

# **Wasserstoff**

## **Potenziale, Chancen und Herausforderungen für den Einsatz in zukünftigen Energiesystemen unter besonderer Berücksichtigung der Rahmenbedingungen in Vorarlberg**

Fachhochschule Vorarlberg  
Forschungszentrum Energie  
Illwerke vkw Stiftungsprofessur für Energieeffizienz

Markus Preißinger

Dornbirn, 6. Oktober 2021

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Grundlagen Wasserstoff</b>	<b>2</b>
2.1	Physikalisch-chemische Grundlagen . . . . .	2
2.2	Definitionen . . . . .	2
2.3	Erzeugung von Wasserstoff . . . . .	3
2.4	Verteilung von Wasserstoff . . . . .	4
2.5	Speicherung von Wasserstoff . . . . .	5
2.6	Nutzung von Wasserstoff . . . . .	6
2.7	Besonderheiten Erneuerbares Methan . . . . .	6
<b>3</b>	<b>Aktivitäten rund um Wasserstoff</b>	<b>7</b>
3.1	Europäische Aktivitäten . . . . .	7
3.2	Aktivitäten auf Bundesebene im DACH-Raum . . . . .	7
3.3	Aktivitäten auf Bundesländerebene . . . . .	8
3.4	Positionierung österreichischer Energieversorger . . . . .	10
3.5	Sonstige Wasserstoffprojekte . . . . .	12
3.6	Fördermöglichkeiten . . . . .	14
<b>4</b>	<b>Mögliche Szenarien für Wasserstoff im Energiesystem</b>	<b>15</b>
4.1	Kosten für Wasserstoff . . . . .	15
4.2	Erzeugung von Wasserstoff . . . . .	17
4.3	Verteilung von Wasserstoff . . . . .	20
4.4	Speicherung von Wasserstoff . . . . .	25
4.5	Nutzung von Wasserstoff . . . . .	25
4.5.1	Allgemeine Nutzungsmöglichkeiten . . . . .	26
4.5.2	Substitution von grauem Wasserstoff . . . . .	30
4.5.3	Substitution von Erdgas in Industrieprozessen . . . . .	30
4.5.4	Wasserstoff in der Stromerzeugung und Speicherung . . . . .	31
4.5.5	Gebäudesektor . . . . .	32
4.5.6	Mobilität . . . . .	33
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>35</b>

## **Vorwort**

Eine „nüchterne“ Unterscheidung zwischen „Hype“ und realen, technisch-wirtschaftlichen Chancen und Potenzialen von Wasserstoff war das Ziel der vorliegenden Studie. Durch die Dynamik des Themas und die kaum noch zu erfassende Menge an Pressemitteilungen, Aktivitäten und Studien zum Thema Wasserstoff gestaltete sich die Aufgabe in den letzten Monaten zumindest herausfordernd. Letztendlich hoffe ich aber, dass die vorliegende Studie einen Beitrag, zumindest aber Impulse, für all diejenigen liefern kann, die sich zum Thema Wasserstoff in zukünftigen Energiesystemen unter besonderer Berücksichtigung der Rahmenbedingungen in Vorarlberg positionieren wollen. Wie komplex und vielschichtig das Thema im Viereck Technik-Wirtschaftlichkeit-Politik-Gesellschaft ist, durfte ich die letzten Monate erfahren.

Auch wenn ich selbst im Verlauf der Studie das Thema Wasserstoff immer wieder selbst kurzzeitig emotional gesehen habe, denke ich doch, dass das Ziel einer sachlichen Auseinandersetzung erreicht wurde.

Markus Preißinger  
Dornbirn, im September 2021

# 1 Einleitung

Wasserstoff gilt derzeit in vielen Diskussionen als „Game Changer“ bei der Erreichung der europäischen Klimaziele. Da Wasserstoff sowohl „Energieträger“, „Energiespeicher“ und auch „Grundstoff“ in der Industrie sein kann, wird ihm eine Schlüsselrolle in der Sektorenkopplung zugeschrieben, die viele für zwingend nötig auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung halten. So kommt eine Studie von Frontier Economics [1] beispielhaft zum Schluss, dass Österreich für die Erreichung der Klimaziele auf Basis von Energiebilanzdaten aus 2019 ca. 180 TWh fossile Energieträger bis 2040 substituieren muss. Gerade in der Prozesswärme und im Verkehr wird gemäß der Studie Wasserstoff ein entscheidender Faktor sein.

Es gibt aber auch vermehrt Stimmen, die die Bedeutung von Wasserstoff kurz- bis mittelfristig für gering halten, da es weder einen internationalen Wasserstoffhandel gibt, noch die erforderlichen erneuerbaren Strommengen zur Verfügung stehen um überhaupt ausreichende Mengen an grünem Wasserstoff zu erzeugen. Die beiden Hauptdiskussionspunkte der beiden „Lager“ können meist auf zwei Aspekte reduziert werden:

1. Wann wird Wasserstoff als Energieträger, Energiespeicher oder Grundstoff flächendeckend benötigt um die Klimaziele zu erreichen? In fünf Jahren, in ein bis zwei Jahrzehnten oder erst nach 2040?
2. Wo kann Wasserstoff technisch und auch wirtschaftlich als erstes eingesetzt werden und wo sollte eine Nutzung von Wasserstoff dauerhaft ausgeschlossen werden?

Diese beiden Fragen werden kontrovers und vermehrt auch sehr emotional diskutiert. Dabei spielen nicht nur technische Aspekte sondern vermehrt auch innen- und geopolitische Aspekte und nicht zuletzt wirtschaftliche Interessen eine Rolle. Im wissenschaftlichen Diskurs mit Blick auf die Klimapolitik fordern Ueckerdt et al. [2] im renommierten Journal „Nature“:

„Policies should be guided by a „merit order of end uses“ that prioritizes hydrogen and e-fuels for sectors that are inaccessible to direct electrification.“

Aufbauend auf der Analyse zahlreicher Studien, aktueller FuE-Projekte und politischer Aktivitäten im DACH-Raum und auf EU-Ebene versucht die vorliegende Studie einen „nüchternen“ Blick auf Potenziale und Chancen, aber auch auf Herausforderungen für den Einsatz von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem geben. An einigen Stellen soll zudem die Bedeutung von Wasserstoff für Vorarlberg genauer betrachtet werden.

## 2 Grundlagen Wasserstoff

Das folgende Kapitel legt die Grundlagen von Wasserstoff dar und umfasst neben den physikalisch-chemischen Grundlagen und einigen Definitionen auch die Bereiche Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Nutzung, wobei der Fokus auf dem technischen State of the Art liegt. Zukünftige Entwicklungen und Szenarien sind Gegenstand von Kapitel 4.

### 2.1 Physikalisch-chemische Grundlagen

Wasserstoff ist das erste Atom im Periodensystem und das am häufigsten vorkommende Atom im Universum. Auf der Erde ist es jedoch nur in gebundener Form vorzufinden, entweder als Wasser, Kohlenwasserstoffverbindungen oder in Mineralien [3]. Die physikalisch-chemischen Eigenschaften unterscheiden sich teils deutlich von Methan, wie Tabelle 1 verdeutlicht.

**Tabelle 1:** Physikalisch-chemische Eigenschaften von Wasserstoff im Vergleich zu Methan (Daten aus Sterner und Stadler [4])

Eigenschaft	Einheit	Wasserstoff	Methan
Dichte gasförmig	kg/Nm <sup>3</sup>	0,0899	0,7175
Siedetemperatur	K	20,39	111,63
Spez. Heizwert (Gas, volumetrisch)	kWh/Nm <sup>3</sup>	3,00	9,97
Spez. Heizwert (Gas, gravimetrisch)	kWh/kg	33,3	13,9
Spez. Brennwert (Gas, volumetrisch)	kWh/Nm <sup>3</sup>	3,55	11,0
Spez. Brennwert (Gas, gravimetrisch)	kWh/kg	39,5	15,12

### 2.2 Definitionen

Wasserstoff wird grundsätzlich in die Kategorien „grauer“ Wasserstoff, „blauer“ Wasserstoff und „grüner“ Wasserstoff eingeteilt. In der Wasserstoffstrategie der Bundesrepublik Deutschland [5] wird zudem der Begriff „türkiser“ Wasserstoff verwendet.

**Grauer Wasserstoff** Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Energieträger und dabei meist aus der Dampfreformierung von Erdgas erzeugt [5]. Eine erweiterte Definition umfasst jeglichen nicht CO<sub>2</sub>-neutral erzeugten Wasserstoff, d.h. auch den Wasserstoff, der als Nebenprodukt in chemischen Prozessen entsteht.

**Blauer Wasserstoff** Bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff darf das CO<sub>2</sub> nicht an die Umgebung abgegeben werden. Es handelt sich daher um Anlagen auf Basis fossiler Energieträger mit gekoppelter Carbon Capture and Storage (CCS) Anlage.

**Türkiser Wasserstoff** Diese Sonderform des Wasserstoffs entsteht bei der thermischen Spaltung von Methan, sofern der entstehende feste Kohlenstoff dauerhaft gebunden und der Hochtemperatur-Reaktor ausschließlich mit erneuerbarer Energie betrieben wird.

**Gelber Wasserstoff** Als gelber Wasserstoff wird derjenige Wasserstoff bezeichnet, der mittels Strom aus Atomkraftwerken gewonnen wird.

**Grüner Wasserstoff** Eine genaue und einheitliche Definition von grünem Wasserstoff existiert bisher nicht. Meist wird der durch die Elektrolyse von Wasser mittels erneuerbarem Strom gewonnene Wasserstoff als grüner Wasserstoff bezeichnet [5]. Es gibt jedoch auch die Erweiterung auf andere Energieträger wie z.B. Biomasse [6].

In der Erneuerbaren Energien (EE) Richtlinie (RED II) der Europäischen Union [7] werden für den Sektor Verkehr drei Arten unterschieden:

1. Anlagen, die direkt mit einer EE-Erzeugungsanlage gekoppelt sind, wobei die Additionalität gewährleistet sein muss.
2. Anlagen, die EE aus dem Netz beziehen, wobei auch hier die Additionalität hervorgehoben wird. Die Rolle von Überschussstrom ist dabei nicht berücksichtigt.
3. Anlagen, die Strom gemäß Börsenhandel aus dem Netz beziehen. Hierbei wird der EE-Anteil basierend auf dem durchschnittlichen EE-Anteil zwei Jahre zuvor angesetzt, wobei die GHG-Einsparung mindestens 70 % betragen muss.

Die RED II muss zukünftig in nationalen Gesetzen umgesetzt werden, weshalb die genaue Definition von grünem Wasserstoff in Österreich daher noch aussteht. Zudem bleibt abzuwarten, ob die Definition aus der RED II, die ausdrücklich für synthetische Kraftstoffe im Verkehr ausgearbeitet wurde, auch für weitere Anwendungsfälle übernommen wird.

**Erneuerbares Methan** Als erneuerbares Methan wird Methan bezeichnet, das aus organischen Reststoffen erzeugt wird.

**Grünes Gas** Als grünes Gas wird meist ein Gasgemisch verstanden, das aus erneuerbarem Methan und grünem Wasserstoff besteht.

## 2.3 Erzeugung von Wasserstoff

Die internationale Energieagentur [8] geht von einer weltweiten Erzeugung von Wasserstoff von 117 Mio. t aus. Davon werden 69 Mio. t Wasserstoff dediziert erzeugt und zwar basierend auf Erdgas, Kohle, Öl oder Elektrizität. 48 Mio. t werden als Nebenprodukte aus sonstigen Prozessen gewonnen (hauptsächlich in der chemischen Industrie). Derzeit werden lediglich 0,4 der 117 Mio. t aus erneuerbaren Energien gewonnen.

Sterner [4] kommt auf ähnliche Werte und geht davon aus, dass 96 % der globalen dedizierten Wasserstoffproduktion mittels fossilen Energieträgern erfolgt. Dazu zählen Methoden über Erdgas, flüssige Kohlenwasserstoffe und Kohle. Am gängigsten ist dabei die Dampfreformierung von Erdgas. Dabei entsteht in der Regel CO<sub>2</sub> mit hoher Reinheit, weswegen die Dampfreformierung gut mit Carbon Capture und Storage Anlagen kombinierbar ist. Die autotherme Reformierung ergibt hingegen Synthesegas (Wasserstoff, CO, CO<sub>2</sub>), das zunächst gereinigt werden muss oder aber auch direkt

als Brennstoff genutzt werden kann. Beide Verfahren lassen sich grundsätzlich auch mit Biogas statt Erdgas betreiben. Zuletzt wäre auf chemischem Weg auch eine Herstellung von Wasserstoff über die Biomassevergasung zu Synthesegas mit anschließender Aufbereitung möglich.

Die restlichen 4 % der globalen Wasserstoffproduktion erfolgt auf elektrischem Weg [4]. Dabei ist die Wasserelektrolyse mittels Chloralkali-Elektrolyse bereits technisch ausgereift. Der PEM-Elektrolyse (Proton Exchange Membrane) werden zukünftig Entwicklungssprünge und damit einhergehend ein stärkerer Marktanteil vorhergesagt. Gerade für den dynamischen Betrieb sowie den Betrieb unter Druck eignet sich die PEM-Elektrolyse besser als die Chloralkali-Elektrolyse [4]. Die Kaltstartzeit ist geringer (7-10 Minuten statt 10-60 Minuten), die Startzeit aus dem Standby-Betrieb ebenfalls (10 Sekunden bis 5 Minuten statt 5 Minuten). Der Standby-Stromverbrauch der PEM liegt mit 1-4 % ebenfalls geringer als bei der Alkali-Elektrolyse mit 15 %. Zuletzt kann die PEM-Elektrolyse bis 0-10 % Teillast betrieben werden, die Alkali-Elektrolyse nur zwischen 20-40 % [9].

Die Hochtemperatur-Elektrolyse befindet sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium und wird sich nur dann durchsetzen, wenn die benötigte thermische Energie ebenfalls CO<sub>2</sub>-neutral bereitgestellt werden kann.

Auch aus Biomasse kann durch Pyrolyse Wasserstoff gewonnen werden, wobei es sich dann um „grünen Wasserstoff“ handelt. Durch zugeführte Wärme entgasen die Stoffe und werden unter Luftabschluss zu Koks, Pyrolyseöl und Pyrolysegas. Das Koks wird fein gemahlen und über eine weitere Vergasung in Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff gespalten [4].

Weitere Methoden der Herstellung von Wasserstoff, die sich derzeit aber noch im Forschungsstadium befinden sind die Herstellung über konzentrierte Solarthermie bei Temperaturen über 3000 K und die photokatalytische Herstellung mittels Grünalgen. Zudem wird an wasserspaltenden Halbleitern geforscht [4].

Eine Weiterverarbeitung zu Methan, zu Methanol, zu LOHCs (Liquid Organic Hydrogen Carrier) oder zu synthetischen Kohlenwasserstoff (mittels Fischer-Tropsch-Synthese) ist grundsätzlich möglich, technisch aber mit vielen Herausforderungen verbunden. Jedoch könnten diese Formen Vorteile im Bereich der nachgelagerten Verteilung, Speicherung oder Nutzung haben und werden insbesondere für den Flugverkehr diskutiert.

## **2.4 Verteilung von Wasserstoff**

Reine Wasserstoffpipelines sind schon jetzt Stand der Technik. In Deutschland werden im Rhein-Ruhr-Gebiet Pipelines mit einer Länge von 240 km betrieben, in Leuna eine Pipeline mit 100 km [9]. Für das bestehende Erdgasnetz sieht das DVGW Regelwerk G260 in Deutschland derzeit eine Beimischung von Wasserstoff im einstelligen Prozentbereich vor [10]. Es ist jedoch auf die angeschlossenen Kunden zu achten, weswegen auf Grund der ca. 900 Erdgastankstellen das Einspeisepotenzial auf 2 % limitiert ist. Dieser Grenzwert darf an keiner Stelle im Netz überschritten werden, d.h. bei Einspeisepunkten ist auf eine schnelle Durchmischung von Erdgas und Wasserstoff zu achten. Die Grenzen der Nutzung ergeben sich somit derzeit entweder aus dem Regelwerk oder aus den angeschlossenen Anlagen. Die Verträglichkeit der Leitungsinfrastruktur bzgl. Wasserstoff scheint für Stahlleitungen bis zu einer Beimischung von

30 % gegeben, bei den Verteilnetzen auf Polymerbasis sogar bis über 70 %. Derzeit wird für beide Materialarten davon ausgegangen, dass die Permeationsverluste aus ökologischer und ökonomischer Sicht vernachlässigt werden können [11]. Bei Freileitungen ist zudem auch sicherheitstechnisch keine erhöhte Gefahr im Vergleich zu Erdgas-Leitungen zu befürchten [11]. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die benötigten Einbauten wie Messeinrichtungen, Muffen, Schieber, Druckreduzierer etc. teils deutlich geringere oder noch unbekannte Grenzen der Beimischung haben. Abbildung 1 gibt daher allgemein Aufschluss über die Auswirkung einer Beimischung in der Kette Verteilung/Nutzung.

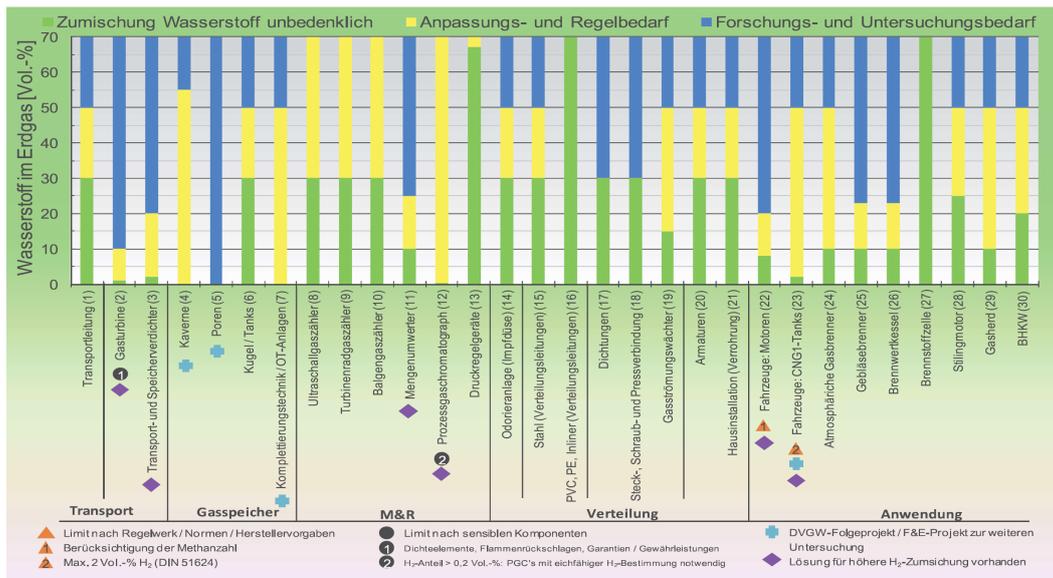


Abbildung 1: Wasserstofftoleranz ausgewählter Komponenten im Erdgasnetz [11]

## 2.5 Speicherung von Wasserstoff

Reiner Wasserstoff kann gasförmig in Tanks oder anderen Behältnissen gespeichert werden. Hierfür gibt es durch die Erdgasindustrie eine etablierte Infrastruktur, da bereits installierte Gasometer im Regelfall mit Methan oder mit Wasserstoff befüllt werden können. In Deutschland gibt es bereits zwei Gasometer, die als Wasserstoffspeicher genutzt werden. Eines davon befindet sich in Frankfurt-Höchst und wird von InfraserV Höchst betrieben, ein weiteres betreibt die CABB GmbH in Gersthofen. Neben Gasometern können auch andere Gasspeicher genutzt werden: Teleskopgasspeicher, Scheibengasbehälter, Kugelgasbehälter, Kyrogasbehälter, Röherspeicher, Untertage-Gasspeicher und Aquifer-Formationen [4].

Untertage-Gasspeicher wie Salzkavernen, Porenspeicher, Felskavernen oder Bergwerke stellen durch ihre Speichervolumina eine attraktive Art der Wasserstoffspeicherung dar. Weitere Vorteile von Salzkavernen als zukünftigem Energiespeicher werden auch von Sterner und Stadler [4] deutlich hervorgehoben:

- Salzkavernen sind dicht genug um Wasserstoff zu speichern.
- Wasserstoff wird durch das Salz nicht verunreinigt.
- Biochemische Reaktion finden nur in irrelevanten Größenordnungen statt.

- Kavernen können sehr gut für kurze Ein- und Ausspeicherungsdauern bei gleichzeitig häufigen Lastwechseln genutzt werden.

## 2.6 Nutzung von Wasserstoff

Weltweit wird derzeit von einem jährlichen Bedarf an Wasserstoff von 70 Mio. Tonnen (entspricht ca. 2300 TWh/a) ausgegangen, wobei dieser v.a. in industriellen Prozessen wie Ölraffinerien, Ammoniak-Produktion, Methanol-Produktion und Stahl-Produktion eingesetzt wird. In Summe machen diese Anwendungsgebiete ca. 74 % des jährlichen Bedarfs aus [6].

Die European Hydrogen Roadmap [12] beziffert die benötigte Summe an Wasserstoff in der EU derzeit auf 339 TWh/a. Diese werden hauptsächlich in Raffinerien (153 TWh/a) sowie zur Herstellung von Ammoniak (129 TWh/a) und Methanol (27 TWh/a) verwendet. Sonstige Anwendungen wie die Herstellung anderer Chemikalien, die Verarbeitung von Materialien wie Stahl oder Glas sowie flüssiger Wasserstoff machen weniger als 10 % (30 TWh/a) der derzeitigen Nutzung aus. Die Internationale Energieagentur [8] gibt die Hauptverbraucher für reinen Wasserstoff weltweit ebenso mit Raffinerien (38 Mio. t, 127 TWh) und der Ammoniak-Produktion (31 Mio. t, 103 TWh) an. Für Gasmische mit Wasserstoff sind es die Methanolherstellung, die Stahlerzeugung und Wärmeanwendungen.

Für Deutschland liegt eine Studie aus dem Jahr 2014 vor, die den Bedarf an Wasserstoff für Raffinerien, Ammoniak- und Methanolherstellung in 2015 mit ca. 1,71 Mio. t (57 TWh) Wasserstoff prognostiziert [13].

Für Österreich ergaben Berechnungen des BMK auf Basis der Statistik Austria und des Inputs der Arbeitsgruppen zur Wasserstoffstrategie einen aktuellen Bedarf von ca. 0,14 Mio. Tonnen pro Jahr (entspricht 4,7 TWh/a) [14]. Eine detaillierte Auflistung auf unterschiedliche Sektoren ist nicht verfügbar, es wird aber davon ausgegangen, dass insbesondere die in Kapitel 3 noch näher betrachteten Verbraucher Voestalpine, Infineon sowie die Raffinerie in Schwechat zu den Großverbrauchern gehören.

## 2.7 Besonderheiten Erneuerbares Methan

Viele der genannten Aspekte hinsichtlich der Verteilung und der Nutzung sind für erneuerbares Methan ähnlich wie für Wasserstoff. Hinsichtlich der Nutzung muss lediglich unterschieden werden, in welchen Bereichen zwingend Wasserstoff benötigt wird (hauptsächlich Raffinerien, Ammoniak- und Methanol-Produktion und sonstige chemische Industrie) und Bereichen, in denen lediglich energiehaltiges Gas benötigt wird (Wärmeanwendungen, Transport, etc.).

Hinsichtlich der Herstellung von erneuerbarem Methan gibt es lediglich zwei Routen: die anaerobe Vergärung von organischem Material sowie die Vergasung von Biomasse (insbesondere Sägenebenprodukte inkl. Rinde, Brennholz und Hackgut).

Der derzeitige Bruttoinlandsverbrauch an Erdgas in Österreich betrug im Jahr 2020 ca. 85 TWh, woraus sich ein energetischer Endverbrauch von ca. 54 TWh ergibt. Biogase hatten hingegen lediglich einen Bruttoinlandsverbrauch von ca. 2,5 TWh bei einem energetischen Endverbrauch von 0,4 TWh [15].

### 3 Aktivitäten rund um Wasserstoff

Für die Europäische Union, die Länder im DACH-Raum bzw. einzelne Bundesländer in Deutschland und Österreich sind bereits verschiedene Studien, Strategien und/oder Roadmaps vorhanden. Im Folgenden sollen diese lediglich kurz genannt und übersichtsweise beschrieben werden. Die Ableitung von Szenarien für Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem wird hingegen in Kapitel 4 dargestellt, weswegen auch erst dort technische Details genannt werden.

Stattdessen werden in vorliegendem Kapitel insbesondere Einzelaktivitäten betrachtet, die politisch oder von Seiten der Wirtschaft getrieben werden. Teil des Kapitels sind ebenso Demonstrationsvorhaben, die meist in Forschungs- und Entwicklungsprojekte eingebunden sind. Daher behandelt ein Unterkapitel auch Fördermöglichkeiten zum Thema Wasserstoff.

#### 3.1 Europäische Aktivitäten

Auf Ebene der EU wurde bereits im Jahr 2015 eine erste Technology Roadmap „Hydrogen and Fuel Cells“ von der internationalen Energieagentur vorgelegt [16]. 2019 folgte ebenfalls von der IEA eine weitere Studie über „The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities“ [8]. Noch im selben Jahr wurde dann von einer Arbeitsgruppe der EU eine Hydrogen Roadmap Europe veröffentlicht [12] bevor es dann im Juli 2020 zu einer offiziellen „Communication“ der europäischen Kommission mit dem Titel „A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe“ kam [17].

Es zeigt sich daher, dass sich innerhalb der letzten fünf Jahre eine enorme Dynamik innerhalb der EU ergeben hat. War die Studie aus 2019 [8] noch eine Art Beschreibung der Chancen von Wasserstoff („Cross-cutting opportunities offered by hydrogen and fuel cells“) für die Europäische Union und die Empfehlung erster Schwerpunkte in den Bereichen „Energy storage and utilisation in transport, industry and buildings“, so liegt mit der Communication an das Europäische Parlament [17] ein offizielles Strategiepapier vor, das einen klaren Investitionsplan durch die neu gegründete European Clean Hydrogen Alliance vorsieht. Das Thema ist dabei in den European Green Deal eingebettet und daher als Zukunftsthema der europäischen Politik fest verankert.

#### 3.2 Aktivitäten auf Bundesebene im DACH-Raum

**Deutschland** In Deutschland ist der zeitliche Ablauf ähnlich gelagert. 2019 veröffentlichten vier Fraunhofer-Institute die „Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“ [18]. Mitte 2020 unterrichtete die Bundesregierung dann den Bundestag über die „Nationale Wasserstoffstrategie“, die bereits 38 Maßnahmen enthält [5]. Ausgangspunkt der Strategie war dabei der Koalitionsvertrag von 2018 [19]. Dort wurde auch die technologieoffene Diskussion und Stärkung der alternativen Antriebskonzepte in der Mobilität genannt. Auch hat Deutschland sehr stark auf alternative Antriebe und Energiequellen in der Schifffahrt und in Häfen gesetzt. Im Mai 2021 wurden nunmehr die ersten 62 Projekte mit einer Summe von 8 Milliarden € gefördert [20, 21]. Die Projekte sind übersichtlich in der IPCEI-Standortkarte eingezeichnet [22] (nähere Informationen zu IPCEI befinden sich auch in Kapitel 3.6). Zudem veröffentlichte das Öko-Institut

e.V. im Mai 2021 eine Wasserstoffstrategie 2.0 die eine der umfassendsten Studien zum Thema Wasserstoff im deutschsprachigen Raum darstellt [23].

**Liechtenstein** Für Liechtenstein liegt eine Studie der Klimastiftung Liechtenstein mit dem Titel „Potential für den Energieträger Wasserstoff in Liechtenstein“ vor [24]. Darin wird der Einsatz von Wasserstoff in der Industrie, im Verkehr, im Gasnetz und hinsichtlich Power-to-Gas in der Stromversorgung bewertet. Konkrete Maßnahmen beinhaltet die Studie nicht.

**Schweiz** In der Schweiz wird das Thema Wasserstoff maßgeblich vom Förderverein H<sub>2</sub> Mobilität Schweiz vorangetrieben. Der Verein „bezweckt die Förderung eines sauberen, CO<sub>2</sub>-emissionsfreien, motorisierten Individualverkehrs in der Schweiz und die Implementierung der Technologie der Brennstoffzellen im Strassenverkehr auf privatwirtschaftlicher Basis“ [25]. Der Verein zielt explizit nicht nur auf Schwerlastverkehr und Busse, sondern auch auf den Automobilsektor ab. Derzeit gibt es 21 Mitglieder im Verein. Die ingenieurwissenschaftliche Umsetzung von Projekten wird in der Schweiz meist von der H<sub>2</sub>Energy AG übernommen. Die erste 2 MW Elektrolyseanlage wurde an einem Wasserkraftwerk in Gösgen errichtet [26].

Auf Seiten des Bundes- und Nationalrates gab es einen Antrag von Gabriela Suter, eine grüne Wasserstoffstrategie für die Schweiz mit einem Fokus auf der zukünftigen Importstrategie auszuarbeiten. Dieser Antrag wurde am 19.03.2021 im Nationalrat verschoben. Jedoch wird Wasserstoff in der vom Bundesamt für Energie (BFE) beauftragten Studie „Energieperspektiven 2050+“ aus dem November 2020 betrachtet [27]. Darin heißt es allgemein, dass Wasserstoff zur Zielerreichung in der Klimapolitik nötig ist, dass dieser im Schwerverkehr eingesetzt wird und dass ein Import und damit eine Anbindung an das zukünftige europäische Wasserstoffnetz nötig ist. Zudem wird die Möglichkeit von Wasserstoff betriebenen Gasturbinen zur Versorgungssicherheit angeregt.

Zuletzt ist auch die *gazenergie* stark daran interessiert, Wasserstoff als zukünftigen Energieträger zu positionieren und schreibt in einer „leicht verständlichen“ Arbeitsmappe, dass sich nur mit Wasserstoff die Klimaziele erreichen lassen [28].

**Österreich** Österreich will gemäß Regierungsprogramm [29] „Wasserstoffnation Nr. 1“ werden. Hierzu soll eine neue österreichische Wasserstoffstrategie erarbeitet werden. Obwohl die Studie bereits im November 2018 in Auftrag gegeben wurde, die Auftaktveranstaltung bereits im März 2019 stattgefunden hat und laut Prozessablauf eine Fertigstellung im Dezember 2019 geplant war, ist die Strategie derzeit noch nicht verfügbar.

### **3.3 Aktivitäten auf Bundesländerebene**

Die Aktivitäten auf Bundesländerebene konzentrieren sich zunächst auf die in Deutschland angrenzenden südlichen Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern, da diese als stark industrielle Bundesländer Vorarlberg ähnlich sind, traditionell sehr schnell bei der Umsetzung von Bundesbeschlüssen sind bzw. bereits vor dem Bund eigene Strategien und Roadmaps entwickeln (das trifft auch für das Thema Wasserstoff zu).

Im zweiten Teil des Kapitels wird zunächst auf Vorarlberg und Tirol eingegangen und im Anschluss werden die restlichen österreichischen Bundesländern näher betrachtet, da es auch hier zu ersten Aktivitäten kommt, obwohl die Wasserstoffstrategie Österreich noch nicht fertiggestellt ist.

**Baden-Württemberg** Im Auftrag des Landes Baden-Württemberg hat die e-mobil BW GmbH im Februar 2020 die Studie „Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg“ veröffentlicht [30]. Das Bundesland selbst veröffentlichte im Anschluss im Dezember 2020 die „Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg“ [31]. Auf diese wird in dem im Mai 2021 veröffentlichten Koalitionsvertrag [32] zwischen Bündnis 90/Die Grünen und der CDU Baden-Württemberg stets verwiesen mit dem klaren Bekenntnis, die 29 Maßnahmen zügig umzusetzen.

**Bayern** Für Bayern liegt derzeit lediglich die „Bayerische Wasserstoff-Strategie“ vor [33], welche im Regierungsprogramm 2018 angekündigt war [34]. Die Strategie skizziert zwar den bayerischen Weg grundsätzlich, beinhaltet jedoch noch keine konkreten Maßnahmen. Dies soll laut Strategie in einer zu erarbeitenden Wasserstoff Roadmap erfolgen, die dann insbesondere Maßnahmen bis 2025 beinhalten soll. Diese Roadmap liegt derzeit noch nicht vor.

**Vorarlberg** In Vorarlberg wird Wasserstoff im Regierungsprogramm lediglich bezüglich der Mobilität genannt. Dabei wird auf die Technologieoffenheit zwischen e-Mobilität und Wasserstoffantrieben eingegangen. Es wird auch betont, dass es einen raschen Ausbau dieser alternativen Antriebstechniken geben muss. Im Dokument der neuen Strategie der Energieautonomie+ [35] wird die Erarbeitung einer Wasserstoffstrategie erwähnt sowie darauf hingewiesen, dass die Aktivitäten der „Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas“ beobachtet werden und wenn sinnvoll Kooperationen angestoßen werden sollen. Auf Ebene der Wirtschaft wurde engagierte sich die Sparte Industrie beim Bau einer Trainings- und Demonstrationsanlage an der HTL Dornbirn. Zudem liegen zwei Studien von Christof Drexel zum Thema Wasserstoff im Wohnbau und in der Industrie vor [36, 37].

**Tirol** Tirol hat sich Ende 2019/Anfang 2020 intensiv mit dem Thema Wasserstoff auseinandergesetzt und will sich auf diesem Gebiet durch die „Wasserstoff-Strategie Tirol“ [6] österreichweit deutlich positionieren. Neben der Einbettung in europäische Überlegungen und den Status Quo in Tirol werden zehn strategische Handlungsfelder definiert und jeweils konkrete Maßnahmen und Ziele vorgeschlagen. Die Umsetzung soll über die Lebensraum Tirol Holding erfolgen [38]. Treibende Kraft aus der Industrie ist das Unternehmen MPREIS, das im EU-Projekt „Demo4Grid“ am Standort der Bäckerei Therese Molk eine Elektrolyse-Anlage errichtet [39]. Zunächst ist das Ziel die teilweise Stromnetzregelung der TIWAG. Der Wasserstoff soll aber auch die Bäckerei selbst beheizen und mittelfristig als Treibstoff für Wasserstoff-LKWs dienen. Das Projekt hat ein gesamtes Investitionsvolumen von 13 Millionen € mitgefördert durch EU, Österreich, Schweiz und Tirol.

**Restliche österreichische Bundesländer** Das Burgenland hat keine dezidierte Wasserstoffstrategie, engagiert sich aber im Wasserstoffprojekt der Energie Burgenland (siehe Kapitel 3.4).

Im Aktionsplan 2019-2021 der Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030 kommt Wasserstoff nicht vor [40]. Jedoch entsteht derzeit im Large Engine Competence Center (LEC) am Standort Mellach ein COMET-Forschungsprojekt über zwei Millionen Euro, das die Basis schaffen soll, Wasserstoff in entsprechenden Kapazitäten zu produzieren, bereitzustellen und hochflexibel über Großmotoren rückzuverstromen. Wichtige Partner sind dabei die INNIO Jenbacher sowie die TU Graz.

Wien legt seine Wasserstoffaktivitäten komplett in die Hände der Wien Energie sowie der neu gegründeten Wiener Wasserstoff GmbH.

Im Niederösterreichischen Klima und Energiefahrplan 2020-2030 wird Wasserstoff nur im Verkehr als Möglichkeit genannt, konkrete Ziele fehlen jedoch [41].

In der Energiestrategie Oberösterreichs aus dem Jahr 2017 kommt Wasserstoff nicht vor [42]. Die Voestalpine bearbeitet das Thema jedoch schon seit mehreren Jahren und nahm 2019 die weltweit größte grüne Wasserstoffpilotanlage im Rahmen des EU-geförderten Projektes H2FUTURE in Betrieb [43].

In Kärnten existiert eine Wasserstoff-Strategie die im Juli 2020 erstmals konkrete Züge mit dem Projekt „H<sup>2</sup>Carinthia“ angenommen hat [44]. Geplant ist bis Ende 2021 eine testweise Produktion von grünem Wasserstoff in Kärnten, ab Mitte 2022 die Umstellung der kompletten Wasserstoff-Versorgung von Infineon mit regionalem und grün erzeugtem Wasserstoff, ab Herbst 2022 die Errichtung einer Reinigungsanlage für die Wiederverwertung des Wasserstoffs für Wasserstoff-Busse mit eigens errichteter Wasserstoff-Tankstelle.

Salzburg erwähnt im Masterplan Klima+Energie 2050 Wasserstoff lediglich in Bezug auf den Schwerlastverkehr, ohne jedoch detaillierte Angaben zu machen [45].

Da zu erkennen ist, dass in den meisten Bundesländern Wasserstoff zumindest als Zukunftsthema gesehen wird, wurde bei der Konferenz der Energielandesräte im September 2020 in Linz ein Wasserstoff-Manifest verabschiedet. Darin haben die Länder Eckpunkte definiert, die in eine zukünftige Wasserstoffstrategie des Bundes einfließen sollen.

### **3.4 Positionierung österreichischer Energieversorger**

Das vorliegende Kapitel betrachtet die Aktivitäten der klassischen Energieversorger im österreichischen Kontext sowie der Aktivitäten der OMV.

**Energie Burgenland** Die Energie Burgenland setzt auf die Strategie der Kopplung von Windkraft mit Wasserstoff. Insbesondere die Kombination mit Wasserstoffbussen wird in einem Demonstrationsprojekt vorangetrieben. Dabei plant die ÖBB-Postbus GmbH gemeinsam mit dem Land Burgenland und der Energie Burgenland ab Herbst 2021 15 Wasserstoffbusse in und um Neusiedl einzusetzen [46]. Die Anzahl der Wasserstoffbusse im Burgenland soll bis 2024 auf ca. 30 steigen. Die Energie Burgenland positioniert sich hinsichtlich der Erzeugung klar in Richtung der Kombination aus Elektrolyse und Windkraft und errichtet für das Demonstrationsprojekt auch die Elektrolyse-Anlage(n). Den Einsatzgebiet sieht die Energie Burgenland insbesondere im Industriebereich und im Verkehrsbereich bei Bussen und LKWs. 2021 hat der

Vorstandsvorsitzende Sharma zudem angekündigt, das Gasnetz mittelfristig weiterzuentwickeln, um auch Wasserstoff transportieren zu können [47].

**Energie AG Oberösterreich** Die Energie AG Oberösterreich hat bereits 2012 Wasserstoff aus Solarenergie in das Netz eingespeißt [48]. Derzeit wird Wasserstoff auf der Homepage nicht näher ausgeführt.

**Energie Steiermark AG** Die Energie Steiermark AG will bis 2025 insgesamt 1,2 Mrd. € in den Ausbau der Erneuerbaren investieren. Darunter fallen auch Anlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff und der Erzeugung von grünem Gas [49].

**EVN AG** Die EVN AG nennt auf ihrer Homepage Wasserstoff bzw. allgemein „Power to Gas“ als Zukunftsprojekt, wird aber nicht konkret hinsichtlich Einzelprojekten oder strategischen Zielsetzungen.

**KELAG** Die KELAG hat im September 2020 angekündigt, ein Pilotprojekt für grünen Wasserstoff in der Industrie zu konzipieren. Ziel ist es, bei der Treibacher Industrie AG (TIAG) zwei Prozesse für die Produktion von Vanadiumoxid und Wolframpulver auf Wasserstoff umstellen. Es ist geplant, den Strom zunächst zu 100 % aus dem Stromnetz zu beziehen und die zugehörige PV-Anlage zu 100 % in das Stromnetz einzuspeisen. Das Projekt wurde jedoch noch nicht umgesetzt.

**OMV Konzern** Die OMV gab im Februar 2021 den Bau der größten Elektrolyseanlage Österreichs in der OMV Raffinerie Schwechat bekannt [50]. Das Investitionsvolumen beträgt in etwa 25 Mio €, wobei 5 Mio € aus dem Klima- und Energiefonds bereitgestellt werden (plus eine einmalige Investitionsprämie unbekannter Höhe). Die jährliche Wasserstoffproduktion der 10 MW PEM Elektrolyse beträgt 1.500 Tonnen und soll den bisher eingesetzten grauen Wasserstoff 1:1 ersetzen. Die Investition wird als einer der ersten Schritte auf dem Weg zum ausgerufenen Ziel gesehen, für die Betriebe die Netto-Null-Treibhausgasemission bis 2050 oder früher zu erreichen.

Zudem engagiert sich die OMV stark in der Interessensvertretung H2Accelerate für Wasserstoff im Schwerlastverkehr. Das Ziel dieser Initiative ist die europaweite Abdeckung der wichtigsten Transportrouten in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre auf Basis von Tankstellen mit hoher Kapazität und Funktionssicherheit sowie vierstelliger Produktionszahlen an LKWs pro Jahr [51]. Im gleichen Gebiet der Wasserstoffnutzung hat die OMV im Februar 2021 eine Absichtserklärung für grünen Wasserstoff im Schwerlastverkehr unterzeichnet. 2023 soll es zu einem ersten Einsatz von Wasserstoff in Österreich kommen, bis 2030 sollen 2.000 Brennstoffzellen-Lastkraftwagen mit grünem Wasserstoff betrieben werden [52].

2020 unterzeichnete die OMV zudem eine Absichtserklärung für ein Projekt zur Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> im großindustriellen Maßstab gemeinsam mit Lafarge, VERBUND und Borealis [53].

**Salzburg AG** Die Salzburg AG nennt in einem Dokument für die zukünftige Strategie die Nutzung der bestehenden Infrastruktur für die zukünftige Wärmeversorgung mit grünem Gas/Wasserstoff als ein Themenfeld [54].

**TIWAG** Die TIWAG hat 2019 angekündigt, ein Wasserstoff-Werk für 20 Mio. € zu errichten. Das Projekt wurde bei der EU auch als Förderprojekt eingereicht aber vermutlich abgelehnt. Die TIWAG setzte hier auf die Verbindung zwischen Wasserkraftwerken (Kraftwerk Langkampfen) und Wasserstoff. Ob das Projekt anderweitig gefördert bzw. realisiert wurde, ist online nicht ersichtlich.

**Verbund AG** Die Aktivitäten der Verbund AG sind eng gekoppelt mit den Aktivitäten der Voestalpine. VERBUND ist Projektpartner in H2FUTURE [43] und betreibt im Projekt eine PEM-Elektrolyseanlage mit einer Anschlussleistung von 6 MW und einer Kapazität von 1.200 m<sup>3</sup>. Die Anlage ist im Sinne des Demand Side Managements als Regellastkomponente zum Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz vorgesehen [55]. Am Kraftwerksstandort Mellach betreibt VERBUND zudem eine reversible Festoxid-Elektrolyse und -Brennstoffzelle (Projekt HOTFLEX) [56].

VERBUND setzt zudem auf weitere strategische Projektideen wie das Vorhaben Green Hydrogen @ Blue Danube [56] in dem es um die Umsetzung einer kompletten europäischen Wertschöpfungskette von Produktion über Transport bis hin zu den Abnehmern geht. VERBUND positioniert sich hier klar: hinsichtlich der Anwendung wird der Industrie- und Mobilitätsbereich genannt und es wird klar formuliert, dass Österreich zukünftig grünen Wasserstoff importieren muss [57]. Auch bei der Umstellung der Zillertalbahn auf Wasserstoff ist VERBUND involviert [56].

2020 unterzeichnete VERBUND zudem eine Absichtserklärung für ein Projekt zur Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> im großindustriellen Maßstab gemeinsam mit Lafarge, OMV und Borealis [53].

Zuletzt hat VERBUND den 51 % Anteil der OMV an Gas Connect Austria übernommen und sieht im Gasnetz ein benötigtes Asset für die Zukunft. So wird erwähnt, dass der Erwerb „vor allem eine optimale Positionierung in Bezug auf die Sektorkopplung mit der Optionalität für eine zukünftige Wasserstoffwirtschaft bewirken“ soll [58].

**Wien Energie** Die Wiener Stadtwerke haben im März 2021 angekündigt, eine Wasserstoffstrategie zu realisieren. Als erster Schritt wurde die Wiener Wasserstoff GmbH gegründet. In dieser laufen alle Fäden der Wien Energie, der Wiener Netze sowie der Wiener Linien zusammen. Die erste Wasserstofftankstelle soll 2021 in der Leopoldau errichtet und eröffnet werden, am Campus Wiener Netze in Simmering beginnen die Vorarbeiten für die Errichtung einer Elektrolyseanlage, es sind zehn Wasserstoffbusse auf der Autobuslinie 39A (Leopoldau) geplant und der erste Wasserstoffbus für den regulären Linienverkehr soll 2023 folgen. In der Vision soll Wasserstoff und grünes Methan auch in den GuD-Kraftwerken genutzt werden, sodass sich eine Sektorenkopplung ergibt [59].

### 3.5 Sonstige Wasserstoffprojekte

**HyAllgäu** Im angrenzenden Oberallgäu und der Stadt Kempten wurde in den letzten beiden Jahren im öffentlich geförderten Projekt HyAllgäu an einer Machbarkeitsstudie für die wirtschaftliche und regionale Gewinnung von grünem Wasserstoff gearbeitet [60]. Parallel dazu gab es eine wissenschaftliche Begleitforschung der Hochschule Kempten [61], die wie die Machbarkeitsstudie auch Ende Juli 2021 auf einem Symposium vorgestellt wurde [62]. Die Initiative geht davon aus, dass in einem Reallabor

Allgäu eine Produktionskapazität von 1.000 t/a an grünem Wasserstoff vorhanden ist. Mit den ersten 70 t/a sollen die ersten ÖPNV-Busse in Kempten mit Brennstoffzellenantrieb betrieben werden. Die Umsetzung gestaltet sich jedoch schwierig, da die entsprechenden Investitionspartner noch nicht gefunden sind. Dass HyAllgäu bereits jetzt Absatzmärkte außerhalb der eigenen Region sucht zeigt, dass in einem Umfeld wie Kempten ohne entsprechende industrielle Großabnehmer kein entsprechender Markt vorhanden ist. In der wissenschaftlichen Begleitforschung von Mehr et al. [61] wird eindeutig konstatiert, dass die Anwendung der Wasserstofftechnologien nur einen geringen Einfluss auf die Erreichung der Klimaschutzziele haben. Lediglich 11 % der nötigen 95 % CO<sub>2</sub>-Emissionseinsparung können durch den konsequenten Einsatz von Wasserstofftechnologien erreicht werden.

**SOLHUB** Die Firma Fronius, eigentlich bekannt durch ihre Wechselrichter in der Photovoltaik, errichtete 2018 in Thalheim bei Wels eine innerbetriebliche Wasserstofftankstelle mit vorgeschaltetem Elektrolyseur sowie Speichermöglichkeiten [63]. Bei den Aktivitäten handelt es sich um eine klassische Erweiterung des Geschäftsmodells, da die Anlage mit Solarstrom gekoppelt ist.

**Siemens** Siemens arbeitet mit Nachdruck an unterschiedlichen Lösungen auf dem Weg zu einer Wasserstoffwirtschaft. Hervorzuheben ist dabei der mittlerweile serienmäßig verfügbare *Siemens Silyzer 300*, ein PEM-Elektrolyseur mit einer Produktionsmenge von 10-340 kg Wasserstoff pro Stunde, einem Wirkungsgrad von 75,5 % und einer Dynamik von 10 % Laständerung pro Sekunde sowie einer Standfläche von 13x6x3 m [64, 65]. Siemens ist zudem aktiv in den Aktivitäten rund um die Stadtwerke Wunsiedel mit ihrem Tochterunternehmen WUN H2 GmbH im Nordosten von Bayern. Dort entsteht in Kooperation mit der Universität Bayreuth auch das ZET-Reallabor Fichtelgebirge, das sich mit der Erzeugung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff in der Region auseinandersetzt und von der Oberfrankenstiftung mit 5 Mio.€ gefördert wird. Das Reallabor ist wiederum Teil der H2-Interessensgemeinschaft Fichtelgebirge, die sich zum Ziel gesetzt hat, 100 Mio.€ Investitionen durch 20 Mio.€ Fördergelder auszulösen [66].

**Fraunhofer-Gruppe** In Deutschland haben sich drei Fraunhofer-Institute im Mai 2021 zusammengetan, um den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu beschleunigen. Mit dem neu gegründeten Hydrogen Lab Leuna sind Pilotprojekte entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Wasserstoff geplant, wobei erste Pilotanlagen in Görlitz, Bremerhaven und Hamburg entstehen [67].

**RAG** In Österreich ist gerade vor dem Hintergrund einer Speicherung in Kavernen eine Aktivität der RAG hervorzuheben, die sich seit längerem mit der Umwandlung von Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> zu synthetischem Methan beschäftigt, das dann in bestehende Lagerstätten eingespeichert werden soll [68]. Dabei handelt es sich auch um eine der wenigen Projekte, in denen Wasserstoff nicht direkt genutzt sondern zunächst methanisiert werden soll.

### 3.6 Fördermöglichkeiten

Die Bedeutung von Wasserstoff spiegelt sich nach und nach auch in der Förderlandschaft wider. In Österreich wurde ein großer Anteil der Forschungsförderung im Energiebereich 2017 an die drei Vorzeigeregionen Energie gegeben. Daher war es 2021 erstmalig nicht mehr möglich, in der regulären Ausschreibung Energieforschung Leit- und Demonstrationsprojekte zu beantragen. Solche Projekte müssen zukünftig vermutlich eingebettet in die Vorzeigeregionen durchgeführt werden. Für Wasserstoffprojekte sind hierzu die Wasserstoffinitiative Vorzeigeregion Austria Power & Gas (WI-VA P&G) zu nennen sowie im industriellen Umfeld die Vorzeigeregion New Energy for Industry (NEFI). Über diese werden 2021/2022 insgesamt 40 Mio.€ an Fördergelder ausgeschüttet.

Auf EU-Ebene wurde das Rahmenprogramm gerade von Horizon 2020 auf Horizon Europe umgestellt, weswegen es derzeit tendenziell wenig offene Calls gibt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass der Horizon Europe Cluster 5 „Klima, Energie und Mobilität“ in den nächsten Jahren verstärkt Ausschreibungen zum Thema Wasserstoff veröffentlicht.

Zudem haben sich auf EU-Ebene zwei Partnerships gebildet, die das Thema aufnehmen: Die European Partnership on Clean Hydrogen und die European Partnership for Clean Energy Transition. Über die Akteure in diesen Partnerships werden sicherlich auch die Aktivitäten der IPCEIs (International Projects of Common European Interest) laufen. Für die IPCEIs ist es rechtlich möglich, das Vergaberecht anzupassen bzw. höhere Zuschüsse als normalerweise zu gewähren. Die IPCEIs werden auch im Österreichischen Aufbau- und Resilienzplan genannt [69]. Der Plan für das Jahr 2020-2026 sieht die Förderung emissionsfreier Busse und Infrastruktur bis 256 Mio.€ vor, die Förderung emissionsfreier Nutzfahrzeuge und Infrastruktur mit 50 Mio.€ und eine Unterstützung von IPCEIs im Bereich Wasserstoff mit 125 Mio.€.

Im neuen EAG [70] heißt es, das Gesetz soll „die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung und -integration forcieren“. Daher sollen Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Gases durch Investitionszuschüsse von bis zu 30 % gefördert werden. Bei der Umwandlung von Strom in Wasserstoff sind sogar Zuschüsse bis 45 % des Investitionsvolumens möglich. Zudem sind keine Netzentgelte für die ersten 15 Jahre der Anlage zu entrichten, solange die Anlage eine Leistung größer 1 MW hat.

## 4 Mögliche Szenarien für Wasserstoff im Energiesystem

Das vorliegende Kapitel stellt eine Zusammenfassung veröffentlichter Szenarien für den Einsatz von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem dar. Ziel ist es einen Überblick zu erhalten, wann, wo und unter welchen Voraussetzungen Wasserstoff eingesetzt werden wird. Das Kapitel betrachtet dabei ähnlich Kapitel 2 die Bereiche Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung. Um die möglichen Szenarien auch wirtschaftlich einschätzen zu können, werden zunächst die Kosten für die Wasserstoffherzeugung, -speicherung und des Transports aus Metastudien abgeleitet werden.

### 4.1 Kosten für Wasserstoff

**Erzeugung** Die Navigant-Studie [71] geht von Erzeugungskosten zwischen 90 und 220 €/MWh aus. Gemäß einer Analyse des wissenschaftlichen Dienstes des deutschen Bundestages [72] liegen die Kosten basierend auf Analysen der Prognos AG zwischen 120 und 220 €/MWh, basierend auf Berechnungen von Greenpeace Energy e.G. bei ca. 150-180 €/MWh. Frontier Economics [1] errechnet Kosten zwischen 70-200 €/MWh.

Ein Ausblick auf das Jahr 2050 ergibt ebenfalls eine große Bandbreite. In einer Studie der Navigant Netherlands B.V. [71] werden für das Jahr 2050 über die Systemkosten, die Betriebsstunden und die Stromkosten entsprechende Erzeugungskosten für Wasserstoff abgeleitet, wobei vier Szenarien unterschieden werden. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

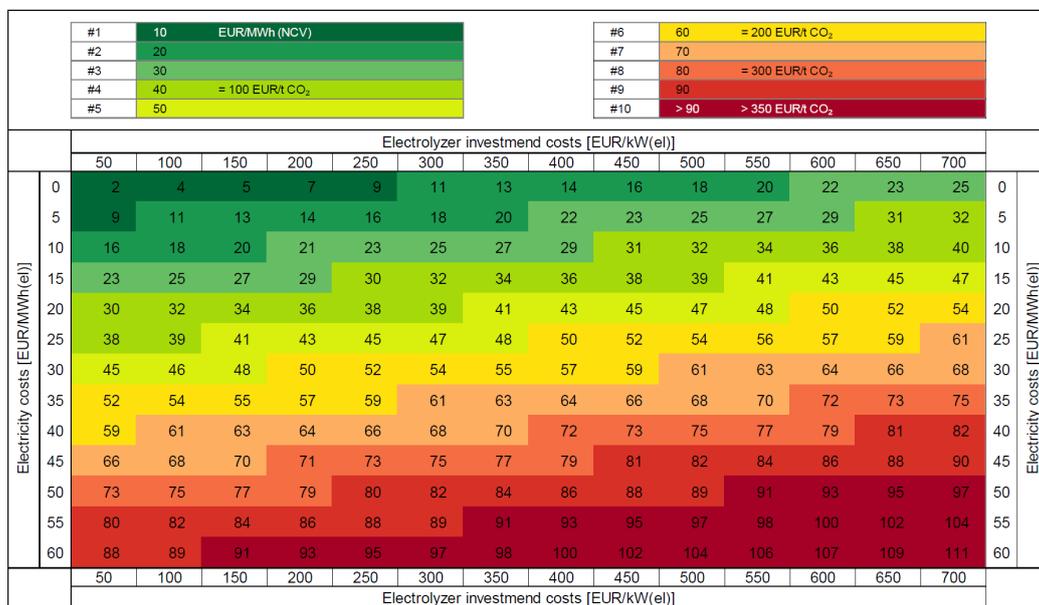
**Tabelle 2:** Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff in 2050 (adaptiert aus [71])

Erzeugungsrout	System: Installations- kosten €/MW <sub>input</sub>	Volllast- stunden h/Jahr	Strom- kosten €/MWh	Erzeugungs- kosten €/MWh
Überschussstrom Dediziert	420	709-2.881	0	17-71
Nordsee Wind- kraft Offshore Dediziert	420	4.500-5.000	30-40	48-61
Südeuropa Photovoltaik Dediziert	420	1.500-2.000	15-20	44-59
Südeuropa Hybrid	420	3.500-4.000	25-30	44-52

Gemäß des wissenschaftlichen Dienstes des deutschen Bundestages [72] sind die genannten Kosten eher optimistisch geschätzt. Das Dokument stützt sich dabei auf Arbeiten der Prognos AG sowie Greenpeace Energy e.G., die selbst im Jahr 2050 noch immer von Erzeugungskosten von grünem Wasserstoff von 90-150 €/MWh ausge-

hen. Selbst bei einem Preissturz bei den Elektrolyseuren geht Greenpeace Energy e.G. von Erzeugungskosten um 60 €/MWh. aus. Die Prognos AG gibt ebenfalls Kosten für die Bereitstellung von Wasserstoff in Europa bei Erzeugung in der MENA-Region an. Werden Transport&Verteilung, Wasser, Betriebskosten, CAPEX und Strom eingerechnet, ergeben sich im Jahr 2020 Gesamtkosten von 210 €/MWh, welche bis 2050 auf 140 €/MWh sinken werden. Matthes et al. [23] gehen für das Jahr 2030 von möglichen Investitionskosten für Elektrolyseure von 350 €/kW aus. Damit wären Wasserstoff-Produktionskosten in der Größenordnung von 70 €/MWh möglich.

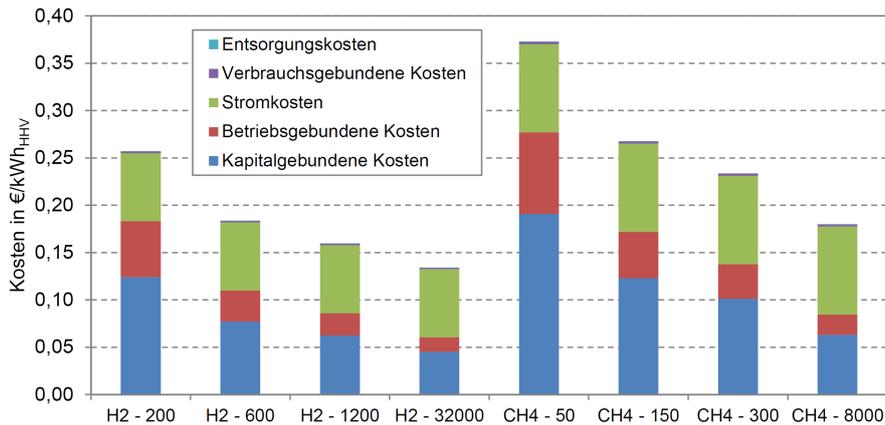
Zum Vergleich liegen die Großhandelspreise für Erdgas im Juni 2021 bei ca. 30-35 €/MWh. Auch wenn diese Preise auf Grund der unterschiedlichen Berechnungsweisen sicherlich nicht 1:1 vergleichbar sind, so zeigen sie doch den deutlichen Unterschied, der derzeit noch zwischen den beiden Energieträgern besteht. Einen weiteren Vergleich ziehen Matthes et al. [23], die berechnen, welche CO<sub>2</sub>-Preise nötig wären, um die Differenz zwischen grünem und grauem Wasserstoff auszugleichen (Abbildung 2).



**Abbildung 2:** Erzeugungskosten für Elektrolyse-Wasserstoff in Abhängigkeit der wichtigsten Einflussgrößen und benötigter CO<sub>2</sub>-Preis für die Parität mit konventionellem Wasserstoff aus Erdgas [23]

**Vergleich mit erneuerbarem Methan** Ein häufiger Diskussionspunkt ist die Frage, ob es nicht sinnvoller ist, statt auf grünen Wasserstoff auf grünes Methan zu setzen, um bestehende Infrastrukturen weiterhin nutzen zu können. Graf et al. [73] zeigen in ihrer Studie hierzu jedoch deutlich, dass die Methanisierung die ohnehin schon hohen Kosten von Wasserstoff um weitere 30-40 % erhöhen würde (Abbildung 3). Auch wenn die Studie bereits 2014 erschien, wurden die Ergebnisse auch in späteren Studien aufgenommen [74], weswegen davon auszugehen ist, dass die Grundtendenz der Studie noch immer Gültigkeit hat.

**Speicherung** Wirtschaftlich stehen laut Töpler und Lehmann Speicherkosten von 90 €/MWh im Raum [3]. Duigou et al. [75] gehen in einer Fallstudie für Frankreich



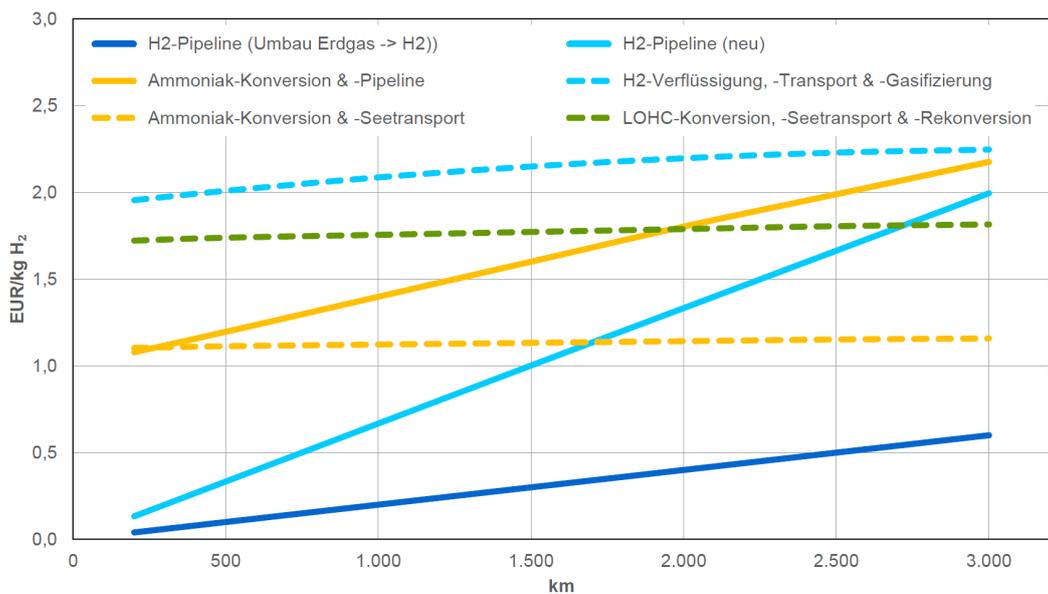
**Abbildung 3:** Zusammensetzung der Gestehungskosten für Wasserstoff und Methan bei 4000 Volllaststunden und Strombezugskosten von 50 €/MWh [73]

hingegen davon aus, dass die Erzeugung, Speicherung und lokale Verteilung von Wasserstoff 2050 zu einem Wasserstoffpreis von 4,5-6,6 €/kg (entspricht ca. 140-200 €/MWh) realisierbar ist und setzen die Kosten für die Speicherung lediglich mit 5 % der Gesamtkosten an. Damit würden sich Speicherkosten in Salzkavernen von unter 10 €/MWh ergeben.

**Verteilung** In der Studie zur European Hydrogen Backbone [76] werden Kosten für den Transport von Wasserstoff über Pipelines mit 1200 mm und 900 mm Durchmesser von 2,4 €-3,3 € pro MWh Wasserstoff und 1000 km angegeben, sofern bestehende Netze verwendet werden. Beim Neubau von Netzen ergeben sich Kosten von 4,8 €-9,0 € pro MWh und 1000 km Transportweg. Im Verteilnetz mit einem Rohrdurchmesser von 500 mm liegen die Kosten bei 1,5 €-4,2 € pro MWh und 200 km Transportweg. Bei allen Rechnungen wird von 5000 Volllaststunden ausgegangen. In Berechnungen der Prognos AG welche von der Deutschen Bundesregierung zu Rate gezogen werden [5], ergeben sich bei einem Pipelinetransport von 4000 km aus der MENA-Region Kosten für Transport&Verteilung von ca 30 €/MWh (ca. 23 % der Gesamtkosten für Wasserstoff im Jahr 2050). Dieser Wert deckt sich gut mit der Studie zur European Hydrogen Backbone [76], da sich 7,5 € pro MWh und 1000 km Transportweg ergeben, was im oben genannten Korridor von 4,8-9,0 € pro MWh und 1000 km liegt. Abbildung 4 von Matthes et al. [23] gibt zudem einen Überblick über die Kosten der Verteilung in Abhängigkeit der Technologie und der Transportdistanz. Im Vergleich zu den anderen Studien beinhalten die Kosten dabei auch die notwendigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung von LOHCs auch die Rückumwandlung. Für eine neue Wasserstoffleitung ergeben sich daher Kosten von 21 €/MWh und 1000 km Transportweg.

## 4.2 Erzeugung von Wasserstoff

Die europäische Hydrogen Roadmap gibt zwei mögliche Szenarien für die Erzeugung von Wasserstoff an, eines davon stark Elektrolyse-basiert und eines davon auf Basis der Reformierung mit gekoppelter CO<sub>2</sub> Einspeicherung. Welcher Weg sich letztendlich durchsetzt, hängt nicht nur von wirtschaftlichen sondern mitunter auch von



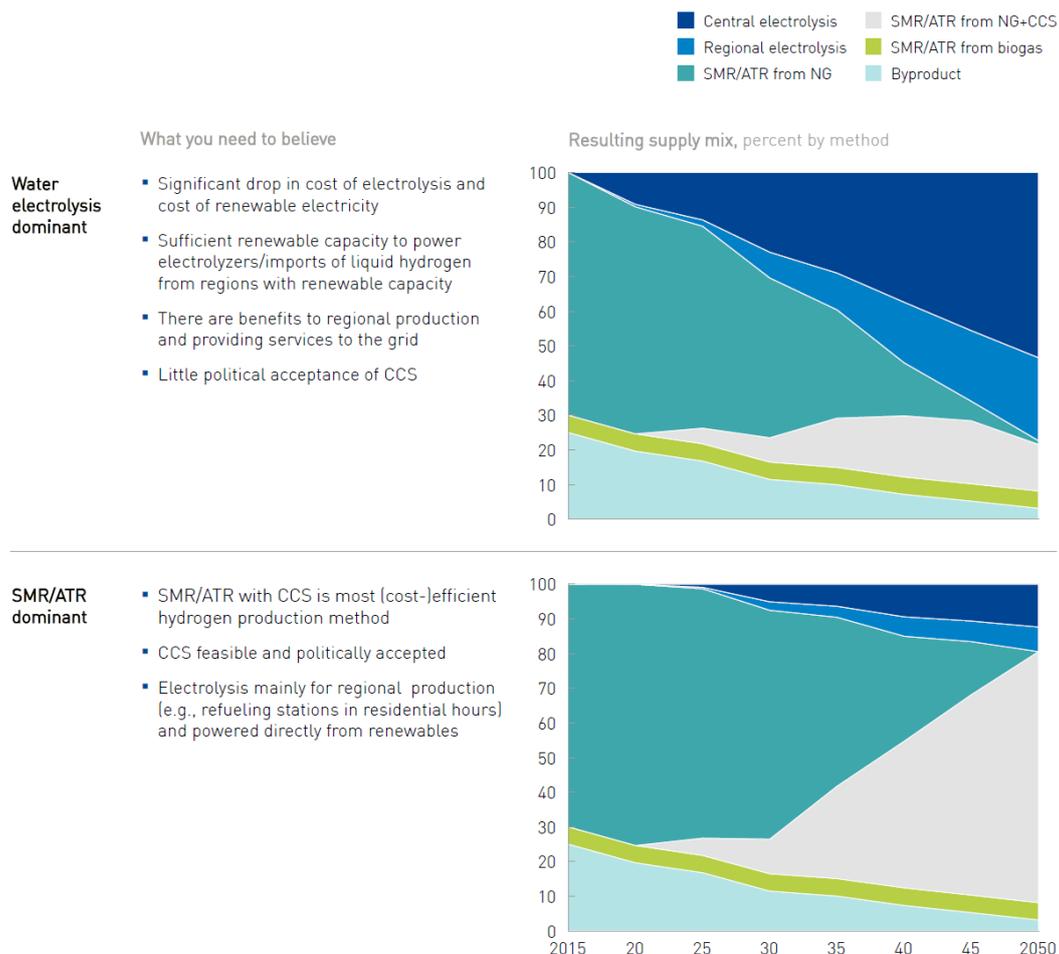
**Abbildung 4:** Kosten der Wasserstoff-Verteilung in Abhängigkeit der Transportdistanz [23]: die Kosten beinhalten die reinen Transportkosten, die notwendigen Speicher, die notwendige Umwandlung und für die Verschiffung von LOHCs auch die Rückumwandlung

gesellschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ab (Abbildung 5). Die bisher geringe gesellschaftliche Akzeptanz der CO<sub>2</sub> Speicherung spricht tendenziell für das Elektrolyse-Szenario. Beiden Szenarien gemein ist, dass mehr als 60 % des Wasserstoffs zentral erzeugt wird. Die vielfach diskutierte dezentrale Wasserstoffwirtschaft ist somit nicht realistisch umzusetzen. Zudem geht die Studie von einem Import von flüssigem Wasserstoff aus Regionen mit ausreichend Kapazitäten an erneuerbarem Strom aus. Genannt wird unter anderem Strom aus Geothermie und Windkraft in Nordeuropa sowie erneuerbarer Strom aus Nordafrika. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Transport von Wasserstoff aus diesen Regionen deutlich weniger kostet als der Bau von Übertragungsleitungen, wie sie bei Desertec geplant waren.

Konkret plant die EU [12] die Errichtung von Elektrolyseuren mit einer Leistung von mindestens 40 GW bis 2030, womit dann bis zu 10 Mio. t Wasserstoff erzeugt werden sollen.<sup>1</sup>

Hinsichtlich der Erzeugung von Wasserstoff in Österreich sieht das BMK als erstes Ziel den Aufbau einer Elektrolysekapazität von 1-2 GW bis 2030 [14]. Dies entspräche bei einer Auslastung von 5000 h/a und einer Umwandlungseffizienz von 75 % einer Wasserstoffproduktion von 3,75-7,5 TWh Wasserstoff pro Jahr. Konkret sieht das Regierungsprogramm eine Einspeisung von 5 TWh grünem Gas (Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas auf Basis erneuerbarer Energien) in das Gasnetz bis 2030 vor [29]. Zum Vergleich: der derzeitige Bedarf in Österreich liegt bei etwa 4,7 TWh und allein die Dekarbonisierung der Stahlindustrie ergäbe einen Bedarf von 16,7 TWh (beide Werte von Streitner [14] übernommen). Ein weiterer Vergleich von Frontier Economics [1] zeigt, dass Österreich auf Wasserstoffimporte angewiesen sein wird, da der benötigten Substitutionsbedarf an fossiler Energie von 180 TWh bis

<sup>1</sup>Es ist zu beachten, dass die geplanten 10 Mio. t mit dem Heizwert aus Tabelle 1 einen Energieinhalt von 333 TWh hätten; zum Vergleich würde sich bei 6000 Volllaststunden aus den installierten 40 GW Elektrolyseleistung mit einem Wirkungsgrad von 75 % jedoch nur ein Energieinhalt von 180 TWh ergeben; die Zahlen sind daher in sich nicht konsistent



**Abbildung 5:** Szenarien für die Erzeugung von Wasserstoff in Europa ([12])

2040 selbst bei 6000 Betriebsstunden eines Elektrolyseurs zu einer zusätzlichen Erzeugungsleistung Erneuerbaren Stroms von 40 GW führen würde. Im Vergleich zur derzeit in der Regelzone APG installierten Kraftwerkskapazität von 23 GW [77] ergibt sich daher fast eine Verdreifachung bis 2040.

Baumann et al. [78] kommen in ihrer Studie für den Bedarf an grünem Gas in den Sektoren Industrie, Güterverkehr sowie den KWK-Anlagen zu Heizzwecken auf Werte zwischen 89 TWh und 138 TWh, wovon zwischen 67 TWh und 75 TWh über Wasserstoff abgedeckt werden können. Bei den oben hinterlegten Vollaststunden und der Umwandlungseffizienz ergäbe sich damit eine zusätzlich zu installierende Leistung an erneuerbarem Strom bis 2040 von 18-20 GW. Zum Vergleich: im Jahr 2019 betrug die in Österreich installierte Leistung an Windkraft, Kleinwasserkraft (kleiner 10 MW) und Photovoltaik 5,85 GW [79]. Auch aus diesem Grund kommen Baumann et al. [78] zum klaren Ergebnis, dass der Import von erneuerbarem Gas oder erneuerbarem Strom für Österreich zwingend erforderlich sein wird.

Gleiches gilt für die Wasserstoff-Roadmap für Deutschland von Hebling et al. [18], die schon für den Zeitraum 2020 bis 2030 von der Politik fordern, eine Importinfrastruktur für Wasserstoff zu schaffen. Dieser Punkt ist auch in die Nationale Wasserstoffstrategie des Deutschen Bundestages [5] eingegangen, in der bis 2030 heimische Elektrolyseanlagen mit einer Anschlussleistung von 5 GW aus 20 TWh erneuerbarem Strom 14 TWh Wasserstoff produzieren sollen. Da gleichzeitig der Bedarf

bis 2030 jedoch auf 90-110 TWh abgeschätzt wird, wird klargestellt, dass „der überwiegende Teil der Wasserstoffnachfrage importiert“ werden muss [5]. Dabei gehen die Autoren jedoch davon aus, dass diese Nachfrage innerhalb Europas gedeckt werden kann und wollen hierzu mit Partnerländern an Nord- und Ostsee aber auch in Südeuropa kooperieren. Auch die Ukraine wird in der deutschen Politik als möglicher Lieferant gesehen, da hier bereits eine entsprechende Verteilinfrastruktur vorhanden wäre [80]. Die deutsche Energieagentur schätzt ab, dass die Kapazität der deutschen Offshore-Windparks verdreifacht werden müssten, um allein den Wasserstoffbedarf für die Stahlindustrie zu decken [81].

Für die Schweiz liegt eine Studie der Prognos AG im Auftrag des Bundesamts für Energie vor [27]. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Schweiz zukünftig Wasserstoff aus dem Strom von Laufwasserkraftwerken gewinnt. Die Menge wird abgeschätzt, in dem die Vollbenutzungsstunden kalkuliert werden, in denen der Grosshandelsstrompreis unter die Stromgestehungskosten der Laufwasserkraftwerke (ca. 4 Rp./kWh) fällt. Im Szenario ZERO Basis geht man von einem Hochlauf der inländischen Produktion von Wasserstoff von 0,277 TWh im Jahr 2025 auf 1,94 TWh im Jahr 2050 aus. Die entspricht dann der maximal möglichen inländischen Erzeugung und einem Stromverbrauch für die Erzeugung von 3 TWh. Durch Importe sollen 2035 0,277 TWh gedeckt werden, 2050 dann 2,5 TWh. Es wird davon ausgegangen, dass der weitere benötigte Wasserstoff zukünftig aus der MENA Region importiert wird. Entsprechende Kosten für den Transport sind in die Szenarien eingerechnet, werden aber nicht detailliert beschrieben.

Die *gazenergie* geht in eigenen Berechnungen von einem etwas erhöhten Erzeugungspotenzial von 5 TWh an grünem Wasserstoff aus. Selbst wenn weitere 4 TWh Biomethan in der Schweiz erzeugt und weitere 4 TWh Biomethan importiert werden, ergibt sich auch hier noch immer eine Deckungslücke in der Gasversorgung, die durch Importe gedeckt werden muss [28] (zum Vergleich: derzeit benötigt die Schweiz pro Jahr in etwa 35 TWh an Erdgas [82]).

### **4.3 Verteilung von Wasserstoff**

Zunächst soll in diesem Kapitel auf die Möglichkeiten und Herausforderungen der Verteilung von Wasserstoff in Deutschland eingegangen werden, da es als Gastransitland in Europa eine wichtige Funktion einnimmt, weswegen es bereits umfangreiche Studien und Diskussionen zu diesem Thema gibt. Die beiden umfangreichsten Studien, aus denen auch die folgenden Absätze abgeleitet werden, stammen von der Bundesnetzagentur [10] aus dem Jahr 2020 und eine ältere Studie des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches [11] aus dem Jahr 2013.

Wie bereits in Kapitel 2.4 dargestellt, ist eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bis zu gewissen Grenzen möglich. Jedoch ist darauf zu achten, dass alle angeschlossenen Verbraucher einen erhöhten Wasserstoffanteil technisch nutzen können. Daher sieht das deutsche Recht vor, dass die zulässigen Höchstgrenzen „an keiner Stelle“ überschritten werden. Für die Einspeisung einer größeren Menge an Wasserstoff wäre daher das Regelwerk zu ändern. Andernfalls könnten die Potenziale für die Einspeisung vielfach nicht erschlossen werden. Eine vorherige Methanisierung würde dieses Problem lösen, wird derzeit aber in den verfügbaren Studien nicht diskutiert oder nicht als zielführend erachtet.

Die Erdgasbranche in Deutschland fordert deswegen eine Anpassung der Gesetzgebung und die Möglichkeit, die zulässige Beimischung schrittweise auf 100 % zu erhöhen. Als Gastransitland ist Deutschland hier aber auf europäische Lösungen angewiesen. Zudem ergeben sich bei einer schrittweisen Erhöhung zahlreiche technische Herausforderungen. Viele Komponenten innerhalb des Netzes müssten für hohe Wasserstoffanteile ersetzt werden, da diese nicht darauf ausgelegt wurden. Beispielhaft seien Messeinrichtungen zu nennen, die rechtlich alle ersetzt werden müssten, sodass eine korrekte Abrechnung gewährleistet ist. Auch bei den Endgeräten müsste es eine deutliche Anpassung geben, da Wasserstoff ein anderes Brennverhalten hat. Ein einfacher Düsen austausch wie dieser meist bei der Umstellung von L- auf H-Gas möglich war, ist nicht ausreichend. Stattdessen müsste bei jeder größeren Änderung im Beimischungsgrenzwert auch eine technologische Anpassung erfolgen (Stufenfunktion, z.B. 10 %, 30 %, 60 %, 100 %). In jeder Stufe wäre vermutlich ein Austausch nahezu aller Geräte erforderlich. Zuletzt ist auch zu beachten, dass die chemischen Eigenschaften von Wasserstoff bei der Beimischung verloren gehen. Da davon auszugehen ist, dass Wasserstoff zunächst dort genutzt werden wird, wo er in reiner Form benötigt wird, ist eine großvolumige Beimischung daher vermutlich eher unwahrscheinlich.

Grundsätzlich kann die Frage nach der Verteilung von Wasserstoff jedoch nur vor dem Hintergrund möglicher Herstellungs- und Nutzungsstrategien erfolgen. Die Bundesnetzagentur aus Deutschland geht in einer Studie vom Juli 2020 von drei möglichen Netzstrukturszenarien aus [10]. Diese sind in Tabelle 3 zusammengefasst. Dabei wird davon ausgegangen, dass es weder einen „All electric-Ansatz“ noch eine „reine Wasserstoff-Zukunft“ noch einen „rein Synthetisches Methan-Ansatz“ geben wird. Der sich dann ergebende Technologiemix wird zwangsläufig zu parallelen Infrastrukturen zum Transport von Gas (sei es Erdgas oder synthetisches Methan) auf der einen Seite und Wasserstoff auf der anderen Seite führen. Aufbauend auf dieser Grundsatzentscheidung gibt es gemäß Tabelle 3 drei Szenarien.

**Tabelle 3:** Mögliche Netzstrukturszenarien gemäß Bundesnetzagentur ([10])

	Netzstruktur	Einflussfaktor
Gilt für alle Szenarien	Parallel zum Gasnetz	- Bedarf an verschiedenen Energieträgern/Rohstoffen (reines Erdgas, reiner Wasserstoff) - Beimischung ins Gasnetz nur in Grenzen
Szenario I	Lokale Inselnetze	- Verbrauch in der Industrie - Erzeugung ausschließlich in den Verbrauchszentren
Szenario II	Lokale Inselnetze, einzelne lange Transportleitungen	- Verbrauch in der Industrie - Erzeugung auch außerhalb der Verbrauchszentren
Szenario III	Engmaschige Verteilernetze, einzelne lange Transportleitungen	- Verbrauch in der Industrie und im Verkehr - Erzeugung aus verschiedenen Standorten

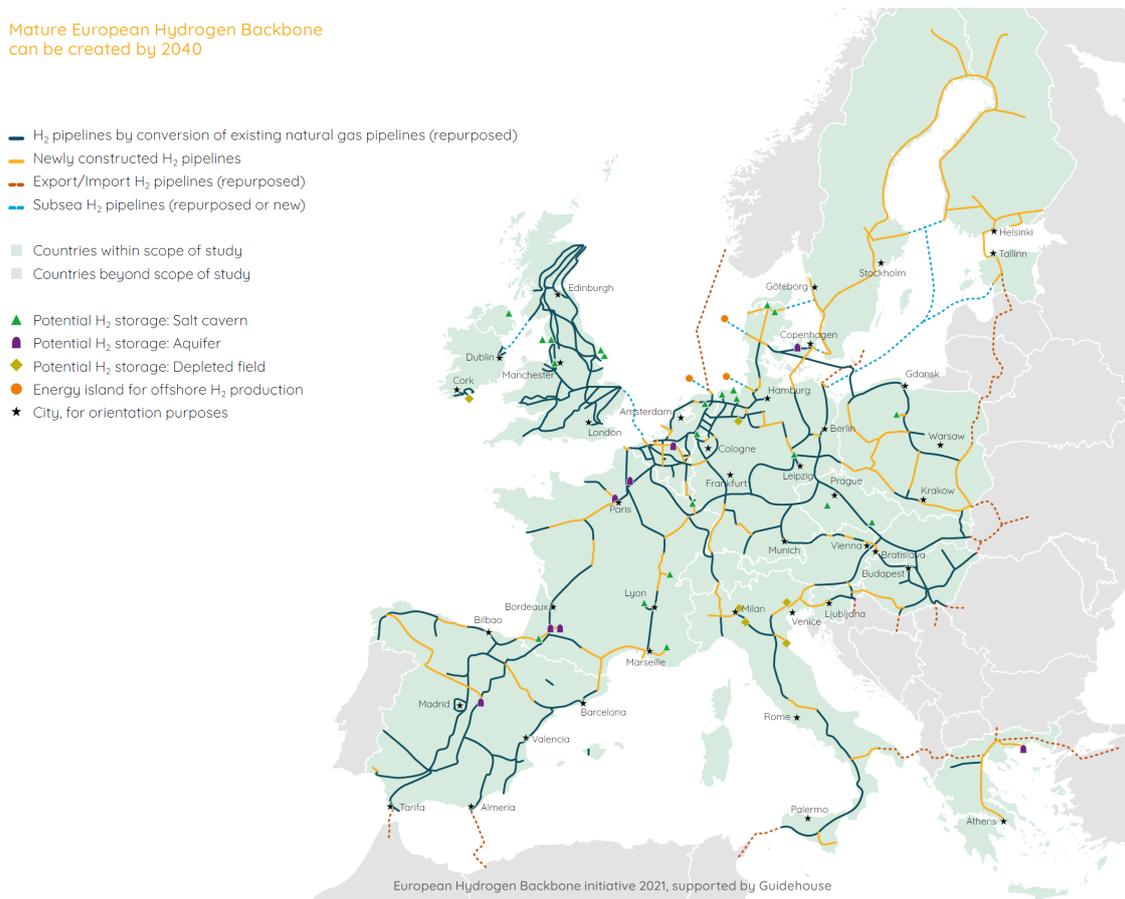
Szenario I wird sich entwickeln, wenn die Nutzung von Wasserstoff auf diejenige Industrie beschränkt bleibt, die derzeit schon Wasserstoff nutzt (z.B. Stahl, Petrochemie, etc.). Dies erscheint auf Grund der Nutzung zumindest im Schwerlastverkehr derzeit unrealistisch.

Szenario II erscheint derzeit in vielen weiterführenden Studien als die realistischste Variante. Beispielhaft sei hier die Vision eines Wasserstoffnetzes im Konsultationsent-

wurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 der FNB Gas [83] sowie ein Diskussionspapier des BDI in Deutschland genannt [84]. Es würden demnach zuerst weitere Cluster entstehen, die lokal oder über längere Transportleitungen verbunden werden können. Auch ein Import von Wasserstoff über diese Leitungen wäre möglich. In diesem Szenario wäre auch die Allokation von Elektrolyseuren zur Reduktion des Transportbedarfs und damit zur Reduktion des Ausbaus der Stromnetze denkbar [85].

Ob und wann Szenario III nötig wird hängt stark von der Nutzung von Wasserstoff im Individualverkehr bzw. zu Heizzwecken im Gebäudesektor ab, da diese beiden Bereiche ein engmaschiges Verteilnetz benötigen würden. Sofern lediglich Busse, Bahnen und der Schwerlastverkehr auf Wasserstoff umgestellt wird, ist ein weit gröberes Netz wie in Szenario II ausreichend.

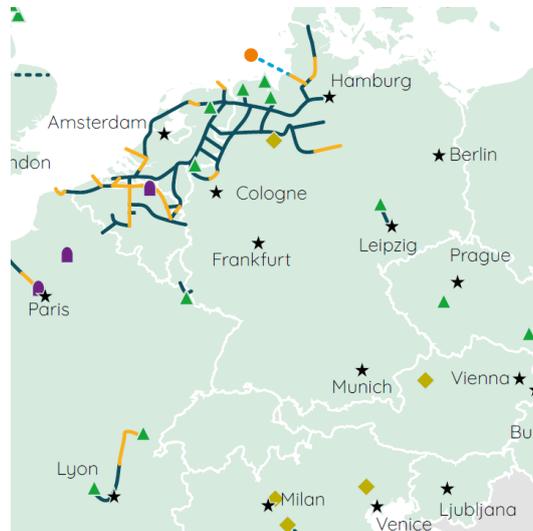
Auf europäischer Ebene existiert seit April 2021 eine erste Idee für das Aussehen einer European Hydrogen Backbone [76] für welche sich 23 Gasnetzbetreiber aus 19 EU Mitgliedsstaaten zusammengeschlossen haben. Das angestrebte Zielnetz für das Jahr 2040 hat eine Länge von 23.000 km und ist in Abbildung 6 dargestellt.



**Abbildung 6:** Mögliche Wasserstoffverteilinfrastuktur für das Jahr 2040 [76]

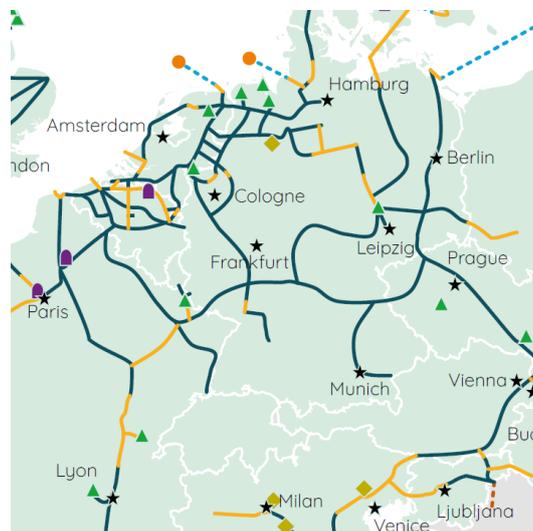
Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass 75 % der benötigten Pipelines bisher bereits für die Verteilung von Erdgas genutzt wurden. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass es zu einer Parallelstruktur kommt. Vielmehr werden Methanleitungen sukzessive auf Wasserstoff umgestellt. Das oben genannte Blending von Erdgas mit größeren Mengen an Wasserstoff wird daher vermutlich nicht oder nur in geringem Maße umgesetzt.

Den Ursprung wird eine europäische Verteilstruktur vermutlich in Nordwestdeutschland mit den Offshore-Windparks in der Nordsee sowie den Nutzungszentren im Ruhrgebiet und in den Niederlanden haben (siehe Abbildung 7).



**Abbildung 7:** Mögliche Wasserstoffverteilinfrastuktur im DACH-Raum für das Jahr 2030 [76]

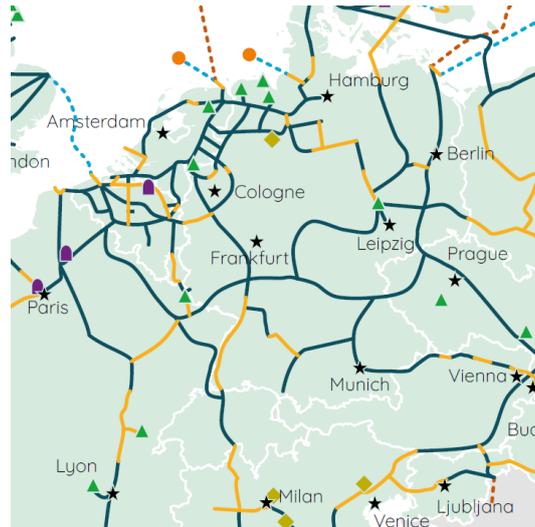
2035 könnte dieses regionale Netz dann erstmalig auf Süddeutschland ausgeweitet werden. Für Österreich könnten sich die ersten größeren Eingriffe ebenfalls im Jahr 2035 ergeben, wenn die ersten parallelen Verteilnetze der TAG sukzessive auf Wasserstoff umgestellt werden.



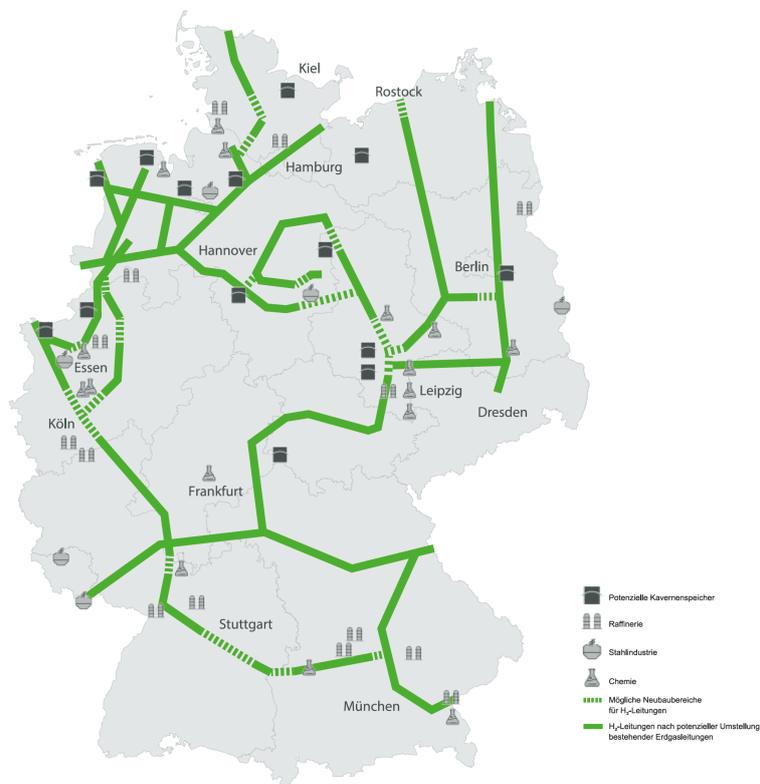
**Abbildung 8:** Mögliche Wasserstoffverteilinfrastuktur im DACH-Raum für das Jahr 2035 [76]

Ab dem Jahr 2040 sieht die Studie Chancen, dass Vorarlberg über die Leitung nach München an das europäische Wasserstoffnetz angeschlossen wird. Auch die Werke der Voestalpine sowie die Raffinere in Schwechat werden als erste Verbraucher genannt [76].

Ein ähnliches Verteilnetz sehen auch die deutschen Fernleitungsbetreiber Gas [85, 86] in ihrem möglichen Wasserstoffnetz, welches auch in den Netzentwicklungsplan [83] eingeflossen ist (siehe Abbildung 10).



**Abbildung 9:** Mögliche Wasserstoffverteilsinfrastruktur im DACH-Raum für das Jahr 2040 [76]



**Abbildung 10:** Visionäres Wasserstoffnetz für Deutschland [85]

Auch Matthes et al. [23] gehen davon aus, dass sich die Konturen des Fernleitungsnetzes mittlerweile klar abzeichnen und dass zukünftig eher regulatorische und planerische Aspekte hierzu in den Vordergrund rücken. Im Verteilnetz wird hingegen noch größerer Klärungsbedarf gesehen. Es wird darauf hingewiesen, dass hier strategische Entscheidungen schnellstmöglich getroffen werden müssen, um sogenannte *Stranded Assets* zu verhindern.

Ein Diskussionspunkt der häufig genannt wird, wenn es um die Verteilung von Wasserstoff geht ist die Frage, ob eine flächendeckende Wasserstoffverteilsinfrastruktur den benötigten Ausbau der elektrischen Infrastruktur verringern würde. Im Gegensatz zur

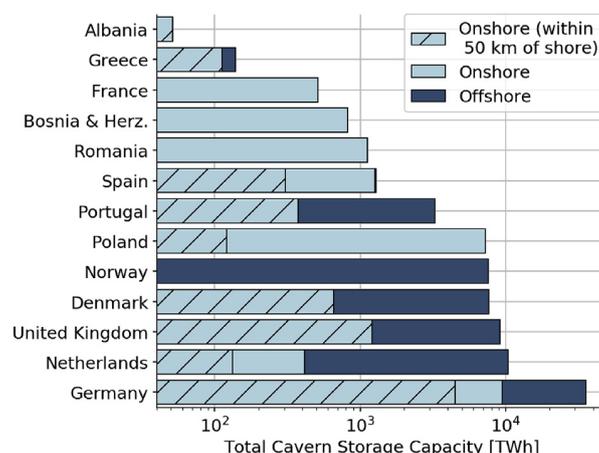
deutschen Erdgasbranche [85] sehen Hebling et al. [18] das nicht so und fordern stattdessen von der Politik die Schaffung einer Infrastruktur für die Wasserstoffverteilung und gleichzeitig den Netzausbau für erneuerbaren Strom. Das zeigt noch einmal, dass vermutlich beides nötig ist und ein mögliches europäisches Wasserstoffnetz keinesfalls den Ausbau der Stromnetze in großem Maße ersetzen wird.

#### 4.4 Speicherung von Wasserstoff

Für die großskalige Speicherung von Wasserstoff werden insbesondere Salzkavernen in den Strategien und Roadmaps betrachtet, da nur diese über entsprechende Potenziale verfügen. Beispielsweise kann eine Salzkaverne mit  $500.000 \text{ m}^3$  bei Drücken von 60 bis 180 bar insgesamt ca. 5 Mio. kg Wasserstoff und damit einen Energieinhalt von 0,167 TWh speichern [3].

Die Schätzungen für das insgesamt Potenzial an Speicherkapazitäten schwanken derzeit noch um ca. eine Größenordnung. Sterner und Stadler [4] gehen für Deutschland von einer technisch realisierbaren Speicherkapazität von 126 TWh bis 2050 aus. Dem entgegen stehen Schätzungen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, die für Deutschland von einem Potenzial von 1600 TWh ausgehen. Auf ähnliche Werten kommen Caglayan et al. [87] in einer 2020 veröffentlichten Studie in der sie für Deutschland ein Potenzial von 1800 TWh onshore angeben.

Für Europa gehen sie von einem Speicherpotenzial von 84,8 PWh aus. 7,3 PWh liegen dabei onshore mit weniger als 50 km Abstand zur Küste (siehe Abbildung 11, [87]). Auch die European Hydrogen Backbone [76] geht davon aus, dass in Europa ausreichend Speichermöglichkeiten in Salzkavernen, Aquifer-Speichern und erschöpften Gasfeldern zur Verfügung stehen (siehe hierzu Abbildung 6).



**Abbildung 11:** Potenzial an Salzkavernen in Europa klassifiziert nach Onshore, Offshore und Standorten mit weniger als 50 km Abstand zur Küste [87]

#### 4.5 Nutzung von Wasserstoff

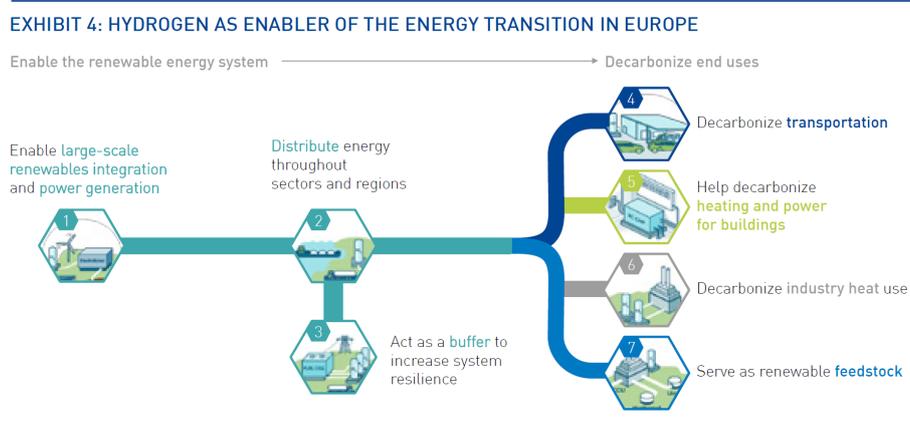
Die Nutzung von Wasserstoff wird in Politik, Wirtschaft und Wissenschaft noch immer kontrovers diskutiert. Dabei geht es weniger darum, für welche Anwendungsgebiete Wasserstoff grundsätzlich geeignet ist als vielmehr um die Frage, in welchen Anwendungsgebieten die Nutzung von Wasserstoff Vorrang haben soll. Wie in Kapitel 4.2

dargestellt, wird grüner Wasserstoff noch mindestens zwei Jahrzehnte eine knappe und damit teure Ressource bleiben. Eben dieser Umstand führt zu den genannten Diskussionen über die sinnvolle Nutzung.

#### 4.5.1 Allgemeine Nutzungsmöglichkeiten

Um einen ersten Überblick zu gewinnen, sollen zunächst aus ausgewählten Studien und politischen Programmen allgemeine Nutzungsmöglichkeiten dargestellt werden. Dabei werden sowohl wissenschaftliche als auch wirtschaftliche und politische Dokumente verwendet.

**Hydrogen Roadmap Europe** Die Hydrogen Roadmap Europe sieht in Wasserstoff die beste oder vielleicht sogar die einzige Chance für eine skalierbare Dekarbonisierung in Schlüsselsegmenten des Energie- und Wirtschaftssystems. Gemäß Abbildung 12 wird Wasserstoff in vier Sektoren eingesetzt.



**Abbildung 12:** Die 4 Sektoren der Nutzung von Wasserstoff mit vorgelagerten Prozessen in einem zukünftigen Energiesystem [12]

Die unterschiedlichen Sektoren und deren Anwendungsgebiete fließen in der Roadmap in einen Hochlauf von Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2050 ein, wobei ein Szenario „Business as usual“ und ein Szenario „Ambitious“ betrachtet wird (siehe Abbildung 13). Im ambitionierten Szenario werden ca. 24 % und damit 2250 TWh Energie aus Wasserstoff benötigt. Auffallend ist der recht hohe Anteil der Gebäudeenergie, der ca. 26 % des gesamten Energiebedarfs ausmacht. Im Vergleich zum Jahr 2015 wird angenommen, dass sich der Wasserstoffmarkt in etwa um den Faktor 7 vergrößert. Im Business as usual Szenario ist lediglich eine Verdoppelung hinterlegt.

Wann im jeweiligen Sektor für welche Wasserstofftechnologien der Durchbruch gelingen könnte, wird für beide betrachteten Szenarien separat angegeben (siehe Abbildung 14). Je enger in der Grafik die Dreiecke zusammenliegen, desto sicherer ist die Prognose für den Einsatz von Wasserstoff in der jeweiligen Technologie.

**Regierungsprogramm Österreich** Im Regierungsprogramm von 2020 [29] ist die Nutzung von Wasserstoff insbesondere in der Industrie und im Verkehrssektor vorgesehen, ohne dabei jedoch konkret zu werden. Des Weiteren soll eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff als Speichermedium erfolgen und es soll eine FuE-Offensive

ROADMAP

HYDROGEN COULD PROVIDE UP TO 24% OF TOTAL ENERGY DEMAND, OR UP TO ~2,250 TWh OF ENERGY IN THE EU BY 2050

TWh

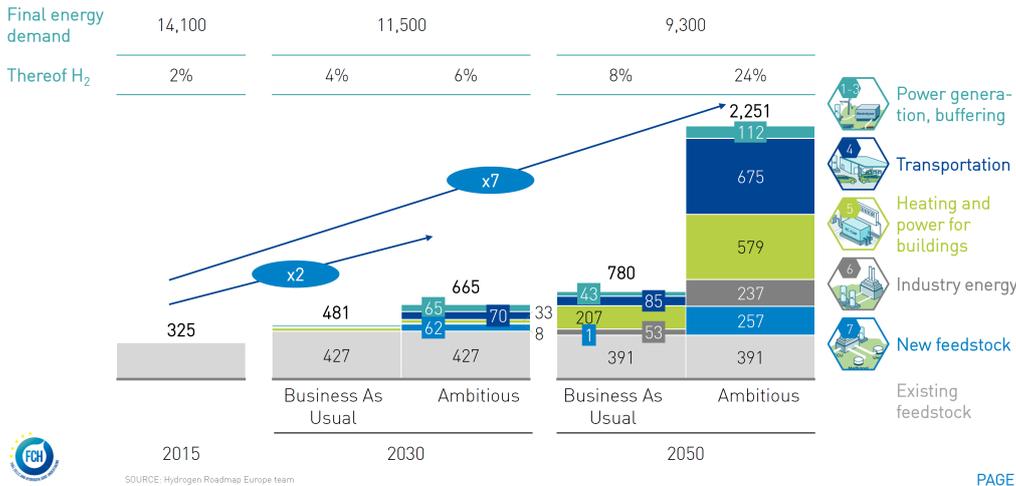


Abbildung 13: Möglicher Hochlauf von Wasserstoff als Energieträger ([88])

EXHIBIT 20: HYDROGEN TECHNOLOGY EXISTS AND IS READY FOR DEPLOYMENT

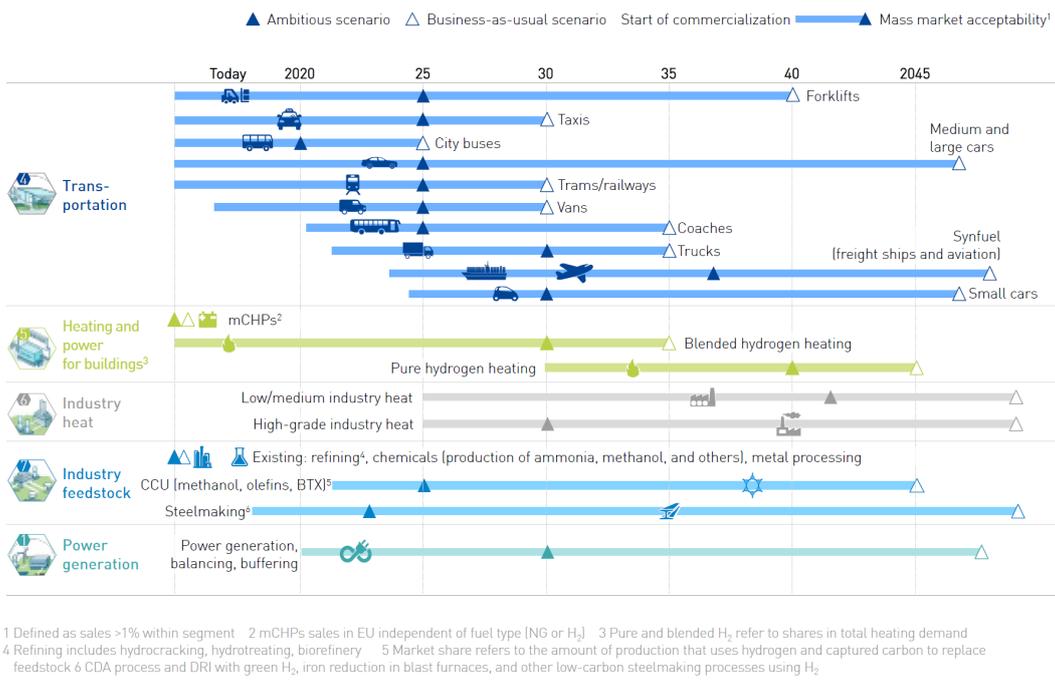


Abbildung 14: Technologie-Roadmap für die Szenarien Business-as-usual und Ambitioniert ([12])

für die Nutzung von Wasserstoff in der Dekarbonisierung geben. Konkret wird das Regierungsprogramm lediglich beim Einsatz von Wasserstoff in Pionier-Projekten im Schienen-Nahverkehr mit der Zillertal-Bahn. Für den Sektor Gebäude ist vorgesehen, dass ab 2025 mit Ausnahme der Verdichtung bestehender Netze keine neuen Gasnetze zur Raumwärmeversorgung mehr gebaut werden. Zudem wird im Kapitel „Phase-out-Plan für Energieträger in der Raumwärme“ grünes Gas als „hochwertiger Energieträger“ deklariert, das bevorzugt dort eingesetzt werden soll, wo eben jene Hochwer-

tigkeit „notwendig“ ist [29]. Die Formulierungen legen somit nahe, dass Wasserstoff nicht im Sektor Raumwärme eingesetzt werden soll.

**Nationale Wasserstoffstrategie Deutschland** Die Nationale Wasserstoffstrategie in Deutschland [5] setzt zwar einzelne Schwerpunkte, schließt aber auch nahezu kein Anwendungsgebiet für Wasserstoff kategorisch aus. Schwerpunkte für die zukünftige Nutzung werden in der Grundstoffindustrie, im Verkehr (dort wo „der direkte Einsatz von Elektrizität nicht sinnvoll oder technisch machbar ist“) und bei der Prozesswärme gesehen. Im Verkehrssektor werden konkret Busse, Züge, LKWs und spezielle Nutzfahrzeuge auf Baustellen, in der Land- und Forstwirtschaft genannt. Für Pkws wird Wasserstoff nur „in bestimmten Bereichen“, die aber nicht näher beschrieben werden, als Alternative für batterieelektrische Fahrzeuge genannt. Im Wärmemarkt soll Wasserstoff „langfristig auf verschiedene Weise einen Beitrag zur Dekarbonisierung [...] leisten“.

**Schweiz** Im Kurzbericht „Energieperspektiven 2050+“ [27] wird vorgeschlagen, Wasserstoff nur in den Bereichen einzusetzen, in denen es wenige Alternativen gibt. Konkret wird der Schwerverkehr und der internationale Luftverkehr genannt. Es wird auch dargestellt, dass Wasserstoff oder sonstige strombasierte flüssige Treibstoffe nötig sind, um im Verkehrssektor das Ziel von Netto-Null Treibhausgasemissionen zu erreichen. Jedoch wird explizit erwähnt, dass selbst 2050 im Pkw-Bereich batterieelektrische Fahrzeuge die Fahrzeugflotte dominieren.

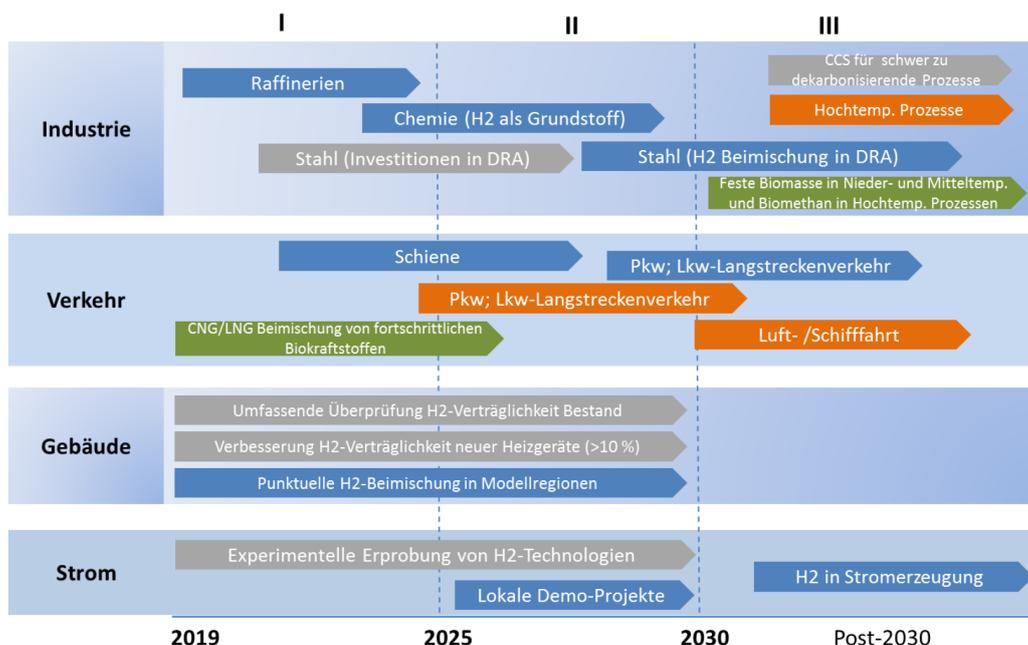
Weitere klare Positionierungen des Bundesamtes für Energie in der Schweiz finden sich in einem Interview mit dem H<sub>2</sub>-Verantwortlichen Markus Bareit [89]. Er betont noch einmal, dass Wasserstoff am ehesten im Schwerlastverkehr sowie in der Industrie gesehen wird, weniger im Personenverkehr und im Wärmebereich. Die Rückverstromung von Wasserstoff wird in den nächsten 10 bis 20 Jahren nicht sinnvoll und wirtschaftlich sein, da es der Schweiz an Speichermöglichkeiten (Salzkavernen, erschöpfte Gasfelder) fehlt. Es macht daher nur Power-to-Gas und die direkte Nutzung in der Mobilität und der Industrie Sinn.

**Österreichs Energie** Einen Überblick über die zukünftige Nutzung gibt auch die von Österreichs Energie in Auftrag gegebene Studie von Frontier Economics [1]. In dieser wird der Einsatz von Wasserstoff den drei Zielen „Dekarbonisierung“, „Saisonale Speicherung/Verschiebung“ und „Versorgungssicherheit“ gegenübergestellt (Abbildung 15). Da die Dekarbonisierung derzeit der Hauptgrund für den Einsatz von Wasserstoff ist, zeigt die Abbildung die Wichtigkeit der Einsatzgebiete in der Industrie sowie im Schwerlastverkehr. Der Wärmesektor wird hier nur optional als Möglichkeit für die Dekarbonisierung gesehen, im Pkw-Bereich und im öffentlichen Personenverkehr wird eher die Elektrifizierung als Zukunftsszenario gesehen.

**Bundesverband der Industrie Deutschland** Der Bundesverband der Industrie in Deutschland sieht die Industrie als den großen Treiber der Wasserstoffwirtschaft, gefolgt vom Schwerlastverkehr [84]. Die Bereiche Gebäude und Stromerzeugung spielen hingegen bis mindestens 2030 eine untergeordnete Rolle (Abbildung 16).

		Dekarbonisierung	Saisonale Speicherung/ Verschiebung	Versorgungssicherheit
Endenergieverbrauch	Rückverstromung	Mittel „Grünes“ Gas als Energieträger für flexible Kraftwerke	Hoch Saisonale Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter	Hoch Grünes Gas als CO <sub>2</sub> freier Primärenergieträger für flexible Gaskraftwerke
	Wärme	Mittel Grünes Gas als Option. Andere CO <sub>2</sub> freie Optionen verfügbar	Hoch Saisonalität des Wärmeverbrauchs	Mittel Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	PKW, leichte Nutzfahrzeuge, öffentl. Personenverkehr	Mittel Dekarbonisierung überwiegend durch Elektrifizierung	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
	Schwerlastverkehr, Schiff, Flugzeug	Hoch E-Fuels und z.T. auch grünes Gas als einzige Dekarbonisierungsoption	Gering	Gering Grünes Gas als Option zur Reduktion der Stromhöchstlast im Winter
Nicht-energ.	Industrie	Hoch Grünes Gas zur Dekarbonisierung von nicht/schwer elektrifizierbaren Prozessen	Gering Tendenziell Bandbetrieb bei Industrieprozessen. Saisonale Verschiebung eher untergeordnete Rolle	Gering

**Abbildung 15:** Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff und synthetische Energieträger ([1])



**Abbildung 16:** Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff und synthetische Energieträger ([84])

**Erneuerbare Energien Österreich** Der Dachverband Erneuerbare Energien Österreich [90] veröffentlichte im August 2021 eine Grafik, die sinnvolle und widersinnige Anwendungsgebiete von Wasserstoff auf einen Blick zusammenfassen soll (Abbildung 17).

Im Folgenden wird nun detailliert auf die einzelnen Sektoren für die Nutzung von Wasserstoff eingegangen.



**Abbildung 17:** Nutzungsmöglichkeiten für Wasserstoff von sinnvoll (A) bis widersinnig (G) ([90])

#### 4.5.2 Substitution von grauem Wasserstoff

Als erster Schritt für die Nutzung von grünem Wasserstoff ist in allen Studien vorgesehen, den bisher verwendeten grauen Wasserstoff zu ersetzen. Wie in Kapitel 2.6 dargelegt, betrifft dies insbesondere die Raffinerien, die Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie sonstige Anwendungen (Herstellung anderer Chemikalien, Verarbeitung von Materialien wie Stahl oder Glas). Die hierfür benötigten Mengen in der EU sind mit 339 TWh/a an grünem Wasserstoff enorm. Im Vergleich zu den geplanten Erzeugungskapazitäten aus Kapitel 4.2 zeigt sich, dass die EU-weite Erzeugung von Wasserstoff bis 2030 gerade ausreichend ist, um diesen Bedarf zu decken. Fraglich bleibt laut Matthes et al. [23] ob der grüne Wasserstoff auf Grund der erhöhten Kosten den grauen Wasserstoff hier teilweise bzw. vollständig verdrängen kann, weswegen sie für 2030 lediglich einen Bedarf an grünem Wasserstoff von unter 10 TWh angeben.

#### 4.5.3 Substitution von Erdgas in Industrieprozessen

In jenen Industrieprozessen, in denen bisher Erdgas als Energieträger eingesetzt wird, wäre es zukünftig größtenteils möglich, diesen direkt durch Wasserstoff zu ersetzen. Eine Elektrifizierung ist in diesen Bereichen nicht bzw. kaum möglich, weswegen der Einsatz von Wasserstoff in Industrieprozessen in allen Studien als wichtiger Teil der zukünftigen Nutzung genannt wird. Die European Hydrogen Roadmap [12] sieht den Vorteil, dass Hochtemperaturprozesse mit bestehender Infrastruktur dekarbonisiert werden können.

Für Österreich analysieren Baumann et al. [78] hierzu folgende industriellen ÖNACE-

Sektoren (ÖNACE-Nummerierung in Klammern):

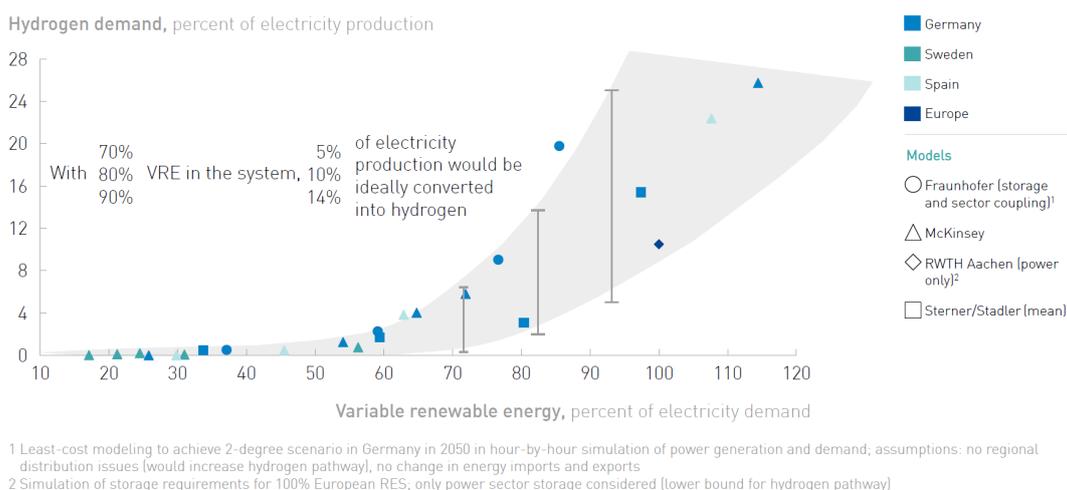
- Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus (17)
- Herstellung von chemischen Erzeugnissen (20)
- Herstellung von Glas/Glaswaren, Keramik etc. (23)
- Eisen und Stahlerzeugung (tlw. 24)
- Restliche Kategorien (07-16, 18, 21, 22, 24\*-32, 41-43)

Insgesamt ergibt sich damit ein Bedarf an Wasserstoff für energetische Zwecke von 24,39 TWh (Szenario Exergieeffizienz, vgl. Tabelle 9 von Baumann et al. [78]) bzw. 41,76 TWh (Szenario Infrastrukturnutzung, vgl. Tabelle 8 von Baumann et al. [78]).

Ein weiteres Beispiel für die Substitution von Erdgas liefern Daten für die Stahlindustrie, deren komplette Dekarbonisierung nur über Wasserstoff gelingen kann [12]. Wie bereits erwähnt, wird der Bedarf an Wasserstoff für die Umstellung der österreichischen Stahlproduktion auf 16,7 TWh abgeschätzt [14]. Auch für Deutschland gibt es eine Abschätzung für die vollständige Karbonisierung der Stahlindustrie von ca. 80 TWh bis 2050 [5].

#### 4.5.4 Wasserstoff in der Stromerzeugung und Speicherung

Die Verwendung von Wasserstoff in der Stromwirtschaft wird in der Hydrogen Roadmap Europe [12] in Bezug auf die Stromerzeugung, aber insbesondere in Bezug auf die Rolle von Wasserstoff als Puffer sowie zur flexiblen Stromerzeugung („balancing“) genannt. Im dort beschriebenen ambitionierten Szenario könnte Wasserstoff hier bereits 2030 eingesetzt werden, beim Szenario Business-as-usual ist mit einem Einsatz erst nach 2045 zu rechnen. Der genaue Zeitpunkt wird maßgeblich vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung abhängen, wie Abbildung 18 zeigt.



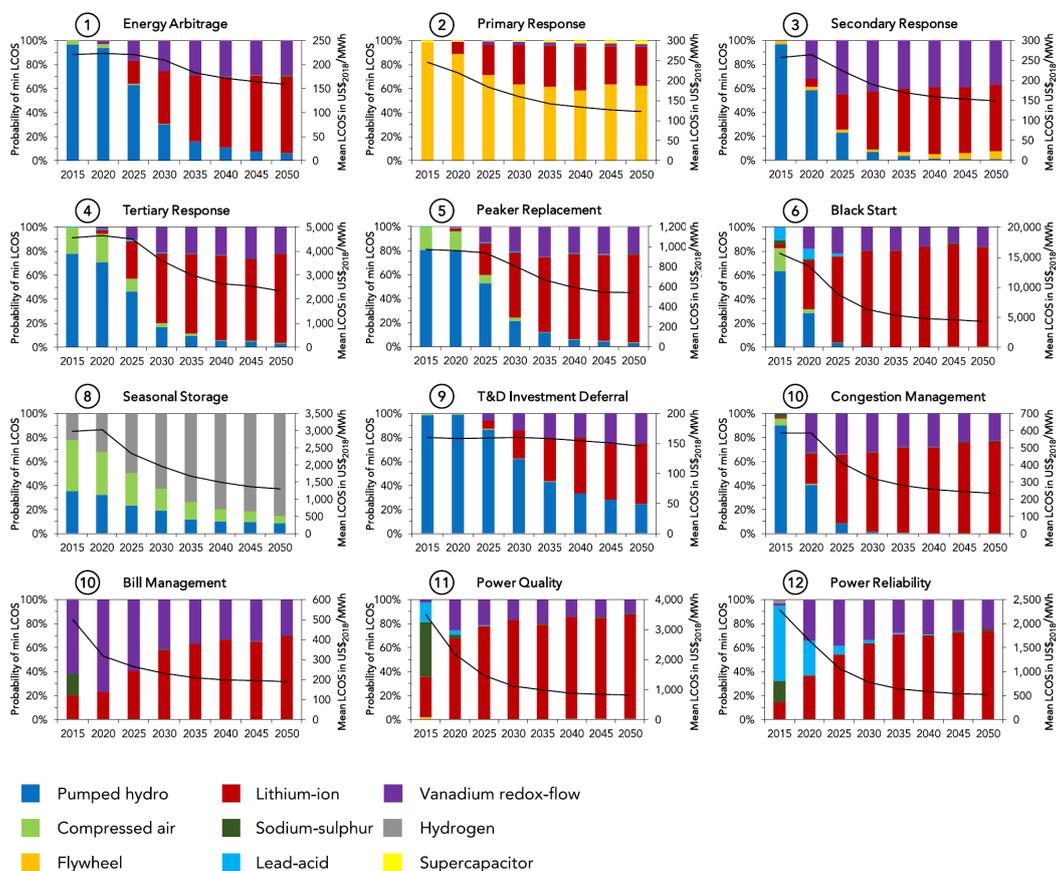
**Abbildung 18:** Wasserstoffbedarf im Stromnetz bei steigendem Anteil an erneuerbaren Energien [12]

Auch Frontier Economics [1] sieht die Notwendigkeit von Wasserstoff in der flexiblen Stromerzeugung zur Stabilität des Netzes, nennt jedoch auch die zwei wichtigs-

ten Voraussetzungen. Einerseits sind hierzu hohe Stromüberschüsse nötig, andererseits kommen nur Standorte mit bestehenden Gaskraftwerken und damit bestehender Infrastruktur in Frage.

Hinsichtlich der Speicherung sind sich alle Studien einig, dass der Bedarf an Speichermöglichkeiten zukünftig stark zunehmen wird. Wasserstoff wird also „on top“ bestehender Stromspeicher wie z.B. Pumpspeichersysteme kommen und diese nicht ersetzen. Zudem bleibt zu klären, welche Arten der Speicherung sinnvollerweise über Wasserstoff abgedeckt werden und wo es Alternativen gibt.

Schmidt et al. [91] berechnen die „Levelized Cost of Electricity Storage“ für neun unterschiedliche Speicherkategorien, u.a. Pumpspeicher, Druckluftspeicher Lithion-Ionen-Batterien oder auch Superkondensatoren. Bei den untersuchten 12 Anwendungsgebieten wird sich Wasserstoff demnach nur im Bereich der saisonalen Speicherung dauerhaft durchsetzen (siehe Abbildung 19).



**Abbildung 19:** Technologien mit den geringsten Levelized Cost of Storage für 12 Anwendungsgebiete [91]

Eine ähnliche Einschätzung ergibt sich auch aus der Studie von Frontier Economics [1], in der der saisonalen Speicherung von EE-Strom von Sommer in den Winter mit entsprechender Rückverstromung eine hohe Bedeutung beigemessen wird (siehe auch Abbildung 15).

#### 4.5.5 Gebäudesektor

Die Raumwärme im Gebäudesektor wird in der öffentlichen Wahrnehmung und auch teilweise im politischen Diskurs als ein möglicher Anwendungsfall von grünem Was-

serstoff gesehen. In der European Hydrogen Roadmap [12] wird der Raumwärme ein Bedarf an grünem Wasserstoff bis 2050 ein Anteil von ca. 25 % des Gesamtbedarfs zugeschrieben, wobei vom Einsatz reinen Wasserstoffs statt Blending ausgegangen wird. Die Vorteile werden wie folgt zusammengefasst:

- Komplette Elektrifizierung benötigt zu hohen Zubau an elektrischer Erzeugungskapazität und das Problem der Saisonalität bleibt bestehen.
- Grünes Gas kann in allen Gebäuden verwendet werden (90 % der Emissionen kommen von Häusern die älter als 25 Jahre sind).
- Infrastruktur, Know-how und Gesetzgebung bereits vorhanden und schnell anpassbar. 40 % aller Haushalte heizen mit Gas, weswegen eine schnelle Implementierung möglich ist.

Trotz dieser technisch unbestrittenen Vorteile gehen die weiteren Studien meist davon aus, dass Wasserstoff im Gebäudesektor keine Anwendung findet, da sich hier a) häufig alternative Lösungen wie Wärmepumpen oder biomassebasierte Heizsysteme realisieren lassen und da b) Wasserstoff als knappe Ressource nur dort eingesetzt werden soll, wo seine Hochwertigkeit auch benötigt wird. Matthes et al. [23] zeigen dass die durchschnittlichen Wärmegestehungskosten von Wärmepumpen sowohl für unsanierte, teilsanierte wie auch für sanierte Gebäude um bis zu 5 Cent/kWh günstiger sind als die eines Wasserstoff-Kessels.

Insgesamt wird auch in den Strategien der Mitgliedsstaaten nicht mit dem mittelfristigen Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor gerechnet (siehe hierzu z.B. die Nationale Wasserstoffstrategie Deutschland [5] bzw. das Regierungsprogramm Österreichs [29]). Eine Ausnahme bildet dabei der Einsatz von Wasserstoff in der Fernwärmeerzeugung [23], der durchaus ein Anteil zugesprochen wird. Heimelektrolyseure zum autarken Betrieb von Wohngebäuden werden hingegen in den Studien nicht thematisiert.

Hinsichtlich des Einsatzes von Wasserstoff im Gebäudebereich in Österreich bleibt abzuwarten, wie sich die angekündigte Österreichische Wasserstoffstrategie zu diesem Thema positioniert.

#### **4.5.6 Mobilität**

Der Sektor Mobilität ist in nahezu allen Studien der Sektor, der als erstes einen dezierten Bedarf an Wasserstoff hat der zusätzlich zur bestehenden Nutzung aus Kapitel 4.5.2 kommt. Die European Hydrogen Roadmap [12] sieht eine Nutzung insbesondere in Brennstoffzellen oder synthetischen Kraftstoffen für den Schwerverkehr und für lange Distanzen. Folgende Vorteile werden in der Studie genannt:

- LKWs sind ab ca. 100 km Reichweite wirtschaftlicher als batterieelektrische LKWs
- Wasserstoff-LKW kann 15 mal schneller geladen werden als batterieelektrischer LKW
- Ladeinfrastruktur ist 10-15 Mal kleiner und erzeugt Flexibilität statt Lastspitzen

Eine Studie von Transport & Environment [92] kommt für die Dekarbonisierung des Lkw-Fernverkehrs in Deutschland hingegen zu dem Schluss, dass „unter den heutigen

Annahmen, den zu erwartenden Marktentwicklungen und den absehbaren technologischen Kostenstänkungen batterieelektrische Fernverkehrs-Lkw und Oberleitungs-Lkw höchstwahrscheinlich der kostenwirksamste Weg sein wird, um den allergrößten Teil der heutigen dieselbetriebenen Fahrzeugflotte zu ersetzen“ [92]. Es wird aber auch darauf hingewiesen, dass Wasserstoff-Lkws durchaus gewisse Vorteile haben können, z.B. für Reichweiten größer 1200 km, für Schwerlast- und Spezialtransporte oder auch bei Synergieeffekten mit der Seeschifffahrt und der Zu- und Abfuhr von Gütern (Drayage-Operationen). Zuletzt weist die Studie auch darauf hin, dass sich die in den nächsten Jahren ergebenden Skaleneffekte stark auf die Wettbewerbsfähigkeit der Technologien auswirken wird. Batterieelektrischen Fahrzeugen wird hierbei aus dem Automobilbereich eine „selbstverstärkende Dynamik“ vorhergesagt. Sollte beim Wasserstoff jedoch ebenfalls ein ambitioniertes Szenario für die Erzeugung und die Nutzung ergeben, wonach es derzeit in der europäischen Klimapolitik aussieht, wären auch hier ähnliche Effekte möglich. Auch Matthes et al. [23] legen dar, dass die Entwicklung von Brennstoffzellen-Nutzfahrzeugen derzeit weniger weit fortgeschritten sind als die der elektrischen Nutzfahrzeuge. Hier bleibt es abzuwarten, wie sich der durch wenige Akteure geprägte Markt kurz- bis mittelfristig entwickelt.

Obwohl es bereits Wasserstoff-LKWs auf dem Markt erhältlich sind, ist die Technologie noch immer Gegenstand umfangreicher Forschungen, die in Österreich insbesondere von der AVL List GmbH durchgeführt werden [93].

Die oben genannten Vorteile von Wasserstoff-LKWs liegen auch den Plänen des Fördervereins H<sub>2</sub> Mobilität Schweiz zu Grunde. In der Schweiz gibt es derzeit sieben Wasserstofftankstellen. Bis 2023 soll ein flächendeckendes Netz aus kostendeckend betriebenen Wasserstofftankstellen auf Basis von erneuerbaren Energien entstehen. Wie bereits erwähnt sieht der Verein auch Pkws mit Wasserstoffantrieben als wichtigen Baustein der zukünftigen Mobilität. Die European Hydrogen Roadmap [12] geht jedoch nicht von einer Umstellung auf private Wasserstoffautos aus. Stattdessen wird die Zukunft des Wasserstoffs in Fahrzeugflotten und auch bei Taxis gesehen. Für den Bahnsektor gehen alle Studien davon aus, dass es lediglich zu geringen Anteilen an Wasserstoff kommen wird, da die Elektrifizierung hier schon weit fortgeschritten und auch weiterhin einfacher umzusetzen sein wird.

Auch die europäische Gesetzgebung beeinflusst die Rolle von Wasserstoff im Sektor Mobilität enorm. Die Clean Vehicle Directive („Richtlinie über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge“, [94]) sieht vor, dass der Anteil sauberer leichter Nutzfahrzeuge bis Ende 2025 auf 38,5 % ausgebaut wird und dieser Wert bis 2030 gehalten werden kann. Für den Anteil bei schweren Nutzfahrzeugen ist ein Zielwert von 10 % bis Ende 2025 und ein Zielwert von 15 % bis Ende 2030 vorgesehen. Bei Bussen will die EU größtenteils auf emissionsarme Antriebe umsteigen mit Zielwerten von 45 % und 65 % (bis Ende 2025 bzw. bis Ende 2030).

Zuletzt könnte auch eine Ausweitung des Emissionshandels dazu führen, dass Wasserstoff attraktiv für den Sektor Mobilität wird. Erste Berechnungen für den eingeführten nationalen Emissionshandel in Deutschland zeigen eine Erhöhung des Dieselpreises um 17,6 Cent/Liter bei einer 2025 geplanten CO<sub>2</sub> Abgabe von 55 € pro Tonne CO<sub>2</sub> [95].

Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, dass wasserstoffbetriebene PkWs neben den dominierenden Elektrofahrzeugen maximal in Nischenbereichen eine Anwendung finden werden (siehe z.B. Matthes et al. [23]).

## 5 Zusammenfassung

Das Ziel der vorliegenden Studie war eine nüchterne Betrachtung der Chancen, Potenziale und Herausforderungen von Wasserstoff in zukünftigen Energiesystemen mit einem speziellen Fokus auf die Rahmenbedingungen in Vorarlberg. Hierzu wurden vorliegende Studien und Roadmaps für Europa sowie nationale Strategien des DACH-Raums ausgewertet. Zudem wurden Aktivitäten auf Bundesländerebene ausgewertet, einzelne Forschungs- und Demonstrationsprojekte betrachtet und Strategien von Energieversorgern in Österreich analysiert. Die Studie basiert dabei auf frei verfügbaren Studien, Regierungsprogrammen, Pressemitteilungen und wissenschaftlichen Publikationen. Es wurde stets die Erzeugung, die Speicherung und Verteilung sowie die Nutzung von Wasserstoff betrachtet. Die wichtigsten Erkenntnisse können wie folgt zusammengefasst werden:

- Wasserstoff ist im Vergleich zum Anfang der 2000er Jahre kein Hype-Thema mehr, das von einzelnen Regionen stark vorangetrieben wird. Stattdessen ist Wasserstoff mittlerweile fest in der Europäischen Klimapolitik als einzig möglicher Weg einer vollständigen Dekarbonisierung bis 2050 verankert. Alle Mitgliedsstaaten der EU werden diesen Weg mitgehen (müssen), einzelne Staaten und Regionen wollen Early-Adopter sein um a) größere Summen an Fördergeldern zu akquirieren und/oder b) sich einen Wettbewerbsvorteil, sei es technologisch oder strategisch, zu sichern.
- Obwohl die absoluten Zahlen für die Erzeugung, den Bedarf oder auch die Speicherkapazität teilweise noch stark differieren, sind sich alle Studien einig, dass bereits 2030 ein enormer Bedarf an grünem Wasserstoff nötig ist um die Klimaziele zu erreichen. Daher ist davon auszugehen, dass die sich in den letzten Jahren entwickelte Dynamik weiter zunimmt und es zu wichtigen strategischen Entscheidungen und enormen Investitionsprogrammen kommen wird. Allein Deutschland hat 2021 mehr als 8 Milliarden € für über 60 Wasserstoffprojekte im Rahmen der International Projects of Common European Interest (IPCEI) der EU investiert.
- Der flächendeckende Einsatz von Wasserstoff wird die Nachfrage nach erneuerbarem Strom drastisch erhöhen und es ist derzeit nicht klar, wo die zusätzlichen Mengen produziert werden sollen.
- Alle Studien gehen davon aus, dass Wasserstoff im DACH-Raum kurz- und mittelfristig ein knappes und damit teures Gut bleiben wird. Selbst bis 2050 wird davon ausgegangen, dass ca. 2/3 des Wasserstoffs in diesen Regionen importiert werden müssen, sei es aus anderen europäischen Ländern und dabei hauptsächlich aus Offshore-Windparks oder aus der MENA-Region. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass der Großteil des zukünftigen grünen Wasserstoffs zentral erzeugt wird. Die Vision der vollständig dezentralen Wasserstoffwirtschaft wird sich technisch und auch wirtschaftlich nicht umsetzen lassen.
- Da die verfügbaren Mengen an Wasserstoff zu gering sind, um alle technisch möglichen Anwendungssektoren zu bedienen, ist eine klare Fokussierung der zukünftigen Nutzung nötig. Dabei muss darauf geachtet werden, dass insbesondere jede Sektoren bedient werden, in denen keine Elektrifizierung möglich ist

bzw. auch sonst keine klimaneutralen Alternativen zur Verfügung stehen. Der Großteil der Studien sieht die Schwerpunkte kurz- und mittelfristig in der Stahl- und Grundstoffindustrie, in Raffinerien, dem Schwerlastverkehr und teilweise bei Wasserstoff-Bussen. Langfristig soll Wasserstoff ab 2040 auch eine tragende Rolle bei der flexiblen Stromerzeugung in KWK-Anlagen zum Ausgleich der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung spielen sowie als flüssiger synthetischer Kraftstoff zu einem klimaneutralen Flugverkehr führen.

- Der Einsatz von Wasserstoff in der Raumwärme wird zwar von der European Hydrogen Roadmap als Nutzungsszenario aufgenommen, wird jedoch im Großteil der weiteren Studien als nicht zielführend erachtet. Für den Sektor Pkw gibt es lediglich einzelne Aktivitäten, hier erscheint die nahezu vollständige Umstellung auf Elektromobilität das wahrscheinlichste Szenario zu sein. Die häufig in den Medien genannte Idee, dass batterieelektrische Fahrzeuge nur eine „Brückentechnologie“ auf dem Weg zum Wasserstoff-Auto sind, kann damit aus den vorliegenden Studien nicht abgeleitet werden.
- Die Speicherung von Wasserstoff wird mit hoher Wahrscheinlichkeit in bestehenden Salzkavernen, Aquifer-Speichern oder erschöpften Gasfeldern erfolgen. Die in Europa verfügbaren Kapazitäten sind hierzu ausreichend, weswegen in den Szenarien für die Speicherung lediglich geringe Kosten hinterlegt sind. Eine dezentrale Speicherung wird nur in geringem Maße notwendig bzw. wirtschaftlich umsetzbar sein.
- Die Verteilung von Wasserstoff wird über ein europäisches Wasserstoffnetz erfolgen, das teilweise auf bestehenden Erdgasleitungen basiert. Wie stark dieses zukünftige System vermascht sein wird, wird auch durch die zukünftige Nutzung von Wasserstoff entschieden werden. Das wahrscheinlichste Szenario ist ein starkes Verteilnetz für den länderübergreifenden Handel sowie lokal ausgebaute Verteilnetze in Regionen mit erhöhtem Bedarf.
- Derzeit gibt es keine kostendeckenden Wasserstoffprojekte im DACH-Raum, da insbesondere das Geschäftsmodell auf der Nutzungsseite fehlt. Alle größeren Vorhaben sind daher noch stark subventioniert um die Lücke zwischen dem derzeitigen Erdgaspreis und den Herstellungskosten für Wasserstoff (mindestens Faktor 5, teilweise sogar mehr) zu schließen. Es ist aber ein klarer Wille der Politik zu erkennen, diese Lücke für die nächsten Jahre durch Investitionszuschüsse und sonstige Förderungen zu schließen.

Zuletzt soll noch einmal auf die in der Einleitung genannten Fragenstellungen eingegangen werden.

1. *Wann wird Wasserstoff als Energieträger, Energiespeicher oder Grundstoff flächendeckend benötigt? In fünf Jahren, in ein bis zwei Jahrzehnten oder erst nach 2040?*

Grüner Wasserstoff könnte bereits jetzt in vielen Branchen grauen Wasserstoff ersetzen und damit zur Erreichung der Klimaziele beitragen, es fehlt jedoch in ganz Europa an entsprechenden Elektrolysekapazitäten und Kapazitäten an erneuerbarem Strom. Bis 2030 sollen erste größere Anlagen installiert sein und die

Investitionen hierzu beginnen sich derzeit dynamisch zu entwickeln. Grundsätzlich wird in Europa auch bis 2050 mehr Wasserstoff benötigt, als erzeugt werden kann sodass Importe nötig sein werden.

2. *Wo kann Wasserstoff technisch und auch wirtschaftlich als erstes eingesetzt werden und wo sollte dauerhaft eine Nutzung von Wasserstoff ausgeschlossen werden?*

Wasserstoff wird als erstes dort eingesetzt werden, wo Alternativen fehlen bzw. wo derzeit grauer Wasserstoff verwendet wird: in der Stahl- und Grundstoffindustrie, in Raffinerien und vermutlich im Schwerlastverkehr bzw. bei Bussen. Die Raumwärme sowie den Pkw-Bereich schließen viele Studien als zukünftige Nutzungsmöglichkeit aus.

Sollen die gleichen Fragestellungen für Vorarlberg beantwortet werden, so ergibt sich folgendes Bild:

1. *Wann wird Wasserstoff als Energieträger, Energiespeicher oder Grundstoff in Vorarlberg flächendeckend benötigt? In fünf Jahren, in ein bis zwei Jahrzehnten oder erst nach 2040?*

Vorarlberg wird bis mindestens 2040 nicht an das entstehende europäische Wasserstoffnetz angebunden sein und ist daher darauf angewiesen, Wasserstoff für bestimmte Zwecke in Vorarlberg zu produzieren und zu nutzen. Eine Speicherung und Rückverstromung ist in Vorarlberg aus energietechnischer und wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, da entsprechende Speichermöglichkeiten in Salzkavernen fehlen. Für jegliche Nutzung in Vorarlberg ist zu beachten, dass die ausgeufene Stromautonomie der Landesregierung durch den Einsatz von Wasserstoff schwieriger zu erreichen ist.

2. *Wo kann Wasserstoff technisch und auch wirtschaftlich in Vorarlberg als erstes eingesetzt werden und wo sollte dauerhaft eine Nutzung von Wasserstoff ausgeschlossen werden?*

Vorarlberg hat keine klassischen Abnehmer von Wasserstoff in der Industrie, wie stahlerzeugende Betriebe, chemische Industrie und/oder Raffinerien. Stattdessen liegt eine Chance in der Nutzung von Wasserstoff im Schwerlastverkehr bzw., gerade auf Grund der Topologie Vorarlbergs, in Wasserstoff-Bussen. Ausgeschlossen werden kann mit hoher Wahrscheinlichkeit die Nutzung von Wasserstoff in Pkws bzw. auch in der Raumwärme.

Abschließend bleibt zu sagen, dass Wasserstoff allein nicht ausreichend sein wird, die Klimaziele zu erreichen. Wir brauchen weiterhin einen starken Ausbau der erneuerbaren, effizienzsteigernde Maßnahmen in allen Bereichen und gerade im Mobilitätsbereich auch eine Verlagerung auf emissionsarme Mobilitätskonzepte. Wasserstoff als das Allheilmittel zu sehen, sodass ansonsten nichts geändert werden muss, ist wissenschaftlich mehrfach nachgewiesen der falsche bzw. ein nicht gangbarer Weg.

## Literatur

- [1] frontier economics. *Grundlage für die Positionierung zu Wasserstoff - Bericht für OesterreichsEnergie*. Techn. Ber. frontier economics, März 2021, S. 1–81.
- [2] Falko Ueckerdt, Christian Bauer, Alois Dirnmaier, Jordan Overall, Romain Sacchi und Gunnar Luderer. „Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation“. en. In: *Nature Climate Change* 11.5 (Mai 2021), S. 384–393. ISSN: 1758-678X, 1758-6798. DOI: 10.1038/s41558-021-01032-7. URL: <http://www.nature.com/articles/s41558-021-01032-7> (besucht am 24.08.2021).
- [3] Johannes Töpler und Jochen Lehmann, Hrsg. *Wasserstoff und Brennstoffzelle: Technologien und Marktperspektiven*. de. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. ISBN: 978-3-662-53360-4. DOI: 10.1007/978-3-662-53360-4. URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-662-53360-4> (besucht am 01.05.2021).
- [4] Michael Sterner und Ingo Stadler, Hrsg. *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. ger. 2., korrigierte und ergänzte Auflage. Berlin: Springer Vieweg, 2017. ISBN: 978-3-662-48892-8.
- [5] Deutscher Bundestag. *Nationale Wasserstoffstrategie*. Techn. Ber. Drucksache 19/20363. Berlin: Deutscher Bundestag, Juni 2020, S. 1–32.
- [6] Peter Bauhofer, Andreas Burger, Rupert Ebenbiler, Norbert Gleirscher, Andreas Hertl, Alexandra Medwedeff und Stephan Oblasser. *Wasserstoff-Strategie Tirol 2030*. Techn. Ber. Innsbruck, Jan. 2020.
- [7] Europäisches Parlament. *RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. Dez. 2018.
- [8] International Energy Agency. *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*. Techn. Ber. Paris: International Energy Agency – IEA, Juni 2019, S. 1–203.
- [9] EIWInsights. *Wasserstoff - Zentraler Baustein der Energiewende*. Techn. Ber. 01/2021. Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, Juli 2021, S. 1–34.
- [10] Bundesnetzagentur. *Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandsaufnahme*. Techn. Ber. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Juli 2020, S. 1–98.
- [11] Gert Müller-Syring, Marco Henel, Wolfgang Köppel, Herwig Mlaker, Michael Sterner und Thomas Höcher. *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. Techn. Ber. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Feb. 2013, S. 1–350.
- [12] Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking. *Hydrogen roadmap Europe: a sustainable pathway for the European energy transition*. eng. LU: Publications Office, 2019. URL: <https://data.europa.eu/doi/10.2843/341510> (besucht am 21.05.2021).

- [13] Stefan Schütz und Philipp Härtel. *Klimaschutz und regenerativ erzeugte chemische Energieträger – Infrastruktur und Systemanpassung zur Versorgung mit regenerativen chemischen Energieträgern aus in- und ausländischen regenerativen Energien*. Techn. Ber. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, Feb. 2016, S. 1–310.
- [14] Jürgen Streitner. *Wasserstoffstrategie für Österreich*. Webinar. online, Okt. 2020.
- [15] Statistik Austria. *Vorläufige Energiebilanz Österreich 2020*. URL: [https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html) (besucht am 18.08.2021).
- [16] International Energy Agency. *Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells*. Techn. Ber. France: International Energy Agency, 2015, S. 1–81.
- [17] Europäische Kommission. *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Communication COM(2020) 301 final. Brüssel: Europäische Kommission, Juli 2020, S. 1–24.
- [18] C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter. *Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland*. Techn. Ber. Karlsruhe und Freiburg: Fraunhofer ISE und ISI, Okt. 2019, S. 1–51.
- [19] Bundesregierung Deutschland. *Ein neuer Aufbruch für Europa; Eine neue Dynamik für Deutschland; Ein neuer Zusammenhalt für unser Land - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD*. Techn. Ber. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2018, S. 1–175.
- [20] Tagesschau. *Acht Milliarden für Wasserstoff*. Mai 2021. URL: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/wasserstoffprojekte-foerderung-101.html> (besucht am 24.08.2021).
- [21] BMWi. *„Wir wollen bei Wasserstofftechnologien Nummer 1 in der Welt werden“: BMWi und BMVI bringen 62 Wasserstoff-Großprojekte auf den Weg*. Mai 2021. URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/05/20210528-bmw-und-bmvi-bringen-wasserstoff-grossprojekte-auf-den-weg.html> (besucht am 24.08.2021).
- [22] BMWi. *IPCEI-Standortkarte*. Mai 2021. URL: [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/I/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=6) (besucht am 24.08.2021).
- [23] Felix Matthes, Sibylle Braungardt, Veit Bürger. *Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland*. Techn. Ber. Berlin: Öko-Institut e.V., Mai 2021, S. 1–235.
- [24] Tanja Lütolf, Philipp Bruggmann und Christoph Ospelt. *Potential für den Energieträger Wasserstoff in Liechtenstein*. Techn. Ber. Vaduz: Lenum AG, Aug. 2017.
- [25] Förderverein H2 Mobilität Schweiz. *Zweck des Vereins*. URL: <https://h2mobilitaet.ch/verein/zweck/> (besucht am 18.05.2021).
- [26] h2energy. *Dank grünem Wasserstoff wird in der Schweiz die Kopplung der Sektoren Strom und Mobilität wirtschaftliche Realität*. Okt. 2019. URL: <https://h2energy.ch/2019/10/01/dank-gru%cc%88nem-wasserstoff-wird-in-der-schweiz-die-kopplung-der-sektoren-strom-und-mobilita%cc%88t-wirtschaftliche-realita%cc%88t/>.

- [27] Prognos AG, INFRAS AG, TEP Energy GmbH und Ecoplan AG. *Energieperspektiven 2050+*. Kurzbericht. Bern, Nov. 2020, S. 1–110.
- [28] gazenergie. *Nur mit Wasserstoff lassen sich die Klimaziele erreichen*. Techn. Ber. Zürich: gazenergie.
- [29] Bundesregierung Österreich. *Aus Verantwortung für Österreich - Regierungsprogramm 2020-2024*. Techn. Ber. Wien: Bundesregierung Österreich, 2020, S. 1–232.
- [30] e-mobil BW GmbH. *Potenziale der Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Industrie in Baden-Württemberg*. Techn. Ber. Feb. 2020, S. 1–150.
- [31] Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg Ministerium für Umwelt. *Wasserstoff-Roadmap Baden-Württemberg*. Techn. Ber. Stuttgart: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2020, S. 1–34.
- [32] CDU Baden-Württemberg Bündnis 90/Die Grünen. *Jetzt für Morgen - der Erneuerungsvertrag für Baden-Württemberg*. Techn. Ber. Bündnis 90/Die Grünen, CDU Baden-Württemberg, Mai 2021, S. 1–162.
- [33] Landesentwicklung und Energie Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft. *Bayerische Wasserstoffstrategie*. Techn. Ber. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, Mai 2020, S. 1–36.
- [34] Bayerische Landesregierung. *Für ein bürgernahes Bayern: menschlich, nachhaltig, modern - Koalitionsvertrag für die Legislaturperiode 2018-2023*. Techn. Ber. München: Bayerische Landesregierung, 2018.
- [35] Vorarlberger Landesregierung. *Strategie Energieautonomie+ 2030*. Techn. Ber. Bregenz, Apr. 2021.
- [36] Christof Drexel. *HyLiving - Saisonale Energiespeicherung im Wohnbau*. Techn. Ber. Bregenz, Dez. 2020, S. 1–51.
- [37] Christof Drexel. *Wasserstoff in der Vorarlberger Industrie - Heutige und zukünftige Anwendungsgebiete*. Deutsch. Techn. Ber. Bregenz: drexelreduziert, Apr. 2021, S. 1–18. URL: [https://www.drexelreduziert.at/XooWebKit/bin/download.php/40ddc\\_72c8a6a71d/Bericht%20Wasserstoff%20in%20der%20Vorarlberger%20Industrie.pdf](https://www.drexelreduziert.at/XooWebKit/bin/download.php/40ddc_72c8a6a71d/Bericht%20Wasserstoff%20in%20der%20Vorarlberger%20Industrie.pdf) (besucht am 04.06.2021).
- [38] Redaktion APA. *Konrad Bergmeister wird Tirols Wasserstoff-Strategie*. Jan. 2020. URL: <https://www.dolomitenstadt.at/2020/01/31/konrad-bergmeister-wird-tirols-wasserstoff-strategie/> (besucht am 24.08.2021).
- [39] MPREIS. *MPREIS investiert in zukunftsweisende Wasserstofftechnologie*. März 2000. URL: <https://www.mpreis.at/sp/presse/pressemitteilung-wasserstofftechnologie-investition> (besucht am 20.05.2021).
- [40] Amt der Steiermärkischen Landesregierung. *Klima- und Energiestrategie Steiermark 2030: Aktionsplan 2019-2021*. Techn. Ber. Graz: Das Land Steiermark, Aug. 2019, S. 1–140.
- [41] Amt der NÖ Landesregierung. *NÖ KLIMA- UND ENERGIEFAHRPLAN 2020 bis 2030*. Techn. Ber. St. Pölten: NÖ Landesregierung, Juni 2019, S. 1–60. (Besucht am 18.05.2021).

- [42] Amt der Oberösterreichischen Landesregierung. *Energie Leitregion OÖ 2050 - die Energiestrategie Oberösterreichs*. Techn. Ber. Linz, 2017.
- [43] Peter Felsbach. *H2FUTURE: Weltweit größte „grüne“ Wasserstoffpilotanlage erfolgreich in Betrieb gegangen*. Nov. 2019. URL: <https://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2019-11-11-h2future-weltweit-groesste-gruene-wasserstoffpilotanlage-erfolgreich-in-betrieb-gegangen/> (besucht am 24.08.2021).
- [44] Verena Pichler. *Kärntner Wasserstoff-Strategie - Grüner Wasserstoff soll in Kärnten doppelt genutzt werden*. Juli 2020. URL: [https://www.meinbezirk.at/kaernten/c-politik/gruener-wasserstoff-soll-in-kaernten-doppelt-genutzt-werden\\_a4166643](https://www.meinbezirk.at/kaernten/c-politik/gruener-wasserstoff-soll-in-kaernten-doppelt-genutzt-werden_a4166643) (besucht am 18.05.2021).
- [45] Amt der Salzburger Landesregierung. *Masterplan Klima+Energie 2030*. Techn. Ber. Salzburg, März 2021.
- [46] Energie Burgenland. *Innovationen für die Stromzukunft 2030 - Erneuerbare Energie im Fokus*. 2021. URL: <https://www.energieburgenland.at/unternehmen/presse/mediathek/presseaussendungen/innovationen-fuer-die-stromzukunft-2030-erneuerbare-energie-im-fokus.html> (besucht am 18.05.2021).
- [47] Kurier. *Energie Burgenland will in Österreich zur grünen Nummer Eins werden*. Jan. 2021. URL: <https://kurier.at/wirtschaft/energie-burgenland-will-in-oesterreich-zur-gruenen-nummer-eins-werden/401156304> (besucht am 18.05.2021).
- [48] Manfred Schietz. *Energie der Sonne über das Erdgasnetz nutzen*. Dez. 2012. URL: [https://www.ots.at/presseaussendung/OTS\\_20121212\\_OTS0121/energie-der-sonne-ueber-das-erdgasnetz-nutzen-bild](https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20121212_OTS0121/energie-der-sonne-ueber-das-erdgasnetz-nutzen-bild) (besucht am 24.08.2021).
- [49] Amt der Steiermärkischen Landesregierung. *Energie Steiermark plant eine Milliarde Euro für Ausbau von Netzen und Ökostrom*. Juli 2020. URL: <https://www.politik.steiermark.at/cms/beitrag/12786936/70169934/> (besucht am 18.05.2021).
- [50] OMV. *OMV und Kommunalkredit investieren in die Produktion von grünem Wasserstoff*. Feb. 2021. URL: <https://www.omv.com/de/news/210215-omv-und-kommunalkredit-investieren-in-die-produktion-von-gruenem-wasserstoff> (besucht am 18.05.2021).
- [51] OMV. *Startschuss für „H2Accelerate“: Beteiligte Unternehmen wollen emissionsfreien Wasserstoff-Lkw gemeinsam zum Durchbruch verhelfen*. Dez. 2020. URL: <https://www.omv.com/de/news/201215-startschuss-fuer-h2accelerate-beteiligte-unternehmen-wollen-emissionsfreien-wasserstoff-lkw-gemeinsam-zum-durchbruch-verhelfen> (besucht am 18.05.2021).
- [52] OMV. *OMV und Post unterzeichnen Absichtserklärung für grünen Wasserstoff im Schwerlastverkehr*. Feb. 2021. URL: <https://www.omv.com/de/news/210224-omv-und-post-unterzeichnen-absichtserklaerung-fuer-gruenen-wasserstoff-im-schwerlastverkehr> (besucht am 18.05.2021).

- [53] OMV. *Lafarge, OMV, VERBUND und Borealis starten eine sektorübergreifende Zusammenarbeit für die Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> im großindustriellen Maßstab*. Juni 2020. URL: <https://www.omv.com/de/news/200624-lafarge-omv-verbund-und-borealis-starten-eine-sektoruebergreifende-zusammenarbeit-fuer-die-abscheidung-und-nutzung-von-co2-im-grossindustriellen-masstab> (besucht am 24.08.2021).
- [54] Kurt Nadeje. *Strategien des regionalen Energieunternehmens*. Salzburg, Sep. 2019.
- [55] Verbund AG. *Grüner Wasserstoff trägt enormes Zukunftspotenzial*. URL: <https://www.verbund.com/de-at/geschaeftskunden/industrie/gruener-wasserstoff> (besucht am 20.05.2021).
- [56] Martin Brunner. *Grüner Wasserstoff trägt enormes Zukunftspotenzial*. 2021. URL: <https://www.verbund.com/de-at/geschaeftskunden/industrie/gruener-wasserstoff> (besucht am 24.08.2021).
- [57] Verbund AG. *Green Hydrogen Blue Danube*. Nov. 2020. URL: <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/11/17/greenhydrogenbluedanube> (besucht am 20.05.2021).
- [58] Verbund AG. *VERBUND erwirbt den 51 % Anteil der OMV an Gas Connect Austria*. Sep. 2020. URL: <https://www.verbund.com/de-de/ueber-verbund/news-presse/presse/2020/09/23/verbund-erwirbt-anteil-omv-gas-connect-austria> (besucht am 20.05.2021).
- [59] Wien Energie AG. *Wiener Wasserstoff*. 2021. URL: <https://positionen.wienenergie.at/projekte/mobilitaet/wiener-wasserstoff/> (besucht am 24.08.2021).
- [60] Arthur Dornburg und Carolin Wiegand. *HyAllgäu - wirtschaftliche und regionale Gewinnung von grünem Wasserstoff*. Machbarkeitsstudie. Berg: bluemove consulting GmbH, 2021.
- [61] Werner E. Mehr, Silvan Lemberger und Korbinian Federl. *HyAllgäu - wissenschaftliche Begleitung des Projektes*. Techn. Ber. Kempten: Hochschule Kempten, Juli 2021, S. 1–140.
- [62] Landkreis Oberallgäu. *Wasserstoffzukunftsregion HyAllgäu*. URL: <https://www.allgaeu-klimaschutz.de/wasserstoffzukunftsregion-allgaeu.html>.
- [63] Daniel Kneringer. *Fronius eröffnet erste grüne Wasserstoff-Betankungsanlage Österreichs*. URL: <https://www.fronius.com/de/infocenter/press/solhub> (besucht am 28.06.2021).
- [64] Siemens Energy. *Hydrogen Solutions - Your partner for sustainable hydrogen generation*. URL: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/renewable-energy/hydrogen-solutions.html> (besucht am 28.06.2021).
- [65] Erik Wolf und Rainer Saliger. *Herausforderungen für Windparkbetreiber und Chancen durch Power to Gas*. Potsdam, Nov. 2019.
- [66] Anke Rieß-Fähnrich. *Unterstützung auf breiter Front: Interessengemeinschaft H<sub>2</sub>Fichtelgebirge gründet sich*. Juni 2021. URL: <https://www.wasserstoff.uni-bayreuth.de/pool/dokumente/PM-Gruendung-Interessengemeinschaft-H2Fichtelgebirge.pdf> (besucht am 28.06.2021).

- [67] Sandra Enkhardt. *Hydrogen Lab Leuna soll Markthochlauf von grünem Wasserstoff beschleunigen*. Mai 2021. URL: <https://www.pv-magazine.de/2021/05/21/hydrogen-lab-leuna-soll-markthochlauf-von-gruenem-wasserstoff-beschleunigen/> (besucht am 28.06.2021).
- [68] RAG. *Underground Sun Conversion – Flexible Storage: Eine nachhaltige Speicherlösung für ein erneuerbares Energiesystem der Zukunft*. Jan. 2021. URL: <https://www.underground-sun-conversion.at/flexstore/presse/publikationen/presse/details/article/underground-sun-conversion-flexible-storage-eine-nachhaltige-speicherloesung-fuer-ein-erneuerbares-energiesystem-der-zukunft> (besucht am 28.06.2021).
- [69] Bundesministerium Finanzen. *Österreichischer Aufbau- und Resilienzplan 2020-2026*. Techn. Ber. Wien, Apr. 2021, S. 1–78.
- [70] Bundesregierung Österreich. *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz –EAG)*. März 2021.
- [71] Navigant Netherlands B.V. *GAS FOR CLIMATE - The optimal role for gas in a net-zero emissions energy system*. Techn. Ber. Utrecht, März 2019, S. 1–236.
- [72] Deutscher Bundestag. *Kosten der Produktion von Wasserstoff*. Techn. Ber. WD 5 - 3000 - 029/20. Berlin: WD 5: Wirtschaft und Verkehr, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, Apr. 2020.
- [73] Frank Graf, Manuel Götz, Marco Henel, Tanja Schaaf und Robert Tichler. *Technoökonomische Studie von Power-to-Gas-Konzepten*. Abschlussbericht. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Nov. 2014, S. 1–287.
- [74] Carolin Schenuit, Reemt Heuke und Jan Paschke. *Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen*. Techn. Ber. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, Juni 2016, S. 1–111.
- [75] Alain Le Duigou, Anne-Gaëlle Bader, Jean-Christophe Lanoix und Lionel Nadau. „Relevance and costs of large scale underground hydrogen storage in France“. en. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 42.36 (Sep. 2017), S. 22987–23003. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.06.239. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319917326824> (besucht am 19.06.2021).
- [76] Jaro Jens, Anthony Wang, Kees van der Leun, Daan Peters und Maud Buseman. *Extending the European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 21 Countries*. Techn. Ber. Utrecht, Holland: Guidehouse, Apr. 2021, S. 1–32.
- [77] APG. *Installierte Kraftwerksleistung*. Feb. 2021. URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung> (besucht am 03.09.2021).
- [78] Martin Baumann, Karin Fazeni-Fraisl, Thomas Kienberger, Peter Nagovnak, Günter Pauritsch, Daniel Rosenfeld, Christoph Sejkora und Robert Tichler. *Erneuerbares Gas in Österreich 2040 - Quantitative Abschätzung von Nachfrage und Angebot*. Techn. Ber. Wien, Juni 2021, S. 1–94.

- [79] Statistik Austria. *Installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Österreich nach Bundesland im Jahr 2019*. Okt. 2020. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1021229/umfrage/installierte-leistung-der-erneuerbaren-energien-in-oesterreich-nach-bundesland/> (besucht am 18.08.2021).
- [80] Wulf Rohwedder. *Wasserstoff statt Erdgas aus der Pipeline?* Juli 2021. URL: <https://www.tagesschau.de/faktenfinder/wasserstoff-pipeline-ukraine-101.html>.
- [81] Martin Polansky. *Hoffen auf das Wundergas*. Feb. 2021. URL: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/technologie/wasserstoff-strategie-energie-101.html> (besucht am 24.08.2021).
- [82] gazenergie. *Gas in Zahlen 2018*. Techn. Ber. Zürich: Verband der Schweizerischen Gasindustrie, Okt. 2018, S. 1–10.
- [83] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. *Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 - Konsultation*. Techn. Ber. Berlin, Mai 2020, S. 1–177.
- [84] Jekaterina Boening und Carsten Rolle. *Eine Industrie-Roadmap für den Einsatz klimafreundlicher Gase*. Techn. Ber. Berlin: Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), Juli 2019, S. 1–31.
- [85] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. „Das zukünftige Wasserstoffnetz aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB)“. In: *gwf Gas+Energie* 11-12 (Dez. 2020), S. 42–44. ISSN: 2366-9594.
- [86] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. *Von der Vision zur Umsetzung: Das H2-Startnetz 2030*. Techn. Ber. Berlin, Mai 2020, S. 1–2.
- [87] Dilara Gulcin Caglayan, Nikolaus Weber, Heidi U. Heinrichs, Jochen Linßen, Martin Robinius, Peter A. Kukla und Detlef Stolten. „Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe“. en. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.11 (Feb. 2020), S. 6793–6805. ISSN: 03603199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360319919347299> (besucht am 19.06.2021).
- [88] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. *Hydrogen Roadmap Europe - A sustainable pathway for the European energy transition*. Keynote. Feb. 2019.
- [89] Markus Bareit. *Was läuft beim BFE zum Thema Wasserstoff*. Nov. 2000. URL: <https://www.strom.ch/de/nachrichten/was-laeuft-beim-bfe-zum-thema-wasserstoff> (besucht am 18.05.2021).
- [90] Erneuerbare Energie Österreich. *Wasserstoff - Sinnvolle und widersinnige Anwendungsgebiete*. Aug. 2021. URL: <https://www.erneuerbare-energie.at/energiefakten/2021/8/11/wasserstoff-sinnvolle-und-widersinnige-anwendungsgebiete>.
- [91] Oliver Schmidt, Sylvain Melchior, Adam Hawkes und Iain Staffell. „Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies“. en. In: *Joule* 3.1 (Jan. 2019), S. 81–100. ISSN: 25424351. DOI: 10.1016/j.joule.2018.12.008. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S254243511830583X> (besucht am 19.06.2021).

- [92] Transport & Environment. *Die Dekarbonisierung des Lkw-Fernverkehrs in Deutschland. Ein Vergleich der verfügbaren Antriebstechnologien und ihrer Kosten*. Techn. Ber. Brüssel, Belgien, 2021, S. 1–112.
- [93] Klima- und Energiefonds. *HyTruck – Wasserstoff statt Diesel*. URL: <https://energieforschung.at/presseaussendungen/hytruck-wasserstoff-statt-diesel/> (besucht am 24. 08. 2021).
- [94] Europäisches Parlament. *RICHTLINIE (EU) 2019/1161 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge*. Juni 2019.
- [95] energie-experten.org. *CO2-Abgabe: So teuer werden Öl- und Gasheizungen 2021*. Nov. 2020. URL: <https://www.energie-experten.org/news/co2-abgabe-so-teuer-werden-oel-und-gasheizungen-2021> (besucht am 02. 09. 2021).