



WASSERSTOFF UND DIE SOZIAL-ÖKOLOGISCHE TRANSFORMATION

FOLGERUNGEN FÜR DIE EU WASSERSTOFFSTRATEGIE

ISABELL BRAUNGER

CAROLIN GRÜTER

FABIAN PRÄGER

Impressum

Herausgegeben von der Delegation DIE LINKE. im Europaparlament,

Konföderale Fraktion THE LEFT
(Vereinte Europäische Linke/Nordische Grüne Linke GUE/NGL)
B-1047 Brüssel, Belgien
+32 (0) 2 283 23 01

guengl-communications@europarl.europa.eu
cornelia.ernst@ep.europa.eu

Autor*innen: Isabell Braunger, Carolin Grüter und Fabian Präger
Layout und Gestaltung: Reiko Kammer

Mai 2021

Fotos: iStock (Titel: serts, Seite 6: davidf, Seite 13: maki_shmaki,
Seite 22: inkoly, Seite 30: hsvrs, Seite 35: DisobeyArt)



**EU
WASSER-
STOFF
STRATEGIE
AUF
DEM
PRÜFSTAND**

Inhalt

Vorwort	3
Das Wichtigste auf einer Seite	4
1 Einleitung	5
2 Herstellungsverfahren, Produktionspotenziale in Europa und Importoptionen	7
2.1 Kernaussagen	7
2.2 Herstellungsverfahren mit Fokus auf die EU	10
2.3 Produktion in Europa vs. Importe	
3 Einsatzbereiche	14
3.1 Kernaussagen	14
3.2 Haushalte	14
3.3 Industrie	16
3.4 Verkehr	18
3.5 Strom	20
4 Infrastruktur(planung)	23
4.1 Kernaussagen	23
4.2 Technisch-systemische Aspekte	23
4.3 Energieinfrastrukturplanung	27
4.4 Wasserstoffinfrastrukturplanung	28
5 Politische Ebene: Die europäische Wasserstoffstrategie	31
5.1 Herstellungsverfahren	31
5.2 Ausbau- bzw. Mengenziele	33
5.3 Infrastruktur und Kostenüberblick	33
5.4 Priorisierung von Anwendungen/Sektoren	34
5.5 Import	
6 Schlussfolgerungen und erste Empfehlungen	36
Literaturverzeichnis	38

Vorwort

Liebe Leserinnen und Leser,

nachdem das Pariser Abkommen zum Klimawandel 2015 unterzeichnet wurde, folgte eine lange Phase faktischer Untätigkeit. Erst fünf Jahre später legte die Europäische Kommission ihren Vorschlag für ein Klimagesetz vor, mit dem die EU bis 2050 klimaneutral werden soll. Unter dem Druck, ihren Verpflichtungen nachzukommen, suchen Politik und Wirtschaft händeringend nach Lösungen, um das auf fossilen Brennstoffen basierende Wirtschaftssystem zu dekarbonisieren. Für mich sind erneuerbare Energien aus Wind und Sonne die Lösung. Deren Ausbau sollte für Politik und Wirtschaft an vorderster Stelle stehen.

Dennoch spielt derzeit vor allem Wasserstoff als das „Öl der Zukunft“ in diesem Diskurs eine prominente Rolle. Gerade Wasserstoff wird für viele Bereiche als eine attraktive Alternative gehandelt.

Wasserstoff kann viele Funktionen fossiler Brennstoffe erfüllen, ohne dass ein systemisches Umdenken erforderlich ist. Er kann als Brennstoff für konventionelle Technologien wie Verbrennungsmotoren genutzt werden. Wie Erdgas kann er in Pipelines transportiert und in Kavernen gespeichert werden. Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen wird bei der Nutzung von Wasserstoff kein CO₂ oder Methan in die Atmosphäre abgegeben. Das einzige Nebenprodukt bei seiner Verbrennung sind Wassermoleküle.

Aber sind die großen Hoffnungen, die auf das Wundermittel Wasserstoff gesetzt werden, berechtigt? Wir müssen bedenken, dass Wasserstoff keine Energiequelle ist, sondern lediglich ein künstlich hergestellter Energieträger. Er kann entweder durch Elektrolyse von Wasser unter Nutzung von elektrischem Strom oder durch Reformierungs- oder Vergasungsprozesse von fossilen Brennstoffen wie Kohle oder Erdgas erzeugt werden. Derzeit werden über 90 Prozent des Wasserstoffs aus fossilen Quellen gewonnen. Kein Wunder, dass die großen fossilen multinationalen Unternehmen ihn als Lösung für den Klimawandel anpreisen. Immerhin könnten sie so „alten Wein in neuen Schläuchen“ verkaufen und den Status quo im Machtgefüge von Produktion und Distribution von Energie innerhalb einer zentralisierten Struktur aufrechterhalten.

Die Linksfraktion im Europaparlament hat deshalb diese Studie in Auftrag gegeben, um die Potenziale von Wasserstoff auf Herz und Nieren zu prüfen. Es wurde untersucht, in welchen Anwendungsbereichen Wasserstoff sinnvoll ist und wie er sich in das Energiesystem der Zukunft, das auf erneuerbaren Energien basiert, einordnen lässt. Ein Ergebnis: Wasserstoff kann in Bereichen, in denen keine direkte Elektrifizierung durch erneuerbare Energien aus Wind und Sonne möglich ist, eine wichtige aber nicht die entscheidende Rolle beim Umstieg zukommen. Dieses Ergebnis sollte die derzeitige Euphorie um Wasserstoff dämpfen. Die Pläne, mit voller Kraft die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes zu forcieren, müssen kritisch hinterfragt werden. Besser wäre es, wenn sich die Wasserstoffproduktion nachfrageorientiert entwickelt und nur dort zum Einsatz kommt, wo es keine effektiveren Möglichkeiten zur Dekarbonisierung gibt.

Cornelia Ernst
Mitglied des Europäischen Parlaments

Das Wichtigste auf einer Seite

Diese Studie widmet sich der Frage, wie die Entwicklung des Wasserstoffsektors im Rahmen der sozial-ökologischen Transformation in Europa gestaltet werden sollte. Denn es herrscht zwar große Einigkeit darüber, dass Wasserstoff Teil eines klimaneutralen Energiesystems sein wird. Über die Bedeutung von Wasserstoff sowie den Pfad hin zum klimaneutralen Energiesystem wird jedoch zurzeit noch viel diskutiert. Dabei stehen die verschiedenen Herstellungsverfahren und Einsatzbereiche im Zentrum der Debatte.

Die vorliegende Studie stellt den aktuellen Wissenstand der Wasserstofftechnologien dar, beleuchtet die Verfahren zur Energieinfrastrukturplanung und analysiert vor diesem Hintergrund die europäische Wasserstoffstrategie. Das Ziel dabei ist es aufzuzeigen, welche Risiken aktuelle Strategien und Pläne bergen, welcher Forschungsbedarf besteht und wo Lock-in Effekte für fossile Infrastruktur entstehen können. Anschließend werden erste Empfehlungen dargestellt.

Die wichtigsten Erkenntnisse dieser Studie zusammengefasst:

1. Wasserstoff sollte immer mit Blick auf die Effizienz und Emissionen des Gesamtsystems und somit systemdienlich geplant werden: So wenig wie möglich, so viel wie nötig.
2. Der Wasserstoffbedarf kann durch die Ausschöpfung von Suffizienz- und Effizienzpotenzialen wesentlich reduziert werden. Aus ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten sollten diese Potenziale zuerst ausgeschöpft werden.
3. Nur Wasserstoff aus zusätzlich installierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen weist keine direkten Treibhausgasemissionen auf und kann somit Teil eines klimaneutralen Energiesystems sein. Damit steht der konsequente Ausbau von erneuerbaren Energien an erster Stelle. Kernenergie ist hierbei keine Option.
4. Um Lock-In Effekte und stranded assets zu vermeiden, muss die Klimawirkung von Erdgas bereits jetzt vollumfänglich berücksichtigt werden. Daraus folgt, dass ein konsequenter Ausstieg aus der Erdgasförderung und -verbrennung notwendig ist. CCTS darf nicht als lebensverlängernde Maßnahme für fossile Energieträger eingesetzt werden und kann aufgrund von Restemissionen sowie ungeklärter technischer und ökonomischer Herausforderungen kein Teil der Lösung sein.
5. Da Wasserstoffimporte aus Drittländern nur unter Berücksichtigung klimaethischer Aspekte infrage kommen dürfen und somit zunächst ethische, soziale, organisatorische und ökonomische Fragen beantwortet werden müssen, sollte die EU sich auf die Wasserstoffproduktion in Europa konzentrieren, wodurch auch gleichzeitig positive Arbeitplatzeffekte erzielt werden könnten.
6. Das erneuerbare Wasserstoff in Europa nur begrenzt verfügbar sein wird, und damit ein wertvolles Gut darstellt, ist eine Priorisierung von Einsatzbereichen notwendig, um den Wasserstoff wirksam einzusetzen und auch Investitionen in neue, langlebige Technologien anzureizen.
7. Die Infrastrukturplanung des Energiesystems muss vom Zielsystem ausgehend gedacht werden. Ausgehend von gerechten 1,5°C konformen Pfaden und unter Beteiligung aller Akteursgruppen und der Zivilgesellschaft kann die Akzeptabilität des Transformationsprozesses gesteigert werden, was wiederum die Chancen eines erfolgreichen Aufbaus einer klimaneutralen EU entscheidend erhöht.

1. Einleitung

Seit dem 4. November 2016 besteht das Pariser Abkommen, in welchem sich alle Unterzeichner darauf geeinigt haben, die globale Erderwärmung auf deutlich unter 2°C zu halten. Die katastrophalen Auswirkungen des Klimawandels, unter denen bereits heute Menschen in Ländern des globalen Südens leiden, die aber auch immer deutlicher auf dem europäischen Kontinent spürbar sind, sollen dadurch minimiert werden. Aus einer Gerechtigkeitsperspektive muss die, als einer der Hauptprofiteure der Industrialisierung und der gegenwärtigen Wirtschaftsweise, in Vorleistung gehen. Dies zeigen auch die Daten des Umweltprogramm der Vereinten Nation (UNEP Emissions Gap Reports), in welchem alle nationalen Strategien zur Erreichung der Pariser Klimaziele untersucht und eingeordnet werden. Die EU27+UK emittieren 8,6% der weltweiten Treibhausgasemissionen (THG Emissionen), wobei die pro-Kopf Emissionen den globalen Durchschnitt um 25% übersteigen. Gleichzeitig gingen die Gesamtemissionen im letzten Jahrzehnt jährlich nur um 1,5% zurück mit Ausnahme von dem Jahr 2019, in dem 3% Emissionsreduktionen verzeichnet wurden (UNEP 2020, 6). Je schneller die EU Klimaneutralität erreicht, desto mehr Zeit zur Umsetzung des Transformationsprozesses haben Ländern mit weniger Wirtschaftskraft. Davon ist die EU jedoch noch weit entfernt. Noch nicht einmal die bisherige Strategie der Union ist mit den Pariser Klimazielen vereinbar und muss nachgeschärft werden (z. B. EWG 2020; Hainsch u. a. 2020). Darüber hinaus kann auch Kernkraft aufgrund der hohen Risiken für Mensch und Umwelt kein Teil eines nachhaltigen Energiemixes sein und muss ebenfalls durch Erneuerbare Energien (EE) abgelöst werden.

Um die Pariser Klimaziele einzuhalten, müssen alle Mitgliedstaaten der EU ihr Energiesystem dekarbonisieren und auf Erneuerbare Energien (EE) umstellen. Der Transformationsprozess muss auf den neuesten Erkenntnissen der Wissenschaft basieren sowie gemeinsam mit den Menschen der Mitgliedstaaten ausgestaltet werden, um Akzeptanz und demokratische Legitimation zu erlangen. Um dies zu erreichen, hat die Europäische Kommission (EC) 2019 den Green Deal (GD) vorgestellt. Dieser soll den Rahmen für eine gemeinsame Strategie schaffen, die europäische Wirtschaft nachhaltig umzubauen und die Kosten der Transformation gerecht zu verteilen. Die Klimaschutzgesetzgebung der EU schlägt eine Erhöhung des Zwischenzieles 2030 auf 50 bzw. 55% THG Emissionsreduktion im Vergleich zu 1990 vor. Um den GD zu verwirklichen, wird ein Maßnahmenkatalog vorgeschlagen. Allerdings beinhaltet der GD noch einen fast konstanten Anteil von Kernkraft im Energieträgermix (14%), der im Lauf der Transformation möglichst rasch abgebaut gehört. Im Zuge der Strategie für eine intelligente Sektorenintegration wurde zusätzlich die europäische Wasserstoffstrategie entwickelt, die Bezugspunkt für dieses Papier ist.

In der europäischen Wasserstoffstrategie wird die Vision der EC für die Bedeutung und Rolle von Wasserstoff für die Dekarbonisierung in Europa aufgezeigt (EC 2020). Dabei wird prognostiziert, dass der Anteil von Wasserstoff im europäischen Energiemix von aktuell 2% auf 13 – 14% im Jahre 2050 steigen wird. Die Wasserstoffstrategie sowie der Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft erfahren in der politischen Diskussion aktuell eine große Resonanz und werden als die Lösung zur Erreichung von Klimaneutralität gefeiert. Es bestehen jedoch hohe Unsicherheiten hinsichtlich des Beitrags, den Wasserstoff zur Einhaltung der Pariser Klimaziele leisten kann. Klar ist aber, dass das Gros der aktuellen CO₂-Emissionen nicht durch den Einsatz von Wasserstoff in der Zukunft eingespart werden kann, und Wasserstoff zukünftig eine deutlich geringere Rolle haben wird als Erdgas heute. Weiterhin besteht die Gefahr, dass eine verfehlte Wasserstoffstrategie entweder zu unnötigen Investitionen in Gasinfrastruktur führt, die für die Transformation an anderer Stelle dringend benötigt werden, oder Lock-in¹ Effekte für fossiles Gas generiert statt zur Klimaneutralität beizutragen.

Um die Wasserstoffstrategie der EU in dieser Hinsicht einordnen zu können, tragen wir in diesem Papier zunächst die dafür relevanten Informationen zusammen. In Kapitel 2 erläutern wir die Herstellungsverfahren für Wasserstoff und stellen die regionale Produktion dem Import des Energieträgers gegenüber. Die möglichen Einsatzbereiche für Wasserstoff diskutieren wir in Kapitel 3, um dann im darauffolgenden Kapitel 4 auf die Infrastruktur einzugehen, welche für die Verbindung von Erzeugung und Verbrauch notwendig ist. Des Weiteren gehen wir auf das bisher auf europäischer Ebene bestehende Planungsregime für Energieinfrastrukturen ein und diskutieren anschließend Gestaltungsoptionen für die Planung von Wasserstoffinfrastrukturen. In Kapitel 5 betrachten wir die Wasserstoffstrategie mit Fokus auf die darin enthaltene Roadmap und weisen mit Blick auf die vorherigen Kapitel entstehenden Fragen und Risiken hin. Abschließend stellen wir in Kapitel 6 unsere Folgerungen aus der Analyse zur Rolle von Wasserstoff in der sozial-ökologischen Transformation für die EU Wasserstoffstrategie vor.

¹ Mit Lock-in Effekten sind Pfadabhängigkeiten gemeint die in Bezug stehen mit der Emission von CO₂. Lock-In Effekte können technologisch, infrastrukturell, institutionell oder menschlicher Natur (Verhaltensweisen) sein (Seto u. a. 2016).

IA

2S_{1/2}

H

Hydrogen
1.00794

1s

13.5984

3

2

2. Herstellungsverfahren, Produktionspotenziale in Europa und Importoptionen

In diesem Kapitel stellen wir in Abschnitt 2.2 zunächst die verschiedenen Herstellungsverfahren für Wasserstoff vor. Dabei berücksichtigen wir sowohl Verfahren, welche auf fossilen Energieträgern beruhen als auch jene die auf Strom basieren. In Abschnitt 2.3 gehen wir auf die Bedingungen für eine Wasserstoffproduktion in Europa als auch für Importe ein. Weiterhin beschreiben wir die möglichen positiven Arbeitplatzeffekte einer regionalen Wasserstoffproduktion in Europa.

2.1 Kernaussagen

- Die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus EE ist das einzige Verfahren zur Wasserstoffproduktion ohne THG Emissionen. Die Produktion von Wasserstoff ist somit direkt mit dem konsequenten Ausbau der EE verbunden.
- Die Ergänzung der fossilen Wasserstoffproduktion mit CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung (CCTS) führt nicht zur THG-freien Produktion, da die Abscheiderate voraussichtlich unter 100% bleiben wird, die CO₂-Lagerstätten in Europa begrenzt sind und Methanemissionen bei Förderung und Transport von Erdgas bestehen bleiben. Im Zuge der Nutzung von CCTS wird insbesondere das Ziel verfolgt, die weitere Nutzung von fossilem Erdgas zu ermöglichen.
- Beim Aufbau einer fossilen Wasserstoffproduktion mit CCTS in der Anfangsphase drohen Lock-In Effekte, da Infrastruktur, die nicht zum langfristigen Ziel der Klimaneutralität beitragen kann, weiter betrieben und ggf. sogar erweitert wird.
- Die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse und Kernenergie ist gefährlich und in keinem Land der Welt versicherbar. Sie ist teuer und nicht nachhaltig, da die Endlagerfrage bis heute nicht geklärt ist sowie hohe Risiken für Gesundheit und Umwelt bestehen.
- Beim Import aus Drittländern müssen klimaethische Aspekte berücksichtigt werden, wie die Konkurrenz um Wasser und Land.
- Bei der Produktion von Wasserstoff innerhalb Europas sind die europäische Wertschöpfung sowie positive Arbeitplatzeffekte deutlich größer als beim Import von Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Produkten.
- Die Herstellung von wasserstoffbasierten Produkten ist aufgrund von Umwandlungsverlusten sehr ineffizient und sollte daher nur als Nischenprodukt behandelt werden.

2.2. Herstellungsverfahren mit Fokus auf die EU

Wasserstoff kann auf unterschiedliche Weisen hergestellt werden. Die einzige Option Wasserstoff zu produzieren ohne CO₂ zu emittieren, stellt die Elektrolyse von Wasser mit Strom aus EE dar (IRENA, 2019a). In Europa werden allerdings aktuell in über 92% der Produktionsanlagen fossile Energien, insbesondere Erdgas, zur Produktion von Wasserstoff verwendet (Hydrogen Europe 2020). Die bedeutendste und damit auch eine bereits erprobte Technologie ist die Dampfreformierung, bei der aus Erdgas unter Zugabe von Wasserdampf Wasserstoff und CO₂ entstehen. Die europäische Wasserstoffstrategie gibt an, dass zurzeit jährlich durch die Produktion von Wasserstoff 70 – 100 Mio. t CO₂ emittiert werden (EC 2020). Die produzierte Wasserstoffmenge betrug im Jahr 2018 ungefähr 11,5 Mio. t² (Hydrogen Europe 2020).

2.2.1 Herstellung unter Einsatz von fossilen Energieträgern

Um die THG Emissionen in Zukunft trotz eines steigenden Bedarfs an Wasserstoff zu reduzieren, werden neben dem Einsatz von mit erneuerbarem Strom betriebenen Elektrolyseuren verschiedene Verfahren diskutiert, die weiterhin auf dem Einsatz von fossilen Energien basieren.

Als Option zur Reduktion der CO₂-Emissionen wird Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ (englisch: Carbon Capture, Transport and Storage CCTS) diskutiert. Heute werden bei der Dampfreformierung ca. 0,4 t CO₂/MWh Wasser-

² Der Energiegehalt von Wasserstoff (unterer Heizwert) beträgt 33,3 kWh/kg. 11,5 Mio. t Wasserstoff haben somit einen Energiegehalt von ungefähr 383 TWh. Alle Kostangaben (Euro/MWh) beziehen sich auf den unteren Heizwert.

stoff freigesetzt (Greenpeace Energy eG 2020). Durch die Nutzung von Abscheideanlagen könnten die CO₂-Emissionen theoretisch auf ein Niveau von 0,14 t im Jahr 2025 und 0,06 t CO₂/MWh Wasserstoff im Jahr 2040 gesenkt werden (Greenpeace Energy eG 2020). Da es bisher nur sehr wenige CCTS-Projekte im Kontext der Wasserstoffproduktion gibt, sind die Abscheideraten mit einer hohen Unsicherheit verbunden. In Kanada konnte im ersten Betriebsjahr einer Dampfreformierungsanlage mit CO₂-Abscheidung maximal eine Abscheiderate von 80% erreicht werden, die allerdings zeitweise deutlich unterschritten wurde (IRENA 2019a). Zukünftig kann eine maximale CO₂-Abscheiderate von 85-95% erwartet werden (IRENA 2020). Insgesamt kann die Option von CCTS somit nicht zum Ziel einer CO₂-freien Produktion von Wasserstoff beitragen.

Zudem ist zu bezweifeln, ob CCTS zukünftig technisch und wirtschaftlich rentabel verfügbar sein wird (Hainsch u. a. 2020). Nach Kostenprojektionen, die von einer Verfügbarkeit von CCTS ausgehen, liegen die Kosten für die Produktion von Wasserstoff mittels Dampfreformierung kombiniert mit CCTS zwischen 50 €/MWh und 80 €/MWh (Greenpeace Energy eG 2020; Matthes u. a. 2020).

Eine weitere Voraussetzung für den Einsatz von CCTS bei der Wasserstoffproduktion wäre die Koordination der Nachrüstung oder der Errichtung von Dampfreformierungsanlagen mit Abscheideanlagen, der Genehmigung und Erschließung von Lagerstätten, sowie der Genehmigung, Planung und Errichtung einer Transportinfrastruktur zwischen Dampfreformierungsanlagen und Lagerstätten innerhalb kürzester Zeit. Denn nur, wenn Wasserstoff aus fossilen Quellen deutlich früher zur Verfügung stünde als erneuerbarer Wasserstoff, würde dieser zur Dekarbonisierung beitragen.

Dem entgegen steht, dass CCTS seit nunmehr zwei Jahrzehnten zwar im Kontext von Klimaschutz diskutiert wird (IPCC 2005), bisher jedoch nur zahlreiche geplante aber nicht fertiggestellte CCTS-Projekte existieren. Erfolgreich umgesetzte großskalige Demonstrationsprojekte fehlen gänzlich. Daher handelt es sich bei CCTS vor allem um den Versuch der fossilen Energiewirtschaft, ihr langfristiges Überleben zu sichern und fossile Energieträger als nachhaltig auszuweisen (von Hirschhausen, Herold, und Oei 2012; von Hirschhausen, Praeger, und Kemfert 2020).

Zu beachten ist außerdem, dass die in Europa verfügbaren Speicherkapazitäten für CO₂ begrenzt und mit hoher Unsicherheit behaftet sind. Die begrenzten Speicherkapazitäten sollten somit nicht leichtfertig eingeplant und blockiert werden. Daher stellt CCTS keine Option für die Wasserstoffproduktion dar, für die eine alternative strombasierte CO₂-freie Produktion möglich ist.

Als eine weitere Alternative zur Wasserstoffproduktion gilt die Spaltung von Methan, für die sehr hohe Temperaturen zwischen 500 und 1000 °C benötigt werden. Bei der sogenannten Pyrolyse bilden sich Wasserstoff und fester Kohlenstoff (Graphit). Bisher sind nur kleine Demonstrations- und Pilotanlagen in Betrieb, sodass eine hohe Unsicherheit hinsichtlich der Skalierbarkeit der Technologie besteht (Matthes u. a. 2020). Daher sind auch die Gestehungskosten mit hohen Unsicherheiten verbunden. Unter der Voraussetzung von technologischem Fortschritt und der Realisierung von Skaleneffekten könnten die Gestehungskosten für Wasserstoff durch Pyrolyse im Jahr 2030 bei 100 €/MWh und im Jahr 2050 bei 87 €/MWh betragen (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021). Bei der Pyrolyse selbst entstehen keine CO₂-Emissionen, in der Vorkette bei der Erdgasbeschaffung werden allerdings THG emittiert.

Es ist grundsätzlich bei allen Verfahren zur Wasserstoffproduktion mittels des Einsatzes von Erdgas zu beachten, dass bei Förderung, Transport und Lagerung von Erdgas Methanemissionen freigesetzt werden. Das Treibhausgaspotenzial (englisch Global Warming Potential, GWP) von Methan ist deutlich stärker als das von CO₂ (in den ersten 20 Jahren bis zu 86-fach, in den ersten 100 Jahren bis zu 34-fache GWP, (Myhre u. a. 2013, Tabelle 8.7, S. 714)). Eine auf der Zuführung von Erdgas basierende Technologie zur Produktion von Wasserstoff ist somit auch langfristig mit dem Ausstoß von THG-Emissionen verbunden.

Der Einsatz von Strom aus Kernenergie bei der Elektrolyse bietet ebenfalls keine Alternative zur Herstellung von Wasserstoff. Kernenergie ist mit hohen Unfallrisiken für Menschen und Umwelt verbunden, sodass hierfür weltweit keine Möglichkeit der Versicherung besteht (Diekmann 2011; Wealer u. a. 2019). Selbst bei Vernachlässigung von Vorkettenemissionen, Rückbau und Endlagerung ist Kernkraft daher nicht ökonomisch wettbewerbsfähig Aktuelle Kernkraftwerksneubauten (z. B. Olkiluoto-3 in Finnland oder Vogtle in den USA) weisen erhebliche Kostensteigerungen und Verluste sowie massive Zeitverzögerungen auf (Wealer u. a. 2019). Derzeit entwickelte Pilotprojekte von SMR („Small Modular Reactors“) bzw. der Generation IV lösen die Sicherheitsproblematik nicht, sodass Kernkraft nicht versicherbar bleibt und ökonomisch unrentabel (Pistner und Englert 2017; Pistner u. a. 2021; Ramana 2021; Frieß u. a. 2021). Weiter ist die Frage nach einer geeigneten Endlagerung von hochradioaktiven Abfällen und die damit verbundene Suche nach Standorten seit Jahrzehnten ungeklärt. Die Kosten der Endlagerung sind bis heute nicht bezifferbar und nicht vollständig in den Kosten der Kernenergie enthalten (Besnard u. a. 2019).

2.2.2 Herstellung mittels Elektrolyse und erneuerbarem Strom

Für eine THG-freie Wasserstoffproduktion steht folglich nach aktuellem Wissenstand ausschließlich die Elektrolyse, die Strom aus EE nutzt, als Technologie zur Verfügung. Bisher werden in der EU ungefähr 4 % der Wasserstoffmenge mittels Elektrolyse produziert (Greenpeace Energy eG 2020). Dabei kommt hauptsächlich die seit über 100 Jahren verwendete alkalische Elektrolyse zum Einsatz. In den letzten Jahrzehnten gewann die PEM (proton exchange membrane)-Elektrolyse, unter anderem durch die Eignung zu schnellen Lastwechseln, an Bedeutung und wird heute in Nischenanwendungen eingesetzt (Fraunhofer 2019). Die alkalische und die PEM-Elektrolyse zählen mit Betriebstemperaturen zwischen 50 – 80 °C zur Niedrigtemperatur-Elektrolyse. Heute beträgt der auf die genutzte Strommenge bezogene Wirkungsgrad für Niedrigtemperatur-Elektrolyseure ungefähr 65%. Aktuelle Studien gehen von einer Steigerung bis zu 75% aus (Matthes u. a. 2020).

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (Betriebstemperaturen zwischen 700 – 850 °C) zeichnet sich durch höhere Wirkungsgrade von bis zu 82 – 91% bezogen auf die genutzte Strommenge in der langen Frist aus. Allerdings setzen die hohen Wirkungsgrade die Verfügbarkeit von überhitztem Wasserdampf voraus. Ist dieser nicht durch Abwärme von externen (Industrie-)Anlagen verfügbar, steigt der Energiebedarf durch die zusätzlich notwendige Erzeugung von überhitztem Wasserdampf. Aktuell befindet sich die Hochtemperatur-Elektrolyse noch am Anfang der Entwicklung und ist nur in kleinem Maßstab verfügbar. Erste Demonstrationsprojekte überschreiten eine Anlagengröße von 1 MW (IRENA 2020).

Die Erzeugungskosten von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse sind maßgeblich von den Stromkosten abhängig. Zudem beeinflussen Effizienz, Investitions-, sonstige Betriebskosten (neben Stromkosten), Betriebszeit bzw. Volllaststunden, sowie die Kapitalkosten der Elektrolyseure die Erzeugungskosten. Im Zuge der Weiterentwicklung und Kostensenkungen von Elektrolyseuren und Stromerzeugungsanlagen könnten an Standorten mit dem EE-Potenzial wie Deutschland langfristig Erzeugungskosten von Wasserstoff unter 50 €/MWh erzielt werden, während die Kosten aktuell oberhalb von 80 €/MWh liegen (Matthes u. a. 2020). An Standorten mit hohem Potenzial für erneuerbare Stromerzeugung könnten bis 2050 Kosten zwischen 30 bis 40 €/MWh erreicht werden. Diese Kostenprojektionen setzen geringe bzw. keine Netz- und Systemkosten voraus. Insgesamt können die Kosten stark divergieren, da sie von verschiedenen Faktoren abhängen.³

Da das europäische Stromsystem aktuell nicht nur auf EE basiert, hängen die CO₂-Emissionen von der Wasserstoffproduktion mittels netzgebundener Elektrolyseure zum einen von der Dekarbonisierung des Stromsystems und zum anderen vom Betrieb der Elektrolyseure bzw. den Vorgaben der zu produzierenden Mengen ab⁴. Aufgrund der weitreichenden Interdependenzen zum Stromsystem kann und sollte die Produktion von Wasserstoff nicht isoliert betrachtet werden. Daher sind Kosten und CO₂-Emissionen für die Wasserstoffherzeugung nicht einzeln, sondern die Auswirkungen der Wasserstoffherzeugung auf die Kosten und CO₂-Emissionen des Gesamtenergiesystems zu analysieren (vgl. Abschnitt 4.2.1).

2.2.3 EXKURS: Wasserstoffbasierte Produkte

Neben Wasserstoff stehen auch wasserstoffbasierte Produkte als Mittel zur Erreichung der Klimaneutralität in der Diskussion. Dabei handelt es sich um synthetisches Methan als Erdgasersatz, synthetische Kraftstoffe insbesondere für den Verkehrssektor sowie weitere Kohlenwasserstoffe insbesondere für den Industriesektor. Diese Produkte werden hier nur am Rande behandelt. Dennoch soll darauf hingewiesen werden, dass die Prozesse zur Produktion mit Umwandlungsverlusten verbunden sind.

Der Wirkungsgrad des Sabatier-Prozesses zur Herstellung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und CO₂ liegt knapp unter 80%, während der Wirkungsgrad zur Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen auf Basis von Wasserstoff mittels Fischer-Tropsch- oder Methanol-Synthese rund 70% beträgt (Matthes u. a. 2020). Werden keine weiteren im großen Maßstab verfügbaren Technologien entwickelt oder enorme Effizienzsteigerungen erreicht, geht somit bei der Umwandlung in wasserstoffbasierten Produkte mehr als ein Fünftel des Energiegehalts des Wasserstoffs verloren. Dieser Wirkungsgradverlust addiert sich auf den bereits entstandenen Verlust durch die Elektrolyse. Hinzu kommen Verluste

³ Der Standort und der Anschluss (entweder an das Stromnetz oder direkt an einzelnen Stromerzeugungsanlagen) der Elektrolyseure sowie Betriebsentscheidungen (z. B. Nutzung von Überschussstrom) sind von Relevanz.

⁴ Projektionen für Deutschland gehen von CO₂-Emissionen zwischen 0,3 und 0,36 t CO₂/MWh Wasserstoff im Jahr 2025 aus, die auf bis zu 0-0,07 t CO₂/MWh_{H₂} bis zum Jahr 2040 gesenkt werden können (Greenpeace Energy eG 2020). Diese liegen unterhalb der THG-Emissionen der Wasserstoffproduktion mittels Dampferformierung.

beim Transport und letztlich der Verbrennung. Daraus resultiert beispielsweise ein Gesamtwirkungsgrad von 13% des Stroms bei der Verbrennung von synthetischen Kraftstoffen in Verbrennungsmotoren (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Frontier Economics 2018, 12).

Weiterhin wird eine CO₂-Quelle für die Produktion benötigt. Dafür kommt grundsätzlich in Prozessen abgeschiedenes CO₂ – aus biogenen oder fossilen Energieträgern – oder aus der Luft entnommenes CO₂ („direct air capture“), das bisher in einer frühen Entwicklungsphase ist, infrage. Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert wird die CO₂-Abscheidung in großflächigem Maßstab voraussichtlich nicht verfügbar sein und stellt somit keine Option für eine nachhaltige Dekarbonisierung dar. Darüber hinaus weisen beide Verfahren einen Strom- und Niedrigtemperaturbedarf auf, sodass die Effizienz der Nutzung von wasserstoffbasierten Kraftstoffen weiter sinkt.

2.3 Produktion in Europa vs. Importe

Neben der Frage nach den Herstellungsverfahren ist die Frage nach den Herstellungsstandorten von Bedeutung. In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Voraussetzungen für eine Produktion in Europa dargestellt. Anschließend werden für den Wasserstoffimport zu beachtende Aspekte diskutiert. Im dritten Abschnitt folgt eine Darstellung der Entwicklung der Arbeitsplätze im Zuge der Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft. Die Entwicklung der Arbeitsplätze in Europa dürfte insbesondere auch von der Wahl der Produktionsstandorte für Wasserstoff abhängig sein.

2.3.1 Produktion in Europa

Da Elektrolyse mit erneuerbarem Strom die einzige Option zur CO₂-freien Wasserstoffproduktion ist, sind Kostensenkungen der EE sowie deren Ausbau maßgeblich für die Produktion von Wasserstoff. Eine Studie des Öko-Instituts (Matthes et al. 2020) zeigt auf, dass unter der Annahme der durchschnittlichen Volllaststunden in Deutschland ein zusätzlicher Ausbaubedarf für Wind-Onshore in Abhängigkeit vom Wirkungsgrad der Elektrolyse zwischen 59 und 79 GW besteht, um jährlich 100 TWh Wasserstoff zu produzieren. Der zusätzlich für die Wasserstoffproduktion benötigte Ausbaubedarf für Wind-Offshore liegt unter dem analogen Annahmeset zwischen 28 und 38 GW, und für PV zwischen 127 und 170 GW.

Da der durch die Wasserstoffproduktion geforderte Ausbaubedarf der EE von den Volllaststunden der Elektrolyseure abhängt, sind sowohl die verschiedenen Potenziale für Wind- und Sonnenenergie innerhalb der EU als auch das Potenzial der Elektrolyseure als Flexibilitätsoption für das Stromsystem für eine detaillierte Betrachtung zu berücksichtigen. Lux und Pfluger (2020) zeigen unter der Annahme eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems im Jahr 2050 auf, dass die in den 1.5 °C Szenarien der EC aufgezeigten Wasserstoffmengen (1536–1953 TWh)⁵ nur mit einem massiven Ausbau der EE in Europa⁶ produziert werden können. Der zusätzliche Ausbaubedarf für Windenergie beträgt 766 GW und für Sonnenenergie 865 GW, obwohl die Elektrolyse als Flexibilität ins Stromsystem integriert und somit ein Teil der ansonsten abgeregelten Energie für die Produktion von Wasserstoff genutzt wird (Lux and Pfluger 2020). Insgesamt sind für die Deckung der Stromnachfrage mit den angegebenen Wasserstoffmengen in dem betrachteten dekarbonisierten Energiesystem im Jahr 2050 Windenergieanlagen mit einer Leistung von bis zu 1700 GW, PV-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 1500 GW und weitere exogen vorgegebene Stromerzeugungsanlagen⁷ mit einer Leistung von 193 GW installiert. Zum Vergleich: Im Jahr 2017 waren in der EU insgesamt Windenergieanlagen mit einer Leistung von 169 GW und PV-Anlagen mit einer Leistung 107 GW installiert (Lux and Pfluger 2020). Es ist folglich ein massiver Ausbau der EE erforderlich.

⁵ Lux und Pfluger (2020) ermitteln den Bedarf an Wasserstoff für das 1.5TECH und 1.5LIFE Szenario der Europäischen langfristigen Vision „Clean Planet for All - A European Strategic Long-Term Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy“ (EC 2018a) (EC 2018b).

⁶ Folgende Länder werden betrachtet: EU-27 exkl. Zypern und Malta sowie darüber hinaus Großbritannien, Norwegen, Schweiz, Bosnien und Herzegowina, Serbien, Kosovo, Montenegro, Albanien, Nord Mazedonien

⁷ Die exogen vorgegebenen Erzeugungskapazitäten umfassen Anlagen zur Stromerzeugung mit weiteren Erneuerbaren wie Wasserkraft und Biomasse (130 GW) und Kernenergie und Abfall (63 GW).

2.3.2 Import aus Drittländern

Zieht man Wasserstoffimporte aus Drittländern in Betracht müssen viele Faktoren berücksichtigt werden. Dazu zählen neben möglichst günstigen klimatischen Bedingungen, infrastrukturelle Voraussetzungen sowie zusätzliche gebietspezifische Ressourcenpotenziale bzw. -beschränkungen (z. B. Fläche/ Wasser). Schimke et al. (2021) verweisen darauf, dass auch „weiche“ Faktoren betrachtet werden sollten. Darunter verstehen sie Faktoren, „die über das natürliche Ressourcenpotenzial hinausgehen, wie zum Beispiel die politische Stabilität eines Landes oder die energiepolitischen Rahmenbedingungen (Schimke u. a. 2021, 100)“. Dazu zählen die nationale Ökostromquote, der Grad der öffentlichen Stromversorgung aber auch das Know-How für den Aufbau von Produktionskapazitäten, Ausbildungsstrukturen und -kapazitäten etc.. Diese Faktoren sind unsicherer, da sie sich (über einen längeren Zeitraum hinweg) unvorhersehbar entwickeln können.

Hinsichtlich von infrastrukturellen Faktoren besteht das Problem, dass in Studien häufig lediglich die Infrastruktur berücksichtigt wird, die für die Produktion von Wasserstoff vor Ort notwendig ist (PV oder Windanlagen, Entsalzungsanlagen (je nach den Gegebenheiten vor Ort), Anbindung des EE-Erzeugungsparks an die Erzeugungsanlage für Wasserstoff sowie die Erzeugungsanlagen selbst) (Heuser u. a. 2020). Um diesen letztlich auch exportieren zu können braucht es jedoch zudem inländische Pipelines, die den Wasserstoff bis zum nächsten Hafen/Exportpipelines transportieren, Verflüssigungs- bzw. Komprimierungsanlagen oder andere Anlagen welche den Wasserstoff für den Transport bearbeiten, Speicherkapazitäten sowie Schiffe oder Pipelines für den Langstreckentransport.

Brändle et al. (2020) errechnen in ihrer Studie die Kosten für Wasserstoff in 2050 aus verschiedenen Regionen und über unterschiedliche Transportwege nach Deutschland. Dabei kommen sie zu ähnlichen Ergebnis wie auch das Wuppertal Institut und DIW Econ (2020) in ihrer Metaanalyse verschiedener Szenarien für den Wasserstoffimport nach Deutschland im Vergleich zur heimischen Produktion. Zwar sind die Gestehungskosten für Strom aus EE in manchen Regionen der Welt aufgrund der besseren Wetterbedingungen günstiger; werden die Kosten für den Transport mit in die Berechnung einbezogen, nivelliert sich der Unterschied sowohl beim Schiffs- als auch Pipelinetransport.

Weiterhin gilt es zu Bedenken, dass alleine die Kosten für die Produktion und den Transport von Wasserstoff noch keine Auskunft über den tatsächlichen Preis, der perspektivisch für Wasserstoff gezahlt werden muss, geben. Hinzu kommen Aufschläge für Steuern, Gewinne, Risikoaufschläge, Vertrieb, Gewährleistung, Aufwendungen für Forschung und Entwicklung etc. (Wuppertal Institut und DIW Econ 2020). Ebenfalls ein Faktor wird das Verhältnis von Angebot und Nachfrage sein. Auch diesen Faktor spiegeln die meisten Studien nicht wieder, sondern betrachten den potenziellen Import von spezifischen Ländern oder Regionen. Eine globale Übersicht über die Nachfragepotenziale fehlt bisher (Wietschel u. a. 2020). Darüber hinaus sind die Transaktionskosten der Verhandlung, Vertragswesen sowie der Kontrolle bei den Rechnungen vernachlässigt.

Um die sozialen und ökologischen Auswirkungen der Produktion von Wasserstoff bewerten zu können, müssen außer dem Einfluss auf den Klimawandel weitere Kriterien und Kausalketten berücksichtigt werden. Eines dieser Kriterien ist der Wasserverbrauch. Wie hoch der Wasserverbrauch für den gesamten Lebenszyklus von Wasserstoff ist, hängt von vielen verschiedenen Faktoren ab, unter anderem von der gewählten Technologie und der Höhe des Effizienzgrades. Hinzu kommt der indirekte Wasserverbrauch, der bei der Produktion von Solar- bzw. Windanlagen anfällt. Dieser ist bei Solar deutlich höher als bei Wind (Shi, Liao, und Li 2020). Studien zeigen, dass der Wasserverbrauch für die Produktion von Wasserstoff aus Wind- bzw. Solarstrom deutlich niedriger ist als bei der Gasreformation oder Nutzung von Strom aus anderen Quellen (Mehmeti u. a. 2018; Shi, Liao, und Li 2020). Neben dem Umfang des Wasserverbrauches für die Produktion von Wasserstoff spielt für die Bewertung der Nachhaltigkeit eine erhebliche Rolle, ob Wasser in der entsprechenden Region knapp ist. So unterstreichen Shi, Liao und Li (2020), dass Wasserknappheit bei der Ansiedlung von Wasserstoffproduktionsanlagen in wasserarmen Regionen ein großer limitierender Faktor sein könnte: Die Wassernutzung für die Elektrolyse kann in Konkurrenz zur Wasserversorgung der örtlichen Bevölkerung sowie der lokalen Landwirtschaft treten. Selbst wenn für die Wasserstoffproduktion Entsalzungsanlagen genutzt werden, müsste aus ethischen Gesichtspunkten zunächst sichergestellt sein, dass die Bevölkerung selbst mit ausreichend Wasser versorgt ist, bevor Entsalzungsanlagen Trinkwasser produzieren, das für die Produktion von dem Energieträger Wasserstoff und somit für den Energieexport genutzt wird.

Neben dem Wasserverbrauch gibt es noch weitere Kriterien, die beim Import von Wasserstoff aus Drittländern nach Europa berücksichtigt werden müssen. Beispielsweise muss die Transformation des Energiesektors auf EE im Erzeugerland gesichert werden. Da es bei der Erzeugung von Wasserstoff zu Umwandlungsverlusten kommt (vgl. Abschnitt 2.2.2), wäre eine direkte Nutzung des Stromes vor Ort aus ökologischen Gesichtspunkten gegenüber dem Export von Wasserstoff zu

priorisieren. Ebenfalls zu priorisieren wäre insgesamt die Stromversorgung der Bevölkerung vor Ort. Erst ab einer sehr hohen Elektrifizierungsrate ist ein Export aus ethischen Gesichtspunkten vertretbar. Außerdem darf es nicht zu einer Flächenkonkurrenz mit z. B. der Landwirtschaft vor Ort kommen. Die genannten Aspekte zeigen, dass eine sozial sowie ökologisch nachhaltige globale Wasserstoffwirtschaft verbindliche Regeln braucht.

2.3.3 Arbeitsplatzeffekte der Wasserstoffproduktion

Die Wasserstoffproduktion bietet insgesamt ein hohes Potenzial für Beschäftigung, wobei der Großteil der Arbeitsplätze in der erneuerbaren Stromerzeugung entstehen würden. Diese steht an erster Stelle der Wertschöpfungskette für erneuerbaren Wasserstoff. Damit verbundenen sind die Herstellung, Installation, Betrieb und Wartung von Solar- und Windkraftanlagen. An zweiter Stelle folgt die eigentliche Produktion von Wasserstoff. Auch hier sind Herstellung, Installation, Betrieb und Wartung der Elektrolyseure sowie der Transport von Wasserstoff die wichtigsten Aspekte für die Wertschöpfung. Weitere volkswirtschaftliche Effekte entstehen durch den Ausbau und Betrieb von Wasserstoffspeichern. Hinzu kommen indirekte Effekte für die Wasserstoffregionen.

Bei der Produktion von Wasserstoff innerhalb Europas ist die Wertschöpfung sowie positive Arbeitsplatzeffekte deutlich größer als beim Import. Insbesondere gilt das für die erste Stufe der Wertschöpfungskette, der erneuerbaren Stromproduktion, aber auch für die Installation und den Betrieb von Elektrolyseuren (Wuppertal Institut und DIW Econ 2020).

In einer Studie der Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST) für das Land Nordrhein-Westfalen werden die möglichen Arbeitsplatzeffekte folgendermaßen eingeschätzt (Michalski u. a. 2019):

- Betrieb von Wind Onshore Anlagen: 559 Arbeitsplätze/GW_{el}
- Betrieb von Wind Offshore Anlagen: 1839 Arbeitsplätze/GW_{el}
- Betrieb von PV Anlagen: 270 Arbeitsplätze/GW_{el}
- Betrieb von Elektrolyseuren: 280 Arbeitsplätze/GW_{el} in 2030/120 Arbeitsplätze/GW_{el} in 2050
- Zum Vergleich die Beschäftigungszahlen in deutschen Braunkohlekraftwerken (Öko-Institut 2017):
- Betrieb eines neueren Braunkohlekraftwerkes: 250 Arbeitsplätze/GW_{el}

Wie bereits erwähnt entstünden weitere Arbeitsplätze bei der Planung/Engineering sowie bei der Errichtung der Anlagen. Auch bei der Produktion der Anlagen entstehen Arbeitsplätze, diese könnten allerdings z. B. durch den Export der Anlagen entstehen und sind nicht an die Produktion von Wasserstoff innerhalb der EU gebunden. Allerdings würden diese Arbeitsplätze lediglich kurz- bis mittelfristig entstehen, weil damit zu rechnen ist, dass langfristig Anlagen in den wasserstoffproduzierenden Ländern durch die Erfahrungen und Wissenszuwächse aus dem Betrieb selbst hergestellt werden. Grundsätzlich würde sich bei hohen Importanteilen die Frage stellen, ob überhaupt ein Aufbau von Elektrolyseurherstellern bzw. eine Marktführerschaft in Europa möglich ist, da kaum Skaleneffekte generiert werden und Wissen kaum ausgeweitet werden kann (Wuppertal Institut und DIW Econ 2020; Greenpeace Energy eG 2020). Somit ist auch in der kurzen Frist fraglich, ob Innovationen und somit auch neue Arbeitsplätze in Europa entstehen können, wenn nicht vor Ort ein enger Austausch zwischen Herstellern und Betreibern von Elektrolyseuren möglich ist.

Grundsätzlich wird sowohl erneuerbarer Strom als auch Wasserstoff nicht zusätzlich zu fossilen Energieträgern produziert und genutzt werden, sondern stattdessen, weshalb es zu Verdrängungseffekten kommen wird. Das heißt, es werden nicht nur neue Arbeitsplätze entstehen, sondern auch bestehende Arbeitsplätze in der konventionellen Energieindustrie verloren gehen. Für die Gestaltung von Strukturwandelprozessen stellt sich dann die Frage, inwieweit die in der erneuerbaren Industrie entstehenden Arbeitsplätze dort angesiedelt werden können, wo Arbeitsplätze beispielsweise in der Kohle- oder Erdgasförderung verloren gehen. Falls aufgrund der lokalen Gegebenheiten der Ausbau von erneuerbaren Anlagen möglich ist, müsste eruiert werden inwieweit sich die notwendigen Fähigkeiten- und Kompetenzen für die neuen Arbeitsplätze mit denen in der konventionellen Energieindustrie überschneiden. Falls andere oder erweiterte Kenntnisse notwendig sind, müssen Umschulungs- bzw. Fortbildungsangebote konzipiert werden. Um das volle Transformationspotenzial der Regionen nutzen zu können, sollten diese nicht nur (ehemalige) Arbeitnehmer*innen aus der Kohle-, Erdgas- und Erdölproduktion adressieren, sondern darüber hinaus weitere Zielgruppen ansprechen. Beispielsweise arbeiten sowohl in der konventionellen als auch in der erneuerbaren Energieindustrie vorwiegend Männer. Wie können auch Frauen in den von Strukturwandel betroffenen Regionen für die Tätigkeiten in der erneuerbaren Energieindustrie gewonnen und wenn nötig qualifiziert werden (IRENA 2019b)? Zudem gilt es Abwanderung entgegen zu wirken und die Region für jene die bleiben wollen attraktiv zu gestalten beispielsweise durch ein sehr gutes Bildungsangebot vor Ort (Oei, Brauers, und Herpich 2019).



3. Einsatzbereiche

Der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur muss langfristig ausgelegt sein. Daher ist eine vorausschauende Planung notwendig. Erneuerbarer Wasserstoff wird kurz und mittelfristig nur sehr begrenzt zur Verfügung steht. Für lange Zeiträume ist es schwer zu projizieren in welchen Mengen und zu welchen Kosten erneuerbarer Wasserstoff verfügbar sein wird. Um zum einen die Infrastruktur nicht über zu dimensionieren und zum anderen die aufgebaute Wasserstoffinfrastruktur mit erneuerbarem Wasserstoff betreiben und auslasten zu können, ist es sinnvoll nach einzelnen Anwendungsfeldern zu priorisieren. Anwendungsfelder die keine Option zur Elektrifizierung oder anderweitigen Dekarbonisierung haben und auch langfristig in einem nachhaltigen Wirtschaftssystem notwendig sein werden, sollten prioritär bedient werden. Dafür braucht es eine zielgerichtete Förderung. Im Folgenden stellen wir dar in welchen Sektoren nach diesen Prinzipien Wasserstoff voraussichtlich zum Einsatz kommen kann.

3.1 Kernaussagen

- Wasserstoff und wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe sollten aus Effizienzgründen nur da zum Einsatz kommen, wo Elektrifizierung nicht möglich ist.
- Projektionen zur Wasserstoffnachfrage sollten sich nicht isoliert am Status Quo ausrichten, sondern gesamtgesellschaftliche Ziele und damit auch grundlegende Veränderungsoptionen berücksichtigen.
- Zur Bereitstellung der Gebäudewärme stehen verschiedene Technologien zur Direktelektrifizierung sowie zur Wärmespeicherung zur Verfügung. Wasserstoff sollte daher nur eine marginale Rolle spielen.
- Wasserstoff sollte in der Industrie zielgerichtet für Anwendungen zur Verfügung stehen (vor allem Stahlproduktion, chemische Industrie). Die Nutzung von Wasserstoff für die Prozesswärmeerzeugung ist fraglich, da effizientere strombasierte Verfahren bereits zur Verfügung stehen oder für den Hochtemperaturbereich entwickelt werden.
- Aufgrund von langen Lebensdauern sollte in der Industrie nur in Technologien investiert werden, die mit dem langfristigen Ziel der THG-Neutralität vereinbar sind.
- Übergreifende Entwicklungen wie Veränderungen des Lebensstils (Suffizienz), Ausweitung der Kreislaufwirtschaft sowie eine nachhaltigere Ausrichtung der Landwirtschaft sind bei Projektionen der zukünftigen Wasserstoffnachfrage des Industriesektors zu berücksichtigen.
- Der Wasserstoffeinsatz in Personenkraftwagen (PKW) ist aufgrund von schlechterer Effizienz gegenüber batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV) nicht sinnvoll. Infrastrukturplanung sollte sich daher auf die Ladeinfrastruktur für BEV und nicht auf eine Wasserstofftankstelleninfrastruktur konzentrieren.
- Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte Kraftstoffe sollten im Verkehrssektor hauptsächlich im Luftverkehr und in Teilen des Schiffs- und Schwerlastverkehrs zum Einsatz kommen.
- Im Stromsektor stehen neben Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse, Speicherung und Rückverstromung weitere effizientere Flexibilitätsoptionen zur Verfügung. Zukünftige Bedarfe an Flexibilitätsoptionen im Allgemeinen sowie des Bedarfs an Wasserstoff als Flexibilität im Speziellen sind integriert mit der Planung des gesamten Energiesystems zu ermitteln.

3.2 Haushalte

In 2015 deckte Erdgas mit 1297 TWh den größten Teil (44 %) der Wärmeversorgung in der EU-28. Dabei entfielen 14 % auf die Fernwärme, der Rest wurde in Heizkesseln verbrannt. Biomasse wurde am zweithäufigsten genutzt (570 TWh) gefolgt von Öl (427 TWh). Kohle deckte 333 TWh der Wärmeversorgung, zwei Drittel davon wurden in der Fernwärmeversorgung genutzt. Kernenergie für die Beheizung von Wohngebäuden durch Elektroheizungen oder Wärmepumpen machte 200 TWh aus. EE (ohne Biomasse) deckten den niedrigsten Anteil der Wärmeversorgung mit lediglich 85 TWh (Bertelsen und Vad Mathiesen 2020).

Insgesamt zeigt die Übersicht, dass die Gebäudewärmeversorgung zu einem Großteil noch auf der Nutzung fossiler Energieträgern beruht. Dabei gibt es viele erneuerbare Technologien die zur Bereitstellung der Gebäudewärme genutzt werden können. Darunter fallen oberflächennahe und Tiefengeothermie sowie die Nutzung weiterer Formen der Umweltwärme und Solarthermie.

3.2.1 Tiefengeothermie

Tiefengeothermie erschließt die im Erdinneren gespeicherte Wärme und steht kontinuierlich sowie regulierbar zur Verfügung. Es kann unterschieden werden zwischen Hochtemperatur-Lagerstätten (an vulkanische oder tektonische Aktivitäten gebunden und seit mehr als 100 Jahren weltweit genutzt) und Niedertemperatur-Lagerstätten ($< 100^{\circ}\text{C}$). Geothermie kann lokal sowie in der Nah- und Fernwärme eingesetzt werden. Ergänzend zur Wärme kann auch Strom erzeugt werden. Die saisonale Speicherung von Wärme und Kälte (in sogenannten Aquiferspeichern) ist eine weitere Anwendungsoption von geothermischen Systemen. Beispielsweise könnte industrielle Abwärme im Sommer für die Wärmebereitstellung im Winter gespeichert werden. Die Niederlande haben bereits über 2000 solcher Speicher realisiert (Heumann und Huenges 2018).

Für eine erfolgreiche Realisierung von Geothermie-Systemen braucht es neben den geeigneten geologischen Bedingungen, einen planbaren und ausreichenden Wärmeabsatzmarkt und den Anschluss an entsprechende Verteilnetze, eine Projektfinanzierung (hohe Anfangsinvestitionen, lange Umsetzungsdauer, lange Projektlaufzeit), sowie die lokale Akzeptanz (Seizmizität durch Bau und Betrieb von Anlagen) (Heumann und Huenges 2018). Für die EU-28 haben Dalla Longa et al. (2020) ein Potenzial für Tiefengeothermie von ungefähr 880 bis 1050 TWh/a in 2050 errechnet.

3.2.2 Oberflächennahe Geothermie und sonstige Umgebungswärme

Unter Umweltwärme fallen natürliche Wärmequellen, wie oberflächennahe Geothermie oder Abwärme aus Gewässer und Luft als auch Abwärme aus industriellen Prozessen. Luft ist eine einfach erschließbare und kostengünstige Quelle mit viel Potenzial. Allerdings ist sie geprägt durch einen saisonalen Temperaturverlauf. Oberflächennahe Geothermie folgt (abhängig von der Tiefe) zeitverzögert und gedämpft dem Jahresverlauf der Bodentemperatur. Ab einer Tiefe von ~ 3 m sind die Temperaturen saisonal relativ konstant. Die Leistungsfähigkeit der Abwärme aus industriellen Prozessen hängt von der kontinuierlichen Verfügbarkeit und des Temperaturniveaus ab und muss zunächst lokal erfasst und in die Wärmeplanung integriert werden (Herkel, Miara, und Schossig 2018).

In der Regel ist das Temperaturniveau, welches durch die Umgebungswärme zur Verfügung steht nicht ausreichend für die Wärmeversorgung und muss mithilfe elektrisch betriebener Wärmepumpen angehoben werden. Mittlerweile ist es auch möglich die Wärmepumpentechnologie in unsanierten Bestandsgebäuden zu nutzen (Greenpeace Energy eG 2020). Je höher der Anteil von EE im Strommix ist, desto besser ist ihre Umweltbilanz und desto größer wird die Bedeutung der Wärmepumpentechnologie für die Sektorenkopplung (Herkel, Miara, und Schossig 2018; Fraunhofer IEE 2020; Yilmaz u. a. 2018). Neben der Gebäudeversorgung können Wärmepumpen auch in Nah- und Fernwärmenetze integriert werden. Je niedriger die Vorlauftemperatur in den Netzen ist, desto höher ist der Effizienzgrad der Anlagen.

3.2.3 Solarthermie

Eine weitere Technologie zur erneuerbaren Wärmeversorgung ist die Solarthermie. Allerdings entfällt ein Großteil des solaren Ertrags in den Sommermonaten. Mithilfe von Kurzzeitspeichern können mittlerweile Deckungsanteile von 10 – 30% des Raum- und Trinkwasserbedarfs gedeckt werden. Mithilfe von erweiterten Speicherkapazitäten können sogar bis zu 50% erreicht werden („Sonnenhäuser“). Allerdings benötigt die Solarthermie je nach Region zusätzliche Wärmequellen. Wie die Wärmepumpe kann die Solarthermie sowohl lokal oder in der Nah- und Fernwärme genutzt werden. Der Effizienzgrad steigt je niedriger die Vorlauftemperaturen sind. Viel Erfahrung bei der solarthermischen Unterstützung in der Fernwärme haben beispielsweise Österreich und Dänemark (Giovannetti u. a. 2018).

3.2.4 Thermische Speicher

Im Vergleich zu Strom lässt sich Wärme verhältnismäßig einfach speichern. Große unterirdische Speicher können zum Ausgleich saisonaler Schwankungen und zur Erhöhung der erneuerbaren Anteile an der Wärmebereitstellung für die Gebäudeversorgung beitragen. Insbesondere thermochemische Speicher haben großes Potenzial hinsichtlich der Erhöhung der Speicherdichte und der Minimierung thermischer Verluste bei der saisonalen Speicherung. Allerdings steht ihre Erforschung noch am Anfang. Erdbeckenspeicher, Erdwärmesonden und Aquiferspeicher haben die geringsten spezifischen Kosten im Vergleich zu andere Technologien (Puchta und Dabrowski 2018).

3.2.5 Reduktion des Energieverbrauches für die Gebäudewärme

Einen weiteren wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ist die Gebäudedämmung. 35 % der Gebäude in der EU sind älter als 50 Jahre und 75 % der Gebäude wurden errichtet bevor Energiestandards im Gebäudebereich etabliert wurden. Um das Ziel der Klimaneutralität zu erfüllen müssten bis zu 97 % der Gebäude renoviert und die aktuelle Renovierungsrate verdoppelt werden. Dabei sollten die am schlechtesten isolierten Gebäude vorrangig berücksichtigt werden (EC 2018a, 90). Im „Clean Planet for All Baseline“ Szenario (dieses berücksichtigt nur politische Maßnahmen, die bereits von der EC vorgeschlagen wurden) fällt der Energieverbrauch in den Haushalten um 38 % bis 2050 im Vergleich zu 2005, im „1,5 LIVE“ Szenario werden sogar 57 % Reduktion erreicht (EC 2018a, 99).

3.2.6 Wasserstoff

Eine Möglichkeit, Wasserstoff für die Gebäudewärme zu nutzen, wäre die Beimischung ins Erdgasnetz (vgl. 4.1.2). Haushalte die bisher mit Kohle oder Öl heizen, könnten damit jedoch gar nicht adressiert werden, da sie nicht über einen Gasnetzanschluss verfügen. Nur Haushalte die ans Gasnetz angeschlossen sind, könnten so zu einem kleinen Teil dekarbonisiert werden. Allerdings können selbst bei einer Beimischungsrate von 20 % lediglich ca. 7-8 % CO₂ Reduktion erreicht werden, da Wasserstoff eine niedrigere Energiedichte hat als Erdgas und zur Versorgung des Gasverbrauches mit gleicher Energiemenge ein größeres Gasvolumen notwendig ist (Fraunhofer IEE 2020). Um eine signifikante Emissionsreduktion im Wärmesektor zu erreichen, müsste der Wasserstoffanteil erheblich höher liegen. Allerdings müssten dann alle angeschlossenen Gasendgeräte ausgetauscht werden und die Gasverteilnetze auf Wasserstoff umgerüstet werden, sodass dann der Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudewärme mit hohem Aufwand und Kosten verbunden wäre. Somit besteht kein infrastruktureller Vorteil vom Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung gegenüber der Elektrifizierung. Dabei darf auch gerade bei der Niedrigtemperaturwärme nie außer Acht gelassen werden, dass die Wärmepumpe (Wirkungsgrad ca. 285 %) stets deutlich effizienter ist als eine Brennstoffzellenheizung (Wirkungsgrad 45 %) (Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Frontier Economics 2018).

In der Fernwärme wäre die Nutzung von Wasserstoff in Gaskraftwerken eine Option. Für die Bereitstellung der Grundlast mit Wasserstoff in der Fernwärme gibt es allerdings keinen direkten Vorteil gegenüber der Direktelektrifizierung und der Nutzung von Abwärme. Im Gegenteil: Nah- als auch Fernwärmenetze bieten die Möglichkeit, verschiedene Technologien sowie Wärmequellen zu integrieren. Dieser Vorteil sollte für die Wärmewende auch genutzt werden. Im Falle von Wasserstoff könnte die bei der Rückverstromung entstehende Abwärme in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist werden. Die dafür genutzten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) ergänzen erneuerbare Energieanlagen, wenn wetterbedingt wenig Strom produziert werden kann, die Nachfrage jedoch hoch ist. Trotz der höheren Investitionen kann es sinnvoll sein, für die Rückverstromung statt Gasturbinen (stromgetriebene) KWK-Anlagen zu nutzen, da Rückverstromungskapazitäten voraussichtlich dann zum Einsatz kommen, wenn auch die Wärmenachfrage hoch ist. Unter Annahme eines integrierten europäischen Energiesystems können diese Zeiträume begrenzt werden. Um die Notwendigkeit des Aufbaus von erheblichen Reservekapazitäten zu vermeiden, sollten diese Zeiträume verstärkt durch Lastenmanagement überbrückt werden. Rückverstromungsanlagen werden erst benötigt, wenn der Anteil erneuerbarer Energien im gesamten Energiemix sehr hoch ist (Abschnitt 3.5).

3.2.7 Fazit

Zur Bereitstellung der Gebäudewärme stehen verschiedene Möglichkeiten zur Direktelektrifizierung zur Verfügung. Die Direktelektrifizierung wird immer effizienter sein als die Nutzung von Wasserstoff bzw. dessen Derivaten, vor allem wegen der entstehenden Umwandlungsverluste in der Produktion. Die Abwärme bei der Wasserstoffrückverstromung kann in Nah- und Fernwärmenetze eingespeist werden. Aktuell ist jedoch noch unklar, in welchem Umfang Wasserstoff als Speichermedium im Stromsektor zum Einsatz kommen wird.

3.3 Industrie

Die zukünftige Wasserstoffnachfrage der Industrie ist mit hohen Unsicherheiten verbunden. Aktuelle Schätzungen der Nachfrage der Industrie in der EU im Jahr 2050 liegen unter der Voraussetzung von einer Reduktion der THG von mindestens 95 % zwischen 160 und 630 TWh (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021).

Drei Faktoren sind für die Höhe der Nachfrage von besonderer Bedeutung.

- Erstens sind die in den Studien prognostizierte Nachfrageentwicklung der unter der Verwendung von Wasserstoff erzeugten Rohstoffe und somit auch Prognosen zum Wirtschaftswachstum sowie zur Entwicklung der Kreislaufwirtschaft entscheidend.
- Zweitens ist zu beachten, dass die Wasserstoffnachfrage in der EU auch von der Standortwahl der einzelnen Wertschöpfungsstufen von wasserstoffbasierten Produkten abhängig ist. Der Import von Produkten, die unter Verwendung von Wasserstoff hergestellt werden, führt zu einer Senkung der Wasserstoffnachfrage innerhalb der EU.
- Drittens kann die Anwendung von Wasserstoff im Industriesektor in zwei Bereiche untergliedert werden. Zum einen kann Wasserstoff als Rohstoff, beispielsweise in der chemischen Industrie sowie der Stahlindustrie, genutzt werden. Zum anderen wird die energetische Nutzung von Wasserstoff als Brennstoff für die Erzeugung von Prozesswärme, beispielsweise in der Glasindustrie, diskutiert. Die Wasserstoffnachfrage unterscheidet sich in vorliegenden Studien abhängig von der Berücksichtigung der Wärmeerzeugung durch Wasserstoff.

Somit ist die Nutzung von Wasserstoff insbesondere im Kontext der Erzeugung von Prozesswärme fraglich. Grund dafür ist, dass vermehrt strombasierte und somit effizientere Technologien zur Deckung der Wärmenachfrage – auch im Bereich von Hochtemperaturwärme – entwickelt werden (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021). Weiterhin ist eine Senkung der Endenergienachfrage für Prozesswärme in Europa im Zuge der Kreislaufwirtschaft möglich (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking 2019).

Der stoffliche Einsatz von Wasserstoff ist ebenfalls von Unsicherheiten geprägt. Zurzeit werden jährlich in der EU zwischen 257 und 325 TWh Wasserstoff in Industrieprozessen verwendet, die zu einem großen Teil in Dampfreformierungsanlagen erzeugt werden (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021; Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking 2019). Der größte Bedarf besteht in Prozessen der Raffinerietechnik und der chemischen Industrie. Zukünftig sinkt die Wasserstoffnachfrage aus dem Bereich der Raffinerietechnik, während vor allem die Stahlproduktion als neuer Nachfrager hinzukommt. Im Folgenden werden diese drei bedeutenden Einsatzbereiche für Wasserstoff in der Industrie kurz näher beleuchtet.

3.3.1 Raffinerien

Aktuell wird Wasserstoff in den Raffinerieprozessen zur Gewinnung von Kraftstoffen für den Verkehrssektor sowie von Kohlenwasserstoffen als Rohstoff für die chemische Industrie aus Mineralöl verwendet. Da der Einsatz von Mineralöl nicht mit dem THG-Zielen vereinbar ist, kommen in Dekarbonisierungsszenarien synthetische Kraftstoffe im Verkehrssektor und synthetisch hergestellte Basisprodukte in der chemischen Industrie für manche Anwendungen zum Einsatz.⁸ Unter der Annahme, dass die Produkte außerhalb der EU produziert und anschließend importiert werden, verschwindet die Wasserstoffnachfrage für Raffinerieprozesse in der EU (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021). Findet die Produktion der synthetischen Kraftstoffe und Basisprodukte unter Verwendung von Wasserstoff hingegen in der EU statt, steigt die Wasserstoffnachfrage für die entsprechenden Produktionsprozesse (vgl. Abschnitt 2.2.3).

3.3.2 Chemische Industrie

Wasserstoff wird unter anderem für die Produktion von Ammoniak und Methanol verwendet, zwei für die Industrie bedeutende Rohstoffe. Ammoniak spielt insbesondere für die Düngemittelproduktion eine Rolle, während Methanol einer der am meisten hergestellten organischen Chemikalien darstellt (Fraunhofer 2019). Grundsätzlich können die heute durch die Produktion entstehenden THG-Emissionen durch den Ersatz des auf fossilen Energieträgern basierten Wasserstoffs durch mittels Elektrolyse mit Strom aus EE produzierten Wasserstoff reduziert werden. Allerdings ist insbesondere mit Blick auf Ammoniak darauf hinzuweisen, dass die Ammoniak- und somit auch die Wasserstoffnachfrage stark sinkt, wenn der Einsatz von großindustriell hergestellten Mineraldüngern im Sinne einer nachhaltigen Landwirtschaft zurückgeht.

⁸ Die prognostizierte Menge an strombasierten Kraft- und Rohstoffen ist von mehreren Faktoren abhängig. Zunächst ist die Entwicklung der Endnachfrage, beispielsweise der Mobilitätsnachfrage im motorisierten Individualverkehr, entscheidend. Weiterhin wird die Menge durch prognostizierte Effizienzsteigerungen bestimmt. Zudem ist der Grad der Elektrifizierung von besonderer Bedeutung.

Zusätzlich zur Entwicklung der Produktion von Ammoniak und Methanol kann eine Zunahme an Recyclingprozessen von Kunststoff zu Veränderungen der Wasserstoffnachfrage in der EU führen. Im Zuge des Ziels einer Kreislaufwirtschaft sowie der Beschränkungen des Exports von Kunststoffabfällen könnte Kunststoffrecycling zukünftig an Bedeutung gewinnen. Für die Recyclingprozesse wird Wasserstoff benötigt (Fraunhofer 2019).

3.3.3 Stahlproduktion

Aktuell werden 71% des produzierten Stahls in der EU mit der Hochofen-Route erzeugt. Durch die Reduktion der Eisen-erze zu Roheisen mit Koks entstehen bei diesem Verfahren 1,8 t CO₂ pro Tonne Stahl (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking 2019). Neben diesem Verfahren zählt auch die Direktreduktion (DR) mit Erdgas und/oder Wasserstoff mit anschließender Weiterverarbeitung des in den DR-Anlagen entstehenden Eisenschwamms in einem Elektrolichtbogenofen zur Primärroute der Stahlerzeugung. Dieses Verfahren ist mit deutlich geringeren Emissionen verbunden. Allerdings ist fraglich, ob eine vollständige Reduktion der CO₂-Emissionen durch dieses Verfahren möglich ist, da für die Produktion besonders hochwertigen Stahls der Einsatz eines Wasserstoff-Erdgas-Gemisches⁹ für die DR erwartet wird (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021).

Bei der Sekundärroute wird Stahlschrott im Elektrolichtbogenofen eingeschmolzen, sodass unter der Annahme eines dekarbonisierten Strommixes bei diesem Verfahren keine CO₂-Emissionen entstehen. Der Anteil des schrottbasierten Elektrostahls ist allerdings durch die Verfügbarkeit des Stahlschrotts als auch durch die Qualitätsanforderungen an den zu produzierenden Stahl limitiert. Durch eine Verbesserung der Sortierung des Stahlschrotts sowie die Festlegung von Standards für Stahl könnte mehr Recyclingstahl erzeugt werden (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Potenzialabschätzungen gehen somit von einer Steigerung des EU-weiten Anteils des schrottbasierten Elektrostahls von ungefähr 40% im Jahr 2015 auf bis zu 77% im Jahr 2050 aus (Fleiter u. a. 2019). Weiterhin beträgt der Strombedarf für die Sekundärroute nur ein Viertel des Strombedarfs der Stahlproduktion in DR-Anlagen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Die ganzheitliche Betrachtung spricht somit stark dafür, den Anteil an schrottbasierten Elektrostahl soweit wie möglich zu erhöhen.

3.3.4 Fazit

Die hohen Unsicherheiten hinsichtlich der Anwendungen für Wasserstoff in der Industrie werden durch die Kapitalintensität und die langen technischen Lebensdauern von 50 bis zu 70 Jahren der in den für die Wasserstoffnachfrage relevanten Industriebranchen üblichen Großanlagen zu einer aktuellen Herausforderung (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019). Aus den langen Lebensdauern folgt, dass nur in Technologien investiert werden sollte, die mit dem Ziel der Dekarbonisierung vereinbar sind. Weiterhin entsteht durch hohe spezifische Investitionen eine langfristige Nachfrage für die im Rahmen der Technologieauswahl festgelegten Energieträger. Unsicherheiten hinsichtlich der Verfügbarkeit und des Preises des verwendeten Energieträgers können dazu führen, dass Investitionen nicht getätigt, sondern verschoben werden. Ebenso können durch die Investitionen sogenannte „stranded assets“ entstehen, wenn die Nachfrage nach dem Energieträger langfristig nicht (aus betriebswirtschaftlicher Perspektive) gedeckt werden kann. Daher ist es von Bedeutung für Industriebranchen, wie die Stahlproduktion und chemische Industrie, Planungssicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit von Wasserstoff zu schaffen. Gleichzeitig sollten aber effizientere Lösungen wie die schrottbasierte Elektrostahlerzeugung weiterentwickelt werden und im Fokus stehen. Ebenso sollte die heutige Endnachfrage in der Industrie nicht isoliert fortgeschrieben werden, sondern übergreifende interdependente Entwicklungen bzw. Zielsetzungen, beispielsweise der Landwirtschaft oder des Mobilitätsverhaltens, stets berücksichtigt werden.

3.4 Verkehr

Der Verkehrssektor ist verantwortlich für ca. ein Viertel aller THG-Emissionen in der EU und ist der einzige Sektor in der EU in welchem die Emissionen sogar seit 1990 ansteigen. Damit weist der Sektor aber auch gleichzeitig ein großes Potenzial für THG Reduktionen auf (EC 2018a), für welche bereits heute entsprechenden Maßnahmen zur Verfügung stehen.

⁹ Besonders hochwertiger Stahl benötigt einen bestimmten Kohlenstoffgehalt, welcher durch das Methan im Gasgemisch bereitgestellt werden muss.

Wasserstoff im Verkehr spielt bis heute in Europa kaum eine Rolle. So wird der Anteil des Wasserstoffverbrauchs im Verkehrsbereich gar nicht gesondert erfasst (Statista GmbH 2021). Auch wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe sind bis heute kaum im Einsatz. Biokraftstoffe (Biofuels) sind unter Umwelt-, Gerechtigkeits- und Nachhaltigkeitskriterien nur in geringen Mengen produzierbar und sollten daher in Zukunft keine deutlich größere Rolle spielen und der Herstellungsprozess im Wesentlichen auf Biokraftstoffe der „Second Generation“¹⁰ begrenzt werden (Emmrich u. a. 2020; CAN Europe und EEB 2020).

Um das Ziel der „Klimaneutralität“ bis 2050 in der EU erreichen zu können, plant die EC mit einer Treibhausgasreduzierung im Verkehrssektor in Höhe von 90% bis 2050, was ambitioniert ist, jedoch gleichzeitig mit einer weiteren Kompensationsmaßnahme und Negativemissionen verknüpft ist und daher nicht als ausreichend angesehen werden kann. Aufgrund dessen wurden unterschiedliche Szenarien entwickelt, welche eine Dekarbonisierung des Verkehrssektors bis 2040 darstellen (Emmrich u. a. 2020; CAN Europe und EEB 2020).

3.4.1 PKW

Bei der Verbrennung von Diesel und Benzin in Verbrennungsmotoren entsteht klimaschädliches CO₂ sowie weitere Luftschadstoffe wie Ruß- und Stickoxide, die für die Umwelt und die menschliche Gesundheit äußerst schädlich sind und zu zusätzlichen Todesfällen und Krankheiten führen (Umwelt Bundesamt 2021; Lozzi und Monachino 2021; EEA 2020). Der Anteil der Emissionen von PKW an den Gesamtemissionen des Verkehrssektors ist mit 45% der größte Bereich und bedarf einer raschen Dekarbonisierung der Flotte von ca. 260 Millionen Autos mit Verbrennungsmotoren in der EU (EEA 2020). Hierfür stehen grundsätzlich 3 Optionen zur Verfügung: Batterieelektrische Fahrzeuge (BEV), Brennstoffzellenfahrzeuge (FCEV) und Verbrennung von wasserstoffbasierten synthetischen Kraftstoffen (E-fuels) (Transport & Environment 2018).

Bei der Wahl der Strategie zur Dekarbonisierung der PKW in Europa sollte jedoch stets geprüft werden, welches die effizienteste und nachhaltigste Antriebsart ist. Verschiedene Szenarien und Analysen (Emmrich u. a. 2020; CAN Europe und EEB 2020; Transport & Environment 2018) sehen im privaten PKW Bereich den batterieelektrischen Antrieb aus Effizienz- und Kostengründen im Vorteil. Auch in der EGD Strategie ist die direkte Elektrifizierung im PKW Bereich und allen weiteren Bereichen wo möglich als prioritär zu betrachten (EC 2018a, 10). Gleichzeitig bietet eine umfassende batterieelektrische PKW-Flotte auch die Möglichkeit einen großen Beitrag zur Netzstabilität und Versorgungssicherheit durch netzdienliche Integration (Vehicle-to-Grid) zu leisten.

3.4.2 Transport, Flug- und Schiffsverkehr

Wasserstoff sowie Folgeprodukte sollten aufgrund der energietechnischen Effizienz sowie aus ökonomischen Gründen nur diese Antriebsarten bedienen, welche aus heutiger Sicht nicht direkt elektrifizierbar sind oder eine Batteriespeicherung aufgrund von begrenzten Kapazitäten nicht zum Einsatz kommen kann (Transport & Environment 2018; Emmrich u. a. 2020). Nach heutigem Stand der Entwicklung sind diese Einsatzbereiche hauptsächlich der Luftverkehr sowie Teile des Schiffs- und Fernlastverkehrs (Emmrich u. a. 2020; EEA 2020). Ein Tankstellensystem das auf den Fernlastverkehr ausgerichtet ist wird wesentlich großmaschiger ausfallen als das bestehende Tankstellensystem. Beispielsweise würden für Deutschland 140 Tankstellen genügen (Rose, Wietschel, und Gnann 2020). Neuere Untersuchungen zeigen, dass auch im Bereich von Langstrecken-Lastkraftwagen die batteriebetriebenen- und Oberleitungs-LKW einen Vorteil bei den Treibhausgasintensität gegenüber LKW, betrieben mit Brennstoffzellen und synthetischen Kraftstoffen, haben können (Aleksandar Lozanovski u. a. 2020). Auch im Flugverkehr, in welchem die Verbrennung von Kerosin in Jetmotoren lange Zeit als alternativlos galten, gibt es neue Entwicklungen, welche zukünftig auf die Verbrennung von Kerosin, Wasserstoff oder E-fuels in batterieelektrischen Flugzeugen verzichten könnten (Gnadt u. a. 2019; Schäfer u. a. 2019), die sich aber noch in der Konzeptionsphase befinden. Allgemein lässt sich feststellen, dass der Transport von Gütern von der Straße verstärkt auf die Schiene und teilweise auf Binnengewässer verlagert werden muss, um das Verkehrsaufkommen in diesem Bereich gesamt zu reduzieren und somit auch die Emissionen (Emmrich u. a. 2020).

¹⁰ Darunter fallen Kraftstoffe, die nicht auf Basis von biologischen Quellen produziert werden, welche gleichzeitig als Nahrung dienen können (z. B. Zuckerrohr, Mais, Raps und Soja).

3.4.3 Modal Shift, Suffizienz und nachhaltige Stadtentwicklung

Trotz technologischen Fortschritts, wird ein klimaneutraler Verkehrssektor ohne absolute Verringerung des Verkehrsaufkommens (Suffizienz) sowie die Änderung der Wahl des Verkehrsmittels hin zu Fuß- und Radverkehr, was einhergeht mit einer Verbesserung von Gesundheit und Lebensqualität, nicht erreichbar sein (Sandberg 2021; Waygood, Sun, und Schmöcker 2019). Die Umsetzung dieser Maßnahmen ist im Konzept des sogenannten Modal Shift (Verkehrsverlagerung) zusammengefasst. Damit gemeint ist der Wechsel von emissionsintensiven Transportmöglichkeiten (motorisierter Individualverkehr) zu emissionsarmen- oder freien Optionen (öffentlicher Personennahverkehr, Rad und Fußverkehr) und die damit verbundene kurz- und langfristige Planung der Infrastruktur (Meinherz und Binder 2020; Strömgren u. a. 2020). Diese Maßnahmen, werden auch in den Europäischen Strategien adressiert. Ende 2020 hat die EC im Rahmen des Green Deals eine „Strategie für nachhaltige und intelligente Mobilität“ veröffentlicht, in welcher sie einen Fahrplan zur Erreichung der CO₂-Minderungsziele im Verkehrssektor durch Erarbeitung von 10 Leitinitiativen und 82 Maßnahmen darstellt (EC 2020). In der Strategie wird besonders die intelligente Vernetzung und Digitalisierung sowie die nachhaltige Stadtentwicklung zur Verringerung des Verkehrsaufkommens hervorgehoben.

3.4.4 Fazit

Neben der Ausschöpfung aller Potenziale zur Verringerung des Verkehrsaufkommens bzw. der Verlagerung des Verkehrs hin zu öffentlichem Nahverkehr sowie Fuß- und Radverkehr, sollten Infrastruktur und Maßnahmen zur direkten Elektrifizierung geschaffen werden. Lediglich das verbleibende, nicht direkt-elektrifizierbare Verkehrsaufkommen sollte auf Wasserstoffoptionen umgestellt werden. Die zur Verfügung stehenden Maßnahmen, wie eine breite Elektrifizierung des Verkehrsaufkommens, Modal Shift und Suffizienzmaßnahmen bedürfen langfristiger Planung und Investitionen in Infrastruktur. Diese müssen daher jetzt als zentrales Element in die Städteplanung integriert werden und aus Akzeptanzgründen mit den europäischen Bürger*innen zusammen entwickelt werden.

3.5 Strom

In einem zukünftigen auf EE basierendem Stromsystem wächst der Bedarf an Flexibilitäten, die die volatile Stromeinspeisung der Windenergie- und PV-Anlagen ausgleichen. Die Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse, die Speicherung und anschließende Rückverstromung ist eine von mehreren Flexibilitätsoptionen. In Zeiten von hohen Stromeinspeisungen aus EE kann Wasserstoff mittels Elektrolyse günstig erzeugt werden. Bei geringen Stromeinspeisungen kann dieser in Gasturbinen, Gas- und Dampfkraftwerken oder Brennstoffzellen zur Stromerzeugung verwendet werden (D. Caglayan u. a. 2020). Heute wird Wasserstoff nur in kleinem Maßstab zur Wärme oder gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung in Wasserstoffkesseln oder KWK-Anlagen verwendet. Dies findet größtenteils an Industriestandorten, an denen Wasserstoff als Nebenprodukt erzeugt wird, statt (Hydrogen Europe 2020).

3.5.1 Weitere Flexibilitätsoptionen

Eine weitere Flexibilitätsoption sind Batteriespeicher, die insbesondere als Kurzfristspeicher (in einem Zeitraum von Stunden bis Tagen) geeignet sind (Child u. a. 2019). Pumpspeicherkraftwerke stellen ebenso eine Alternative dar, wobei die Kapazitäten für diese Technologie in Europa begrenzt sind und bereits größtenteils genutzt werden (Hainsch u. a. 2020). Für den Vergleich der Speicherlösungen ist von Relevanz, dass die Umwandlungsverluste in Batteriespeichern deutlich geringer sind als die Umwandlungsverluste bei der Wasserstoffherzeugung und -rückverstromung (Robinius u. a. 2020). Es sind allerdings auch weitere technische und ökonomische Eigenschaften der Speicher sowie die aus den Erzeugungsanlagen resultierende Anforderungen zu berücksichtigen. Daher werden für die Auswahl der Speicheroptionen integrierte Analysen des gesamten Energiesystems benötigt.

Neben den Speicherlösungen bieten auch der europäische Strommarkt, Wärmenetze und nachfrageseitige Anpassungen Flexibilität. Durch den Ausbau von Interkonnektoren (grenzüberschreitenden Stromübertragungsnetzen) können regionale Differenzen ausgeglichen werden. Um diese Flexibilitätsoption verlässlich zu etablieren, sind überstaatliche, integrierte Dimensionierung des Energiesystems sowie langfristige Vereinbarungen zur Nutzung der Kapazitäten eine Voraussetzung. Auch Wärmenetze können mit strombasierter Wärmeerzeugung einen Beitrag zur zeitlichen Flexibilisierung des Stromsystems leisten, da das Wärmenetz selbst einen Wärmespeicher darstellt und die Kapazität durch zusätzliche Wär-

mespeicher erhöht werden kann. Ebenso sind nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen durch die gezielte Anpassung der Stromnachfrage („Demand Side Management“) insbesondere im Bereich der Industrie denkbar. Diese Flexibilitätsoptionen sind allerdings im Vergleich zu den Speicherlösungen auf lange Sicht schwer zu kalkulieren, da langfristige Vereinbarungen mit zahlreichen privatwirtschaftlichen Unternehmen zur Anpassungen des Betriebs von Wärmenetzen oder der Stromnachfrage erforderlich wären.

3.5.2 Fazit

Insgesamt könnte Wasserstoff in einem auf volatilen EE basierenden Stromsystem zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage genutzt werden. Allerdings stehen auch weitere Flexibilitätsoptionen mit unterschiedlichen technischen Eigenschaften und verschiedenen organisatorischem Aufwand zur Verfügung. Die Optionen sind mit Blick auf das gesamte Energiesystem zu bewerten. Wasserstoff wird voraussichtlich aufgrund der Umwandlungsverluste und begrenzten Verfügbarkeit erst bei sehr hohem Anteil der EE als Flexibilitätsoption für das Stromsystem von Relevanz sein.



4. Infrastruktur(planung)

Die Planung der Energieinfrastruktur ist maßgeblich für die Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft. Denn für Infrastrukturen werden langfristige Investitionsentscheidungen getroffen (die Lebensdauer für Gastransportinfrastruktur beträgt durchschnittlich 80 Jahre), sodass die heutigen Pläne und Investitionen in Infrastrukturen Optionen schaffen und somit darüber entscheiden, welche Dekarbonisierungspfade in Zukunft eingeschlagen werden können bzw. mit welchen Kosten diese verbunden sind (Heilmann, De Pous, und Fischer 2019). Grundsätzlich stehen sich in vielen Energiesystemstudien Dekarbonisierungsszenarien gegenüber, die entweder weiter traditionell auf Transport und Handel an großen Mengen von Gasen (also Erdgas, Wasserstoff und Folgeprodukte) basieren oder eine weitgehende Elektrifizierung vorsehen. Somit gibt es bisher keine einheitliche Sicht auf die Rolle von Wasserstoff und es bestehen hohe Unsicherheiten hinsichtlich der benötigten Dimension des Wasserstoffsystems der EU. Annahmen zu diesem sind aber von hoher Bedeutung für die Infrastrukturplanung. Um dieser Herausforderung zu begegnen, werden in diesem Kapitel zunächst technisch-systemische Eigenschaften der Wasserstoffinfrastruktur dargestellt und anschließend darauf basierend und im Kontext der genannten Unsicherheiten erste Erkenntnisse und Empfehlungen für die Infrastrukturplanung des gesamten Energiesystems sowie für die Wasserstoffinfrastrukturplanung formuliert.

4.1 Kernaussagen

- Aus technischer Sicht sind noch viele Fragen hinsichtlich der zukünftigen Transportinfrastruktur sowie den Speicherpotenzialen von Wasserstoff offen.
- Wasserstoffimporte aus Drittländern sind aus technischer Sicht komplex und mit hohen Transportkosten verbunden.
- Salzkavernenspeicher bieten voraussichtlich die größten Potenziale Wasserstoff kostengünstig zu lagern. Allerdings ist deren Eignung noch nicht final bestätigt. Neuartige Speicher, die flexibel ein- und ausspeichern und große Mengen an Wasserstoff in Fest- oder Flüssigträgern speichern können (LOHC, Metallhydrid oder kryogene Speicher), weisen noch erheblichen Forschungs- & Entwicklungsbedarf (F&E Bedarf) für einen wirtschaftlichen Einsatz im größeren Maßstab auf. Insgesamt werden Wasserstoffspeicher aus heutiger Sicht teurer sein als Erdgasspeicher
- Grundsätzlich könnten die Kosten für Wasserstoffnetze deutlich reduziert werden, indem Erdgasnetze in Wasserstoffnetze umgewidmet werden. Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich die zukünftige Wasserstoffnachfrage und -herkunft signifikant von der heutigen Erdgasnachfrage und -herkunft unterscheidet. Es sind nur Umwidmungen zu realisieren, die aus langfristiger Perspektive sinnvoll sind.
- Ein Ausbau der Erdgasinfrastruktur im Zuge der Umwidmung von Erdgasleitungen ist, insbesondere aufgrund des für das Ziel der Klimaneutralität notwendigen Erdgasausstiegs, kontraproduktiv.
- Die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz (blending) ist aufgrund des geringen Potenzials an CO₂-Einsparungen lediglich zum Ausgleich der Geschwindigkeit des Aufbaus von Wasserstoffproduktion und -transportinfrastruktur bzw. auch -anwendungen in Betracht zu ziehen. Allerdings ist dabei die Gefahr von Lock-in-Effekten zu berücksichtigen.
- Das Wasserstoffsystem ist als Teil des gesamten Energiesystems eng mit dem Strom- und auch dem Erdgassystem verbunden. Daher ist eine integrierte Planung des Energiesystems, die auf das Ziel der Klimaneutralität ausgerichtet ist, wesentlich für eine effiziente Entwicklung des gesamten Energiesystems.
- Für die Energieinfrastrukturplanung ist von hoher Relevanz, Wissen verschiedener Akteure, u. a. auch unabhängigen Expert*innen und NGOs einzubeziehen, und somit aus gesamtgesellschaftlicher Sicht vorteilhafte Transformationspfade einzuschlagen.
- Es sind richtungsweisende Entscheidungen hinsichtlich des Aufbaus des Wasserstoffsystems zu fällen, um zum einen die Ausrichtung auf die Einhaltung des 1.5 °- Ziels sicherzustellen und zum anderen einen zielgerichteten effizienten Aufbau zu ermöglichen.

4.2 Technisch-systemische Aspekte

In diesem Abschnitt stehen die technisch-systemischen Eigenschaften des Wasserstoffsystems im Fokus. Zunächst werden die Interdependenzen des Wasserstoffsystems zum Strom- und Gassystem dargestellt. Anschließend folgen Überichten über Transport- und Speichermöglichkeiten für Wasserstoff.

4.2.1 Wasserstoff als Teil des Energiesystems

Das Wasserstoffsystem steht als Teil des gesamten Energiesystems¹¹ mit dem Strom- und Gassystem in Verbindung und besteht selbst aus mehreren Komponenten. Damit Nachfrager Wasserstoff nutzen können, ist eine Koordination zwischen den interdependenten Komponenten notwendig.

Das Wasserstoffsystem umfasst Produktionsanlagen, Anlagen der Nutzer, Transportinfrastruktur und Speicher. Elektrolyseure als Produktionsanlagen sind wiederum in das Stromsystem eingebunden. Dadurch haben Standortwahl und Betriebskonzepte für Elektrolyseure sowohl Auswirkungen auf das Wasserstoff- als auch auf das Stromsystem. Werden Elektrolyseure beispielsweise in der Nähe der Wasserstoffnachfrage in sogenannten „Hydrogen Valleys“ errichtet, reduziert sich der Transportbedarf für Wasserstoff, während der Bedarf zum Stromnetzausbau steigen kann, und andersherum.

Die Auswirkungen des Betriebskonzepts von Elektrolyseuren auf Strom- und Wasserstoffinfrastruktur zeigen sich im Folgenden: Richtet sich der Betrieb der Elektrolyseure nach der Verfügbarkeit von Strom aus EE, wird im Vergleich zu einer nachfrageorientierten Betriebsführung eine höhere Speicherkapazität für Wasserstoff benötigt. Allerdings kann die nachfrageorientierte Betriebsführung der Elektrolyseure auch Auswirkungen auf die Dimensionierung des Stromsystems haben (beispielsweise könnten höhere Erzeugungskapazitäten oder umfangreichere Flexibilitätsoptionen notwendig sein).

Zudem bestehen auch zwischen Erdgas- und Wasserstoffsystem Koordinationsbedarfe. Erstens wird eine Umwidmung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen diskutiert, wodurch Koordinationsbedarfe entstehen würden. Zweitens wird auf der Produktionsseite Erdgas in Dampfreformierungsanlagen als Rohstoff benötigt. Daher werden an den Standorten der Dampfreformierungsanlagen Transportinfrastrukturen für Erdgas, und auch für Wasserstoff, wenn der Wasserstoff nicht vollständig vor Ort genutzt wird, benötigt. Darüber hinaus entstünden Koordinationsbedarfe mit einer CO₂-Infrastruktur, wenn eine Nachrüstung von Dampfreformierungsanlagen mit CCTS-Anlagen stattfinden würde. Drittens bestehen auf der Nutzerseite Interdependenzen zwischen Wasserstoff- und Erdgassystem. Beispielsweise müssen bei der Umstellung von Nutzern von Erdgas auf Wasserstoff die benötigten Infrastrukturen ebenfalls angepasst werden. Bei der Stahlerzeugung in DR-Anlagen besteht die Möglichkeit, dass wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben Wasserstoff und Methan zeitgleich nachgefragt werden.

Des Weiteren kann eine Berücksichtigung der Abwärme-Potenziale von Industrie und Elektrolyseuren zu höheren Effizienzen führen, sodass sich auch hier eine Koordination von Elektrolyseuren und der Abwärme der Industrie sowie lokaler Wärmenachfrage lohnen könnte. Hochtemperatur-Elektrolyseure erreichen einen hohen Wirkungsgrad, wenn Abwärme von Industrieanlagen genutzt werden kann (vgl. Abschnitt 2.2.2). Weiterhin wird in einigen Projekten, wie Westküste 100¹² in Norddeutschland, perspektivisch die Nutzung der Abwärme von Elektrolyseuren in Wärmenetzen vorgesehen.

Insgesamt wird deutlich, dass durch die zahlreichen Interdependenzen umfangreiche Koordinationsbedarfe bestehen und das Wasserstoffsystem nicht isoliert betrachtet werden kann. Nur durch eine integrierte Betrachtung der Energiesysteme können die effizientesten Lösungen identifiziert werden. Bei der Entwicklung eines Wasserstoffsystems sind somit auch Strom- und Gassystem sowie Wärmequellen und -nachfragen sowie die Implikationen auf diese Energiesysteme¹³ zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.3).

4.2.2 Transportinfrastrukturen

Abhängig davon, wo Wasserstoff letztlich produziert wird, und zum Einsatz kommen soll, ist eine entsprechende Transportinfrastruktur notwendig. Generell ist beim Transport von Wasserstoff die Unterscheidung in kurze Distanzen und weite Distanzen zu treffen. Für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor wäre zudem ein Tankstellennetz zu errich-

¹¹ Das gesamte Energiesystem umfasst alle der Energieversorgung dienlichen Komponenten. Somit finden auch alle Energieträger (z. B. Strom, Gas, Biomasse) Berücksichtigung. Eine systemische, integrierte Betrachtung gewinnt im Zuge der zunehmenden Sektorenkopplung an Bedeutung, da die Nachfrage im Verkehrs-, Wärme- oder Industriesektor direkt durch Nutzung von Strom oder von strombasierten Energieträgern (z. B. Wasserstoff) gedeckt werden kann und somit alle Sektoren in Verbindung zueinanderstehen.

¹² <https://www.westkueste100.de/en/>

¹³ Die Entwicklung eines weitreichenden Gassystems für kohlenstoffbasierte Energieträger (z. B. synthetischem Methan) wird hier nicht weiter betrachtet, da dieses aufgrund von Umwandlungsverlusten bei der Produktion von kohlenstoffbasierten Energieträgern aus Wasserstoff als unwahrscheinlich angesehen wird (vgl. Abschnitt 2.2.3).

ten¹⁴. Für kurze Distanzen scheinen sich Wasserstoffnetze besonders zu eignen. Die Errichtung setzt aber Zeit für Planung und Koordination voraus (vgl. Abschnitt 4.2.1). Ein besonders umfangreicher Koordinationsbedarf dürfte mit der Umwidmung von Erdgasleitungen einhergehen, die allerdings die Kosten für Wasserstoffleitungen deutlich reduzieren könnten. Erste Untersuchungen zeigen für Fernleitungen eine Kostenreduktion von über 60% auf. Allerdings setzen diese Untersuchungen voraus, dass die konventionellen Leitungen sich trotz der Gefahr der Versprödung bestimmter Metalle durch Wasserstoff eignen. Zurzeit sind keine größeren Wasserstoffleitungen aus Stahl in Betrieb, die mit hohen Drücken betrieben werden, sodass noch umfangreicher Forschungsbedarf besteht, um das Potenzial der Umwidmungen einschätzen zu können (Cerniauskas et al. 2020).

Der weite Transport von Wasserstoff ist aufgrund seiner geringen volumetrischen Energiedichte herausfordernd. Es wird langfristig unwirtschaftlich bleiben, gasförmigen Wasserstoff über lange Strecken per Schiff zu transportieren. Hierfür gibt es alternative Ansätze. So könnte der Wasserstoff 1) verflüssigt, 2) in Ammoniak umgewandelt oder 3) in Trägermoleküle mit einer höheren Energiedichte eingebaut werden. Alle genannten Verfahren bringen ihre spezifischen Vor- und Nachteile mit sich, die Brändle, Schönfisch, und Schulte (2020) wie folgt darstellen:

1. Flüssiger Wasserstoff (Liquid Hydrogen - LH₂) hat eine höhere volumetrische Dichte als gasförmiger Wasserstoff und eignet sich daher besser für den Seetransport. Allerdings muss der Wasserstoff zur Verflüssigung auf Temperaturen unter -240° C heruntergekühlt werden, was erhebliche Mengen an Energie erfordert. Außerdem stellen die erforderlichen niedrigen Temperaturen eine Herausforderung für die verwendeten Materialien dar, was die Kosten für die Transport- (und Speicher)infrastruktur erhöht. Boil-off ist ebenfalls ein Problem. Der LH₂-Transport ist in großem Maßstab noch nicht gut entwickelt, da es derzeit keine kommerziell erhältlichen LH₂-Schiffe gibt, sondern nur kleinere Testschiffe.
2. Ammoniak (NH₃) ist eine Verbindung aus Stickstoff und Wasserstoff und bei Standardtemperatur und -druck gasförmig. Es kann bei Temperaturen unter -33° C verflüssigt werden und hat eine volumetrische Energiedichte, die 50% höher ist als die von flüssigem Wasserstoff. Das Transportnetzwerke und -infrastruktur für Ammoniak sind gut etabliert; der Seetransport erfolgt in handelsüblichen Flüssiggastankern (LPG). Die Hauptkostentreiber für den Ammoniaktransport sind die Umwandlungs- und Rückwandelungsprozesse; die Umwandlung erfordert 7 - 16% (Bartels 2008) und die Rückwandlung etwa 16% (T-Raissi 2002) der im Wasserstoff enthaltenen Energie.
3. Flüssige organische Wasserstoffträger (Liquid Organic Hydrogen Carriers, LOHCs) sind Moleküle, die durch eine chemische Reaktion Wasserstoff aufnehmen und abgeben können. Beispiele für potenzielle flüssige organische Wasserstoffträger sind Methanol, Toluol und Phenazin (Aakko-Saksa u. a. 2018; Matthias Niermann u. a. 2019). Ihre Eigenschaften sind ähnlich wie die von Öl. Daher können sie in der bestehenden Infrastruktur für flüssige Kraftstoffe transportiert werden (Aakko-Saksa u. a. 2018). Wie bei Ammoniak sind jedoch hohe Kosten mit der Umwandlung und Rückumwandlung verbunden, die bis zu 40% der im Wasserstoff enthaltenen äquivalenten Energie erfordern würden (Wulf und Zapp 2018). Darüber hinaus sind die derzeit in Betracht gezogenen LOHC-Moleküle oft teuer und müssen zur Wiederverwendung zurück an ihren Ursprungsort transportiert werden (IEA 2019b).

Insgesamt lässt sich sagen, dass die Wasserstoffverflüssigung oder -umwandlung sehr energieintensiv und teuer ist und daher die Kosten der Wasserstoffversorgung um 50 - 150% erhöht, je nach Transporttechnologie und Entfernung (IEA 2019a, 608). Zudem sind alle drei Möglichkeiten noch nicht großskalig verfügbar (Wijayanta u. a. 2019).

Eine weitere Option für den Langstreckentransport von Wasserstoff wäre die Beimischung zu Erdgas in Erdgaspipelines. Timmerberg and Kaltschmitt (2019) gehen davon aus, dass die in Betrieb befindlichen Pipelines potenziell dazu in der Lage sind, mit vernachlässigbaren Anpassungen an der Infrastruktur 10 Vol% Wasserstoff im Erdgas zu transportieren. Um den Wasserstoff in seiner reinen Form nutzen zu können, müsste dieser jedoch in entsprechenden Anlagen wieder rückgewonnen werden. Ansonsten steht für die Weiternutzung lediglich ein Wasserstoff-Erdgas-Gemisch zur Verfügung was es ermöglicht, dass der hochwertige Wasserstoff in jegliche (auch ineffiziente) Anwendungen fließen kann, was entgegen der Logik einer Priorisierung von Anwendungen steht. Eine Vermischung von Erdgas und Wasserstoff würde auch dazu führen, dass der Brennwert des Erdgases sinkt, während der Preis dafür steigt. Zudem sind langfristig die Erdgasnutzer*innen von heute nicht die Wasserstoffkonsument*innen von morgen. Im Falle der Beimischung von Wasser-

¹⁴ Diese Tankstellen können nicht nur durch Umwidmung bestehender Erdgastankstellen realisiert werden, sondern benötigen spezielle Speicher- und Betankungstechnologien, die grundsätzlich aufwendiger und komplexer gestaltet sind als die Betankung von Diesel oder Erdgas. Ein Tankstellennetz das auf den Schwerlastverkehr ausgelegt, kann sehr viel großmaschiger ausfallen, als das bestehende Tankstellennetz.

stoff würden die Kosten der Umrüstung des Erdgasnetzes bzw. der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur von allen Konsument*innen getragen werden. Außerdem stünde der aufwändig produzierte Wasserstoff nicht mehr für Anwendungen zur Verfügung, welche darauf angewiesen sind und die hohen Qualitätsstandards für Erdgas, die vor allem für Industrieverbraucher wichtig sind, wären nicht mehr zu gewährleisten.

4.2.3 Speicheroptionen

Aufgrund seiner geringen Dichte ($0,09 \text{ kg/m}^3$) und der daraus resultierenden Diffusionsneigung, welche durch hohe Drücke und Temperaturen, die in Tankbehältern vorherrschen, noch verstärkt wird, ist die Wasserstoffspeicherung mit hohem technischen Aufwand verbunden (Klell 2010). Bezogen auf die Masse hat Wasserstoff die höchste Energiedichte aller gängigen Brennstoffe bei einem gleichzeitigen geringen volumetrischen Energiegehalt unter Standardbedingungen, was größere Tanks oder höheren Druck bei der Speicherung bedingt.

Wasserstoff kann als Energiespeicher in großen Mengen saisonal – also über mehrere Monate – gespeichert werden. Wird dieser Wasserstoff aus Strom aus EE hergestellt, bietet sich so eine Möglichkeit an, große Mengen an EE Strom über längere Zeiträume zu speichern, und wenn benötigt, wieder rückzuverstromen oder anderen Anwendungen zuzuführen. Zur Erreichung von Energieautarkie ist es möglich, Wasserstoff zur Energiezwischenspeicherung in Drucktanks mit Power-to-X Anlagen zu koppeln. Durch die Verluste, die während der Elektrolyse, der Speicherung und der Rückverstromung entstehen (in Brennstoffzellen oder Verbrennung in Wasserstoffturbinen), ist diese Art der Speicherung jedoch ineffizienter als z. B. Batterie- oder Druckluftspeicher (Robinius u. a. 2020 Tabelle C.3 und C.7).

Auch zur Darstellung einer kontinuierlichen, sicheren und anwendungsorientierten Wasserstoffzufuhr von Prozessen, welche auf Wasserstoff angewiesen sind (z. B. Industrieprozesse oder Betankung von FCEV), ist eine Zwischenspeicherung von Wasserstoff oftmals notwendig. Für eine flexible Produktion und eine flexible Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoff oder eine leichte Handhabbarkeit (zum Beispiel zur Betankung von Fahrzeugen) sind herkömmliche Tankspeicher oder unterirdische Speicher nicht immer funktional. Dafür besteht noch erheblicher Forschungsbedarf an neuartigen Speicherkonzepten (z. B. kryogene Flüssiggasspeicher und LOHC Speicher) (Fraunhofer 2019).

Die einfachste und kosteneffizienteste Art, große Mengen an Wasserstoff zu speichern, ist die Injektion in unterirdische Salzkavernen. Salzkavernen stellen dabei eine deutlich günstigere Variante als Speichertanks dar (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021). In Europa steht hierfür ein theoretisches Potenzial von $84,8 \text{ PWh}_{\text{H}_2}$ zur Verfügung (D. G. Caglayan u. a. 2020). Werden jedoch Kapazitäten von Salzkavernen ausgeschlossen, die weiter als 50 km von der Küste entfernt sind¹⁵, sinkt das technische Potenzial auf $7,3 \text{ PWh}_{\text{H}_2}$.

Durch starke Komprimierung von Wasserstoff (auf bis zu 800 bar) lässt sich dieser in speziellen Speichertanks in komprimierter und somit platzsparender Form lagern. Durch die Verdichtung und den hohen Druck wird auch die Diffusion im Speicherbehälter verringert oder verhindert. Diese Hochdruckspeicher werden für kleine Mengen Wasserstoff aufgrund ihrer günstigen Bauweise hauptsächlich in mobilen Anwendungen (PKW und LKW) eingesetzt.

Eine weitere Möglichkeit ist die Verflüssigung von Wasserstoff. Dazu muss dieser in einem energieintensiven Prozess auf unter -240° C gekühlt und komprimiert werden und kann dann in flüssiger Form in speziellen, wärmeisolierten Tanks gelagert werden. Diese Art der Speicherung ist besonders zum Transport von größeren Mengen über weite Distanzen geeignet. Durch eine Erwärmung beim Transport kommt es jedoch, anders als bei der Druckgasspeicherung, zum Abdampfen von Wasserstoff.

Flüssigwasserstoff kann auch in kryogenen Tanks gespeichert werden. Ein Kryogen ist eine Flüssigkeit, die bei einer Temperatur unter ca. -150° C siedet, was auf flüssigen Wasserstoff zutrifft (Li, Chen, und Ding 2010). Werden hoher Druck und tiefe Temperaturen vereinigt, ist es möglich, Wasserstoff im transkritischen Zustand in einem wärmeisolierten Drucktank zu speichern, was eine Form von Flüssigwasserstoff mit einer hohen Energiedichte möglich macht. Allerdings gibt es bei der Speicherung von flüssigem Wasserstoff in transkritischem Zustand noch erheblichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf, der aktuell vermehrt im Kontext der Raumfahrt erforscht wird (Zuo u. a. 2020).

¹⁵ Diese Einschränkung beschreibt wirtschaftliche und umweltschutztechnische Auflagen, die der Entsorgungproblematik der Solelösung beim Kavernenbau entstammen, da salzhaltige Solelösung nicht in Flüssen und Seen entsorgt werden kann.

Neuartige Speicheroptionen sind chemische Metallhydridspeicher, bei denen die Wasserstoffmoleküle beim Kontakt mit der Oberfläche des Metalls in molekularen Wasserstoff zerfallen und in den Gitterstrukturen des Materials eingelagert werden oder an der Oberfläche von bestimmten Materialien adsorbiert werden (Bhattacharyya und Mohan 2015; Müller und Arlt 2013). Die zurzeit verfügbaren Materialien und Metallhydride sind noch enorm teuer und schwer. Neuartige Materialien werden aber erforscht (Tarasov u. a. 2021; Yartys u. a. 2021).

Weitere neuartige Speicherkonzepte sind LOHC („flüssige organische Wasserstoff Träger“) (vgl. Abschnitt 4.2.3). Der Vorteil ist, dass vorhandene Infrastruktur für Erdölprodukte im Mobilitätsbereich und dem Energietransport und -speicherung weiter genutzt werden könnte (Matthias Niermann u. a. 2019). Jedoch besteht in der ganzen Prozesskette und zu den verschiedenen Trägermolekülen noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf (vor allem in der Anwendung im Mobilitätsbereich). Gleichzeitig werden diese Arten der Wasserstoffspeicherung und des -transportes mit anderen Verfahren konkurrieren, sodass der technische und wirtschaftliche Einsatz noch bewiesen werden muss. Das aussichtsreichste LOHC ist Methanol, das zukünftig einen wirtschaftlichen und prozesstechnischen Vorteil gegenüber komprimiertem oder verflüssigtem Wasserstoff beim Transport über weite Distanzen haben könnte (M. Niermann u. a. 2021).

Die Kosten der Wasserstoffspeicherung sind schwer zu beziffern und variieren je nach Größe und Anwendungsart. Matthes u. a. (2020, 71 Tabelle 2 – 7, 2 – 8) gehen pauschal von 5 €/MWh für die Speicherung aus, wobei nicht ersichtlich wird, welche Speicherart genau eingesetzt wird. M. Reuß u. a. (2017) gehen davon aus, dass für die saisonale Speicherung von Wasserstoff keine Drucktankspeicher eingesetzt werden, da die Kosten für andere Speicherarten (Kavernenspeicher, Flüssigspeicher und LOHC) im Bereich von 8 – 10 €/kg liegen, während Druckgasspeicher bei ungefähr 10 €/kg liegen. Die günstigste Art der Speicherung von großen Mengen Wasserstoff werden aller Voraussicht nach umgewidmete Kavernenspeicher darstellen (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021).

4.3 Energieinfrastrukturplanung

Heute sind auf der europäischen Ebene ENTSO-E (European Network of Transmission Operators for Electricity) und ENTSO-G (European Network of Transmission System Operators for Gas) für die Planung der Strom- und Gasinfrastruktur verantwortlich. Beide sind ein Zusammenschluss der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden ÜNB und FNB), die auf Basis der jeweiligen nationalen Netzentwicklungspläne einen europäischen Netzentwicklungsplan erarbeiten. Dieser Ten Year Network Development Plan (TYNDP) wird alle 2 Jahre veröffentlicht, führt die jeweiligen Netzausbaumaßnahmen der Mitgliedstaaten zusammen und bildet damit die Basis für den zukünftigen Ausbau der europäischen Energieinfrastruktur (z. B. LNG-Terminals, Pipelines, Stromnetze und Strom- und Gasspeicher). Ziel dabei ist die Gewährleistung der Interkonnektivität der europäischen Strom- und Gasmärkte. Der Planung liegen drei Szenarien zugrunde, welche die aktuellen politischen Maßnahmen und Klimaziele der Europäischen Union berücksichtigen (ENTSOG und ENTSO-E 2019).

- „National Trends“ (NT) basiert auf den Nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP) sowie auf weiteren nationalen Politiken und Klimazielen und ist (nach eigenen Angaben) kompatibel mit “2030 Climate and Energy Framework” und “EC 2050 Long-Term Strategy”
- „Global Ambition“ (GA) basiert auf Skaleneffekten bei der zentralisierten Erzeugung, wie z. B. Offshore-Windparks und Power-to-X und ist (nach eigenen Angaben) konform mit dem 1,5°C-Ziel des Pariser Klimaabkommens
- “Distributed Energy” (DE) basiert auf einer eher dezentralen Entwicklung der Stromerzeugung, einem starken Zubau von PV und ist (nach eigenen Angaben) konform mit dem 1,5°C-Ziel des Pariser Klimaabkommens

Da die Energieinfrastrukturplanung vor der Herausforderung der Transformation hin zu einer klimaneutralen Energieversorgung steht, ist fraglich, ob die bestehenden Planungsprozesse dieser Aufgabe gerecht werden. Die TYNDPs verfolgen im Gegensatz zu z. B. den deutschen Netzentwicklungsplänen (NEPs) zwar einen ganzheitlicheren Ansatz, indem die Gas- und Stromnetzplanung integriert erfolgt, dennoch erscheint das Spektrum der Netzplanung zugrundeliegenden Szenarien nicht ausreichend und umfassend genug. Ein 100%-EE-Szenario, das ohne CO₂-Abscheidung, Negativemissionen und Kernkraft auskommt, wird nicht betrachtet und findet somit auch bei der Netzplanung keine Berücksichtigung. Es ist in diesem Kontext zu hinterfragen, ob ÜNB und FNB Innovationen und gesellschaftliche Trends außerhalb ihres Tätigkeits-

feldes in dem gleichen Umfang wie mögliche Optionen¹⁶ (z. B. die Implementierung der CCTS-Infrastruktur, dem Ausbau der Kernkraft sowie der breiten Wasserstoffnutzung), die keine grundsätzlichen Änderungen der Strukturen des Status Quo erfordern, in die Planungen einbeziehen. Denn dafür müssten ÜNB und FNB über das erforderliche Wissen verfügen¹⁷ bzw. dieses konsequent in ihre Planungen integrieren. Letztendlich dürfte auch das in Abhängigkeit der Eigentümerschaft und des Regulierungsregimes unterschiedlich ausgeprägte Eigeninteresse der ÜNB und FNB, den Wert der bestehenden Infrastrukturen zu erhalten, von Bedeutung für die Entwicklung der Szenarien sein (Heilmann, De Pous, und Fischer 2019; Giannelli und Fischer 2020; Weber 2017).

Um der großen Herausforderung der Transformation des Energiesystems gerecht zu werden, bedarf es mit Blick auf die hohe Komplexität des Energiesystems integrierte Planungsprozesse für das gesamte Energiesystem, das über die aktuelle Netzentwicklungsplanung hinausgeht (vgl. Abschnitt 4.2.1). Dabei ist von besonderer Relevanz, das Wissen von verschiedenen Akteuren des Energiesektors und der Zivilgesellschaft einzubeziehen und somit aus gesamtgesellschaftlicher Sicht vorteilhafte sozial-ökologische Transformationspfade einzuschlagen.

4.4 Wasserstoffinfrastrukturplanung

Zur Entwicklung des Wasserstoffangebots und -nachfrage sowie die dafür benötigten Transport- und Speicherkapazitäten bedarf es einer übergreifenden Wasserstoffinfrastrukturplanung. Daher wurde im Kontext der Veröffentlichung der Europäischen Wasserstoffstrategie die „European Clean Hydrogen Alliance“ (ECH2A) gegründet, in der Industrie, nationale, regionale und lokale Behörden sowie die Zivilgesellschaft zusammengebracht werden. Im Allgemeinen soll die ECH2A dazu dienen, die Maßnahmen der Wasserstoffstrategie umzusetzen und zu unterstützen sowie die Produktion von „erneuerbaren“ und sogenanntem „CO₂-armen“ Wasserstoff sowie die Nachfrage zu stärken (EC 2020). In diesem Zusammenhang erscheint der Name der ECH2A irreführend, da ausschließlich „erneuerbarer“ Wasserstoff in der europäischen Wasserstoffstrategie als „sauber (engl. clean)“ bezeichnet wird. Ein Schwerpunkt für die Arbeit der ECH2A ist die Entwicklung einer „Investitionspipeline“¹⁸. Allerdings ist zu hinterfragen, ob bzw. in welchem Umfang bei der Entwicklung der Investitionspipeline Interdependenzen zu anderen Energiesystemen Berücksichtigung finden. Um aus Sicht der Bürger*innen vorteilhafte Transformationspfade zu identifizieren und entsprechende Maßnahmen abzuleiten, ist eine integrierte ganzheitliche Planung notwendig (vgl. Abschnitt 4.2.1 und 4.3). Diese muss die Weichenstellungen für die Planung der Wasserstoffinfrastruktur vorgeben, da nur so alle möglichen Optionen zur Transformation adäquat berücksichtigt werden können.

Zu Beginn der Wasserstoffinfrastrukturplanung stehen neben den organisatorischen Fragen einige richtungsweisende Entscheidungen mit Bezug zur Transportinfrastruktur aber auch zu Produktionsanlagen und Anlagen auf der Nachfrageseite an, die frühzeitig gefällt werden sollten:

- Da Elektrolyse mit erneuerbarem Strom die einzige Option zur CO₂-freien Wasserstoffherstellung ist, ist ein Ausstieg aus fossilem Wasserstoff notwendig (vgl. Abschnitt 2.2). Der Ausstiegspfad ist allerdings noch zu definieren. Denn aktuell ist der Strommix in der EU nicht CO₂-frei und beinhaltet darüber hinaus viel Kernenergie, sodass auch bei der Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse CO₂-Emissionen entstehen, wenn die Elektrolyseure keinen direkten und exklusiven Anschluss an erneuerbare Erzeugungsanlagen haben (vgl. Abschnitt 2.2.2). Es ist zu beachten, dass auch die direkte Beziehung von erneuerbarem Strom für die Elektrolyse einen negativen Effekt für den erneuerbaren Stromanteil im Stromnetz haben kann, da der so produzierte und genutzte Strom im Stromnetz „fehlen“ würde, wenn erneuerbare Anlagen nicht zusätzlich errichtet werden. Gerade vor den Hintergrund, dass THG-Einsparungen durch Netzstrom für die Elektrolyse erst ab sehr hohem erneuerbarem Stromanteil realisiert werden können (Matthes u. a. 2020; Greenpeace Energy eG 2020), muss diese Zusätzlichkeit streng gewahrt werden.
- Im Kontext der Errichtung von CCTS-Anlagen besteht die Gefahr eines fossilen Lock-ins, da die Kosten durch den Betrieb rückerwirtschaftet werden müssen. Neben der Amortisierung der Kosten besteht zudem die Gefahr, dass die Mengen an erneuerbarem Wasserstoff langfristig nicht ausreichen werden, um den Wasserstoff aus der Dampferformierung zu ersetzen. Mögliche Gründe dafür könnten sein, dass die Potenziale für die Produktion von erneuerbarem

¹⁶ Der Aufbau eines weitestgehend elektrifizierten, dezentralen und bürgernahen 100%-EE Energiesystems wird durch die Implementierung der CCTS-Technologie, ein weiterer Ausbau der Kernkraft sowie die breite Wasserstoffefführung eher verhindert (CAN Europe und EEB 2020).

¹⁷ z. B. Wissen über neue Technologien, die als Flexibilitätsoption eingesetzt werden können oder zu hohen Effizienzgewinnen führen können, aber auch über gesellschaftliche Entwicklungen und dem Potenzial von Suffizienzmaßnahmen.

¹⁸ Siehe dazu: <https://www.ech2a.eu/missionandvision>

Wasserstoff nicht ausreichen oder der Ausbau von Wind- und PV-Anlagen aufgrund von fehlenden Investitionen nicht schnell genug vorangeht. Weiterhin ist es wahrscheinlich, dass CCTS wie in den letzten Jahren nicht in großskaligen Bereichen technisch und wirtschaftlich umgesetzt werden kann (Jacobson 2019; von Hirschhausen, Herold, und Oei 2012). Diese drohenden Lock-in-Effekte, die sowohl von den Bestandsanlagen als auch von neuen Produktionsanlagen für fossilen Wasserstoff ausgehen, führen dazu, dass CCTS weder kurz noch mittelfristig zur Reduktion der Emissionen bei der Wasserstoffproduktion beitragen kann.

- Ebenfalls bergen als „h₂-ready“ bezeichnete, geplante und ggf. sogar geförderte Anlagen und Komponenten die Gefahr zu einem Lock-In Effekt zu führen. Denn „H₂-ready“ bedeutet, dass die so bezeichneten Infrastrukturen (Pipelines, Speicher) und Verbraucher (meist KWK-Anlagen) technisch nicht mehr nur auf Erdgas, sondern auch auf ein Erdgas-Wasserstoff-Gemisch bzw. auch auf bis zu 100% Wasserstoff ausgelegt sind (Wahl und Kallo 2020). Eine genaue Definition von H₂-ready fehlt allerdings. Das birgt die Gefahr, dass ein Betrieb mit 100% Wasserstoff auch langfristig nicht möglich ist, und somit die Bezeichnung genutzt wird, um durch blending eine weitere Erdgasförderung und -vermarktung zu ermöglichen (Gondal 2019).
- Auch die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz birgt die Gefahr eines fossilen lock-ins, da zwar der Markthochlauf von Wasserstoff angeregt wird, aber dieser lediglich zu einer konstanten Auslastung des Erdgasnetzes beiträgt, jedoch weder den Bau bzw. die Umrüstung zu Wasserstoffnetzen noch die Umrüstung von Gaskunden anreizt. Kurzfristig könnten durch die Beimischung Investitionen in Elektrolyseure an Standorten mit hohem EE-Potenzial angeregt werden, obwohl dort noch keine Wasserstoffinfrastruktur vorhanden ist (vgl. EC 2020). Dennoch ist äußerst fraglich, ob die Beimischung aufgrund von durch Nachfrager begrenzte Beimischquoten mit Blick auf die Kosten für die Umrüstung der Anlagen, der Nachfrager oder den benötigten Speicher gegenüber anderen Transportoptionen vorteilhaft sein kann. Nach diesen ersten Überlegungen ist eine Erhöhung der Grenzwerte für die Beimischung nicht zu empfehlen, und da Wasserstoff durch die Beimischung ins Erdgasnetz, wie in der Europäischen Strategie dargestellt, an Wert verliert, ist eine langfristige Beimischung von Wasserstoff ins Erdgasnetz ebenfalls nicht sinnvoll.
- Die Umwidmung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen könnte eine Option sein, um Kosten beim Aufbau einer H₂-Infrastruktur zu reduzieren und gleichzeitig „stranded assets“ im Bereich der Erdgasnetze zu vermeiden. Allerdings besteht die große Herausforderung, die Erdgasleitungen zu identifizieren, welche aus technischer Sicht für eine Umwidmung in Frage kommen und auch langfristig als Wasserstoffleitungen benötigt werden, denn ein Wasserstoffnetz wird wesentlich kleiner ausfallen, als das heutige Erdgasnetz (Cerniauskas u. a. 2020). Zudem muss vermieden werden, dass im Zuge der Umwidmung von Erdgas- in Wasserstoffleitungen, die Erdgasnetze an anderer Stelle ausgebaut werden. Es bedarf daher weiterer Forschung, welche Pipelines sich für die Umwidmung eignen, und mit welchen Maßnahmen und damit auch Kosten die Umwidmung verbunden sind. Darüber hinaus sollte ein transparentes Verfahren entwickelt werden, um auch weitere Akteure in die Lage zu versetzen, die Eignung von Erdgasleitung für die Umwidmung zu beurteilen.
- Zudem stellt sich in der Aufbauphase die Frage, ob die Elektrolyseure in sogenannten Hydrogen Valleys oder erzeugungsnah bzw. netzdienlich errichtet werden sollten. Um die Standortwahl der Elektrolyseure und damit auch Entscheidungen über die Strom- und Wasserstoffinfrastruktur zu fällen, müssen integrierte Analysen des Energiesystems durchgeführt werden (vgl. Abschnitt 4.3). Eine Beurteilung der aktuell verfügbaren wissenschaftlichen Erkenntnisse ist in diesem Rahmen nicht möglich. Zur Vorbeugung von Pfadabhängigkeiten und stranded-assets ist es zum jetzigen Zeitpunkt aber ratsam, nur zwingend benötigte Anwendungen und Infrastrukturen, sogenannte „no regret“ Infrastruktur, zu forcieren und aufzubauen (Agora Energiewende und AFRY Management Consulting 2021).

Insgesamt zeigt sich, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur verschiedene Risiken birgt, Lock-in Effekte zu generieren. Um diesen Risiken Rechnung zu tragen, sind richtungsweisende politische Entscheidungen zu fällen. Grundlage für die Entscheidungen sollte eine Wasserstoffinfrastruktur-planung sein, die Wissen verschiedener Akteure, u. a. NGOs sowie unabhängigen Expert*innen, einbezieht und auf integrierten Planungen des gesamten Energiesystems mit 100% EE basiert. Die Prozesse sollten transparent gestaltet sein, sowie den Klimaschutz und damit auch die Interessen der Bürger*innen, einen kostengünstigen und effizienten Dekarbonisierungspfad einzuschlagen, in den Mittelpunkt stellen.



5. Politische Ebene: Die europäische Wasserstoffstrategie

In der europäischen Wasserstoffstrategie wird die Vision der EC für die Bedeutung und Rolle von Wasserstoff für die Dekarbonisierung in Europa aufgezeigt. Es werden Herausforderungen identifiziert sowie mögliche Instrumente und Maßnahmen zur Bewältigung dieser grob skizziert. Weiterhin enthält die Wasserstoffstrategie eine Roadmap (vgl. Abbildung 1) bis zum Jahr 2050. Im Folgenden liegt der Fokus auf dieser von der EC vorgestellten Roadmap und sich daraus ergebenden Fragen und Diskussionspunkten. Die Roadmap enthält Angaben zur Herstellung sowie der Beschaffung von Wasserstoff, zu den möglichen Anwendungen von Wasserstoff sowie zu der dafür notwendigen Infrastruktur. Dabei werden drei zeitliche Zielhorizonte berücksichtigt: 2020 – 2024, 2025 – 2030 und 2030 – 2050.

Die Analyse der Wasserstoffstrategie unterteilen wir in 5 Punkte: 1) Herstellungsverfahren, 2) Ausbau- und Mengenziele, 3) Infrastruktur und Kostenüberblick, 4) Priorisierung von Anwendungen/ Sektoren und 5) Importe.

5.1 Herstellungsverfahren

Insgesamt misst die EC Wasserstoff zur Verwirklichung des GD eine hohe Bedeutung zu. Dabei gibt die EC an, „erneuerbaren Wasserstoff“ zu priorisieren, der mit EE betriebenen Elektrolyseuren hergestellt wird. Weiterhin sieht die EC einen Bedarf für „CO₂-armen Wasserstoff“, der durch unterschiedliche Verfahren hergestellt werden kann. Als wesentliches Merkmal für „CO₂-armen Wasserstoff“ gibt die EC an, dass die über den gesamten Lebenszyklus entstehenden THG-Emissionen deutlich niedriger als bei der derzeitigen Wasserstoff-Herstellung sein müssen. Ein Grenzwert ist hier allerdings nicht angegeben. Die Produktion basierend auf fossilen Energieträgern mit CCTS sowie mittels Elektrolyse mit Strom aus Kernenergie ist somit inbegriffen, was dem Ziel einer nachhaltigen Dekarbonisierung zuwiderläuft.

Offen bleibt in der Wasserstoffstrategie bezüglich der Herstellung von Wasserstoff folgende zentrale Fragen:

- Welche Mengen an „low carbon hydrogen“ sind vorgesehen? Welche Verfahren stehen dahinter?
- Welche Rolle spielt die Kernenergie für die Erzeugung von Wasserstoff?
- Sind neben der Nachrüstung von Dampfreformierungsanlagen mit CCTS-Anlagen auch neue Dampfreformierungsanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff mit fossilen Energien geplant?
- Welche Laufzeiten sind für die in der Übergangsphase installierten CCTS-Anlagen vorgesehen?
- Ist ein Rückbau der CO₂-Infrastruktur vorgesehen oder wird diese für Industriebetriebe weitergenutzt?
- Welche Schnittstellen gibt es zum Erdgasausstieg und zur Umwidmung der Gasinfrastruktur?
- Wie viel CO₂ wird in der Übergangsphase gespeichert? Welche CO₂-Speicher werden dafür erschlossen?
- Welche Zeiträume sind für die Genehmigungs- und Errichtungsprozesse von CCTS-Anlagen berücksichtigt worden?

5.2 Ausbau- bzw. Mengenziele

Um die benötigten Wasserstoffmengen zu produzieren, legt die EC unter anderem fest, dass bis 2024 bzw. 2030 Elektrolyseure mit einer kumulierten Leistung von 6 bzw. 40 GW installiert werden sollen. Unter der optimistischen Annahme von einem Wirkungsgrad für die Elektrolyse von 87,5% können bei einem Dauerbetrieb mit Volllast ca. 1,4 Mio. t bzw. 9,3 Mio. t Wasserstoff produziert werden. Diese Mengen sind allerdings nicht zu erreichen, da keine wartungs- oder störungsbedingten Ausfallzeiten berücksichtigt werden und ein Dauerbetrieb nicht mit der volatilen Erzeugung von EE vereinbar ist. Neben dem Aufbau von Elektrolysekapazitäten ist die Nachrüstung von auf fossilen Brennstoffen basierenden Produktionskapazitäten mit CO₂-Abscheidungs- und -Speichertechnologien vorgesehen.

Weiterhin ist der Aufbau von Wasserstoff- und CO₂-Infrastrukturen Bestandteil der Roadmap. Da „CO₂-armer Wasserstoff“ aus Sicht der EC für die Übergangsphase benötigt wird, ist bereits bis 2024 der Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur sowie die Erschließung von -Speichern erforderlich. Ferner soll die Planung eines europaweiten Wasserstoffnetzes direkt beginnen, auch wenn die Elektrolyseure zunächst in den Nachfragezentren errichtet werden. Langfristig wird eine europaweite Wasserstoffinfrastruktur sowie eine Wasserstofftankstelleninfrastruktur erwartet.

		2020 – 2024	2025 – 2030	2030 – 2050	
Herstellung & Beschaffung	EE-Zubau	<ul style="list-style-type: none"> Keine Angabe zu Erneuerbaren Ausbau 	<ul style="list-style-type: none"> 80 – 120 GW EE sollen direkt an Elektrolyseure angeschlossen werden (Investitionen 220 – 340 Mrd. EUR) Raschere Umsetzung von großen Wind- und Solaranlagen für H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> EE – Kapazitäten müssen massiv erhöht werden Annahme für Investitionsprojektionen: 500 GW mit EE betriebene Elektrolyseure 	
	Erneuerbarer Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Installation von Elektrolyseuren mit Leistung von mind. 6 GW Bis zu 1 Mio. t EE Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> Installation von Elektrolyseuren mit Leistung von mind. 40 GW Bis zu 10 Mio. t EE Wasserstoff 	<ul style="list-style-type: none"> keine Angabe von Mengen „Das Ziel der EU ist klar: ein integriertes klimaneutrales Energiesystem, in dem Wasserstoff und Strom aus erneuerbaren Quellen eine zentrale Rolle spielen“ 	
	CO₂-armer Wasserstoff	<ul style="list-style-type: none"> Nachrüstung von Erzeugungsanlagen mit Technologien zur CO₂-Abscheidung und –Speicherung Annahme für Investitionsprojektionen: 5 Mt CO₂-armer Wasserstoff „Kurz- und mittelfristig werden jedoch auch andere Arten CO₂-armen Wasserstoffs erforderlich sein, hauptsächlich um die Emissionen der bestehenden Wasserstofferzeugung rasch zu verringern und die Verbreitung von erneuerbarem Wasserstoff zeitgleich und für die Zukunft zu unterstützen“ 		<ul style="list-style-type: none"> Kein expliziter Ausschluss Aber direkter Bezug auf emissionsarmen Wasserstoff nur in der Übergangsphase 	
	Importierter Wasserstoff		<ul style="list-style-type: none"> Verweis auf Plan von der EU-Industrie (40 GW in der EU, 40 GW aus Nachbarstaaten) 		
Anwendungen	Leitmärkte	Industrie	<ul style="list-style-type: none"> Bestehende H₂-Nachfrage (z. B. Chemiesektor) Erste weitere Industrieanwendungen 	<ul style="list-style-type: none"> Unterstützende Maßnahmen für H₂ in der Stahlerzeugung 	<ul style="list-style-type: none"> Alle Sektoren sollen erreicht werden, in denen alternative Lösungen zur Dekarbonisierung nicht umsetzbar oder mit höheren Kosten verbunden sind – von Luftfahrt und der Schifffahrt bis hin zu schwer zu dekarbonisierenden Industrie- und Gewerbegebäuden
		Transport	<ul style="list-style-type: none"> Ggf. Schwerlastverkehr 	<ul style="list-style-type: none"> Unterstützende Maßnahmen für H₂ für Lastkraftwagen, Schienenverkehr, Teile des Seeverkehrs und andere Verkehrsträger (besondere Förderung von Brennstoffzellen) 	
	Stromsektor		<ul style="list-style-type: none"> Täglicher und saisonaler Speicher 		
	Gebäude	<ul style="list-style-type: none"> Einspeisung von H₂ ins Erdgasnetz denkbar 	<ul style="list-style-type: none"> Wärmeversorgung mit H₂ in Hydrogen Valleys möglich 		
EU Infrastrukturen	H₂-Netz	<ul style="list-style-type: none"> Niedriger Bedarf an Infrastruktur, da Elektrolyseure in Nachfragezentren stehen Planung für EU-Netz sollte beginnen 	<ul style="list-style-type: none"> Bildung von „Hydrogen Valleys“ Errichtung Rückgrats eines europaweiten Netzes und Netz von Wasserstofftankstellen Errichtung von Wasserstoffspeicheranlagen „Das Ziel der EU bis 2030 ist die Verwirklichung eines offenen und wettbewerbsfähigen EU-Wasserstoffmarktes mit ungehindertem grenzüberschreitendem Handel und einer effizienten Verteilung des erzeugten Wasserstoffs auf die einzelnen Sektoren.“ 		
	CO₂-Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> Für einige Formen von CO₂-armen Wasserstoff werden Infrastrukturen zur CO₂-Abscheidung und Nutzung benötigt Keine Angaben zu Speicherung und Transport 			

Abbildung 1: Eigene Darstellung der europäischen Wasserstoff-Roadmap

Offen bleibt in der Wasserstoffstrategie bezüglich der Ausbauziele folgende zentrale Fragen:

- Worauf basieren die Mengenziele für 2024 und 2030? Sind diese durch die prognostizierte Nachfrage oder durch die Produktionsseite beschränkt?
- Warum soll der verstärkte Ausbau der EE nicht sofort beginnen, sondern erst nach 2030?
- In welchem Bereich könnte die langfristige Wasserstoffnachfrage in Europa liegen? Welche Mindestmengen werden langfristig erwartet?
- Wie viele auf fossilen Brennstoffen basierenden Anlagen müssen nachgerüstet werden und wie hoch sind die damit verbundenen Investitionen?

5.3 Infrastruktur und Kostenüberblick

Die Schätzungen in der Wasserstoffstrategie für die bis 2050 in der EU notwendigen Investitionen in die Produktion von „erneuerbarem Wasserstoff“ liegen zwischen 180 und 470 Mrd. € und die für die Produktion von „CO₂-armem Wasserstoff“ zwischen 3 und 18 Mrd. €. Zudem werden Investitionen in den Transport, Verteilung und Speicherung sowie in die Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Höhe von 65 Mrd. € bis 2030 angezeigt. Unter anderem wird ein grenzübergreifendes Betankungsnetz für reinen Wasserstoff (aber auch alternative Kraftstoffe) gefordert. Dabei soll Wasserstoff helfen durch FCEV (Fuel Cell Electrical Vehicle) sowie synthetische wasserstoffbasierte Kraftstoffe den Individualverkehr zu dekarbonisieren, aber auch im Schwerlastverkehr in LKW eingesetzt werden. Züge können mit Brennstoffzellen betrieben werden und für Schiffsantriebe könnte wasserstoffbasiertes Ammoniak in Brennstoffzellen verwendet werden. Der Flugverkehr kann durch wasserstoffbasiertes synthetisches Kerosin dekarbonisiert werden, bzw. erhebliche Mengen an THG-Emissionen einsparen.

Auch im Bereich der Nachfragesektoren weist die Wasserstoffstrategie beispielhaft benötigte Investitionen aus. Die Umrüstung eines Stahlwerks ist mit Investitionen zwischen 160 bis 200 Mio. € verbunden. Eine Gesamtübersicht zu den notwendigen Investitionen für Produktions- und Nachfrageseite sowie Infrastruktur wird nicht dargestellt. Allerdings ist dies vermutlich auch auf die hohe Unsicherheit hinsichtlich der langfristigen Nachfrage zurückzuführen.

Offen bleibt in der Wasserstoffstrategie bezüglich der Kosten einer Wasserstoffinfrastruktur folgende zentrale Fragen:

- Mit welchen Kosten ist der Aufbau eines europaweiten Wasserstoffnetzes verbunden, das ungehinderten grenzüberschreitenden Handel ermöglicht?
- Inwieweit reduzieren Transportkosten die Kostenvorteile von Standorten mit höherem Erzeugungspotenzialen für EE?
- Welche Rolle kann der kostengünstigere Transport von Derivaten zukünftig spielen, wenn diese vom Endverbraucher genutzt werden?
- Warum wird erwartet, dass der Ausbau der EE im Zusammenhang mit der Wasserstoffproduktion schneller umgesetzt werden kann? Sollen EE dezidiert für die Wasserstoffherzeugung errichtet und genutzt werden?

5.4 Priorisierung von Anwendungen/Sektoren

Insgesamt wird in der in Abbildung 1 dargestellten Roadmap deutlich, dass zu keinem Zeitpunkt ein Sektor als Wasserstoffnachfrager ausgeschlossen wird. Die Nachfrage nach „erneuerbarem Wasserstoff“ entwickelt sich laut Roadmap zunächst insbesondere im Industriesektor, in dem bereits eine Wasserstoffnachfrage besteht. Ebenso könnte der Schwerlasttransport bereits frühzeitig eine Rolle spielen. Mittel- und langfristig entwickelt sich Wasserstoff als Speicheroption für den Stromsektor. Die EC sieht auch im Gebäudesektor Optionen für den Einsatz von Wasserstoff. Zu Beginn könnte Wasserstoff durch die Einspeisung ins Erdgasnetz in den Gebäudesektor gelangen. Da die Beimischung den Wert von Wasserstoff allerdings verringert, sieht die EC diese Option nur vor, wenn noch keine Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung steht und somit dezentrale Anlagen mit hohen Kosten für Speicher verbunden sein könnten. Mittel- und langfristig sei Wasserstoff in „Hydrogen Valleys“ sowie in schwer zu dekarbonisierenden Industrie- und Gewerbegebäuden denkbar.

Offen bleibt in der Wasserstoffstrategie bezüglich der Priorisierung von Sektoren für den Einsatz von Wasserstoff folgende zentrale Fragen:

- Wie wird für einzelne Anwendungssektoren bzw. einzelne Wasserstoffnachfrager Planungssicherheit geschaffen, so dass Investitionen angereizt werden?
- Werden Elektrolyseure systemdienlich betrieben, sodass diese als Flexibilität für das Stromsystem zur Verfügung stehen?

5.5 Import

Sowohl im GD als auch in der Wasserstoffstrategie werden Energiepartnerschaften mit Drittländern und Regionen als zentral für den europäischen Energiemarkt hervorgehoben. In der Wasserstoffstrategie gibt es sogar ein eigenes Kapitel „internationale Dimension“. Aus diesem geht hervor, dass die internationale Dimension ein integraler Bestandteil der EU Strategie ist. Südliche sowie östliche Nachbarregionen sollten aufgrund der räumlichen Nähe allerdings vorrangig behandelt werden.

Weder Nachhaltigkeitskriterien (vgl. Abschnitt 2.3.2) noch andere Bedingungen werden genannt, unter welchen Wasserstoff oder dessen Derivate nach Europa importiert werden können. Es wird lediglich erwähnt, dass der Handel „fair“ gestaltet werden soll. Was genau darunter zu verstehen ist, wird nicht weiter ausgeführt.

Ebenfalls fehlen Angaben zum Umfang möglicher Importe aus Drittländern. Allerdings wird die Angabe gemacht, dass nach Schätzungen der Industrie rund 40 GW Elektrolysekapazitäten in den östlichen- sowie südlichen Nachbarregionen bis 2030 aufgebaut werden könnten, um den Handel mit der EU zu gewährleisten. Es werden weder weitere Quellen zur Einordnung angegeben, noch werden Angaben gemacht, auf welcher Basis die Schätzungen gemacht wurden.

Offen bleibt in der Wasserstoffstrategie bezüglich der Importe von Wasserstoff folgende Fragen:

- In welchen Mengen sollen Importe stattfinden?
- Welche Anforderungen werden an die Importe gestellt?

SYSTEM
CHANGE



NOT
CLIMATE
CHANGE

6. Schlussfolgerungen und erste Empfehlungen

Zunächst wurde in diesem Papier der aktuelle Wissensstand zur potenziellen Produktion und Herkunft, möglichen Einsatzbereichen von Wasserstoff sowie der für den Einsatz von Wasserstoff benötigten Infrastruktur dargestellt. Zudem wurde aufgezeigt, welche Chancen und Risiken mit dem weiteren Ausbau des Wasserstoffsystems bzw. mit einzelnen Komponenten des Systems einhergehen (Kapitel 2 – 4). In den Abschnitten 4.3 und 4.4 wurde zusätzlich diskutiert, inwieweit im Rahmen von Infrastrukturplanungen, Chancen zielgerichtet genutzt und Risiken verringert werden können. Kapitel 5 stellt die Roadmap der Europäischen Wasserstoffstrategie dar und weist mit Blick auf die vorherigen Kapitel entstehenden Fragen und Risiken hin. In diesem Kapitel werden abschließend die Erkenntnisse zusammengeführt und wesentliche Gedanken und erste Empfehlungen für die Entwicklung des Wasserstoffsystems in der EU dargestellt.

Wasserstoff systemdienlich planen: So wenig wie möglich, so viel wie nötig

Erneuerbar erzeugter Wasserstoff wird in einem 100% erneuerbaren und klimaneutralen Energiesystem eine gewisse Rolle spielen und ist damit für die Einhaltung des Pariser Klimaschutzabkommens von Bedeutung. Dennoch ist die direkte Nutzung von Strom in vielen Bereichen möglich und dann deutlich effizienter als die Nutzung von strombasiertem Wasserstoff. Daher sollte der Fokus auf dem Ausbau der EE liegen. Keinesfalls sollte durch den Aufbau des Wasserstoffsystems die Geschwindigkeit der Dekarbonisierung des Stromsystems sowie der weiteren Elektrifizierung (durch z. B. Wärmepumpen und BEV) verringert werden. Die Errichtung von netzunabhängigen EE-Erzeugungsanlagen zur Produktion von Wasserstoff ist somit äußerst kritisch zu betrachten. Wasserstofferzeugung sollte vorrangig netzdienlich integriert werden und der Einsatz auf nicht-elektrifizierbare Prozesse sowie als Energiespeicher beschränkt werden.

Bedarfe durch Suffizienz im Konsumverhalten sowie Effizienzsteigerungen reduzieren

Gleichzeitig sollten Potenziale für THG-Einsparungen durch eine Agrarwende, durch Änderungen des Mobilitäts- und Konsumverhaltens als auch von Produktionsprozessen (Effizienz und Suffizienz) hin zu einer Kreislaufwirtschaft in Planungsprozessen stärker berücksichtigt und somit auch ausgeschöpft werden. Der Fokus allein auf technologische Lösungen reicht nicht aus, um die sozialen und ökologischen Probleme unserer Zeit zu lösen. Eine offene Debatte über Werte- und Verhaltensänderungen muss angestoßen werden.

EE-Ausbau fördern, Kernenergie ist keine Option

Wasserstoff sollte aus ökologischen und nachhaltigen Gesichtspunkten lediglich mittels Elektrolyse mit erneuerbarem Strom produziert werden. Daher muss die Wasserstoffproduktion immer mit einem zusätzlichen Ausbau der EE verbunden sein. Keineswegs sollte im Zuge des für die Wasserstoffproduktion benötigten Strombedarfs der Weiterbetrieb oder gar der Bau von neuen Kernkraftwerken, auch nicht von SMR oder Generation IV¹⁹, ermöglicht werden, da diese hohe Sicherheitsrisiken mit sich bringen und die Frage der Endlagerung weiterhin ungeklärt ist. Darüber hinaus ist Kernkraft aus privatwirtschaftlicher Sicht nicht rentabel.

Ausstieg aus fossiler Erdgaswirtschaft dringend, CCTS liefert keinen Beitrag zu nachhaltiger Wasserstoffwirtschaft

Da die Wasserstoffproduktion heute zum Großteil auf dem Einsatz von fossilen Energieträgern (hauptsächlich Erdgas) basiert, bedarf es eines Ausstiegs aus der fossilen Wasserstoffproduktion. Es sollte schnellstmöglich ein Ausstiegspfad für fossiles Erdgas und Wasserstoff entwickelt werden, der Planungssicherheit für Investoren schafft und mögliche Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber verhindert. CCTS liefert keinen Beitrag zu einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft. Dies gilt auch für Pyrolyse, die eine Reduktion von THG-Emissionen aber keine vollständige Vermeidung ermöglicht.

¹⁹ Diese Reaktor- und Kraftwerkskonzepte werden häufig als Innovationen für die Lösung der Kernkraftprobleme dargestellt, weisen aber bei genauerer Betrachtung dieselben sicherheitstechnischen, ökonomischen und ökologischen Gefahren und Problem auf als konventionelle Kernkraftwerke. Siehe dazu: (Pistner u. a. 2021).

Wasserstoffimporte kritisch, lokale Wasserstoffherstellung zu priorisieren

Wasserstoffimporte aus Drittländern bringen geopolitische Unsicherheiten mit sich. Weiterhin ist zu hinterfragen, inwieweit klimaethische Aspekte, wie die Konkurrenz um Wasser und Land mit der lokalen Landwirtschaft sowie Konkurrenz zwischen Energieexporten und der Erreichung der inländischen Klimaneutralität, ausreichend Berücksichtigung finden und Entscheidungen diesbezüglich auch überprüft und durchgesetzt werden können. Grundsätzlich sollte daher eine regionale Wasserstoffherzeugung priorisiert werden. Ob Importe langfristig eine Rolle spielen sollten, hängt davon ab, inwieweit Systeme zur Berücksichtigung von klimaethischen Aspekten mit einer hohen Verlässlichkeit geschaffen werden können (z. B. wie aktuell diskutierte Zertifikate und Nachhaltigkeitskriterien). Zum jetzigen Stand sind diese Entwicklungen noch nicht vorhersehbar und es besteht die Gefahr, Fehler der Vergangenheit („Desertec“ und „Tank und Teller“) zu wiederholen, weswegen Importe aus Drittländern äußerst kritisch betrachtet werden müssen. Letztendlich sind aber vor allem auch die Entwicklung der Energiesysteme in den Exportländern hin zu Erneuerbaren sowie die Entwicklung der Transportkosten von hoher Bedeutung.

Priorisierung für Anwendungen notwendig, um begrenzt verfügbaren Wasserstoff aus EE-Strom wirksam einzusetzen

Für einen wirksamen und zielgerichteten Einsatz des Wasserstoffs sowie einen effizienten Aufbau einer Infrastruktur ist eine Priorisierung von Anwendungen notwendig. Denn Wissen über Herkunfts- und Nachfrageseite ist für einen zielgerichteten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur von Bedeutung. Weiterhin ist die Planungssicherheit hinsichtlich der Verfügbarkeit und Bezahlbarkeit von Wasserstoff für Investitionen in Neuanlagen von Relevanz. Durch die beschränkte Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff kann die Planungssicherheit nicht für viele Anwendungen gleichzeitig geschaffen werden. Es ist zu verhindern, dass fossiler Wasserstoff für Anwendungen genutzt wird, welche mit der Aussicht auf erneuerbaren Wasserstoff geplant wurden, aber im Betrieb aufgrund von Knappheit nicht mit erneuerbarem, sondern nur mit fossilem Wasserstoff versorgt werden können. Daher sollte erneuerbarer Wasserstoff zunächst dort zur Verfügung stehen, wo strukturelle Änderungen und hohe Investitionen in Neuanlagen notwendig sind (z. B. DR-Anlagen für Stahlproduktion, später auch Rückverstromungsanlagen). So könnten Neuinvestitionen in Anlagen, die nicht mit dem Ziel der Klimaneutralität vereinbar sind (z. B. Hochöfen für die Stahlproduktion), verhindert werden. Der Ersatz von fossilem durch erneuerbaren Wasserstoff darf zusätzlich nicht aus dem Blick geraten, kann aber sukzessiv im Einklang mit dem Ausstiegspfad erfolgen.

Infrastrukturplanung am 1,5°-Ziel ausrichten, zivilgesellschaftliche Beteiligung sicherstellen

Insgesamt wird durch die starken Interdependenzen des Wasserstoffsystems mit weiteren Teilen des Energiesystems (Strom- und Erdgassystem) deutlich, dass nur eine übergreifende Planung dieser Komplexität gerecht werden kann. Es ist von besonderer Bedeutung, dass umfangreich Wissen in die Planungen einbezogen wird und die Planung stets auf das 1,5°-Ziel und dem damit verbleibenden CO₂-Budget ausgerichtet wird. Dafür sollte eine Einbindung zahlreicher Akteure des Energiesektors, zivilgesellschaftlicher Organisationen sowie unabhängiger Expert*innen stattfinden, sodass die Transformation im Interesse der Bürger*innen erfolgt.

Literaturverzeichnis

- Aakko-Saksa, Päivi T., Chris Cook, Jari Kiviaho, und Timo Repo. 2018. „Liquid Organic Hydrogen Carriers for Transportation and Storing of Renewable Energy – Review and Discussion“. *Journal of Power Sources* 396 (August): 803 – 23. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.011>.
- Agora Energiewende, und AFRY Management Consulting. 2021. „No-regret hydrogen: Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe“.
- Agora Energiewende und Wuppertal Institut. 2019. „Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement“. Berlin.
- Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Frontier Economics. 2018. „Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe“.
- Aleksandar Lozanovski, Oliver Dingel, Torsten Semper, und Andreas Geß. 2020. „Technische und ökobilanzielle Analyse von Langstrecken-Lastkraftwagen für das Jahr 2050“. *ATZ heavyduty*, Nr. 13. Jahrgang (Januar): 56 – 60.
- Bartels, Jeffrey Ralph. 2008. „A feasibility study of implementing an Ammonia Economy“. Master of Science, Ames: Iowa State University, Digital Repository. <https://doi.org/10.31274/etd-180810-1374>.
- Bertelsen, Nis, und Brian Vad Mathiesen. 2020. „EU-28 Residential Heat Supply and Consumption: Historical Development and Status“. *Energies* 13 (8): 1894. <https://doi.org/10.3390/en13081894>.
- Besnard, Manon, Marcos Buser, Ian Fairlie, Gordon MacKerron, Allison Macfarlane, Eszter Matyas, Yves Marignac, Edvard Sequens, Johan Swahn, und Ben Wealer. 2019. „The World Nuclear Waste Report. Focus Europe“. Berlin, Brussels.
- Bhattacharyya, Rupsha, und Sadhana Mohan. 2015. „Solid State Storage of Hydrogen and Its Isotopes: An Engineering Overview“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 41 (Januar): 872–83. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.004>.
- Brändle, Gregor, Max Schöfnisch, und Simon Schulte. 2020. „Estimating Long-Term Global Supply Costs for Low-Carbon Hydrogen“. 20/04. Köln: ewi Energy Research and Scenarios gGmbH.
- Caglayan, Dilara Gulcin, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen LinBen, Martin Robinius, Peter A. Kukla, und Detlef Stolten. 2020. „Technical Potential of Salt Caverns for Hydrogen Storage in Europe“. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (11): 6793–6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>.
- Caglayan, Dilara, Heidi U. Heinrichs, Martin Robinius, und Detlef Stolten. 2020. „Robust Design of a Future 100% Renewable European Energy Supply System with Hydrogen Infrastructure“. Preprint. <https://doi.org/10.20944/preprints202010.0417.v1>.
- CAN Europe, und EEB. 2020. „Building a Paris Agreement Compatible (PAC) Energy Scenario“. Brussels, Belgium: CAN Europe and EEB. <https://www.pac-scenarios.eu/>.
- Cerniauskas, Simonas, Antonio Jose Chavez Junco, Thomas Grube, Martin Robinius, und Detlef Stolten. 2020. „Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study“. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (21): 12095–107. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121>.
- Child, Michael, Claudia Kemfert, Dmitrii Bogdanov, und Christian Breyer. 2019. „Flexible Electricity Generation, Grid Exchange and Storage for the Transition to a 100% Renewable Energy System in Europe“. *Renewable Energy* 139 (August): 80–101. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>.
- Dalla Longa, Francesco, Larissa P. Nogueira, Jon Limberger, Jan-Diederik van Wees, und Bob van der Zwaan. 2020. „Scenarios for Geothermal Energy Deployment in Europe“. *Energy* 206 (September): 118060. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118060>.
- Diekmann, Jochen. 2011. „Verstärkte Haftung und Deckungsvorsorge für Schäden nuklearer Unfälle – Notwendige Schritte zur Internalisierung externer Effekte“. *Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht* 34 (2).
- EC. 2018a. „Clean Planet for all – A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy“. Communication from the Commission COM(2018) 773. Brussels: European Commission.
- ——. 2018b. „In-Depth Analysis in Support of the Commission Communication COM(2018) 773“. Brussels: European Commission.
- ——. 2020. „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. COM(2020) 301 final. Brussels: European Commission.
- ——. 2020. „Sustainable and Smart Mobility Strategy –Putting European Transport on Track for the Future“. COM(2020) 789 final. Brussels: European Commission.

- EEA. 2020. „The First and Last Mile: The Key to Sustainable Urban Transport: Transport and Environment Report 2019“. Copenhagen, Denmark: European Environment Agency. <https://data.europa.eu/doi/10.2800/200903>.
- Emmrich, Julie, Markus Hagemann, Benoit Martin, Julien Pestiaux, und Quentin Schobbens. 2020. „A Radical Transformation of Mobility in Europe: Exploring the Decarbonisation of the Transport Sector by 2040“. Report commissioned by Greenpeace. Climact; New Climate Institute.
- ENTSO-G, und ENTSO-E. 2019. „TYNDP 2020 Scenario Methodology Report“. Brussels, Belgium.
- EWG. 2020. „The Path to Climate Neutrality by 2050 Misses the Paris Climate Targets. The Rocky Road to Truthfulness in Climate Politics“. Policy Paper. Berlin: Energy Watch Group.
- Fleiter, Tobias, Andrea Herbst, Matthias Rehfeldt, und Marlene Arens. 2019. „Industrial Innovation: Pathways to Deep Decarbonisation of Industry. Part 2: Scenario Analysis and Pathways to Deep Decarbonisation“.
- Fraunhofer. 2019. „Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“. Karlsruhe, Freiburg.
- Fraunhofer IEE. 2020. „Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme“. Hannover.
- Frieß, Friederike, Nikolaus Arnold, Wolfgang Liebert, und Nikolaus Müllner. 2021. „Sicherheitstechnische Analyse und Risikobewertung von Konzepten zu Partitionierungs- und Transmutationsanlagen für hochradioaktive Abfälle“. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) urn:nbn:de:0221-2021030826033. Berlin; Wien: Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften Universität für Bodenkultur (BOKU).
- Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. 2019. „Hydrogen Roadmap Europe“.
- Giannelli, Elisa, und Lisa Fischer. 2020. „Energy Infrastructure for a European Green Deal - Benchmarks for the New Trans-European Networks for Energy Regulation (TEN-E)“. Brussels: E3G.
- Giovannetti, Frederico, Oliver Kastner, Carsten Lampe, Rolf Reineke-Koch, Sunah Park, und Jan Steinweg. 2018. „Technologiebericht 1.4 Solare Wärme und Kälte“. In *Technologien für die Energiewende. Technologiebericht- Band 1*, 186 – 248. Wuppertal: Fraunhofer ISI, izes, Wuppertal Institut.
- Gnad, Albert R., Raymond L. Speth, Jayant S. Sabnis, und Steven R.H. Barrett. 2019. „Technical and Environmental Assessment of All-Electric 180-Passenger Commercial Aircraft“. *Progress in Aerospace Sciences* 105 (Februar): 1 – 30. <https://doi.org/10.1016/j.paerosci.2018.11.002>.
- Gondal, Irfan Ahmad. 2019. „Hydrogen Integration in Power-to-Gas Networks“. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (3): 1803–15. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.11.164>.
- Greenpeace Energy eG. 2020. „Grün oder Blau? Wege in die Wasserstoff-Wirtschaft 2020 bis 2040“. Studie. Hamburg.
- Hainsch, Karlo, Hanna Brauers, Thorsten Burandt, Leonard Goeke, Christian von Hirschhausen, Claudia Kemfert, Mario Kendziorowski, u. a. 2020. „Make the European Green Deal Real – Combining Climate Neutrality and Economic Recovery“. No. 153. Politikberatung Kompakt. Berlin: German Institute for Economic Research (DIW Berlin).
- Heilmann, Felix, Pieter De Pous, und Lisa Fischer. 2019. „Gasinfrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland – Jetzt den richtigen Kurs einschlagen“. Briefing Mai 2019. E3G.
- Herkel, Sebastian, Marek Miara, und Peter Schossig. 2018. „Technologiebericht 1.7 Umweltwärme“. In *Technologien für die Energiewende. Technologiebericht- Band 1*, 367 – 412. Wuppertal: Fraunhofer ISI, izes, Wuppertal Institut.
- Heumann, Arnd, und Ernst Huenges. 2018. „Technologiebericht 1.2 Tiefengeothermie“. In *Technologien für die Energiewende. Technologiebericht- Band 1*, 85 – 135. Wuppertal: Fraunhofer ISI, izes, Wuppertal Institut.
- Heuser, Philipp, Thomas Grube, Heidi Heinrichs, Martin Robinius, und Detlef Stolten. 2020. „Worldwide Hydrogen Provision Scheme Based on Renewable Energy“.
- Hirschhausen, Christian von, Johannes Herold, und Pao-Yu Oei. 2012. „How a ‚Low Carbon‘ Innovation Can Fail—Tales from a ‚Lost Decade‘ for Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS)“. *Economics of Energy & Environmental Policy* 1 (2). <https://doi.org/10.5547/2160-5890.1.2.8>.
- Hirschhausen, Christian von, Fabian Praeger, und Claudia Kemfert. 2020. „Fossil Natural Gas Exit – A New Narrative for the European Energy Transformation towards Decarbonization“. *DIW Berlin Discussion Paper*, Nr. 1892, IV, 46 S. (September).
- Hydrogen Europe. 2020. „Clean Hydrogen Monitor 2020“.
- IEA. 2019a. „World Energy Outlook 2019“. Paris: International Energy Agency.
- ——. 2019b. „The Future of Hydrogen: Seizing today’s opportunities“. Report prepared by the IEA for the G20, Japan. Paris: International Energy Agency.
- IPCC. 2005. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, UK: Cambridge University Press.
- IRENA. 2019a. „Hydrogen. A Renewable Energy Perspective“ International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- ——. 2019b. „Renewable Energy: A Gender Perspective“. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

- ——. 2020. „Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to meet the 1.5°C Climate Goal“.
- Jacobson, Mark Z. 2019. „The Health and Climate Impacts of Carbon Capture and Direct Air Capture“. *Energy & Environmental Science*, Oktober. <https://doi.org/10.1039/C9EE02709B>.
- Klell, Manfred. 2010. „Storage of Hydrogen in the Pure Form“. In *Handbook of Hydrogen Storage*, herausgegeben von Michael Hirscher, 1–37. Weinheim, Germany: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. <https://doi.org/10.1002/9783527629800.ch1>.
- Li, Yongliang, Haisheng Chen, und Yulong Ding. 2010. „Fundamentals and applications of cryogen as a thermal energy carrier: A critical assessment“. *International Journal of Thermal Sciences* 49 (6): 941–49. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2009.12.012>.
- Lozzi, Giacomo, und Michelle Sara Monachino. 2021. „Health Considerations in Active Travel Policies: A Policy Analysis at the EU Level and of Four Member Countries“. *Research in Transportation Economics*, Januar, 101006. <https://doi.org/10.1016/j.retrec.2020.101006>.
- Lux, Benjamin, und Benjamin Pfluger. 2020. „A Supply Curve of Electricity-Based Hydrogen in a Decarbonized European Energy System in 2050“. *Applied Energy* 269 (Juli): 115011. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115011>.
- Matthes, Felix, Christoph Heinemann, Tilman Hesse, Peter Kasten, Roman Mendelevitch, Dominik Seebach, und Christof Timpe. 2020. „Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe - Eine Überblicksuntersuchung“. Berlin: Öko-Institut.
- Mehmeti, Andi, Athanasios Angelis-Dimakis, George Arampatzis, Stephen McPhail, und Sergio Ulgiati. 2018. „Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies“. *Environments* 5 (2): 24. <https://doi.org/10.3390/environments5020024>.
- Meinherz, Franziska, und Claudia R. Binder. 2020. „The Dynamics of Modal Shifts in (Sub)Urban Commuting: An Empirical Analysis Based on Practice Theories“. *Journal of Transport Geography* 86 (Juni): 102763. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2020.102763>.
- Michalski, Jan, Matthias Altmann, Ulrich Bünger, und Werner Weindorf. 2019. „Wasserstoffstudie Nordrhein-Westfalen“. Düsseldorf, Germany: LBST.
- Müller, Karsten, und Wolfgang Arlt. 2013. „Status and Development in Hydrogen Transport and Storage for Energy Applications“. *Energy Technology* 1 (9): 501 – 11. <https://doi.org/10.1002/ente.201300055>.
- Myhre, Gunnar, Drew Shindell, François-Marie Bréon, William Collins, Jan Fuglestedt, Jianping Huang, Dorothy Koch, u. a. 2013. „Anthropogenic and Natural Radiative Forcing“. *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. United Kingdom and New York.
- Niermann, M., S. Timmerberg, S. Drünert, und M. Kaltschmitt. 2021. „Liquid Organic Hydrogen Carriers and Alternatives for International Transport of Renewable Hydrogen“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 135 (Januar): 110171. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110171>.
- Niermann, Matthias, Alexander Beckendorff, Martin Kaltschmitt, und Klaus Bonhoff. 2019. „Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment Based on Chemical and Economic Properties“. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (13): 6631–54. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.199>.
- Oei, Pao-Yu, Hanna Brauers, und Philipp Herpich. 2019. „Lessons from Germany’s Hard Coal Mining Phase-out: Policies and Transition from 1950 to 2018“. *Climate Policy*, November, 1 – 17. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1688636>.
- Öko-Institut. 2017. „Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.“
- Pistner, Christoph, und Matthias Englert. 2017. „Neue Reaktorkonzepte. Eine Analyse des aktuellen Forschungsstands“. Darmstadt: Öko - Institut e.V.
- Pistner, Christoph, Matthias Englert, Christian Küppers, Ben Wealer, Björn Steigerwald, Christian von Hirschhausen, und Richard Donderer. 2021. „Sicherheitstechnische Analyse und Risikobewertung einer Anwendung von SMR-Konzepten (Small Modular Reactors)“. Wissenschaftliches Gutachten im Auftrag des Bundesamtes für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) urn:nbn:de:0221-2021030826028. Darmstadt: Öko-Institut e.V.
- Puchta, Matthias, und Tatjana Dabrowski. 2018. „Technologiebericht 3.3a Energiespeicher (elektrisch und elektrochemisch)“. In *Technologien für die Energiewende. Technologiebericht- Band 1*, 751 – 804. Wuppertal: Fraunhofer ISI, Wuppertal Institut.
- Ramana, M. V. 2021. „Small Modular and Advanced Nuclear Reactors: A Reality Check“. *IEEE Access* 9: 42090–99. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3064948>.
- Reuß, M., T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, und D. Stolten. 2017. „Seasonal Storage and Alternative Carriers: A Flexible Hydrogen Supply Chain Model“. *Applied Energy* 200 (August): 290 – 302. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.050>.

- Robinius, Martin, Peter Markewitz, Peter Lopion, Felix Kullmann, Philipp-Matthias Heuser, Konstantinos Syranidis, Simonas Cerniauskas, u. a. 2020. „Wege für die Energiewende. Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050“. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Rose, Philipp, Martin Wietschel, und Till Gnann. 2020. „Wie könnte ein Tankstellenaufbau für Brennstoffzellen-Lkw in Deutschland aussehen?“ S09/2020. Working Paper Sustainability and Innovation. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Sandberg, Maria. 2021. „Sufficiency Transitions: A Review of Consumption Changes for Environmental Sustainability“. *Journal of Cleaner Production* 293 (April): 126097. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126097>.
- Schäfer, Andreas W., Steven R. H. Barrett, Khan Doyme, Lynnette M. Dray, Albert R. Gnad, Rod Self, Aidan O’Sullivan, Athanasios P. Synodinos, und Antonio J. Torija. 2019. „Technological, Economic and Environmental Prospects of All-Electric Aircraft“. *Nature Energy* 4 (2): 160–66. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0294-x>.
- Schimke, Felix, Marvin Heimann, Patrick Wienert, Marcel Corneille, Johannes Kuhn, Lena Maier, Thomas Schmedig, u. a. 2021. „Gutachten H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein“. Kiel: Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein.
- Seto, Karen C., Steven J. Davis, Ronald B. Mitchell, Eleanor C. Stokes, Gregory Unruh, und Diana Ürge-Vorsatz. 2016. „Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications“. *Annual Review of Environment and Resources* 41 (1): 425 – 52. <https://doi.org/10.1146/annurev-enviro-110615-085934>.
- Shi, Xunpeng, Xun Liao, und Yanfei Li. 2020. „Quantification of Fresh Water Consumption and Scarcity Footprints of Hydrogen from Water Electrolysis: A Methodology Framework“. *Renewable Energy* 154 (Juli): 786 – 96. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.03.026>.
- Statista GmbH. 2021. „Europe: Hydrogen Usage Share by Sector 2020“. Statista. 2021.
- Strömgren, Magnus, Peter Schantz, Johan Nilsson Sommar, Wasif Raza, Anders Markstedt, und Bertil Forsberg. 2020. „Modeling Commuter Modal Shift from Car Trips to Cycling: Scenario Construction and Outcomes for Stockholm, Sweden“. *Journal of Transport Geography* 86 (Juni): 102740. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2020.102740>.
- Tarasov, Boris P., Pavel V. Fursikov, Alexey A. Volodin, Mikhail S. Bocharnikov, Yustinas Ya Shimkus, Aleksey M. Kashin, Volodymyr A. Yartys, Stanford Chidziva, Sivakumar Pasupathi, und Mykhaylo V. Lototsky. 2021. „Metal Hydride Hydrogen Storage and Compression Systems for Energy Storage Technologies“. *International Journal of Hydrogen Energy* 46 (25): 13647–57. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.085>.
- Timmerberg, Sebastian, und Martin Kaltschmitt. 2019. „Hydrogen from Renewables: Supply from North Africa to Central Europe as Blend in Existing Pipelines – Potentials and Costs“. *Applied Energy* 237 (März): 795 – 809. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.030>.
- T-Raissi, Ali. 2002. „Technoeconomic Analysis of Area II Hydrogen Production-Part II: Hydrogen from Ammonia and Ammonia-Borane Complex for Fuel Cell Applications“, 584 – 601.
- Transport & Environment. 2018. „Roadmap to Decarbonising European Cars“. Belgium.
- Umwelt Bundesamt. 2021. „Luftqualität 2020 Vorläufige Auswertung“. Dessau - Roßlau.
- UNEP. 2020. „The Emissions Gap Report 2020“. Nairobi: United Nations Environment Programme.
- Wahl, Jonas, und Josef Kallo. 2020. „Quantitative Valuation of Hydrogen Blending in European Gas Grids and Its Impact on the Combustion Process of Large-Bore Gas Engines“. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (56): 32534–46. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.184>.
- Waygood, E. Owen D., Yilin Sun, und Jan-Dirk Schmöcker. 2019. „Transport Sufficiency: Introduction & Case Study“. *Travel Behaviour and Society* 15 (April): 54–62. <https://doi.org/10.1016/j.tbs.2018.12.002>.
- Wealer, Ben, Simon Bauer, Leonard Göke, Christian von Hirschhausen, und Claudia Kemfert. 2019. „Zu teuer und gefährlich: Atomkraft ist keine Option für eine klimafreundliche Energieversorgung“. *DIW Wochenbericht* 30/2019: 511–20. https://doi.org/10.18723/diw_wb:2019-30-1.
- Weber, Alexander. 2017. „Eine institutionenökonomische Analyse der Bedarfsplanung der Stromübertragungsnetze unter Berücksichtigung der Interdependenzen zur Erzeugungsplanung“. Berlin: Technische Universität Berlin.
- Wietschel, Martin, Anke Bekk, Barbara Breitschopf, Inga Boie, Jakob Edler, Wolfgang Eichhammer, Marian Klobasa, u. a. 2020. „Chancen und Herausforderungen beim Import von grünem Wasserstoff und Syntheseprodukten“. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Wijayanta, Agung Tri, Takuya Oda, Chandra Wahyu Purnomo, Takao Kashiwagi, und Muhammad Aziz. 2019. „Liquid Hydrogen, Methylcyclohexane, and Ammonia as Potential Hydrogen Storage: Comparison Review“. *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (29): 15026–44. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.112>.
- Wulf, Christina, und Petra Zapp. 2018. „Assessment of System Variations for Hydrogen Transport by Liquid Organic Hydrogen Carriers“. *International Journal of Hydrogen Energy* 43 (26): 11884–95. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.198>.
- Wuppertal Institut und DIW Econ. 2020. „Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich

zur heimischen Erzeugung“. Studie für den Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE-NRW).

- Yartys, Volodymyr A., Mykhaylo V. Lototsky, Vladimir Linkov, Sivakumar Pasupathi, Moegamat Wafeeq Davids, Ivan Tolj, Gojmir Radica, u. a. 2021. „HYDRIDE4MOBILITY: An EU HORIZON 2020 Project on Hydrogen Powered Fuel Cell Utility Vehicles Using Metal Hydrides in Hydrogen Storage and Refuelling Systems“. *International Journal of Hydrogen Energy*, Februar, S0360319921003608. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.01.190>.
- Yilmaz, Hasan Ümitcan, Dogan Keles, Alessandro Chiodi, Rupert Hartel, und Martina Mikulić. 2018. „Analysis of the Power-to-Heat Potential in the European Energy System“. *Energy Strategy Reviews* 20 (April): 6–19. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.12.009>.
- Zuo, Zhongqi, WenBing Jiang, Xujin Qin, und Yonghua Huang. 2020. „Numerical Investigation on Full Thermodynamic Venting Process of Liquid Hydrogen in an On-Orbit Storage Tank“. *International Journal of Hydrogen Energy* 45 (51): 27792–805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.07.099>.



**„Wasserstoff ist nicht das
Wundermittel, für das es viele
halten. In bestimmten Anwen-
dungsbereichen kann grüner
Wasserstoff jedoch einen
wichtigen Beitrag zum Ener-
giesystem der Zukunft leisten.“
Dr. Cornelia Ernst**

The Left in the European Parliament
Rue Wietz 43
B-1047 Brussels
www.left.eu