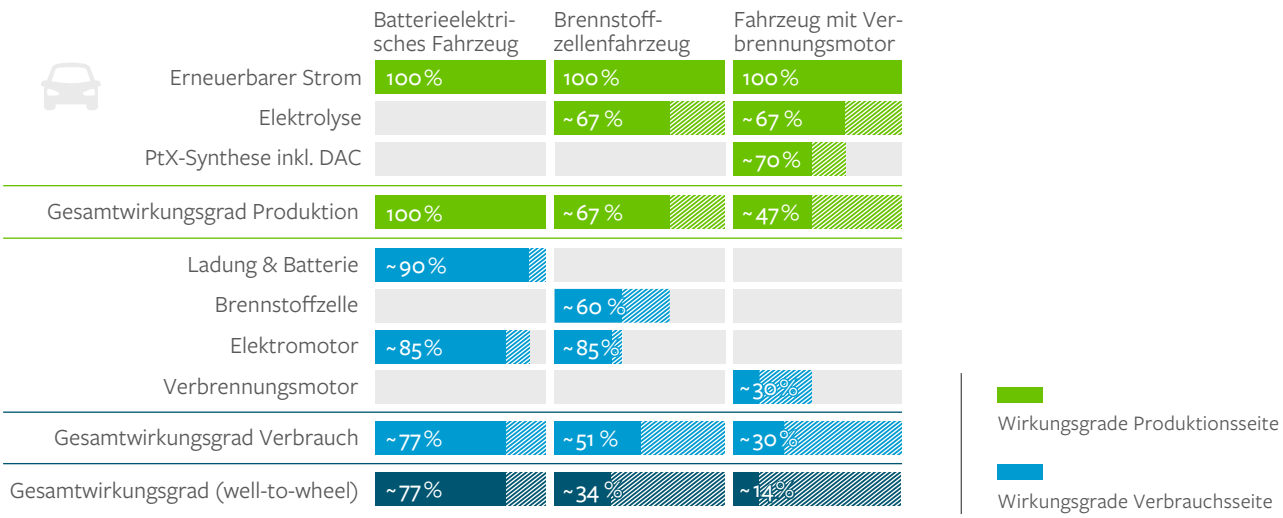
243. Zwischen den verschiedenen Antrieben ergeben sich erhebliche Unterschiede im Wirkungsgrad über die gesamte Herstellungs- und Prozesskette (sog. Well-to-Wheel-Effizienz, s. beispielhaft für Pkw Abb. 10). Der gleiche Primärenergieeinsatz führt bei einem batterieelektrischen Fahrzeug zu einem Vielfachen der Reichweite eines Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor und E-Fuels. Aufgrund der Umwandlungsverluste und des geringen Wirkungsgrades erreichen E-Fuels häufig erst bei 70 bis 80 % erneuerbarer Energien am verwendeten Strommix einen Klimavorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen (KASTEN 2020, S. 20; s. a. Tz. 72 f.). Zumindest im kommenden Jahrzehnt werden sowohl die verfügbaren globalen Liefermengen an grünem Wasserstoff (Tz. 187) als auch die Synthesekapazität von E-Fuels noch sehr begrenzt sein. Diese Kraftstoffe sollten deshalb mit steigender Verfügbarkeit dort zum Einsatz kommen, wo keine volkswirtschaftlich günstigeren und ökologisch sinnvolleren Alternativen zur Verfügung stehen.

244. Gegenwärtig wird teilweise gefordert, von Regulierungen zugunsten einzelner Technologien wie batterieelektrischen Fahrzeugen abzusehen. Begründet wird dies mit den niedrigeren Transformationskosten durch absolute Technologieneutralität. Ein rein technologieneutraler Ansatz vernachlässigt jedoch sektorale Pfadabhängigkeiten, die der vorherrschenden Antriebstechnologie des Verbrennungsmotors zugutekommen. Die verbrennungsmotorgetriebene Mobilität stellt in diesem Sinne ein stabiles sozio-technisches System dar, das beispielsweise von der existierenden Infrastruktur wie Tankstellen profitiert (SRU 2017, S. 108). Die derzeit sehr unterschiedliche Belastung verschiedener Energieträger durch Steuern und Abgaben trägt zu den Wettbewerbsvorteilen fossiler Kraftstoffe und damit des Verbrennungsmotors bei (ebd., S. 122). Eine im Gegensatz zum Status quo konsistente Orientierung der Energiepreise am Energie- oder CO_2-Gehalt ist daher ein wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung (s. Tz. 305). Dadurch verbilligt sich zukünftig die direkte Nutzung von Strom gegenüber Alternativen wie grünem Wasserstoff oder E-Fuels, die einen vielfachen Primärenergieeinsatz erfordern.

245. Aufgrund der genannten Pfadabhängigkeiten unterstützt die öffentliche Hand häufig den Aufbau technologiespezifischer Infrastruktur. Ohne diese Unterstützung können sich neue Antriebstechniken nicht auf dem Markt

Abbildung 10

Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Antriebsoptionen für Pkw



SRU 2021; Datenquelle: für die Wirkungsgrade der Verbrauchsseite s. Agora Verkehrswende et al. 2018; für Wirkungsgrade auf der Produktionsseite s. Abb. 6

etablieren (s. KEMFERT et al. 2017; Agora Verkehrswende 2020). Die Politik muss somit gezielte Pfadentscheidungen für bestimmte Technologieoptionen treffen, um öffentliche Investitionen möglichst wirkungsvoll für den Klimaschutz einzusetzen. Außerdem können so neue Pfadabhängigkeiten von ineffizienten und teuren Technologien vermieden werden (Agora Verkehrswende 2020, S. 94).

Straßenpersonenverkehr

246. Für Pkw zeigen Untersuchungen und Szenarien, dass ein breiter Einsatz von batterieelektrischen Fahrzeugen technisch möglich und zunehmend wahrscheinlich ist. Wasserstofffahrzeuge werden voraussichtlich keine oder nur eine untergeordnete Rolle in Nischen spielen (PFLUGER et al. 2017, S. 43 ff.; Agora Verkehrswende 2020, S. 95).

247. Gegen batterieelektrische Fahrzeuge sprach in der Vergangenheit ihr hoher Anschaffungspreis, der durch die Kosten der Batterie begründet war. Auch die geringe Reichweite im Vergleich zu Pkw mit Verbrennungsmotor spielte eine Rolle, da zugunsten eines niedrigeren Verkaufspreises auf größere Batterien verzichtet wurde. Technische Weiterentwicklungen und die damit verbundene Kostendegression für Lithium-Ionen-Batterien der letzten Jahre führen aber dazu, dass eine Kostenparität zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren relativ bald erreicht wird (BloombergNEF 16.12.2020). Wann genau dies der Fall sein wird, hängt auch von politisch gesetzten Rahmenbedingungen, wie der Besteuerung von verschiedenen Energieträgern und der CO_2-Bepreisung ab.

248. Viele Lebenszyklusanalysen mit unterschiedlichen Randbedingungen und Systemgrenzen vergleichen die verschiedenen Pkw-Antriebe mit Blick auf die Klimawirkung. Gemäß einer Metastudie sind batterieelektrische Fahrzeuge trotz höherer Herstellungsemissionen über eine Nutzungsphase von 150.000 km um circa 20 % klimaschonender als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (Agora Verkehrswende 2019a, S. 9). Dies gilt bereits beim heutigen Strommix in Deutschland. Da die CO_2-Intensität des Strommixes weiter abnimmt sowie weitere Fortschritte in der Herstellung von Akkumulatoren zu erwarten sind, vergrößert sich der ökologische Vorteil von batterieelektrischen Fahrzeugen weiter (Ricardo Energy & Environment 2020, S. 9, 63; Agora Verkehrswende 2019a, S. 51). Brennstoffzellenfahrzeuge weisen in ihrer Produktion eine ähnliche Klimawirkung wie ein vergleichbares batterieelektrisches Fahrzeug auf, benötigen über die Nutzungsphase jedoch deutlich mehr Energie durch den geringeren energetischen Gesamtwirkungsgrad (Agora Verkehrswende 2019b, S. 41). Ist Netzstrom bzw. aus diesem gewonnener Wasserstoff der Primärenergieträger, sind Brennstoffzellenfahrzeuge aus Klimasicht daher über den Lebenszyklus nachteilig gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen (ebd.).

249. Die Marktchancen von batterieelektrischen Fahrzeugen im Pkw-Bereich haben sich verbessert. Dies zeigt sich auch in den Planungen der Hersteller. Diese stellen zunehmend die Weiterentwicklung von Verbrennungsmotoren ein und fokussieren (mit Ausnahme einiger asiatischer Hersteller) Investitionen in Brennstoffzellenfahrzeuge eher auf den schweren Güterverkehr. Der Trend spiegelt sich auch in den Verkaufszahlen wider. So wurden 2020 194.163 batterieelektrische Pkw in Deutschland zugelassen, aber nur 308 mit Brennstoffzelle (Deutscher Bundestag 2021b). Staatliche Investitionen in Ladeinfrastruktur für Pkw könnten daher zukünftig verstärkt auf batterieelektrische Pkw fokussiert werden (Agora Verkehrswende 2020, S. 142; s. Tz. 334).

Straßengüterverkehr

250. Die unvermindert steigende Güterverkehrsleistung ist eine besondere klimapolitische Herausforderung. Eine Verlagerung von der Straße auf die Schiene würde die Emissionen senken, weil der Schienenverkehr bereits weitgehend elektrifiziert und sehr energieeffizient ist (Tz. 254). Voraussetzung wären jedoch große Investitionen zum Ausbau der entsprechenden Infrastruktur. Notwendig wäre zudem eine stärkere Verzahnung der verschiedenen Verkehrsträger des Güterverkehrs (LOBIG et al. 2017). Aber auch ein deutlicher Kapazitätsausbau des Schienengüterverkehrs, wie er im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung vorgesehen ist, würde den Anteil der Schiene an der Güterverkehrsnachfrage nur von 19,4 % im Referenzszenario auf 23,1 % erhöhen. Damit würden lediglich rund 2 Mio. t CO_{2eq}-Emissionen im Jahr 2030 eingespart werden (HARTHAN et al. 2020, S. 234 und 238).

251. Der Straßengüterverkehr wird somit weiterhin einen Großteil der Güterverkehrsleistung erbringen. Die Anforderungen an Verfügbarkeit, Reichweite und Ladezeiten sind hier andere als bei Pkw. Außerdem spielen die Lebenszykluskosten für Spediteure eine entscheidende Rolle für die Auswahl der Fahrzeuge (NPM AG 1 2020b, S. 35). Derzeit werden fast ausschließlich Verbrennungsmotoren mit Diesel eingesetzt. Die Bundesregierung hat es sich zum Ziel gesetzt, dass bis 2030 rund ein Drittel der Fahrleistung im schweren Güterverkehr elektrisch, mit Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten zurückgelegt wird (Bundesregierung 2019, S. 80). In den letzten Jahren haben Fahrzeuge mit Batterien jedoch auch hier einen technologischen Vorsprung gegenüber solchen mit Brennstoffzellen entwickelt (GÖCKELER et al. 2020, S. 48; Agora Verkehrswende 2020, S. 95). Gerade im Lieferverkehr mit leichten Nutzfahrzeugen, wie im Übrigen auch für städtische Busflotten, reichen die heutigen Batteriekapazitäten

AV WVA 20/32 - Teil 1

in der Regel bereits für die täglich zu fahrenden Distanzen (NPM AG 2 2019, S. 13).

252. Im schweren Nutzverkehr sind verschiedene Antriebsoptionen denkbar, die mit spezifischen Vor- und Nachteilen verbunden sind (für eine ausführliche Darstellung der bisherigen Studienlage s. KLUSCHKE et al. 2019; außerdem MOULTAK et al. 2017; HALL und LUTSEY 2019; GÖCKELER et al. 2020; NPM AG 1 2020b). Diskutiert werden vor allem batterieelektrische und Brennstoffzellenfahrzeuge sowie eine Elektrifizierung durch Oberleitungen. Auch der Einsatz von E-Fuels wird teilweise erwogen. Da bis auf die letzte genannte Option alle Varianten letztlich Elektromotoren einsetzen, sind Hybridvarianten denkbar und wahrscheinlich. So könnte beispielsweise ein entsprechendes batterieelektrisches Fahrzeug am Oberleitungsnetz geladen (bzw. ein Fahrzeug mit Brennstoffzelle zumindest betrieben) werden. Die Fahrt an der Oberleitung verringert damit auch die notwendige Energiespeicherkapazität eines Fahrzeugs (JÖHRENS und HELMS 2020, S. 5). Derzeit scheint ein abgestimmter paralleler Ausbau von Infrastruktur für Praxistests und großflächige Erprobungen sinnvoll, da große Unsicherheiten über die Technologieentwicklung und die volkswirtschaftlich günstigste Variante verbleiben (Agora Verkehrswende 2020, S. 95; NPM AG 1 2020a, S. 37). Die Analysen zeigen auch, dass staatliche Steuerungsinstrumente notwendig sind, damit die Anschaffungs- und Betriebskosten von Fahrzeugen mit alternativen Antrieben bis 2030 unterhalb derer von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor liegen. Dazu gehören Möglichkeiten zur Sonderabschreibung, eine Überarbeitung der Energie- und Stromsteuern und eine CO_2-angepasste Maut (NPM AG 1 2020a, S. 25 ff.).

253. Für die genannten Antriebsoptionen sind hohe und frühzeitige Investitionen in die entsprechende Infrastruktur (Ladestationen, Wasserstofftankstellen, Oberleitungsnetz) notwendig (MOULTAK et al. 2017, S. 32 f.). Für entsprechende Investitionen der Marktakteure bedarf es Planungssicherheit und eines politischen Bekenntnisses. Außerdem wäre eine europäische Einigung auf einheitliche technische Standards wünschenswert (GÖCKELER et al. 2020, S. 53), da der Güterverkehr grenzüberschreitend stattfindet. Die bisher für Pkw aufgebaute Wasserstofftankstellen-Infrastruktur ist technisch für den schweren Güterverkehr nicht ohne Anpassungen geeignet und räumlich nicht an den Bedürfnissen des Schwerverkehrs orientiert (ROSE et al. 2020). Der gesamte Schwerlastverkehr könnte langfristig mit rund 140 Tankstellen entlang der Hauptverkehrsrouten versorgt werden (ebd.).

Schienenverkehr

254. Derzeit sind rund 61 % der Schienenwege in Deutschland elektrifiziert, wobei rund 90 % der Verkehrsleistung elektrisch erbracht wird (Allianz pro Schiene 2021). Eine weitere Verbesserung der Klimabilanz des Schienenverkehrs wird daher bereits durch die fortschreitende Dekarbonisierung des Strommixes erreicht. Die Elektrifizierung mit Oberleitungen von weiteren Strecken des Schienenpersonenverkehrs ist in der Regel die günstigste Dekarbonisierungsoption, wenn diese einmal pro Stunde oder häufiger befahren werden (MÜLLER 2017, S. 44). Für weniger befahrene Strecken im Schienenpersonenverkehr wird daher der Einsatz von batterieelektrischen Zügen und Zügen mit Brennstoffzellen diskutiert. Die kostengünstigste Variante hängt hier von den Streckeneigenschaften ab. Dazu gehören beispielsweise die Frage, ob bereits Teile der Strecke elektrifiziert sind, die Gesamtlänge sowie die Topografie (DLR 2020, S. 25 ff.).

Schiffs- und Flugverkehr

255. Aufgrund der geringen Energiedichte (sowohl mit Bezug auf Gewicht als auch Volumen) von elektrochemischen Speichern stellen Batterien keine Lösung für den Flugverkehr und die internationale Seeschifffahrt dar. Batterieelektrische Antriebe könnten jedoch für die Binnenschifffahrt, insbesondere im Fährverkehr, eine Rolle spielen. Für eine komplette Dekarbonisierung werden für die internationalen Verkehre voraussichtlich strombasierte Energieträger wie grüner Wasserstoff und synthetische Kraftstoffe zum Einsatz kommen müssen (UBA 2019, S. 136). Kurz- bis mittelfristig bieten sich E-Fuels an, die als sogenannter Drop-in-Kraftstoff das fossile Äquivalent direkt ersetzen können (ZECH et al. 2014). So erfordert beispielsweise synthetisches Kerosin keine Anpassungen an heutige Flugzeugdesigns und ist die derzeit wahrscheinlichste Dekarbonisierungsvariante. Dies ist aufgrund der langen Investitionszyklen und Einsatzdauern von vorhandenen Flugzeugen (und Schiffen) relevant. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass ein Flug mit synthetischem Kerosin auf Basis von CO_2 aus Direct Air Capture (s. Tz. 65) nicht notwendigerweise klimaneutral ist. Dies liegt an dem erhöhten Strahlungsantrieb der CO_2-Emissionen in großer Höhe (McKinsey & Company 2020, S. 21) sowie den weiteren ausgestoßenen Luftschadstoffen mit Klimawirkung wie NO_x (LEE et al. 2021).

256. Für den Schiffsverkehr werden langfristig voraussichtlich Flüssigwasserstoff oder aus Wasserstoff hergestellte Kraftstoffe wie Ammoniak oder Methanol zur Nutzung in Brennstoffzellen oder Verbrennungsmotoren eine Rolle spielen. Für den Flugverkehr gibt es erste Versuche mit Batterien, Brennstoffzellen und Elektromotoren (für kleinere Maschinen und kürzere Strecken) sowie mit der Verbrennung von Wasserstoff in Gasmotoren. Jedoch verbleibt hier ebenfalls eine Treibhausgaswirkung aufgrund des ausgestoßenen Wasserdampfes (McKinsey & Company 2020, S. 21).

257. Je nach Szenario (s. Tab. 2) könnte in Deutschland im Jahr 2050 ein Bedarf an strombasierten Kraftstoffen allein für den internationalen Luft- und Seeverkehr von 55 bis 160 TWh entstehen (HEINEMANN et al. 2019, S. 33). Bezieht man die nationalen Verkehre ein, liegen die Schätzungen der erforderlichen strombasierten Kraftstoffe je nach Szenario zwischen 67 und 442 TWh (ohne Berücksichtigung der internationalen Schifffahrt in STERCHELE et al. 2020).

Konsequenzen für die Verkehrswende

258. Für die Dekarbonisierung des Verkehrs sind treibhausgasneutrale Antriebe ein wichtiger Baustein. Elektromotoren können neben Oberleitungen und Batterien auch über Brennstoffzellen und damit indirekt mit grünem Wasserstoff betrieben werden. E-Fuels erlauben es, auch Verbrennungsmotoren treibhausgasneutral zu betreiben. Antriebe, die mit Elektrolyse-Wasserstoff oder insbesondere daraus hergestellten synthetischen Kraftstoffen betrieben werden, weisen einen erhöhten Primärenergiebedarf im Vergleich zu batterieelektrischen Antrieben auf. So benötigt ein Auto mit Verbrennungsmotor im Vergleich zu einem batterieelektrischen Fahrzeug für die gleiche Verkehrsleistung die fünf- bis sechsfache Primärenergiemenge in Form von erneuerbarem Strom (s. Abb. 10).

259. Der Einsatz von Wasserstoff und insbesondere von E-Fuels ist im Verkehrsbereich daher dort sinnvoll, wo die direkte Elektrifizierung keine Option oder mit größeren Nachteilen verbunden ist. Für Pkw und den leichten Güterverkehr werden sich batterieelektrische Fahrzeuge absehbar durchsetzen. Im schweren Straßengüterverkehr bedarf es weiterer Erprobungen der existierenden Technologieoptionen, unter anderem von Brennstoffzellenfahrzeugen. Synthetische Kraftstoffe werden aus heutiger Sicht vor allem im internationalen Schiff- und Flugverkehr eine zentrale Rolle spielen.

260. Neben treibhausgasneutralen Antrieben sind aber auch die Vermeidung und Verlagerung von Verkehr integraler Bestandteil einer ganzheitlichen Dekarbonisierungsstrategie für den Verkehrssektor (SRU 2017, S. 77; STERCHELE et al. 2020, S. 20 f.; s. Tz. 338). Nur so können die benötigten Mengen an Wasserstoff und E-Fuels von vornherein limitiert werden und in den Bereichen zur Verfügung stehen, wo sie zur Dekarbonisierung benötigt werden.

3.3 Gebäudewärme

261. Der Gebäudesektor hat 2019 Treibhausgasemissionen in Höhe von 123 Mio. t CO_{2eq} verursacht („Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Positiver Trend der Vorjahre setzt sich fort / 40,8 Prozent Rückgang seit 1990“, gemeinsame Pressemitteilung des UBA und des BMU vom 15. März 2021). Darin eingeschlossen sind Emissionen aus Verbrennungsprozessen in Haushalten sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), die primär zur Wärme-, aber auch zur Kälteversorgung dienen. Nicht eingeschlossen sind die Emissionen der Fernwärme, die dem Sektor Energiewirtschaft zugerechnet werden, obwohl Fernwärme ebenfalls zur Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt wird. Im Jahr 2020 sanken die Emissionen auf vorläufig 120 Mio. t CO_{2eq}. Die zulässige sektorale Jahresemissionsmenge gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) betrug für 2020 jedoch 118 Mio. t CO_{2eq}, sodass der Gebäudesektor als einziger Sektor sein Emissionsziel nicht erfüllen konnte (ebd.).

262. Die Wärmeversorgung in Deutschland basiert größtenteils auf fossilen Energien. Im Jahr 2020 wurde knapp die Hälfte der Wohnungen mit Erdgas beheizt, gefolgt von Heizöl mit einem Viertel (AGEB 2021). Fernwärme macht gut 14 % aus und wird zu zwei Dritteln aus Erdgas und Kohle versorgt (ebd.; AGEB 2020). Der Rest der Wohnungen wird mit elektrischen Kesseln und elektrischen Wärmepumpen (je 2,6 %) sowie Biomasse, Kohle und sonstiger Heizenergie (zusammen 6,2 %) beheizt (AGEB 2021). Auch im Bereich der Nichtwohngebäude werden primär fossile Energieträger eingesetzt. Im Jahr 2018 wurde hier die beheizte Nutzfläche zu 67 % mit Gas und zu 22 % mit Heizöl beheizt (Prognos AG et al. 2020, S. 81). Insgesamt betrug der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch in den vergangenen Jahren relativ konstant rund 14 % (BMWi 2021b). Der Gebäudesektor hat seine Emissionen gegenüber 1990 um 42 % reduziert. Dies ist vor allem auf energetische Sanierungen und auf den Wechsel von Energieträgern zurückzuführen (Bundesregierung 2020). In den vergangenen rund 15 Jahren sind die Emissionen aber nur noch in geringem Maße gesunken (ebd.).

263. Der Gebäudesektor bleibt somit eine große Herausforderung beim Klimaschutz. Zwar sind die Technologien für Energieeffizienz und für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung prinzipiell vorhanden und werden besonders im Neubau auch vermehrt eingesetzt, wenn auch noch nicht in ausreichendem Umfang. Im Gebäudebestand ist der Fortschritt aufgrund mehrerer Herausforderungen jedoch stockend. So erfordert nahezu jedes Gebäude und jedes Quartier eine individuelle Betrachtung, da sich zum Beispiel die energetische Qualität, Effizienzpotenziale und einsetzbare Technologien der Wärmeversorgung unterscheiden (SRU 2020, Tz. 614). Auch die regionale Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien sowie die vorhandene Infrastruktur unterscheiden sich. Darüber hinaus ist die Eigentümerstruktur divers und dadurch eine Herausforderung. Eigentümerinnen und Eigentümern von Einzelgebäuden fehlen mitunter das Wissen oder die finanziellen Kapazitäten, um eine kapitalintensive

Sanierung vorzunehmen (ebd., Tz. 596 ff.). Im Bereich der Mietwohnungen kommt zudem das Mieter-Vermieter-Dilemma zum Tragen. Für Vermieterinnen und Vermieter kann der Anreiz gering sein, in die energetische Sanierung ihrer Gebäude zu investieren, da sie die Kosten für die Wärmebereitstellung über die Betriebskosten auf die Mieterinnen und Mieter umlegen können (ebd.). Ein Ansatz, dem entgegenzuwirken, ist das sogenannte Energiespar-Contracting, das bislang noch wenig genutzt wird. Dabei werden Investitionen und deren Risiken durch eine dritte Partei übernommen und durch einen Teil der erreichten Einsparungen finanziert. Nach der Finanzierung verbleiben die Einsparungen bei den Mieterinnen und Mietern (KHOLODILIN et al. 2016).

Dekarbonisierungsoptionen für die Wärmeversorgung

264. Die Senkung des Wärmebedarfs kann als Basis jeder Dekarbonisierungsstrategie im Gebäudesektor angesehen werden. Sie ermöglicht den effizienten Betrieb von Niedertemperaturheizsystemen und sichert gegen Preisrisiken bei der Wärmebereitstellung ab, da geringere Mengen des jeweiligen Energieträgers erforderlich sind (ifeu et al. 2018). In einem treibhausgasneutralen Energiesystem kommen zur Deckung des Wärmebedarfs die direkte Nutzung von erneuerbaren Energiequellen und Abwärme, die Elektrifizierung mit erneuerbar erzeugtem Strom sowie die Nutzung von grünem Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten infrage. Diese können jeweils lokal im Gebäude oder über Wärmenetze genutzt werden. Unter Textziffer 265 bis 267 werden zunächst die Optionen für die Nutzung in Einzelgebäuden beschrieben, anschließend werden Wärmenetze betrachtet (Tz. 268 f.).

265. Zur lokalen Wärmebereitstellung im Einzelgebäude können mit Biomasse und Solarthermie erneuerbare Energien genutzt werden, die direkt Wärme bereitstellen. Nachhaltig erzeugte Biomasse steht jedoch nur begrenzt zur Verfügung (Tz. 31 f.) und wird auch in anderen Sektoren nachgefragt. Solarthermie hingegen ist in den Wintermonaten wenig ertragreich, doch in diesem Zeitraum fällt der größte Wärmebedarf an (HEINEMANN et al. 2019, S. 37). Somit kann direkt genutzte erneuerbare Energie aus Biomasse und Solarthermie in Einzelgebäuden nur eine kleine Rolle spielen. Umweltwärme kann jedoch über die Elektrifizierung nutzbar gemacht werden.

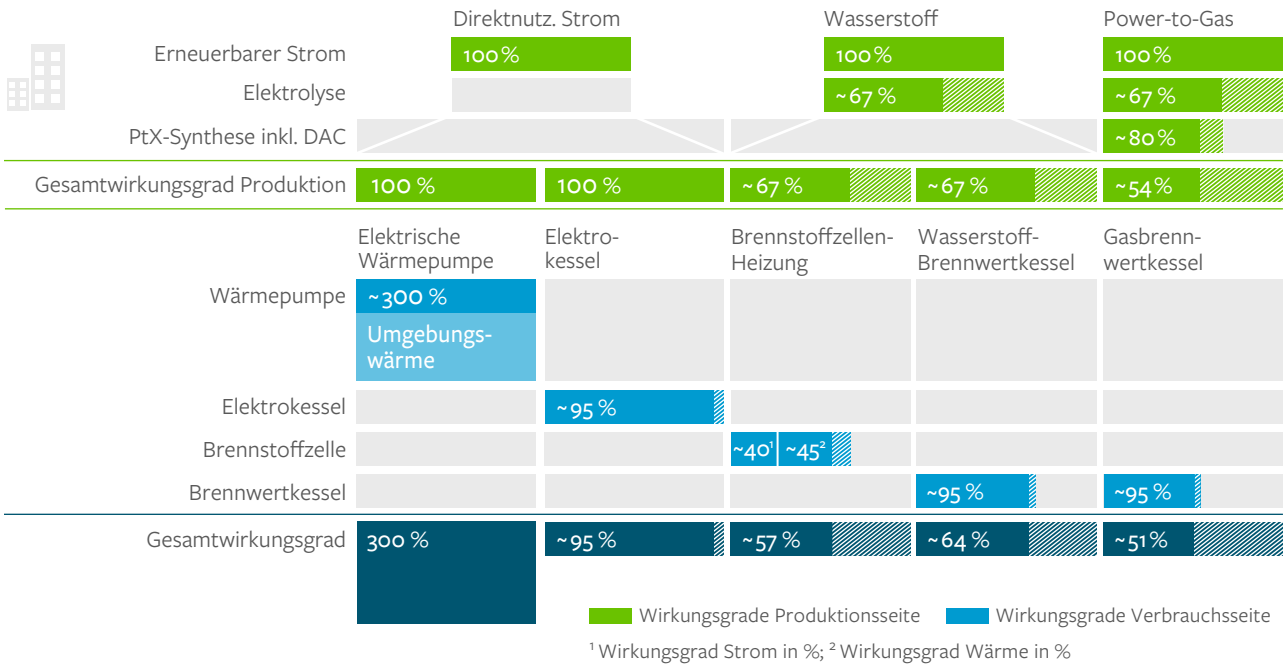
266. Die Elektrifizierung der Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden kann einerseits mittels Wärmepumpen, andererseits mittels Elektrokesseln bzw. PtH-Anlagen erfolgen. Wärmepumpen nutzen Umweltwärme aus Boden, Luft oder Wasser. Damit können sie aus einer Einheit Strom ein Vielfaches an Wärme erzeugen. In einer Studie in Bestandsgebäuden wurde durchschnittlich rund das Dreifache an Wärme bei Außenluft-Wärmepumpen bzw. rund das Vierfache bei Erdreich-Wärmepumpen erreicht (GÜNTHER et al. 2020, S. 6 f.). Wärmepumpen sind somit eine sehr effiziente Technologie, insbesondere bei niedrigen Vorlauftemperaturen. Daher sind Gebäude mit geringem Energiebedarf besonders gut für Wärmepumpen geeignet. Darüber hinaus eignen sich Fußboden- oder Wandheizungen besser für Wärmepumpen als klassische Heizkörper. Beim Einbau in Bestandsgebäude müssen somit teilweise die Heizkörper ausgetauscht werden (WIETSCHEL et al. 2018, S. 105). PtH-Anlagen erzeugen mit Strom direkt Wärme und können anders als Wärmepumpen daher nicht mehr Wärme generieren als Strom aufgewendet wird. Für größere Teile der Wärmeversorgung in Gebäuden scheiden sie daher aus, weil Wärmepumpen effizienter sind. Allerdings können PtH-Anlagen etwa in Kombination mit Wärmepumpen eingesetzt werden, um Lastspitzen beim Wärmebedarf zu decken (ebd.). Zwar kann die Elektrifizierung der Gebäudewärme zu Herausforderungen für das Stromsystem führen, jedoch kann der systemdienliche Betrieb von Wärmepumpen in Kombination mit dem Einsatz von Wärmespeichern auch zur besseren Integration erneuerbarer Energien ins Energiesystem beitragen (RUHNAU et al. 2020).

267. In Einzelgebäuden können Wasserstoff und synthetisches Gas in Brennwertkesseln oder in Brennstoffzellen genutzt werden. Im Vergleich zur direkten Elektrifizierung weist die Nutzung von Wasserstoff oder synthetischem Gas jedoch geringe Gesamtwirkungsgrade auf (Abb. 11). Bei einer mit Wasserstoff betriebenen Brennstoffzelle ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von etwa 57 % (30 % Wärme, 27 % Strom). Mit einem Wasserstoff-Brennwertkessel können 64 % der ursprünglich eingesetzten Energie als Wärme genutzt werden, mit einem Gas-Brennwertkessel 51 %. Bei der Nutzung von Wasserstoff müssten sowohl das Gasverteilnetz umgerüstet (Tz. 131–133) als auch die Gasbrenner ausgetauscht werden (AGERT et al. 2020). Somit wären erhebliche Investitionen erforderlich, wenn Wasserstoff flächendeckend zur Wärmebereitstellung eingesetzt würde. Bei der Nutzung von synthetischem Methan könnte hingegen die Erdgasinfrastruktur weiter genutzt werden. Allerdings ist der Wirkungsgrad mit synthetischem Methan aufgrund der zusätzlichen Umwandlungsverluste noch niedriger als bei der Nutzung von Wasserstoff. Hinzu kommt das Problem des Methanschlupfs durch undichte Infrastruktur.

268. Wärmenetze können in dichtbesiedelten Gebieten Gebäude mit Wärme versorgen. Sie werden heute jedoch noch hauptsächlich mit fossilen Brennstoffen betrieben (AGEB 2021). Deshalb müssen auch die Wärmenetze mittels direkter oder indirekter Nutzung erneuerbarer Energien dekarbonisiert werden. Direkt können Solarthermie, Biomasse oder auch Geothermie eingebunden werden, da-

Abbildung 11

Energetischer Gesamtwirkungsgrad verschiedener Optionen zur Wärmeversorgung in Einzelgebäuden



Anmerkung: Der Begriff Wirkungsgrad ist im Fall der Wärmepumpe nicht korrekt, da Wirkungsgrade über 100 % nicht möglich sind. Gemeint ist hier die nutzbar gemachte Umweltwärme im Verhältnis zur eingesetzten Strommenge. Dabei wurde eine Jahresarbeitszahl von 3 angenommen. Je nach Wärmequelle, Heizungstemperatur und Gebäude kann dieser Wert aber auch deutlich abweichen. In BMWi (2021a) werden Jahresarbeitszahlen von 2,6 bis 4,6 angegeben, dementsprechend könnte die nutzbar gemachte Umweltwärme zwischen 260 und 460 % der eingesetzten Strommenge liegen.

SRU 2021; Datenquelle: für die Wirkungsgrade der Verbrauchsseite s. BMWi 2021a; Agora Verkehrswende et al. 2018; für Wirkungsgrade auf der Produktionsseite s. Abb. 6

rüber hinaus kommt industrielle Abwärme in Betracht. Indirekt können erneuerbare Energien auch per Elektrifizierung genutzt werden. Erneuerbarer Strom wird dabei über Großwärmepumpen und PtH-Anlagen in Wärmenetzen eingesetzt. Außerdem können Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte eingebunden werden. Grundsätzlich gelten für den Einsatz in Wärmenetzen ähnliche Erwägungen wie für den Einsatz der jeweiligen Technologie in Einzelgebäuden. Allerdings ist davon auszugehen, dass Wärmenetze in Zukunft häufig verschiedene Wärmequellen kombinieren (DEUTSCH et al. 2019, S. 8). Dadurch können hier verschiedene Technologien parallel oder komplementär betrieben und so deren individuelle Vorteile genutzt und Nachteile ausgeglichen werden.

269. Für Wärmenetze würden Solarthermie-Kollektoren anders als für Einzelgebäude auf Freiflächen installiert. Daher bedarf es für deren Einsatz genügend geeigneter Flächen in der näheren Umgebung (SANDROCK et al. 2020, S. 17 f.). Der Einsatz von Biomasse ist, wie auch in Einzelgebäuden, durch das knappe nachhaltig erzeugte Angebot begrenzt. In einigen Regionen, etwa im Norddeutschen Becken, kommt auch die tiefe Geothermie in Betracht (BMU 2010, S. 57 ff.; SANDROCK et al. 2020). PtH-Anlagen kommen insbesondere für die Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom infrage. Hierfür sind auch Wärmespeicher als Puffer erforderlich (WIETSCHEL et al. 2018, S. 112 f.). Großwärmepumpen sind besonders effizient, da sie aus dem eingesetzten Strom ein Vielfaches an Wärme erzeugen. Bei Großwärmepumpen eignet sich aufgrund gleichmäßigerer Temperaturen insbesondere die Nutzung von industrieller Abwärme oder von Abwasser als Wärmequelle (ebd., S. 111). Bei Integration von Niedertemperaturwärme ins Wärmenetz kann zur Erhöhung

AV WVA 20/32 - Teil 1

der Effizienz eine Absenkung der Vorlauftemperatur im Netz oder in Teilen desselben erwogen werden (SANDROCK et al. 2020, S. 18; WIETSCHEL et al. 2018, S. 112). Auch Wasserstoff oder synthetisches Gas kann per KWK genutzt werden, um einen Teil der Wärme bereitzustellen. Sinnvoll wäre allerdings ein stromgeführter Einsatz der Anlagen, sodass sie nur dann eingesetzt würden, wenn erneuerbare Energien wenig Strom bereitstellen und andere Flexibilitätsoptionen nicht ausreichen, was relativ selten der Fall ist (vgl. Kap. 3.4). Anderenfalls könnte KWK-Strom erneuerbare Energien im Stromsystem verdrängen, sodass diese abgeregelt werden müssen (MAAß und PEHNT 2019, S. 23).

Szenarien

270. Die in Kapitel 1 aufgeführten Szenarien gehen davon aus, dass zukünftig deutlich mehr Gebäude saniert werden als bisher. Derzeit werden circa 1 % der Gebäude pro Jahr saniert (Sanierungsrate), wobei es jedoch keine einheitliche Methodik zur Berechnung gibt (SINGHAL und STEDE 2019; s. a. CISCHINSKY und DIEFENBACH 2018; LÖSCHEL et al. 2021, S. 32). Die durchschnittliche jährliche Sanierungsrate zwischen 2020 und 2050 bewegt sich in vielen Szenarien zwischen 1,4 und 1,7 % (Prognos AG et al. 2020; dena 2018a; ROBINIUS et al. 2020b; STERCHELE et al. 2020). Einige Szenarien, insbesondere die Szenarien des UBA, gehen von durchschnittlichen Sanierungsraten bis zu 2,8 % pro Jahr aus (UBA 2019). In der Folge sinkt der Energiebedarf in unterschiedlichem Ausmaß.

271. Die Szenarien sehen für das Jahr 2050 mehrheitlich keine oder nur sehr geringe Mengen an Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten für die Wärmeversorgung von Einzelgebäuden vor. Insbesondere im Neubau spielen Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe kaum eine Rolle. In den meisten Szenarien werden hier aufgrund ihrer hohen Effizienz Wärmepumpen eingesetzt. Wärmepumpen haben im Neubau einerseits einen großen Vorteil, weil neue Gebäude einen geringen Wärmebedarf haben, und andererseits, weil von vornherein Fußboden- oder Wandheizungen eingebaut werden können. Im Bestand wird in einzelnen Szenarien jedoch angenommen, dass synthetische Brennstoffe im Jahr 2050 eine wichtige Rolle spielen. In den meisten Szenarien ist die Wärmepumpe allerdings auch im Bestand die dominierende Technologie, mit einem Anteil von bis zu 83 % (ROBINIUS et al. 2020b). Auch die Fernwärmeversorgung spielt in vielen Szenarien eine größere Rolle. Dabei wird nicht in allen Szenarien die Verteilung auf die genutzten Technologien für die Fernwärmebereitstellung aufgeschlüsselt. Grundsätzlich lässt sich aber eine Vielfalt an genutzten Technologien erkennen, wobei Großwärmepumpen meist eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte tragen in eher geringem Umfang per KWK zur Fernwärmeversorgung bei. Sie werden primär für die Fernwärme-Spitzenlast genutzt, insbesondere in kalten Perioden mit geringer Windstromeinspeisung (MAAß et al. 2021).

Konsequenzen für die Wärmewende

272. Eine Wärmewende, die primär auf den Austausch von fossilen Energieträgern durch wasserstoffbasierte Brennstoffe setzt, birgt erhebliche Risiken. Bezüglich der Verfügbarkeit und der Preise von importiertem Wasserstoff bestehen noch große Unsicherheiten (Abschn. 2.2.5). Insgesamt wäre von deutlich höheren Brennstoffkosten auszugehen und damit von erheblichen Kostensteigerungen für die Haushalte (MAAß 2020). Für die Bereitstellung der gleichen Wärmemenge mit Wasserstoff im Vergleich zur Wärmepumpe ist eine um 500 bis 600 % höhere erneuerbare Strommenge erforderlich (GERHARDT et al. 2020, S. 5; vgl. Abb. 11). Dementsprechend liegen die Heizkosten für Haushalte mit einer Wasserstoffheizung im Jahr 2050 laut BALDINO et al. (2021) mindestens doppelt so hoch wie für Haushalte mit einer Wärmepumpe. Die Nutzung von Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten ist somit – anders als teilweise behauptet – keineswegs eine sozialverträgliche Möglichkeit zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung.

273. Eine möglichst umfassende Reduzierung des Wärmebedarfs schützt vor Preisrisiken bei der Wärmebereitstellung, da die Kosten von Sanierungen besser kalkulierbar sind (HEINEMANN et al. 2019; ifeu et al. 2018). In den Berechnungen von ifeu et al. (2018) zeigt sich daher, dass eine Kombination aus mittlerer Energieeffizienz mit hohen Anteilen an Wärmepumpen volkswirtschaftlich am günstigsten ist. In dichtbesiedelten Gebieten können Wärmenetze erneuerbare Energien nutzbar machen. Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte würden dann neben einem begrenzten Einsatz in Wärmenetzen nur dort genutzt, wo andere Optionen nicht möglich oder ineffizient sind.

274. Aufgrund der zahlenmäßigen Dominanz und der Trägheit des Gebäudebestands sind dabei zeitnahe Richtungsentscheidungen wichtig. Um die Wärmewende strategisch anzugehen, ist die kommunale Wärmeversorgungsplanung ein vielversprechendes Instrument (SRU 2020, Tz. 673; MAAß 2020; LÖSCHEL et al. 2021, S. 36 f.). Damit könnte eine umfassende und volkswirtschaftlich günstige Wärmewende planerisch gestaltet und lokale Potenziale erneuerbarer Energien genutzt werden. Wärmenetze könnten etwa in dichtbesiedelten Gebieten priorisiert und auf erneuerbare Energien umgestellt werden, während in anderen Gebieten Wärmepumpen verstärkt eingesetzt würden. Die verpflichtende Einführung einer solchen Planung ist Landeskompetenz (MAAß und PEHNT 2019, S. 27). Sollte eine solche Wärmewende gelingen, ergäbe sich für die Gasverteilnetze (und po-

tenziellen Wasserstoffnetze) die Konsequenz, dass deren Betrieb unter Umständen in vielen Gebieten nicht mehr wirtschaftlich darstellbar ist (MATTHES et al. 2020a, S. 89). Diese könnten daraufhin stillgelegt werden. Es müssten jedoch Lösungen für die verbleibenden an das Netz angeschlossenen Gebäude gefunden werden. Hiermit umzugehen, ist eine zusätzliche Herausforderung der Wärmewende.

3.4 Stromversorgung

275. Die Energiewirtschaft in Deutschland, die neben der öffentlichen Stromversorgung auch Kraftwerke der öffentlichen Wärmebereitstellung umfasst, verursachte im Jahr 2019 Treibhausgasemissionen in Höhe von 258 Mio. t CO_{2eq} („Treibhausgasemissionen sinken 2020 um 8,7 Prozent. Positiver Trend der Vorjahre setzt sich fort / 40,8 Prozent Rückgang seit 1990“, gemeinsame Pressemitteilung des UBA und des BMU vom 15. März 2021). Gegenüber 1990 entspricht dies einer Reduktion um 45 %. Damit hat die Energiewirtschaft ihre Emissionen im Sektorenvergleich überdurchschnittlich stark gesenkt. Im Jahr 2020 sanken die Emissionen nach vorläufigen Berechnungen auf 221 Mio. t CO_{2eq}, wobei der Rückgang teilweise auf den pandemiebedingten Rückgang des Bruttostromverbrauchs zurückzuführen ist (ebd.). Der Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor konnte in den letzten zwanzig Jahren auf knapp die Hälfte des Bruttostromverbrauchs angehoben werden. Im Jahr 2020 wurde ein Anteil von 45,4 % erneuerbarer Energien erreicht, während der Anteil im Jahr 2019 noch 42 % betrug (BMWi 2021d). Dies wurde in erster Linie durch einen massiven Ausbau von Windenergie und Photovoltaik erreicht, die im Jahr 2020 Anteile von 23,6 % bzw. 9,2 % am Bruttostromverbrauch erreichten (ebd.).

276. Wind- und Solarenergie werden in einem dekarbonisierten deutschen Stromsystem den Großteil der Stromerzeugung decken. Prognos AG et al. (2020) gehen beispielsweise von einem Anteil von zusammen etwa 88 % aus. Gleichzeitig wird der Stromverbrauch, der in den vergangenen Jahren relativ stabil war (AGEB 2020), im Zuge der Sektorenkopplung deutlich ansteigen (LÖSCHEL et al. 2021). Damit besteht ein Bedarf für einen schnelleren Zubau an Wind- und Solarenergie als derzeit geplant, um den Stromsektor zügig zu dekarbonisieren und den zusätzlichen Strombedarf für die Sektorenkopplung mit erneuerbaren Energien zu decken. Auch für den Betrieb der Elektrolyseure zur Herstellung grünen Wasserstoffs ist ein hoher zusätzlicher Zubau an erneuerbaren Energien erforderlich (Abschn. 2.2.4). Die Sektorenkopplung sollte daher möglichst energieeffizient gestaltet werden, um den ohnehin hohen Ausbaubedarf an erneuerbaren Energien nicht noch weiter zu steigern.

Die Rolle von Wasserstoff in einem erneuerbaren Stromsystem

277. Wasserstoff ist ein Energieträger und keine eigenständige Energiequelle. Grüner Wasserstoff wird unter erheblichen Umwandlungsverlusten aus erneuerbarem Strom gewonnen, daher kann die Rückverstromung nur sinnvoll sein, wenn Wind und Sonne zeitweise nicht zur Verfügung stehen. In einem deutschen und europäischen Stromsystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, können Wind und Sonne in den meisten Stunden des Jahres die Stromnachfrage direkt decken. Dabei werden sie von Speichern wie Batterie- oder Pumpspeichern sowie von einer flexibilisierten Stromnachfrage unterstützt. Ein noch besser integrierter europäischer Strommarkt mit höheren überregionalen Netzkapazitäten und mehr Interkonnektoren kann regionale wetterbedingte Schwankungen besser ausgleichen. Nur bei längeren Schwachwindphasen im Winter kommen diese Speicher- und Flexibilitätsoptionen an ihre Grenzen (HEINEMANN et al. 2019, S. 41 ff.). Schwachwindphasen, die in unterschiedlicher Intensität und Länge auftreten, sind im Winter zwar seltener (OHLENDORF und SCHILL 2020), dafür ist im Winter aber auch die Solarenergie weniger ertragreich. In diesen Phasen kann die geringe Einspeisung von Wind- und Solarenergie mit saisonalen Speichern ausgeglichen werden. Diese werden jedoch erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien erforderlich (ZERRAHN und SCHILL 2017).

278. Für die saisonale Speicherung ist nicht die installierte Leistung eines Speichers, sondern die Speicherkapazität der entscheidende Faktor (BAUKNECHT et al. 2016, S. 81 ff.). Daher kommen Batterien nicht für die saisonale Speicherung infrage, denn ihre Kapazität lässt sich wirtschaftlich nicht auf eine hierfür relevante Dimension erhöhen (BOTHE et al. 2017; HEINEMANN et al. 2019; SRU 2011, Tz. 228). Auch das praktisch umsetzbare Potenzial für Pumpspeicherkraftwerke ist in Deutschland klar begrenzt (ebd.). Unter den aktuellen Technologien bieten sich daher Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte an, da diese die erforderlichen Dimensionen der saisonalen Speicherung abdecken können. Wasserstoff lässt sich potenziell großskalig in Salzkavernen speichern (Tz. 142). Für synthetisches Methan ließen sich bestehende Gasspeicher nutzen. Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte werden in Zukunft vermutlich international gehandelt und könnten demnach auch importiert werden (Abschn. 2.2.5).

279. Mehrere Technologien kommen für die Rückverstromung von Wasserstoff oder synthetischem Methan infrage. Neben der Verbrennung in Gasturbinen und Gas-und-Dampf-Kombikraftwerken (GuD-Kraftwerken) kann die chemische Energie des Wasserstoffs in Brennstoffzellen auch direkt in elektrische Energie umgewandelt werden. Die verschiedenen Technologien unterscheiden sich

sowohl hinsichtlich ihrer Wirkungsgrade als auch hinsichtlich ihrer Investitionskosten. WELDER et al. (2019) gehen von elektrischen Gesamtwirkungsgraden bei der Speicherung von Strom über Wasserstoff mit anschließender Rückverstromung von 28 % (Gasturbinen), 42 % (GuD-Kraftwerke) und 49 % (Brennstoffzellen) aus. Die Nutzung von synthetischem Methan würde die Gesamtwirkungsgrade zusätzlich um etwa ein Fünftel verringern (vgl. Tz. 68). Da außerdem das Problem des Methanschlupfs durch undichte Infrastruktur sowie der Bedarf an treibhausgasneutralen Kohlenstoffquellen bestehen bleibt (Tz. 65, 66 und 68), ist der Einsatz von Wasserstoff dem Einsatz von synthetischem Methan vorzuziehen.

280. Wegen der hohen Investitionskosten von Brennstoffzellen gehen Prognos AG et al. (2020) davon aus, dass diese nicht für die Stromerzeugung eingesetzt werden. Stattdessen werden in den Szenarien für einen Großteil der Rückverstromung GuD-Kraftwerke eingesetzt, während Gasturbinen aufgrund niedriger Investitionskosten für Lastspitzen vorgehalten werden. Auch WELDER et al. (2019) gehen von GuD-Kraftwerken als primärer Technologie zur Rückverstromung aus. Da Wasserstoff andere stoffliche Eigenschaften hat als Methan, müsste das Design von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bei Nutzung von Wasserstoff angepasst werden. Einzelne Anlagentypen können bereits „Wasserstoff-ready“ gebaut werden, für andere arbeiten die Hersteller derzeit an Lösungen. Außerdem arbeiten sie daran, die Umrüstung bestehender Kraftwerke zu ermöglichen (AGERT et al. 2020).

Szenarien und Bedarfe

281. Die in Kapitel 1 aufgeführten Szenarien weisen für die Energiewirtschaft sehr unterschiedliche Bedarfe an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten aus. Die Höhe des Bedarfs ist somit noch unklar und stark abhängig von anderen Entwicklungen im Stromsystem. Die Bandbreite erklärt sich durch mehrere Faktoren: unter anderem durch Annahmen zum europäischen Stromaustausch, den Einbezug anderer Speicher- und Lastmanagementoptionen, das in die Rechnung einbezogene Wetterjahr sowie Annahmen zur Höhe des Stromverbrauchs und zum Umfang der Elektrifizierung (u. a. HEINEMANN et al. 2019, S. 43). Die Unterschiede beim Bedarf an Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten spiegeln sich auch in sehr unterschiedlichen Kraftwerkskapazitäten zur Rückverstromung wider. Insgesamt ist demnach zwar klar, dass eine gewisse Kapazität an flexiblen Kraftwerken zur Rückverstromung erforderlich ist, die aber nur relativ selten eingesetzt wird. Die erforderliche Kapazität ist – ebenso wie der Wasserstoffbedarf – stark abhängig von den Annahmen in den Modellen. Insbesondere ist ein entscheidender Faktor, ob und wie viel Biomasse flexibel im Stromsystem eingesetzt wird (SCHILL und ZERRAHN 2018; SCHILL et al. 2015).

282. Insgesamt ist es aus ökonomischer und ökologischer Sicht sinnvoll, den Bedarf an Wasserstoff oder synthetischem Methan im Energiesystem gering zu halten. Auch wenn eine umfassende Elektrifizierung den Wasserstoffbedarf im Stromsektor möglicherweise erhöht, kann sie ihn über alle Sektoren hinweg senken (Tz. 283). Wenn andere Speicher- und Flexibilitätsoptionen integriert mitgedacht werden, kann jedoch auch innerhalb des Stromsektors der Wasserstoffbedarf gesenkt werden, wodurch die Kosten des Gesamtsystems ebenfalls sinken (WELDER et al. 2019). Damit würde Wasserstoff tatsächlich nur in längeren Schwachwindphasen im Winter rückverstromt, da die anderen Speicher- und Flexibilitätsoptionen zu allen anderen Zeiten Stromangebot und -nachfrage günstiger ausgleichen können. Dazu zählt erstens ein verstärkter europäischer Stromaustausch durch den Bau von mehr Interkonnektoren. Hierdurch kann ein Ausgleich zwischen verschiedenen europäischen Regionen geschaffen werden. Wetterlagen betreffen häufig nicht den gesamten Kontinent in gleicher Weise und so kann der Stromaustausch den Speicherbedarf senken (SCHLACHTBERGER et al. 2017). Insbesondere die Anbindung peripherer Regionen ist dabei wichtig, um einen Ausgleich zu schaffen (GRAMS et al. 2017). Außerdem könnten durch erhöhte Austauschkapazitäten die skandinavischen Speicherwasserkraftwerke für ein europäisches Stromsystem, das vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, genutzt werden (SRU 2011). Zweitens führt ein höherer Anteil an Windenergie in einem System aus vollständig erneuerbaren Energien zu einem geringeren saisonalen Speicherbedarf, da Windenergie im Winter ertragreicher ist (CEER 2021, S. 11). Drittens ist es ökonomisch und ökologisch sinnvoll, einen gewissen Überschuss an Kapazität von erneuerbaren Energien aufzubauen, um so den Bedarf an Wasserstoff-Rückverstromung zu senken (ebd., S. 2). Viertens kann der Stromverbrauch stärker angebotsorientiert gestaltet werden. Insbesondere neue Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen können so systemdienlich betrieben werden (GERHARDT et al. 2015). Die Wechselwirkungen zwischen diesen Optionen sind allerdings komplex und noch nicht abschließend erforscht (LÓPEZ PROL und SCHILL 2020).

283. Im Zuge der Sektorenkopplung werden Anwendungen aus anderen Sektoren elektrifiziert und dadurch mit dem Stromsystem verknüpft. Die Elektrifizierung konkurriert dabei häufig mit der Wasserstoffnutzung in diesen Bereichen. Durch eine umfassende Elektrifizierung könnte der Wasserstoffbedarf im Stromsektor ansteigen, da die elektrifizierten Anwendungen in den Sektoren auch während längerer Phasen geringer Einspeisung erneuerbarer Energien betrieben werden müssten. Unter Um-

ständen müsste daher mehr Wasserstoff rückverstromt werden. Sektorübergreifend würde der Bedarf an Wasserstoff durch die Elektrifizierung dennoch deutlich gesenkt. Während etwa ein Brennstoffzellen-Pkw das gesamte Jahr über mit Wasserstoff betrieben werden müsste, könnte ein batterieelektrischer Pkw den größten Teil des Jahres direkt mit erneuerbarem Strom geladen werden. Nur in einer relativ kurzen Zeitspanne müsste Wasserstoff erst ineffizient rückverstromt werden, bevor er anschließend zum Laden des Autos genutzt werden könnte. Gleiches würde für elektrische Wärmepumpen im Vergleich zu Brennstoffzellenheizungen oder Brennwertkesseln gelten. Wasserstoff im Gesamtsystem würde bei einer umfassenden Elektrifizierung also nur dann eingesetzt werden, wenn die direkte Nutzung erneuerbaren Stroms nicht möglich ist. Daher führt die Elektrifizierung möglichst vieler sektoraler Anwendungen gesamtwirtschaftlich zu geringeren Wasserstoffbedarfen, selbst wenn im Stromsektor der Bedarf an Wasserstoff steigen könnte.

Konsequenzen für die Energiewende im Stromsektor

284. Wasserstoff wird voraussichtlich langfristig eine Rolle spielen, um in Zeiten mit geringer Solar- und Windenergieeinspeisung Stromangebot und -nachfrage durch Rückverstromung auszugleichen. Die Nutzung von Wasserstoff ist im Stromsystem erst bei sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien erforderlich. Verschiedene technische Optionen zur Rückverstromung sind grundsätzlich verfügbar, gegebenenfalls können sogar bestehende Kraftwerke umgerüstet werden. Ein früher Einsatz der zunächst sehr knappen Wasserstoffmengen im Stromsektor erscheint somit nicht prioritär.

4 Wasserstoff: Weichenstellungen für Nachhaltigkeit

285. Grüner Wasserstoff ist für die Erreichung der Treibhausgasneutralität unverzichtbar – allerdings nur, wenn er umweltfreundlich und nachhaltig hergestellt und sparsam eingesetzt wird. Auf Basis der vorangegangenen Analyse zieht der SRU folgende strategische Schlussfolgerungen sowie politische Empfehlungen für die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff.

4.1 Schlussfolgerungen

286. Wasserstoff wird als Energieträger und Rohstoff in einem dekarbonisierten Wirtschaftssystem benötigt. In einigen Bereichen stellt Wasserstoff einen wichtigen Baustein zur vollständigen Dekarbonisierung dar. Aber nicht überall, wo heute der Einsatz von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten diskutiert wird, ist dies auch ökonomisch und ökologisch sinnvoll (Kap. 3).

287. Wasserstoff wird derzeit fast ausschließlich aus fossilen Rohstoffen gewonnen und ist treibhausgasintensiv. In Industriezweigen, in denen dieser graue Wasserstoff bereits eingesetzt wird, sollte er schnellstmöglich durch grünen Wasserstoff ersetzt werden. Die Nutzung von Wasserstoff sollte jedoch aktuell nur sehr eingeschränkt auf weitere Bereiche ausgedehnt werden, da hierfür nicht ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung steht. Nur wenn die Herstellung von Wasserstoff möglichst keine Treibhausgasemissionen verursacht, kann er zum Klimaschutz beitragen (Abschn. 2.1.4).

288. Auch die Wasserstoffherstellung aus fossilen Rohstoffen mit CCS (blauer Wasserstoff) verursacht signifikante Treibhausgasemissionen. Bei der Förderung und beim Transport von Erdgas wird Methan frei, ein vielfach wirksameres Treibhausgas als CO_2. Zudem verbleiben beim Abscheideprozess Restemissionen. Auch bei der CO_2-Speicherung und dem Transport entweicht CO_2. Darüber hinaus ist die Kapazität der geologischen CO_2-Speicher begrenzt. Eine Lagerung von CO_2 in diesen Speichern ist mit ökologischen und gesundheitlichen Risiken verbunden. Für die Erzeugung von blauem Wasserstoff müssten Infrastrukturen für die Abscheidung, den Transport und die Ablagerung von CO_2 aufgebaut werden, die parallel zu den Infrastrukturen für grünen Wasserstoff existieren würden. Da blauer Wasserstoff aber zur Erfüllung der Klimaziele zeitnah durch grünen ersetzt werden muss, bestünde hierbei die Gefahr von Pfadabhängigkeiten und Fehlinvestitionen (Abschn. 2.1.3 und 2.1.4).

289. Nur grüner Wasserstoff, der über die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus erneuerbaren Energien hergestellt wird, kann treibhausgasfrei und nachhaltig sein. Wird hingegen Biomasse für die Wasserstofferzeugung

AV WVA 20/32 - Teil 1

eingesetzt, besteht dauerhaft das Risiko, dass die Umwelt durch Ressourcenbeanspruchung und Emissionen in der Vorkette stark belastet wird. Zukünftig wird der Strom für grünen Wasserstoff voraussichtlich primär aus Windenergie- und Solaranlagen kommen. Zwar fallen in der Anlagenherstellung in gewissem Umfang Emissionen an, diese werden jedoch im Verlauf der Dekarbonisierung sukzessive geringer (Abschn. 2.1.4 und 2.2.1).

290. Wie schnell der Markthochlauf von Elektrolyseuren und grünem Wasserstoff gelingen kann, hängt primär vom Ausbau und Angebot der erneuerbaren Energien ab. Bei einem deutlichen zusätzlichen Zubau von Windenergie- und Solaranlagen kann Deutschland Teile seines Wasserstoffbedarfs inländisch decken. Die Flächenpotenziale zum Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Energien sind jedoch aufgrund von Akzeptanzproblemen, Konflikten mit dem Naturschutz und anderen Flächenkonkurrenzen begrenzt. Deutschland wird daher auch zukünftig auf erneuerbare Energieimporte aus dem Ausland angewiesen sein. Dieser Bedarf ist wiederum davon abhängig, inwieweit es gelingt, den Energiebedarf insgesamt zu senken und Effizienzpolitiken ambitioniert zu verfolgen (Abschn. 2.2.1, 2.2.4 und 2.2.5).

291. Auch das globale Angebot für grünen Wasserstoff hängt davon ab, wie schnell der weltweite Ausstieg aus fossiler Energieerzeugung und der Ausbau erneuerbarer Energien in den Exportländern vorangehen. Aus heutiger Sicht werden Importe erst im Laufe der 2030er-Jahre eine signifikante Rolle spielen. Bilaterale Energiepartnerschaften und Kooperationen bei Forschung und Entwicklung können den Aufbau eines Importmarktes unterstützen. Aktuelle Untersuchungen deuten darauf hin, dass grüner Wasserstoff vor allem aus dem europäischen Ausland und den Anrainerregionen wirtschaftlich per Pipeline importiert werden kann. Transkontinentale Importe von Wasserstoff sind auch langfristig weniger wettbewerbsfähig. PtX-Folgeprodukte wie Ammoniak oder synthetische Kraftstoffe können hingegen auch von weiter entfernt liegenden Standorten importiert werden, die günstige Potenziale für erneuerbare Energien aufweisen (Abschn. 2.2.5).

292. Alleine der Einsatz erneuerbarer Energien ist nicht hinreichend, um eine umweltfreundliche und nachhaltige Wasserstoffherstellung und -nutzung sicherzustellen. Weitere notwendige Bedingungen sind, dass Suffizienz- und Effizienzmaßnahmen den Wasserstoffbedarf insgesamt begrenzen und die Wasserstoffherstellung umfassende Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt. Wird nicht frühzeitig auf ambitionierte Nachhaltigkeitskriterien innerhalb eines transparenten und überprüfbaren Zertifizierungssystems geachtet, droht eine Externalisierung des ökologischen Fußabdrucks Deutschlands in Form von Flächen-, Rohstoff- und Wasserverbrauch. Gerade der Wasserverbrauch könnte im Ausland gravierendere soziale Auswirkungen haben als im Inland, beispielsweise wenn die exportierenden Länder in trockenen Regionen liegen. Außerdem wird ohne entsprechende Regeln der zusätzliche Strombedarf der Elektrolyse teilweise durch fossile Energien gedeckt werden und damit Mehremissionen verursachen (Abschn. 2.2.2).

293. Noch ist umweltfreundlich und nachhaltig hergestellter Wasserstoff teurer als fossile Alternativen, jedoch nur, weil Umwelt- und Klimaschäden nicht eingepreist werden. Grüner Wasserstoff ist im Vergleich zu grauem oder blauem Wasserstoff noch relativ teuer. Doch die Kosten für grünen Wasserstoff können stark sinken, sofern günstige Bedingungen geschaffen werden. Eine Kostenparität mit blauem Wasserstoff kann dann für 2030 erwartet werden (Tz. 56). Dennoch ist die Herstellung von grünem Wasserstoff begrenzt, insbesondere dann, wenn Nachhaltigkeitskriterien berücksichtig werden (Abschn. 2.2.1).

294. Die direkte Stromnutzung in den Verbrauchssektoren ist in der Regel preiswerter und effizienter als die Nutzung von grünem Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten. Wenn Strom aus erneuerbaren Energien direkt genutzt wird, fallen anders als bei der Wasserstoffherstellung keine Umwandlungsverluste an. Da grüner Wasserstoff mittels Strom hergestellt wird, führt die direkte Stromnutzung zu einem insgesamt geringeren Strombedarf. Grüner Wasserstoff wird, gemessen am Energiegehalt und bei einer konsistenten Besteuerung, somit stets erheblich teurer sein als grüner Strom, PtX-Folgeprodukte wiederum teurer als Wasserstoff (Kap. 3 und 2.1).

295. Die Nutzung von Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten ist in einigen Bereichen erforderlich, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Dazu zählen Industriezweige, etwa die Stahlindustrie und die chemische Industrie, sowie der internationale Schiffs- und Flugverkehr. Beim Schwerlastverkehr ist noch offen, ob Wasserstoff oder die direkte Elektrifizierung am aussichtsreichsten sind. Im Stromsystem kann Wasserstoff langfristig als saisonaler Speicher dienen. In Wärmenetzen kann Wasserstoff nur in geringem Umfang eine Ergänzung zu anderen Dekarbonisierungsoptionen sein. Insbesondere bei dezentralen Gebäudeheizungen und im Pkw-Verkehr ist die Nutzung von Wasserstoff jedoch ineffizient und deutlich teurer als eine Elektrifizierung mittels Wärmepumpen (in Kombination mit Wärmedämmung) und batterieelektrischen Fahrzeugen. Beim Einsatz der knappen grünen Wasserstoffmengen sind zudem die Erprobung und Skalierung von Technologien sowie die Investitionszyklen der einzelnen Anwendungen zu beachten (Kap. 3).

296. Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ist kein effizienter Einsatz der knappen grünen Wasserstoffmengen. Hierdurch können nur geringe Emissionsreduktionen erreicht werden und außerdem technische Probleme entstehen. Gleichzeitig birgt die Beimischung die Gefahr von Pfadabhängigkeiten. Eine Umrüstung bestehender Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff ist technisch anspruchsvoll und mit hohen Unsicherheiten verbunden. Die allgemeine Schlussfolgerung, dass die Umrüstung günstiger als der Neubau reiner Wasserstoffpipelines sei, kann nach Ansicht des SRU nicht gezogen werden. Die Notwendigkeit, Infrastruktur aufzubauen, und die Wirtschaftlichkeit von Pipelines für reinen Wasserstoff sind stark von der genutzten Wasserstoffmenge abhängig (Abschn. 2.2.3).

4.2 Empfehlungen

297. Die Bundesregierung hat sich in der Vergangenheit das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Mit dem Umweltgutachten 2020 legte der SRU dar, dass dieses Ziel für Deutschland (auch im Rahmen der Lastenteilung in der EU) inzwischen unzureichend ist, um die Pariser Klimabeschlüsse zu erfüllen (SRU 2020, Kap. 2; s. a. Tz. 14). Würden die CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2050 linear auf null reduziert, würde Deutschland eine höhere Menge an CO_2 ausstoßen, als ihm bei einer Verteilung des Paris-kompatiblen CO_2-Budgets anhand der Bevölkerungszahl maximal zustünde. Bei linearer Reduktion der Emissionen müsste Deutschland bereits spätestens 2038 CO_2-neutral wirtschaften, um dieses CO_2-Budget einzuhalten. Wird die CO_2-Neutralität für 2038 und die Treibhausgasneutralität wenig später angestrebt, so erfordert dies eine deutlich höhere Transformationsgeschwindigkeit, auch hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien und des Hochlaufs der grünen Wasserstoffnutzung. Aktuell diskutiert die Bundesregierung Treibhausgasneutralität bis 2045 und ambitioniertere Zwischenziele auf dem Weg dorthin. Der SRU begrüßt dieses Vorhaben und betont, dass die Empfehlungen dieser Stellungnahme nicht losgelöst von der Debatte um das zukünftige Ambitionsniveau der Klimaziele betrachtet werden können. An einigen Stellen wird im Folgenden daher darauf verwiesen, dass viele Maßnahmen unter Berücksichtigung höherer Klimaziele bereits deutlich früher umgesetzt werden müssten.

4.2.1 Umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff bereitstellen

298. Eine Voraussetzung für umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff ist, dass er treibhausgasfrei erzeugt wird. Dieser grüne Wasserstoff kann mithilfe von erneuerbaren Energien über die Spaltung von Wasser hergestellt werden. **Die Nutzung erneuerbarer Energien ist jedoch allein nicht ausreichend, um zu gewährleisten, dass Wasserstoff umweltfreundlich und nachhaltig ist.** Vielmehr müssen – neben der zusätzlichen Bereitstellung erneuerbarer Energien (Tz. 103) – weitere Umweltaspekte jenseits des Klimaschutzes beachtet werden. Außerdem sind soziale Belange, wie die verbindliche Einhaltung von Sozialstandards in der gesamten Lieferkette, zu berücksichtigen. **Wasserstoff, dessen Herstellung noch genauer zu bestimmende ökologische und soziale Kriterien erfüllt, könnte in Anlehnung an die bisherige Klassifizierung als dunkelgrüner Wasserstoff bezeichnet werden.** Unter Verwendung von Biomasse hergestellter Wasserstoff erfüllt die Bedingungen „umweltfreundlich und nachhaltig" in der Regel nicht und fiele somit nicht unter die Bezeichnung „dunkelgrün". Die dominante Herstellungsweise dunkelgrünen Wasserstoffs wird stattdessen die mit Wind oder PV-betriebene Wasser-Elektrolyse sein. Um die Herstellung von dunkelgrünem Wasserstoff zu fördern, sollten zeitnah Nachhaltigkeitskriterien festgelegt und ein Zertifizierungssystem für Wasserstoff geschaffen werden.

Blauen und türkisen Wasserstoff nicht staatlich fördern

299. Blauer Wasserstoff, also die Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas, verbunden mit der Abscheidung und Speicherung von CO_2 (CCS), wird von einigen Akteuren als Übergangstechnologie für das Ziel der Treibhausgasneutralität betrachtet. **Das ist aber aus Sicht des SRU keine nachhaltige Lösung. Zum einen ist blauer Wasserstoff trotz CCS-Verfahren immer noch mit Treibhausgasemissionen verbunden:** Methanverluste bei der Förderung und beim Transport von Erdgas sowie CO_2-Verluste bei der Abscheidung, beim Transport und bei der Ablagerung von CO_2 müssen berücksichtigt werden. **Zum anderen ist die Speicherung von CO_2 mit ökologischen und gesundheitlichen Risiken verbunden.** Dazu gehören zum Beispiel die Versalzung von Grundwasser, Böden oder Oberflächengewässern und Gesundheitsgefahren, wenn durch Unfälle CO_2 entweicht (Tz. 43).

300. In Deutschland ist derzeit eine unterirdische Ablagerung von CO_2 rechtlich nicht möglich. Für eine Produktion von blauem Wasserstoff in Deutschland müssten daher im Ausland geeignete CO_2-Lagerstätten gesucht und das CO_2 müsste per Pipeline oder Schiff transportiert werden. **Weder in Europa noch weltweit stehen jedoch absehbar ausreichende Speicherkapazitäten für CO_2 zur Verfügung** (Tz. 44 f.).

301. Als weitere Übergangslösung wird die Herstellung von Wasserstoff über die Pyrolyse von Methan erprobt (türkiser Wasserstoff). Auch hier müssen Methanverluste bei der Förderung und beim Transport von Erdgas

berücksichtigt werden. Außerdem steht das Verfahren noch am Anfang der Entwicklung (Tz. 48 f.). Es ist möglicherweise erst in 10 bis 15 Jahren reif für die Industrieproduktion und daher als Übergangstechnologie ungeeignet.

302. Sowohl die Herstellung von blauem als auch von türkisem Wasserstoff birgt die Gefahr, dass zu lange an fossilen Infrastrukturen festgehalten wird. Es würden Infrastrukturen aufgebaut werden, aus denen nach und nach bis spätestens 2050 wieder ausgestiegen werden müsste (vgl. Abb. 12). Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekte könnten entstehen (Tz. 52). **Daher sollte weiterhin jeglicher Wasserstoff, der aus fossilen Energieträgern hergestellt wird, von staatlicher Förderung ausgeschlossen werden.** Zudem sollten günstige Rahmenbedingungen für den Markthochlauf von Elektrolyseuren und grünem Wasserstoff geschaffen und umweltschädliche Subventionen für fossile Rohstoffe abgebaut werden.

303. Darüber hinaus empfiehlt der SRU der Bundesregierung, sich auch auf EU-Ebene für den notwendigen Ausstieg aus fossilen Rohstoffen und für grünen Wasserstoff einzusetzen. Dafür sollten zum Beispiel in der Europäischen Allianz für sauberen Wasserstoff (Tz. 58) mehr Mitglieder vertreten sein, die die Erzeugung von grünem Wasserstoff aktiv unterstützen. Sinnvoll ist auch, wenn der künftige EU-Förderrahmen (PCI und IPCEI) vornehmlich grüne Wasserstoffprojekte finanziell fördert (Tz. 151).

Günstige Bedingungen für grünen Wasserstoff schaffen

304. Die Produktion von grünem Wasserstoff ist derzeit noch teurer als die von blauem Wasserstoff. Die Potenziale für Kostendegressionen sind aber bei grünem Wasserstoff höher als bei blauem. Weitere Verbesserungen der Elektrolyseverfahren zum Beispiel bezüglich Effizienz und Flexibilität sind in der Entwicklung. Unter günstigen Bedingungen kann grüner Wasserstoff ab 2030 kostengünstiger werden als blauer. Zu diesen Bedingungen zählen zum Beispiel sinkende Strompreise, die Entwicklung der Infrastruktur für grünen Wasserstoff, günstige Transportkosten sowie Vorgaben zur Zertifizierung. Von Bedeutung sind aber auch hohe CO_2-Preise, die blauen Wasserstoff angemessen bepreisen. Eine CO_2-Grenzbesteuerung kann dabei helfen, klimapolitisch falsche Anreize für Importe von fossilem Wasserstoff zu vermeiden. **Insgesamt müssen die Rahmenbedingungen für grünen Wasserstoff günstig gestaltet werden, nicht nur in Deutschland, sondern auch auf EU-Ebene** (Tz. 56 ff.).

305. Zentral für die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff sind die Strombezugskosten. Hierfür hat die Bundesregierung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021 den Strom für die Produktion von grünem Wasserstoff von der EEG-Umlage befreit. In der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) wird für energieintensive Unternehmen die EEG-Umlage auf 15 % reduziert, sofern die Herstellung von grünem Wasserstoff den größten Beitrag der Wertschöpfung darstellt. Im Gegensatz zu der Vollbefreiung ist diese industriepolitisch motivierte Reduzierung somit nicht nur auf die Herstellung von grünem Wasserstoff begrenzt. Auch der SRU sieht die kurzfristige Notwendigkeit, dass die Herstellungskosten von grünem Wasserstoff durch eine Reduzierung der staatlichen Strompreisbestandteile gesenkt werden, um einen Markthochlauf zu ermöglichen. Der SRU steht der einseitigen EEG-Umlagebefreiung von grünem Wasserstoff jedoch kritisch gegenüber, denn sie bevorteilt die Herstellung von Wasserstoff gegenüber effizienteren Alternativen der Dekarbonisierung, wie beispielsweise der Wärmepumpe. **Es ist daher langfristig eine grundlegende Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen anzustreben, die die Nutzung von umwelt- und klimafreundlichen gegenüber konventionellen fossilen Technologien fördert.**

306. Für grünen Wasserstoff sind neben den aktuellen Ausbaupfaden der Bundesregierung zusätzliche Erzeugungskapazitäten an erneuerbaren Energien notwendig (s. Tab. 8). Grüner Wasserstoff kann mit Überschussstrom erzeugt werden. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass die Menge an Überschussstrom in Deutschland ausreicht, um die prognostizierten Bedarfe an Wasserstoff zu produzieren. Die theoretische nutzbare Menge von Überschussstrom ist von den regionalen Gegebenheiten abhängig. Voraussichtlich liegt vor allem bei Offshore-Windanlagen eine überschüssige Strommenge vor, sofern das Stromnetz ausgelastet ist, die für die Herstellung von strombasierten Produkten nutzbar gemacht werden kann. **Daher sollte eine systemdienliche Betriebsweise der Elektrolyseure angestrebt und ihr Standort entsprechend gewählt werden.** Die Systemdienlichkeit (Abschn. 2.2.2 und 2.2.4) kann die betrieblichen und volkswirtschaftlichen Kosten senken und sicherstellen, dass möglichst viel Überschussstrom verwendet wird. Dies kann die möglichen Volllaststunden der Elektrolyseure erhöhen und sich somit positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse auswirken. Aus Systemsicht könnte dies zudem die Gesamtkosten bei der Dekarbonisierung des Energiesystems senken. Die Investitionsanreize sollten daher an standortspezifische Kriterien geknüpft werden.

307. Für die industrielle Anwendung sollten zusätzliche Kapazitäten in Standortnähe aufgebaut werden (s. Abb. 12). Die räumliche Nähe verkürzt den Transportweg von Wasserstoff von der Erzeugung hin zur Anwendung. Zudem besteht der Vorteil, die Abwärme der Elektrolyseure in die industrielle Anwendung integrieren zu können. Für die Standortwahl der Elektrolyseure ist aber

auch die (systemdienliche) Interaktion mit dem Stromnetz relevant. Eine gezielte Verteilung der Elektrolyseure in Deutschland kann Übertragungsengpässe verringern und zu einer Entlastung des Stromnetzes beitragen. Darüber hinaus ist hier auch die flexible Betriebsweise der Elektrolyseure zu prüfen. Welche Standorte aber letztendlich vorteilhaft sind, muss noch weiter untersucht werden.

308. Überschussstrom kann auch anderweitig sinnvoll genutzt werden: Weiterhin sind für den überschüssigen Strom durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien standortabhängige Alternativen, wie beispielsweise stationäre Batteriespeicher oder Smart Grids, zu untersuchen. Allgemein sollten ein Marktrahmen und Regulierungen geschaffen werden, die neben der Kostenverteilung von Überschussstrom unter anderem auch die Netzregulierungen, Netzkosten und Eigentümerstrukturen aufeinander abstimmen.

309. Der Markthochlauf für grünen Wasserstoff ist auch mit industriepolitischen Chancen verbunden. Der Aufbau eines Heimatmarktes für grünen Wasserstoff (s. Abb. 12) ist auch Voraussetzung für zukünftige industrielle Exportchancen auf dem Weltmarkt.

310. Deutschland wird auch in einer dekarbonisierten Energiewelt auf Wasserstoffimporte angewiesen sein. Transkontinentale Importe sind vor allem für Folgeprodukte von Wasserstoff wirtschaftlich. Hierfür kann auch die heutige Öl- und Ammoniakinfrastruktur genutzt werden. Wasserstoffimporte werden voraussichtlich vor allem aus dem europäischen Ausland und angrenzenden Regionen per Pipeline erfolgen. Dies sollte bei der Infrastrukturplanung berücksichtigt werden (Abschn. 2.2.3).

Konsistente Zertifizierung einführen

311. Um sicherzustellen, dass sich tatsächlich Vorteile aus dem Einsatz grünen Wasserstoffs für den Klimaschutz ergeben, sind klare Anforderungen an umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff notwendig. **Die Bundesregierung sollte sich auf europäischer Ebene und in internationalen Organisationen wie der International Civil Aviation Organization (ICAO) und der International Maritime Organization (IMO) für die Entwicklung und Etablierung von ambitionierten und überprüfbaren Herkunfts- und Nachhaltigkeitsstandards für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte einsetzen.** Der Kriterienkatalog sollte vom Gedanken der starken ökologischen Nachhaltigkeit getragen sein. Auch im Rahmen bilateraler Abkommen sollten entsprechende Anforderungen festgelegt werden.

312. Ein wichtiger klimarelevanter Aspekt ist ein strikt auszulegendes Kriterium der Zusätzlichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung (Tz. 103). Daneben sollte sichergestellt sein, dass die Elektrolyseure sich systemdienlich verhalten und beispielsweise Netzengpässe nicht verschärfen. Dies ließe sich unter anderem über ein Kriterium der räumlichen Nähe zwischen Elektrolyseur und der zusätzlich aufzubauenden erneuerbaren Stromerzeugung sicherstellen. Bei der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen ist zudem die Kohlenstoffquelle relevant, um sicherzustellen, dass der Prozess wirklich treibhausgasneutral ist. **Daneben sollten auch Umweltaspekte wie der Flächen-, Rohstoff- und Wasserverbrauch sowie soziale Belange in der gesamten Lieferkette berücksichtigt werden.** Bei Importen sollten Auswirkungen auf den Energie- und Wassersektor des exportierenden Landes beachtet werden.

313. Die möglichst international zu standardisierenden Nachweisregister sollten von Anfang an die gesamte Herstellungs- und Transportkette sowie umweltrelevante Aspekte erfassen. **Die Entwicklung eines Marktes für biogene Kraftstoffe hat gezeigt, dass ökologische Fehlanreize entstehen können. Trägt eine Zertifizierung dafür nicht vorausschauend Rechnung, lassen sich solche Fehlentwicklungen nur schwer korrigieren.** Das heißt jedoch nicht, dass alle erfassten Zertifizierungskriterien von Anfang an bei der Bewertung oder sektoralen Anrechenbarkeit, beispielsweise im Rahmen von RED II, zwingend berücksichtigt werden müssen. Gerade in bilateralen Abkommen können entsprechende Kriterien auf ihre Praktikabilität erprobt werden. Es ist außerdem darauf zu achten, dass die Anforderungen konsistent für verschiedene Energieträger wie Wasserstoff und seine PtX-Folgeprodukte und gleichermaßen für die europäische Produktion sowie internationale Importe gelten. Ansonsten besteht auch hier die Gefahr, dass die Politik Fehlanreize zur Umgehung von Anforderungen schafft. **Die entsprechenden Herkunfts- und Nachhaltigkeitsstandards sollten im Anschluss überall dort zur Bedingung werden, wo der Staat die Nutzung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten fördert und fordert.** So sollte beispielsweise eine EEG-Befreiung von Elektrolyseuren (Tz. 305) oder die Anrechenbarkeit als erneuerbarer Kraftstoff gemäß RED II konsistent an den genannten Kriterien ausgerichtet werden.

314. Gerade für Staaten, die heute von petrochemischen Exporten abhängig sind, bietet der Export von grünem Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten eine wirtschaftliche Zukunftsperspektive (Tz. 199). Die Bundesregierung sollte diese geostrategische Chance nutzen, um gemeinsam mit diesen Staaten eine Transformationsperspektive zu entwickeln. In bilateralen Abkommen besteht die Möglichkeit, den Import von grünem Wasserstoff an die Bedingung einer zügigen Dekarbonisierung vor Ort zu koppeln. **So sollten von der EU und der Bundesregierung**

beispielsweise nur Länder als mögliche Exportländer berücksichtigt werden, die sich im Rahmen ihrer nationalen festgelegten Beiträge zum Pariser Klimaabkommen zur Treibhausgasneutralität bekennen und ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien nachweisen. Pilotprojekte im Rahmen von bilateralen Abkommen dienen nicht nur dem Wissenstransfer, sondern können dabei helfen, Synergieeffekte zwischen der zukünftigen Exportperspektive und dem dringend erforderlichen Ausbau der erneuerbaren Energien in den Exportländern zu heben.

315. Es ist davon auszugehen, dass der globale Markt für Wasserstoff mittelfristig auch jenseits des grünen Wasserstoffs wächst. **Die Bundesregierung sollte sich daher für stringente Klima- und Nachhaltigkeitsanforderungen für den in der EU-Wasserstoffstrategie genannten „low-carbon hydrogen" einsetzen** (s. Tz. 110). Wo anwendbar, sollte derselbe Kriterienkatalog wie für grünen Wasserstoff gelten. Insbesondere bei der Herstellung von blauem und türkisem Wasserstoff ist der Wasserverbrauch bei der Förderung von fossilen Ressourcen zu berücksichtigen. Daneben müssen bei fossilem, treibhausgasarmem Wasserstoff Vorkettenemissionen gesondert bilanziert werden und die dauerhafte Einlagerung des abgespaltenen Kohlenstoffs sichergestellt sein. Wasserstoff, bei dessen Herstellung **der abgeschiedene Kohlenstoff zur Ölförderung eingesetzt wird, sollte nicht als treibhausgasarm anerkannt werden. Der Zweck dieser Form von CCU ist die weitere Förderung von fossilem Öl und läuft damit dem eigentlichen Ziel der Emissionsminderung entgegen.**

Infrastruktur schrittweise aufbauen und Klimaziele festlegen

316. Eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz ist nach Ansicht des SRU nicht sinnvoll. Auch als sogenannte Übergangslösung oder für geringe Mengen lehnt der SRU eine Beimischung ab. Wichtigster Grund hierfür ist, dass Wasserstoff als knappes Gut nur gezielt in den Bereichen und Sektoren eingesetzt werden sollte, in denen es keine effizienteren Dekarbonisierungsoptionen gibt. Dieses prioritäre Ziel des effizienten Einsatzes steht auch in der NWS der Bundesregierung und sollte dringend auch in Bezug auf die Beimischung verfolgt werden. Darüber hinaus sind die technische Machbarkeit und Kosten der Umrüstungen von Erdgasinfrastrukturen für Beimischungen unsicher und umstritten. Zudem wird in bedeutenden Anwendungsbereichen, wie in der Industrie, reiner Wasserstoff benötigt. **Zum einen drohen Pfadabhängigkeiten und Lock-in-Effekte durch Investitionen in neue Erdgasinfrastruktur, wobei die Planung der Erdgasinfrastruktur bislang Klimaschutzziele nicht berücksichtigt** (Tz. 144–148). Zum anderen besteht die **Gefahr von Fehlinvestitionen und Lock-in-Effekten auf Ebene des Endverbrauchs:** Durch die Beimischung können alternative und effizientere Technologien verhindert werden, wie Wärmepumpen im Gebäudebereich oder die Elektromobilität im Verkehr (Tz. 152, 246 und 272).

317. Es gilt, den **Bedarf für reine Wasserstoffpipelines zu prüfen** und Wasserstoffcluster aufzubauen, die sich abnahmesicher an der Nachfrage orientieren. Auch weil Faktoren wie Elektrolysestandorte, Importwege oder Einsatzbereiche von Wasserstoff noch unsicher sind, sollte die Planung für die Infrastruktur bei **lokalen Inselnetzen** beginnen. Zum jetzigen Zeitpunkt sollte diese nicht an die Fernleitungen angeschlossen und auch Verteilnetze können zunächst außen vorgelassen werden. **Bestehende Erdgaspipelines für den Transport von reinem Wasserstoff umzubauen, ist mit technischen Herausforderungen verbunden.** Stationen zur Druckregulation und Verdichterstationen müssten angepasst oder ausgetauscht werden. Der technische Aufwand verschiedener Umrüstungsverfahren sowie die Kostenprognosen sind unsicher und es besteht hoher Forschungsbedarf (Abschn. 2.2.3). **Die generelle Schlussfolgerung, dass die Umrüstung von Erdgaspipelines günstiger als der Neubau reiner Wasserstoffpipelines sei, kann nach Ansicht des SRU nicht gezogen werden.** Die Kostenanalyse ist von Faktoren wie der nachgefragten Wasserstoffmenge oder der geografischen Verteilung der erneuerbaren Stromquellen und Elektrolyseure abhängig. Zudem spielt die Transportdistanz eine Rolle, wobei diese noch stärker beim Vergleich der Wirtschaftlichkeit anderer Transportmöglichkeiten (LOHC, Ammoniak, Schiff) ins Gewicht fällt (Tz. 131 ff.). **Dennoch ist festzuhalten, dass die Wirtschaftlichkeit von Pipelines einen hohen Wasserstoffbedarf voraussetzt.** Daher sollte aus Sicht des SRU keine Infrastruktur aufgebaut oder aufwendig umgebaut werden, bevor nicht feststeht, wie viel Infrastruktur wo gebraucht wird. Auch eine Regulierung von Wasserstoffnetzen sollte schrittweise aufgebaut werden. Hierfür erscheint es sinnvoll, dass **die Bundesregierung zunächst einen aus den Klimazielen und der NWS abgeleiteten Konsens erarbeitet,** der – im Einklang mit Klima-, Umwelt- und Nachhaltigkeitszielen – transparent klärt, wo, in welchen Sektoren und in welchem Umfang grüner Wasserstoff eingesetzt werden könnte und sollte (Abschn. 4.2.3).

318. Der SRU begrüßt die geplante Einführung eines eigenen **Netzentwicklungsplans Wasserstoff** und dass die Infrastruktur damit nicht weiterhin im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas aufgebaut wird. **Dabei sollte die Bundesregierung nach Ansicht des SRU sicherstellen, dass mit der Planung und Förderung des Aufbaus der Infrastruktur langfristige Klimaziele eingehalten werden können.** Dies gilt für die Wasserstoffinfrastruktur, aber auch für die Netzentwicklungspläne Gas und Strom,

die alle drei stärker verschränkt werden sollten. Um den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur integriert planen zu können, müssen die Klimaschutzziele in der Planung der Erdgasinfrastruktur verankert werden (Energiewirtschaftsgesetz und Netzentwicklungsplan Gas). Dafür sollte auch die zugrunde liegende Szenarioauswahl (dena TM95 und EUCO30) des Netzentwicklungsplans Gas angepasst werden. Auch Wasserstoff darf kein Grund für weitere Investitionen in die bereits großzügig dimensionierte Erdgasinfrastruktur sein. Da Klimaschutzszenarien einen sinkenden Erdgasverbrauch beinhalten und keine Versorgungslücken auf deutscher oder europäischer Ebene drohen, sollte aus Sicht des SRU kein Neubau von Erdgasinfrastruktur erfolgen. Für den Netzentwicklungsplan Gas sollte ähnlich wie für die Stromnetzplanung eine Strategische Umweltprüfung (SUP) und eine parlamentarische Kontrolle durch den Bundestag eingeführt werden. **Die bestehenden Klimaziele in die Gasnetzplanung zu inkludieren, stellt eine wichtige Grundlage für den Erdgasausstieg dar.** Um das Klimaabkommen von Paris zu erfüllen, müssen die deutschen Klimaschutzziele und Maßnahmen in Einklang mit dem global verbleibenden CO_2-Budget gebracht werden. Dafür empfiehlt der SRU der Bundesregierung, den notwendigen Ausstieg aus der Nutzung fossilen Erdgases (und Erdöls) sofort politisch und planerisch in Angriff zu nehmen, um weitere Fehlinvestitionen in fossile Technologien zu vermeiden und die notwendigen Transformationen einzuleiten (SRU 2020, S. 89; s. Abb. 12).

319. Die Finanzierung des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur sollte auch weiterhin nicht auf die Erdgasendverbraucher und die Netzentgelte umgelegt, sondern von beteiligten Unternehmen übernommen werden. Daher sollte die Technologiebindung des Energiewirtschaftsgesetzes nicht gestrichen und der Begriff „Erdgas“ nicht durch „Gas“ ersetzt werden.

4.2.2 Einen knappen Energieträger effizient nutzen

320. Derzeit wird zunehmend diskutiert, fossile Brennstoffe durch Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte zu ersetzen. Anders als in öffentlichen Debatten teilweise angenommen, führt der Ersatz von fossilen Energieträgern durch Wasserstoff aber ebenfalls zu grundlegendem sektoralen und infrastrukturellem Anpassungsbedarf. Daneben werden Wasserstoff und insbesondere PtX-Folgeprodukte aufgrund der unvermeidbaren Wandlungsverluste in ihrer Nutzung dauerhaft teurer bleiben als Strom. Als knappes und vorerst teures Gut sollte grüner Wasserstoff auf absehbare Zeit nur dort eingesetzt werden, wo keine effizienteren Alternativen bestehen (Tz. 294 f.). Der bei der Elektrifizierung niedrigere Primärenergiebedarf der Anwendungen führt zu einem insgesamt niedrigeren Strombedarf (Tz. 283) und langfristig niedrigeren volkswirtschaftlichen Kosten. Dadurch verringern sich auch die absoluten Umweltauswirkungen der erneuerbaren Stromerzeugung. Die Verringerung des Endenergiebedarfs in allen Sektoren ist eine zentrale Herausforderung der Dekarbonisierung. Dies gilt umso mehr dort, wo Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte eingesetzt werden. Die Nutzung fossiler Energieträger ist heute in vielen Fällen günstiger als die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Der Grund hierfür liegt in der Externalisierung von Umweltkosten, denn das Steuer- und Abgabensystem orientiert sich weder konsistent am Energiegehalt noch am CO_2-Ausstoß. In einem Energiesystem, in dem erneuerbarer Strom zumeist die Primärenergie für alle weiteren Energieträger darstellt, wird dieser jedoch absehbar am günstigsten sein. Aufgrund der Umwandlungsverluste bei der Herstellung von grünem Wasserstoff und insbesondere PtX-Folgeprodukten aus Strom werden diese entsprechend teurer sein.

321. Umso wichtiger ist es, die sektoralen Bedarfe an diesen Energieträgern nicht unnötig zu vergrößern, beispielsweise durch Infrastrukturinvestitionen mit Pfadabhängigkeiten für Anwendungen, bei denen eine direkte Nutzung von Elektrizität technisch machbar und volkswirtschaftlich sinnvoller wäre. Stärker als bisher sollten auch Effizienz- und Suffizienzpotenziale gezielt gehoben werden. Der Endenergieverbrauch ist seit 2008 pro Jahr im Schnitt nur um 1,3 % gesunken, während die Bundesregierung sich ein Ziel von 2,1 % gesetzt hatte (LÖSCHEL et al. 2021, S. 26 f.). Die geringsten Fortschritte wurden im Verkehrssektor erzielt (s. a. auch die Emissionsbilanz des Verkehrs in Tz. 238). Die Zunahme der Endenergieproduktivität müsste sich im kommenden Jahrzehnt fast verdreifachen, um das Zwischenziel für 2030 einzuhalten. Die bisher beschlossenen Maßnahmen, beispielsweise im Nationalen Aktionsplan für Energieeffizienz, reichen dafür nicht aus.

322. Perspektivisch werden Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte in einer Reihe von Anwendungen erforderlich sein. Dabei sollte jedoch der Zeithorizont im Blick behalten werden. **Zusätzliche Wasserstoffnutzungen führen heute meist zu einem höheren Treibhausgasausstoß im Vergleich zu fossilen Alternativen, da noch kaum grüner Wasserstoff verfügbar ist.** Daher sollte grüner Wasserstoff zunächst primär dort eingesetzt werden, wo bisher schon grauer Wasserstoff genutzt wurde. **Darüber hinaus sollten diejenigen Anwendungen für Wasserstoff gefördert werden, bei denen eine langfristige Erprobung und Skalierung erforderlich ist und bei denen andernfalls durch anstehende Reinvestitionen in fossile Infrastrukturen ein Lock-in-Effekt droht.** Soll das Ziel der Treibhausgasneutralität beispielsweise erst 2050

erreicht werden, dürfen spätestens dann keine fossilen Energieträger mehr zum Einsatz kommen. Wird ein früheres Datum für die Treibhausgasneutralität angestrebt, muss umso schneller der Ausstieg aus fossilen Energien eingeleitet werden. **Daher sollten frühzeitig sektorale Ausstiegsfahrpläne aus allen fossilen Energieträgern entwickelt und politisch verabschiedet werden** (s. Abb. 12). **Wird der technologische Wandel hingegen nicht proaktiv und vorausschauend gestaltet und bleiben fossile Technologien wie Verbrennungsmotoren bis zur Treibhausgasneutralität im Einsatz, drohen soziale Härten und Strukturbrüche.** In Verbrennungsmotoren könnten ausschließlich synthetische Kraftstoffe genutzt werden, was aufgrund der voraussichtlich hohen Preise insbesondere Geringverdienende stark belasten würde. Auch Gas- oder Wasserstoffheizungen, die zu diesem Zeitpunkt noch in Betrieb sind, hätten aufgrund der Brennstoffpreise hohe Betriebskosten, die von den Endverbraucherinnen und Endverbrauchern zu tragen wären. Alternativ müssten Fahrzeuge und Heizungen zu diesem Zeitpunkt vor Ende ihrer technischen Lebensdauer ersetzt werden, was ebenfalls zu Mehrkosten führen würde.

Industrie: Reinvestitionen in grüne Technologien lenken

323. Um energieintensive Industrien zu dekarbonisieren, ist in den meisten Industriebranchen eine grundlegende Transformation der Produkte, der Technologien sowie der Energieträger hin zu erneuerbaren Energien anzustreben (s. Abb. 12). Hierfür sind politische Rahmenbedingungen erforderlich, die die anstehenden Investitionsentscheidungen zugunsten von umweltschonenden Technologien ermöglichen und Investitionssicherheit für die Industrie garantieren. **Diese Investitionsentscheidungen sind richtungsweisend und maßgeblich, um die Treibhausgasneutralität zu erreichen,** da die energieintensiven Technologien der Industrien lange Investitionszyklen aufweisen. In den kommenden Jahren stehen Reinvestitionen in Industriebranchen, wie beispielsweise der Stahlindustrie und chemischen Industrie, an. Um im Jahr 2050 ein vorzeitiges Abschalten (Stranded Assets) von treibhausgasintensiven Technologien vermeiden zu können, sollte bereits jetzt eine klare Strategie für die Dekarbonisierung der Industrie angewendet werden. Nur so können Lock-in-Effekte vermieden werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2020).

324. Bereits jetzt ist die **gezielte Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen in der Industrie wichtig,** um Erfahrungen mit den neuen Schlüsseltechnologien zu sammeln, um Investorinnen und Investoren zu gewinnen und um Technologiereife zu erlangen. Dabei sollte die Bundesregierung für das Ziel der Treibhausgasneutralität ihre Förderung von Wasserstoff auf die Erzeugung und Nutzung von grünem Wasserstoff lenken, sofern keine effizienteren Alternativen anwendbar sind.

325. Die Bundesregierung sollte dabei die Reinvestitionen der Industrie in treibhausgasneutrale Technologien unterstützen. Dafür stehen verschiedene Optionen an Instrumenten zur Auswahl, etwa Carbon Contracts for Difference (CCfD) oder Quoten für Stahl, Aluminium oder Kunststoffe, die treibhausgasarm bzw. recycelt hergestellt wurden. Hierfür ist jedoch eine klare Klassifizierung zwischen ressourcen- und klimaschonenden Produkten im Vergleich zu den konventionellen Alternativen notwendig. Eine nachhaltige öffentliche Beschaffung könnte zukünftig zu einem sicheren Absatz für diese Produkte beitragen.

326. Bei der nachhaltigen Transformation der Industrie ist es nötig, nicht mehr in linearen Konzepten zu denken und nicht lediglich bestehende Ansätze und Systeme zu optimieren. **Es benötigt hierfür einen grundlegenden Wandel, bei dem die Nachfrage nach klimaneutralen und recyclingfähigen Produkten und Grundstoffen im Vordergrund steht.** Es sollte daher für die Transformation der Industrie die Rolle der Kreislaufwirtschaft gestärkt, der Energieverbrauch gesenkt und Produkte und Verfahren sollten ersetzt oder effizienter gestaltet werden (s. a. SRU 2020, Kap. 3).

327. Die Industrie benötigt bereits heute enorme Mengen an Strom. **Der Strombedarf wird mit der Zunahme der Elektrifizierung der Prozesse steigen.** Um diese energiebedingten Emissionen zu senken, ist der Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. Die Prozessemissionen erfordern jedoch meist eine Umstellung auf alternative Verfahren, die keine fossilen Energieträger verwenden oder auf andere Rohstoffe zurückgreifen. Hierfür wird Wasserstoff als eine geeignete Strategie angesehen, um fossile Energieträger und Rohstoffe schrittweise ersetzen zu können. **Die Anwendung von Wasserstoff sollte daher gezielt durch die Bundesregierung in die Industriebranchen gelenkt werden, die jetzt vor Investitionsentscheidungen stehen und in denen eine Treibhausgasneutralität ohne Wasserstoff nicht möglich ist.** Dies betrifft insbesondere die Stahl- und Chemiebranche.

328. Die benötigte Nieder- und Hochtemperaturwärme der Industrie wird aktuell durch fossile Energieträger erzeugt. Hier können **PtH-Anlagen oder Hochtemperaturwärmepumpen, die die Abwärme nutzen, angewendet werden.** PtH-Anlagen weisen zudem einen hohen Wirkungsgrad auf. Bei dem Einsatz von 100 % erneuerbarem Strom ist die Dampferzeugung in PtH-Anlagen treibhausgasfrei und fossile Energieträger in KWK-Anlagen und Gaskesseln können substituiert werden. Aus

systemischer Sicht ist zu prüfen, wann diese Strommengen für die energieintensiven Industrien bereitgestellt werden und wann die energetische Nutzung von Wasserstoff unterstützend sein kann.

329. Wasserstoff ist ein geeignetes Reduktionsmittel für die Stahlproduktion und wird daher für die zukünftige Produktion von Primärstahl benötigt. Hierfür sollte die Hochofenroute der **Primärstahlerzeugung zukünftig durch das Direktreduktionsverfahren mit Wasserstoff** ersetzt werden. Das Direktreduktionsverfahren hat den Vorteil, dass es bereits heute mit Erdgas betrieben werden und der Anteil an grünem Wasserstoff schrittweise erhöht werden kann.

330. Aufgrund des **geringen Energieverbrauchs und um Ressourcen zu schonen, ist der Anteil der Sekundärstahlproduktion anzuheben.** Ein weiterer Vorteil der Sekundärstahlroute ist der Elektrolichtbogenofen, der mit erneuerbarem Strom treibhausgasneutral betrieben werden kann. Durch die verfügbaren Mengen und Qualitäten von Stahlschrott bleibt zunächst auch die Primärstahlroute relevant. Neben der Direktreduktion der Primärstahlroute ist weiter an der Technologie der Eisenerz-Elektrolyse zu forschen. Diese benötigt keinen Wasserstoff und ist ein direktelektrifizierbares Verfahren.

331. In der chemischen Industrie wird bereits heute grauer Wasserstoff stofflich, zum Beispiel für die Synthese von chemischen Produkten und in Raffinerien, eingesetzt. Die Emissionen des grauen Wasserstoffs können durch die Substitution mit grünem Wasserstoff vermieden werden. Um die Klimaziele zu erreichen, sind jedoch weitere Bereiche für die Anwendung von Wasserstoff in der Industrie zu erschließen, die zukünftig an Bedeutung gewinnen können, um zum Beispiel treibhausgasarme Kunststoffe produzieren zu können.

332. Langfristig sollten fossile Energieträger, die stofflich genutzt werden, durch grünen Wasserstoff substituiert werden. Dieser kann als Rohstoff unter anderem für die **Produktion von Ammoniak und Methanol eingesetzt werden.** In der chemischen Industrie ist neben dem Einsatz von grünem Wasserstoff entscheidend, treibhausgasneutrale Kohlenstoffquellen zu nutzen und diese Stoffkreisläufe zu schließen (Abschn. 2.1.4).

Verkehr: Pkw elektrifizieren, PtX auf internationale Verkehre fokussieren

333. Im Verkehrssektor werden Wasserstoff und insbesondere PtX-Folgeprodukte langfristig zur Dekarbonisierung für Verkehrsträger relevant sein, die sich nicht sinnvoll direktelektrisch versorgen lassen (BMWi 2020b, S. 9). Dies betrifft nach aktuellem Stand insbesondere den internationalen Flug- und Schiffsverkehr sowie eventuell Teile des schweren Straßengüterverkehrs. Der kurzfristige Einsatz von blauem Wasserstoff oder Wasserstoff aus weniger als 80 bis 90 % erneuerbarem Strom für synthetische Kraftstoffe verschlechtert hingegen die Treibhausgasbilanz gegenüber den fossilen Alternativen.

334. Für Pkw und den leichten Straßengüterverkehr haben batterieelektrische Fahrzeuge in den letzten Jahren einen techno-ökonomischen Vorteil entwickelt (Tz. 246 ff.). Dies liegt insbesondere an den stark gesunkenen Kosten für Batterien. Fahrzeuge mit Brennstoffzellen werden in diesem Marktsegment künftig voraussichtlich keine relevante Rolle mehr spielen. **Die politischen Anstrengungen sollten sich daher auf batterieelektrische Pkw fokussieren und für diese langfristige Planungssicherheit schaffen. So sollte die Bundesregierung den Markthochlauf dieser Fahrzeuge durch den Aufbau der Ladeinfrastruktur weiterhin unterstützen. Sollen Mitte des Jahrhunderts möglichst wenige Pkw mit Verbrennungsmotor mit den dann zwingend erforderlichen synthetischen Kraftstoffen angetrieben werden, ist es sinnvoll, spätestens ab 2030 die Neuzulassungen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor einzustellen.** Ansonsten drohen auch vermeidbare sozialpolitische Verwerfungen, da synthetische Kraftstoffe für die dann noch im Markt befindlichen Fahrzeuge voraussichtlich deutlich teurer sein werden als erneuerbarer Strom für batterieelektrische Fahrzeuge. Eine Mehrheit der westeuropäischen Staaten hat bereits Zulassungsverbote für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren zwischen 2025 und 2040 beschlossen (für eine Übersicht s. WAPPELHORST 2020). Alternativ würde sich auch eine ambitionierte Zulassungsquote für batterieelektrische Fahrzeuge dazu eignen, den Phase-out von Pkw mit Verbrennungsmotor einzuleiten.

335. Ein möglicher Anwendungsbereich für Wasserstoff sind Teile des schweren Straßengüterverkehrs und des nicht elektrifizierten Schienenverkehrs. Dabei bestehen gerade im Bereich des schweren Straßengüterverkehrs noch große Unsicherheiten über den volkswirtschaftlich sinnvollsten Pfad zur Dekarbonisierung (Tz. 252 f.). **Die kommenden Jahre sollten daher genutzt werden, in großflächigen Pilotprojekten eine Oberleitungsinfrastruktur sowie batterieelektrische und Brennstoffzellenantriebe parallel weiter zu erproben.** Aus ökologischer Sicht vorzugswürdig scheint die Einrichtung eines Oberleitungsnetzes an viel befahrenen Transitstrecken. Für alle drei Technologiepfade besteht großer Standardisierungsbedarf. **Die Bundesregierung sollte sich auf europäischer Ebene für eine zügige Schaffung technischer und regulatorischer Standards einsetzen, insbesondere da der Güterverkehr grenzüberschreitend operiert.** Gegen Mitte der 2020er-Jahre sollte dann evaluiert werden, ob eine Entscheidung für einen Technolo-

giepfad und entsprechende Infrastrukturinvestitionen getroffen werden kann, um unnötige Kosten für den parallelen Hochlauf mehrerer Infrastrukturen zu vermeiden. **Die Bundesregierung und die Landesregierungen sollten jedoch kurzfristig in Betracht ziehen, Investitionen in den weiteren Ausbau der Pkw-Tankstelleninfrastruktur für Wasserstoff zu diesem Zeitpunkt einzustellen.** Die bisher entstandene Tankstelleninfrastruktur ist nicht mit den möglichen Anforderungen von Lkw mit Brennstoffzellen kompatibel und geografisch nicht an den Erfordernissen des Güterverkehrs ausgerichtet. Hierauf sollte aber künftig der Fokus liegen.

336. Synthetische Kraftstoffe werden voraussichtlich vor allem im internationalen Schiffs- und Flugverkehr benötigt, für die aus heutiger Sicht keine effizienteren technischen Antriebsalternativen zur Verfügung stehen (Tz. 255 ff.). **Der Markthochlauf von synthetischen Kraftstoffen via Treibhausgasminderungsquote sollte auf den Flugverkehr fokussiert sein.**

337. Treibhausgasneutrale Energieträger sind für die Dekarbonisierung des Verkehrs notwendig, aber nicht hinreichend (SRU 2017, S. 93). Insbesondere dort, wo Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukte zum Einsatz kommen, aber auch bei direktelektrischen Antrieben ist die Energieeffizienz der Fahrzeuge von zentraler Bedeutung, um den Bedarf an erneuerbarer Energie zu begrenzen. **Die Bundesregierung sollte sich im Rahmen der bevorstehenden Überarbeitung der CO_2-Flottengrenzwerte im Rahmen des Legislativpakets „Fit for 55“ für ambitionierte Ziele einsetzen. Eine Anrechnung von treibhausgasneutralen Kraftstoffen auf die CO_2-Grenzwerte sollte vermieden werden.** Dies schafft keinen Anreiz, die fahrzeugseitige Effizienz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren zu erhöhen. Stattdessen sollte die Überarbeitung für erste Schritte in Richtung Effizienznormen genutzt werden.

338. Die Debatte über die Zukunft der Mobilität ist in Deutschland stark geprägt von der Frage nach dem Antrieb der Zukunft. Das anhaltende Wachstum der Verkehrsleistung zeigt jedoch, dass rein antriebszentrierte Dekarbonisierungsstrategien zu kurz greifen**. Notwendig ist vielmehr eine ganzheitliche Mobilitätswende, die eine Vermeidung und Verlagerung von Verkehr mit Effizienzmaßnahmen und alternativen Antrieben kombiniert** (SRU 2017, S. 77; UBA 2019, S. 220; KASTEN 2020, S. 29). Für eine solche Mobilitätswende bedarf es großen politischen Gestaltungswillen. Insbesondere in den Städten können ÖPNV und aktive Mobilität kurzfristig den motorisierten Individualverkehr ersetzen. Um dies politisch zu unterstützen, sollte der Umweltverbund gestärkt, Multimodalität gefördert und öffentlicher Raum fairer verteilt werden (SRU 2020, Kap. 6).

Gebäudewärme: ganzheitliche Wärmewende notwendig

339. Die Dekarbonisierung der Gebäudewärme mit Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten würde die Nachfrage nach diesen Energieträgern massiv erhöhen. Deren Bereitstellung geht mit erheblichen Umweltauswirkungen einher (Abschn. 2.2.1). Außerdem würde die Wärmebereitstellung mit Wasserstoff oder PtX-Folgeprodukten im Vergleich zu anderen Optionen vermutlich zu deutlich höheren Kosten für Verbraucherinnen und Verbraucher führen. **Wasserstoff und synthetische Brennstoffe sollten daher und aus den vorab schon erwähnten Gründen nicht für die Wärmebereitstellung in Einzelgebäuden eingesetzt werden.**

340. Klare politische Signale sind aus Sicht des SRU erforderlich, um Fehlinvestitionen und Lock-in-Effekte zu vermeiden. Heizsysteme in Gebäuden werden durchschnittlich nur etwa alle dreißig Jahre regulär ausgetauscht (Agora Energiewende und Ecologic Institut 2021, S. 25). Öl- und Gasheizungen, die in den kommenden Jahren noch in Gebäuden installiert werden, erschweren somit die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts. Dies gilt umso mehr, wenn dieses Ziel bereits früher erreicht werden soll. Der Einbau neuer Ölheizungen wird ab 2026 bereits stark eingeschränkt, allerdings bestehen umfangreiche Ausnahmen (§ 72 Gebäudeenergiegesetz (GEG)). Diese Ausnahmen sollten auf ein Minimum begrenzt werden. **Darüber hinaus empfiehlt der SRU der Bundesregierung, möglichst zügig ein Einbauverbot von Gasheizungen im Neubau zu beschließen** (s. Abb. 12). Mittelfristig sollte auch ein Einbauverbot neuer Gasheizungen im Gebäudebestand erwogen werden. Gleiches sollte für Wasserstoffheizungen umgesetzt werden. Ausnahmen sollten dort gelten, wo effizientere Optionen nicht umsetzbar sind.

341. Statt eines Brennstoffwechsels von Erdgas zu Wasserstoff oder synthetischem Methan ist eine ganzheitliche Wärmewende notwendig. Zentral hierbei ist einerseits die Reduzierung des Wärmebedarfs (Tz. 264). **Die Bundesregierung sollte weitergehende Maßnahmen ergreifen, damit die Sanierungsrate so weit erhöht werden kann, dass der Gebäudebestand bis zum Zieljahr der Treibhausgasneutralität weitestgehend saniert ist.** Andererseits sollte die Wärmebereitstellung auf Basis von erneuerbaren Energien erfolgen, wobei dekarbonisierte Wärmenetze und die Elektrifizierung mit Wärmepumpen eine Schlüsselrolle einnehmen (Tz. 271).

342. Eine kommunale Wärmeversorgungsplanung, die dem Ziel der Treibhausgasneutralität verpflichtet ist, könnte einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten (Tz. 274). Mit einem solchen planerischen Ansatz könnte der Ausbau von Wärmenetzen in dicht besiedelten Ge-

bieten vorangetrieben werden. Die Dekarbonisierung der Wärmenetze sollte dabei auf ein breites Fundament gestellt werden, das zu großen Teilen auf lokal verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen basiert und in geringem Umfang durch stromgeführte KWK mit Wasserstoff ergänzt wird. In anderen Gebieten wiederum könnte der Einsatz von dezentralen Wärmepumpen priorisiert werden. Letztendlich sollte eine solche Wärmeplanung auch den möglichen Rückbau von Gasverteilnetzen mitdenken, da diese langfristig unwirtschaftlich werden könnten. Baden-Württemberg hat bereits eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für größere Gemeinden sowie eine Förderung von Wärmeplanungen auch für kleinere Kommunen eingeführt. **Der SRU empfiehlt den übrigen Bundesländern, die Kommunen ebenfalls zu einer Wärmeversorgungsplanung zu verpflichten.** Grundlage einer solchen Planung sollte ein kohärentes Gesamtkonzept für den Klimaschutz auf Bundesebene sein, um zu verhindern, dass knappe Ressourcen wie Wasserstoff und Biomasse in größeren Mengen eingeplant werden, als sie voraussichtlich nachhaltig verfügbar sind (MAAß et al. 2021; s. Abschn. 4.2.3).

Stromversorgung: Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen

343. Das zukünftige Stromsystem wird hauptsächlich auf Wind- und Solarenergie basieren. Wasserstoff kann die Rolle eines saisonalen Speichers übernehmen. Der Bedarf an Wasserstoff sollte jedoch schon aus Kostengründen möglichst gering gehalten werden. Hierbei können weitere Speicherlösungen, der Ausbau der Stromnetze und intelligentes Lastmanagement eine Rolle spielen. Das Stromsystem benötigt auch bei vollständiger Dekarbonisierung langfristig eine gewisse Kapazität zur Rückverstromung von Wasserstoff. Allerdings werden diese Kraftwerke, verglichen mit heutigen konventionellen Kraftwerken, nur selten in Betrieb sein. **Da die saisonale Speicherung erst ab einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien erforderlich ist und zunächst wenig grüner Wasserstoff zur Verfügung steht, ist der Einsatz von Wasserstoff im Stromsektor in den kommenden Jahren weder sinnvoll noch notwendig.** Jedoch sollte die begrenzte Anzahl an Kraftwerken, die in den kommenden Jahren möglicherweise noch geplant und errichtet werden, bereits Wasserstoff-ready sein, sodass später nur noch geringfügige Anpassungen vorgenommen werden müssen.

344. Unmittelbarer Handlungsbedarf besteht jedoch bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien, der massiv beschleunigt werden sollte (s. Abb. 12). Insbesondere der Ausbau der Windenergie stagniert derzeit. Dieser ist für ein vollständig erneuerbares Stromsystem auch deshalb wichtig, weil Windkraftanlagen im Winter mehr Strom erzeugen als im Sommer. Damit können sie die geringere Einspeisung von Solarenergie kompensieren und die Lastspitzen, die beim Wärmebedarf in Gebäuden entstehen, abmildern. Der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien ist auch notwendig, um die Elektrolyseure zu versorgen (Tz. 306).

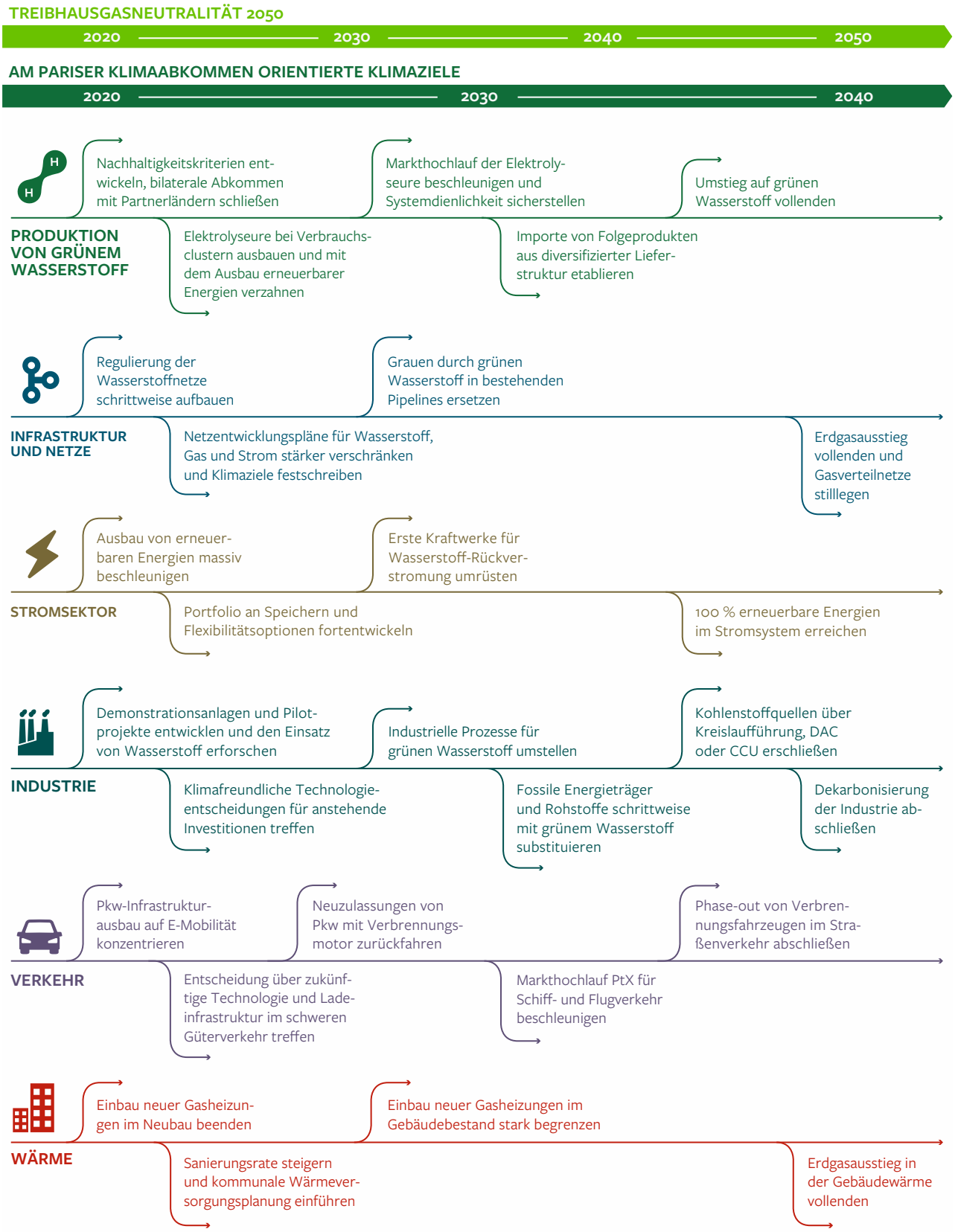
4.2.3 Widersprüchliche sektorale Planungen vermeiden

345. Aufgrund unterschiedlicher Bedarfsprognosen und Nutzungskonkurrenzen einzelner Akteure und Sektoren stellt sich im Hinblick auf den künftigen Einsatz von Wasserstoff und seinen PtX-Folgeprodukten die Frage nach einer effizienten Allokation in den Verbrauchssektoren (s. Abb. 12). Die sehr hohen absoluten Bedarfe unterschiedlicher Szenarien können bis Mitte des Jahrhunderts voraussichtlich nicht mit umweltfreundlich und nachhaltig erzeugtem Wasserstoff gedeckt werden. Hohe Importmengen können mittelfristig in Konkurrenz mit der Erreichung von Klimazielen in Exportländern stehen. Der SRU empfiehlt der Bundesregierung daher **ein Gesamtkonzept zu erarbeiten, das im Kontext einer gesamteuropäischen Dekarbonisierung vorausdenkt, unter welchen Bedingungen Wasserstoff erzeugt und in welchen Bereichen die Nutzung von Wasserstoff einen ökologisch und ökonomisch sinnvollen Dekarbonisierungspfad darstellt.** Ein solches umfassendes sektorübergreifendes Gesamtkonzept, das den Umstieg von fossilen auf nachhaltige Anwendungen vorausschauend regelt, hat der SRU bereits 2020 der Bundesregierung empfohlen (SRU 2020, S. 58). Mit einem solchen Konzept, das sich an den Klima-, Umwelt- und Nachhaltigkeitszielen ausrichtet, sollten auch grundsätzliche Bedingungen in Bezug auf die Nutzung von Wasserstoff geklärt werden. Widersprüchliche sektorale Planungen könnten dadurch vermieden werden. Auch Wechselwirkungen zwischen dem Wasserstoff-, Erdgas- und Stromnetzausbau sollten dabei berücksichtigt und die drei Netzplanungen stärker verschränkt werden (Tz. 318). Da Strom und Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem wechselseitig miteinander verbunden sind, ist eine stärkere Integration der Regulierung und Steuerung notwendig: So muss im Hinblick auf die Standortwahl von Elektrolyseuren untersucht werden, wann diese sinnvollerweise in der Nähe des Erzeugungsortes der erneuerbaren Energien oder der Nutzung von Wasserstoff errichtet werden sollen. Dabei geht es auch um die langfristige und integrierte Planung des Stromnetzausbaus und die Umrüstung von Erdgaspipelines bzw. den Neubau von reinen Wasserstoffpipelines.

346. Auch weil stets effizientere Alternativen erwogen werden sollten, empfiehlt der SRU, diese Betrachtung nicht isoliert für Wasserstoff durchzuführen. Es besteht die Notwendigkeit für eine **umfassende Strategie, die plausible Transformationspfade in den Verbrauchssektoren mit**

Abbildung 12

Richtungsentscheidungen für den nachhaltigen Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierung



SRU 2021

einem zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien verzahnt und untereinander abstimmt. Die für das Jahr 2022 anstehende Fortschreibung des Klimaschutzplans 2050 stellt einen geeigneten Rahmen für eine solche Koordination dar.

347. Dabei sollte auch berücksichtigt werden, dass für manche Anwendungen weitere Forschung und Entwicklung notwendig ist, da heute noch nicht abzusehen ist, welcher Technologiepfad zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten führt. So würden sich etwa im Schiffsverkehr oder im schweren Güterverkehr einige Jahre der Erprobung lohnen, um Fehlentscheidungen und Lock-in-Effekte in teurere Technologiepfade zu vermeiden. Auch bezüglich der Entwicklung der Transportinfrastruktur besteht noch hoher Forschungsbedarf.

348. Um integriert planen und Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte zielgerichtet einsetzen zu können, ist eine Anpassung der Steuern und Abgaben sinnvoll. Eine beschränkte Absenkung, die an Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweise gebunden ist, beispielsweise im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, erscheint jedoch nicht ausreichend. Zwar könnten dadurch günstige Bedingungen für grünen Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte geschaffen werden, doch wäre dies nicht im Sinne eines effizienten Gesamtsystems. So könnte dadurch beispielsweise der Einsatz von Wärmepumpen benachteiligt werden. **Vielmehr spricht sich der SRU erneut für eine umfassende Reform der Energiesteuern und -abgaben aus und sieht dies als bedeutende Aufgabe für die kommende Legislaturperiode** (SRU 2019, Abschn. 5.5.2). Gegenwärtig sind Steuern und Abgaben auf verschiedene Energieträger nicht konsistent an Energie- oder CO_2-Gehalt ausgerichtet, sodass auf die direkte Stromnutzung besonders hohe Abgaben anfallen. Dies verteuert auch den Betrieb von Elektrolyseuren. Eine grundsätzliche Reform der Steuern und Abgaben könnte hier entgegenwirken und dazu beitragen, dass günstige Bedingungen für die Herstellung und die Nutzung von grünem Wasserstoff geschaffen werden.

349. Doch nicht nur national, auch auf europäischer Ebene bedarf es einer koordinierten Planung von Wasserstoffproduktion und -bedarf. Ein erster Schritt könnte die verbesserte Verankerung der nationalen Wasserstoffszenarien und -strategien in den National Energy and Climate Plans (NECP) sein. Daraus ließe sich beispielsweise ableiten, mit welchen Import- und Exportszenarien auf welchen Zeitskalen verschiedene Länder arbeiten und welcher mögliche Gesamtimportbedarf von außerhalb Europas sich daraus ergibt.

350. Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für das Erreichen der langfristigen Klima- und Umweltziele. Er kann jedoch keine übergeordnete, sondern vielmehr eine ergänzende Rolle übernehmen. Dazu sollte Wasserstoff unter Einbeziehung von Umweltkriterien und Sozialstandards – dunkelgrün – hergestellt und effizient im Gesamtsystem genutzt werden.

5 Literatur

Abad, A. V., Dodds, P. E. (2020): Green hydrogen characterisation initiatives: Definitions, standards, guarantees of origin, and challenges. Energy Policy 138, Art. 111300. https://www.sciencedirect.com/science/article/S030pii/1421520300586 (27.01.2021).

Achternbosch, M., Caviezel, C., Grünwald, R. (2020): CCS: über enttäuschte Hoffnungen, ungedeckte Schecks und dringende Notwendigkeiten. TAB-Brief 51, S. 14–20.

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2021): Energieverbrauch in Deutschland. Daten für das 1.–4. Quartal 2020. Berlin: AGEB. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=quartalsbericht_q4_2020.pdf (27.01.2021).

AGEB (2020): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2019. Stand: September 2020 (endgültige Ergebnisse bis 2018, vorläufige Daten für 2019). Berlin: AGEB. https://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html (26.01.2021).

Agert, C., Brand, U., Deniz, Ö., Dyck, A., Ehrenberger, S., Gils, H. C., Trillos, J. C. G., Jacobs, D.-C. N., Junne, T., Kallo, J., Kröner, M., Kutne, P., Lorenz, T., Naegler, T., Oswald, M., Pagenkopf, J., Pregger, T., Riedel, U., Simon, S., Steck, F., Vogt, T., Zobel, M. (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille. Köln: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-2.html (26.01.2021).

Agora Energiewende (2020): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. Berlin: Agora Energiewende. Analyse. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf (30.01.2020).

Agora Energiewende, AFRY Management Consulting (2021): No-regret hydrogen. Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe. Study. Berlin, Oxford: Agora Energiewende, AFRY Management Consulting. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf (03.03.2021).

Agora Energiewende, Ecologic Institut (2021): A “Fit for 55” Package Based on Environmental Integrity and Solidarity. Designing an EU Climate Policy Architecture for ETS and Effort Sharing to Deliver 55% Lower GHG Emissions by 2030. Berlin: Agora Energiewende. Impulse. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_03_Silver_Buckshot/A-EW_206_Fit-for-55-Package_WEB.pdf (12.04.2021).

Agora Energiewende, Wuppertal Institut (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie) (2020): Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Studie. Version: 1.2. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, Wuppertal Institut. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf (28.01.2021).

Agora Verkehrswende (2020): Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende. Kritische Beleuchtung eines Postulats. Version: 1.1. Berlin: Agora Verkehrswende. https://static.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Technologieneutralitaet/33_Technologieneutralitaet_LANGFASSUNG_WEB_20-04-20.pdf (13.01.2021).

Agora Verkehrswende (2019a): Klimabilanz von Elektroautos. Einflussfaktoren und Verbesserungspotenzial. 2. Aufl. Berlin: Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/veroeffentlichungen/klimabilanz-von-elektroautos/ (13.01.2021).

Agora Verkehrswende (2019b): Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen. Berlin: Agora Verkehrswende. https://static.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Klimabilanz_Batteriefahrzeugen/32_Klimabilanz_strombasierten_Antrieben_Kraftstoffen_WEB.pdf (13.01.2021).

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, Frontier Economics (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Studie. Berlin: Agora Energiewende, Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2017/Die_Kosten_synthetischer_Brenn-_und_Kraftstoffe_bis_2050/Agora_Kosten_strombasierter_Brennstoffe_WEB.pdf (16.12.2020).

Al-Qahtani, A., Parkinson, B., Hellgardt, K., Shah, N., Guillen-Gosalbez, G. (2021): Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation. Applied Energy 281, Art. 115958. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920314136/pdfft?md5=9fc2950ea0c47b2a2fdd50d9880f6578&pid=1-s2.0-S0306261920314136-main.pdf (03.03.2021).

Albrecht, U., Bünger, U., Michalski, J., Raksha, T., Wurster, R., Zerhusen, J. (2020): International Hydrogen Strategies. A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany. Final report. Ottobrunn: Ludwig-Bölkow-Systemtechnik. https://www.weltenergierat.de/wp-content/uploads/2020/09/WEC_H2_Strategies_finalreport_200922.pdf (26.01.2021).

Allianz pro Schiene (2021): Elektromobilität: Die Mobilität von morgen schon heute auf der Schiene. Berlin: Allianz pro Schiene. https://www.allianz-pro-schiene.de/themen/umwelt/elektromobilitaet/ (02.03.2021).

Ames, G., Fünfgelt, J. (2020): Zwangsumsiedlungen und Umweltzerstörung. Megastaudamm INGA 3 in der DR Kongo ist keine Lösung für die deutsche Energiewende. Berlin: Brot für die Welt, Ökumenisches Netz Zentralafrika. https://oenz.de/sites/default/files/oenz_bfdw_factsheet_inga3_2020_0.pdf (27.01.2021).

Ansari, D., Fareed, A. (2019): Stranded Assets and Resource Rents: Between Flaws, Dependency, and Economic Diversification. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. DIW Roundup – Politik im Fokus 136. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.697043.de/diw_roundup_136_en.pdf (27.01.2021).

Ansari, D., Holz, F., al-Kuhlani, H. (2019): Energy, Climate, and Policy towards 2055: An Interdisciplinary Energy Outlook (DIW-REM Outlook). Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Politikberatung kompakt 139. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.676049.de/diwkompakt_2019-139.pdf (27.01.2021).

Arnold, K. (2015): CCS und Biomasse. In: Fischedick, M., Görner, K., Thomeczek, M. (Hrsg.): CO_2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Heidelberg: Springer, S. 483–507.

Artelys (2020): What energy infrastructure to support 1.5°C scenarios? Final report. An analysis on behalf of the European Climate Foundation. Paris: European Climate Foundation. https://www.artelys.com/wp-content/uploads/2020/11/Artelys-2050EnergyInfrastructureNeeds.pdf (25.02.2021).

Ash, N., Davies, A., Newton, C. (2020): Renewable electricity requirements to decarbonise transport in Europe with electric vehicles, hydrogen and electrofuels. Investigating supply-side constraints to decarbonising the transport sector in the European Union to 2050. Harwell: Ricardo Energy & Environment. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2020_Report_RES_to_decarbonise_transport_in_EU.pdf (26.02.2021).

Baldino, C., O'Malley, J., Searle, S., Christensen, A. (2021): Hydrogen for heating? Decarbonization options for households in the European Union in 2050. Washington, DC: International Council on Clean Transportation. Working Paper 2021-09. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Hydrogen-heating-eu-feb2021.pdf (14.05.2021).

BAM (Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung) (2020): Wasserstoff. Unser Beitrag zur Sicherheit. Berlin: BAM. https://www.bam.de/_SharedDocs/DE/Downloads/wasserstoff-broschuere.pdf?__blob=publicationFile (08.04.2021).

Bareiß, K., Rua, C. l., Möckl, M., Hamacher, T. (2019): Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. Applied Energy 237, S. 862–872.

Bauknecht, D., Heinemann, C., Koch, M., Ritter, D., Harthan, R., Sachs, A., Vogel, M., Tröster, E., Langanke, S. (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Freiburg, Berlin, Darmstadt: Öko-Institut e. V., Energynautics GmbH. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf (27.01.2021).

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) (2021): Daten und Grafiken. Installierte Leistung und Erzeugung 2020. Stand: 29.03.2021. Berlin: BDEW. https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/installierte-leistung-und-erzeugung/ (10.05.2021).

BDEW (2020a): Eckpunkte Handelssystem für erneuerbare und dekarbonisierte Gase. Positionspapier. Berlin: BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20200629_Positionspapier_Handelssystem_e_d_Gase.pdf (27.01.2021).

BDEW (2020b): Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Deutschland. Basisdaten und Einflussfaktoren. Foliensatz zur BDEW Publikation. 4., aktualisierte Ausg. Berlin: BDEW. https://www.bdew.de/media/documents/20200525_Waermeverbrauchsanalyse_Foliensatz_2020_daQSUCb.pdf (10.05.2021).

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie) (2020): Das „BEE-Szenario 2030". 65 % Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Bruttostromverbrauch, Erneuerbare Stromerzeugung und jährliche Installation Erneuerbarer Energien bis 2030. Aktualisiert. Berlin: BEE. https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/202004_BEE-Szenario_2030_Aktualisierung.pdf (12.04.2021).

Bellona Europa (2020): Hydrogen From Electricity – Setting Sustainability Standards to Meet Innovation, Deployment and Climate Action. Bruxelles: Bellona Europa. https://network.bellona.org/content/uploads/sites/3/2020/07/Hydrogen-From-Electricity-Setting-Sustainability-Standards.pdf (25.01.2021).

BfN (Bundesamt für Naturschutz) (2020): Erneuerbare Energien Report. Die Energiewende naturverträglich gestalten! 3. veränd. Aufl. Bonn: BfN. https://www.bfn.de/fileadmin/BfN/erneuerbareenergien/Dokumente/BfNErneuerbareEnergienReport2019_barrierefrei.pdf (10.05.2021).

BloombergNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2020): Hydrogen Economy Outlook. Key messages. o. O.: BloombergNEF. https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf (25.02.2021).

BloombergNEF (16.12.2020): Henze, V.: Battery Pack Prices Cited Below $100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at $137/kWh. https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/ (03.02.2021).

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Tiefe Geothermie in Deutschland. Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland. Berlin: BMU. https://www.geozentrum-hannover.de/MAGS/DE/Downloads/BMU_Nutzung.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (28.01.2021).

BMVI (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur) (2020): Verkehr in Zahlen 2020/2021. Flensburg: Kraftfahrt-Bundesamt. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Publikationen/G/verkehr-in-zahlen-2020-pdf.pdf?__blob=publicationFile (13.01.2021).

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2021a): Dialog Klimaneutrale Wärme. Zielbild, Bausteine und Weichenstellungen 2030/2050. Berlin: BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/dialog-klimaneutrale-waerme-zielbild-bausteine-weichenstellung-2030-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (12.04.2021).

BMWi (2021b): Die Energie der Zukunft. 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. Berlin: BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/achter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (17.03.2021).

BMWi (2021c): Der Strompreis. Berlin: BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html (11.05.2021).

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2021d): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: Februar 2021. Berlin: BMWi. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=31 (13.04.2021).

BMWi (2020a): Mehr Strom vom Meer. 20 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren. Berlin: BMWi. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/mehr-strom-vom-meer.pdf;jsessionid=AB12BAF46025EF26A1BA2205FBF0C908?__blob=publicationFile&v=2 (02.03.2021).

BMWi (2020b): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin: BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20 (21.01.2021).

Bons, M., Döring, M., Klessmann, C., Knapp, J., Tiedemann, S., Pape, C., Horst, D., Reder, K., Stappel, M. (2019): Analyse der kurz- und mittelfristigen Verfügbarkeit von Flächen für die Windenergienutzung an Land. Kurztitel: Flächenanalyse Windenergie an Land. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Climate Change 38/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_38_2019_flaechenanalyse_windenergie_an_land.pdf (04.11.2020).

Bos, K., Gupta, J. (2019): Implications for climate change mitigation and global sustainable development. Energy Research & Social Science 56, Art. 101215. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618305383/pdfft?md5=1f1f40465e3f118d011da05f92c56041&pid=1-s2.0-S2214629618305383-main.pdf (03.03.2021).

Bothe, D., Janssen, M., Poel, S. van der, Eich, T., Bongers, T., Kellermann, J., Lück, L., Chan, H., Ahlert, M., Borrás, C. A. Q., Corneille, M., Kuhn, J. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse. Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e. V.). London, Aachen, Düsseldorf, Köln: Frontier Economics, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft RWTH Aachen, 4 Management, EMCEL. http://www.frontier-economics.com/media/2260/der-wert-der-gasinfrastruktur.pdf (27.01.2021).

Bottazzi, P., Goguen, A., Rist, S. (2016): Conflicts of customary land tenure in rural Africa: is large-scale land acquisition a driver of 'institutional innovation'? The Journal of Peasant Studies 43 (5), S. 971–988.

Böttcher, H., Hennenberg, K., Hünecke, K., Fehrenbach, H., Rettenmaier, N., Bischoff, M., Reise, J. (2020): Naturschutz und fortschrittliche Biokraftstoffe. Ergebnisse des gleichnamigen F+E-Vorhabens (FKZ: 35168 22 800). Bonn: Bundesamt für Naturschutz. BfN-Skripten 580.

BP (2020): Statistical Review of World Energy 2020. 69th ed. London: BP https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf (02.02.2021).

Brandes, J., Haun, M., Senkpiel, C., Kost, C., Bett, A., Henning, H.-M. (2021): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen – Update für ein CO_2-Reduktionziel von 65 % in 2030 und 100 % in 2050. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Zielverschaerfung.pdf (10.05.2021).

Brändle, G., Schönfisch, M., Schulte, S. (2020): Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln. EWI Working Paper 20/04. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI_WP_20-04_Estimating_long-term_global_supply_costs_for_low-carbon_Schoenfisch_Braendle_Schulte-1.pdf (25.02.2021).

Brauers, H., Braunger, I., Hoffart, F., Kemfert, C., Oei, P.-Y., Präger, F., Schmalz, S., Troschke, M. (2021): Ausbau der Erdgas-Infrastruktur: Brückentechnologie oder Risiko für die Energiewende? o. O.: Scientists for Future. Diskussionsbeiträge der Scientists for Future 6. https://zenodo.org/record/4474498/files/Diskussionsbeitraege%20S4F%206%20-%202021%20-%20Erdgas%20Version%201.0-de.pdf?download=1 (25.02.2021).

Breitenstein, M., Anke, C.-P., Nguyen, D. K., Walther, T. (2020): Stranded Asset Risk and Political Uncertainty: The Impact of the Coal Phase-out on the German Coal Industry. Utrecht: U.S.E. Research Institute. U.S.E. Working Paper Series 20-02. https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID3626933_code2377932.pdf?abstractid=3604984&mirid=1 (03.03.2021).

Bues, A., Theesfeld, I. (2012): Water Grabbing and the Role of Power: Shifting Water Governance in the Light of Agricultural Foreign Direct Investment. Water Alternatives 5 (2), S. 266–283.

Bukold, S., Huneke, F., Claußner, M. (2020): Grün oder Blau? Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040. Studie. Hamburg: Greenpeace Energy. https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/2020_Studie_Gruen_oder_Blau_final.pdf (02.02.2021).

Bundesnetzagentur (2021): Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (09.04.2021).

Bundesnetzagentur (2020): Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – Gesamtes Jahr 2019. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (10.05.2021).

Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2020a): Regulierung von Wasserstoffnetzen. Bestandsaufnahme. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (27.01.2021).

Bundesnetzagentur (2020b): Regulierung von Wasserstoffnetzen. Ergebnisse der Marktkonsultation. Zusammenfassung der Stellungnahmen. Stand: November 2020. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Konsultationsbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (27.01.2021).

Bundesnetzagentur (2018): Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0. Bonn: Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (02.03.2021).

Bundesregierung (2020): Klimaschutzbericht 2019 zum Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 der Bundesregierung. Berlin: BMU. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzbericht_2019_kabinettsfassung_bf.pdf (27.01.2021).

Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Berlin: Bundesregierung. https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1 (27.01.2020).

Burandt, T., Granado, P. C. del, Egging, R. (2020): Stranded Assets, and the Role of Biomass and Hydrogen in the European Energy Transition. IAEE Energy Forum 2020 (1st Quarter), S. 33–36. https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=855 (03.03.2021).

Burger, B. (2021): Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2020. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2020_1.pdf (27.01.2021).

BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt, Intraplan Consult, Ingenieurgruppe IVV, Planco Consulting (2014): Verkehrsverflechtungsprognose 2030. Schlussbericht. Freiburg, München, Aachen, Essen: BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt, Intraplan Consult, Ingenieurgruppe IVV, Planco Consulting. 96.0981/2011.

BWE (Bundesverband WindEnergie) (2020): Windenergie in Deutschland – Zahlen und Fakten. Stand: 31.12.2020. Berlin: BWE. https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/ (12.05.2021).

Camia, A., Giuntoli, J., Jonsson, R., Robert, N., Cazzaniga, N. E., Jasinevičius, G., Avitabile, V., Grassi, G., Barredo, J. I., Mubareka, S. (2021): The use of woody biomass for energy production in the EU. Luxembourg: Publications Office of the European Union. EUR 30548 EN. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC122719/jrc-forest-bioenergy-study-2021-final_online.pdf (23.01.2021).

Cappellen, L. van, Rooijers, F. (2018): Feasibility study into blue hydrogen. Technical, economic & sustainability analysis. Delft: CE Delft https://www.cedelft.eu/en/publications/download/2585 (24.02.2021).

CEER (Council of European Energy Regulators) (2021): Long-Term Storage. CEER "European Green Deal" White Paper series (paper I) relevant to the European Commission's Hydrogen and Energy System Integration Strategies. Brüssel: CEER. https://www.ceer.eu/documents/104400/7158746/C21-FP-48-03_CEER+White+Paper+on+long-term+storage.pdf/94e0ec37-c1ff-96d5-0877-1c2a2de2336c (17.03.2021).

Cerniauskas, S., Chavez Juncoa, A. J., Grube, T., Robinius, M., Stolten, D. (2020): Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. International Journal of Hydrogen Energy 45 (21), S. 12095–12107.

Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., Breyer, C. (2019): Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. Renewable Energy 139, S. 80–101.

Cischinsky, H., Diefenbach, N. (2018): Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016. Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand. Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt. https://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/gebaeudebestand/prj/Endbericht_Datenerhebung_Wohngeb%C3%A4udebestand_2016.pdf (17.01.2020).

Clemens, M., Goerge, M., Michelsen, C. (2019): Öffentliche Investitionen sind wichtige Voraussetzung für privatwirtschaftliche Aktivität. DIW Wochenbericht 88 (31), S. 537–543.

Creutzig, F., Erb, K. H., Haberl, H., Hof, C., Hunsberger, C., Roe, S. (2021): Considering sustainability thresholds for BECCS in IPCC and biodiversity assessments. GCB Bio-energy. 13 (4), S. 510–515.

Crippa, M., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J. G. J., Vignati, E. (2020): Fossil CO2 emissions of all world countries. 2020 Report. Luxemburg: Publications Office of the European Union. JRC Science for Policy Report EUR 30358 EN. https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/71b9adf3-f3dc-11ea-991b-01aa75ed71a1/ (14.05.2021).

Daugbjerg, C., Swinbank, A. (2015): Globalization and new policy concerns: the WTO and the EU's sustainability criteria for biofuels. Journal of European Public Policy 22 (3), S. 429–446.

Deerberg, G. (2020): Die Farben des Wasserstoffs. Vortrag, Virtuelle öffentliche Vorlesung der FernUniversität Hagen, 03.11.2020, Hagen.

DEHSt (Deutsche Emissionshandelsstelle) (2020): Treibhausgasemissionen 2019. Kurzfassung. Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2019). Berlin: DEHSt. https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019_Summary.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (08.04.2021).

Delpierre, M., Quist, J., Mertens, J., Prieur-Vernat, A., Cucurachi, S. (2021): Assessing the environmental impacts of wind-based hydrogen production in the Netherlands using ex-ante LCA and scenarios analysis. Journal of Cleaner Production 299, Art. 126866. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652621010854/pdfft?md5=1dc3b863aec323842df05a73d8421cab&pid=1-s2.0-S0959652621010854-main.pdf (10.05.2021).

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2020): Sustainable Electricity Sources. Renewable fuels of non-biological origin in the RED II. Berlin: dena https://www.dena.de/test/

user_upload/Sustainable_Electricity_Sources_Position_Paper_2020-07.pdf (25.02.2021).

dena (2018a): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin: dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf (21.01.2021).

dena (2018b): Erdölraffinerie. Berlin: dena. Factsheet. https://www.powertogas.info/fileadmin/Power_To_Gas/Dokumente/Factsheets/DENA-Factsheet8_Eroelraffinerie.pdf (17.03.2021).

dena (2017): Roadmap Power to Gas. Baustein einer Integrierten Energiewende. Berlin: dena. https://www.powertogas.info/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9215_Broschuere_Baustein_einer_Integrierten_Energiewende_Roadmap_Power_to_Gas.pdf (10.05.2021).

dena (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen. Berlin: dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9144_Studie_Potenzialatlas_Power_to_Gas.pdf (08.04.2021).

dena (2015): Systemlösung Power to Gas. Chancen, Herausforderungen und Stellschrauben auf dem Weg zur Marktreife. Berlin: dena. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9096_Fachbroschuere_Systemloesung_Power_to_Gas.pdf (10.05.2021).

Deutsch, M., Thomaßen, G., Langenheld, A. (2019): Dekarbonisierte Wärmenetze – Herausforderungen und Perspektiven. In: Agora Energiewende (Hrsg.): Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019. Berlin: Agora Energiewende, S. 5–9. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (13.04.2021).

Deutscher Bundestag (2021a): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Michael Theurer, Reinhard Houben, Dr. Marcel Klinge, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP. Umsetzung der deutschen und europäischen Wasserstoffstrategien. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 19/27148.

Deutscher Bundestag (2021b): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Torsten Herbst, Frank Sitta, Oliver Luksic, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/25970 – Neuzulassungen von Pkws mit alternativen Antrieben. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 19/26303.

Deutscher Bundestag (2020): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Klimaschutzbericht 2019. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 19/22180. https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/221/1922180.pdf (13.01.2021).

Deutscher Bundestag (2018): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie. Berlin: Deutscher Bundestag. Bundestagsdrucksache 19/6891.

Dieckmann, C., Kaltschmitt, M., Oldenburg, S., Scholwin, F., Edelmann, W. (2016): Biogaserzeugung und -nutzung. In: Kaltschmitt, M., Hartmann, H., Hofbauer, H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. 3., aktualisierte und erw. Aufl. Berlin: Springer Vieweg, S. 1609–1755.

Dincer, I., Acar, C. (2015): Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability. International Journal of Hydrogen Energy 40 (34), S. 11094–11111.

DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.) (2020): Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr. Berlin: NOW GmbH. https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_marktanalyse-schienenverkehr-1.pdf (13.01.2021).

Dorner, U., Liedtke, M. (2016): Mineralische Rohstoffe für die Energiewende. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Commodity TopNews 50. https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Produkte/Downloads/Commodity_Top_News/Rohstoffwirtschaft/50_rohstoffe-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (21.07.2017).

Drünert, S., Neuling, U., Timmerberg, S., Kaltschmitt, M. (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43 (3), S. 173–191.

DUH (Deutsche Umwelthilfe) (2021): Kreislaufwirtschaft in der Solarbranche stärken. Alte Photovoltaik-Module für den Klima- und Ressourcenschutz nutzen. Weißbuch zur Stärkung der Wiederverwendung und des Recyclings von Photovoltaik-Modulen. Radolfzell, Berlin: DUH. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Kreislaufwirtschaft/210310_Wei%C3%9Fbuch_Kreislaufwirtschaft_Solarmodule_st%C3%A4rken_DEU_FINAL.pdf (15.04.2021).

DUH (2020a): Stellungnahme zum Konsultationsdokument zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 der Fernleitungsnetzbetreiber Konsultation durch die Fernleitungsnetzbe-

treiber. Berlin: DUH. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/ecoIT/DUH_Stellungnahme_Konsulationsdokument_NEP_Gas_2020-2030.pdf (27.01.2021).

DUH (2020b): Stellungnahme zur Marktkonsultation Regulierung von Wasserstoffnetzen. Konsultation durch die Bundesnetzagentur. Berlin: DUH. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/200901_DUH_Stellungnahme_BNetzA_Marktkonsultation_H2_final.pdf (27.01.2021).

DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.) (2020a): H2vorOrt. Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Bonn: DVGW. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf (17.03.2021).

DVGW (2020b): Regionale Energiewende mit Wasserstoff vor Ort. Die Gasverteilnetze – jetzt für Wasserstoff und klimaneutrale Gase fit machen. Bonn: DVGW. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-factsheet.pdf (27.01.2021).

E3G (2020): Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020–2030. Stellungnahme zum Entwurf der FNB Gas. Stellungnahme zum Kapitel 2 des Entwurfes zum NEP 2020–2030. London: E3G. https://9tj4025ol53byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/E3G_Stellungnahme_NEP-Gas-2020-2030.pdf (27.01.2021).

EASAC (European Acadamies Science Advisory Council) (2019): Forest bioenergy, carbon capture and storage, and carbon dioxide removal: an update. Halle (Saale): EASAC Secretariat. https://easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/Negative_Carbon/EASAC_Commentary_Forest_Bioenergy_Feb_2019_FINAL.pdf (23.01.2021).

EEA (European Environment Agency) (2021): Greenhouse Gas Inventory Germany 2019. Table 1.A(a) Sectoral Background Data for Energy. Copenhagen: EEA. http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envyd8ltq/DEU_2021_2019_01032021_104013_started.xlsx (10.05.2021).

Eichhammer, W., Oberle, S., Haendel, M., Boie, I., Gnann, T., Wietschel, M., Lux, B. (2019): Study on the opportunities of "Power-to-X" in Morocco. 10 Hypotheses for discussion. Karlsruhe: Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI. http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-5653338.pdf (02.02.2021).

EurActiv (20.11.2020, aktualisiert: 08.12.2020): Taylor, K.: EU-Kommission: Aus Atomkraft produzierter Wasserstoff ist „CO_2-arm". https://www.euractiv.de/section/energie-und-umwelt/news/eu-kommission-aus-atomkraft-produzierter-wasserstoff-ist-co2-arm/ (24.02.2021).

Europäische Kommission (2021): Questions and answers: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe. Brüssel: Europäische Kommission. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/qanda_20_1257/QANDA_20_1257_EN.pdf (10.05.2021).

Europäische Kommission (2020a): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. COM(2020) 301 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2020b): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Widerstandsfähigkeit der EU bei kritischen Rohstoffen: Einen Pfad hin zu größerer Sicherheit und Nachhaltigkeit abstecken. COM(2020) 474 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Europäische Kommission (2020c): Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr.347/2013. COM(2020) 824 final. Brüssel: Europäische Kommission.

Fasihi, M., Efimova, O., Breyer, C. (2019): Techno-economic assessment of CO_2 direct air capture plants. Journal of Cleaner Production 224, S. 957–980.

FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.) (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020–2030. München: FfE. https://www.ffegmbh.de/attachments/article/870/Studie%20zur%20Regionalisierung%20von%20PtG%20Leistungen.pdf (27.01.2021).

Fischedick, M. (2019): Die Rolle von Erdgas(import-)infrastrukturen für zukunftsfähige Energiesysteme. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 69 (1–2), S. 45–50.

FNB Gas (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas) (2020a): Erläuterungen zur Karte des „visionären" Wasserstoffnetzes (H2-Netz). Berlin: FNB Gas. https://www.fnb-gas.de/media/erlaeuterungen_zur_visionaeren_h2-karte.pdf (27.01.2021).

FNB Gas (2020b): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Entwurf. Berlin: FNB Gas. https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_nep_entwurf_de.pdf (27.01.2021).

FNB Gas, BDI (Bundesverband der deutschen Industrie e. V.), BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), VIK (Verband der industriellen Industrie- und Kraftwirtschaft e. V.), DIHK (Deutscher Industrie- und Handelskammertag) (2020): Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt. Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze. Position. Berlin: FNB Gas, BDI, BDEW, VIK, DIHK. https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_bdi_bdew_vik_dihk_auf_dem_weg_zu_einem_wettbewerblichen_wasserstoffmarkt_april_2020_final.pdf (27.01.2021).

Frontier Economics (2020): Der Effizienzbegriff in der klimapolitischen Debatte zum Straßenverkehr. Ein gesamtheitlicher Ansatz für die Effizienzbewertung von Technologien. London: Frontier Economics. https://www.frontier-economics.com/media/4297/rpt-frontier-uniti_mwv_effizienz-antriebssysteme_26-10-2020-stc.pdf (03.03.2021).

Gasnetz Hamburg (o. J.): HH-WIN: Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz. Hamburg: Gasnetz Hamburg. https://www.gasnetz-hamburg.de/ueber-gasnetz-hamburg/innovationen/hh-win (27.01.2021).

Gasparatos, A., Doll, C. N. H., Esteban, M., Ahmed, A., Olang, T. A. (2017): Renewable energy and biodiversity: Implications for transitioning to a Green Economy. Renewable and Sustainable Energy Reviews 70, S. 161–184.

Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., Kemmler, A., Wünsch, M. (2018): Klimapfade für Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) durch The Boston Consulting Group (BCG) und Prognos. München, Hamburg, Berlin, Basel: The Boston Consulting Group, Prognos AG. https://e.issuu.com/embed.html#2902526/57478058 (21.01.2021).

Geres, R., Kohn, A., Lenz, S., Ausfelder, F., Bazzanella, A. M., Möller, A. (2019): Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. München, Frankfurt am Main: FutureCamp Climate, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf (09.04.2021).

Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., Kneiske, T. (2020): Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Studie zum Einsatz von H_2 im zukünftigen Energiesystem unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudewärmeversorgung. Kassel: Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE. https://s.fhg.de/GV4 (27.01.2021).

Gerhardt, N., Sandau, F., Scholz, A., Hahn, H., Schumacher, P., Sager, C., Bergk, F., Kämper, C., Knörr, W., Kräck, J., Lambrecht, U., Antoni, O., Hilpert, J., Merke, K., Müller, T. (2015): Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr. Analyse der Interatkion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung. Endbericht. Kassel, Heidelberg, Würzburg: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, Fraunhofer-Institut für Bauphysik IBP, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung, Stiftung Umweltenergierecht. https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf (13.04.2021).

Giddey, S., Badwal, S. P. S., Munnings, C., Dolan, M. (2017): Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. ACS Sustainable Chemistry & Engineering 5 (11), S. 10231–10239.

Global CCS Institute (2020): The Global Status of CCS. Melbourne: Global CCS Institute. https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/download/ (25.02.2021).

Göckeler, K., Hacker, F., Mottschall, M., Blanck, R., Görz, W., Kasten, P., Bernecker, T., Heinzelmann, J. (2020): Status quo und Perspektiven alternativer Antriebstechnologien für den schweren Straßengüterverkehr. Erster Teilbericht des Forschungs- und Dialogvorhabens „StratES: Strategie für die Elektrifizierung des Straßengüterverkehr“. Berlin, Heilbronn: Öko-Institut e. V., Hochschule Heilbronn. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/StratES-Teilbericht1-Marktanalyse.pdf (13.01.2021).

Grams, C. M., Beerli, R., Pfenninger, Staffell, I., Wernli, H. (2017): Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. Nature Climate Change 7 (8), S. 557–562.

Günther, D., Wapler, J., Langner, R., Helmling, S., Miara, M., Fischer, D., Zimmermann, D., Wolf, T., Wille-Hausmann, B. (2020): WPsmart im Bestand. Felduntersuchung optimal abgestimmter Wärmepumpenheizungssysteme in Bestandsgebäuden beim Betrieb im konventionellen sowie im intelligenten Stromnetz (Smart Grid). Version 2.1. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/downloads/pdf/Forschungsprojekte/BMWi-03ET1272A-WPsmart_im_Bestand-Schlussbericht.pdf (17.03.2021).

Hainsch, K., Göke, L., Kemfert, C., Oei, P.-Y., Hirschhausen, C. von (2020): European Green Deal: Mit ambitionierten Klimaschutzzielen und erneuerbaren Energien aus der Wirtschaftskrise. DIW Wochenbericht 87 (28), S. 499–506.

Hall, D., Lutsey, N. (2019): Estimating the infrastructure needs and costs for the launch of zero-emission trucks. Beijing, Berlin, Brussels, San Francisco, Washington: International Council on Clean Transportation. White Paper. https://theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV_HDVs_Infrastructure_20190809.pdf (13.01.2021).

Harthan, R. O., Repenning, J., Blanck, R., Böttcher, H., Bürger, V., Cook, V., Emele, L., Görz, W. K., Hennenberg, K., Jörß, W., Ludig, S., Matthes, F. C., Mendelevitch, R., Moosmann, L., Scheffler, M., Wiegmann, K., Brugger, H., Fleiter, T., Mandel, T., Rehfeldt, M., Steinbach, J. (2020): Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenarien IX")". Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Climate Change 33/2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf (13.01.2021).

Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., Jahn, M., Müller, N., Pfeifer, T., Plötz, P., Ranzmeyer, O., Schaadt, A., Sensfuß, F., Smolinka, T., Wietschel, M. (2019): Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland. Karlsruhe, Freiburg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf (26.01.2021).

Heinemann, C., Kasten, P., Bauknecht, D., Bracker, J. F., Bürger, V., Emele, L., Hesse, T., Kühnel, S., Seebach, D., Timpe, C. (2019): Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland. Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Freiburg, Berlin, Darmstadt: Öko-Institut e. V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf (13.01.2021).

Heinemann, N., Alcalde, J., Miocic, J. M., Hangx, S. J. T., Kallmeyer, J., Ostertag-Henning, C., Hassanpouryouzband, A., Thaysen, E. M., Strobel, G. J., Schmidt-Hattenberger, C., Edlmann, K., Wilkinson, M., Bentham, M., Haszeldine, R. S., Carbonellband, R., Rudlofff, A. (2021): Enabling large-scale hydrogen storage in porousmedia – the scientific challenges. Energy & Environmental Science 14 (2), S. 853–864.

Hennenberg, K. J., Böttcher, H., Bradshaw, C. J. A. (2018): Revised European Union renewable-energy policies erode nature protection. Nature Ecology & Evolution 2 (10), S. 1519–1520.

Hennenberg, K. J., Wiegmann, K., Fehrenbach, H., Detzel, A., Köppen, S., Schlecht, S. (2019): Implementierung von Nachhaltigkeitskriterien für die stoffliche Nutzung von Biomasse im Rahmen des Blauen Engel. Teil 1: Machbarkeitsstudie zu übergreifenden Aspekten – Stoffliche Nutzung von Biomasse. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 87/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-19_texte_87-2019_be_biomassenutzung_uebergreifende-aspekte.pdf (08.04.2021).

Holz, F., Kemfert, C. (2021): Die kurz- und langfristige Bedarfsentwicklung im deutschen und europäischen Erdgasmarkt: Stellungnahme zur Fertigstellung und Inbetriebnahme des Nord Stream 2 Pipeline-Projekts. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Politikberatung kompakt 162. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.808627.de/diwkompakt_2021-162.pdf (27.01.2021).

Holz, F., Kemfert, C. (2020): Neue Gaspipelines und Flüssiggas-Terminals sind in Europa überflüssig. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. DIW aktuell 50/2020. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.793681.de/diw_aktuell_50.pdf (27.01.2021).

Holz, F., Richter, P. M., Egging, R. (2016): The Role of Natural Gas in a Low-Carbon Europe: Infrastructure and Supply Security. The Energy Journal 37 (SI3), S. 33–59.

Horng, P., Kalis, M. (2020): Wasserstoff – Farbenlehre. Rechtswissenschaftliche und rechtspolitische Kurzstudie. Berlin, Greifswald, Stuttgart: IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2021/01/IKEM_Kurzstudie_Wasserstoff_Farbenlehre.pdf (18.02.2021).

Huckestein, B. (2020): Praxisbeispiel aus der chemischen Industrie. Vortrag, 1. Lausitzer Fachkonferenz „Klimaneutrale Industrie – Dekarbonisierung durch Prozessinnovationen und integrierte Energieinfrastrukturen", 12.11.2020, Cottbus.

Hydrogen Council (2021): Hydrogen Insights. A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Brussels: Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021.pdf (26.05.2021).

Hydrogen Council (2020): Path to hydrogen competitiveness. A cost perspective. Brussels: Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf (29.01.2021).

Hydrogen Council (2017): Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition. Brussels:

Hydrogen Council. https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf (29.01.2021).

Ibisch, P. L., Welle, T., Blumröder, J. S., Sommer, J. (2020): Wälder sind Kohlenstoffspeicher. Holzverbrennung ist nicht klimaneutral. Hintergrundpapier anlässlich des Filmbeitrags „Klimaschutz auf dem Holzweg Wird unser Wald verheizt?“ von Güven Purtul (Frontal 21, ZDF). Eberswalde, Lübeck, Berlin: Centre for Econics and Ecosystem Management – Hochschule für Nachhaltige Entwicklung, Naturwald Akademie, Deutsche Umweltstiftung. https://www.wohllebenswaldakademie.de/media/65e47222-5cfa-49b7-9f3f-a2634a044bbe.pdf (23.02.2021).

IEA (International Energy Agency) (2021): Tunisia. Paris: IEA. https://www.iea.org/countries/tunisia (12.04.2021).

IEA (2020): Renewables 2020. Analysis and forecast to 2025. Paris: IEA. https://www.oecd-ilibrary.org/deliver/c74616c1-en.pdf?itemId=%2Fcontent%2Fpublication%2Fc74616c1-en&mimeType=pdf (21.01.2021).

IEA (2019): The Future of Hydrogen. Seizing today's opportunities. Rev. version. Paris: IEA.

IEA (2015): Technology Roadmap. Hydrogen and Fuel Cells. Paris: IEA.

IEA Hydrogen (International Energy Agency Hydrogen Technology Collaboration Programme) (2018): IEA Hydrogen Task 36. Life Cycle Sustainability Assessment of Hydrogen Energy Systems – Final Report. Bethesda, MD: Hydrogen Technology Collaboration Programme Secretariat.

IEAGHG (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) (2017): Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Plant with CCS. Cheltenham: IEA Greenhouse Gas R&D Programme. IEAGHG Technical Report 2017-02. https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf (23.02.2021).

ifeu (Institut für Energie und Umweltforschung), Fraunhofer IEE (Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik), Consentec (2018): Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung. Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec. Studie. Berlin: Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Heat_System_Benefit/143_Heat_System_benefits_WEB.pdf (28.01.2021).

IG BCE (Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie), VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.) (2020): Gemeinsame Strategie von IG BCE und VCI zu einer Wasserstoffwirtschaft. Hannover, Frankfurt am Main: IG BCE, VCI. https://www.vci.de/vci/downloads-vci/2020-09-29-ig-bce-vci-h2-strategie-final.pdf (08.04.2021).

IN4climate.NRW (o. J.): LEILAC by Calix. Gelsenkirchen: IN4climate.NRW. https://www.in4climate.nrw/best-practice/2020/leilac-by-calix/ (09.04.2021).

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2019a): Global energy transformation: A roadmap to 2050. 2019 ed. Abu Dhabi: IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2019.pdf (29.01.2021).

IRENA (2019b): Hydrogen: A renewable energy perspective. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting in Tokyo, Japan. Abu Dhabi: IRENA. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf (09.04.2021).

IRENA (2018): Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition. Abu Dhabi: IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf (09.04.2021).

Jacobson, M. Z. (2021): 100% clean, renewable energy and storage for everything. Cambridge: Cambridge University Press.

Jensterle, M., Narita, J., Piria, R., Schröder, J., Steinbacher, K., Wahabzada, F., Zeller, T., Crone, K., Löchle, S. (2020): Grüner Wasserstoff: Internationale Kooperationspotenziale für Deutschland. Kurzanalyse zu ausgewählten Aspekten potenzieller Nicht-EU-Partnerländer. Berlin: adelphi consult GmbH, Deutsche Energie-Agentur GmbH, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, Navigant. https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Gr%C3%BCner%20Wasserstoff_Internationale%20Kooperationspotenziale%20f%C3%BCr%20Deutschland_finale%20Version.pdf (02.02.2021).

Jin, Y., Behrens, P., Tukker, A., Scherer, L. (2019): Water use of electricity technologies: A global meta-analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews 115, Art. 109391. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119305994/pdfft?md5=daed7b7a475d98eeb0caaf57da1ac70f&pid=1-s2.0-S1364032119305994-main.pdf (12.04.2021).

Jöhrens, J., Helms, H. (2020): Roadmap für die Einführung eines Oberleitungs-Lkw-Systems in Deutschland. Heidelberg: Institut für Energie und Umweltforschung. https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/2020-08-05-Roadmap-OH-Lkw-web.pdf (02.03.2021).

Jugel, C., Bamberg, C., Edel, M., Gründig, D., Massow, C., Müller, M., Schenkluhn, M., Siegemund, S., Seidl, H., Uhlig, J., Hobohm, J., Lübbers, S., Seefeldt, F., Thamling, N., Petersdorff, C., Bettgenhäuser, K., Grözinger, J. (2019): Dialogprozess Gas 2030. Hintergrundpapier. Berlin u. a.: Deutsche Energie-Agentur, Prognos AG, Navigant Consulting, PricewaterhouseCoopers. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Hintergrundpapier_Dialogprozess_Gas_2030.pdf (17.03.2021).

Kalis, M. (2020): Rechtsrahmen für Wasserstoffnetze. Anpassungsvorschläge für die Kooperationsvereinbarung Gas. Im Auftrag der GASCADE Gastransport GmbH, Nowega GmbH, RWE Generation SE und Uniper SE. Berlin, Greifswald, Stuttgart: Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V. https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2020/11/20201104_IKEM_Rechtsrahmen_Wasserstoff_KoV.pdf (27.01.2021).

Kalis, M., Langenhorst, T. (2020): Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien für Wasserstoff. Zeitschrift für Neues Energierecht 24 (2), S. 72–77.

Kasten, P. (2020): E-Fuels im Verkehrssektor. Kurzstudie über den Stand des Wissens und die mögliche Bedeutung von E-Fuels für den Klimaschutz im Verkehrssektor. Freiburg, Berlin, Darmstadt: Öko-Institut e. V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/E-Fuels-im-Verkehrssektor-Hintergrundbericht.pdf (13.01.2021).

Kasten, P., Heinemann, C. (2019): Kein Selbstläufer: Klimaschutz und Nachhaltigkeit durch PtX. Diskussion der Anforderungen und erste Ansätze für Nachweiskriterien für eine klimafreundliche und nachhaltige Produktion von PtX-Stoffen. Impulspapier im Auftrag des BUND im Rahmen des Kopernikus-Vorhabens „P2X“. Freiburg, Berlin, Darmstadt: Öko-Institut e. V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Impulspapier-soz-oek-Kriterien-e-fuels.pdf (27.01.2021).

KEI (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien) (o. J.): Klimaschutz in der Industrie. Cottbus: KEI. https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/klimaschutz-in-der-industrie/ (08.04.2021).

Kemfert, C., Elmer, C.-F., Dross, M. (2017): Grenzen der Technologieneutralität. Infrastrukturförderung als notwendiger Pull für den Übergang zur Elektromobilität. Zeitschrift für Politikwissenschaft 27 (4), S. 483–491.

Kholodilin, K., Mense, A., Michelsen, C. (2016): Marktwert der Energieeffizienz: Deutliche Unterschiede zwischen Miet- und Eigentumswohnungen. 28. Berlin: DIW. DIW Wochenbericht 83. https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.538386.de/16-28-3.pdf (14.05.2021).

Kiemel, S., Smolinka, T., Lehner, F., Full, J., Sauer, A., Miehe, R. (2021): Critical materials for water electrolysers at the example of the energy transition in Germany. International Journal of Energy Research. 45 (7), S. 9914–9935.

Kingdom of Belgium, Republic of Bulgaria, Czech Republic, Kingdom of Denmark, Federal Republic of Germany, Republic of Estonia, Hellenic Republic, Kingdom of Spain, French Republic, Republic of Croatia, Italian Republic, Grand Duchy of Luxembourg, Republic of Hungary, Kingdom of the Netherlands, Kingdom of Norway, Republic of Austria, Republic of Poland, Portuguese Republic, Romania, Republic of Slovenia, Slovak Republic, Republic of Finland, Kingdom of Sweden (2020): Manifesto for the development of a European “Hydrogen Technologies and Systems” value chain. o. O. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/manifesto-for-development-of-european-hydrogen-technologies-systems-value-chain.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (03.03.2021).

Kirchner, A., Auf der Maur, A., Straßburg, S., Gebert, P., Jentzsch, A., Burchardt, J., Meiler, M. (2019): Analyse Klimapfade Verkehr 2030. Berlin: The Boston Consulting Group, Prognos AG. https://www.prognos.com/de/projekt/klimapfade-verkehr-2030 (14.04.2021).

Klepper, G., Thrän, D. (2019): Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale – Technologien – Zielkonflikte. München, Halle (Saale), Mainz: acatech, Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina, Union der Akademien der Wissenschaften. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2019/02/ESYS_Analyse_Biomasse.pdf (18.02.2021).

Kluschke, P., Gnann, T., Plötz, P., Wietschel, M. (2019): Market diffusion of alternative fuels and powertrains in heavy-duty vehicles: A literature review. Energy Reports 5, S. 1010–1024.

Koj, J. C., Wulf, C., Zapp, P. (2019): Environmental impacts of power-to-X systems – A review of technological and methodological choices in Life Cycle Assessments. Renewable and Sustainable Energy Reviews 112, S. 865–879.

Kuang, Y., Kenney, M. J., Meng, Y., Hung, W.-H., Liu, Y., Huang, J. E., Prasanna, R., Li, P., Li, Y., Wang, L., Lin, M.-C., McGehee, M. D., Sun, X., Dai, H. (2019): Solar-driven, highly sustained splitting of seawater into hydrogen and oxygen fuels. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America 116 (14), S. 6624–6629.

Lee, D. S., Fahey, D. W., Skowron, A., Allen, M. R., Burkhardt, U., Chen, Q., Doherty, S. J., Freeman, S., Forster, P. M., Fuglestvedt, J., Gettelman, A., León, R. R. D., Lim, L. L.,

Lund, M. T., Millar, R. J., Owen, B., Penner, J. E., Pitari, G., Prather, M. J., Sausen, R., Wilcox, L. J. (2021): The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018. Atmospheric Environment 244, Art. 117834. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231020305689/pdfft?md5=12f275573a850a61b17ff05d35d4b91f&pid=1-s2.0-S1352231020305689-main.pdf (12.05.2021).

Lehr, U., Lutz, C., Ulrich, P. (2013): Gesamtwirtschaftliche Wirkungen von Klimaschutzmaßnahmen und -instrumenten. Ökonomische Analyse der Politikszenarien für den Klimaschutz VI. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Climate Change 21/2013. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_21_2013_gesamtwirtschaftliche_wirkungen_von_klimaschutzmassnahmen_und_-instrumenten_0.pdf (03.03.2021).

Liebich, A., Fröhlich, T., Münter, D., Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S., Dünnebeil, F., Knörr, W., Biemann, K., Simon, S., Maier, S., Albrecht, F., Pregger, T., Schillings, C., Moser, M., Reißner, R., Hosseiny, S., Jungmeier, G., Beermann, M., Frieden, D., Bird, N. (2020): Detailanalysen zum Systemvergleich speicherbarer Energieträger aus erneuerbaren Energien. Anhang zum Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 68/2020-Anhang. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_2020_68_anhang_detailanalysen_zum_systemvergleich_speicherbarer_energietraeger_aus_erneuerbaren_energien.pdf (10.05.2021).

Lobig, A., Liedtke, G., Knörr, W. (2017): Beitrag des Schienengüterverkehrs zur Energiewende. Ergebnisse einer Studie zu Verlagerungspotenzialen auf den Schienengüterverkehr in Deutschland. Internationales Verkehrswesen 69 (2), S. 48–52.

Local Energy Consulting (2020): Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für eine umfassende Akzeptanzpolitik. Impuls im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin: Agora Energiewende. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiewende_WEB.pdf (10.05.2021).

López Prol, J., Schill, W.-P. (2020): The Economics of Variable Renewables and Electricity Storage. Graz, Berlin: Wegener Center for Climate and Global Change, German Institute for Economic Research. https://arxiv.org/pdf/2012.15371 (17.03.2021).

Löschel, A., Grimm, V., Lenz, B., Staiß, F. (2021): Stellungnahme zum achten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für die Berichtsjahre 2018 und 2019. Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Berlin, Münster, Nürnberg, Stuttgart: Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/stellungnahme-der-expertenkommission-zum-achten-monitoring-bericht.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (14.04.2021).

Maaß, C. (2020): Wärmeplanung: Grundlagen einer neuen Fachplanung. Zeitschrift für Umweltrecht 31 (1), S. 22–31.

Maaß, C., Möhring, P., Purkus, A., Sandrock, M., Freiberger, L., Kleinertz, B. (2021): Grüne Fernwärme für Deutschland – Potentiale, Kosten, Umsetzung. Kurzstudie im Auftrag des BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Hamburg, München: HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. https://www.bdew.de/media/original_images/200-bericht-kurzstudie-grune-fernwarme.pdf (13.04.2021).

Maaß, C., Pehnt, M. (2019): Neue politische Instrumente zur Dekarbonisierung der Fernwärme. In: Agora Energiewende (Hrsg.): Wie werden Wärmenetze grün? Dokumentation zur Diskussionsveranstaltung am 21. Mai 2019 auf den Berliner Energietagen 2019. Berlin: Agora Energiewende, S. 21–27. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf (13.04.2021).

Mai-Moulin, T., Hoefnagels, R., Grundmann, P., Junginger, M. (2021): Effective sustainability criteria for bioenergy: Towards the implementation of the european renewable directive II. Renewable and Sustainable Energy Reviews 138, Art. 110645. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120309291/pdfft?md5=e2d2eda8321e210dd2ef79487916eab9&pid=1-s2.0-S1364032120309291-main.pdf (12.04.2021).

Maier, M. (2019): Die neue Gaswelt – Perspektiven für eine effiziente und grüne Gasversorgung. Eine Studie der Agentur für Erneuerbare Energien. Berlin: Agentur für Erneuerbare Energien e. V. https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/publikationen/die-neue-gaswelt-perspektiven-fuer-eine-effiziente-und-gruene-gasversorgung (17.03.2021).

Malins, C. (2017): What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future? o. O.: Cerulogy. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2017_11_Cerulogy_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf (26.02.2021).

Mantau, U., Döring, P., Weimar, H., Glasenapp, S. (2018): Rohstoffmonitoring Holz. Mengenmäßige Erfassung und Bilanzierung der Holzverwendung in Deutschland. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe 38. https://www.fnr.de/

fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Rohstoffmonitoring_SR38_Final_Web_20180612.pdf (10.05.2021).

Markiewicz, M., Zhang, Y.-Q., Empl, M. T., Lykaki, M., Thöming, J., Steinberg, P., Stolte, S. (2019): Hazard assessment of quinaldine-, alkylcarbazole-, benzene- and toluene-based liquid organic hydrogen carrier (LOHCs) systems. Energy & Environmental Science 12 (1), S. 366–383.

Material Economics Sverige AB (2019): Industrial Transformation 2050 – Pathways to Net-Zero Emissions from EU Heavy Industry. Stockholm: Material Economics Sverige AB. https://materialeconomics.com/material-economics-industrial-transformation-2050.pdf?cms_fileid=303ee49891120acc9ea3d13bbd498d13 (27.08.2019).

Matthes, F. C., Heinemann, C., Hesse, T., Kasten, P., Mendelevitch, R., Seebach, D., Timpe, C. (2020a): Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe. Eine Überblicksuntersuchung. Berlin, Freiburg, Darmstadt: Öko-Institut e. V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf (16.12.2020).

Matthes, F. C., Kasten, P., Heinemann, C. (2020b): Wasserstoff und strombasierte Kraftstoffe. Fragen und Antworten. Berlin: Öko-Institut e. V. https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/FAQ-Wasserstoff-PtX-Oeko-Institut.pdf (26.02.2021).

McKinsey & Company (2020): Hydrogen-powered aviation. A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. Luxembourg: Luxembourg: Publications Office of the European Union. https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/55fe3eb1-cc8a-11ea-adf7-01aa75ed71a1/language-en (02.03.2021).

Mehmeti, A., Angelis-Dimakis, A., Arampatzis, G., McPhail, S. J., Ulgiati, S. (2018): Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies. Environments 5 (2), Art. 24. https://www.mdpi.com/2076-3298/5/2/24/pdf (26.01.2021).

Merten, F., Scholz, A., Krüger, C., Heck, S., Girard, Y., Mecke, M., Goerge, M. (2020): Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. Wuppertal, Berlin: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, DIW Econ. https://www.wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf (26.01.2021).

Moradi, R., Groth, K. M. (2019): Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. International Journal of Hydrogen Energy 44 (23), S. 12254–12269.

Moultak, M., Lutsey, N., Hall, D. (2017): Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles. Beijing, Berlin, Brussels, San Francisco, Washington: International Council on Clean Transportation. White Paper. https://theicct.org/publications/transitioning-zero-emission-heavy-duty-freight-vehicles (13.01.2021).

Müller, A. (2017): Wissenschaftliche Bewertung von alternativen, emissionsarmen Antriebskonzepten für den bayerischen SPNV. Bericht. Dresden: Technische Universität Dresden, Fakultät Verkehrswissenschaften, Institut für Bahnfahrzeuge und Bahntechnik, Professur für Elektrische Bahnen.

MWIDE NRW (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen) (2020): Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf: MWIDE NRW. https://broschuerenservice.land.nrw/files/5/d/5d2748f42f6b926ea2f21b529b968a47.pdf (27.01.2021).

Myhre, G., Shindell, D., Bréon, F.-M., Collins, W., Fuglestvedt, J., Huang, J., Koch, D., Lamarque, J.-F., Lee, D., Mendoza, B., Nakajima, T., Robock, A., Stephens, G., Takemura, T., Zhang, H. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (Hrsg.): Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment. Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, New York: Cambridge University Press, S. 659–740.

Neumann, A., Göke, L., Holz, F., Kemfert, C., Hirschhausen, C. von (2018): Erdgasversorgung: Weitere Ostsee-Pipeline ist überflüssig. DIW Wochenbericht 85 (27), S. 589–597.

Nikolaidis, P., Poullikkas, A. (2017): A comparative overview of hydrogen production processes. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67, S. 597–611.

NPM AG 1 (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – Arbeitsgruppe 1) (2020a): Werkstattbericht Alternative Kraftstoffe. Klimawirkungen und Wege zum Einsatz alternativer Kraftstoffe. Berlin: NPM AG 1 „Klimaschutz im Verkehr“. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_AK.pdf. (02.03.2021).

NPM AG 1 (2020b): Werkstattbericht Antriebswechsel Nutzfahrzeuge – Wege zur Dekarbonisierung schwerer Lkw mit Fokus der Elektrifizierung. Berlin: NPM AG 1 „Klimaschutz im Verkehr“. https://www.plattform-zukunft-

mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG1_Werkstattbericht_Nfz.pdf (02.03.2021).

NPM AG 2 (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – Arbeitsgruppe 2) (2019): Elektromobilität. Brennstoffzelle. Alternative Kraftstoffe – Einsatzmöglichkeiten aus technologischer Sicht. 1. Kurzbericht der AG 2. Berlin: NPM AG 2 „Alternative Antriebe und Kraftstoffe für nachhaltige Mobilität". https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/11/NPM-AG-2-Elektromobilit%C3%A4t-Brennstoffzelle-Alternative-Kraftstoffe-Einsatzm%C3%B6glichkeiten-aus-technologischer-Sicht.pdf (02.03.2021).

Oei, P.-Y., Hainsch, K., Löffler, K., Hirschhausen, C. von, Holz, F., Kemfert, C. (2019): Neues Klima für Europa: Klimaschutzziele für 2030 sollten angehoben werden. DIW Wochenbericht 86 (41), S. 753–760.

Ohlendorf, N., Schill, W.-P. (2020): Frequency and Duration of Low-Wind-Power Events in Germany. Environmental Research Letters 15 (8), Art. 084045. https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ab91e9/pdf (27.01.2021).

Peng, G. S., Hou, C.-Y., Rife, D., Dattore, R. (2014): NCAR Global Climate Four-Dimensional Data Assimilation (CFDDA) Hourly 40 km Reanalysis: a high-resolution dynamically downscaled climatography. Boulder, Colo.: Natonal Center for Atmospheric Research. https://rda.ucar.edu/presents/Peng_CFDDA_AGU2014.pdf (29.01.2021).

Pfluger, B., Tersteegen, B., Franke, B. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050. Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung.

Pflugmann, F., De Blasio, N. (2020): Geopolitical and Market Implications of Renewable Hydrogen. New Dependencies in a Low-Carbon Energy World. Cambridge, Mass.: Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School. https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/Geopolitical%20and%20Market%20Implications%20of%20Renewable%20Hydrogen.pdf (26.01.2021).

Pimentel da Silva, G. D., Branco, D. A. C. (2018): Is floating photovoltaic better than conventional photovoltaic? Assessing environmental impacts. Impact Assessment and Project Appraisal 36 (5), S. 390–400.

Piria, R., Teichmann, F., Honnen, J., Eckardt, J. (2021): Wasserstoff in den USA. Potenziale, Diskurs, Politik und transatlantische Kooperation. Studie. Berlin: adelphi. https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Wasserstoff%20in%20den%20USA_adelphi%20Studie.pdf (02.02.2021).

Prognos AG (2020): Kosten und Transformationspfade für strombasierte Energieträger. Endbericht zum Projekt „Transformationspfade und regulatorischer Rahmen für synthetische Brennstoffe". Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Basel: Prognos AG. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Studien/transformationspfade-fuer-strombasierte-energietraeger.pdf?__blob=publicationFile (01.02.2021).

Prognos AG, Öko-Institut, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (2020): Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Zusammenfassung. Im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität. Berlin: Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität. https://static.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2020/KNDE2050/A-EW_192_KNDE_Zusammenfassung_DE_WEB.pdf. (04.11.2020).

Reiter, G., Lindorfer, J. (2015): Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology. The International Journal of Life Cycle Assessment 20, S. 477–489.

Renewables.ninja (o. J.): Renewables.ninja. London: Renewables.ninja. https://www.renewables.ninja/ (29.01.2021).

Reuß, M., Grube, T., Robinius, M., Preuster, P., Wasserscheid, P., Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. Applied Energy 200, S. 290–302.

Ricardo Energy & Environment (2020): Determining the environmental impacts of conventional and alternatively fuelled vehicles through LCA. Final Report for the European Commission, DG Climate Action. Guildford: Ricardo Energy & Environment. ED11344 – Issue Number 3. https://op.europa.eu/de/publication-detail/-/publication/1f494180-bc0e-11ea-811c-01aa75ed71a1 (26.01.2021).

Robinius, M., Markewitz, P., Cerniauskas, S., Linßen, J., Grube, T., Stolten, D. (2020a): Stellungnahme zur Wasserstoffstrategie der Bundesregierung. Jülich: Forschungszentrum Jülich. https://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Meldungen/PORTAL/DE/2020/2020-07-20-stellungnahme-wasserstoff.html (27.01.2021).

Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P.-M., Syranidis, K., Cerniauskas, S., Schöb, T., Reuß, M., Ryberg, S., Kotzur, L., Caglayan, D., Welder, L., Linßen, J., Grube, T., Heinrichs, H., Stenzel, P., Stolten, D. (2020b): Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050. Jülich: Forschungszentrum Jülich. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Energie & Umwelt 499. https://juser.fz-juelich.de/record/877960/files/Energie_Umwelt_499.pdf?version=1 (26.01.2021).

Roeb, M., Brendelberger, S., Rosenstiel, A., Agrafiotis, C., Monnerie, N., Budama, V., Jacobs, N. (2020): Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende. Teil 1: Technologien und Perspektiven für eine nachhaltige und ökonomische Wasserstoffversorgung. Köln: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. https://www.dlr.de/content/en/downloads/2020/hydrogen-research-study-part-1.html (16.12.2020).

Rose, P., Wietschel, M., Gnann, T. (2020): Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen? Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Working Paper Sustainability and Innovation S 09/2020. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2020/WP-09-2020_Wasserstoff-Tankstellen_Wi-Gnt-rose.pdf (13.01.2021).

Ruhnau, O., Hirth, L., Praktiknjo, A. (2020): Heating with wind: Economics of heat pumps and variable renewables. Energy Economics 92, Art. 104967. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320303078/pdfft?md5=9f7e7b7b4c2f9546b138fc522b7ff64d&pid=1-s2.0-S0140988320303078-main.pdf (28.01.2021).

Sadaqi, D. (2021): Kontakt zu deutscher Botschaft offenbar gekappt. Stand: 02.03.2021 11:47 Uhr. Hamburg: tagesschau.de. https://www.tagesschau.de/ausland/marokko-deutsche-botschaft-abbruch-101.html (14.05.2021).

Sailer, K., Matosic, M., Reinholz, T., Königsberger, S., Wolf, A., Keuschnig, F., Verwimp, K., Maggioni, L., Pieroni, C., Majer, S., Decorte, M., Pflueger, S., Rehtla, K.-L., Bjerg, J., Edel, M., Belin, F., Virolainen-Hynnä, A., Focroul, D., Lapidaire, L., Mariusse, C., Fernández, D., Jesse Scharf, McCarthy, P. J., Tiktak, R., Schmid, M. (2021): D4.1 Guidelines for the Verification of Cross-Sectoral Concepts. o. O.: REGATRACE. https://www.regatrace.eu/wp-content/uploads/2021/02/REGATRACE-D4.1.pdf (12.04.2021).

Sandrock, M., Maaß, C., Weisleder, S., Baisch, C., Löschan, G., Kreuter, H., Reyer, D., Mangold, D., Riegger, M., Köhler, C. (2020): Ein neuer Weg zu effizienten Wärmenetzen mit Niedertemperaturwärmeströmen. Ein Leitfaden für Kommunen. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/sandrock_et_al._2020_niedertemperaturwaerme-kommunenleitfaden_barrierefrei.pdf (17.03.2021).

Schill, W.-P., Diekmann, J., Zerrahn, A. (2015): Stromspeicher: Eine wichtige Option für die Energiewende. DIW Wochenbericht 82 (10), S. 195–205.

Schill, W.-P., Zerrahn, A. (2018): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Results and sensitivities. Renewable and Sustainable Energy Reviews 83, S. 156–171.

Schlachtberger, D. P., Brown, T., Schramm, S., Greiner, M. (2017): The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network. Energy 134, S. 469–481.

Schropp, E., Naumann, G., Gaderer, M. (2021): Life Cycle Assessment of a Polymer Electrolyte Membrane Water Electrolysis. In: Albrecht, S., Fischer, M., Leistner, P., Schebek, L. (Hrsg.): Progress in Life Cycle Assessment 2019. Cham: Springer International Publishing, S. 53–66.

Schulte, S., Lencz, D., Schlund, D., Baumgart, M., Berger, F., Mansius, F. (2020): Der Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze. Eine ökonomische und rechtliche Einordnung vor dem Hintergrund des angestrebten Markthochlaufs. Köln: Energiewirtschaftliches Institut an der Universtität zu Köln. EWI EWIR Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/11/EWI-EWIR-Policy-Brief-H2-Netzregulierung-20201102.pdf (03.03.2021).

Schulte, S., Schlund, D. (2020): Hintergrund Nationale Wasserstoffstrategie. Technologieneutralität ermöglicht Markthochlauf und langfristige kosteneffiziente Versorgung. Köln: EWI. EWI Policy Brief. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/05/EWI_Policy_Brief_Wasserstoffstrategie_20200519.pdf (14.05.2021).

Shi, X., Liao, X., Li, Y. (2020): Quantification of fresh water consumption and scarcity footprints of hydrogen from water electrolysis: A methodology framework. Renewable Energy 154, S. 786–796.

Siemens AG (2020): Hydrogen power with Siemens gas turbines. Reliable carbon-free power with flexibility. White paper. Erlangen, Houston: Siemens AG. https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:ddb422e8-3079-452b-a6bd-0f662e1f9309/version:1596631992/hydrogen-capabilitesgt-april-2020.pdf (09.04.2021).

Singhal, P., Stede, J. (2019): Wärmemonitor 2018: Steigender Heizenergiebedarf, Sanierungsrate sollte höher sein. DIW Wochenbericht 88 (36), S. 619–628.

Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., Palzer, A., Lehner, F., Jansen, M., Kiemel, S., Miehe, R., Wahren, S., Zimmermann, F. (2018): Studie IndWEDe – Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme. Berlin: Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie. https://www.dwv-info.de/wp-content/uploads/2019/06/NOW-Elektrolysestudie-2018.pdf (26.02.2021).

Specht, M., Bandi, A. (1999): Der „Methanol-Kreislauf" – nachhaltige Bereitstellung flüssiger Kraftstoffe. In: FVS (ForschungsVerbund Sonnenenergie) (Hrsg.): Forschungsverbund Sonnenernergie Themen 98/99. Köln: FVS, S. 59–65.

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2020): Für eine Entschlossene Umweltpolitik in Deutschland und Europa. Umweltgutachten. Berlin: SRU.

SRU (2019): Demokratisch regieren in ökologischen Grenzen – Zur Legitimation von Umweltpolitik. Sondergutachten. Berlin: SRU.

SRU (2017): Umsteuern erforderlich: Klimaschutz im Verkehrssektor. Sondergutachten. Berlin: SRU.

SRU (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Berlin: Erich Schmidt.

Stattman, S. L., Gupta, A., Partzsch, L., Oosterveer, P. (2018): Toward Sustainable Biofuels in the European Union? Lessons from a Decade of Hybrid Biofuel Governance. Sustainability 10 (11), Art. 4111. https://www.mdpi.com/2071-1050/10/11/4111 (25.02.2021).

Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A., Henning, H.-M. (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html (26.01.2021).

Tagesspiegel Background Energie & Klima (10.12.2020): Hanke, S.: Wie das Wasserstoffnetz reguliert werden soll. https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/wie-das-wasserstoffnetz-reguliert-werden-soll (21.04.2021).

Tawalbeh, M., Al-Othman, A., Kafiah, F., Abdelsalam, E., Almomani, F., Alkasrawi, M. (2021): Environmental impacts of solar photovoltaic systems: A critical review of recent progress and future outlook. Science of The Total Environment 759, Art. 143528. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969720370595/pdfft?md5=d024fde55fa2630b173bc8184d92ce83&pid=1-s2.0-S0048969720370595-main.pdf (10.05.2021).

Terwel, R., Kerkhoven, J. (2019): Hydrohub HyChain 2 – Cost implications of importing renewable electricity, hydrogen and hydrogen carriers into the Netherlands. A high-level model to evaluate these import costs and their dependencies on the various input parameters. Amersfoort: Institute of Sustainable Process Technology.

Thrän, D., Bunzel, K., Bovet, J., Eichhorn, M., Hennig, C., Keuneke, R., Kinast, P., Klenke, R., Koblenz, B., Lorenz, C., Majer, S., Manske, D., Massmann, E., Oehmichen, G., Peters, W., Reichmuth, M., Sachs, M. S., Scheftelowitz, M., Schinkel, B., Schiffler, A., Thylman, M. (2020): Naturschutzfachliches Monitoring des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Strombereich und Entwicklung von Instrumenten zur Verminderung der Beeinträchtigung von Natur und Landschaft („EE-Monitor") Bonn: Bundesamt für Naturschutz. BfN-Skripten 552.

Töpler, J., Lehmann, J. (2017): Wasserstoff und Brennstoffzelle. Technologien und Marktperspektiven 2., aktualisierte und erw. Aufl. Berlin: Springer Vieweg.

Transport & Environment (2021): Getting it right from the start: How to ensure the sustainability of electrofuels. Minimum criteria for Renewable Fuels of Non-Biological Origin under RED II. Brussels: Transport & Environment. https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/T%26E%20Briefing%20sustainability%20RFNBOs_202101.pdf (25.02.2021).

Trombetti, M. (2020): Wish you were green: Is the EU's Hydrogen Strategy really sustainable? o. O.: A Path for Europe. https://pathforeurope.eu/wish-you-were-green-is-the-eus-hydrogen-strategy-really-sustainable/ (12.04.2021).

Tsiropuoulos, I., Nijs, W., Tarvydas, D., Ruiz, P. (2020): Towards net-zero emissions in the EU energy system by 2050. Insights from scenarios in line with the 2030 and 2050 ambitions of the European Green Deal. Luxembourg: Publications Office of the European Union. JRC Technical Report. https://www.buildup.eu/sites/default/files/content/toward1.pdf (13.04.2021).

UBA (Umweltbundesamt) (2021a): Daten. Klima. Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Stand: 18.01.2021. Dessau-Roßlau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland (17.03.2021).

UBA (2021b): Themen. Klima/Energie. Erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien in Zahlen. Stand: 04.03.2021. Dessau-Roßlau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/

themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen (10.05.2021).

UBA (2021c): Umweltschutz, Wald und nachhaltige Holznutzung in Deutschland. 2., überarb. und aktualisierte Aufl. Dessau-Roßlau: UBA. Hintergrund. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_umweltschutzwald_u_nachhaltigeholznutzung_bf.pdf (10.05.2021).

UBA (2020a): Daten. Klima. Treibhausgas-Emissionen in der Europäischen Union. Stand: 25.08.2020. Dessau-Roßlau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-der-europaeischen-union (08.04.2021).

UBA (2020b): Themen. Abfall/Ressourcen. Ressourcennutzung und ihre Folgen. Stand: 06.02.2020. Dessau-Roßlau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/ressourcennutzung-ihre-folgen (26.01.2021).

UBA (2019): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie. Dessau-Roßlau: UBA. Climate Change 36/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet.pdf (13.01.2021).

UBA (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau-Roßlau: UBA. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/energieziel_2050.pdf (15.07.2010).

UNDP (United Nations Development Programme) (2019): Guidance Note. UNDP Social and Environmental Standards. Social and Environmental Assessment and Management. Updated Procedure. New York, NY: UNDP. https://www.undp.org/content/dam/undp/library/corporate/Social-and-Environmental-Policies-and-Procedures/UNDP_SESP.pdf (12.04.2021).

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2015): Adoption of the Paris Agreement. Proposal by the President. Draft decision -/CP.21. Geneva: United Nations. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1.

Valente, A., Iribarren, D., Dufour, J. (2021): Comparative life cycle sustainability assessment of renewable and conventional hydrogen. Science of The Total Environment 756, Art. 144132. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048969720376634/pdfft?md5=83d559357198fc794e7fff930ea39a6b&pid=1-s2.0-S0048969720376634-main.pdf (12.04.2021).

Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D., Westphal, K. (2020): The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. Energy Research & Social Science 70, Art. 101667. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620302425/pdfft?md5=753289e152ab63620ec3ac6338e69247&pid=1-s2.0-S2214629620302425-main.pdf (02.02.2021).

VCI (Verband der Chemischen Industrie e. V.) (2020): Chemiewirtschaft in Zahlen 2020. Frankfurt am Main: VCI. https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf (09.04.2021).

VDA (Verband der Automobilindustrie) (2020a): VDA-Position zum 2030 Climate Target Plan. Berlin: VDA. https://www.vda.de/dam/vda/publications/2020/Positionspapier/EU-Climate-Target-Plan-2030VDA-Position.pdf (17.03.2021).

VDA (2020b): VDA-Stellungnahme zur nationalen Wasserstoffstrategie und zur nationalen Umsetzung der REDII. Berlin: VDA. https://www.vda.de/dam/vda/publications/2020/Positionspapier/VDA-Stellungnahme-zur-nationalen-Wasserstoffstrategie/VDA%20Stellungnahme%20zur%20nationalen%20Wasserstoffstrategie.pdf (17.03.2021).

Vogelpohl, T., Perbandt, D. (2019): Sustainability certification of biofuels in the EU. Democratically legitimate and socio-environmentally effective? In: Vogt, M. (Hrsg.): Sustainability Certification Schemes in the Agricultural and Natural Resource Sectors. Outcomes for Society and the Environment. London: Routledge, S. 179–198.

Wachsmuth, J., Michaelis, J., Neumann, F., Wietschel, M., Duscha, V., Degünther, C., Köppel, W., Asif, Z. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Climate Change 12/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf (27.01.2021).

Walter, A., Wiehe, J., Schlömer, G., Hashemifarzad, A., Wenzel, T., Albert, I., Hofmann, L., Hingst, J. zum, Haaren, C. von (2018): Naturverträgliche Energieversorgung aus 100% erneuerbaren Energien 2050. Bonn: Bundesamt für Naturschutz. BfN-Skripten 501.

Wang, A., Leun, K. van der, Peters, D., Buseman, M. (2020): European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infrastructure can be created. Utrecht: Guidehouse. https://gasforclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=471 (27.01.2021).

Wappelhorst, S. (2020): The end of the road? An overview of combustion-engine car phase-out announcements across Europe. Beijing, Berlin, San Francisco, Sao Paulo, Washington: International Council on Clean Transportation. Briefing. https://theicct.org/sites/default/files/

publications/Combustion-engine-phase-out-briefingmay11.2020.pdf (26.02.2021).

Welder, L., Stenzel, P., Ebersbach, N., Markewitz, P., Robinius, M., Emonts, B., Stolten, D. (2019): Design and evaluation of hydrogen electricity reconversion pathways in national energy systems using spatially and temporally resolved energy system optimization. International Journal of Hydrogen Energy 44 (19), S. 9594–9607.

Westphal, K., Dröge, S., Geden, O. (2020): The International Dimensions of Germany's Hydrogen Policy. Updated and rev. English version of SWP-Aktuell 37/2020. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik. SWP Comment 2020/C 32. https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2020C32_HydrogenPolicy.pdf (18.03.2021).

White, L. V., Fazeli, R., Cheng, W., Aisbett, E., Beck, F. J., Baldwin, K. G. H., Howarth, P., O'Neill, L. (2021): Towards emissions certification systems for international trade in hydrogen: The policy challenge of defining boundaries for emissions accounting. Energy 215, Part A, Art. 119139. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220322465/pdfft?md5=64705832663d77c26ebe40f5b78e99b7&pid=1-s2.0-S0360544220322465-main.pdf (25.02.2021).

Wietschel, M., Bekk, A., Breitschopf, B., Boie, I., Edler, J., Eichhammer, W., Klobasa, M., Marscheider-Weidemann, F., Plötz, P., Sensfuß, F., Thorpe, D., Walz, R. (2020): Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI. Policy Brief 03/2020. https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/policy_brief_wasserstoff.pdf (26.01.2021).

Wietschel, M., Haendel, M., Boßmann, T., Schubert, G., Michaelis, J., Doll, C., Schlomann, B., Köppel, W., Degünther, C. (2018): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung, Teilvorhaben 2: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pools/Forschungsdatenbank/fkz_3714_41_107_sektorkopplungsoptionen_analyse_bf.pdf (29.08.2019).

Wijayanta, A. T., Oda, T., Purnomo, C. W., Kashiwagi, T., Aziz, M. (2019): Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review. International Journal of Hydrogen Energy 44 (29), S. 15026–15044.

Wirth, H. (2021): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 20.02.2021. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf (03.03.2021).

Wirtschaftsvereinigung Stahl (2019): Politischer Ordnungsrahmen für eine Dekarbonisierung der Stahlindustrie in Deutschland. Düsseldorf: Wirtschaftsvereinigung Stahl. https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2019/07/201910_WV_Stahl_Ordnungsrahmen_Dekarbonisierung_Stahlindustrie.pdf (17.03.2021).

Wulf, C., Kaltschmitt, M. (2018): Hydrogen Supply Chains for Mobility – Environmental and Economic Assessment. Sustainability 10 (6), Art. 1699. https://www.mdpi.com/2071-1050/10/6/1699/pdf (10.05.2021).

Wuppertal Institut (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie) (2020): CO_2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze. Diskussionsbeitrag für Fridays for Future Deutschland mit finanzieller Unterstützung durch die GLS Bank. 2., korr. Aufl. Wuppertal: Wuppertal Institut. https://epub.wupperinst.org/files/7606/7606_CO2-neutral_2035.pdf (28.01.2021).

Zech, K., Naumann, K., Müller-Langer, F., Schmidt, P., Weindorf, W., Mátra, Z., Grimme, W., Hepting, M., Heidt, C. (2014): Drop-In-Kraftstoffe für die Luftfahrt. Studie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVI in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffe und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima für das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin, Heidelberg, München, Leipzig: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik, Deutsches Biomasseforschungszentrum. https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/MKS/studie-drop-in-kraftstoffe-luftfahrt.pdf?__blob=publicationFile (08.04.2021).

Zerrahn, A., Schill, W.-P. (2017): Long-run power storage requirements for high shares of renewables: Review and a new model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 79, S. 1518–1534.

Zotz, F., Kling, M., Langner, F., Hohrath, P., Born, H., Feil, A. (2019): Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen für einen ressourcensichernden Rückbau von Windenergieanlagen. Abschlussbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. UBA-Texte 117/2019. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019_10_09_texte_117-2019_uba_weacycle_mit_summary_and_abstract_170719_final_v4_pdfua_0.pdf (26.02.2021).

6 Abkürzungsverzeichnis

€	=	Euro
°C	=	Grad Celsius
Abs.	=	Absatz
AEUV	=	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Alt.	=	Alternative
Art.	=	Artikel
AtG	=	Atomgesetz
ATR	=	Autothermal Reforming – autotherme Reformierung
BDI	=	Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.
BesAR	=	Besondere Ausgleichsregelung
BMU	=	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	=	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
C	=	Kohlenstoff
CCfD	=	Carbon Contracts for Difference
CCS	=	Carbon Capture and Storage – Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid
CCU	=	Carbon Capture and Utilization – Abscheidung und Verwendung von Kohlenstoffdioxid
CO_2	=	Kohlenstoffdioxid
CO_{2eq}	=	CO_2-Äquivalent(e)
CSP	=	Concentrating Solar Power – konzentrierende Solarthermie
DAC	=	Direct Air Capture – Direktabscheidung aus der Luft
dena	=	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DIW Berlin	=	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin
DIW Econ GmbH	=	Consulting-Unternehmen des DIW Berlin
DVGW	=	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
EE	=	erneuerbare Energie(n)
EEG	=	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Fuels	=	electrofuels – Elektrokraftstoffe
EL95	=	Elektrifizierungsszenario 95 %
EnWG	=	Energiewirtschaftsgesetz
EnWG-Novelle	=	Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes
EOR	=	Enhanced Oil Recovery
EU	=	Europäische Union
EWI	=	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Fraunhofer ISE	=	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
FZ Jülich	=	Forschungszentrum Jülich
g	=	Gramm

GEG	=	Gebäudeenergiegesetz
GHD	=	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GO	=	Guarantee of Origin
Gt	=	Gigatonne(n)
GuD-Kraftwerke	=	Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
GW	=	Gigawatt
GWh	=	Gigawattstunde(n)
H_2	=	Wasserstoff
H_2O	=	Wasser
HT-Elektrolyse	=	Hochtemperaturelektrolyse
ICAO	=	International Civil Aviation Organization – Internationale Zivilluftfahrtorganisation
IEA	=	International Energy Agency – Internationale Energieagentur
IMO	=	International Maritime Organization – Internationale Seeschifffahrts-Organisation
IPCEI	=	Important Project of Common European Interest
ISO	=	International Organization for Standardization
IUCN	=	International Union for Conservation of Nature – Weltnaturschutzunion
kg	=	Kilogramm
km	=	Kilometer
KN2050	=	Klimaneutral 2050
KSG	=	Bundes-Klimaschutzgesetz
kW_{el}	=	Kilowatt elektrisch
kWh	=	Kilowattstunde(n)
KWK	=	Kraft-Wärme-Kopplung
l	=	Liter
LEILAC	=	Low Emissions Intensity Lime And Cement
lit.	=	Litera – Buchstabe
Lkw	=	Lastkraftwagen
LOHC	=	liquid organic hydrogen carriers – flüssige organische Wasserstoffträger
m^3	=	Kubikmeter
MENA	=	Middle East & North Africa
Mio.	=	Million(en)
MPa	=	Megapascal
Mrd.	=	Milliarde(n)
Mt	=	Megatonne(n)
MW	=	Megawatt
N_2	=	molekularer Stickstoff
NECP	=	National Energy and Climate Plan – integrierter nationaler Energie- und Klimaplan
NEP	=	Netzentwicklungsplan
NO_X	=	Stickstoffoxide

NWS	=	Nationale Wasserstoffstrategie
ÖPNV	=	öffentlicher Personennahverkehr
PCI	=	projects of common interest – Vorhaben von gemeinsamem Interesse
PEM-Elektrolyse	=	Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse – Protonen-Austausch-Membran-Elektrolyse
Pkm	=	Personenkilometer
Pkw	=	Personenkraftwagen
PPA	=	Power Purchase Agreements
PtG	=	Power-to-Gas
PtH	=	Power-to-Heat
PtL	=	Power-to-Liquid
PtX	=	Power-to-X
PV	=	Photovoltaik
RED II	=	Erneuerbare-EnergienRichtlinie (EU) 2018/2001
SMR	=	Steam Methane Reforming – Dampfreformierung
SOEC	=	Solid Oxide Electrolysis Cell – Festoxidelektrolysezelle
Spstr.	=	Spiegelstrich
SRU	=	Sachverständigenrat für Umweltfragen
SUP	=	Strategische Umweltprüfung
t	=	Tonne(n)
TEHG	=	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
TEN-E-Verordnung	=	Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur
tkm	=	Tonnenkilometer
TM95	=	Technologiemixszenario 95 %
TWh	=	Terawattstunde(n)
UBA	=	Umweltbundesamt
UNESCO	=	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization – Organisation der Vereinten Nationen für Bildung, Wissenschaft, Kultur und Kommunikation
USD	=	US-Dollar
VCI	=	Verband der Chemischen Industrie e. V.
VDA	=	Verband der Automobilindustrie e. V.
Vol.-%	=	Volumenprozent
WTO	=	World Trade Organization – Welthandelsorganisation

**Sachverständigenrat
für Umweltfragen**

Luisenstraße 46
10117 Berlin
+49 30 263696-0
info@umweltrat.de
www.umweltrat.de

Die Veröffentlichungen des SRU sind auf der Homepage verfügbar und können über die Geschäftsstelle kostenfrei bestellt werden.

ISBN 978-3-947370-18-4

DECHEMA
Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Stellungnahme des DECHEMA e.V. zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz

Landtagsdrucksache 20/5904

Die DECHEMA befürwortet Maßnahmen des Landes Hessen zum Auf- und Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft

Die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein zur Reduzierung von CO_2-Emissionen. Wasserstoff ist ein vielseitiger Energieträger, der einen wesentlichen Beitrag zur CO_2-Reduktion in Industrie und Verkehr leisten kann.

Der Einsatz von Wasserstoff und daraus durch P2X-Verfahren hergestellten Produkten für die Prozessindustrie und den Verkehrssektor ist für Anwendungen sinnvoll, in denen eine direkte Elektrifizierung technisch nicht möglich oder nicht sinnvoll ist.

Um die CO_2-Minderungspotenziale zu realisieren, muss Wasserstoff in ausreichender Menge und zu wirtschaftlichen Konditionen produziert oder importiert und genutzt werden können. In Deutschland und Europa werden die Kapazitäten zur treibhausgasneutralen Erzeugung von Wasserstoff in absehbarer Zeit aber nicht ausreichen.

Daher sind unterstützende Maßnahmen seitens der Politik für den Auf- und Ausbau einer Wasserstoffwirtschaft in Hessen gerechtfertigt.

Technologieoffenheit muss erhalten bleiben

Der Einsatz von Wasserstoff sollte in allen relevanten Sektoren gefördert werden. Insbesondere sollte ausreichend Wasserstoff für Sektoren und Anwendungen zur Verfügung stehen, in denen eine direkte Elektrifizierung weder wirtschaftlich noch technisch möglich ist. Im Sinne dieser Technologieoffenheit ist die im Entwurf formulierte Fokussierung auf den Verkehrssektor nicht zielführend.

Die geförderten Projekte sollten nicht auf klimaneutralen Wasserstoff alleine beschränkt sein, sondern auch daraus hergestellte Produkte mit hohem Kohlendioxid-Einsparpotential umfassen wie z.B. Methanol, Ammoniak, synthetisches Methan usw. oder Stoffgemische wie z.B. Synthesegas und synthetische Kraftstoffe.

Neben der Nutzung von Wasserstoff sollte auch die Herstellung von Wasserstoff technologisch offen betrachtet werden.

DECHEMA
Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

So sollte auch die Herstellung und Nutzung von "blauem" oder "türkisfarbenem" Wasserstoff berücksichtigt werden, wenn dies aus Gründen unzureichender Verfügbarkeit oder deutlich höherer Kosten von grünem Wasserstoff für einen begrenzten Zeitraum vorübergehend notwendig ist. So ließe sich der Markthochlauf beschleunigen und dennoch können hohe CO_2-Emissionsminderungen erzielt werden.

Es fehlt an einer Begründung für die als Ziel gesetzten Wasserstoffanteile

Für die genannten Wasserstoffanteile in den Jahren 2030 - 2050 sind die genannten Größen nicht plausibel begründet. So steht auch der für 2030 angestrebte Wasserstoffanteil von 1% in keinem plausiblen Zusammenhang mit den unter A beschriebenen Reduktionszielen.

Prioritätensetzung bei Fördermaßnahmen

Darüber hinaus sollte eine Bewertung der verschiedenen Nutzungsoptionen nach ökonomischen und ökologischen Kriterien enthalten sein. Diese Bewertung sollte die Grundlage für eine wissensbasierte Priorisierung der Fördermaßnahmen sein.

Frankfurt, 23.08.2021

Dr. Andreas Förster

Kontakt

DECHEMA – Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.
Theodor-Heuss-Allee 25, 60486 Frankfurt

Dr. Andreas Förster, Geschäftsführer
Telefon: 069 7564409
E-Mail: andreas.foerster@dechema.de

LUFTHANSA GROUP

Dr. Vladimir von Schnurbein
Koordinator Landes- und Regionalpolitik
+49 (0) 151 589 29 685
Vladimir. Schnurbein@dlh.de

23. August 2021

Deutsche Lufthansa AG, Lufthansa Aviation Center
Airportring, 60546 Frankfurt/Main, Germany

Hessischer Landtag
Frau Heike Schnier
Geschäftsführerin des Ausschusses für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Wohnen
Per Email: h.schnier@ltg.hessen.de

Stellungnahme zu Entwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz (Drucksache 20/5904)

Sehr geehrte Frau Schnier,

die Deutsche Lufthansa AG nimmt im Rahmen der schriftlichen Anhörung zu dem von der FDP-Fraktion eingebrachten Entwurf eines Hessischen Wasserstoffzukunftsgesetzes nachfolgend Stellung.

Zusammenfassung

Im Luftverkehr werden synthetische, klimaneutrale Kraftstoffe auf Wasserstoffbasis eine wesentliche Rolle bei der weiteren Reduktion von Treibhausgasemissionen einnehmen. Die Deutsche Lufthansa AG unterstützt das Ziel des Gesetzentwurfs, die Nutzung von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten zu fördern. Auf Landesebene erscheint vor allen Dingen die Forschungsförderung sowie die Förderung internationaler Projekte und Kooperationen zielführend. Die Festlegung von Verbrauchsquoten für einzelne Energieträger auf Landesebene erscheint jedoch fragwürdig, da dies das Prinzip der Technologieoffenheit unterlaufen würde und unklar bleibt, mit welchen gesetzgeberischen Mitteln die Einhaltung einer Landesquote sichergestellt werden soll.

1. Allgemein

Mit einem Anteil von ca. 3% an den globalen CO_2-Emissionen steht auch der Luftverkehr in der Verantwortung, einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. Um CO_2-Emissionen global wirksam zu reduzieren, bedarf es auch einer Offensive für moderne Technologien bei Flugzeugen und Kraftstoffen. Ein CO_2-neutraler Luftverkehr kann langfristig über einen erfolgreichen Markthochlauf nachhaltiger Flugkraftstoffe ermöglicht werden. Wasserstoff zählt zu den Grundstoffen synthetischer, CO2-neutraler Kraftstoffe. Insofern ist die Zielsetzung des Gesetzentwurfs zu begrüßen, die Wasserstoffwirtschaft in Hessen zu fördern.

LUFTHANSA GROUP

Datum/Date
23. August 2021
Seite/Page
2

2. §1 Ziele und Maßnahmen

Es erscheint fraglich, ob die Festlegung eines Wasserstoffanteils am hessischen Endenergieverbrauch zielführend ist. Erstens erscheint die Festlegung von Quoten für einzelne Energieträger grundsätzlich problematisch, da sie mit dem Ziel der Technologieoffenheit kollidiert. Zweitens erscheint keineswegs sichergestellt, dass sich die Ziele mit Fördermaßnahmen des Landes erreichen lassen.

Im Luftverkehr wird in den kommenden Jahren eine Quote für alternative Kraftstoffe eingeführt, die zu deutlich stärkerem Einsatz wasserstoffbasierter Flugkraftstoffe führen wird. Schon heute ist es über die Plattform Compensaid Fracht-, Geschäfts- und Privatkunden der Lufthansa Group möglich, die CO_2-Emissionen ihres Fluges durch den Einsatz synthetischer Kraftstoffe zu kompensieren. Eine Bilanzierung auf Landes- oder kommunaler Ebene erscheint hier nicht zweckmäßig.

3. §3 Förderung investiver kommunaler Maßnahmen

Eine Förderung von Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffinfrastruktur ist ausdrücklich zu begrüßen. Unklar bleibt jedoch, weshalb sich Kommunen zusätzlich zum Land eigene Ziele zur Nutzung von Wasserstoff geben sollten, um antragsberechtigt zu sein. Immer kleinteiligere Ziele und Vorgaben auf den unterschiedlichen föderalen Ebenen ohne eigene gesetzgeberische Kompetenzen oder haushalterische Mittel bergen die Gefahr, dass die notwendigen großen Investitionen im föderalen Wettbewerb zerrieben werden.

4. §8 Internationale Kooperationen und Partnerschaften

Die Förderung europäischer und internationaler „Kooperationen und Partnerschaften im Zusammenhang mit der Nutzung und Verbreitung klimaeffizienter wasserstoffbasierter Technologien und Infrastrukturen, an denen Kommunen, Unternehmen, Hochschulen oder sonstige Einrichtungen in Hessen beteiligt sind“ scheint der sinnvollste Weg für die Landespolitik, den Einsatz moderner Technologien zu unterstützen.

Die Deutsche Lufthansa AG steht den Damen und Herren Abgeordneten des Hessischen Landtags für weitere Fragen zum Thema Klimaschutz im Luftverkehr jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit besten Grüßen

Dr. Vladimir von Schnurbein
Koordinator Landes- und Regionalpolitik

Vladimir.Schnurbein@dlh.de

Mitglied der IATA/Member of IATA

Telefon/Phone +49 69 696-0
lufthansagroup.com

Deutsche Bank AG, Köln
Kto. Nr. 106 141 500
BLZ 370 700 60
IBAN DE95 3707 0060 0106 1415 00
SWIFT-Code DEUT DEDK XXX

Citibank N.A., New York
(nur Zahlungen/only payments in USD)
Kto. Nr. 405 628 92
BLZ 021 000 089
SWIFT-Code CITI US 33

USt-ID-Nr./Tax ID number DE 122 652 565

Sitz der Gesellschaft/Corporate Headquarters
Deutsche Lufthansa Aktiengesellschaft, Köln

Registereintragung/Registration
Amtsgericht Köln HRB 2168

Vorsitzender des Aufsichtsrats/
Chairman of the Supervisory Board
Dr. Karl-Ludwig Kley

Vorstand/Executive Board
Carsten Spohr (Vorsitzender/Chairman)
Christina Foerster
Harry Hohmeister
Dr. Detlef Kayser
Dr. Michael Niggemann
Remco Steenbergen

VEREINIGUNG DER HESSISCHEN UNTERNEHMERVERBÄNDE

Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Fraktion der Freien Demokraten für ein „Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz“

Landtagsdrucksache 20/5904

23.08.2021

Zusammenfassung

Die VhU hält flankierende Maßnahmen seitens der Politik, die den Auf- und Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur beschleunigen, ausnahmsweise für gerechtfertigt, wenngleich sie in einer Marktwirtschaft stets die befristete Ausnahme und nie die Regel sein dürfen.

Sie sind gerechtfertigt, wenn sie geeignet sind, die Reduktion des Treibhausgasausstoßes in effizienter Weise zu beschleunigen. Es geht darum, notwendige Rahmenbedingungen durch den Staat zu schaffen, damit die Klimaschutzvorgaben erfüllt werden können. Dazu gehört eine Infrastruktur, die den Einsatz von Wasserstoff in allen Sektoren technologieoffen ermöglicht. Insofern ist es Aufgabe des Staates zu gewährleisten, dass Unternehmen und Haushalte vor Ort tatsächlich die Option haben, Wasserstoff nutzen zu können.

Auf dieser Basis ist ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz zur Bereitstellung landeseigener Fördermittel zum Auf- und Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur in Hessen grundsätzlich richtig. Dabei sollte vorrangig das Potenzial des vorhandenen Gasnetzes sowie die Expertise der ansässigen Unternehmen genutzt werden.

Hingegen sind landeseigene Fördermaßnahmen, die auf eine bestimmte Nutzung oder einen bestimmten Sektor abzielen, aus ordnungspolitischer Sicht ebenso unzulässig wie Förderungen, um eigene Erzeugungskapazitäten in Hessen zu schaffen. Derartige Maßnahmen würden einzelne Anwendungen oder Gruppen bevorteilen.

Unabhängig von der politischen Ebene sollten grundsätzlich alle staatlichen Fördermaßnahmen folgende drei Anforderungen erfüllen:

1. Die Förderung muss eingebettet sein in einen Energie-Mix, der allen künftigen Energieträgern gleiche Marktchancen lässt.
2. Die Nutzung von Wasserstoff sollte in allen Sektoren möglich sein. Eine politische Zuteilung und Priorisierung der Mengen ist weder zielführend noch technologieoffen.
3. Auch die Erzeugung von Wasserstoff sollte technologieoffen bleiben, indem der Einsatz anderer Gase oder Erzeugnisse ermöglicht wird, wenn damit ebenfalls CO_2 eingespart werden kann.

VEREINIGUNG DER HESSISCHEN UNTERNEHMERVERBÄNDE

1. Sachverhalt

Um den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen, hat die Bundesregierung am 10. Juni 2020 eine Nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Deutschlandweit werden 62 konkrete Wasserstoffprojekte im Rahmen des europäischen IPCEI Wasserstoff Programms (Important Projects of Common European Interest) gefördert.

Ergänzend dazu sieht die FDP-Fraktion im Hessischen Landtag die Notwendigkeit, zusätzlich auch Landesmittel zur Förderung „der Nutzung und Verbreitung klimafreundlicher Wasserstofftechnologien“ bereitzustellen. Ein besonderer Fokus soll auf dem Verkehrssektor liegen.

Im Entwurf der FDP-Fraktion für ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz werden in § 1 konkrete Ziele festgeschrieben, wie hoch der Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch in Hessen bis 2030, 2040 und 2050 jeweils sein soll. Der zweite Teil des Gesetzentwurfs regelt, welche Fördermaßnahmen das Land zur Erreichung dieser Ziele ergreifen würde, darunter u. a. die Förderung von Pilot- und Demonstrationsanlagen (§ 5) oder die Erstellung von kommunalen Wasserstoffbedarfsplänen (§ 6). Grundsätzlich sieht der Gesetzentwurf Förderungen in Form von Investitionszuschüssen, vergünstigten Kreditkonditionen sowie der Gewährung von Darlehen oder Bürgschaften vor (§ 2). Konkrete Fördersummen werden nicht genannt.

2. Bewertung

Landeseigene Fördermaßnahmen ausnahmsweise gerechtfertigt – aber nur für Infrastruktur

Ob im Flugzeug, der Industrieanlage oder im Fernwärmenetz – Wasserstoff ist ein vielseitig einsetzbarer Energieträger mit dem Potenzial, einen wesentlichen Beitrag zur CO_2-Reduktion in Industrie, Verkehr und der Wärmeversorgung zu leisten. Er kann überall dort eingesetzt werden, wo eine direkte Elektrifizierung physisch und ökonomisch an ihre Grenzen stößt, etwa im Flugverkehr.

Vor diesem Hintergrund sind flankierende Maßnahmen seitens der Politik, die den Auf- und Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur beschleunigen, ausnahmsweise gerechtfertigt, wenngleich sie in einer Marktwirtschaft stets die befristete Ausnahme und nie die Regel sein dürfen.

Sie sind gerechtfertigt, wenn sie geeignet sind, die Reduktion des Treibhausgasausstoßes in effizienter Weise zu beschleunigen. Es geht darum, notwendige Rahmenbedingungen durch den Staat zu schaffen, damit die Klimaschutzvorgaben erfüllt werden können. Dazu gehört eine jederzeit gesicherte Versorgung mit treibhausgasneutraler Energie in ausreichenden Mengen und zu möglichst geringen Kosten. Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein davon.

Damit Wasserstoff in allen Sektoren angewandt werden kann, muss eine entsprechende Infrastruktur auf- und ausgebaut werden. Dies sollte mit staatlichen Maßnahmen unterstützt werden.

Landeseigene Fördermaßnahmen als Ergänzung zum bestehenden Fördersystem im Bund und der EU können sinnvoll sein, wenn sie den Auf- und Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur in Hessen unterstützen. Denn zur raschen Erreichung der Klimaziele der EU und des Bundes ist es die Aufgabe des Staates zu gewährleisten, dass Unternehmen und Haushalte vor Ort tatsächlich die Option haben, Wasserstoff nutzen zu können. Dann würde der volkswirtschaftliche Nutzen die Kosten für Steuerzahler rechtfertigen, weil eine Infrastruktur-Förderung allen gleichermaßen zu Gute käme.

Hingegen sind landeseigene Fördermaßnahmen, die auf eine bestimmte Nutzung oder einen bestimmten Sektor abzielen, aus ordnungspolitischer Sicht ebenso unzulässig wie Förderungen, um eigene Erzeugungskapazitäten in Hessen zu schaffen. Derartige Maßnahmen würden einzelne Anwendungen oder Gruppen auf Kosten der Steuerzahler bevorzugen.

Gesetzentwurf vom Grundsatz nachvollziehbar – aber mit der falschen Begründung

Auf Basis dieser Begründung und mit dem Fokus auf Infrastruktur ist ein Hessisches Wasserstoffzukunftsgesetz zur Bereitstellung landeseigener Mittel grundsätzlich richtig.

Die im Gesetzentwurf dargelegte Begründung ist hingegen nicht ganz überzeugend, weil sie Nutzen und Notwendigkeit eigener hessische Fördermaßnahmen über die Nationale Wasserstoffstrategie des Bundes bzw. dem IPCEI Projekt auf EU-Ebene hinaus nicht ausreichend darlegt.

Dass sich keines der 62 geförderten Wasserstoffprojekte in Hessen befindet, reicht nicht aus, um ein eigenes Gesetz zu rechtfertigen.

Auch wenn kein hessischer Standort ausgewählt wurde, sind Spill-over Effekte zu erwarten, etwa wenn sich neue Anwendungsfelder daraus ergeben. Darüber hinaus werden indirekt auch hessische Zulieferer von Firmen profitieren, deren Projekte im Rahmen des IPECI-Programms gefördert werden, etwa das Projekt „BoschPowerUnits“ der Firma Bosch.

Damit der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft schnell und effizient gelingt, braucht es einen unbürokratischen und verlässlichen Rahmen. Ein Dschungel aus Fördermaßnahmen auf unterschiedlichen Ebenen und mit unterschiedlichen Anforderungen und Fördertatbeständen wäre diesem Ziel eher hinderlich. Insofern erscheint ein koordiniertes Vorgehen auf europäischer Ebene der richtige Ansatz.

Wasserstoff-Förderung nicht mit hessischen Klimazielen zu rechtfertigen

Das Argument, wonach hessische Wasserstoffprojekte gefördert werden müssten, um den CO_2-Ausstoß in Hessen zu senken und die Erreichung der hessischen Klimaziele abzusichern, überzeugt nicht, weil bereits das Ziel, den CO_2-Ausstoß in Hessen mit regulativen Maßnahmen zu senken, klimapolitisch ins Leere läuft.

Für das Klima ist es unerheblich, wo der CO_2-Ausstoß reduziert wird, ob in Hessen, Bayern oder in einem anderen EU-Mitgliedstaat. Entscheidend ist, dass der Ausstoß sinkt. Und diese Emissionsminderung ist dank der vorhandenen bzw. geplanten Systeme einer europäischen Mengensteuerung mit sinkendem CO_2-Deckel und handelbaren Zertifikaten garantiert.

Hessische Klimaschutzpolitik kann innerhalb der verbindlichen Mengensteuerung auf EU-Ebene keine weiteren Emissionsminderungen erzielen – und muss es auch gar nicht.

Umgekehrt können Maßnahmen unterhalb der EU aber die Wirkung der europäischen CO_2-Deckel untergraben, weil die Flexibilität, wann und wo CO_2 am sinnvollsten vermieden werden sollte, unnötig eingeschränkt wird.

Somit ist es weder notwendig noch sinnvoll, eigene Reduktionsziele und Maßnahmen zur Minderung des CO_2-Ausstoßes in Hessen zu definieren. Dieser Logik folgend sind auch die in §1 definierten Ziele bzgl. des Wasserstoffanteils am Endenergieverbrauch in Hessen abzulehnen. Zudem dürften solche Ziele keinesfalls auf Unternehmensebene heruntergebrochen werden.

Wenn Klimaschutz das maßgebliche Argument zur Anwendung von Wasserstoff ist, dann ist es für die Klimawirkung, sprich die Reduktion des CO_2-Ausstoßes, unerheblich, wo Wasserstoff hergestellt und eingesetzt wird. Wasserstoff sollte grundsätzlich dort erzeugt werden, wo dies ökonomisch am sinnvollsten ist.

Vorhandenes Gasnetz und Expertise der Unternehmen nutzen

Gerade dem Flughafen Frankfurt, aber auch den Industrieparks und Energieversorgern kommt beim Auf- und Ausbau einer Wasserstoff-Infrastruktur eine zentrale Bedeutung zu. Die vielfache Expertise der ansässigen Unternehmen sollte bei der Ausgestaltung und Umsetzung der Maßnahmen genutzt werden.

Leitungen müssen umgewidmet, neu geplant und verlegt werden. Dazu notwendige Planungs- und Genehmigungsverfahren müssen so schnell und unkompliziert wie möglich ablaufen. Der schleppende Ausbau der hessischen Stromtrassen ist ein mahnendes Beispiel, wie es nicht laufen sollte.

Der Vorschlag des LDEW, vorrangig das Potenzial des vorhandenen Gasnetzes zum Transport von Wasserstoff zu nutzen, erscheint sinnvoll: im Transportnetzbereich könnten „Wasserstoff-Autobahnen“ entstehen, die größere Mengen reinen Wasserstoffs transportieren. Im Bereich der Verteilnetze, also in den Städten und Regionen, könnte Wasserstoff ins Gasnetz beigemischt werden, um die bereits vorhandenen Hausanschlüsse zu nutzen.

VEREINIGUNG DER HESSISCHEN
UNTERNEHMERVERBÄNDE

Wasserstoff: Förderung, Erzeugung und Nutzung technologieoffen lassen

Unabhängig von der politischen Ebene sollten alle staatlichen Fördermaßnahmen die folgenden drei Anforderungen erfüllen:

1. **Technologieoffene Förderung**
   Fördermaßnahmen sind einzubetten in einen Energie-Mix, der allen zukünftigen Energieträgern gleiche Marktchancen lässt. Wasserstoff ist ein wichtiger, aber nicht der einzige Energieträger. Damit sich alle im Wettbewerb beweisen können, sollten einzelne Energieträger weder zulasten noch zugunsten anderer Energieträger gefördert oder diskriminiert werden.

2. **Technologieoffene Nutzung**
   Wasserstoff und dessen Folgeprodukte sollte in allen Sektoren gleichermaßen zur Verfügung stehen. Eine politische Zuteilung und Priorisierung, welche Mengen an Wasserstoff in welchen Sektoren für welche Anwendungen eingesetzt werden dürfen, ist nicht zielführend und widerspricht dem Prinzip der Technologieoffenheit. Insofern ist die Fokussierung des Gesetzentwurfs auf den Verkehrssektor abzulehnen. Zum Beispiel kann Wasserstoff auch und gerade im energieintensiven Wärmesektor eingesetzt werden, in dem sich eine vollständige Elektrifizierung nur begrenzt realisieren lässt.

3. **Technologieoffene Erzeugung**
   Neben der Nutzung sollte auch die Erzeugung von Wasserstoff technologieoffen bleiben. Schon heute sind viele Unternehmen „hydrogen ready“ und können notwendige Systeme und Anlagen von der Erzeugung, dem Transport und der Speicherung sowie der Anwendung bereitstellen. Für den Markthochlauf braucht es allerdings seitens der Politik Technologieoffenheit bei der Erzeugung. So sollte der Einsatz anderer Gase oder Erzeugnisse, wie z. B. Erdgas, „blauer“, „türkiser“ Wasserstoff oder synthetische Kraftstoffe ermöglicht werden, wenn dies vorübergehend aus Gründen nicht hinreichender Verfügbarkeit oder wesentlich höherer Kosten für einen begrenzten Zeitraum erforderlich ist und immer noch hohe CO_2-Emissionsminderungen erzielt werden können.

Kontakt

Vereinigung der hessischen Unternehmerverbände e.V. (VhU)
Abteilung Wirtschafts- und Umweltpolitik

Katharina Peter, Leiterin Energie-, Umwelt- und Klimapolitik

Telefon: 069 95808-221

Mobil: 0172 6840367

E-Mail: KPeter@vhu.de

www.vhu.de