



Sachverständigenrat
für Umweltfragen

Wasserstoff im Klimaschutz: Klasse statt Masse

SPERRFRIST 23.06.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1 Wasserstoff: warum jetzt wichtige Entscheidungen anstehen ...	3
2 Ein knapper Energieträger: Erzeugung und Transport von umweltfreundlichem und nachhaltigem Wasserstoff	16
2.1 Optionen der Herstellung für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte ...	16
2.1.1 Wasserstoffherstellung: die Verfahren im Überblick	16
2.1.2 Grüner Wasserstoff aus Wasser	20
2.1.3 Blauer und türkiser Wasserstoff	23
2.1.4 Bewertung der Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff	26
2.1.5 Herstellungsverfahren für PtX-Folgeprodukte von Wasserstoff	30
2.2 Grüner Wasserstoff: begrenzte Verfügbarkeit und strategische Konsequenzen	3
2.2.1 Umweltauswirkungen	34
2.2.2 Nachhaltigkeitskriterien und Zertifizierung	42
2.2.3 Infrastruktur	51
2.2.4 Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland	3
2.2.5 Import von grünem Wasserstoff	70
3 Ein gefragter Energieträger: Anwendung von Wasserstoff in den Sektoren	78
3.1 Industrie	79
3.2 Verkehr	87
3.3 Gebäudewärme	95
3.4 Stromversorgung	101
4 Wasserstoff: Weichenstellungen für Nachhaltigkeit	106
4.1 Schlussfolgerungen	106
4.2 Empfehlungen	109
4.2.1 Umweltfreundlichen und nachhaltigen Wasserstoff bereitstellen	109
4.2.2 Einen knappen Energieträger effizient nutzen	116
4.2.3 Widersprüchliche sektorale Planungen vermeiden	123
Literatur	127

Abbildungen

Abbildung 1	11
Abbildung 2	12
Abbildung 3	14
Abbildung 4	18
Abbildung 5	30
Abbildung 6	33
Abbildung 7	45
Abbildung 8	72
Abbildung 9	88
Abbildung 10	90
Abbildung 11	98
Abbildung 12	125

Tabellen

Tabelle 1	5
Tabelle 2	8
Tabelle 3	18
Tabelle 4	21
Tabelle 5	28
Tabelle 6	35
Tabelle 7	43
Tabelle 8	65

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 CO₂-Abscheidung und -Speicherung (blauer Wasserstoff) Treibhausgasemissionen. Die CO₂-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 CO₂-Abscheidung und -Speicherung zu investieren, sollten jetzt zügig günstige Bedingungen für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff geschaffen und der Energiebedarf 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 CO₂ 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 Wasserstoffherstellung 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 Import bzw. -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.

Tabelle 1

Bisheriger und prognostizierter Wasserstoffbedarf laut Nationaler Wasserstoffstrategie

Jahr	Wasserstoffbedarf in TWh pro Jahr
2020	55

2030	90–110
2050	110–380

SRU 2021; Datenquelle: BMWi 2020b

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 Kommission konkret die Nachrüstung bestehender Dampfreformierungsanlagen mit einer CO₂-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 CO₂ zu. Dabei wurde das globale CO₂-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 CO₂-Budgets bereits 2038 CO₂-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 CO₂ 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.

Tabelle 2

Überblick über die betrachteten Szenarien

Herausgeber der Studie	Szenario	Treibhausgasreduktionsziele für 2050	Unterschied zu weiteren Szenarien derselben Studie
Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität ¹	Klimaneutral 2050 (KN2050)	Treibhausgasneutralität	
dena ²	Technologiemixszenario 95 (TM95)	Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 %	Breitere Variation bei den eingesetzten Technologien und Energieträgern
	Elektrifizierungsszenario 95 (EL95)	Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 %	Breite Elektrifizierung in allen Sektoren
FZ Jülich ³	Szenario 95	Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 %	
Fraunhofer ISE ⁴	Referenz	95 % Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	Hauptszenario der Studie
	Suffizienz	95 % Reduktion der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	Umfassendere Lebensstiländerungen bzw. Suffizienzanstrengungen

BDI ⁵	95%-Klimapfad	Reduktion der Treibhausgasemissionen 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

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 CO₂-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.
- *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.

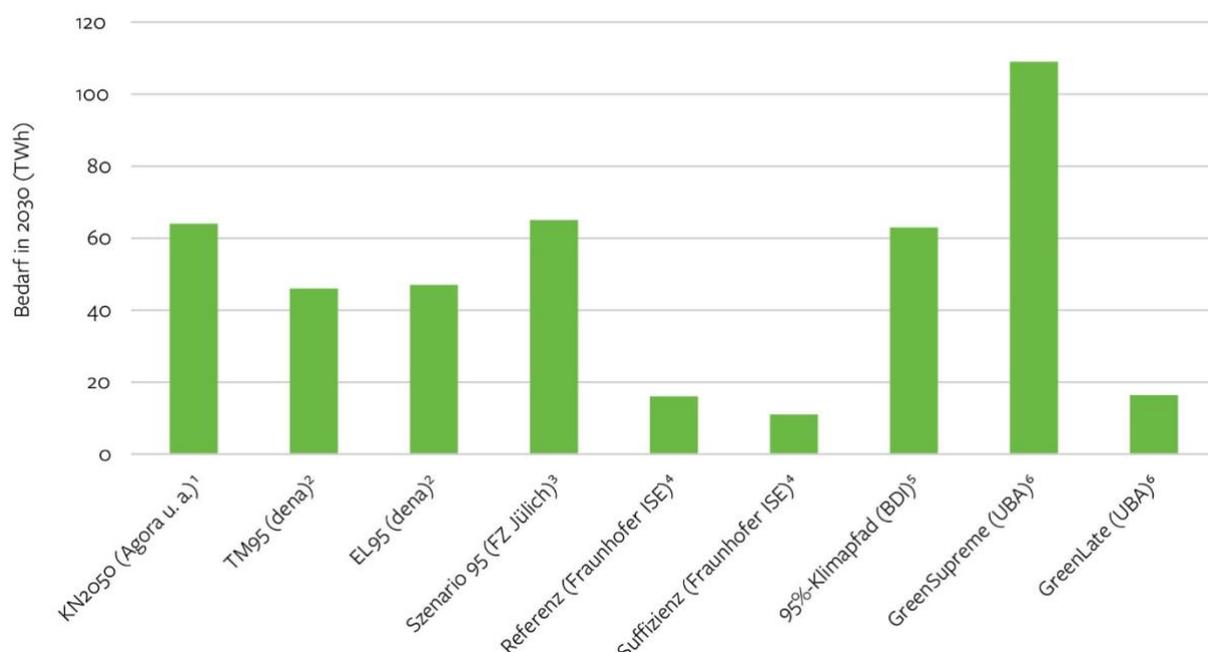
- *Der Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS):* In manchen Bereichen konkurriert die Wasserstoffnutzung in den Modellen mit CCS. In der Stahlherstellung könnte beispielsweise Wasserstoff eingesetzt werden, alternativ könnte das konventionelle Verfahren mit CCS kombiniert werden, um die CO₂-Emissionen 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 Treibhausgasinderungen ausgelegt ist.

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

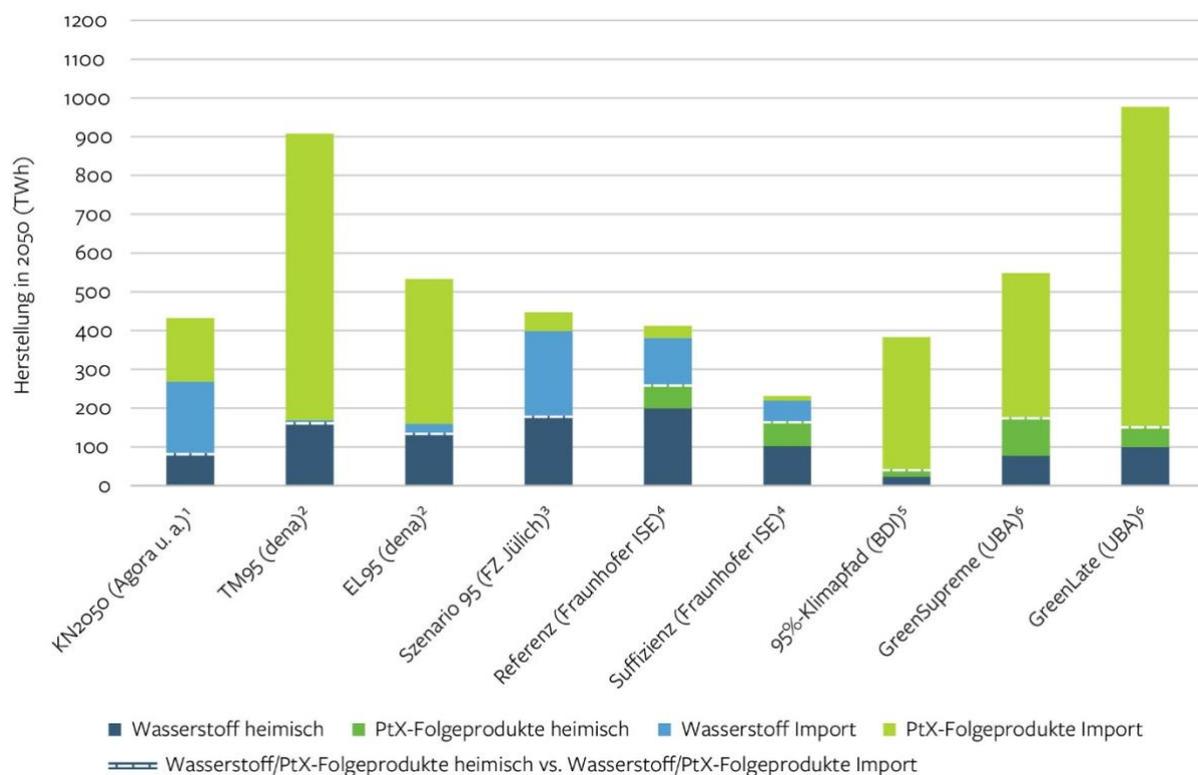
16. Die Gesamtmengen an Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten, die nach den Szenarien im Jahr 2050 nachgefragt werden, unterscheiden sich deutlich (Abb. 2). Die höchsten Werte erzielen mit 977 TWh sowie mit 908 TWh zwei Szenarien, die entweder erst zu einem späteren Zeitpunkt ambitionierten Klimaschutz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

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.

Abbildung 2

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



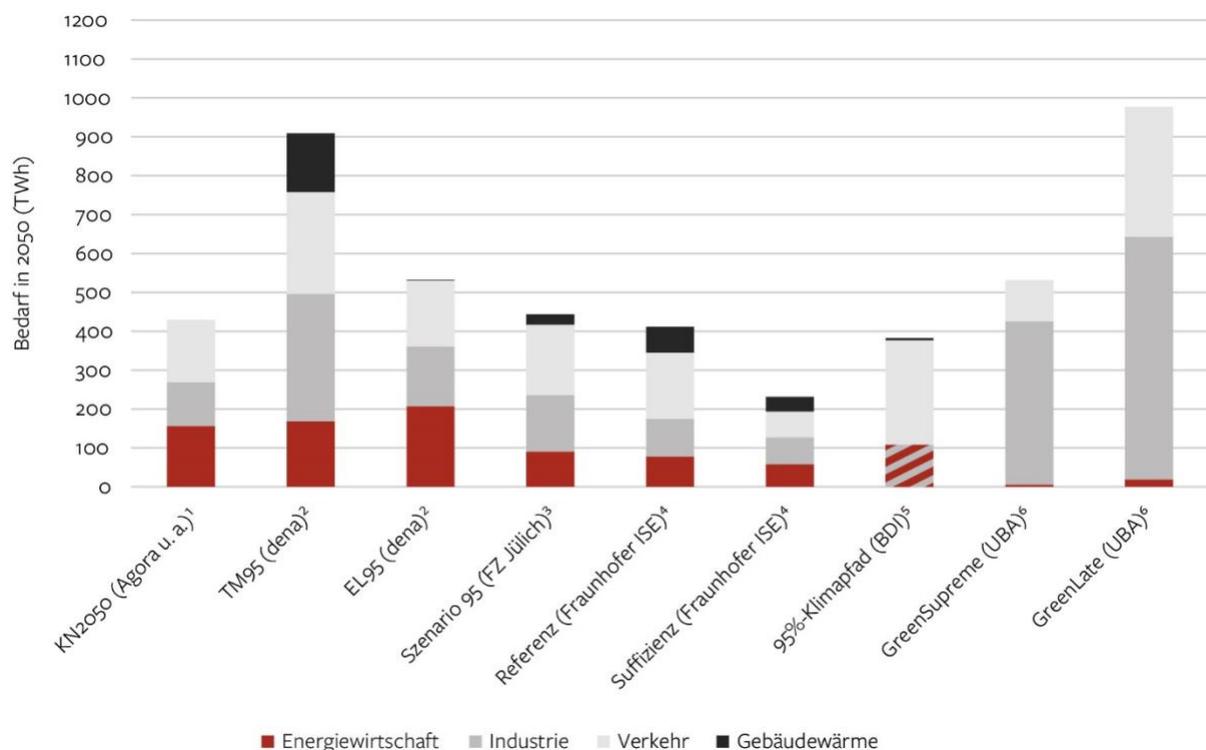
Anmerkung: In den Szenarien werden teilweise noch gewisse Mengen an fossilen Energieträgern zur energetischen oder zur stofflichen Nutzung angenommen. Außerdem unterscheiden sich die angenommenen Verfügbarkeiten von nachhaltig erzeugter Biomasse (s. Kasten 1). Daher sind die hier dargestellten Gesamtmengen 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

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 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.

Abbildung 3

Bedarfe an treibhausgasarmem 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

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 – 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 und 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 CO₂ pro Jahr emittiert (IEA 2019, S. 17). In Deutschland waren es 2017 circa 19 Mio. t CO₂ (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 (BMW i 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 CO₂ 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. Wenn bei diesen Herstellungsprozessen die direkten Treibhausgasemissionen der Rohstoffgewinnung mitberücksichtigt werden (Well-to-Gate-Treibhausgasemissionen, Europäische Kommission 2020a, S. 4), ergeben sich für die Wasserstofferzeugung aus Erdgas circa 300 gCO_{2eq}/kWhH₂. Bei der Erzeugung aus Erdöl werden circa 360 gCO_{2eq}, bei Kohle circa 570 gCO_{2eq} pro kWhH₂ emittiert (IEA 2019, S. 38; s. a. Tab. 3).

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, könnten die Ausbeute erhöht (weil Rohstoffe als Energieträger eingespart werden) und die CO₂-Emissionen könnten gemindert werden. Im Idealfall reduzieren sich beispielsweise die CO₂-Emissionen des Reformierungsprozesses um etwa 40 % (ROEB et al. 2020, S. 21).

27. Um die CO₂-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 CO₂ aufgefangen und anschließend gespeichert wird (Carbon Capture and Storage – CCS). Der so hergestellte Wasserstoff wird blauer Wasserstoff genannt. Das aufgefangene CO₂ 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 CO₂ (IEA 2019, S. 41). Dieser Wasserstoff wird als türkis bezeichnet (Tz. 48).

Abbildung 4



⋯: Noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar * Dampfreformierung/autotherme Reformierung EE = Erneuerbare Energie E = Energie CCS = Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO₂) ** Mit Einschränkungen, siehe Tz. 31

SRU 2021

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. 29). Wird für die Elektrolyse von Wasserstoff der derzeitige Strommix in Deutschland verwendet (sogenannter gelber Wasserstoff), entstehen Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung des Stroms. Die Well-to-Gate-Treibhausgasemissionen können dann je nach Strommix 420 bis 780 gCO_{2eq}/kWhH₂ betragen (Tab. 3 und Tz. 72).

Tabelle 3

Treibhausgasemissionen (Well-to-Gate) verschiedener Verfahren zur Erzeugung von Wasserstoff

Rohstoff/ Energiequelle	Kohle	Erdöl	Erdgas	Erdgas mit CCS ²	Wasserspaltung mit EE	Wasserspaltung mit Strommix

Emissionen¹ in gCO_{2eq}/kWhH₂	570	360	300	30 bzw. 120	0	420 bzw. 780 ³
¹ Well-to-Gate-Treibhausgasemissionen, Originalangaben in kgCO ₂ /kgH ₂ , umgerechnet mit 33,33 kWh/kgH ₂ (unterer Heizwert); ² mit 90 % CO ₂ -Abscheidung bzw. 65 % CO ₂ -Abscheidung; ³ EU-Elektrizitätsmix (252 t CO _{2eq} /GWh) bzw. weltweiter Strommix. EE: Erneuerbare Energien						

SRU 2021; Datenquelle: IEA 2019; Europäische Kommission 2020a

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 „CO₂-arm“ fallen (EurActiv 20.11.2020, aktualisiert: 08.12.2020; s. a. Tz. 100). CO₂-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 Biomassennutzung im Grunde CO₂-neutral sei, weil bei einer energetischen Nutzung die gleiche Menge an CO₂ 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 Bereitstellung, 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 CO₂-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 (Abschn. 2.2.1).

32. Grundsätzlich ist auch bei der Nutzung von Biomasse für die Wasserstoffgewinnung eine Abscheidung und Verpressung (CCS) oder Nutzung (CCU) des prozessimmanenten CO₂ 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 (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).

Tabelle 4

Elektrolyse-Verfahren im Vergleich

		Alkali-Elektrolyse	PEM-Elektrolyse	HT-Elektrolyse
Technologische Reife (TLR = 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
Prozesstemperatur² (°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 Verfahrens¹		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 Verfahrens¹		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; Datenquellen: ¹ ROEB et al. 2020; ² HEINEMANN et al. 2019; ³ IEA 2019, S. 44 f.; ⁴ HEBLING et al. 2019; ⁵ dena 2017

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 €/kWhH₂ reichen (BloombergNEF 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 €/kWhH₂ sinken können. Zum Vergleich: Die derzeitigen Herstellungskosten für grauen Wasserstoff liegen bei 0,03 bis 0,06 €/kWhH₂ (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 CO₂-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 CO₂ verhindert werden (Deutscher Bundestag 2018, S. 5). Das abgeschiedene CO₂ 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 CO₂ oft nach kurzer Verweilzeit in den Produkten wieder freigesetzt wird (Deutscher Bundestag 2018, S. 16). Eine häufig praktizierte Nutzung verwendet das abgeschiedene CO₂ zur Steigerung der Ausbeute bei der Erdölförderung (Enhanced Oil Recovery – EOR). Das CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ beim EOR nur ein Nebeneffekt (ACHTERNBOSCH et al. 2020, S. 18), sodass zum Beispiel auch ein Monitoring dazu fehlt, wie dauerhaft die Lagerung des CO₂ 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). 12 dieser Anlagen sind in der Erdgas- bzw. Erdölaufbereitung tätig, 10 Anlagen stellen verschiedene chemische Produkte her und 2 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 CO₂-Abscheidung um 3 bis 10 % erhöhen (IEAGHG 2017; zu den Kosten s. a. Tz. 46 f.). Außerdem können die

Abscheideverfahren die CO₂-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 CO₂-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 CO₂ 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}/kWhH₂ angegeben (MWIDE NRW 2020, S. 17).

43. Bei der Ablagerung von CO₂ müssen zudem mögliche Risiken für Mensch und Umwelt beachtet werden. Die Injektion von CO₂ 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 CO₂-Strömen aufgenommen werden (Deutscher Bundestag 2018, S. 36). Der plötzliche Austritt von CO₂ aus den unterirdischen Lagerstätten im Fall von Unfällen oder Leckagen kann zudem die Gesundheit und das Leben von Menschen und Tieren bedrohen, weil CO₂ schwerer als Luft ist und den Luftsauerstoff verdrängt (ebd., S. 37).

44. Nicht zuletzt sind auch die Kapazitäten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ begrenzt. Die vom Global CCS Institute aufgeführten 26 CCS-Anlagen (Tz. 41) haben eine Kapazität zur CO₂-Abscheidung von insgesamt maximal 38,4 Mio. t pro Jahr (Global CCS Institute 2020). Davon werden 23 Mio. t CO₂ pro Jahr für das EOR genutzt. Die Speicherung beim EOR kann aber nur mit Vorbehalt als eine dauerhafte Ablagerung von CO₂ angesehen werden (Tz. 40 und 54). Bei lediglich sechs Anlagen ist die geologische Speicherung vorgesehen (Kapazität max. 10 Mio. t CO₂ pro Jahr). Eine Anlage gibt beide Speichertypen an (max. 5 Mio. t CO₂ pro Jahr). Die Abscheide- und Ablagerungskapazität der Anlagen mit geologischer Speicherung müsste um das 50–80fache erweitert werden, um allein die 830 Mio. t CO₂ abzuscheiden und zu lagern, die derzeit global pro Jahr bei der fossilen Wasserstoffherstellung emittiert werden (Tz. 23). Weitere Anlagen mit Kapazitäten von insgesamt 70 Mio. t CO₂ 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 CO₂ pro Jahr (zwei Anlagen in Norwegen). Dort wird das CO₂ 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 CO₂ 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. Ö Raffinerien, Kraftwerke und Zementanlagen) sollen insgesamt eine Kapazität zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ haben, die bei maximal 30 Mio. t CO₂ pro Jahr liegt (Global CCS Institute 2020). Diese Kapazität wird aber nicht zur Ablagerung und Speicherung des CO₂ 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 CO₂ bei der Wasserstoffherstellung emittiert (DEERBERG 2020). In Deutschland ist die Speicherung von CO₂ 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 CO₂ hinzu (MATTHES et al. 2020a, S. 55; ROEB et al. 2020, S. 21). Für die beim CCS-Prozess verbleibenden CO₂-Emissionen muss zudem die CO₂-Bepreisung nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) berücksichtigt werden. Eine Erhöhung des CO₂-Preises um 100 €/tCO₂ verändert die Wasserstoffkosten um etwa 0,003 €/kWhH₂ (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 €/kWhH₂ (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 €/kWhH₂. 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 CO₂ 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/kWhH₂; 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 €/kWhH₂ 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 einschränkt (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 CO₂ 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 CO₂; 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]“ (BMW 2020b, S. 3). In der europäischen Wasserstoffstrategie heißt es noch offensiver, dass kurz- und mittelfristig „andere Arten CO₂-armen Wasserstoffs erforderlich sein [werden], hauptsächlich um die Emissionen der bestehenden Wasserstoffherzeugung rasch zu verringern und die

Verbreitung von erneuerbarem Wasserstoff zeitgleich und für die Zukunft zu unterstützen“ (Europäische Kommission 2020a, S. 6). Zu den CO₂-armen Wasserstoffarten zählt laut dieser Strategie auch blauer Wasserstoff, wenn „die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden Treibhausgasemissionen erheblich geringer sind als bei der derzeitigen Wasserstoffherzeugung“ (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: CO₂-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 CO₂ 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 CO₂-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 CO₂ (Pipelines oder Schiffe). Aber in Europa und auch weltweit sind die derzeit existierenden und die geplanten Kapazitäten zur Abscheidung und Ablagerung von CO₂ um Größenordnungen zu klein, um allein mit den CO₂-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 CO₂ 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 CO₂ zur Verbesserung des Ertrages bei der Erdölförderung (EOR), verbunden mit einer Teillagerung des CO₂ 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 CO₂ 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.

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 CO₂-Preise, die die Herstellungskosten für blauen Wasserstoff erhöhen (Tz. 46). Außerdem müssen weitere Verbesserungen der Elektrolyseverfahren bezüglich Effizienz und Flexibilität entwickelt werden.

Tabelle 5

Herstellungskosten für grünen und blauen Wasserstoff in €/kWhH₂

	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

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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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.

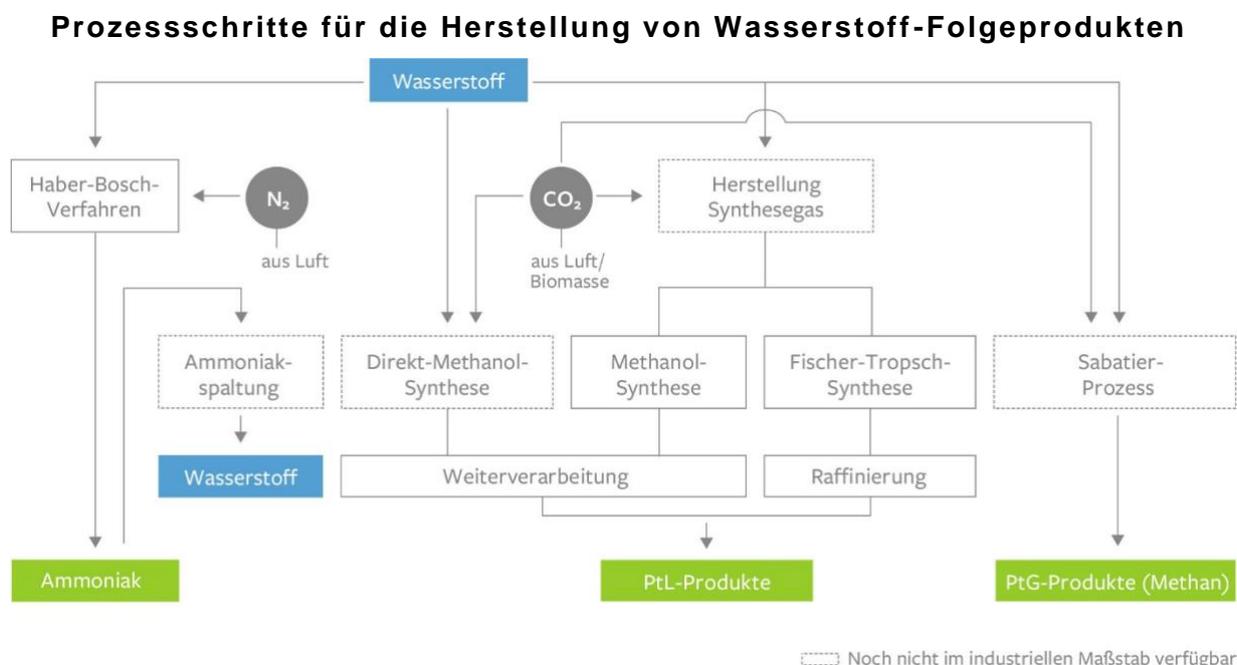
58. In Deutschland legt die NWS den Fokus auf grünen Wasserstoff, sie schließt allerdings die übergangsweise Nutzung von blauem oder türkischem Wasserstoff nicht aus (Tz. 51). Blauer und türkiser Wasserstoff sind in Deutschland zwar nicht förderungsfähig (schriftl. Mitteilung des BMWi vom 18. März 2021). 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 („CO₂-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 CO₂-armen 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 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.

Abbildung 5



SRU 2021

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 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 CO₂ emittiert. CO₂-Neutralität kann gewährleistet werden, wenn der eingesetzte Kohlenstoff zuvor in Form von CO₂ der Atmosphäre entnommen wurde (Direct Air Capture – DAC) und wenn zudem alle Produktionsschritte mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Technische Verfahren zur Entnahme von CO₂ aus der Luft existieren bereits, sind aber noch nicht im industriellen Maßstab verfügbar (HEINEMANN et al. 2019, S. 19). Aufgrund der niedrigen Gesamtkonzentration von CO₂ in der Luft ist DAC energetisch sehr aufwendig. Dennoch erscheint dieser Prozess als Kohlenstoffquelle für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe sinnvoll. Für eine wirtschaftliche CO₂-Bereitstellung im großindustriellen Maßstab sind aber noch weitere Forschungen notwendig (ebd., S. 60).

66. Eine andere Möglichkeit ist die Verwendung von CO₂ aus der Herstellung von Bioethanol und Biogas (KASTEN 2020, S. 8). Das CO₂ kann dabei mit geringem Energieaufwand abgetrennt werden (ebd.). Synthetische Kraftstoffe mit biogener Kohlenstoffquelle und daraus freigesetztes CO₂ werden häufig als netto-CO₂-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 CO₂-neutral. Zudem ist die Menge an nachhaltiger Biomasse begrenzt. Schließlich besteht noch die Möglichkeit, unvermeidbare CO₂-Emissionen aus Industrieprozessen (z. B. aus der Kalk- und Zementindustrie) zu verwenden (s. a. IEA 2019, S. 58 ff.). Diese Option würde aber dennoch CO₂-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 CO₂ 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 Wasserstoffherzeugung von der Synthesegas-Erzeugung, 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 CO₂ 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 wirksames Treibhausgas ist als CO₂ (Tz. 42). Das bedeutet: Auch wenn eine treibhausgasneutrale Kohlenstoffquelle bei der Methanherzeugung verwendet wird, kann es durch den Methanschleup 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.

Abbildung 6

Umwandlungsverluste bei der Erzeugung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten

	Direktnutzung Strom	Wasserstoff	Power-to-Liquid	Power-to-Gas	Ammoniak
Erneuerbarer Strom	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %
Elektrolyse		~ 67 %	~ 67 %	~ 67 %	~ 67 %
PtX-Synthese ¹			~ 70 %	~ 80 %	~ 80 %
Produktionsseitiger Gesamtwirkungsgrad	100 %	~ 67 %	~ 47 %	~ 54 %	~ 54 %

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

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 anstehenden 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 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). Dieser Vergleich berücksichtigt die Treibhausgasemissionen der Vorkette, wenn sie bei der Strom- bzw. Erdgasgewinnung direkt emittiert werden (Well-to-Gate, Tz. 25). Bei grünem Elektrolyse-Wasserstoff entstehen in diesen Prozessschritten keine Treibhausgase, die Well-to-Gate-Treibhausgasemissionen liegen daher bei null (Europäische Kommission 2020a, S. 4). Für die relativ hohen Treibhausgasemissionen des gelben Wasserstoffs 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).

73. Eine umfassendere Bilanzierung berücksichtigt zusätzlich die indirekten Emissionen bei der Erzeugung von Wasserstoff. Das sind Treibhausgasemissionen, die beispielsweise bei der Herstellung und dem Aufbau von Anlagen entstehen, die im Wasserstoff-Lebenszyklus genutzt werden, einschließlich der nötigen Rohstoffgewinnung. Werden diese 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 des 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.

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
Emissionen¹ in gCO_{2eq}/kWhH₂	18–35	90–137	35–36	700–976	318–364
¹ Entsprechend ausgewählten Studien. Wurden mehrere Werte recherchiert, ist ihre Spannbreite angegeben. ² Berücksichtigt wurden Werte für den deutschen, niederländischen und durchschnittlichen EU-Strommix aus dem Zeitraum 2015–2018.					

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

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 Wasserstoffherzeugung 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 eindeutig. 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. WIETSCHHEL 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; WIETSCHHEL 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 Wasserstoff-Erzeugung 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 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) Wasserreservoirien 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 Eingangstroms 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).

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 CO₂ verbraucht werden, hauptsächlich durch Verdunstung (FASIH et al. 2019). Neueste Entwicklungen versprechen Anlagen, die diese Wasserverluste vermeiden und stattdessen neben dem CO₂ auch Wasser aus der Umgebungsluft gewinnen (ebd.) Dieses Wasser (bis zu 2 t Wasser pro Tonne abgeschiedenem CO₂) 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 CO₂ 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 ausschließlicher Einsatz von erneuerbaren und nachhaltigen Energien erzeugt, entfielen die „Treibhausgasbürde“, die international verschiftem 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 im folgenden Kapitel diskutiert (Abschn. 2.2.2).

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 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 Treibhausgasminde rung 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.

Tabelle 7

Zentrale Nachhaltigkeits- und Umweltkriterien für Wasserstoff und PtX-Folgeprodukte

Dimension	Umweltbezogene und soziale Erfordernisse
Strombezug der Elektrolyse	<ul style="list-style-type: none"> • Neue, zusätzliche EE-Anlagen • Systemdienlicher Betrieb der Elektrolyseure durch geografische Nähe zur Produktion von erneuerbarem Strom und Vermeidung zusätzlicher Netzengpässe
Weitere Herstellungs- und Transportemissionen	<ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgasbilanzierung von Wasserstoff und PtX-Folgeprodukten für alle Prozessschritte • Bei treibhausgasarmem Wasserstoff durch Dampfreformierung: Bilanzierung von Emissionen der Gasförderung sowie durch CCS
Zusätzliche Umweltauswirkungen	<p>Reduzierung der Umweltauswirkungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, zum Beispiel durch</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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) • Abschätzung und Vermeidung von Umweltrisiken, zum Beispiel durch Umweltprüfungen

	<ul style="list-style-type: none"> • Effiziente und umweltschonende Inanspruchnahme von Flächen und Wasserressourcen • Umweltauflagen für die Rohstoffgewinnung und für Errichtung, Betrieb und Entsorgung von Anlagen (z. B. für die Strom- oder Wärmeerzeugung, Entsalzung von Meerwasser, Elektrolyse, Kohlenstoffabscheidung) • Bedingungen für die Entnahme von Oberflächen- oder Grundwasser, unter Berücksichtigung der lokalen Wasserverfügbarkeit
Soziale Auswirkungen	<p>Verankerung von Sozialstandards entlang der gesamten Wertschöpfungskette, zum Beispiel Vermeidung negativer Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung der Produktionsländer in Bezug auf</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trinkwasserversorgung • Ernährungssituation • Gesundheit, Menschenrechte, Arbeitsrechte, Zugang zu natürlichen Ressourcen, inklusive informeller und formaler Land- und Wasserrechte

SRU 2021

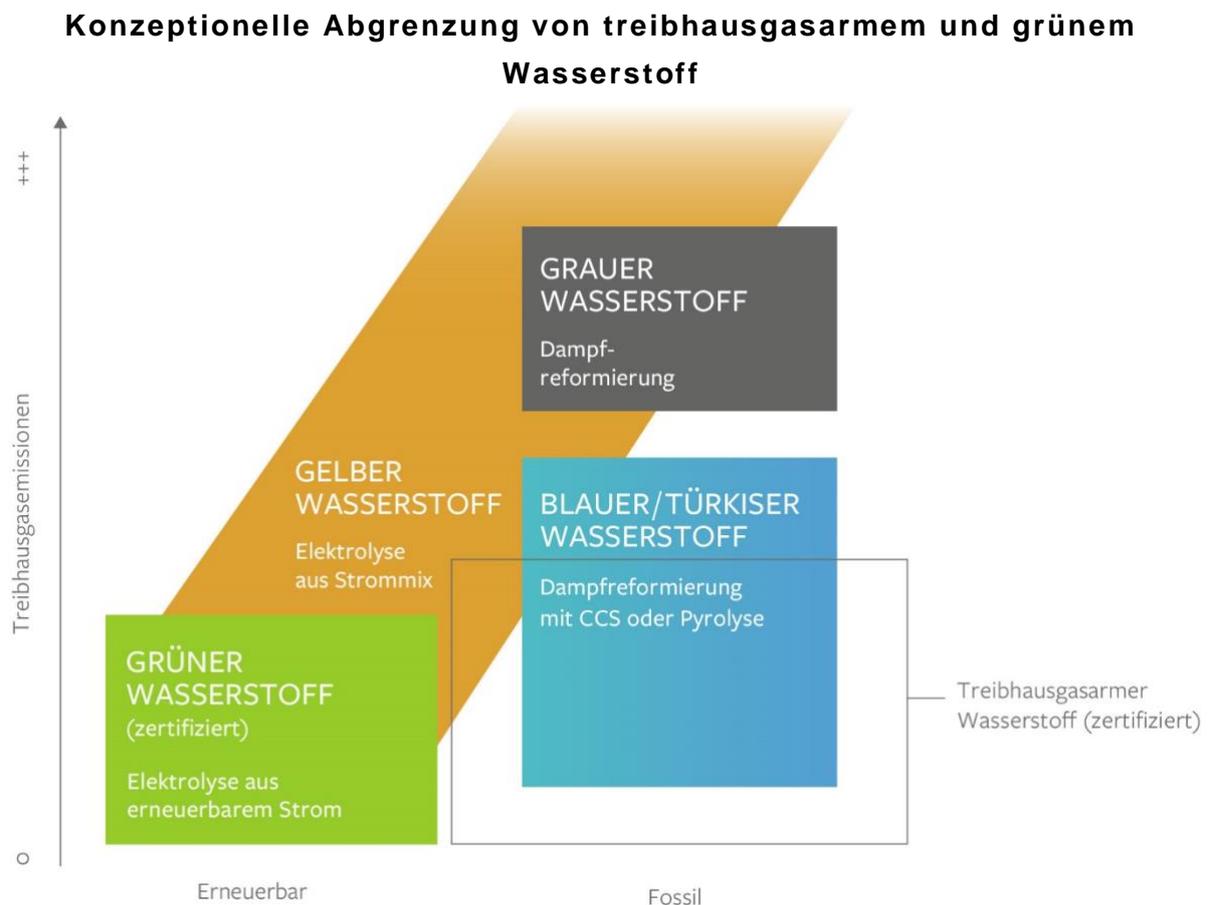
Green, clean und low-carbon hydrogen

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 CO₂ 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 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.

Abbildung 7



SRU 2021

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 geographischen 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).

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 CO₂ 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 CO₂-Abscheidung im Rahmen der Dampfreformierung nur einen Teil der Emissionen auffangen, ein weiterer Teil wird frei. Derzeit wird das abgeschiedene CO₂ 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 CO₂ 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 Nachhaltigkeitskriterien 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 (MAIMOULIN 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 Entwicklungsprogramm 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 negativen 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. 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 setzen 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 CO₂-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 kann 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, Gasterme 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 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 „Grüingasvariante“ 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, schlugen 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. Trägermaterialien 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 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 allerdings bisher begrenzt und der Energieeinsatz für die Umwandlung hoch (35 bis 40 % des Gesamtenergiegehalt des Wasserstoffs, 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 Spannweite 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 geographische 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 Gasmisch 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 Speicherkapazität 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 Versorgungssicherheit, 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 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 (§ 43I 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.). Einen aus den Klimazielen der Bundesregierung und der NWS abgeleiteten 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 zwischen 110 und 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; BONNS 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 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.

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

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 erneuerbaren Energieanlagen 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 €/kWh_{H₂} für grünen Wasserstoff. Im Vergleich

dazu liegen die internationalen Kosten zwischen 0,02 und 0,19 €/kWhH₂ (s. Tab. 5). Im Jahr 2030 werden die Herstellungskosten in Deutschland bereits mit 0,18 €/kWhH₂ angenommen und sollen bis zum Jahr 2050 weiter auf 0,12 €/kWhH₂ 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 Stromanpreisbestandteilen 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 (BMW 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 (BMW 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

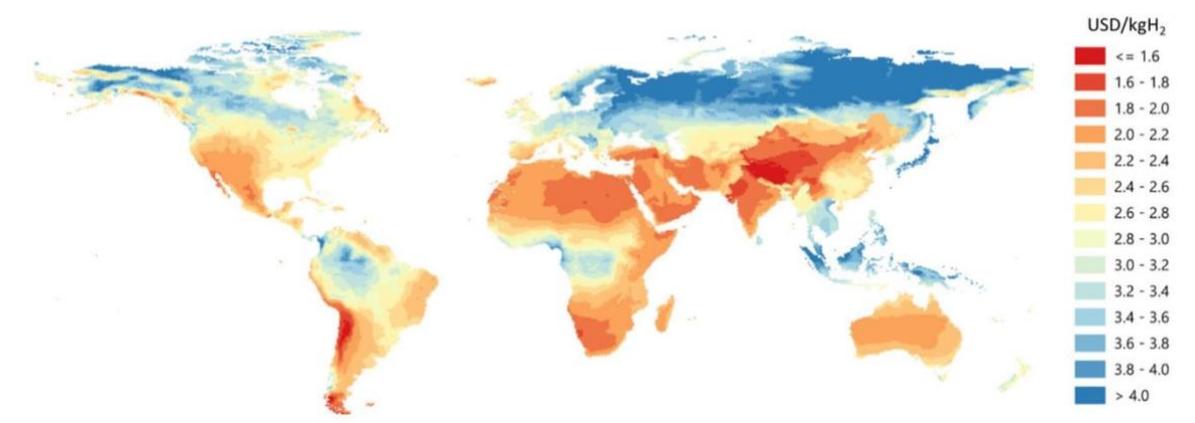
181. Die Entwicklung eines Weltmarktes für grünen und treibhausgasarmen Wasserstoff muss im Kontext der zukünftigen globalen Entwicklung des Energiesystems betrachtet werden. Die globale Wasserstoffnachfrage liegt derzeit bei rund 2.500 TWh und hat sich damit seit 1975 mehr als verdreifacht (IEA 2019, 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 Spannweite 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 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 Spannweite 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).

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

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 Gesteungskosten 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 Bestandorten 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 (WIETSCHHEL 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 €/kWhH₂ 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 €/kWhH₂, für Norwegen von durchschnittlich 0,14 €/kWhH₂ (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 €/kWhH₂ (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 €/kWhH₂ 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 €/kWh_{H₂} 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 Wasserstoffherzeugung. 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 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 Bestandorte 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 Konjunkturreffekte 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 CO₂-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. CO₂-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 CO₂-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 Erdöl 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 CO₂-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 CO₂. 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 CO₂ 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 CO₂-Emissionen. Bei der Sekundärstahlproduktion werden 0,3 t CO₂ pro Tonne Rohstahl emittiert. Die Primärstahlroute emittiert hingegen circa das Sechsfache an CO₂-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 (CO₂) werden vermieden, da lediglich das Oxidationsprodukt H₂O 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 CO₂-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, CO₂-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 CO₂-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 Hlsarna-Verfahren. Die Eisenelektrolyse erzeugt mit Strom aus erneuerbaren Energien nahezu keine CO₂-Emissionen, befindet sich aber noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Das Hlsarna-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 CO₂-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 CO₂ über das CCS-Verfahren (CCS und CCU-Verfahren, s. Abschn. 2.1.3 und 2.1.4) können die CO₂-Emissionen im Vergleich zur Hochofenroute zu 86 % reduziert werden. Die abgeschiedenen CO₂-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 Rohölfraction 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 CO₂-Emissionen, bedingt durch den Rohstoff Kalkstein, der im Drehrohfen 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 Emissionen 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 CO₂-Emissionen bei der Zementproduktion zu verringern, wird daher die Integration der CO₂-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 CO₂ sind die Industriekraftwerke, Dampfpalmer (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 CO₂ pro t 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 aus CO₂ und Ammoniak synthetisiert. Wird zukünftig dieser Prozess dekarbonisiert, entfallen die CO₂-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 CO₂ 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.

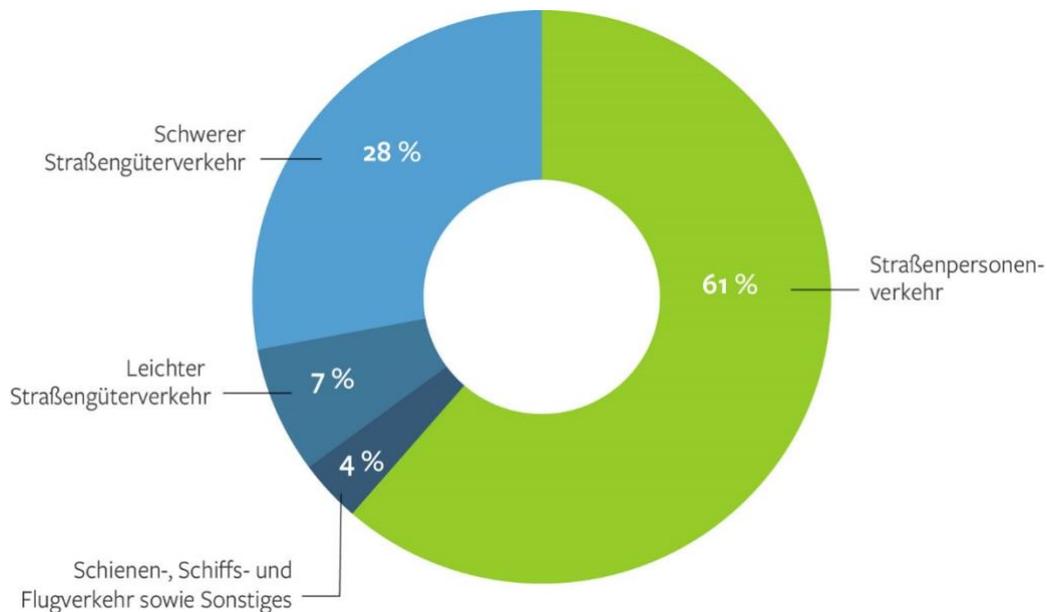
237. Wasserstoff bedient bereits ein breites Anwendungsfeld in der Industrie. Es ist möglich, einige Prozesse zeitnah auf grünen Wasserstoff umzustellen. Zum einen kann grüner Wasserstoff dort eingesetzt werden, wo heute noch grauer Wasserstoff verwendet wird. Dies stellt jedoch nur einen Teil der Transformation 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 Technologiemarkt 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).

Abbildung 9

CO₂-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

240. Bisher fokussierten die Bemühungen der Bundesregierung, die Emissionen im Verkehrssektor zu senken, auf eine Steigerung der Effizienz, beispielsweise durch CO₂-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).

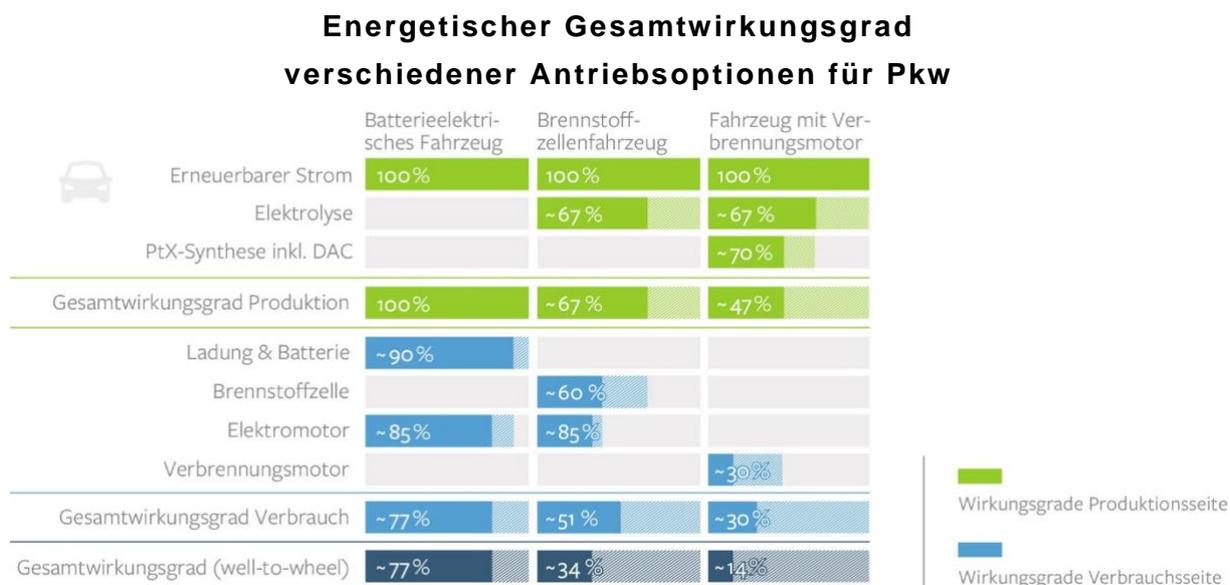
241. Die in den letzten Jahrzehnten stetig wachsende Verkehrsleistung und Motorisierung hat die bisher erzielten Effizienzgewinne aufgehoben. Das Verkehrsaufkommen im Personenverkehr wird bis 2030 wahrscheinlich weiter wachsen. Laut Verkehrsverflechtungsprognose (BVU Beratergruppe Verkehr + Umwelt et 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 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 sinnvoller Alternativen zur Verfügung stehen.

Abbildung 10



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

für Wirkungsgrade auf der Produktionsseite s. Abb. 6

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 CO₂-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 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 CO₂-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 CO₂-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 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 CO₂-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 Wasserstofftankstelleninfrastruktur 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 CO₂ aus Direct Air Capture (s. Tz. 65) nicht notwendigerweise klimaneutral ist. Dies liegt an dem erhöhten Strahlungsantrieb der CO₂-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 Primärenergie 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 % (BMW 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.).

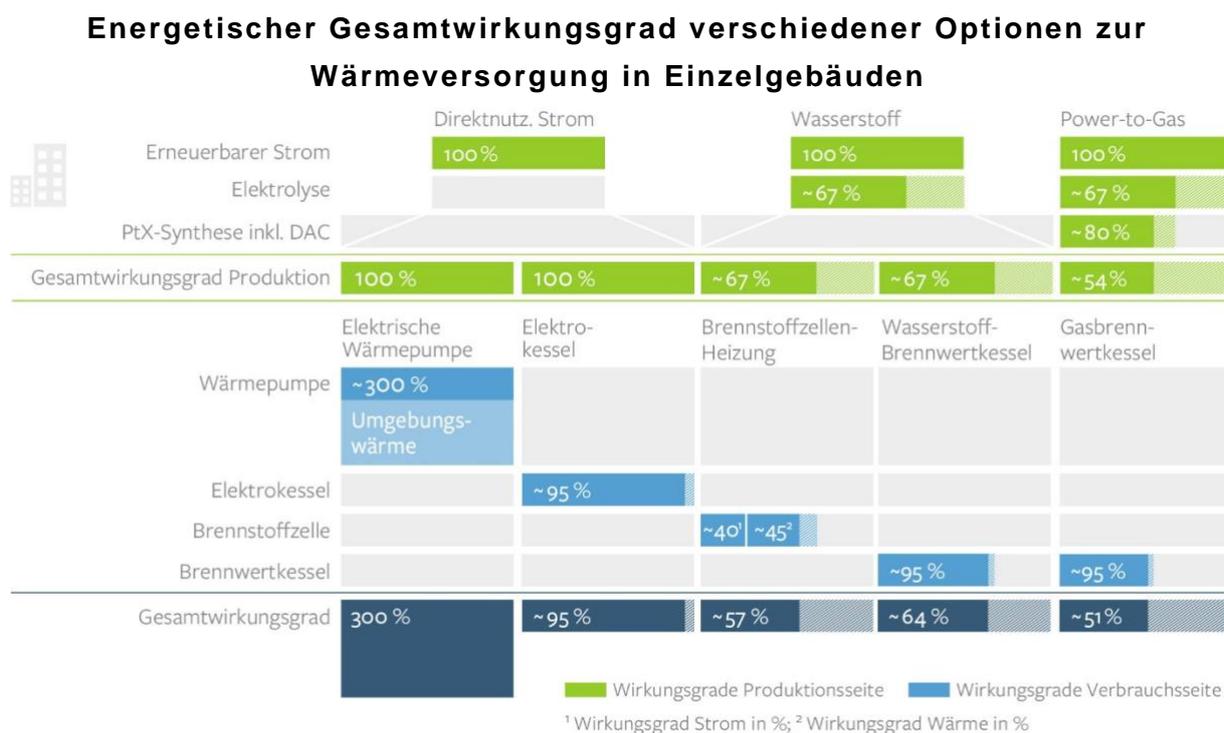
265. Zur lokalen Wärmebereitstellung im Einzelgebäude können mit Biomasse und Solarthermie erneuerbare Energien genutzt werden, die direkt Wärme bereitstellen. Nachhaltig erzeugte Biomasse steht jedoch nur begrenzt zur Verfügung (Tz. 31 f.) und wird auch in anderen Sektoren nachgefragt. Solarthermie 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.

Abbildung 11



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

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, darüber 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 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. CISCINSKY 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 potenziellen 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 Umständen 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 Brennwärtskesseln 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 CO₂. Zudem verbleiben beim Abscheideprozess Restemissionen. Auch bei der CO₂-Speicherung und dem Transport entweicht CO₂. Darüber hinaus ist die Kapazität der geologischen CO₂-Speicher begrenzt. Eine Lagerung von CO₂ 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 CO₂ 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 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 überprüfaren 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 berücksichtigt 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 CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 linear auf null reduziert, würde Deutschland eine höhere Menge an CO₂ ausstoßen, als ihm bei einer Verteilung des Paris-kompatiblen CO₂-Budgets anhand der Bevölkerungszahl maximal zustünde. Bei linearer Reduktion der Emissionen müsste Deutschland bereits spätestens 2038 CO₂-neutral wirtschaften, um dieses CO₂-Budget einzuhalten. Wird die CO₂-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 fiel 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 CO₂ (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 CO₂-Verluste bei der Abscheidung, beim Transport und bei der Ablagerung von CO₂ müssen berücksichtigt werden. **Zum anderen ist die Speicherung von CO₂ mit ökologischen und gesundheitlichen Risiken verbunden.** Dazu gehören zum Beispiel die Versalzung von Grundwasser, Böden oder Oberflächengewässern und Gesundheitsgefahren, wenn durch Unfälle CO₂ entweicht (Tz. 43).

300. In Deutschland ist derzeit eine unterirdische Ablagerung von CO₂ rechtlich nicht möglich. Für eine Produktion von blauem Wasserstoff in Deutschland müssten daher im Ausland geeignete CO₂-Lagerstätten gesucht und das CO₂ per Pipeline oder Schiff transportiert werden. **Weder in Europa noch weltweit stehen jedoch absehbar ausreichende Speicherkapazitäten für CO₂ 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 türkischem 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 CO₂-Preise, die blauen Wasserstoff angemessen bepreisen. Eine CO₂-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 aufwändig 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 Klimaschutzzszenarien 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 CO₂-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 CO₂-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, 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 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 (BMW 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

Technologiepfad 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 CO₂-Flottengrenzwerte im Rahmen des Legislativpakets „Fit for 55“ für ambitionierte Ziele einsetzen. Eine Anrechnung von treibhausgasneutralen Kraftstoffen auf die CO₂-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 Gebieten 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).

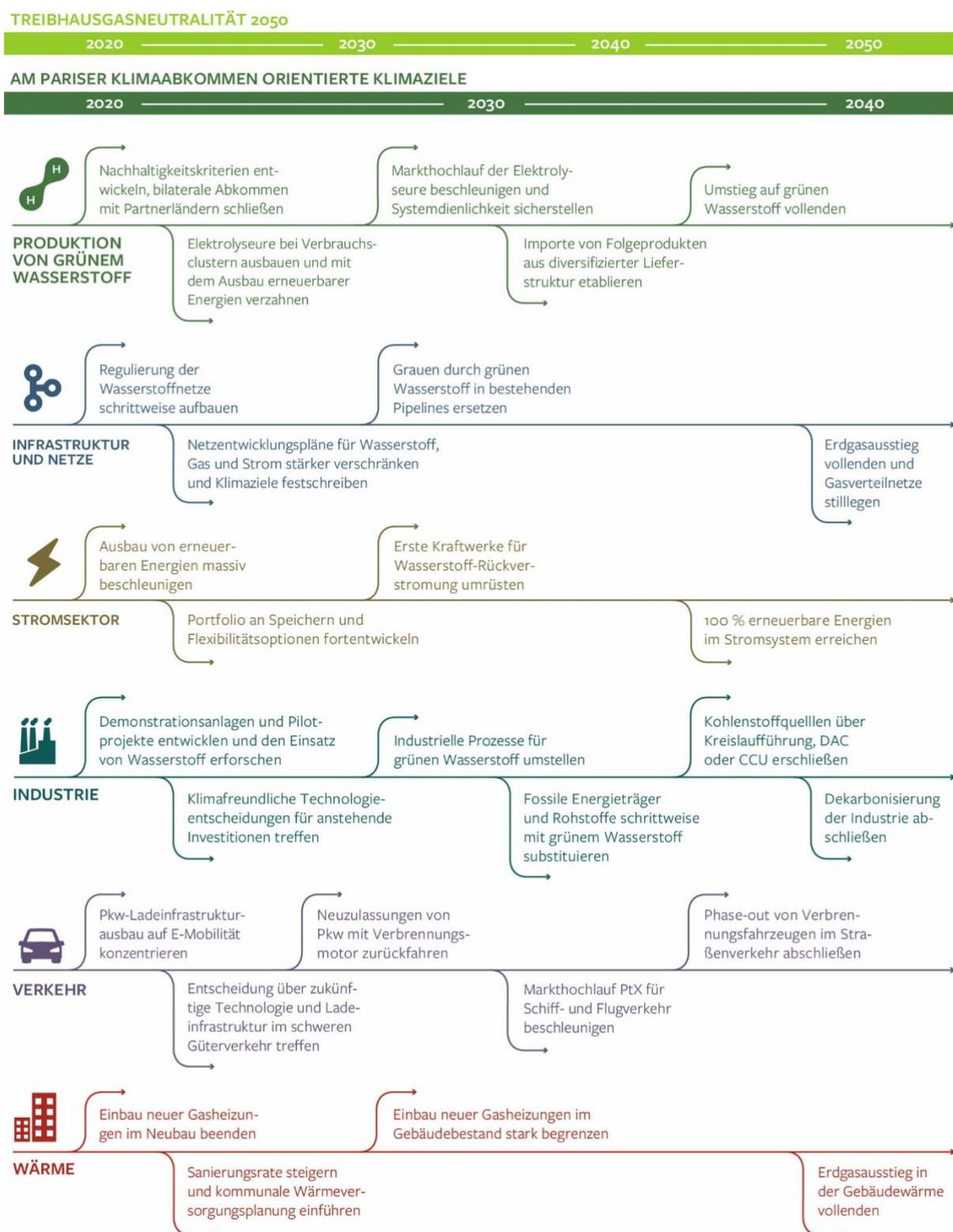
4.2.3 Widersprüchliche sektorale Planungen vermeiden

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.

Abbildung 12

Richtungsentscheidungen für den nachhaltigen Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der Dekarbonisierung



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 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, S. 201 f.). Gegenwärtig sind Steuern und Abgaben auf verschiedene Energieträger nicht konsistent an Energie- oder CO₂-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.

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/pii/S0301421520300586> (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-energiawende.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 H₂ infrastructure in Europe. Study. Berlin, Oxford: Agora Energiewende, AFRY Management Consulting. https://static.agora-energiawende.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/pdf?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.weltenergieerat.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: Fishedick, M., Görner, K., Thomeczek, M. (Hrsg.): CO₂: 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. I., Mockl, 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=AB12BAF46025EF26A1BA2205F0C908?__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/pdf?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 CO₂-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): Gün 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. IAAE 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 Bioenergy*. 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/pdf?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 Fernleitungsnetzbetreiber. Berlin: DUH.

https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Pressemitteilungen/Energie/ecoIT/DUH_Stellungnahme_Konsultationsdokument_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://9tj4025o153byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/E3G_Stellungnahme_NEP-Gas-2020-2030.pdf (27.01.2021).

EASAC (European Academies 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 „CO₂-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/QA_NDA_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 CO₂ 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., Wunsch, 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 H₂ 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 Interaktion 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., Heinzemann, 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., Kempfert, 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 Treibhausgaserminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung. Teilbericht des Projektes „THG-Projektion: Weiterentwicklung der Methoden und Umsetzung der EU-Effort Sharing Decision im Projektionsbericht 2019 („Politikszenerien IX“)“. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt. Climate Change 33/2020. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgaserminderungswirkung_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 Wissensstands 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., Miodic, 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., Rudloff, A. (2021): Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – 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_biomassennutzung_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.

Hornig, 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.wohlliebens-waldakademie.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-](https://static.agora-energie-wende.de/Dateien/2018/01/20180101_Wert_der_Effizienz_im_Geb%C3%A4udesektor_in_Zeiten_der_Sektorenkopplung.pdf)

energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Heat_System_Benefit/143_Heat_System_benefit_s_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/pdf?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., Mieke, R. (2021): Critical materials for water electrolyzers 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/pdf?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 Politikszenerien 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-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiawende_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/pdf?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 (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität – Arbeitsgruppe 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 climatology. Boulder, Colo.: National 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%20Markt%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://user.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/pdf?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 Universität 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/hydrogencapabilitesgt-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 Sonnenenergie 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/pdf?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).

Tsiropoulos, 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/pdf?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/pdf?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-briefing-may11.2020.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/pdf?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., Schломann, 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/Pool/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): CO₂-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).