

CLIMATE CHANGE

09/2023

**Abschlussbericht**

# Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz

**von:**

Jakob Wachsmuth, Vicki Duscha, Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Stella Oberle, Ulrike Herrmann, Marieke Graf, Benjamin Pfluger

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Karlsruhe

Mona Sorayaei, Frederik Brandes, Stefan Gehrman, Janosch Rommelfanger

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW e.V.

Volkan Isik, Wolfgang Köppel, Maximilian Heneka, Asif Zubair, Louis Vayas

Forschungsstelle des DVGW am Engler-Bunte-Institut des KIT

**Herausgeber:**

Umweltbundesamt



CLIMATE CHANGE 09/2023

Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für  
Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und  
Verbraucherschutz

Forschungskennzahl 3720 43 503 0  
FB000975

Abschlussbericht

# **Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz**

von

Jakob Wachsmuth, Vicki Duscha, Martin Wietschel

Fraunhofer-Institut für System- und  
Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Stella Oberle, Ulrike Herrmann, Marieke Graf, Benjamin  
Pfluger

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und  
Geothermie IEG, Karlsruhe

Mona Sorayaei, Frederik Brandes, Stefan Gehrman,  
Janosch Rommelfanger

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches DVGW e.V.

Volkan Isik, Wolfgang Köppel, Maximilian Heneka, Asif  
Zubair, Louis Vayas


Forschungsstelle des DVGW am Engler-Bunte-Institut des KIT


Im Auftrag des Umweltbundesamtes

## Impressum

### Herausgeber

Umweltbundesamt  
Wörlitzer Platz 1  
06844 Dessau-Roßlau  
Tel: +49 340-2103-0  
Fax: +49 340-2103-2285  
[buergerservice@uba.de](mailto:buergerservice@uba.de)  
Internet: [www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

 [umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

### Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI  
Breslauer Str. 48  
76139 Karlsruhe

### Abschlussdatum:

Oktober 2022

### Redaktion:

Fachgebiet V 1.2 Strategien und Szenarien zu Klimaschutz und Energie  
Katja Purr

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

**Kurzbeschreibung: Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz**

Mit der Revision des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 hat sich Deutschland u. a. verbindlich das langfristige Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 treibhausgasneutral zu werden. Dies bedeutet, dass die Nutzung von fossilen Energieträgern vollständig zu vermeiden ist, insbesondere durch ein Ausschöpfen von Energieeffizienzpotenzialen und einen vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energiequellen. Diesbezüglich hat sich ein weitgehender Konsens entwickelt, dass eine THG-neutrale Energieversorgung, selbst im Fall von einem hohen Maß an Elektrifizierung, Effizienz, Flexibilität, Speicherung und Sektorkopplung, ergänzend auf THG-neutrale gasförmige Energieträger angewiesen sein wird. Es stellt sich daher die Frage, ob bezüglich der Nutzung von erneuerbaren Gasen bestimmte Pfade zu bevorzugen sind und wie das Ausphasen von fossilem Erdgas und die künftige Nutzung erneuerbarer Gase gestaltet werden kann.

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie die Gasinfrastruktur und ihre Entwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung beleuchtet sowie strategische Leitplanken für erforderliche infrastrukturelle Weichenstellungen für gasförmige Energieträger entwickelt. Ziel dieser Studie ist es, in kompakter Form einen Eindruck des Übergangs von Erdgas- zur Wasserstoffinfrastrukturen zu vermitteln. Dabei werden die wesentlichen Meilensteine, Hemmnisse, regulatorischen und technischen Anpassungsbedarfe im Verlauf des Transformationspfades dargestellt, unter Berücksichtigung der Anwendungsbreite von Wasserstoff und des Zeitpunkts des aufkommenden Wasserstoffbedarfs.

**Abstract: Transformation of the gas infrastructure for climate protection**

With the revision of the Climate Protection Act in 2021, Germany has, among other things, set the binding long-term target of becoming greenhouse gas neutral by 2045. This means that the use of fossil fuels is to be completely avoided, in particular by exploiting energy efficiency potentials and a complete switch to renewable energy sources. In this respect, a broad consensus has developed that a GHG-neutral energy supply, even in the case of a high degree of electrification, efficiency, flexibility, storage and sector coupling, will additionally rely on GHG-neutral gaseous energy carriers. The question therefore arises whether certain paths with regard to the use of renewable gases are preferable and how the phasing out of fossil natural gas and the future use of renewable gases can be shaped.

Against this background, this study examines the gas infrastructure and the options for its development within the framework of the German government's energy and climate protection targets, and develops strategic guidelines for the necessary infrastructural course-setting for gaseous energy carriers. The aim of this study is to give an overview of the transformation from natural gas to hydrogen infrastructures in a compact form. In doing so, the main milestones, obstacles, regulatory and technical adaptation requirements in the course of the transformation pathway are presented, taking into account the application range of hydrogen and the timing of the arising hydrogen demand.

## Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	11
Tabellenverzeichnis.....	15
Abkürzungsverzeichnis.....	17
Zusammenfassung.....	20
Summary.....	30
1 Einführung.....	40
2 Entwicklung der deutschen Gasinfrastrukturen im europäischen Kontext.....	43
2.1 Methodischer Rahmen.....	43
2.2 Gastransportleitung – Erdgas/Methan.....	44
2.2.1 Deutschland.....	44
2.2.1.1 IST-Stand.....	44
2.2.1.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	46
2.2.2 Norwegen.....	51
2.2.2.1 IST-Stand.....	51
2.2.2.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	53
2.2.3 Niederlande.....	55
2.2.3.1 IST-Stand.....	55
2.2.3.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	57
2.2.4 Frankreich.....	58
2.2.4.1 IST-Stand.....	58
2.2.4.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	60
2.2.5 Italien.....	61
2.2.5.1 IST-Stand.....	61
2.2.5.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	62
2.2.6 Russland.....	63
2.2.6.1 IST-Stand.....	63
2.2.6.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne.....	65
2.2.7 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer Erdgasinfrastruktur in Deutschland.....	66
2.2.8 Schlussfolgerungen.....	69
2.3 Wasserstoffinfrastruktur.....	70
2.3.1 IST-Stand.....	70
2.3.2 Planungen und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne und Wasserstoffstrategien.....	71

2.3.2.1	Deutschland .....	76
2.3.2.2	Niederlande .....	79
2.3.2.3	Frankreich .....	81
2.3.2.4	Norwegen .....	83
2.3.2.5	Russland.....	83
2.3.2.6	Italien .....	84
2.3.3	Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer leitungsgebundenen Wasserstoff- Infrastruktur in Deutschland.....	85
2.4	LNG-Infrastruktur .....	89
2.4.1	Planungen im Rahmen der Netzentwicklungspläne und Strategien der Länder.....	91
2.4.1.1	Deutschland .....	91
2.4.1.2	Europa.....	93
2.4.2	Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland.....	94
2.5	Zusammenfassung .....	97
3	Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in Dekarbonisierungsszenarien .....	99
3.1	Methodischer Rahmen.....	99
3.2	Spannbreiten der Nachfrageentwicklung nach Gas.....	100
3.2.1	Inländische Verbräuche gasförmiger Energieträger im Jahr 2018 .....	100
3.2.2	Entwicklung der Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien erstellt im Auftrag des Bundes .....	101
3.2.2.1	BMWi Langfristszenarien 2021 - LFS3 .....	101
3.2.2.2	RESCUE - Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität.....	102
3.2.2.3	Sektorale Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien entwickelt im Auftrag des Bundes .....	102
3.2.3	Entwicklung der Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien in weiteren verfügbaren Studien .....	109
3.2.3.1	DVGW - Roadmap Gas .....	110
3.2.3.2	BDI-Szenarien.....	112
3.2.3.3	dena-Leitstudie Integrierte Energiewende.....	113
3.2.4	Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in in aktuellen Studien zur THG-Neutralität.....	114
3.3	Zusammenfassung .....	116
4	Umnutzungsmöglichkeiten der Gasinfrastrukturen.....	119
4.1	Methodischer Rahmen.....	119
4.2	Ist-Zustand Gasnetz in Deutschland.....	119
4.2.1	Aufbau Gastransportnetz.....	119

4.2.2	Aufbau Gasverteilnetz .....	122
4.2.3	Hausinstallation .....	127
4.2.4	Regelwerk .....	129
4.2.5	Akteur*innen .....	130
4.2.5.1	Erdgasförrergesellschaften, Biogasanlagenbetreiber*innen, Power-to-Gas-Anlagenbetreiber*innen.....	131
4.2.5.2	Gasspeicherbetreiber*innen .....	131
4.2.5.3	Gashändler*innen und Gaslieferant*innen.....	133
4.2.5.4	Netzbetreiber*innen .....	135
4.2.5.5	Letztverbraucher*innen .....	137
4.3	Umnutzung des Gasnetzes auf Wasserstoff .....	140
4.3.1	Materialien – Wasserstoffverträglichkeit .....	140
4.3.2	Hausinstallation .....	143
4.3.3	Regelwerk .....	143
4.3.4	Umstellung, Vorgehen Umwidmung .....	144
4.3.5	Akteur*innen .....	146
4.3.5.1	Wasserstoffherzeugung.....	147
4.3.5.2	Wasserstoffspeicherbetreiber*innen.....	147
4.3.5.3	Wasserstoffhandel.....	148
4.3.5.4	Wasserstoffnetzbetreiber*innen.....	149
4.3.5.5	Letztverbraucher*innen .....	150
4.3.5.6	Regelwerke und Normung.....	150
4.3.6	Zusammenfassung .....	151
4.4	Umnutzung des Gasnetzes auf CO <sub>2</sub> .....	152
4.4.1	Materialien – CO <sub>2</sub> -Verträglichkeit.....	152
4.4.2	Umstellung, Vorgehen Umwidmung .....	153
4.4.3	Akteur*innen .....	154
4.4.3.1	Abscheidung .....	155
4.4.3.2	Speicherung .....	155
4.4.3.3	Handel.....	156
4.4.3.4	Netzbetreiber*innen .....	157
4.4.3.5	Letztverbraucher*innen .....	157
4.4.4	Zusammenfassung .....	157
4.5	Nutzung des Gasnetzes als Leerrohre bzw. im Parallelbetrieb.....	158



4.5.1	Materialien.....	159
4.5.2	Hausinstallation .....	159
4.5.3	Regelwerk .....	159
4.5.4	Umstellung, Vorgehen Umwidmung .....	160
4.5.5	Akteur*innen .....	161
4.5.5.1	Angebot .....	162
4.5.5.2	Handel.....	162
4.5.5.3	Nachfrage.....	163
4.5.6	Zusammenfassung .....	163
4.6	Schlussfolgerungen .....	164
5	Kosten von Gasinfrastrukturanpassungen (AP 4).....	170
5.1	Methodischer Rahmen.....	170
5.2	Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur.....	170
5.2.1	Die verschiedenen Entwicklungspfade von der Erdgas- zur Wasserstoffinfrastruktur ..	172
5.2.2	Kostenbestandteile und Kostenannahmen in der Literatur .....	176
5.2.3	Kosten der verschiedenen Entwicklungspfade .....	182
5.3	Kosten des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur und ihrer Umrüstung auf Wasserstoff.....	187
5.3.1	Wichtige Komponenten der LNG-Infrastruktur .....	188
5.3.1.1	LNG-Importterminal .....	188
5.3.1.2	LNG-Tankstellen.....	190
5.3.1.3	LNG-Verflüssigung .....	191
5.3.2	Umrüstung der LNG-Infrastruktur .....	192
5.3.2.1	Umrüstung der LNG-Infrastruktur auf LH <sub>2</sub> .....	192
5.3.2.2	Umrüstung der LNG-Infrastruktur auf Ammoniak.....	192
5.3.3	Kostenannahmen zu Infrastrukturaufbau und -umrüstung in der Literatur für verschiedenen Entwicklungspfade .....	194
5.3.3.1	Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Versorgung verbleibender Gasbedarfe.....	194
5.3.3.2	Umbau einer LNG-Infrastruktur auf LH <sub>2</sub> .....	194
5.3.3.3	Umbau einer LNG-Infrastruktur auf Ammoniak .....	195
5.4	Schlussfolgerungen .....	197
5.4.1	Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur .....	197
5.4.2	Kosten des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur und ihrer Umrüstung auf Wasserstoff ....	198
6	Regulatorische Rahmenbedingungen .....	200
6.1	Analyse des Transformationsaufwands in Bezug auf Planungs- und Genehmigungsverfahren für Infrastrukturen .....	200

6.1.1	Aufwand des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur im Fernleitungsnetzbereich .....	200
6.1.2	Aufwand der Umstellung einer Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Fernleitungsnetzbereich .....	202
6.1.3	Aufwand des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur sowie der Umstellung einer Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Verteilnetzbereich .....	203
6.2	Finanzierung des Aufbaus und Betriebs von H <sub>2</sub> -Infrastrukturen .....	204
7	Roadmaps für den Übergang von Erdgas- zur Wasserstoffinfrastrukturen .....	207
7.1	Begrifflichkeiten .....	208
7.2	Anwendungsbereich 1: Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien .....	210
7.3	Anwendungsbereich 2: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor .....	220
7.4	Anwendungsbereich 3: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und in weiteren Industrien.....	223
8	Fazit in Bezug auf zentrale Weichenstellungen.....	231
9	Literatur .....	233
A	Treiber-Hemmnisse-Listen für Multi-Impuls-Modelle der Nutzung, des Ausbaus und Aufbaus von Gasinfrastrukturen in Deutschland .....	253
B	Übersicht über die verschiedenen Entwicklungspfade in der betrachteten Literatur.....	274
B.1	Wasserstoffnetzlängen und Wasserstoffnachfragen in den betrachteten Studien .....	278
B.2	Kostenannahmen für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Gasleitungen	280
B.3	Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Verdichtern .....	285
B.4	Investitionen in das Wasserstoffnetz und Betriebskosten in den betrachteten Studien ...	287
B.5	Kostenannahmen für Endanwendungen .....	291

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Meilensteine und Hemmnisse für den H <sub>2</sub> -Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien und der Stromerzeugung.....	28
Abbildung 2	Meilensteine und Hemmnisse für den H <sub>2</sub> -Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr, Gebäuden und über alle Industrien hinweg.....	29
Abbildung 3	Betrachtete Erdgasexport-/Importländer und europäische Gastransportnetz (große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt) .....	44
Abbildung 4	H-Gas Transportnetz (links) und L-Gas Transportnetz (rechts) in Deutschland.....	45
Abbildung 5	Erdgas-Importe nach Deutschland per Pipeline (2019) .....	45
Abbildung 6	Gasbedarf nach NEP-Szenario I & Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert.....	48
Abbildung 7	Veränderung der Kapazität des H-Gas-Bedarfs.....	51
Abbildung 8	Transportnetz für Norwegen und einige Importländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt) .....	52
Abbildung 9	Erdgas-Exporte von Norwegen durch Pipelines (2019).....	53
Abbildung 10	Langfristige Projektionen der norwegischen Gasproduktion...	54
Abbildung 11	Transportnetz für Niederlande und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt) .....	56
Abbildung 12	Erdgashandelsbewegungen Niederlande.....	57
Abbildung 13	Transportnetz für Frankreich und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt) .....	59
Abbildung 14	Erdgas-Importe nach Frankreich durch Pipelines (2019) .....	60
Abbildung 15	Transportnetz für Italien und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt) .....	61
Abbildung 16	Erdgas-Importe nach Italien durch Pipelines (2019) .....	62
Abbildung 17	Wichtige geplante Projekte für das Gastransportnetz in Italien.....	62
Abbildung 18	Erdgas-Exporte von Russland durch Pipelines (2019) .....	65
Abbildung 19	Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer Erdgasinfrastruktur in Deutschland.....	68
Abbildung 20	Industrie-Cluster mit Wasserstoffnetzen in Deutschland .....	71
Abbildung 21	Geplanter Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes bis 2030.....	74
Abbildung 22	Geplanter Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes bis 2040.....	75

Abbildung 23	Planungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für den Aufbau eines öffentlichen Wasserstoffnetzes bis 2025 bzw. 2030.....	77
Abbildung 24	Vorhandene Netzinfrastruktur in Belgien, Niederlanden und Frankreich.....	80
Abbildung 25	Geplantes Wasserstoff-Backbone-Netz in den Niederlanden..	81
Abbildung 26	Geplantes Wasserstoff-Backbone-Netz in Frankreich 2040.....	82
Abbildung 27	Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland.....	88
Abbildung 28	Entwicklung der LNG-Importe nach Import-Region in Mio. Tonnen LNG.....	90
Abbildung 29	LNG-Importe nach Europa nach Exportland (2019).....	90
Abbildung 30	Large-Scale LNG-Terminals in der EU-27 und Großbritannien.	93
Abbildung 31	Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland.....	96
Abbildung 32	Inländischer Verbrauch an Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) und biogenen Gasen (Biogas, Klärgas) im Jahr 2018 gemäß AG Energiebilanzen.....	101
Abbildung 33	Gasbedarf (einschließlich nicht lokal erzeugtem E-Wasserstoff) nach Sektoren in verschiedenen vom Bund beauftragten Dekarbonisierungsszenarien.....	103
Abbildung 34	Gasbedarf in den vom Bund beauftragten Dekarbonisierungsszenarien nach Gasen.....	104
Abbildung 35	Endenergiebedarf in Gebäuden in den verschiedenen Szenarien.....	105
Abbildung 36	Endenergiebedarf im Verkehr in den verschiedenen Szenarien.....	106
Abbildung 37	Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Umwandlungssektor.....	107
Abbildung 38	Endenergiebedarf und Energiebedarfe für die energetische und stoffliche Nutzung in der Industrie in den verschiedenen Szenarien.....	109
Abbildung 39	Bedarf an gasförmigen Energieträgern in verschiedenen Dekarbonisierungsszenarien anderer Auftraggeber*innen ...	110
Abbildung 40	Gasbedarf in verschiedenen Dekarbonisierungsszenarien nach Gasen.....	111
Abbildung 41	Wasserstoffbedarf nach Sektoren in aktuellen Dekarbonisierungsszenarien.....	116
Abbildung 42	Vereinfachte Skizze des Gastransportnetzes.....	120
Abbildung 43	Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen (Stand: 2019).....	121
Abbildung 44	Struktur des Gastransportnetzes nach Durchmesser, Werkstoff, Wanddicke und Umhüllung (Stand: 2015).....	122

Abbildung 45	Vereinfachte Skizze des Gasverteilnetzes .....	123
Abbildung 46	Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen (Stand: 2019) .....	124
Abbildung 47	Struktur des Verteilnetzes nach Durchmesser, Werkstoff und Baujahr für maximale Betriebsdrücke (MOP) $\leq$ 16 bar (Stand: 2015).....	125
Abbildung 48	Struktur des Verteilnetzes nach Durchmesser und Werkstoff für maximale Betriebsdrücke (MOP) $>$ 16 bar (Stand: 2015) .	126
Abbildung 49	Verteilernetzbetreiber*innen nach Gasnetzlänge laut Umfrage VNB Gas (Stand: 31. Dezember 2019) .....	127
Abbildung 50	Schematische Darstellung der Bauelemente einer Hausinstallation im Einfamilienhaus .....	128
Abbildung 51	Das deutsche Gastransportnetz (Stand: Februar 2017) .....	133
Abbildung 52	Die verschiedenen Netzbetriebsmodelle .....	136
Abbildung 53	Endenergienachfrage 2019 in Deutschland aufgeteilt nach Anwendungsbereichen und Energieträger.....	137
Abbildung 54	Übersicht der Wasserstoffszenarien in der Literatur .....	173
Abbildung 55	Wasserstoffnachfrage in TWh in Deutschland in 2050* .....	174
Abbildung 56	Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von Wasserstoffleitungen im Transportnetz* .....	177
Abbildung 57	Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von Wasserstoffleitungen im Verteilnetz* .....	178
Abbildung 58	Kostenannahmen in der Literatur für die Umrüstung von Gasleitungen auf Wasserstoff im Transportnetz* .....	179
Abbildung 59	Kostenannahmen in der Literatur für die Umrüstung von Gasleitungen im Verteilnetz* .....	180
Abbildung 60	Fahrzeugkosten in der Literatur .....	182
Abbildung 61	Investitionen in den verschiedenen Studien in das Wasserstoff-Transportnetz* .....	183
Abbildung 62	Investitionen in den verschiedenen Studien in das Wasserstoff-Verteilnetz* .....	185
Abbildung 63	Gesamtinvestitionen in den verschiedenen Studien in die Wasserstoffinfrastruktur* .....	186
Abbildung 64	Wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals.....	189
Abbildung 65	Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Neubauprojekte im Fernleitungsnetzbereich.....	202
Abbildung 66	Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Umstellungsprojekte im Fernleitungsnetzbereich .....	203
Abbildung 67	Meilensteine und Hemmnisse für den H <sub>2</sub> -Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien und der Stromerzeugung.....	219

Abbildung 68      Meilensteine und Hemmnisse für den H<sub>2</sub>-Umbau von  
Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr,  
Gebäuden und über alle Industrien hinweg.....230

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gasverteilnetz...23
Tabelle 2	Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gastransportnetz.....24
Tabelle 3	Einige geplante Projekte in Deutschland.....48
Tabelle 4	Hauptgasleitungen von Russland nach Europa .....64
Tabelle 5	Überblick über geplante Erzeugungsleistungen, existierende Wasserstoffpipelines und erste Vorüberlegungen zum Ausbau von Wasserstoffnetzen in Europa (Stand 2021).....72
Tabelle 6	Überblick über gesetzliche Neuregelungen zu den Themen Wasserstoffproduktion, -transport und -nachfrage (Stand 2021).....79
Tabelle 7	Geplante LNG-Terminals in Deutschland (Stand Oktober 2022).....92
Tabelle 8	Regasifizierungskapazität (Mrd. m <sup>3</sup> /a) von geplanten LNG- Terminals in EU-2827 + Vereinigtes Königreich8Großbritannien.....93
Tabelle 9	Übersicht der Wasserstoffstrategien .....97
Tabelle 10	Anzahl der Ausspeisepunkte in Bezug unterschiedliche Druckstufen (Stand: 2019).....124
Tabelle 11	Akteur*innen und deren Aufgabenbereiche im Gasmarkt entlang der Wertschöpfungskette .....131
Tabelle 12	Ausspeisemengen in 2019 nach Kategorien der Letztverbraucher*innen .....138
Tabelle 13	Übersicht verschiedener Industriebranchen, deren alternative Gasnutzung und deren Alternativen zu gasbasierten Technologien .....139
Tabelle 14	Akteur*innen und deren Aufgabenbereiche bei der Nutzung der Gasinfrastruktur für den Wasserstofftransport entlang der Wertschöpfungskette .....146
Tabelle 15	Akteur*innen und deren Aufgabenbereiche bei der Nutzung der Gasinfrastruktur für den CO <sub>2</sub> -Transport entlang der Wertschöpfungskette .....154
Tabelle 16	Akteur*innen bei der Alternativen Nutzung von Leerrohren entlang der Wertschöpfungskette .....161
Tabelle 17	Zusammenfassung der Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gasverteilnetz.....166
Tabelle 18	Zusammenfassung der Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gastransportnetz.....167
Tabelle 19	Zusammenfassung der Akteur*innen der verschiedenen alternativen Nutzungsmöglichkeiten des Gasnetzes .....169
Tabelle 20	Übersicht über die betrachtete Literatur .....171
Tabelle 21	Netzlängen der verschiedenen Studien .....175

Tabelle 22	Annahmen der Kosten für den Neubau und die Umrüstung von Verdichtern.....	181
Tabelle 23	Gesamtinvestitionen in Mrd. € in die verschiedenen Endanwendungsbereichen .....	187
Tabelle 24	Wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals.....	188
Tabelle 25	Wichtige Komponenten für LNG-Tankstelle.....	190
Tabelle 26	Wichtige Komponenten für LNG-Verflüssigungsanlage .....	191
Tabelle 27	Anteil der Kosten für die wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals.....	194
Tabelle 28	Kosten für den LH <sub>2</sub> -Speichertank.....	195
Tabelle 29	Auswirkung der Umrüstungskosten auf CAPEX für bereits bestehende LNG-Terminals und Ammoniak-taugliche LNG-Terminals .....	196
Tabelle 30	Kosten für NH <sub>3</sub> -Speichertanks aus der Literatur .....	196
Tabelle 31	Investitionskosten für Ammoniakspaltungsanlage aus der Literatur .....	197
Tabelle 32	Fallkonstellationen für das Planfeststellungsverfahren .....	201
Tabelle 33	Treiber-Hemmnisse-Liste für Multi-Impuls-Modell des Ausbaus und Nutzung einer Methantransportinfrastruktur in Deutschland.....	253
Tabelle 34	Einflussfaktoren für den allgemeinen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft .....	258
Tabelle 35	Einflussfaktoren für den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur .....	261
Tabelle 36	Treiber-Hemmnisse-Liste für Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland .....	266
Tabelle 37	Übersicht über die Entwicklungspfade in der betrachteten Literatur .....	274
Tabelle 38	Wasserstoffnetzlängen und Wasserstoffnachfragen in den betrachteten Studien.....	278
Tabelle 39	Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Gasleitungen .....	280
Tabelle 40	Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Verdichtern .....	285
Tabelle 41	Investitionen in das Wasserstoffnetz und Betriebskosten in den betrachteten Studien.....	287
Tabelle 42:	Kostenannahmen für Endanwendungen in der Literatur.....	291



## Abkürzungsverzeichnis

<b>ACER</b>	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
<b>AIB</b>	Association of Issuing Bodies
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>ASME</b>	American Society of Mechanical Engineers
<b>BDH</b>	Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie
<b>BHKW</b>	Blockheizkraftwerk
<b>BMU</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
<b>BMUB</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
<b>BMWi</b>	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
<b>BMWK</b>	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Klimaschutz
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur
<b>BV Glas</b>	Bundesverband Glasindustrie e.V., Düsseldorf
<b>CAPEX</b>	Investitionen
<b>CCS</b>	Carbon Capture and Storage
<b>CCU</b>	Carbon Capture and Utilization
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CNG</b>	Compressed Natural Gas
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>DAC</b>	Direct Air Capture
<b>Dekra</b>	Deutscher Kraftfahrzeug-Überwachungs-Verein
<b>Destatis</b>	Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
<b>DIN</b>	Deutsches Institut für Normung
<b>DMV</b>	Deutscher Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband
<b>DVGW</b>	Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs
<b>e.V.</b>	Eingetragenen Verein
<b>EEX</b>	European Energy Exchange
<b>EM</b>	Ethylmercaptan
<b>EN</b>	Europäische Norm
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas
<b>ENTSO-G</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz
<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery
<b>ETS</b>	Emission Trading System
<b>FNB</b>	Fernleitungsnetzbetreiber
<b>FSRU</b>	Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung
<b>FVV</b>	Forschungsvereinigung für Verbrennungskraftmaschinen e.V.
<b>ggü.</b>	gegenüber
<b>GHD</b>	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
<b>GR</b>	Gas-Druckregelgerät
<b>GS</b>	Gasströmungswächter
<b>GSD</b>	Gassteckdose
<b>GTP</b>	Gasnetzgebietstransformationsplan
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff

<b>H<sub>2</sub>S</b>	Schwefelwasserstoff
<b>HAE</b>	Hauptabsperreinrichtung
<b>H-Gas</b>	Höherkalorisches Erdgas
<b>hPa</b>	Hectopascal (1 hPa = 100 Pa)
<b>IEA</b>	Internationale Energieagentur
<b>INES</b>	Initiative Erdgasspeicher
<b>IPCEI</b>	Important Projects of Common European Interest
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization
<b>ITO</b>	Independent Transmission Operator
<b>KKS</b>	Kathodischer Korrosionsschutz
<b>km</b>	Kilometer
<b>KSpG</b>	Kohlendioxid-Speichergesetz
<b>LBST</b>	Ludwig-Bölkow-Systemtechnik
<b>L-Gas</b>	Niederkalorisches Erdgas
<b>LH<sub>2</sub></b>	Wasserstoff flüssig
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas
<b>LOHC</b>	Liquid organic hydrogen carriers
<b>mm</b>	Millimeter
<b>MOP</b>	Maximale Betriebsdruck (Maximum operating pressure)
<b>Mrd</b>	Milliarden
<b>Mt</b>	Megatonnen (Millionen Tonnen)
<b>NCG</b>	NetConnect Germany
<b>NEP</b>	Netzentwicklungsplan
<b>NH<sub>4</sub></b>	Ammoniak
<b>NRW</b>	Nordrhein-Westfalen
<b>OGE</b>	Open Grid Europe
<b>OPEX</b>	Betriebskosten
<b>OTC</b>	Over the counter
<b>Pa</b>	Pascal
<b>PE</b>	Polyethylene
<b>PEM</b>	Proton Exchange Membrane oder Polymer Electrolyte Membrane
<b>ppm</b>	Parts per million
<b>PtG</b>	Power-to-Gas
<b>PVC</b>	Polyvinylchlorid
<b>RLM</b>	Registrierter Leistungsmessung
<b>TAE</b>	Thermisch Auslösende Absperreinrichtung
<b>TBM</b>	Tertiäres Butylmerkaptan
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>THT</b>	Tetrahydrothiophen
<b>TKG</b>	Telekommunikationsgesetz
<b>TNB</b>	Transportnetzbetreiber*innen
<b>TRGI</b>	Technischer Regel für Gasinstallationen
<b>TÜV</b>	Technischen Überwachungsvereine
<b>TWh</b>	Terrawattstunden (Milliarden Wattstunden)
<b>TYNDP</b>	Ten-Year Network Development Plan

<b>UBA</b>	Umweltbundesamt, Dessau
<b>UNECE</b>	The United Nations Economic Commission for Europe
<b>v. H.</b>	Von Hundert
<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber
<b>Vol. %</b>	Volumen Prozent
<b>WasserstoffNEV</b>	Wasserstoffnetzentgeltverordnung

## Zusammenfassung

Mit der Revision des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 hat sich Deutschland u. a. verbindlich das langfristige Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 THG-neutral zu werden, also alle Emissionen von Treibhausgasen (THG) soweit möglich zu vermeiden und die unvermeidlichen Emissionen durch entsprechende THG-Senken auszugleichen. Dies bedeutet, dass die Nutzung von fossilen Energieträgern vollständig zu vermeiden ist, insbesondere durch ein Ausschöpfen von Energieeffizienzpotenzialen und einen vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energiequellen.

Eine besondere Bedeutung kommt dabei der direktelektrischen, weil effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom zu, zumal diese hohe Potenziale aufweist und über Sektorkopplung in einem breiten Anwendungsfeld genutzt werden kann. Darüber hinaus hat sich in den letzten Jahren in der wissenschaftlichen Debatte ein weitgehender Konsens entwickelt, dass eine THG-neutrale Energieversorgung, selbst im Fall von einem hohen Maß an Elektrifizierung, Effizienz, Flexibilität, Speicherung und Sektorkopplung, ergänzend auf THG-neutrale gasförmige Energieträger angewiesen sein wird, wie u.a. in Wachsmuth et al. (2019) und Stiftung Klimaneutralität et al. (2022) aufgezeigt wurde. Dabei ist jedoch noch eine Reihe sehr unterschiedlicher Strategien und Pfade denkbar, sowohl was den Umfang der Nutzung an sich, als auch die Art bzw. Anteile der Energieträger in den verschiedenen Sektoren angeht. Es stellt sich daher die Frage, ob bezüglich der Nutzung von erneuerbaren Gasen bestimmte Pfade aus heutiger Sicht zu bevorzugen sind und wie das Ausphasen von fossilem Erdgas und die künftige Nutzung erneuerbarer Gase gestaltet werden kann.

Da der Gasbedarf in Deutschland bisher fast ausschließlich über Transport- und Verteilnetze bedient wird und für die Infrastrukturen Betriebs-, Instandhaltungs- und Modernisierungskosten anfallen, sind die zu erwartenden Gasmengen, die künftig durch die Netze geleitet werden, von entscheidender Bedeutung. Dabei spielt die Kapazitätsplanung auf der einen Seite eine Rolle, aber auch die Frage, ob bzw. wo die künftig durchgeleiteten Mengen überhaupt den rentablen Betrieb der Infrastrukturen erlauben. Aufgrund der hohen Infrastrukturfixkosten reichen geringe Gasabsatzmengen nicht aus, um die Infrastruktur kostendeckend zu betreiben. Dabei wird mittelfristig in vielen Studien mit einer deutlichen Verringerung der Nutzung von Erdgas gerechnet, insbesondere auf Verteilnetzebene. Es ist daher für die Planung der Infrastruktur von entscheidender Bedeutung, welche Mengen an gasförmigen Energieträgern künftig durch die Gasnetze geleitet werden und welche neuen technischen und planerischen Anforderungen, wie im Fall von Wasserstoff, an die Infrastruktur gestellt werden.

Weiterhin zeigt sich zunehmend, dass es auch international zu einer Transformation der Gasversorgung kommt. Die Erdgasförderung in den Hauptförderländern der EU geht zurück. Viele Länder in Europa streben einen Pfad hin zu einer Versorgung mit Wasserstoff an, wobei hier neben mittels erneuerbarem Strom hergestelltem grünem Wasserstoff auch emissionsarmer Wasserstoff auf Basis von Erdgas diskutiert wird. Der Import von Flüssigerdgas (LNG) als Alternative zum Pipelinetransport gewinnt auch in Europa zunehmend an Bedeutung. Langfristig können Länder mit günstigen erneuerbaren Potenzialen als Erzeuger von Wasserstoff in den Markt eintreten. All dies bedingt, dass ein sinnvoller Aufbau von LNG-Infrastruktur geprüft und die Gas-Fernleitungsnetze auf neue Importrouten und einen möglichen Import von Wasserstoff eingestellt werden müssen.

Als eine wichtige, noch nicht ausreichend adressierte Frage hat sich zudem herauskristallisiert, welche Rolle den bestehenden Gasinfrastrukturen in der Transformation zukommt, wie diese ggf. umzubauen und/oder zu ergänzen sind. Denn insbesondere eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff würde ganz neue Anforderungen an die Infrastrukturen selbst und an die daran angeschlossenen Endverbraucher\*innen stellen. Die Studie „Roadmap Gas für die

Energiewende“ (Wachsmuth et al. 2019) hat die sich ergebenden zentralen Herausforderungen herausgearbeitet und erste strategische Leitplanken für die künftige Ausgestaltung von Gasnutzung, Gasinfrastrukturen und Gasversorgung in Form dreier Roadmaps beschrieben. Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass es teilweise noch hohe Unsicherheiten gibt, einige Entwicklungen aber schon klar absehbar sind. So werden die Gasverteilnetze zumindest in einigen Regionen mit stark rückläufiger Nachfrage konfrontiert sein, sodass sich die Frage nach Stilllegung oder Umnutzung für andere Zwecke stellt. Während eine Umnutzung für Wasserstoff auf den höheren Netzebenen auf Grund parallel verlegter Leitungen praktikabel scheint, ergeben sich auf der untersten Netzebene wegen einfach verlegter Leitungen und einer hohen Anzahl umzustellender Endverbraucher\*innen große logistische Herausforderungen. Diese haben gewisse Ähnlichkeiten mit der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas, sind aber durch die heute vorhandene große Anzahl von Erdgasgeräten noch größer. Darüber hinaus benötigen kommunale Akteur\*innen Investitionssicherheit bzgl. der Frage, ob in den nächsten Jahren Wasserstoff aus dem Gasnetz verfügbar sein wird. Einen Teil dieser Pfadentscheidungen hat die Bundesregierung im Jahr 2020 mit der ressortübergreifenden Entwicklung ihrer nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020b) adressiert, die u. a. das Ziel, in Deutschland Wasserstoffinfrastrukturen aufzubauen, enthält. Auch der letzte, aktuell in Überarbeitung befindliche Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber greift ein entsprechendes Szenario auf (FNB Gas 2021a).

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Studie die Gasinfrastruktur und ihre Entwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung beleuchtet sowie strategische Leitplanken für erforderliche infrastrukturelle Weichenstellungen für gasförmige Energieträger entwickelt. Ziel dieser Studie ist es, in kompakter Form einen Eindruck des Übergangs von Erdgas- zur Wasserstoffinfrastrukturen zu vermitteln. Dabei werden die wesentlichen Meilensteine, Hemmnisse, regulatorischen und technischen Anpassungsbedarfe im Verlauf des Transformationspfades dargestellt, unter Berücksichtigung der Anwendungsbreite von Wasserstoff und des Zeitpunkts des Wasserstoffbedarfs. Diesbezüglich sollen die prinzipiell denkbaren Entwicklungen bis zum Jahr 2045 des Aufbaus einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur, des (Teil-)Umbaus der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff und der (Teil-)Stilllegung von Erdgasinfrastrukturen integriert betrachtet werden, wobei drei Anwendungsbereiche von Wasserstoff unterschieden werden:

- ▶ **Anwendungsbereich 1:** Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien, welche über den Großteil der Studien hinweg als erforderlich angesehen wird. (Stahl, Chemie, Raffinerien und Stromerzeugung)
- ▶ **Anwendungsbereich 2:** Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor, über welche aktuell wegen konkurrierender Konzepte noch Unsicherheit herrscht.
- ▶ **Anwendungsbereich 3:** Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und in weiteren Industrien, welche vor dem Hintergrund eventueller Einschränkungen bei der Verfügbarkeit und hoher Kosten von grünem und emissionsarmen Wasserstoff umstritten ist.

Es wird für alle drei Anwendungsbereiche kenntlich gemacht, bis wann bestimmte Weichen gestellt werden müssen, welche Entscheidungen dafür getroffen werden müssen sowie welche Akteur\*innen jeweils aktiv werden müssen. Dabei steht insbesondere in den optionalen Anwendungsbereichen ein Strategie- und Planungsprozess, der für den weiteren Verlauf den Rahmen setzt, ob und in welcher Art und Umfang eine Anwendung stattfindet.

Grundlage der Roadmap-Entwicklung waren eine Reihe von Analysen auf Basis bestehender Szenarien, weiterer Literatur und Befragung von Expert\*innen. Zunächst wurden die aktuellen Planungen für die Gasnetze in Deutschland und der EU sowie die dahinterliegenden Treiber ausgewertet (Kapitel 2). Bei der vergleichenden Betrachtung von Pipeline-Erdgas, LNG und Wasserstoff wird deutlich, dass die Rahmenbedingungen für die langfristigen Investitionen nicht ausreichend definiert und festgeschrieben sind. Dann wurden die bestehenden mit den Klimaschutzzielen verträglichen Szenarien von BMWK, UBA und weiteren Akteur\*innen hinsichtlich der Entwicklung der Bedarfe an den unterschiedlichen gasförmigen Energieträgern in den verschiedenen Sektoren ausgewertet (Kapitel 3). Auf Fernleitungsebene sind auf Basis der ausgewerteten Szenarien sowohl eine Weiternutzung im heutigen Umfang als auch eine weitgehende Umstellung auf Wasserstoff denkbar. Für die Verteilnetze zeigen die Szenarien, dass längerfristig von deutlich sinkender Auslastung mit noch unklarem Umfang auszugehen ist.

Im nächsten Schritt wurden die verschiedenen Umnutzungsoptionen für die Gasnetze im Rahmen einer umfangreicheren vertiefenden Analyse in Bezug auf ihre technische Machbarkeit und den jeweiligen zeitlichen, finanziellen und ökonomischen Aufwand untersucht (Kapitel 4). Die Ergebnisse sind für Gasverteil- und Gastransportnetz in Tabelle 1 bzw. Tabelle 2 zusammengefasst. Die Analyse hat ergeben, dass ausschließlich einer parallelen Weiternutzung für den Gastransport die Umnutzungsoptionen technisch grundsätzlich machbar sind. Insbesondere die Nutzung der Gasnetze zur Wasserstoffversorgung erscheint praktikabel, auch wenn eine Umstellung von Netzgebieten als zeitaufwendig anzusehen ist. Für eine Umnutzung zum CO<sub>2</sub>-Transport bzw. als Leerrohr scheinen die Unwägbarkeiten hingegen vergleichsweise höher. Anschließend wurden die verfügbaren Studien zu den Kosten des gesamten Transformationsprozesses vergleichend ausgewertet (Kapitel 5). Die Langfristsszenarien des BMWK zeigen, dass eine breite Anwendung von Wasserstoff in Gebäuden und über alle Industrien hinweg zu deutlichen Mehrkosten als ein Fokus auf ausgewählte Anwendungen im Industrie- und Verkehrssektor, für die keine Alternativen zur Wasserstoffnutzung bestehen, führt. Das deutlich umfangreichere Wasserstoffnetz verursacht dabei lediglich 0,3 % der gesamten Mehrkosten.

Auf Basis dieser Analysen wurde schließlich die Roadmap für die Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff erarbeitet, wofür in einem internen Expert\*innen-Workshop die zentralen Meilensteine und Hemmnisse identifiziert, diskutiert und in der Folge weiter ausgearbeitet wurden (Kapitel 7). Dabei wurde eine vertiefende Analyse der Planungs- und Genehmigungsverfahren (Kapitel 6) sowie eine Kurzauswertung von Vorschlägen zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastrukturen vorgenommen. Die Roadmap selbst setzt sich aus einer Reihe von Leitplanken für die politischen und sektoralen Rahmensetzungen zusammen, welche die Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff innerhalb des durch die Klimaschutzziele vorgegebenen Rahmens aufzeigen. Diese Leitplanken stellen Meilensteine und Gestaltungsoptionen in Bezug auf die Herausforderungen und Hemmnisse dar, die sich aus den Analysen ableiten. Die identifizierten Leitplanken werden je nach ihrer Rolle für den Transformationspfad der Gasinfrastrukturen in folgende vier Kategorien eingeteilt:

- ▶ *No-Regret-Leitplanken*: Diese zeigen Gestaltungsoptionen in Bezug auf Wasserstoffbedarfe auf, die in allen mit den Klimazielen verträglichen Szenarien relevant sind.
- ▶ *No-Lock-In-Leitplanken*: Diese beinhalten Gestaltungsoptionen, welche die Flexibilität für eine Ausweitung der Wasserstoffnutzung auf weitere Anwendungen gewährleisten.
- ▶ *Wegweiser-Leitplanken*: Diese beschreiben Pfadentscheidungsoptionen und Festlegungen, welche Umfang und Art der Transformation hin zu Wasserstoff festlegen.

- **Rollout-Leitplanken:** Diese beinhalten Anpassungsoptionen, die nur bei der Realisierung bestimmter Pfadentscheidungen und in dabei festgelegtem Umfang relevant werden.

**Tabelle 1** Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gasverteilnetz

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
Rohrmaterialien	geringer Aufwand**	geringer Aufwand**	geringer Aufwand*, **	geringer Aufwand*, **
Rohrkomponenten	geringer Aufwand**	hoher Aufwand**		Müssen umgangen werden, da sie sicherheitsrelevant sind*, **
Hausinstallation	geringer Aufwand**			
Regelwerk	geringer Aufwand** Großteil des Regelwerk existiert, Rest ist in Arbeit	Hoher Aufwand** Regelwerk Industrie muss überführt werden	Wenig Information im Regelwerk	Regelwerk lässt einen Parallelbetrieb nicht zu**
Technische Hemmnisse		CO <sub>2</sub> kann nur gasförmig transportiert werden. Dies führt zu erhöhten Druckverlusten und geringeren Durchsätzen*, **	Biegeradien der Strom- und Datenkabel sind einzuhalten. Gerade bei dickeren Kabeln oder scharfen Knicks muss mit Anpassungen am Leitungsbau gerechnet werden oder die Leitungen sind nicht nutzbar.*	Dichtheit ist durch häufige Kabeldurchführungen auf Dauer nicht gewährleistet* Biegeradien der Kabel sind einzuhalten*, ** Explosionsgefahr*, **
Wirtschaftliche Umsetzungen	Die Umrüstung auf Wasserstoff ist kostengünstiger als ein Neubau*, **	Es ist nicht wirtschaftlich CO <sub>2</sub> gasförmig zu transportieren*	Bisher war eine Wirtschaftlichkeit bei leeren Gas- und Ölröhren nicht gegeben*	Aufwand ist sehr hoch, so dass eine Wirtschaftlichkeit nicht gesehen wird. *
Zeitbedarf Transformation	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein*, ** Umstellung von einzelnen Gebieten wäre kurz- bis mittelfristig möglich Umstellung des gesamten Verteilnetzes wäre nur gebietsweise durchführbar und würde nur langfristig umsetzbar sein Nutzerumstellung ist zeitaufwendig	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Die Umstellung von Leitungen ist überschaubar	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird hoch sein	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird sehr hoch sein

Legende: \*Expert\*innenmeinungen, \*\* Literatur

dunkelgrün	Kann kurzfristig durchgeführt werden
hellgrün	Kann mittelfristig durchgeführt werden
gelb	Kann langfristig durchgeführt werden
rot	Nicht umsetzbar
grau	Nicht zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 2** Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gastransportnetz

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
Rohrmaterialien	geringer Aufwand**	geringer Aufwand**	geringer Aufwand*, **	geringer Aufwand*, **
Rohrkomponenten	hoher Aufwand** Verdichterstationen, Armaturen müssen ersetzt werden**	hoher Aufwand** Verdichterstationen, Armaturen müssen ersetzt werden**		Müssen umgangen werden, da sie sicherheitsrelevant sind*, **
Regelwerk	geringer Aufwand** Großteil des Regelwerks existiert, Rest ist in Arbeit	hoher Aufwand** Regelwerk Industrie muss überführt werden	Wenig Informationen im Regelwerk	Regelwerk lässt einen Parallelbetrieb nicht zu**
Technische Hemmnisse		CO <sub>2</sub> kann nur gasförmig transportiert werden. Dies führt zu erhöhten Druckverlusten und geringeren Durchsätzen*, **	Wechselstromleitungen können wegen der Induktion nicht in Stahlleitungen verlegt werden**  Voraussichtlich kann nur eine HGÜ-Leitung pro Leerrohr verlegt werden, um Überhitzungen zu vermeiden. Dies schränkt die Kapazität stark ein**  Zugänglichkeit der Kabelmuffen muss gewährleistet sein**  Datenkabel können grundsätzlich eingezogen werden**	Dichtheit ist durch häufige Kabeldurchführungen auf Dauer nicht gewährleistet*  Explosionsgefahr**
Wirtschaftliche Umsetzungen	Die Umrüstung auf Wasserstoff ist kostengünstiger als ein Neubau*, **	Es ist nicht wirtschaftlich CO <sub>2</sub> gasförmig zu transportieren*, **	Bisher war eine Wirtschaftlichkeit bei leeren Gas- und Ölrohren nicht gegeben*	Aufwand ist sehr hoch, so dass eine Wirtschaftlichkeit nicht gesehen wird*
Zeitbedarf Transformation	Es muss ausreichend freie Gasnetzkapazität vorhanden sein  Der Aufwand ist überschaubar*, **	Es muss ausreichend freie Gasnetzkapazität vorhanden sein  Der Aufwand ist überschaubar*	Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird hoch sein*	Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird sehr hoch sein*
Bemerkungen	H <sub>2</sub> -Netz wird im NEP schon geplant*, **	Separates CO <sub>2</sub> -Netz erscheint sinnvoller und kostengünstiger*		

Legende: \* Expert\*innenmeinungen, \*\* Literatur

dunkelgrün	Kann kurzfristig durchgeführt werden
hellgrün	Kann mittelfristig durchgeführt werden
gelb	Kann langfristig durchgeführt werden
rot	Nicht umsetzbar
grau	Nicht zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

Die Leitplanken ziehen jeweils unterschiedliche politische Handlungsspielräume nach sich. So ist ein politisches Handeln bei No-Regret-Leitplanken in jedem Fall angeraten, während bei No-



Lock-In-Leitplanken der Bedarf zur Aufrechterhaltung der Pfadoptionen mit den volkswirtschaftlichen Kosten abzuwägen ist. In der Folge werden nun die drei benannten Anwendungsbereiche einer Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff näher beschrieben. Generell wird hier angenommen, dass die Realisierung einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur wie in Anwendungsbereich 1 in jedem Fall erfolgt (*no regret*), wobei Art und Umfang der Ausgestaltung noch auf europäischer und deutscher Ebene abgestimmt werden. Für die beiden weiteren Anwendungsbereiche ist hingegen noch offen, ob entsprechende H<sub>2</sub>-Infrastrukturen realisiert werden sollen. Diesbezüglich sind neben den zentralen Pfadentscheidungen (*Wegweiser*) trotzdem bereits einige Maßnahmen zu ergreifen, um den Weg zu bereiten (*no lock-in*). Je nach Umfang der Wasserstoffnutzung ist dann in komplementärem Umfang auch die Stilllegung von Gasinfrastrukturen wie in Anwendungsbereich 3 dargestellt zu adressieren.

### **Anwendungsbereich 1: Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien**

In allen ausgewerteten Klimaschutzszenarien (siehe Kapitel 3) wird die Verwendung von Wasserstoff in der Stahlindustrie, der Grundstoffchemie und für die residuale Stromerzeugung zum Erreichen von THG-Neutralität bis 2045 als techno-ökonomisch erforderlich angesehen. Auch für die Erzeugung THG-neutraler Kraftstoffe ist Wasserstoff auf jeden Fall von Bedeutung, wobei dies in vielen Fällen in neu aufgebauten Anlagen erfolgt, aber auch eine entsprechende Transformation heutiger Raffineriestandorte bedeuten kann. Der Aufbau von darauf zugeschnittenen H<sub>2</sub>-Infrastrukturen kann daher insgesamt als eine in jedem Fall sinnvolle Maßnahme angesehen werden (*No-regret*). Dabei wird auf Basis der ausgewerteten Szenarien davon ausgegangen, dass in diesen Industrien bis 2030 zusätzliche Wasserstoffbedarfe von ca. 18 - 58 TWh entstehen. Dazu kommt die Substitution der bisherigen fossilen Wasserstoffherstellung von ca. 30 TWh in der Grundstoffchemie und potenziell der Raffinerien, sofern diese nicht stillgelegt, sondern hin zu THG-neutralen Kraftstoffen transformiert werden. Bis zum Erreichen von THG-Neutralität steigt der Wasserstoffbedarf dieser Industrien und der Stromerzeugung in den Szenarien auf 196 – 243 TWh (vgl. Kapitel 3.2.4). Die zentralen Meilensteine und Hemmnisse für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in Stahlindustrie, Grundstoffchemie, der Stromerzeugung und Raffinerien sind in Abbildung 1 zusammenfassend entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt. Details zu den Meilensteinen und Hemmnissen sind in Kapitel 7.2 zu finden.

### **Anwendungsbereich 2: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor**

Inwieweit neben synthetischen Kraftstoffen für die internationale Luft- und Schifffahrt auch eine direkte Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor eine größere Rolle spielt, unterscheidet sich stark zwischen den verschiedenen Szenarien. Die BMWi-Langfristszenarien sehen hier eine substanzielle Nutzung erst nach 2030, welche sich bis zum Erreichen von THG-Neutralität je nach Szenario auf ca. 20 bis 130 TWh erhöht (Sensfuß et al. 2021). Ausschlaggebend ist dabei vor allem, ob eine Nutzung im Güterverkehr, insbesondere bei schweren LKW, gesehen wird, während im PKW-Bereich hingegen maximal eine geringfügige Nutzung von Wasserstoff im Langstreckenverkehr und schweren Fahrzeugen gesehen wird. Hierfür gilt es zunächst Vorkehrungen zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Transformation zu treffen (*no lock-in*) und später je nach angestrebter Strategie für den Güterverkehrssektor die notwendige Infrastruktur in entsprechender Art und Umfang auszurollen. Die zentralen Meilensteine und Hemmnisse sind in Abbildung 2 entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt. Details zu den Meilensteinen und Hemmnissen sind in Kapitel 7.3 zu finden.

### Anwendungsbereich 3: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und in weiteren Industrien

Nur wenige der ausgewerteten Szenarien sehen eine breite Anwendung von Wasserstoff bis in den Gebäudebereich und über alle Industrien hinweg (vgl. Kapitel 3.2). Der Hintergrund sind die vergleichsweise hohen Kosten von grünem Wasserstoff und die Unsicherheit über die verfügbaren Mengen. Nichtsdestotrotz können die Hürden für andere Dekarbonisierungsoptionen wie zu geringe Sanierungsraten und weitere Treiber, wie eine teils einfachere Umsetzung als bei der Prozesswärmeerzeugung, dafür sorgen, dass zumindest regional eine breitere Anwendung von Wasserstoff relevant wird (vgl. Herkel et al. 2022). Die entsprechenden Szenarien BMWi-LFS-TN-H<sub>2</sub>-G und dena-KN100 sehen hier zunächst eine geringfügige Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden von 4 – 8 TWh in 2030, welche sich bis zum Erreichen von THG-Neutralität auf ca. 80 – 180 TWh erhöht. Für die Nutzung von Wasserstoff in weiteren Industrien können in 2030 ca. 25 TWh und bis zum Erreichen von THG-Neutralität ca. 200 TWh hinzukommen. Hierfür gilt es einerseits zunächst Vorkehrungen zur Vermeidung von Lock-Ins zu treffen (*no lock-in*) und andererseits die nötige Transformation der Gasinfrastrukturen dort, wo sich in der weiteren Planung eine Rolle von Wasserstoff abzeichnet, zügig umzusetzen. Wo dies nicht der Fall ist, ist hingegen eine Stilllegung der Gasinfrastrukturen zu adressieren. Alle Meilensteine und Hemmnisse sind in Abbildung 2 entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt. Details zu den Meilensteinen und Hemmnissen sind in Kapitel 7.4 zu finden.

#### Fazit in Bezug auf zentrale Weichenstellungen

Die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die verschiedenen Anwendungsbereiche wird nicht zeitlich gestaffelt ablaufen, sondern sich ggf. parallel entfalten. Daher werden hier ausgewählte Kernpunkte für die Fernleitungs- und Verteilnetze sowie Tankstellen und Import-Terminals unabhängig von den Anwendungsbereichen zusammengefasst:

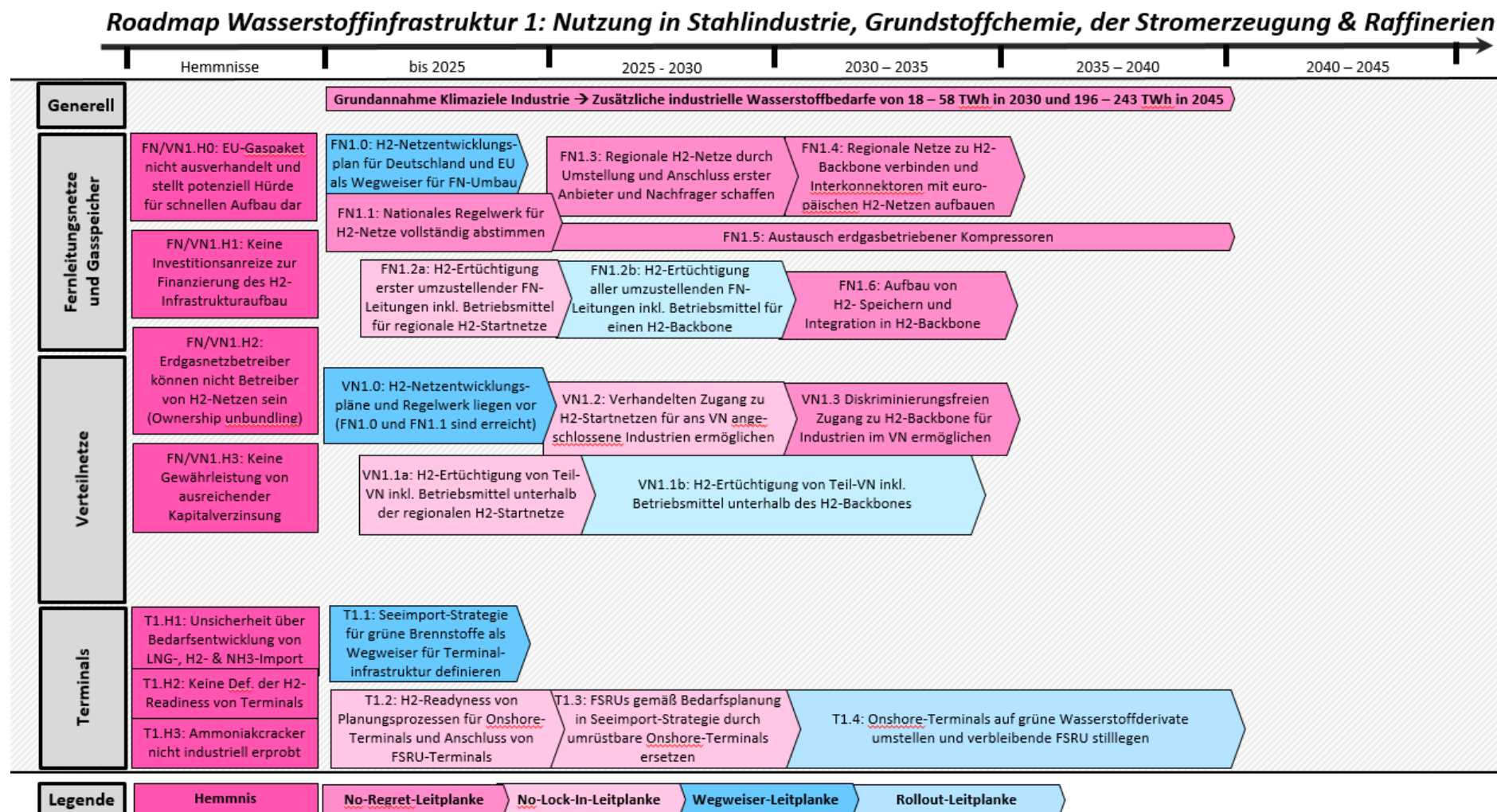
- ▶ **Fernleitungsnetze:** Der Aufbau eines H<sub>2</sub>-Backbones bis Mitte der 2030er Jahre, welcher eine Verbindung zwischen regionaler H<sub>2</sub>-Nachfrage- und Angebotsschwerpunkten schafft und dabei auch H<sub>2</sub>-Speicher integriert, ist der Kern jeder Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff. Denn erst dies ermöglicht eine sichere und preisstabile Versorgung der Anwendungen, für die Wasserstoff als zentrale Klimaschutzoption angesehen wird (Stahlproduktion, Grundstoffchemie und residuale Stromerzeugung). Für den schnellen und kostengünstigen Aufbau des Backbones ist die Umstellung geeigneter Leitungen der Gas-Fernleitungsnetze ein wichtiger Faktor. Seitens des Bundes müssen möglichst schnell die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Aufbau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Netzen festgezurrert werden, insbesondere im Rahmen des EU-Gaspakets. Bei den Unbundling-Regeln und der Refinanzierung gilt es dabei abzuwägen zwischen der mittelfristigen Schaffung eines integrierten, wettbewerblichen H<sub>2</sub>-Binnenmarktes sowie dem benötigten schnellen Hochlauf des Marktes und der dafür notwendigen Infrastruktur. Der Gassektor hat parallel dazu die Anpassung der Regelwerke an Wasserstoffnetze abzuschließen und innerhalb des gesetzten Rahmens die Planung und Ertüchtigung der Netze voranzutreiben, insbesondere über H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne sowie eine H<sub>2</sub>-Tauglichkeitsprüfung und einen ggf. erforderlichen Austausch der Netzkomponenten. Aufgrund des aktuell erhöhten Speicherbedarfs für Erdgas ist zudem das Erschließen neuer Kavernenspeicher für die Wasserstoffspeicherung in Erwägung zu ziehen
- ▶ **Verteilnetze:** Dem Verteilnetz kommt eine besondere Bedeutung bei der Transformation der Gasnetze hin zur THG-Neutralität zu, da an diesem neben den etwa 20 Mio. gasversorgten Wärmekunden zusätzlich ca. 1,6 Mio. zumeist kleinere und mittelständische Unternehmen angeschlossen sind. Die Rolle von Wasserstoff stellt sich dabei noch teilweise

unklar dar. So lässt sich nicht am Reißbrett sagen, in welchem Umfang ein Bedarf zur Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff besteht. Falls es keine Grundsatzentscheidung seitens des Bundes in dieser Hinsicht gibt, bedarf es hier zum einen seitens der öffentlichen Hand einer diesbezüglich eindeutigen, bundesweiten kommunalen Wärmeplanung, wofür der Bund die Rahmenbedingungen festzulegen hat, und zum anderen seitens des Gassektors in Teilnetze untergliederte Gasnetzgebietstransformationspläne je Verteilnetz. Diese müssen sowohl die H<sub>2</sub>-Umbauprozesse in den Teilen der Verteilnetze, in denen die Wärmeplanung eine Rolle von Wasserstoff sieht, ausgestalten als auch für die Teile des Verteilnetzes, welche ab einem gewissen Zeitpunkt nicht mehr benötigt werden, die Stilllegung vorbereiten. Beide Prozesse, der H<sub>2</sub>-Umbau und die Stilllegung, sind wegen den notwendigen Umstellungen aller Endanwender\*innen zeitintensiv und müssen entlang der Zeitachse eng getaktet werden, damit sie bis zum angestrebten Erreichen von THG-Neutralität im Jahr 2045 abgeschlossen werden können. Zur rechtzeitigen Umstellung aller Endanwender\*innen bedarf es seitens des Bundes voraussichtlich teils starker regulatorischer Eingriffe und deren Abfederung durch eine finanzielle Kompensation sowie der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für die Stilllegung von Teilnetzen durch die Kommunen. Der technische Aufwand in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Netzertüchtigung hält sich hingegen voraussichtlich in Grenzen, weil primär oberirdische Betriebsmittel auszutauschen sind.

- ▶ **Tankstellen:** Auch im Verkehrssektor besteht noch eine hohe Unsicherheit, inwieweit hier die direkte Wasserstoffnutzung eine substanzielle Rolle spielen wird. Hierzu bedarf es seitens der Hersteller\*innen und auf staatlicher Ebene einer Abstimmung über die präferierten Konzepte, insbesondere in Bezug auf Druckniveaus und die Verwendung von Flüssigwasserstoff. Darauf basierend kann dann beginnend bei den zentralen Güterverkehrsrouten bis 2040 ein entsprechendes H<sub>2</sub>-Tankstellennetz entwickelt werden, welches über Trailer oder eine On-site-Erzeugung versorgt werden kann, bei geeigneten lokalen Gegebenheiten aber auch über das Gasnetz.
- ▶ **Import-Terminals:** Sowohl Art und Umfang der Wasserstoffnutzung als auch die Lieferbeziehungen entlang des Pipelinesystems haben starke Auswirkungen auf den Bedarf bzw. eventuelle Überkapazitäten an Import-Terminals. Für diese stellt sich in jedem Fall die große Herausforderung, dass sowohl in Bezug auf den zeitlichen Verlauf des Rückgangs der Erdgasimportbedarfe als auch in Bezug auf Umfang und Art des Bedarfs an grünen Wasserstoff-Derivaten noch große Unsicherheit herrscht. Vor diesem Hintergrund ist seitens des Gassektors bei der Planung von Onshore-LNG-Terminals bereits ein möglichst flexibler Umbau auf die Anlandung von Wasserstoffderivaten vorzusehen. Hierfür werden seitens des Bundes klare Vorgaben benötigt, nicht nur, was die Anbindung der Terminals an die Netze angeht, sondern auch hinsichtlich ihrer technischen Spezifikationen.

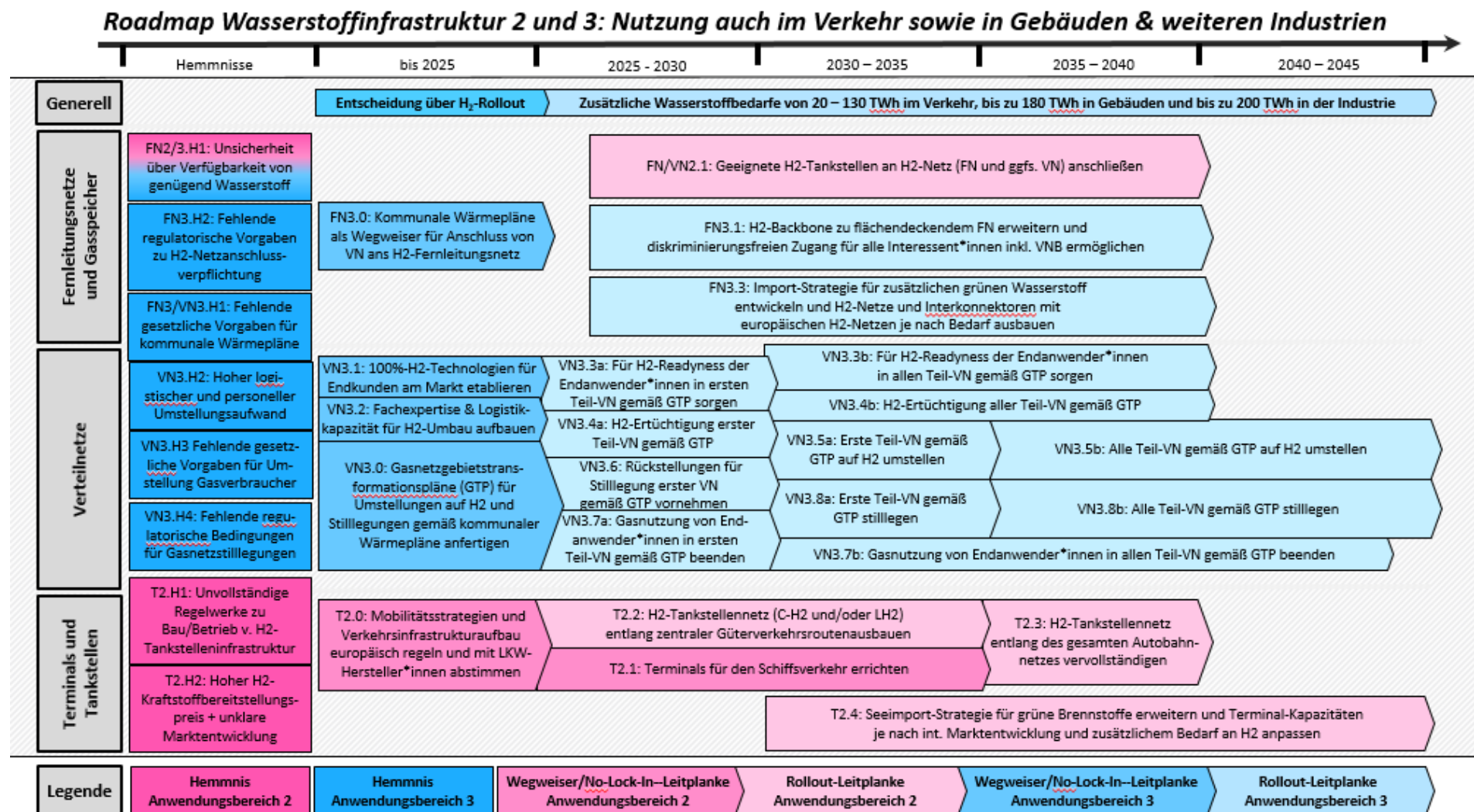
Insgesamt gesehen ist es mit Blick auf den engen Zeitrahmen für die Schaffung der nötigen H<sub>2</sub>-Infrastrukturen von großer Wichtigkeit, die genannten Weichenstellungen seitens des Bundes und des Gassektors möglichst schnell anzugehen und die jeweiligen Prozesse in die Wege zu leiten. Hierfür kann die hier entwickelte Roadmap als grober Leitfaden dienen. Details zu dahinter stehenden Analysen sind in den entsprechenden Kapiteln zu finden, insbesondere zur Machbarkeit verschiedener Umnutzungsoptionen für die Gasnetze (Kapitel 4), den Kosten des gesamten Transformationsprozesses (Kapitel 5) und den regulatorischen Rahmenbedingungen (Kapitel 6). Zur Umsetzung der Transformation sind diese jedoch noch an zahlreichen Stellen um die Analyse einer Vielzahl von Detailspekten zu ergänzen.

Abbildung 1 Meilensteine und Hemmnisse für den H<sub>2</sub>-Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien und der Stromerzeugung



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2 Meilensteine und Hemmnisse für den H<sub>2</sub>-Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr, Gebäuden und über alle Industrien hinweg



Quelle: eigene Darstellung

## Summary

With the revision of the German Climate Protection Act in 2021, Germany has, among other things, set itself the mandatory long-term goal of becoming GHG-neutral by 2045, i.e. avoiding all greenhouse gas (GHG) emissions as far as possible and compensating for unavoidable emissions with corresponding GHG sinks. This implies avoiding the use of fossil fuels completely, in particular by exploiting energy efficiency potentials and by switching entirely to renewable energy sources.

In this regard the direct electric, because efficient, use of renewable electricity is of particular importance, especially since it has high potential and can be used in a wide range of applications through sector coupling. In recent years furthermore a broad consensus in the scientific debate has emerged that a GHG-neutral energy supply even in the case of high levels of electrification, efficiency, flexibility, storage and sector coupling will additionally rely on GHG-neutral gaseous energy carriers, as shown, among others, in Wachsmuth et al. (2019) and Stiftung Klimaneutralität et al. (2022). However, a number of very different strategies and pathways are still feasible, both in terms of the extent of use itself and the type or shares of energy carriers in the various sectors. With regard to the use of renewable gases the question therefore is whether from today's perspective certain paths are to be preferred and how the phasing out of fossil natural gas and the future use of renewable gases can be shaped.

Since gas demand in Germany to date is almost exclusively supplied by transport and distribution networks (DN) and infrastructures incur operating, maintenance and modernisation costs, the expected quantities of gas routed through the grids are of crucial importance. On the one hand capacity planning plays a role in this, but on the other hand the question arises of whether or where the quantities transmitted in the future will even allow a profitable operation of the infrastructures. Due to the high fixed costs for infrastructure low gas sales volumes are not sufficient to operate the infrastructure in a cost-covering manner. In the medium term many studies assume a significant reduction in the use of natural gas, especially at DN level. For infrastructure planning it is therefore of major importance which quantities of gaseous energy carriers will be routed through the gas grids in the future and which new technical and planning requirements, as in the case of hydrogen, will be set on the infrastructure.

Additionally, it is becoming increasingly evident that a transformation of the gas supply is also taking place internationally. Natural gas extraction in the EU's main producing countries is declining. Many countries in Europe are striving for a path towards a supply with hydrogen. In this context, however, in addition to green hydrogen produced using renewable electricity, low-emission hydrogen based on natural gas is also being discussed. The import of liquefied natural gas (LNG) as an alternative to pipeline transport is also becoming increasingly significant in Europe. In the long term, countries with favorable potentials of renewable energies can enter the market as producers of hydrogen. All of this requires that a reasonable development of LNG infrastructure be examined and that the gas transmission networks (TN) be adjusted to new import routes and a possible import of hydrogen.

Another important question that has not yet been properly addressed is the role of the existing gas infrastructures in the transformation, and how they should be converted and/or supplemented if necessary.

In particular, increased use of hydrogen would place completely new needs on the infrastructures themselves and on the end consumers connected to them. The study „Roadmap Gas für die Energiewende“ (Wachsmuth et al. 2019) has identified the central challenges and

outlined the first strategic guidelines for the future organization of gas use, gas infrastructures and gas supply in the form of three roadmaps. The result has shown that there are still high uncertainties in some areas, but some developments are already clearly predictable. For example, the gas DNs, at least in some regions, will be confronted with strongly declining demand so that the question arises whether they will be shut down or converted for other purposes. While a conversion for hydrogen seems feasible at the higher network levels due to parallel pipelines, there are major logistical challenges at the lowest network level due to single-layer pipelines and a high number of end consumers affected by the conversion. These challenges are similar to the conversion from town gas to natural gas, but are even greater due to the large number of natural gas installations available today. Moreover, municipal stakeholders need investment security regarding the question of whether hydrogen will be available from the gas network in the next few years. The German government addressed part of these path decisions in 2020 with the interministerial development of its national hydrogen strategy (BMWi 2020b), which includes the goal of establishing hydrogen infrastructures in Germany. The latest network development plan of the transmission system operators currently in revision also acts on a corresponding scenario (FNB Gas 2021a).

Against this background, this study examines the gas infrastructure and its development potential within the framework of the German government's goals in the area of energy and climate policy and develops strategic guidelines for the necessary infrastructural course of action for gaseous energy sources. The aim of this study is to give concisely an impression of the transition from natural gas to hydrogen infrastructures. The main milestones, obstacles, regulatory and technical adaptation requirements in the course of the transformation pathway are presented, taking into account the range of applications for hydrogen and the timing of the hydrogen demand. In this respect, the basically conceivable developments up to 2045 of the *construction of a parallel hydrogen infrastructure, the (partial) conversion of the natural gas infrastructure to hydrogen infrastructure and the (partial) shutdown of natural gas infrastructures* are to be considered in an integrated manner, whereby a distinction is made between three scopes of hydrogen:

- ▶ **Scope 1:** Transformation of gas infrastructures for the priority use of hydrogen in selected industries, which is considered necessary across the main part of the studies (steel, chemicals, refineries and power generation).
- ▶ **Scope 2:** Transformation of gas infrastructures with regard to the optional use of hydrogen in the transport sector, about which there is currently still uncertainty due to competing concepts.
- ▶ **Scope 3:** Transformation of gas infrastructures with regard to the optional use of hydrogen in the buildings sector and in other industries, which is controversial against the background of possible limitations in the availability and high costs of green hydrogen.

For all three scopes, it should be made apparent by when certain courses have to be set, which decisions have to be made and which stakeholders have to become active in each case. In the optional scopes in particular, there is a strategy and planning process required that sets the framework for the further course, whether and in what way and to what extent an application will take place.

The basis for the roadmap development was a series of analyses based on existing scenarios, further literature and interviews with experts. First, the current plans for the gas networks in Germany and the EU as well as the underlying factors were evaluated (Chapter 2). The comparison of pipeline natural gas, LNG and hydrogen shows that the framework conditions for

long-term investments are not sufficiently defined and fixed. Then the existing scenarios of the BMWK, UBA and other stakeholders compatible with the climate protection goals were evaluated with regard to the development of the demand for the various gaseous energy carriers in the different sectors (Chapter 3). Concerning the TNs and based on the evaluated scenarios, both a continued use in the current scope and an extensive conversion to hydrogen are conceivable. For the DNs, the scenarios show that in the longer term, significantly decreasing capacity utilisation is to be expected to an as yet unclear extent.

In the next step, various repurposing options for the gas networks were analysed in an extensive in-depth assessment in terms of their technical feasibility and the respective time, financial and economic expenditures (Chapter 4). The results for the distribution and transport networks are presented in Table 1 and Table 2, respectively. The analysis revealed that all considered repurposing options are in general technically feasible, as long as the use for gas transport is discontinued. In particular, the repurposing for supplying hydrogen appears feasible, even though the conversion is considered time-consuming. For a conversion to CO<sub>2</sub> transport or as an empty conduit, however, the imponderables seem comparably higher. Subsequently, the available studies on the costs of the entire transformation process were evaluated comparatively (Chapter 5). The long-term scenarios of the BMWK demonstrate that a broad application of hydrogen in buildings and across all industries leads to significant additional costs than a focus on selected applications in the industrial and transport sectors, for which there are no alternatives to hydrogen use. The significantly more comprehensive hydrogen network accounts for only 0.3 % of the total additional costs.

Based on these analyses, the roadmap for the transformation of the gas infrastructures towards hydrogen was finally developed. For this purpose, the main milestones and obstacles were identified, discussed and subsequently further elaborated in an internal expert workshop (Chapter 7). In this context, an in-depth analysis of the planning and authorisation processes (Chapter 6) as well as a brief evaluation of proposals for the financing of hydrogen infrastructures were carried out. The roadmap itself is composed of a set of guidelines for the political and sectoral course settings that demonstrate the transformation of the gas infrastructures towards hydrogen within the framework set by the climate protection goals. These guidelines represent milestones and configuration options in relation to the challenges and obstacles derived from the analyses. The identified guidelines are divided into the following four categories according to their role in the transformation pathway of the gas infrastructures and their political influence:

- ▶ *no-regret guidelines*: These present courses of action with regard to hydrogen demands that are relevant in all scenarios compatible with the climate targets.
- ▶ *no-lock-in guidelines*: These include courses of action that ensure the flexibility to expand the use of hydrogen to other applications.
- ▶ *course-setting guidelines*: These describe options for path decisions and specifications that determine the scope and nature of the transformation to hydrogen.
- ▶ *roll-out guidelines*: These include adaptation options only relevant when certain path decisions are realised and to the extent defined in the course-setting process.



**Table 1 Compatibility of the repurposing options in the gas distribution networks**

	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	Empty conduit (shut-down gas pipeline)	Parallel operation
Pipe materials	low effort**	low effort**	low effort*, **	low effort*, **
Pipe components	low effort**	high effort**		Need to be circumvented due to their safety-relevance*, **
House installations	low effort**			
Regulative framework	low effort** Large part exists, residual part is in preparation	High effort** Industry framework must be transferred	Little information in current framework	Current regulation does not allow for parallel operation**
Technical obstacles		CO <sub>2</sub> can only be transported in gaseous form, which leads to increased pressure losses and lower throughputs*, **	Bending radii of electric and data cables must be satisfied. Especially in the case of thicker cables or sharp bends, adjustments to the pipe-laying must be expected or the pipes are not usable*	Tightness is not ensured in the long term due to frequent cable penetrations*  Bending radii of the cables must be satisfied*, **  Explosion hazard*, **
Economic feasibility	Retrofitting to hydrogen is more cost-effective than new construction*, **	The transport of gaseous CO <sub>2</sub> is not economical*	In the past, economic efficiency was not given for empty gas and oil pipes*	Expenditure is very high, so that economic feasibility is not seen.*
Time requirement of the transformation	Gas customers must be disconnected*, **  Conversion of single areas would be possible in the short to medium term  Conversion of the entire distribution network would only be feasible on an area-by-area basis and only in the long term.  User migration is time-consuming	Gas customers must be disconnected*  The conversion of pipes is feasible	Gas customers must be disconnected*  The effort for inserting the cables will be high	Gas customers must be disconnected*  The effort for inserting the cables will be high

Legend: \* Expert view, \*\* Literature

dark green	Can be realised in the short-term
light green	Can be realised in the medium-term
yellow	Can be realised in the long-term
red	Cannot be realised
grey	Not applicable

Source: Own representation

**Table 2 Compatibility of the repurposing options in the gas transport networks**

	Hydrogen (H <sub>2</sub> )	Carbon dioxide (CO <sub>2</sub> )	Empty conduit (shut-down gas pipeline)	Parallel operation
Pipe materials	low effort**	low effort**	low effort*, **	low effort*, **
Pipe components	high effort ** Compressor stations, fittings must be replaced **	high effort** Compressor stations, fittings must be replaced **		Need to be circumvented due to their safety-relevance *, **
Regulative framework	low effort** Large part exists, rest is in preparation	high effort** Regulative framework for industry must be transferred	Little information in current framework	Current regulation does not allow for parallel operation **
Technical obstacles		CO <sub>2</sub> can only be transported in gaseous phase, which leads to increased pressure losses and lower throughputs *, **	Due to induction alternating current lines cannot be laid in steel pipes **  Presumably only one HVDC line can be laid per empty conduit to avoid overheating. This significantly limits the capacity **  Accessibility of the cable sleeves must be provided **  Data cables can generally be inserted **	Tightness is not ensured in the long term due to frequent cable penetrations *  Explosion hazard*, **
Economic feasibility	Retrofitting to hydrogen is less costly than new construction *, **	The transport of CO <sub>2</sub> in gaseous phase is not economical	Until now, economic efficiency was not given for empty gas and oil pipes *	Expenditure is very high, so that economic feasibility is not seen.*
Time requirement of the transformation	Sufficient free gas network capacity must be available  The effort is manageable *, **	Sufficient free gas network capacity must be available  The effort is manageable *	The effort for inserting the cables will be high*	The effort for inserting the cables will be very high *
Remarks	Planning of H <sub>2</sub> network in the network development plan already in progress *, **	Separate CO <sub>2</sub> network seems more appropriate and cost-effective *		

Legend: \* Expert view, \*\* Literature

- dark green Can be realised in the short-term
- light green Can be realised in the medium-term
- yellow Can be realised in the long-term
- red Cannot be realised
- grey Not applicable

Source: Own representation

The guidelines imply different political discretion in each case. In the case of no-regret guidelines, political action is advisable in any case, while in the case of no-lock-in guidelines, the need to maintain the path options must be weighed against the economic costs. Subsequently, the three named scopes of a transformation of the gas infrastructures towards hydrogen will be described in more detail. In general, it is assumed that the realisation of an H<sub>2</sub> infrastructure as in Scope 1 will take place in any case (no-regret), with the manner and extent still being coordinated at European and German level. For the two other scopes, in turn, it is still uncertain whether corresponding H<sub>2</sub> infrastructures are to be realised. In this respect, in addition to the central path decisions (course setting), some measures must nevertheless already be taken (no-lock-in). Depending on the extent of hydrogen use, the shutdown of gas infrastructures must then also be addressed complementarily, as shown in Scope 3.

### **Scope 1: Transformation of gas infrastructures for the priority use of hydrogen in selected industries**

In all climate protection scenarios evaluated (see Chapter 3), the use of hydrogen in the steel industry, basic chemicals and for residual electricity generation is seen as techno-economically necessary to achieve GHG neutrality by 2045. Hydrogen is also definitely important for the production of GHG-neutral fuels, although in many cases this will take place in green-field plants, but may also require a corresponding transformation of current refinery sites. The development of H<sub>2</sub> infrastructures specifically designed for this purpose can therefore in any case be considered a sensible measure (no-regret). Based on the evaluated scenarios, it is assumed that by 2030 additional hydrogen demand of approx. 18 to 58 TWh will arise in these industries. On top of this there is the substitution of the current fossil hydrogen production of approx. 30 TWh in the basic chemicals industry and potentially in the refineries, provided that these are not shut down but transformed to GHG-neutral fuels. By the time GHG neutrality is achieved, the hydrogen demand of these industries and of electricity generation in the scenarios increases to 196 to 243 TWh (see Chapter 3.2.4). The milestones and obstacles for the transformation of gas infrastructures for the priority use of hydrogen in the steel industry, basic chemicals, electricity generation and refineries are summarised in Figure 1 along the time axis until 2045. For details on milestones and obstacles, see Chapter 7.

### **Scope 2: Transformation of gas infrastructures with regard to the optional use of hydrogen in the transport sector**

The degree to which a direct use of hydrogen in the transport sector plays a greater role alongside synthetic fuels for international aviation and shipping differs greatly between the various scenarios. The BMWi long-term scenarios only see substantial use after 2030, which increases to approx. 20 to 130 TWh by the time GHG neutrality is achieved, depending on the scenario (Sensfuß et al. 2021). The decisive factor here is whether hydrogen is seen to be used in freight transport, especially for heavy trucks. In the passenger car sector at most a minor use of hydrogen is seen in long-distance traffic and heavy vehicles. The first step is to take measures to avoid delays in the transformation (no lock-in) and later to roll out the necessary infrastructure of the appropriate type and scope, depending on the desired strategy for the freight transport. The main milestones and obstacles are shown in Figure 2 along the time axis until 2045. For details on the milestones and obstacles, see Chapter 7.

### Scope 3: Transformation of gas infrastructures with regard to the optional use of hydrogen in the buildings sector and in other industries

Only a few of the evaluated scenarios foresee a broad use of hydrogen up to the buildings sector and across all industries (see Chapter 3.2). This is attributable to the comparatively high cost of green hydrogen and the uncertainty about the quantities available. Nevertheless, the constraints on other decarbonisation options, such as too low renovation rates and other factors, such as a partly easier implementation than for process heat generation, may entail that a broader use of hydrogen becomes relevant, at least regionally (Herkel et al. 2022). The corresponding scenarios BMWi-LFS-TN-H2-G and dena-KN100 first see a minor use of hydrogen in buildings of 4 to 8 TWh in 2030, which increases to approx. 80 to 180 TWh by the time GHG neutrality is achieved. For the use of hydrogen in other industries, approx. 25 TWh can come in addition in 2030 and approx. 200 TWh by the time GHG neutrality is achieved. On the one hand, this needs to be addressed by measures avoiding lock-ins (no lock-in) and, on the other hand, the necessary transformation of the gas infrastructures must be implemented quickly where an importance of hydrogen becomes apparent in further planning. Where this is not the case, the shutdown of the gas infrastructures must be addressed. The major milestones and obstacles are shown in Figure 2 along the time axis until 2045. For details on the milestones and obstacles, see Chapter 7.

### Conclusion with regard to key course settings

The transformation of the gas infrastructures with regard to the different scopes will not take place in a chronological manner, but may evolve in parallel. For this reason, selected key points for the transmission and distribution networks as well as refuelling stations and import terminals are summarised again here, irrespective of the scope:

- ▶ **Transmission networks:** The development of an H<sub>2</sub> backbone by the mid-2030s is the core of any transformation of the gas infrastructure towards hydrogen. This will create a link between regional H<sub>2</sub> demand and focal supply points and also integrate H<sub>2</sub> storage. Only this will enable a secure and price-stable supply of the applications for which hydrogen is seen as a central option for climate protection (steel industry, basic chemicals and residual electricity generation). The conversion of suitable pipelines in the gas transmission networks is an important prerequisite for the rapid and cost-effective development of the backbone. On the part of the German federal government, the regulatory framework conditions for the development and operation of H<sub>2</sub> networks must be established as quickly as possible, especially within the context of the EU gas package. With regard to the unbundling rules and to refinancing, both the medium-term creation of an integrated, competitive internal H<sub>2</sub> market and the required rapid ramp-up of the market and the necessary infrastructure has to be considered. In parallel, the gas sector must complete the adaptation of the regulations to hydrogen networks and push ahead with the planning and retrofitting of the networks within the set framework, in particular via H<sub>2</sub> network development plans as well as via an H<sub>2</sub> conformity test and any necessary replacement of the network components. Due to the current increased demand for natural gas storage, the development of new cavern storage facilities for hydrogen storage should also be taken into consideration.
- ▶ **Distribution networks:** The distribution networks are of particular importance in the transformation of the gas networks towards GHG neutrality, since in addition to the approximately 20 million heat customers supplied with gas, around 1.6 million mostly small and medium-sized enterprises are connected to it. In this regard, the role of hydrogen is still unclear to some extent. It is not possible to say to what extent there is a need to convert the distribution networks to hydrogen from a purely top-down perspective. If there is no yes-or-

no decision on the part of the German federal government in this regard, there is a need for clear, nationwide municipal heating planning on the part of the public authorities and the federal government must define the framework conditions for this. In turn, the gas sector needs gas network area transformation plans subdivided into sub-networks for each distribution network. These plans must both design the H<sub>2</sub> conversion processes in the parts of the distribution networks in which the heat planning sees a role for hydrogen and prepare the shutdown for the parts of the distribution network that will no longer be needed after a certain point in time. Both processes, the H<sub>2</sub> conversion and the shutdown, are time-consuming due to the necessary migration of all end users and must be closely timed so that they can be completed by the targeted GHG neutrality in 2045. In order for all end users to migrate in time, the federal government will probably have to intervene, in some cases, with strict regulations. In addition, the conversion must be cushioned by financial compensation and the creation of suitable framework conditions for the shutdown of subnetworks by the municipalities. The technical effort required for the retrofitting of the H<sub>2</sub> network, in turn, is likely to be rather small because primarily above-ground equipment will have to be replaced.

- ▶ **Refuelling stations:** In the transport sector, too, there is still a high degree of uncertainty about the degree to which direct hydrogen use will play a substantial role. This requires agreement on the part of the manufacturers and public authorities on the preferred concepts, especially with regard to pressure levels and the use of liquid hydrogen. Based on this, a corresponding H<sub>2</sub> refuelling station network can be developed until 2040, starting with the central freight transport routes, which will usually be supplied via trailers or on-site generation but maybe also via the network in case of favourable local conditions.
- ▶ **Import terminals:** Both the type and volume of hydrogen use and the supply relationships along the pipeline system have a strong impact on the need for import terminals. In any case, the major challenge is that there is still a great degree of uncertainty both with regard to the temporal course of the decline in natural gas import demand and with regard to the extent and type of the demand for green hydrogen derivatives. In the light of this, the gas sector must already provide for the most flexible possible conversion to the landing of hydrogen derivatives when planning onshore LNG terminals. In this respect, the German federal government needs to provide clear instructions, not only regarding the connection of the terminals to the networks, but also regarding their technical specifications.

All in all, in view of the tight time frame for the development of the necessary H<sub>2</sub> infrastructures, it is very important for the federal government and the gas sector to set the course as quickly as possible and to initiate the respective processes. The roadmap developed here can serve as a rough guideline. Details on the associated analyses can be found in the corresponding chapters, in particular on the feasibility of various conversion options for the gas networks (Chapter 4), the costs of the entire transformation process (Chapter 5) and the regulatory framework conditions (Chapter 6). For the implementation of the transformation, however, these still need to be supplemented in numerous places by the analysis of a large number of more detailed aspects.

Figure 1 Milestones and obstacles in the transformation of infrastructures for use of hydrogen in selected industries and in electricity generation

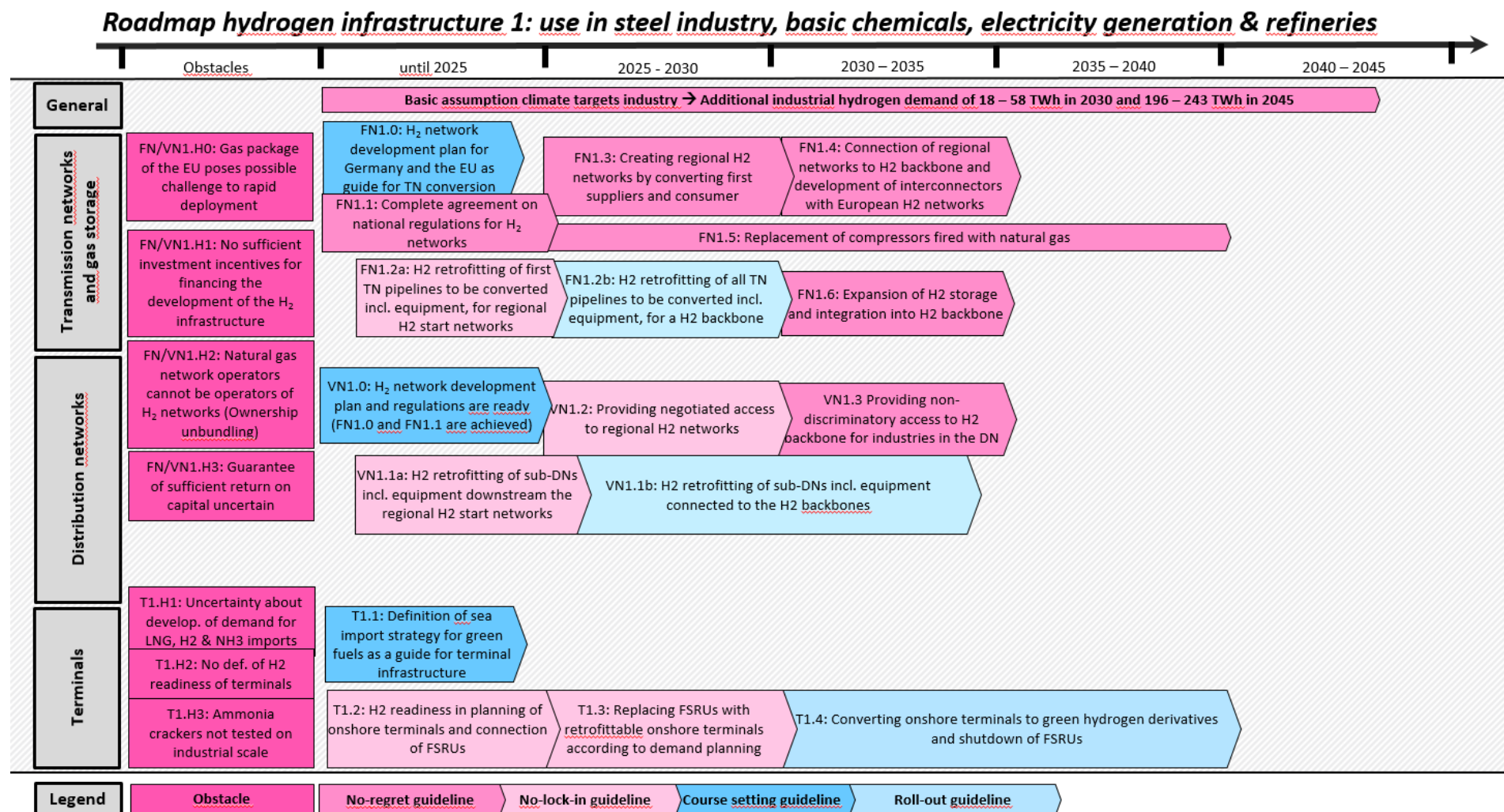
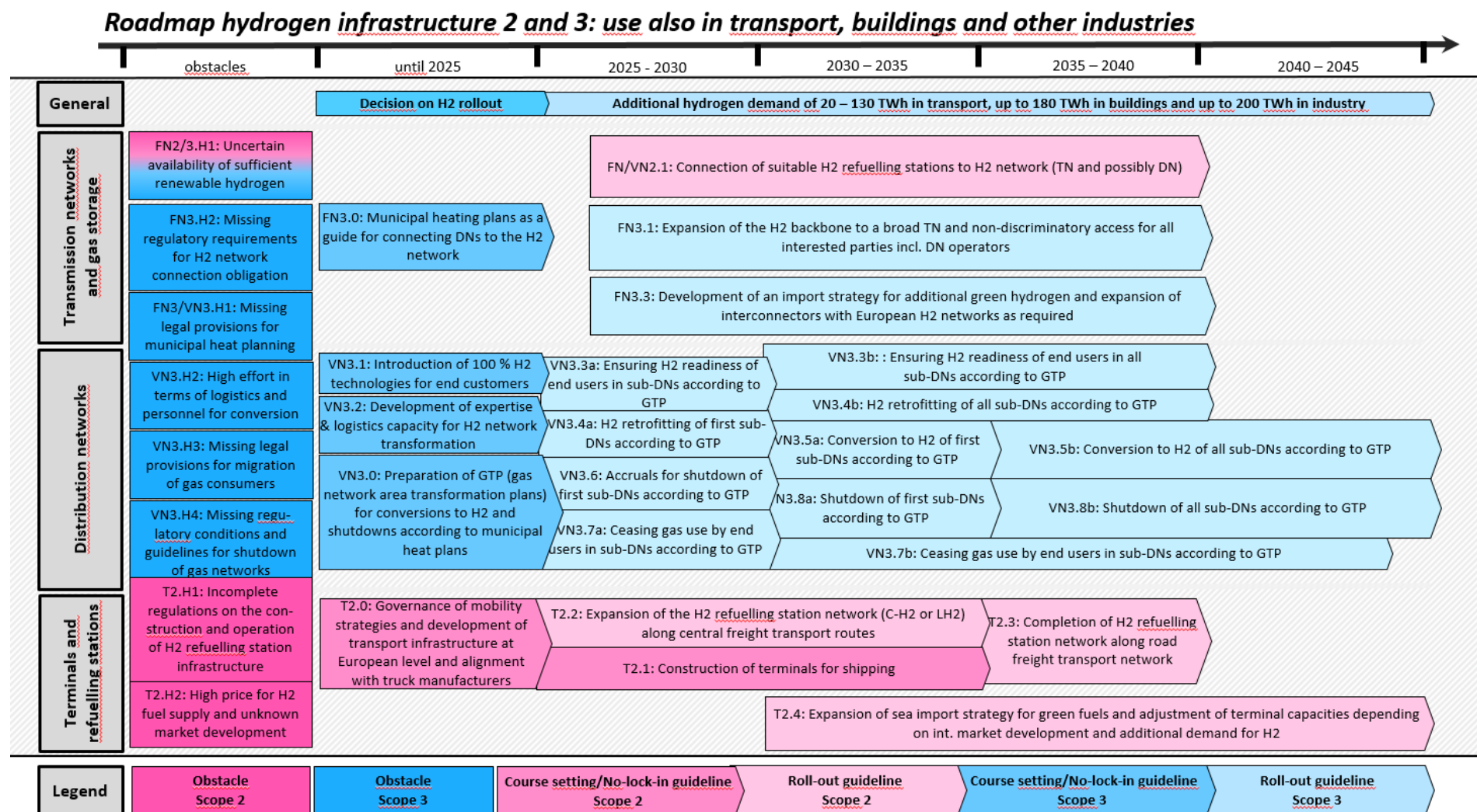


Figure 2 Milestones and obstacles in the transformation of infrastructures for use of hydrogen in transport, buildings and across all industries



Source: own illustration

# 1 Einführung

Mit der Revision des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 hat sich Deutschland u. a. verbindlich das langfristige Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 THG-neutral zu werden, also alle Emissionen von Treibhausgasen (THG) soweit möglich zu vermeiden und die unvermeidlichen Emissionen durch entsprechende THG-Senken auszugleichen. Dies bedeutet, dass die Nutzung von fossilen Energieträgern vollständig zu vermeiden ist, insbesondere durch ein Ausschöpfen von Energieeffizienzpotenzialen und einen vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energiequellen.

Eine besondere Bedeutung kommt dabei der direktelektrischen, weil effizienten Nutzung von erneuerbarem Strom zu, zumal diese hohe Potenziale aufweist und über Sektorkopplung in einem breiten Anwendungsfeld genutzt werden kann. Darüber hinaus hat sich in den letzten Jahren in der wissenschaftlichen Debatte ein weitgehender Konsens entwickelt, dass eine THG-neutrale Energieversorgung, selbst im Fall von einem hohen Maß an Elektrifizierung, Effizienz, Flexibilität, Speicherung und Sektorkopplung, ergänzend auf THG-neutrale gasförmige Energieträger angewiesen sein wird, wie u.a. in Wachsmuth et al. (2019) und Stiftung Klimaneutralität et al. (2022) aufgezeigt haben. Dabei ist jedoch noch eine Reihe sehr unterschiedlicher Strategien und Pfade denkbar, sowohl was den Umfang der Nutzung an sich, als auch die Art bzw. Anteile der Energieträger angeht. In der Industrie wird eine Nutzung insbesondere im Stahlsektor und der Grundstoffchemie erwartet, während eine Nutzung für weitere Prozesse i. d. R. in Konkurrenz zur Elektrifizierung steht. Im Schwerlastverkehr sind sowohl die Nutzung von Wasserstoff als auch die Nutzung flüssiger strombasierter Kraftstoffe langfristige Alternativen zu Strom und biogenen Kraftstoffen. Auch im Gebäudebereich werden noch unterschiedliche Routen diskutiert, da die Nutzung von Wärmepumpen zwar teils erhebliche Maßnahmen an der Gebäudehülle und den Wärmeverteilsystemen erfordert, jedoch die energetisch effizienteste Option darstellt, während die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff mit hohen Wirkungsgradverlusten und entsprechenden Kosten verbunden wäre. Es stellt sich daher die Frage, ob bezüglich der Nutzung von erneuerbaren Gasen bestimmte Pfade aus heutiger Sicht zu bevorzugen sind und wie das Ausphasen von fossilem Erdgas und die künftige Nutzung erneuerbarer Gase gestaltet werden kann.

Da der Gasbedarf in Deutschland fast ausschließlich über Transport- und Verteilnetze bedient wird und für die Infrastrukturen Betriebs-, Instandhaltungs- und Modernisierungskosten anfallen, sind die zu erwartenden Gasmengen, die künftig durch die Netze geleitet werden, von entscheidender Bedeutung. Dabei spielt die Kapazitätsplanung auf der einen Seite eine Rolle, aber auch die Frage, ob bzw. wo die künftig durchgeleiteten Mengen überhaupt den rentablen Betrieb der Infrastrukturen erlauben; aufgrund der hohen Infrastrukturfixkosten reichen geringe Gasabsatzmengen nicht aus, um die Infrastruktur kostendeckend zu betreiben. Dabei wird mittelfristig in vielen Studien mit einer deutlichen Verringerung der Nutzung von Erdgas gerechnet, insbesondere auf Verteilnetzebene. Es ist daher für die Planung der Infrastruktur von entscheidender Bedeutung, welche Mengen an gasförmigen Energieträgern künftig durch die Gasnetze geleitet werden und welche neuen technischen und planerischen Anforderungen, wie im Fall von Wasserstoff, an die Infrastruktur gestellt werden.

Weiterhin zeigt sich zunehmend, dass es auch international zu einer Transformation der Gasversorgung kommt. Die Erdgasförderung in den Hauptförderländern der EU geht zurück. Viele Länder in Europa streben einen Pfad hin zu einer Versorgung mit Wasserstoff an, wobei hier neben mittels erneuerbarem Strom hergestelltem grünem Wasserstoff auch emissionsarmer Wasserstoff auf Basis von Erdgas diskutiert wird. Der Import von Flüssigerdgas (LNG) als Alternative zum Pipelinetransport gewinnt auch in Europa zunehmend an Bedeutung. Gerade seit dem russischen Angriff auf die Ukraine und des damit verbundenen Rückgangs von



russischen Gasexporten nach Europa wird LNG als schnell verfügbare Alternative zu Erdgas aus Russland gesehen und verstärkt gefördert. Langfristig können Länder mit günstigen erneuerbaren Potenzialen als Erzeuger von Wasserstoff in den Markt eintreten. All dies bedingt, dass ein sinnvoller Aufbau von LNG-Infrastruktur geprüft und die Gas-Fernleitungsnetze auf neue Importrouten und einen möglichen Import von Wasserstoff eingestellt werden müssen.

Als eine wichtige, noch nicht ausreichend adressierte Frage hat sich zudem herauskristallisiert, welche Rolle den bestehenden Gasinfrastrukturen in der Transformation zukommt, wie diese ggf. umzubauen und/oder zu ergänzen sind. Denn insbesondere eine verstärkte Nutzung von Wasserstoff würde ganz neue Anforderungen an die Infrastrukturen selbst und an die daran angeschlossenen Endverbraucher\*innen stellen. Das Gasnetz in Deutschland und Europa weist eine große Leistungs- und Speicherfähigkeit auf (Deutschland: ca. 235 Milliarden Kilowattstunden; Europa: ca. 1.070 Milliarden Kilowattstunden). So reichen die in Deutschland vorhandenen Untertage-Erdgasspeicher aus, um etwa ein Drittel des jährlichen deutschen Erdgasverbrauchs zu lagern. Die Flexibilität der Gasversorgung kann durch LNG-Terminals weiter erhöht werden. Des Weiteren steht eine spätere Umnutzung der LNG-Terminals für die Einfuhr von erneuerbaren Energieträger (z.B. grünes Ammoniak) nach Deutschland im Raum, was es ggf. in der Planung zu berücksichtigen gilt.

Die 2019 erschienene Studie „Roadmap Gas für die Energiewende“ (Wachsmuth et al. 2019) hat die sich ergebenden zentralen Herausforderungen herausgearbeitet und erste strategische Leitplanken für die künftige Ausgestaltung von Gasnutzung, Gasinfrastrukturen und Gasversorgung in Form dreier Roadmaps beschrieben. Im Ergebnis hat sich gezeigt, dass es teilweise noch hohe Unsicherheiten gibt, einige Entwicklungen aber schon klar absehbar sind. So werden die Gasverteilnetze zumindest in einigen Regionen mit stark rückläufiger Nachfrage konfrontiert sein, sodass sich die Frage nach Stilllegung oder Umnutzung für andere Zwecke stellt. Während eine Umnutzung für Wasserstoff auf den höheren Netzebenen auf Grund parallel verlegter Leitungen praktikabel scheint, ergeben sich auf der untersten Netzebene wegen einfach verlegter Leitungen und einer hohen Anzahl umzustellender Endverbraucher\*innen große logistische Herausforderungen. Diese haben gewisse Ähnlichkeiten mit der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas, sind aber durch die heute vorhandene große Anzahl von Erdgasgeräten noch größer.

Die *Roadmap Gas* hat auch aufgezeigt, dass in Bezug auf eine Reihe von Stellschrauben zeitnah Pfadentscheidungen nötig sein werden, um die Unsicherheiten für die langfristige Planung der Infrastrukturen auf ein beherrschbares Maß zu verringern. Dies betrifft insbesondere die Frage nach Art und Umfang der Nutzung von Wasserstoff, weil sich sowohl die Umstellung der bestehenden Infrastrukturen auf Wasserstoff als auch der Aufbau neuer Wasserstoffinfrastrukturen über viele Jahre hinziehen können und daher frühzeitig angegangen werden müssen. Darüber hinaus benötigen kommunale Akteur\*innen Investitionssicherheit bzgl. der Frage, ob in den nächsten Jahren Wasserstoff aus dem Gasnetz verfügbar sein wird. Einen Teil dieser Pfadentscheidungen hat die Bundesregierung im Jahr 2020 mit der ressortübergreifenden Entwicklung ihrer nationalen Wasserstoffstrategie (BMWi 2020b) adressiert, die u. a. das Ziel, in Deutschland Wasserstoffinfrastrukturen aufzubauen, enthält. Auch der aktuelle Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber greift ein entsprechendes Szenario auf (FNB Gas 2021a).

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Bericht die Gasinfrastruktur und ihre Entwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der Energie- und Klimaschutzziele der Bundesregierung beleuchtet sowie strategische Leitplanken für erforderliche infrastrukturelle Weichenstellungen für gasförmige Energieträger entwickelt. Diesbezüglich wird auf Basis der vorhandenen Literatur ein umfassender Überblick sowohl über aktuelle Planungen als auch über die aus Sicht

von Klimaschutz und Versorgungssicherheit erstrebenswerten Zielzustände und zugehörige Umbaupfade gegeben. Diesbezüglich sollen für anstehende politische Prozesse Handlungsoptionen, -erfordernisse und deren zeitliche Priorisierung in Form von Roadmaps dargestellt werden. Dabei werden strategische Leitplanken entwickelt, die aufzeigen, welche Maßnahmen in jedem Fall umzusetzen sind („no regret“), welche einschränkenden Pfadabhängigkeiten bestehen („lock-ins“) und mit welchen Maßnahmen diese überwunden werden können. Eine besondere Bedeutung kommt dabei der künftig verstärkten Nutzung von Wasserstoff zu.

Grundlage der Roadmap-Entwicklung sind eine Reihe von Analysen auf Basis bestehender Szenarien, weiterer Literatur und Befragung von Expert\*innen. Zunächst werden die aktuellen Planungen für die Gasnetze in Deutschland und der EU sowie die dahinterliegenden Treiber ausgewertet (Kapitel 2). Dann werden die bestehenden mit den Klimaschutzzielen verträglichen Szenarien von BMWK, UBA und weiteren Akteur\*innen hinsichtlich der Entwicklung der Bedarfe an den unterschiedlichen gasförmigen Energieträgern in den verschiedenen Sektoren ausgewertet (Kapitel 3). Im nächsten Schritt werden die verschiedenen Umnutzungsoptionen für die Gasnetze in Bezug auf ihre technische Machbarkeit und den jeweiligen zeitlichen, finanziellen und ökonomischen Aufwand untersucht (Kapitel 4). Schließlich werden die verfügbaren Studien zu den Kosten des gesamten Transformationsprozesses vergleichend ausgewertet (Kapitel 5). Auf Basis dieser Analysen wurde schließlich die Roadmaps für die Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff erarbeitet (Kapitel 7), wofür die zentralen Meilensteine und Hemmnisse identifiziert und ausgearbeitet wurden. Dabei wurde eine vertiefende Analyse der Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie eine Kurzauswertung von Vorschlägen zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastrukturen vorgenommen (Kapitel 6).

## 2 Entwicklung der deutschen Gasinfrastrukturen im europäischen Kontext

Die Europäische Kommission hat sich im Jahr 2021 auf das europäische Klimagesetz geeinigt, das alle Mitgliedsstaaten dazu verpflichtet, ihre THG-Emissionen bis 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren und bis 2050 THG-Neutralität zu erreichen. Auch Deutschland, als einer der wichtigen Mitgliedsstaaten in der Union, hat 2021 seine Klimaziele erhöht auf mind. 65 % THG-Emissionsreduktion bis 2030 (im Vergleich zu 1990) und THG-Neutralität bis 2045.

Diesbezüglich stellt sich die Frage, welche Rolle die bereits bestehende Gasinfrastruktur bei der Zielerreichung spielen kann und wie sich die aktuellen Planungen zur Entwicklung der Gasinfrastrukturen damit vertragen.

Das Ziel der Analyse in diesem Kapitel war es, auf Basis der Literatur und Experten aus der Gasbranche einen Überblick über Entwicklungen der leitungsbasierten Gastransportinfrastruktur für Methan und Wasserstoff sowie über die Flüssigerdgas-Infrastruktur für Deutschland im europäischen Kontext zu geben. Als Zielgröße wurden die europäischen und nationalen Klimaschutzziele vorausgesetzt. Die ursprüngliche Auswertung hat bereits Anfang 2021 stattgefunden, also vor der Ambitionssteigerung bei den Klimazielen und dem russischen Angriff auf die Ukraine. Für den vorliegenden Abschlussbericht wurde zentrale Aussagen vor diesem Hintergrund überprüft und ggf. angepasst. Es muss jedoch beachtet werden, dass in einem Teil der ausgewerteten Literatur die Klimaziele vor der Novellierung des Klimaschutzgesetzes betrachtet wurden. Diesbezüglich legen jüngere Veröffentlichungen nahe, dass sich die grundsätzlichen Erkenntnisse in der Tendenz bestätigen. Hinzu kommt aber, dass die starke Abnahme von Gasimporten aus Russland und die Möglichkeit eines kompletten Lieferstopps einige grundlegende Anpassungen der Planungen für die Gasnetze erfordern, die sich aktuell erst in Ansätzen abzeichnen. Hier wird diesbezüglich nur auf die bestehenden Unsicherheiten verwiesen.

### 2.1 Methodischer Rahmen

Bei der Analyse wurden zunächst die europäischen und deutschen Gasnetzentwicklungspläne und Projekte ausgewertet, um einen Überblick über die Aktivitäten der Gasbranche für eine methanbasierte Energieversorgung zu erhalten. Es folgte eine Analyse der Pläne und Projekte für den Aufbau einer Infrastruktur. Parallel wurden die Pläne und Projekte für den Transport von reinem Wasserstoff in Kombination mit den Wasserstoff-Strategien Deutschlands und einiger europäischer Länder analysiert, um zu erkennen, welche Ideen für die Wasserstoffversorgung verfolgt werden. Diese Überlegungen müssen im europäischen Kontext gesehen werden, da zum einen Deutschland auch in der Zukunft Gas importieren muss und zum anderen Deutschland ein Transitland für Gas ist. Zur Erfassung von europäischen Einflüssen auf Deutschland wurden die wichtigsten Gasexporteure auf die aktuelle Situation und die zukünftigen Pläne sowie Strategien analysiert. Als letzter Schritt wurden am Ende eines jeden Kapitels die wichtigsten Treiber und Hindernisse bewertet und visualisiert. Dazu wurden sie gemäß dem Multi-Impuls-Modells für Innovationssysteme (vgl. Hemmelskamp (1999)) nach sogenannten Push- und Pullfaktoren strukturiert. Die Pushfaktoren sorgen dabei tendenziell dafür, dass sich der Status Quo verändert, während Pullfaktoren eher beeinflussen, in welche Richtung die Veränderungen streben. Die Pushfaktoren umfassen die Verfügbarkeit neuer und verbesserter Technologien, zivilgesellschaftliche Einflüsse wie Skandalisierung und ordnungspolitische Instrumente. Die Pullfaktoren adressieren die Einflüsse der Nachfrageentwicklung, der sozio-technischen Leitbilder („Vision Pull“) und politischer Förderinstrumente. Hinzu kommen die internen Einflüsse durch Sektorakteur\*innen sowie internationale Entwicklungen als exogene Treiber.

## 2.2 Gastransportleitung – Erdgas/Methan

Das Erdgastransportnetz ist in Nordwesteuropa gut vernetzt und wurde bzw. wird mit den Netzen in Osteuropa verzahnt. Deutschland ist eines der Länder, die über ein sehr gut strukturiertes Transportnetz verfügen. Um die Rolle der zukünftigen Gasinfrastruktur auf Transportnetzebene zu untersuchen, ist es wichtig, das System als Gesamtsystem zu analysieren. Hierfür müssen die Zukunftsstrategien von wichtigen Nachbarländern Deutschlands und wichtiger Erdgasexport-/Importländer mitbetrachtet werden. Deshalb wurden die Niederlande, Frankreich, Italien, Norwegen und Russland<sup>1</sup> für die Untersuchung als wichtigsten Länder identifiziert. Diese Länder sind in der Abbildung 3 Orange dargestellt.

**Abbildung 3 Betrachtete Erdgasexport-/Importländer und europäische Gastransportnetz (große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt)**



Quelle: Eigene Darstellung aus ENTSOG 2021)

### 2.2.1 Deutschland

#### 2.2.1.1 IST-Stand

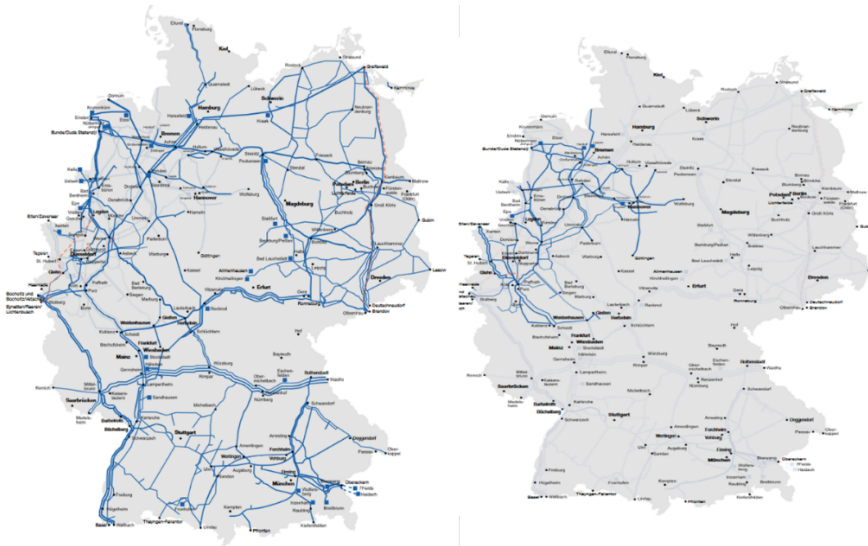
Das Gastransportnetz besteht aus einem vermaschten Netz, Verdichterstationen zum Transport des Gases, Grenzübergangspunkte, Gasübernahmestationen und Untertagespeicher. Es ist in einen H-Gas- und einen L-Gas-Bereich unterteilt (Abbildung 4). Es hat eine Gesamtlänge von ca.

<sup>1</sup> Bis zum Ukraine-Krieg war Russland eines der wichtigsten Erdgasexportländer für Deutschland und andere EU-Länder. Aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine im Februar 2022 und damit verbundener Reduktionen der Liefermengen verringern die EU-Länder ihre Abhängigkeit von russischem Gas so schnell wie möglich.

44.000 km (FNB Gas 2019a) und umfasst 71 Verdichterstationen und 49 Untertagespeicher (FNB Gas 2019a, 2020). Darüber hinaus verfügt das deutsche Gastransportnetz über 74 Grenzübergänge zu den Nachbarländern (ENTSOG 2022).

Der L-Gas-Markt hat sich historisch im nordwestlichen Teil Deutschlands entwickelt, nahe der heimischen Produktion und der niederländischen Grenze. Er besteht aus ca. 4,4 Millionen Geräten, die über die Netze von fünf Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und 151 Verteilnetzbetreiber (VNB) versorgt werden. Außerdem sind mehrere Untergrundspeicher an die Netze der FNB angeschlossen (ENTSOG 2020b).

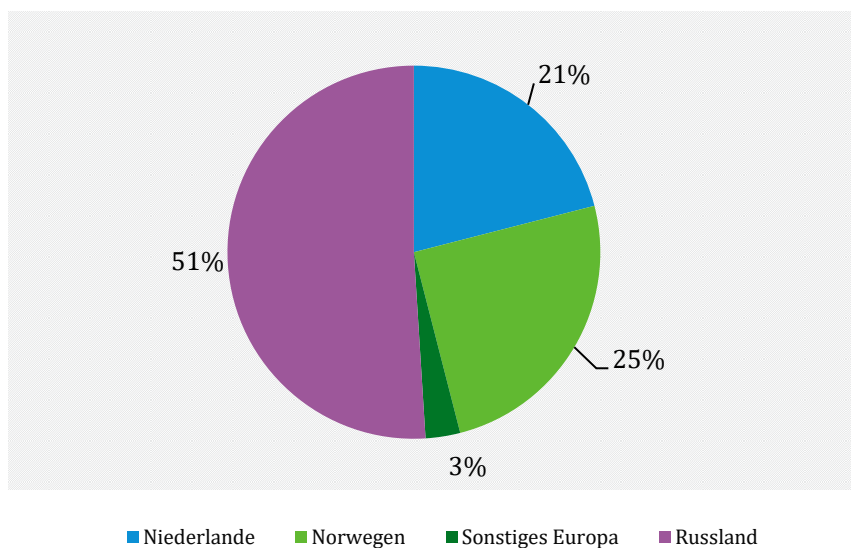
**Abbildung 4 H-Gas Transportnetz (links) und L-Gas Transportnetz (rechts) in Deutschland**



Quelle: (FNB Gas 2020)

Die Gesamtmenge an Erdgas (Abbildung 5), die über Pipelines nach Deutschland importiert wurde, betrug ca. 110 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2019. 51 % dieses importierten Gases stammt aus Russland, gefolgt von Norwegen (25 %) und den Niederlanden (21 %) (BP 2020).

**Abbildung 5 Erdgas-Importe nach Deutschland per Pipeline (2019)**



Quelle: (BP 2020)

Ein Teil des deutschen heutigen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. L-Gas kommt ausschließlich aus deutscher und niederländischer Produktion. Hochkalorisches Erdgas (H-Gas) hingegen wird hauptsächlich aus Norwegen und Russland oder über LNG nach Deutschland angeliefert. Die Definition der Gaseigenschaften der Gruppen L-Gas und H-Gas sind im DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ definiert und somit als Standard entsprechend Energiewirtschaftsgesetz festgelegt. Hierdurch und durch das DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“ werden enge Grenzen bezüglich der Gaseigenschaften (Brennwert, Wobbeindex, relative Dichte, Begleitstoffe, Zusammensetzung) innerhalb eines Verteilgebiets (Brennwertbezirk) gesetzt, in denen sich das verteilte Gas befinden muss. Das dort üblicherweise verteilte Gas wird dann Grundgas genannt. Diese Vorgabe soll einen sicheren Betrieb der Netze und der Nutzer gewährleisten. Daher und aus technischen und eichrechtlichen Gründen werden die beiden unterschiedlichen Gruppen L-Gas und H-Gas in getrennten Netzsystemen transportiert und verteilt. Für Netzgebiete, die mit Gas einer Qualität außerhalb des Grundgases versorgt werden sollen, muss eine Anpassung der Verbraucheranlagen erfolgen, um wiederum die Netzintegrität zu gewährleisten. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass jeder Kunde mit Energie versorgt werden kann, unabhängig von der Gasqualität. Physikalisch müssen jedoch die Gasbeschaffenheitsgrenzen beachtet werden (FNB Gas 2020).

Wie in Kapitel 2.2.3 ausführlich erläutert wird, geht der Import von L-Gas aus den Niederlanden aufgrund der frühzeitigen Abschaltung des Groninger Gasfeldes zurück. Außerdem nimmt die L-Gas-Produktion in Deutschland kontinuierlich ab, weil die deutschen Felder erschöpft sind. Um dieser Entwicklung entgegenzuwirken, wurde durch die deutschen FNB in enger Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern und nationalen Behörden eine Umstellung von L- auf H-Gas geplant, die bis 2030 andauern wird. Nach 2030 wird ein kleiner L-Gas-Markt verbleiben, der durch die verbleibende inländische Produktion versorgt wird. Diese Umstellung der Kunden von L-Gas auf H-Gas begann in 2015 mit kleineren Gebieten, um technische und organisatorische Probleme zu erkennen und leicht beheben zu können. Bis Ende 2019 wurden ca. 600.000 installierte Gasgeräte<sup>2</sup> erfolgreich auf die Versorgung mit H-Gas umgestellt. Erfreulicherweise konnten die jeweiligen Netzgebiete planmäßig und ohne größere Probleme auf H-Gas umgestellt werden. Im Jahr 2019 wurden 319.000 Geräte umgerüstet. Die Anzahl der Kunden/Geräte, die pro Jahr umgestellt werden, steigt von 2015 bis 2021 stetig an. Ein Plateau von ca. 550.000 Geräten wird voraussichtlich im 2021 erreicht. Zwischen 2021 und 2027 sollen laut Netzentwicklungsplan 2020-2030 rund 500.000 Geräte pro Jahr umgerüstet werden (ENTSOG 2020b; FNB Gas 2020).

Die Stadt Bremen ist Ende 2019 vollständig umgestellt und die Städte Celle und Rees stehen kurz vor der Fertigstellung. Auch am Mittelrhein ist eine Umrüstung zwischen 2021 und 2023 geplant. Weitere Regionen mit Umstellungsbedarf im Inland sind Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt (Savcenko und Hornby 2020). Die Marktumstellung von L-Gas auf H-Gas soll 2030 beendet sein (ENTSOG 2020c). Mit dieser Umstellung von L-Gas auf H-Gas wird Deutschland ebenfalls die Industrie umstellen, die mehr als 100 Millionen m<sup>3</sup>/Jahr verbraucht. Die Umrüstung wird mit Gesamtkosten von 6,9 Mrd. Euro angegeben (FNB Gas 2019b; Savcenko und Hornby 2020).

### **2.2.1.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne**

Das Europäische Klimagesetz verankert die Verpflichtung der EU, bis 2050 THG-Neutralität zu erreichen, sowie das Zwischenziel, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 % im Vergleich zu 1990 zu reduzieren (EC 2021b). Entsprechend den neuen Klimazielen will

<sup>2</sup> z.B. Kochherde, Brennwerttherme, etc.

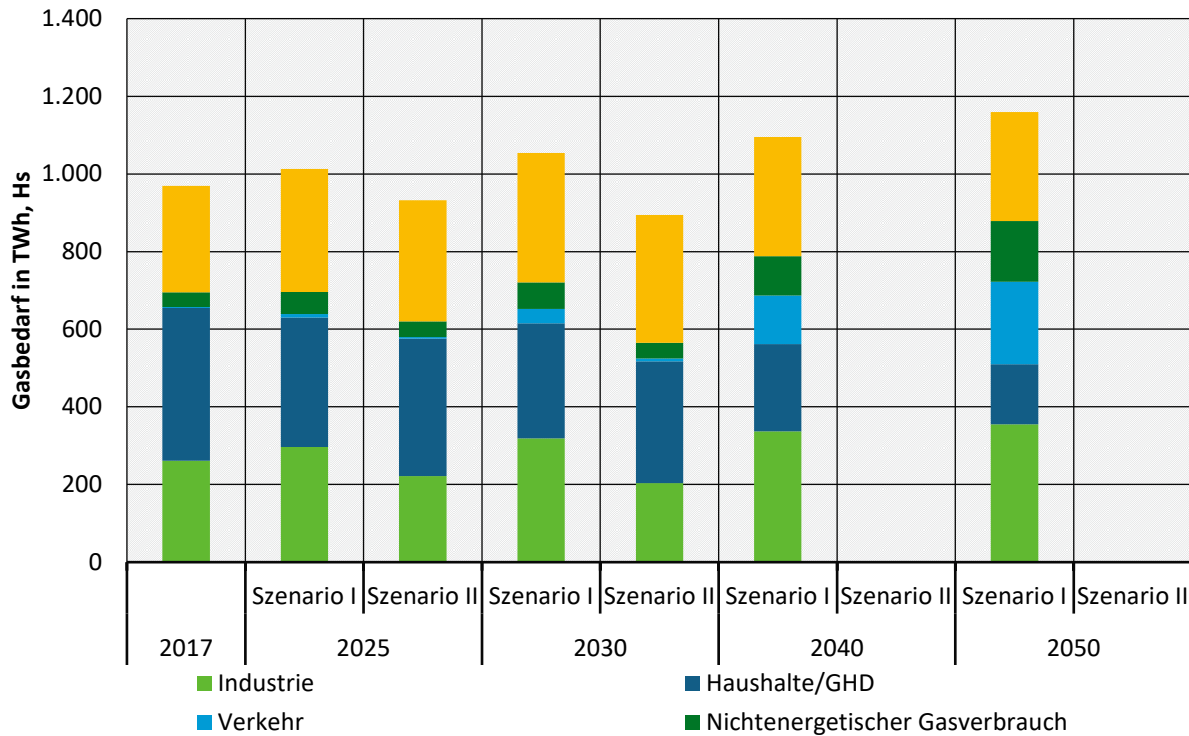
auch Deutschland die Treibhausgasemissionen stärker reduzieren und schon bis 2045 Treibhausgasneutralität erreichen. Es hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 Prozent im Vergleich zu 1990 zu senken (BMWK 2021a; UBA 2022). Die Studienlage zeigt ein sehr weiten Bereich zwischen starkem Rückgang des Gasbedarfs bei Studien, die auf eine Elektrifizierung setzen, und Studien, die nur einen geringen Rückgang bis hin zu einer Steigerung des Gasbedarfs unter Einhaltung der Klimaziele sehen. Momentan gibt es in Deutschland jedoch eine Tendenz zu steigenden Gasbedarfen durch die Abschaltung der Atomkraftwerke und der Kohlekraftwerke sowie des Austauschs von Ölheizungen durch Gasheizungen (BMW 2014, 2020a; Tuschinski 2021). In diesen Studien wird argumentiert, dass das Gasnetz ein Schlüsselement bei der Erreichung der europäischen Energie- und Klimaziele ist, und Deutschland dort aufgrund seiner guten Verbindung zu den Nachbarländern eines der Schlüsselländer darstellt. Auch wird dort argumentiert, dass das Gassystem einzigartige Möglichkeiten bei der Energiespeicherung und -übertragung bietet, um die Strom-, Wärme- und Mobilitätsinfrastruktur zu unterstützen und so die Defossilisierung des Energiesystems zu ermöglichen. Die Studien münden in den Netzentwicklungsplänen, die durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt werden und somit den geplanten Ausbau des Gasnetzes beschreiben (dena 2018a; ENTSOG 2020c; IEA 2019b).

Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Netzentwicklungsplan im Szenario I3 (2020-2030) (FNB Gas 2019b) zeigt einen Anstieg des Gasbedarfs für die Zukunft. Auf der anderen Seite zeigt das Szenario II4 (FNB Gas 2019b) (2020-2030) eine Reduzierung des Gasbedarfs (siehe Abbildung 6). Mit dem NEP wurde ein Netzausbauplan bis Ende 2030 von den FNB vorgeschlagen, der bis 2030 einen Neubau von Erdgasleitungen von 1.594 km enthält. Darüber hinaus wird erwartet, dass die neu zu bauenden und die umgestellten Pipelines für die grünen Gase 151 km bzw. 1.142 km bis 2030 betragen werden. Der Investitionsbedarf wird mit 8,5 Mrd. Euro berechnet. Euro für diesen Ausbau berechnet (FNB Gas 2019b).

Im Folgenden werden die Argumente und Sichtweisen der Netzentwicklungspläne dargestellt, die die geplanten Maßnahmen im Gasnetz beschreiben. Für eine zumindest mittelfristige Erhöhung der Gasnachfrage spricht die bisherige Ausrichtung der Energiepolitik Deutschlands. Sie sieht die Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken vor. Diese energiestrategischen Ausrichtungen, die die deutsche Regierung verfolgt, können in naher Zukunft Auswirkungen auf das Gastransportnetz haben (BMW 2014, 2020a). Ferner wird in den Basisszenarien für die Gastransportnetzplanung angenommen, dass Anreize und regulatorischen Maßnahmen der deutschen Regierung einen Einfluss auf die Gasnutzung im Gebäudesektor (z. B. Ölkessel-Verbot ab 2026) haben (Tuschinski 2021). Im Transportsektor (z. B. Richtlinie für alternative Kraftstoffe) wird ebenfalls ein erhöhter Gasbedarf gesehen (ENTSOG 2020c), der wahrscheinlich jedoch nicht leitungsgebunden zur Verfügung gestellt wird, sondern als LNG. Alle diese strategischen Richtungen werden sich wahrscheinlich auf die Nachfrage nach Erdgas in der nahen Zukunft auswirken, und Anpassungen im bereits bestehenden Gastransportnetz nach sich ziehen. Dieser Sichtweise stehen Betrachtungen entgegen, die eine höhere Elektrifizierung, eine stärkere Hebung von Effizienzen und ein stärkerer Rückgang der Nachfrage im Wärmemarkt unterstellen. Insbesondere berücksichtigt der aktuelle Netzentwicklungsplan noch nicht die erst kürzlich aktualisierten Klimaziele der Bundesregierung. Langfristige Entwicklungen über 2030 hinaus sind nicht Bestandteil dieses Kapitels und werden in AP 2 differenziert betrachtet.

<sup>3</sup> Szenario I: Basierend auf DENA TM95 Szenario. Technologiemixszenario mit Schwerpunkt auf grünen Gasen und THG-Emissionsminderung in Deutschland mindestens 55% bis 2030 (ggü. 1990)

<sup>4</sup> Szenario II: basiert auf dem EUCO30-Szenario von EU-Kommission. Es ist ein Effizienzzenario (30% Effizienzsteigerung). THG-Emissionsminderung bis 2030 mindestens 40 % (ggü. 1990), was deutlich unter dem aktuellen Ziel der EU (55% bis 2030 ggü. 1990) liegt.

**Abbildung 6 Gasbedarf nach NEP-Szenario I & Szenario II, temperaturbereinigt, Darstellung als Brennwert**

Quellen: (FNB Gas 2019c, 2020)

In Tabelle 3 sind einige der wichtigen Projekte in Deutschland (8 von 20 Projekten) dargestellt. Diese Projekte sind dem aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 von ENTSOG entnommen (ENTSOG 2020d).

**Tabelle 3 Einige geplante Projekte in Deutschland**

Projektname	Inbetriebnahme	Projekterantwortlicher
Erhöhung des Gastransports in die Niederlande	2022	Gasunie Deutschland Transport Service GmbH
Zusätzlicher Transport von Gasmengen in die Niederlande	2025	Gasunie Deutschland Transport Service GmbH
Neuzuordnung H-Gas in Richtung NL: Bunde/Oude zu Zone Oude Statenzijl H	2022	Gasunie Deutschland Transport Service GmbH
Zeelink	2023	Open Grid Europe GmbH and Thyssengas GmbH
Oude(NL)-Bunde(DE) GTG H-Gas	2027	Gastransport Nord GmbH
Umstellung der L-Gas-Infrastruktur auf H-Gas - GUD: Vollständige Umstellung auf H-Gas	2030	Gasunie Deutschland Transport Service GmbH
EUGAL - Europäische Gasanbindungsleitung (European Gaslink)	2022*	GASCADE Gastransport/Fluxys Deutschland GmbH / GUD GmbH&Co.KG / ONTRAS GmbH
Nord Stream 2	2020**	Nord Stream 2 AG

Quelle: (ENTSOG 2020d)



\*fertiggestellt im April 2021

\*\* Die Pipeline wurde fertiggestellt, aber die Zertifizierung wurde nicht abgeschlossen. Aufgrund des Angriffs Russlands auf die Ukraine und der Pläne zur Reduzierung der Gasimporte aus Russland wurde die Pipeline nicht in Betrieb genommen. Momentan ist mit einer Inbetriebnahme nicht zu rechnen.

Im TYNDP-2020 wurde festgelegt, dass die EUGAL-Pipeline im Jahr 2022 in Betrieb genommen werden soll. Sie wurde jedoch vor diesem Zeitpunkt fertiggestellt und erreichte ihre volle Kapazität (55 Mrd. m<sup>3</sup>; davon 45 Mrd. m<sup>3</sup> nach Tschechien und 10 Mrd. m<sup>3</sup> nach Westen) am 1. April 2021. Die neue EUGAL-Gaspipeline stärkt zuverlässig die Versorgung Deutschlands und Europas mit Erdgas. Sie wird im Wesentlichen aus zwei parallelen Strängen bestehen und auf einer Länge von rund 480 Kilometern von der Ostsee durch Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg nach Sachsen und von dort über die Grenze nach Tschechien verlaufen. Die EUGAL soll in weiten Teilen parallel zur Ostseepipeline-Anbindungsleitung OPAL verlaufen und verbindet die Gasnetze in Deutschland und Tschechien und stellt eine Verbindung zwischen der nordwesteuropäischen Erdgasinfrastruktur und den südosteuropäischen Netzen her (ENTSOG 2020d; EUGAL 2021a, 2021b).

Im Gegensatz zu EUGAL sollte Nord Stream 2 laut TYNDP-2020 im Jahr 2020 betriebsbereit sein. Es wurde aber aufgrund der Kritik einiger EU-Länder und der US-Sanktionen mit Verzögerung fertiggestellt (Nord Stream 2 AG 2021). Obwohl die Pipeline fertiggestellt wurde, wurde die noch ausstehende Zertifizierung durch Deutschland wegen des russischen Angriffs auf die Ukraine ausgesetzt. Aufgrund des Ukraine-Kriegs und der Pläne der EU-Kommission zur Reduzierung/Vermeidung des russischen Erdgases ist eine Inbetriebnahme der Pipeline in Zukunft nicht vorgesehen (EC 2022), (Wettengel 2018). Weitere Informationen zu Nord Stream 2 sind in Kapitel 2.2.6.2 zu finden.

### **Umstellung L auf H-Gas**

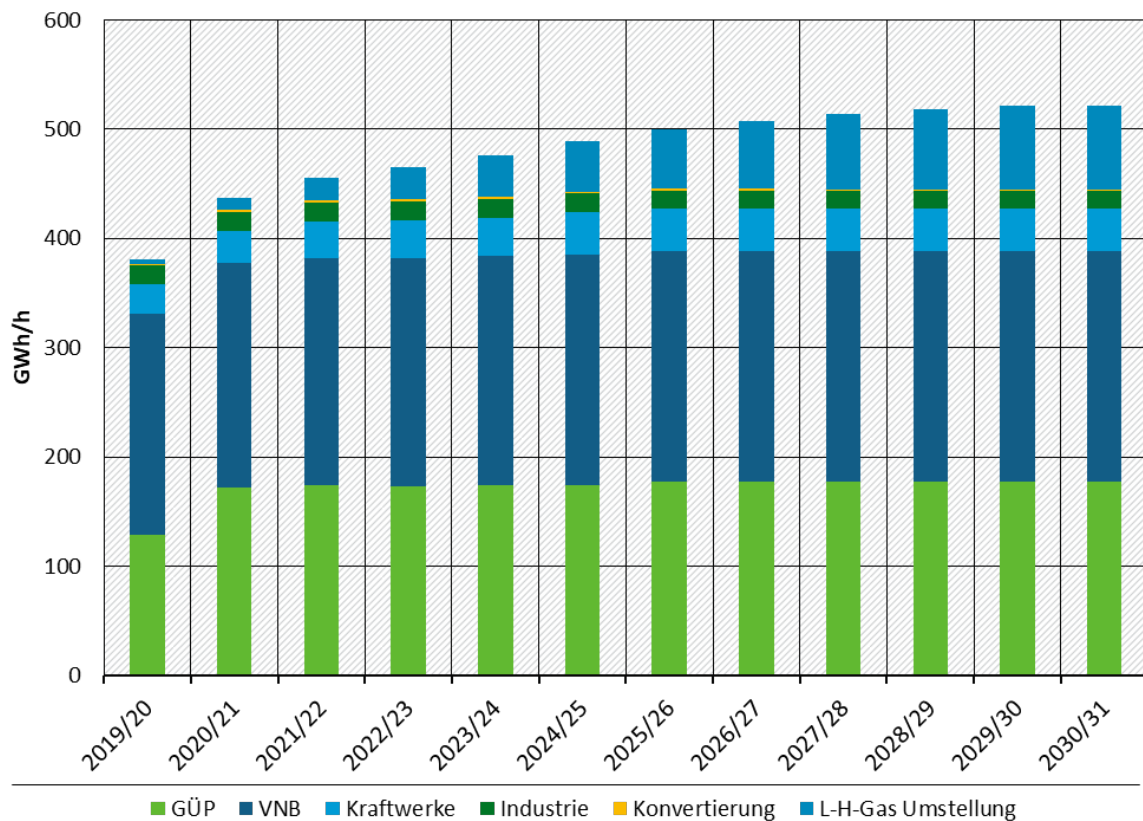
Obwohl Deutschland heute selbst ein Produzent von L-Gas ist, benötigt es immer noch große Mengen an L-Gas, um seinen L-Gas-Bedarf (ca. 210 TWh in 2019) zu decken (FNB Gas 2020; Savcenko und Hornby 2020). Der L-Gas-Markt in Deutschland besteht aus etwa 4,4 Millionen L-Gas-Geräten, die über die Netze von 5 ÜNB und 151 VNB versorgt werden (ENTSOG 2020c). Fast 60 % der deutschen L-Gas-Versorgung wird aus den Niederlanden importiert und der größte Teil davon wird direkt vom Gasfeld Groningen im Rahmen langfristiger Verträge produziert (Savcenko und Hornby 2020). Die inländische Erdgas-Produktion in Deutschland wird zurückgehen (UBA 2018) und nach 2030 für Deutschland nicht mehr zur Verfügung stehen, da die Vorkommen ausgefördert sind (FNB Gas 2020; Savcenko und Hornby 2020).

Die niederländische Gaspolitik (s. Kapitel 2.2.3.2) wird trotz Lieferverträge über 2027 hinaus die Belieferung von Deutschland mit L-Gas 2027 einzustellen (Savcenko und Hornby 2020). Außerdem wird es erwartet, dass die inländische Produktion in Deutschland wie oben beschrieben zurückgeht und bis 2030 nur noch Norwegen und Russland als Gasversorger zur Verfügung stehen (ENTSOG 2020c).

Die Kombination aus früherem Ausstieg aus dem Groningen-Gasfeld und rückläufiger inländischer L-Gas-Produktion hat in Deutschland zu einer ernsthaften Verknappung der L-Gas-Versorgung geführt. Deutschland hat eine 2-fache Lösung für dieses Problem der L-Gas-Knappheit. Langfristig (in mehr als einem Jahrzehnt) plant Deutschland, das gesamte L-Gas-Netz in ein H-Gas-Netz umzuwandeln. Wie in Kapitel 2.2.1.1 beschrieben wurde bereits ein Teil des L-Gas-Netzes zu einem H-Gas-Netz umgewandelt. Während der bautechnisch bedingten Übergangsphase wird das L-Gas quasi erzeugt, indem H-Gas auf L-Gas angepasst wird. Große H-zu-L-Gas-Konvertierungsanlagen, die von NetConnect Deutschland und den Marktmanagern von Gaspool betrieben werden, befinden sich z. B. in Rehden in der Nähe des gleichnamigen H-Gas-

Speicherstandortes ist (ENTSOG 2020c). Zudem verfügt Deutschland über eigene L-Gas-Speicher wie EPE-L, Empelde und Nuttermoor in der nordwestlichen L-Gas-Region, die ebenfalls für die Überbrückung von Engpässen genutzt werden. Offizielle Pläne zum Ausbau weiterer technischer Konversionskapazitäten sind nicht bekannt (Savcenko und Hornby 2020). In Bezug auf private Investitionen hat das deutsche Energieunternehmen EWE kürzlich den Bau seiner eigenen Konvertierungsanlage abgeschlossen, die den Importbedarf von L-Gas um 1,7 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr reduzieren wird. Die Konvertierung werden die H-Gas-Importe ab 2020 erhöhen (Savcenko und Hornby 2020).

Eine Analyse zum H-Gas-Leistungsbedarf wurde im Netzentwicklungsplan 2020-2030 (FNB Gas 2020) durchgeführt. Basierend auf den Ergebnissen dieser H-Gas-Kapazitätsbilanz wird es in Deutschland in den nächsten Jahren einen kontinuierlich steigenden H-Gas-Bedarf geben, der zu einem großen Teil durch Importe gedeckt werden muss. Abbildung 7 zeigt diese Veränderung der Kapazität des H-Gas-Bedarfs (FNB Gas 2019b, 2020). Wie in der Abbildung 7 zu sehen ist, steigt der H-Gas-Bedarf von 382 GWh/h (Gasjahr 2019/2020) auf 522 GWh/h (im Gasjahr 2030/2031). Von diesem Anstieg um 140 GWh/h entfallen rund 72 GWh/h auf den zusätzlichen H-Gas-Bedarf durch die Umstellung. Der zusätzliche Ausspeisebedarf an den Grenzübergangspunkten von ca. 48 GWh/h bis zum Gasjahr ist hauptsächlich auf die höheren Exporte nach Tschechien durch Nord Stream 2 und den erhöhten Ausspeisebedarf in die Niederlande im Falle einer Spitzenlastsituation zurückzuführen. Die angenommene Ausspeisenachfrage in Richtung Niederlande steigt ebenfalls deutlich durch die neuen Ausspeisekapazitäten von 12 GWh/h im Falle einer Spitzenlastsituation. Darüber hinaus entfallen 9 GWh/h bzw. 12 GWh/h dieses 140 GWh/h-Anstiegs auf Verteilnetzbetreiber und Kraftwerke. Zusammenfassend sind die Hauptgründe für diesen Anstieg des Leistungsbedarfs für H-Gas die Umstellung von L-Gas auf H-Gas, neue Kraftwerke, die Buchungen aus der Jahresauktion 2017 im Rahmen von "mehr Kapazität" und die von GTS aus Gründen der Versorgungssicherheit angenommene erhöhte Nachfrage aus den Niederlanden (FNB Gas 2020).

**Abbildung 7 Veränderung der Kapazität des H-Gas-Bedarfs**

Quelle: (FNB Gas 2020)

Eine Anpassung der Infrastruktur ist nicht nur erforderlich, um das L-Gas-System an das H-Gas-Netz anzuschließen, sondern auch um die Systemkapazität für das zusätzliche Volumen aufgrund erhöhter Bedarfe von Gaskraftwerken und Verteilnetzbetreibern zu erhöhen, das zur Versorgung des umgestellten Marktes benötigt wird (ENTSOG 2020c). Der nationale Netzentwicklungsplan 2018 (NEP 2018-2028) identifiziert mehr als 70 Projekte im Zusammenhang mit der Marktumstellung von L-Gas auf H-Gas. Die Komplexität dieser Projekte reicht von einzelnen Ventilen und Messstationen bis hin zu neuen Pipelines und Verdichterstationen. Etwa 357 km neue Pipelines und 283 MW zusätzliche Leistung auf Verdichterstationen werden benötigt, um das Transportsystem für die Marktumstellung bis 2028 auf H-Gas zu verbessern (ENTSOG 2020c; FNB Gas 2019b).

## 2.2.2 Norwegen

### 2.2.2.1 IST-Stand

Im Gegensatz zu den meisten anderen Mitgliedsländern der Internationalen Energieagentur (IEA) ist Norwegen bei der Energieversorgung nicht auf Importe angewiesen. Norwegen ist einer der führenden Öl- und Gasexporteure der Welt. Im Jahr 2015 waren seine Nettoexporte von Öl und Gas die fünftgrößten nach der Russischen Föderation, Saudi-Arabien, Kanada und Katar (IEA 2017).

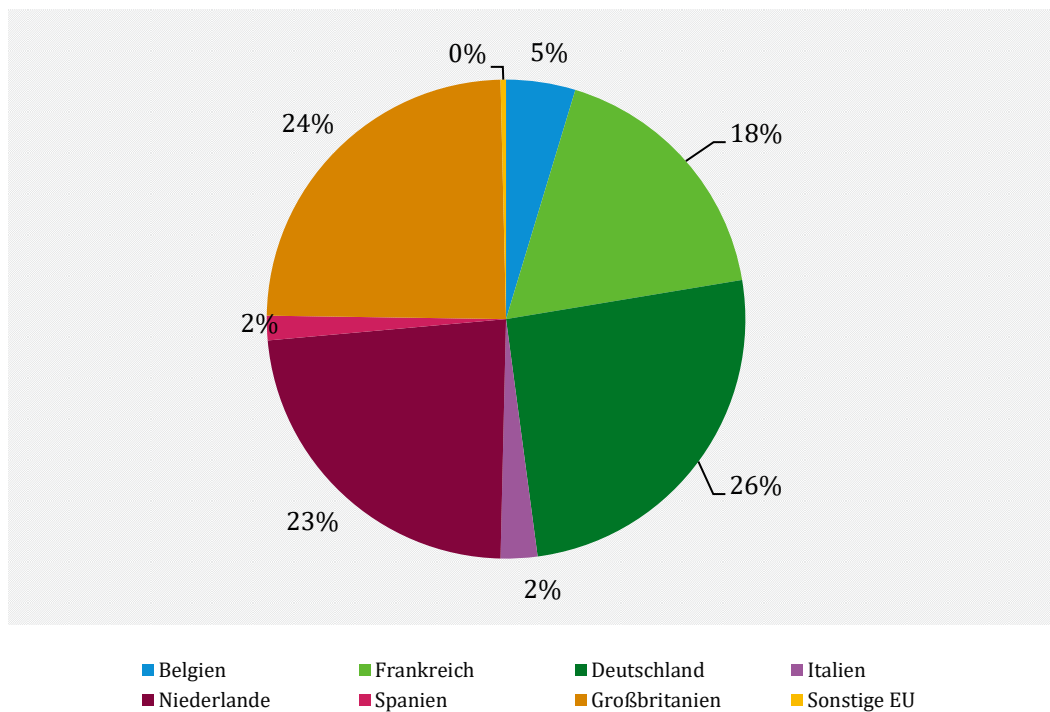
**Abbildung 8** Transportnetz für Norwegen und einige Importländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt)



Quelle: (ENTSOG 2021)

In Bezug auf die europäische Gasversorgung gilt Norwegen als attraktive Option, da es ein zuverlässiger Lieferant ist und über eine gute Anbindung an Nordwesteuropa verfügt (Abbildung 8). Da praktisch alle norwegischen Gasexporte über Pipelines erfolgen, ist der Transport günstiger als bei LNG (Froggatt et al.).

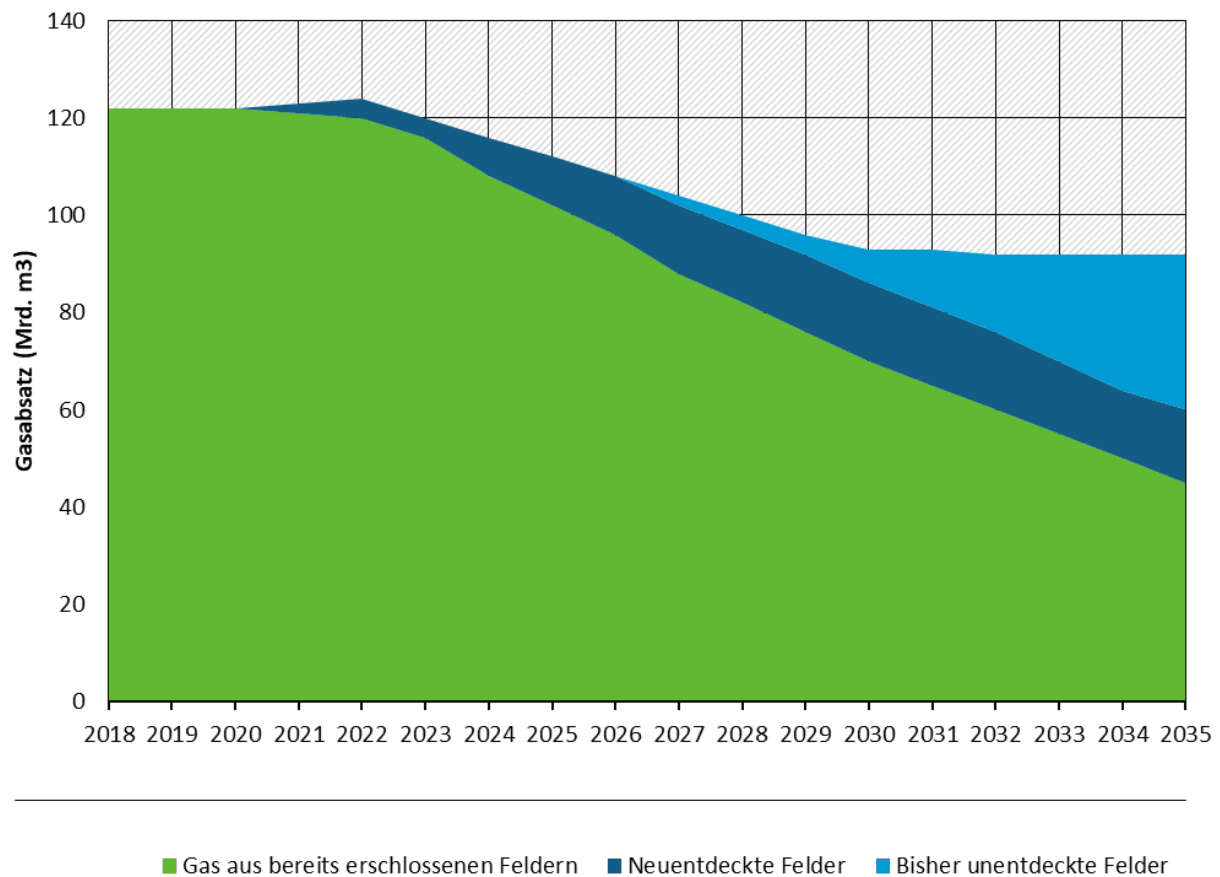
Der Großteil des Gases wird über Unterwasserpipelines zu Zielen in Nordwesteuropa exportiert. Im Jahr 2019 exportierte Norwegen 109 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas. Deutschland war mit einem Anteil von 26 % an den norwegischen Gasexporten im Jahr 2019 der Hauptimporteur, gefolgt von Großbritannien (24 %), den Niederlanden (23 %) und Frankreich (18 %). Die Anteile des norwegischen Erdgasexports sind in Abbildung 9 zu sehen (BP 2020).

**Abbildung 9 Erdgas-Exporte von Norwegen durch Pipelines (2019)**

Quelle: (BP 2020)

### 2.2.2.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Die norwegische Netto-Gasproduktion erreichte 2017 ein Rekordhoch von 122 Mrd. m<sup>3</sup> und übertraf damit deutlich die offiziellen Prognosen der norwegischen Erdölverwaltung (Norwegian Petroleum Directorate - NPD). Deshalb änderte Norwegen im Januar 2018 seine Produktionsplanungen insbesondere für die Jahre 2022 - 2035 deutlich nach oben. Diese langfristigen Projektionen sind in Abbildung 10 zu sehen. Laut Abbildung 10 sollen die neuen Pläne für die Produktion bis 2022 auf 121-123 Mrd. m<sup>3</sup> ansteigen. Danach sollen sie bis 2025 auf 112 Mrd. m<sup>3</sup> sinken und zwischen 2030-35 ein Plateau bei 90-92 Mrd. m<sup>3</sup> erreichen. Darüber hinaus wird erwartet, dass Gas aus derzeit unentdeckten Ressourcen ab 2027 zum Profil beitragen wird. Bis 2035 machen die unentdeckten Ressourcen etwa 30 Mrd. m<sup>3</sup> der prognostizierten Jahresproduktion aus (The Oxford Institute for Energy Studies 2018a).

**Abbildung 10 Langfristige Projektionen der norwegischen Gasproduktion**

Quelle: (The Oxford Institute for Energy Studies 2018a)

Das Risiko, dass die aktualisierten Projektionen bis etwa 2027 nicht erreicht werden, scheint gering zu sein. Nach 2027 bergen die Projektionen ein zunehmend höheres geologisches, wirtschaftliches und politisches Risiko, insbesondere angesichts der in letzter Zeit ausbleibenden Explorationserfolge. Bis 2035 werden voraussichtlich 30 Mrd. m<sup>3</sup> der prognostizierten jährlichen Gasproduktion von 90 Mrd. m<sup>3</sup> aus derzeit unentdeckten Ressourcen stammen. Die Erreichung der prognostizierten Produktion zwischen 2027 und 2035 hängt von der Aufrechterhaltung des aktuellen Niveaus der Explorationsaktivitäten, von zukünftigen kommerziellen Gasfunden und von einer kontinuierlichen Verbesserung der Gewinnungsraten der produzierenden Felder ab (The Oxford Institute for Energy Studies 2018a).

Die Öl- und Gasaktivitäten waren ein wesentlicher Baustein für Beschäftigung und Wohlstand in Norwegen. Sie ist derzeit ein Schlüsselsektor der norwegischen Wirtschaft und hat wesentlich zur industriellen Entwicklung und zum Fortschritt der norwegischen Wohlfahrts-gesellschaft beigetragen (IEA 2017). Auf der anderen Seite gibt es in den meisten EU-Mitgliedsstaaten einen wachsenden öffentlichen und politischen Druck für ehrgeizigere Maßnahmen gegen den Klimawandel. Dies betrifft insbesondere Norwegen als Energielieferant für die EU und als Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums, das verpflichtet ist, zumindest ähnlich verbindliche nationale Gesetze zur Kohlenstoffreduzierung zu erlassen. Norwegen hat einen der am stärksten dekarbonisierten Stromsektoren in Europa. Seine erneuerbaren Ressourcen - vor allem die Wasserkraft - sind ein wichtiger Bestandteil des nordischen Strommarktes und tragen dazu bei, Angebot und Nachfrage für die heimische Industrie und die gesamte Region

auszugleichen. Ohne die Dekarbonisierung von Gas und/oder den Einsatz von CCS ist die Nutzung von Erdgas jedoch langfristig nicht mit den Klimazielen vereinbar und birgt daher das Risiko, gestrandete Vermögenswerte zu schaffen oder Emissionspfade einzuschließen (im Jahr 2018 stammten 27 % der Treibhausgasemissionen aus der Öl- und Gasförderung) (Froggatt et al.).

Die 2050-Ziele der norwegischen Regierung sind jedoch ambitioniert und stehen im Einklang mit der EU. Bis 2030 sollen die THG-Emissionen um 50-55 % im Vergleich zu 1990 reduziert werden. Da fast 27 % der THG-Emissionen auf die Gas- und Ölförderung zurückzuführen sind, stößt dies zunehmend in der Gesellschaft auf negative Reaktionen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020). Der wachsende Druck der Zivilgesellschaft hat bereits dazu geführt, dass neue Öl- und Gasexplorationen genauer untersucht und abgewogen werden. Die norwegische Regierung war z. B. gezwungen Pläne zur Öffnung der Lofoten für die Ölexploration aufzugeben, da die Erschließung der unberührten Natur in diesem Gebiet zu hohe Umweltrisiken mit sich bringen würde (Froggatt et al.). Außerdem formuliert der norwegische Öl- und Gasverband im Namen der gesamten Öl- und Gasindustrie Norwegens ein ambitioniertes Ziel: Eine Reduzierung um 40 % bis 2030 im Vergleich zu 2005 und eine nahezu vollständige Reduzierung bis 2050.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Aussichten für die Gasproduktion nach 2025 zwangsläufig immer mehr geologische, wirtschaftliche und politische Risiken bergen, die in den aktuellen NPD-Projektionen nicht explizit berücksichtigt werden. Es ist bemerkenswert, dass das Produktionsprofil nach 2030 so stark von der Produktion aus Ressourcen abhängt, die noch nicht entdeckt wurden. Und ein großer Teil dieser unentdeckten Ressourcen liegt in der Barentssee, wo die Wirtschaftlichkeit der Erschließung am schwierigsten ist. Trotz der Risiken erscheint die Projektion einer Produktion von 90 Mrd. Kubikmetern in den Jahren 2030-35 angesichts der beeindruckenden Erfolge bei der Steigerung der Ausbeute aus produzierenden Feldern und der Einbindung kleinerer Entdeckungen in reifen Gebieten derzeit nicht unvorsichtig oder implausibel. Die Position Norwegens als zuverlässiger und wettbewerbsfähiger Lieferant von sowohl kontrahiertem als auch flexiblem Gas für NW-Europa scheint für die absehbare Zukunft gesichert zu sein (The Oxford Institute for Energy Studies 2018a). Darüber hinaus wird aufgrund der oben genannten Pläne und der norwegischen H2-Strategie (siehe Kapitel 2.3.2.4) die Erdgasproduktion aus Norwegen in Zukunft abnehmen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020).

## **2.2.3 Niederlande**

### **2.2.3.1 IST-Stand**

Die Niederlande sind ein großer Erdgasproduzent für L-Gas, Verbraucher und der größte Gashandelsplatz in Europa und verfügen über zahlreiche Gasverbindungsleitungen zu ihren Nachbarländern. Das niederländische Gasnetz ist relativ einzigartig, da es über separate Netze für niederkalorisches Gas (L-Gas) und hochkalorisches Gas (H-Gas) verfügt. Die L-Gas- und H-Gas-Netze haben jeweils ihre eigenen Versorgungsquellen, Pipelines, Speicheranlagen und zugehörige Infrastruktur (IEA 2020).

**Abbildung 11** Transportnetz für Niederlande und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt)



Quelle: (ENTSOG 2021)

Das Groninger Gasfeld ist eines der zehn größten Felder der Welt und produziert L-Gas (International Energy Agency (IEA), 2020). Die Entdeckung des riesigen Groningen-Erdgasfeldes im Jahr 1959 hatte einen tiefgreifenden Einfluss auf das niederländische - und nordwesteuropäische - Energiesystem. Das Gas aus dem Groninger Gasfeld enthält hohe Konzentrationen an Stickstoff und wird als niedrigkalorisches Gas (L-Gas) klassifiziert. Es wurde 1963 in Betrieb genommen und im Jahr 1976 wurde eine Rekordproduktion von 87,7 Mrd. m<sup>3</sup> erreicht (Savcenko und Hornby 2020). Die notwendige Infrastruktur wurde aufgebaut, um das Gas an die holländischen Haushalte und Industrien (und auch die Verbraucher in Deutschland, Belgien und Nordfrankreich) zu verteilen, was zu einem schnellen Übergang von Kohle zu Gas führte (Savcenko und Hornby 2020; The Oxford Institute for Energy Studies 2018b).

Seit 1991 begann die Gasförderung in Groningen Erdbeben in der Region auszulösen. Aufgrund dieser Erdbeben hat sich die öffentliche Meinung massiv gegen die Gasförderung aus dem Groningen Gasfeld gewendet (The Oxford Institute for Energy Studies 2018b) und die Regierung hat beschlossen, die Gasproduktion aus dem Feld zu reduzieren. Im Jahr 2014 wurde die Produktionsobergrenze auf 42,5 Mrd. m<sup>3</sup> festgelegt. In der Folge wurde die Förderung weiter reduziert auf 28,1 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2015 bis hin auf den niedrigsten Stand seit 50 Jahren im Jahr 2020 (Gasjahr 2019-20 | 1. Oktober 2019 bis 30. September 2020) mit nur 11,8 Mrd. m<sup>3</sup> (Savcenko und Hornby 2020).

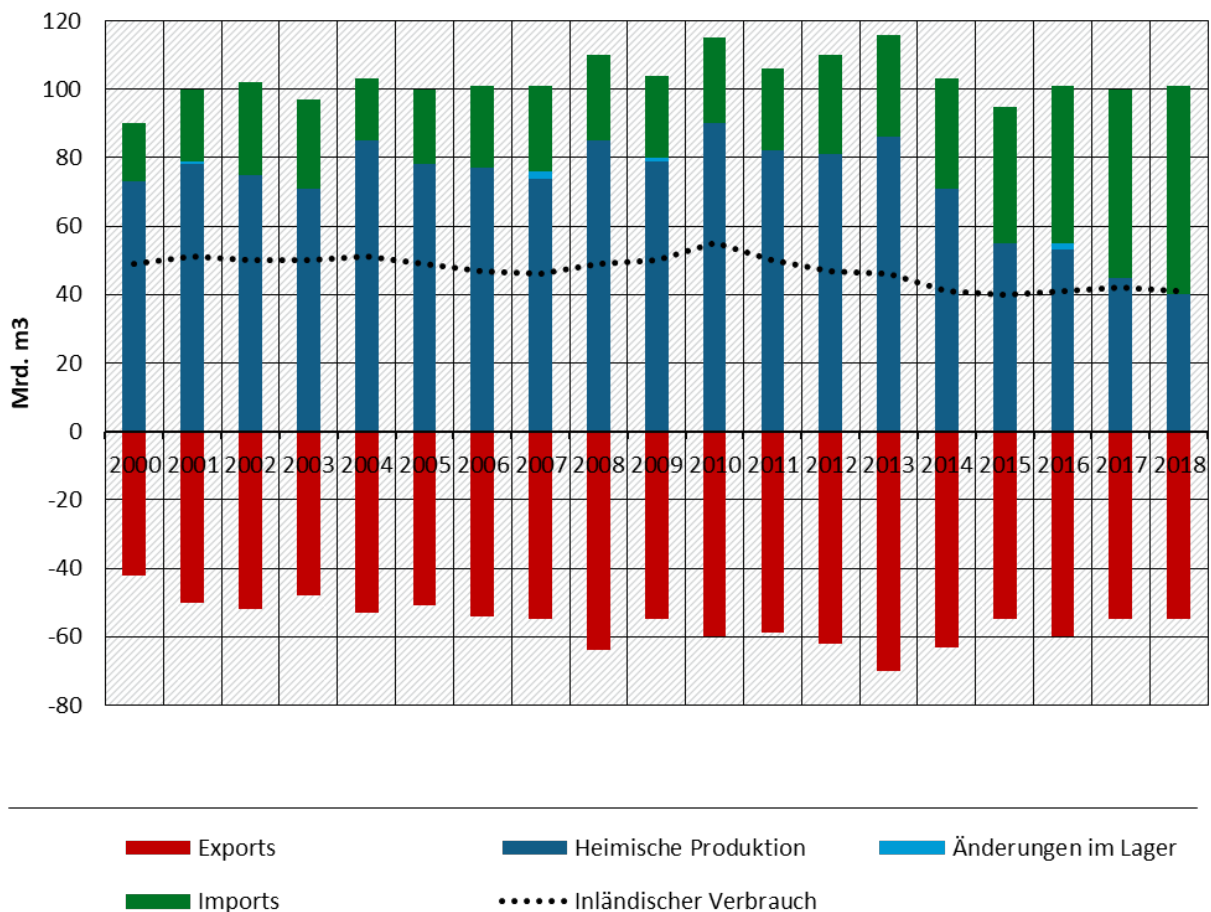
Infolge der rückläufigen Produktion wird das Land immer abhängiger von Importen. Zwischen 2013 und 2019 haben sich die Importe fast verdoppelt, während die Exporte um über 25 % gesunken sind. Infolgedessen wurden die Niederlande 2018 zum ersten Mal zum Nettoimporteur von Gas (Abbildung 12) (IEA 2020).

Die Niederlande sind immer noch ein großer Nettoexporteur nach Deutschland und Belgien. Im Jahr 2019 exportierte Niederlande 38 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, 61% dieses Gases nach Deutschland. Es folgen Belgien (17 %) und Frankreich (12 %). Außerdem wurde im Jahr 2019 63 % des in die



Niederlande importierten Erdgas aus Norwegen importiert. Es folgte Russland mit 20 % (BP 2020).

**Abbildung 12 Erdgashandelsbewegungen Niederlande**



Quelle: (IEA 2020)

### 2.2.3.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Die Niederlande haben sich der Reduzierung der Treibhausgasemissionen verschrieben und streben einen schnellen Übergang zu einer kohlenstoffneutralen Wirtschaft an, die das Wirtschaftswachstum und die Energiesicherheit unterstützt. Die Regierung geht davon aus, dass Erdgas bis mindestens 2030 ein wichtiger Bestandteil des Energiesystems sein wird und dass kohlenstoffarme gasförmige Energieträger eine entscheidende Rolle bei der Unterstützung des Übergangs zu einem kohlenstoffneutralen Energiesystem bis 2050 spielen werden, insbesondere in der Industrie und anderen schwer zu dekarbonisierenden Bereichen. Die Niederlande streben an, die Emissionen bis 2030 um 49 % und bis 2050 um 95 % zu reduzieren - verglichen mit dem Niveau von 1990 (IEA 2020).

In der Vergangenheit konzentrierte sich die niederländische Politik zur Gasförderung auf die Maximierung der nachhaltigen Nutzung der heimischen Gasressourcen. Nach dem Klimaabkommen von Paris besteht die neue Energiepolitik der niederländischen Regierung darin, den Gasbedarf und die Produktion schnell und deutlich zu reduzieren (Die niederländische Regierung 2019; IEA 2020).

Im Oktober 2018 gab die Regierung einen Plan bekannt, Groningen bis 2030 auslaufen zu lassen, Bereits im September 2019 erfolgte eine Aktualisierung, die festgelegt, dass die Groningen-Gasproduktion aufgrund der Erdbeben bis Mitte 2022, also acht Jahre früher als geplant, beendet wird (Savcenko und Hornby 2020).

Eine Kombination aus der früher als geplanten Schließung des Gasfeldes Groningen und der rückläufigen Gasproduktion in Nordwesteuropa hat zur Folge, dass bis 2025 etwa 45 Mrd. m<sup>3</sup> L-Gas für eigenen Verbrauch und Export ersetzt werden müssen (Savcenko und Hornby 2020).

Die Niederlande führen eine breit angelegte politische Agenda durch, um die Gasnachfrage zu reduzieren und die Produktion und Nutzung kohlenstoffarmer bzw. kohlenstofffreier gasförmiger Energieträger zu beschleunigen. Hierbei soll die Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur genutzt werden, um den Transport und die Nutzung kohlenstoffarmer Gase zu unterstützen. Ferner soll CCS einschließlich Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub> ermöglicht werden. Darüber hinaus definieren die niederländische Wasserstoffstrategie und die Roadmap für grüne Gase Strategien zur Beschleunigung der großtechnischen Produktion und Nutzung von Wasserstoff und einer Vielzahl von grünen Gasen, einschließlich Biomethan. Diese Strategien unterstützen den breiten Einsatz von kohlenstoffarmen Gasen in allen Sektoren und zielen darauf ab, das niederländische Know-how im Bereich kohlenstoffarmer gasförmiger Energieträger auszubauen, während das Land vom Erdgas wekommt. Die Produktion von Biomethan und die Einspeisung in das Gasnetz wurden ausgeweitet und mehrere groß angelegte kohlenstoffarme Wasserstoffprojekte sind in Planung. Die Regierung unterstützt den beschleunigten Einsatz von kohlenstoffarmen Gasen durch spezielle Forschungs- und Demonstrationsmittel. Die Regierung plant hierbei die Biomethanproduktion bis 2030 auf 20 TWh zu steigern (Die niederländische Regierung 2019; IEA 2020).

## **2.2.4 Frankreich**

### **2.2.4.1 IST-Stand**

Das französische Erdgasfernleitungsnetz ist in drei verschiedene regionale Fernleitungsnetzbereiche aufgeteilt, die sich im Besitz von zwei Fernleitungsnetzbetreibern befinden und von diesen betrieben werden. GRTgaz betreibt 7.498 km Hauptnetz (das die LNG-Terminals, Verbindungsleitungen und Speicheranlagen verbindet) und 24.916 km Regionalnetz, während Teréga 650 km Hauptnetz und 4.450 km Regionalnetz im Südwesten Frankreichs betreibt. Die NRA CRE reguliert beide Gasbetreiber (EC 2018).

**Abbildung 13** Transportnetz für Frankreich und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt)

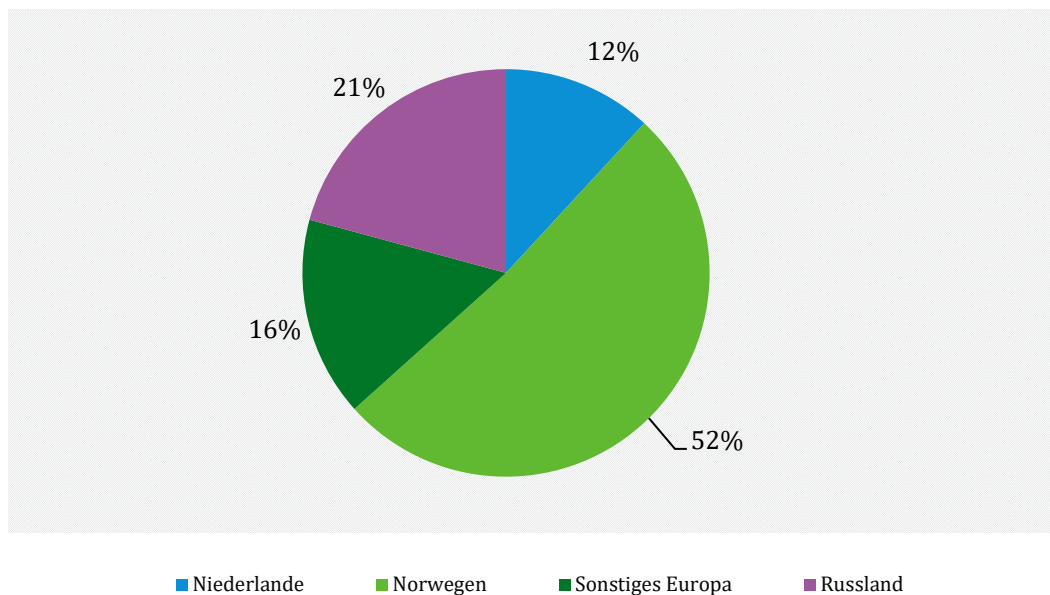


Quelle: (ENTSOG 2021)

Frankreich ist ein wichtiger Transportkorridor für Gas, das aus der Nordsee und Nordwesteuropa kommt und nach Spanien und Italien (über die Schweiz) geleitet wird (Abbildung 13). Es verfügt über beträchtliche Verbindungskapazitäten an seinen nördlichen Grenzen mit über 2.000 GWh/d Kapazität aus Deutschland, Belgien und Norwegen. Frankreich weist dagegen nur begrenzte Kapazitäten an seiner südlichen Grenze, von Frankreich zur Iberischen Halbinsel, dem fünftgrößten europäischen Markt mit nur 165 GWh/d auf (EC 2018).

Die Gesamtmenge an Erdgas, die über Pipelines nach Frankreich importiert wurde, betrug 37 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2019. Der Großteil des über Pipelines importierten Gases kommt aus Norwegen (52 %), gefolgt von Russland (21 %) und Sonstiges Europa<sup>5</sup> (15 %) (Abbildung 14) (BP 2020).

<sup>5</sup> Laut dem BP Statistical Bericht (EID 2018) wird Europa als europäische Mitglieder der OECD plus Albanien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Zypern, Georgien, Gibraltar, Lettland, Litauen, Malta, Montenegro, Nord-Mazedonien, Rumänien, Serbien und Ukraine zusammengefasst.

**Abbildung 14 Erdgas-Importe nach Frankreich durch Pipelines (2019)**

Quelle: (BP 2020)

#### 2.2.4.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Wie bereits erwähnt, verfügt Frankreich über erhebliche Verbindungskapazitäten an seinen nördlichen Grenzen (über 2000 GWh/d), jedoch nur über begrenzte Kapazitäten an seiner südlichen Grenze, von Frankreich zur Iberischen Halbinsel (mit nur 165 GWh/d) (EC 2018).

MidCat (The Midi-Catalonia Pipeline) ist eine der wichtigsten Projekte, das geplant durch ENEGAS und TREGAS wurde. Es wurde jedoch seit 2019/2020 aufgrund von Umweltaspekten und Kosten nicht weiter weiterverfolgt. Das Projekt war Teil der EU-Liste der Projekte von gemeinsamem Interesse (PCI) und hätte die Gasaustauschkapazität zwischen Frankreich und Spanien verdreifachen können. Als Ergebnis des Projekts hätten 10 % des Gases, das Europa derzeit aus Russland bezieht, durch Gas aus nordafrikanischen Ländern ersetzt werden können (Simon 23.January.2019; Simon 2019).

Aufgrund der vorzeitigen Schließung des Gasfeldes Groningen hat auch Frankreich einen Umstellungsplan zur Umstellung seiner L-Gas-Verbraucher auf H-Gas gestartet. Die Umstellung von niederkalorischem Gas (L-Gas), das etwa 10 % des französischen Verbrauchs abdeckt (1,3 Millionen Verbraucher im nördlichen Teil Frankreichs) (EC 2018).

Ein starkes Wachstum ist in Frankreich bei der Verwendung von Erdgas im Verkehr zu beobachten, hauptsächlich für schwere Nutzfahrzeuge. Da der Verkehr 30 % der gesamten THG-Emissionen in Frankreich ausmacht und diese Energienutzung nur schwer zu dekarbonisieren ist, wird die Umstellung von Diesel auf Gas als erster konkreter Schritt zur Senkung der THG-Emissionen angesehen, während mittel- und langfristig der steigende Anteil von erneuerbarem Gas (Biomethan, Vergasung und Power-to-Gas) zur weiteren Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs beitragen wird (EC 2018).

Laut dem Bericht der EU Kommission (EC 2018) ist der Auslastungsgrad von LNG-Terminals und Importpipelines bereits rückläufig. Einige Infrastrukturen könnten bis 2050 stillgelegt oder für alternative Nutzungen umgebaut werden müssen. Die Speicherstätten und das Transportnetz würden jedoch weiterhin für (erneuerbares) Gas genutzt werden, allerdings mit einer anderen Auslastung.

## 2.2.5 Italien

### 2.2.5.1 IST-Stand

Italien ist nach Spanien der zweite Verbindungspunkt mit nordafrikanischen Ländern. Es ist gut mit Österreich, der Schweiz und Slowenien verbunden (Abbildung 15) (EC 2018).

**Abbildung 15** Transportnetz für Italien und einige Nachbarländer (nur mittlere (>600 mm) und große Pipelines (>900 mm) werden angezeigt)



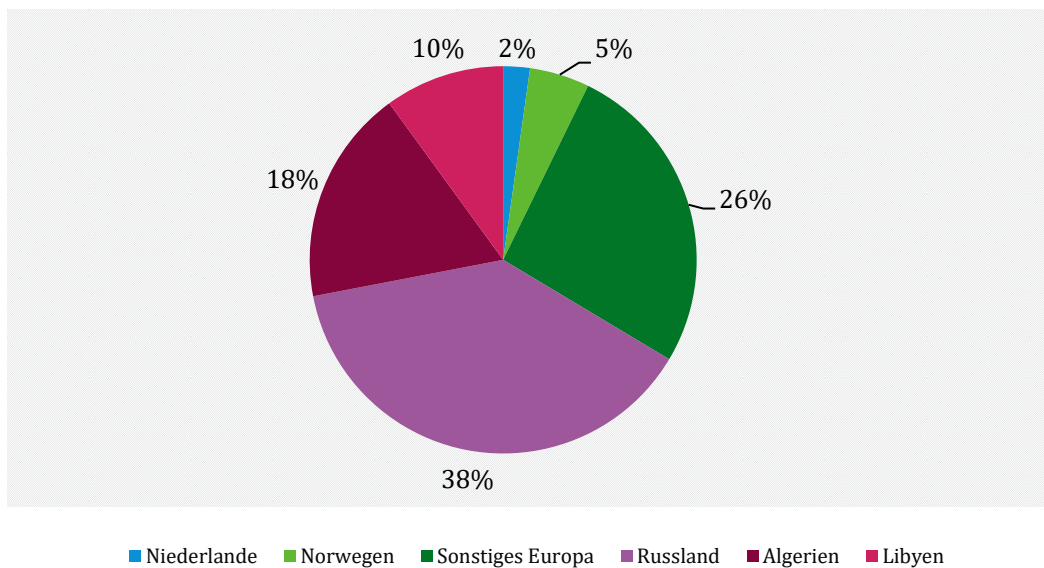
Quelle: (ENTSOG 2021)

Italien ist aufgrund des südlichen Gaskorridors wichtig. Der südliche Gaskorridor soll Europa eine neue Route zur Sicherung von Erdgaslieferungen aus dem gasreichen Becken am Kaspischen Meer eröffnen (ENTSOG 2020a).

Die Gesamtmenge an Erdgas, die über Pipelines nach Italien importiert wurde, betrug 2019 ca. 54 Mrd. m<sup>3</sup> (Abbildung 16). Der Großteil des über Pipelines importierten Gases kommt aus Russland (39 %), gefolgt von Sonstiges Europa<sup>6</sup> (26 %) und Algerien (18 %) (BP 2020).

Gas wird in Italien größtenteils für die Beheizung von Gebäuden und die Stromerzeugung verwendet, und es wird auch zunehmend für Transportzwecke eingesetzt, wobei derzeit etwa eine Million Fahrzeuge mit Erdgas betrieben werden und es landesweit 1040 CNG-Tankstellen gibt (EC 2018).

<sup>6</sup> Laut dem BP Statistical Bericht (ENTSOG 2022) wird Europa als europäische Mitglieder der OECD plus Albanien, Bosnien-Herzegowina, Bulgarien, Kroatien, Zypern, Georgien, Gibraltar, Lettland, Litauen, Malta, Montenegro, Nord-Mazedonien, Rumänien, Serbien und Ukraine zusammengefasst.

**Abbildung 16 Erdgas-Importe nach Italien durch Pipelines (2019)**

Quelle: (BP 2020)

### 2.2.5.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Der Südliche Korridor wird Europa eine neue Route zur Sicherung von Erdgaslieferungen aus dem gasreichen Becken am Kaspischen Meer bieten. Darüber hinaus ist er so konzipiert, dass er erweitert werden kann, wenn zusätzliches Erdgas in Aserbaidschan verfügbar wird und Turkmenistan den Zugang zu den europäischen Märkten sucht, um seine eigenen Exporte zu diversifizieren, indem es eine dritte Route neben denen nach Russland und China einrichtet. Aufgrund seiner Lage ist Italien eines der wichtigsten Länder im südlichen Gaskorridor. Wie auch in Abbildung 17 zu sehen ist, ist Italien der Punkt, an dem drei wichtige Projekte an Europa anschließen (ENTSOG 2020a).

**Abbildung 17 Wichtige geplante Projekte für das Gastransportnetz in Italien**

Quelle: (ENTSOG 2020d)

Es sind folgende große Projekte geplant, die kurzfristig fertiggestellt werden sollen:

► TAP (Trans Adriatic Pipeline)

TAP ist ein Erdgaspipeline-Projekt, das Erdgas aus dem riesigen Shah Deniz II-Gasfeld im Kaspischen Meer in Aserbaidschan transportieren wird. Die TAP, die an der griechisch-türkischen Grenze mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP) verbunden ist, wird auf einer Länge von ca. 878 km Nordgriechenland, Albanien und die Adria durchqueren, bevor sie in Süditalien an Land geht, wo sie an das italienische Erdgasnetz angeschlossen wird. Der Bau der Pipeline erhielt seit 2013 viermal den Status eines vorrangigen Schnellverfahrens als EU-Projekt von gemeinsamem Interesse (PCI 7.1.3) für seine Rolle bei der Entwicklung des südlichen Gaskorridors, der die Gasimporte diversifizieren soll. Sie ist fertiggestellt und hat Ende letzten Jahres ihren Betrieb aufgenommen (IEA 2016; Trans Adriatic Pipeline). Die Kapazität beträgt anfangs 10 Mrd. m<sup>3</sup>, soll aber 20 Mrd. m<sup>3</sup> erreichen (ENTSOG 2020a; EUGAL 2021a).

► GALSI

Die Pipeline wird von Algerien über Sardinien nach Italien verlaufen. Die Pipeline ist strategisch wichtig, da sie die Schaffung eines italienischen Gas-Hubs ermöglicht, indem sie eine wettbewerbsfähigere und kürzere Versorgungsroute für den Import von algerischem Gas nach Italien und von dort nach Nordeuropa schafft. Die Inbetriebnahme wird für das Jahr 2022 erwartet und die Kapazität beträgt 8 Mrd. m<sup>3</sup> (ENTSOG 2020a, 2020d).

► EastMED (East Mediterranean Pipeline)

EastMED ist ein weiteres wichtiges Projekt. Mit diesem Projekt werden die Gasfelder vor Israel und Zypern mit der EU verbunden. Die geplante EastMed-Pipeline, für die eine endgültige Investitionsentscheidung im Jahr 2022 erwartet wird (die Fertigstellung ist für 2025 geplant), soll rund 10 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas über Griechenland und Italien in die Europäische Union (EU) liefern. Die EU unterstützt das Projekt als Mittel zur Diversifizierung ihrer Erdgasimporte weg von Russland (ENTSOG 2020d).

Abgesehen von den wichtigen Projekten würde der Auslastungsgrad des Fernleitungsnetzes laut Bericht der EU-Kommission sinken und es wären Investitionen erforderlich, um erneuerbares Gas unterzubringen (EC 2018). Erhöhte Importe aus Russland haben in der jüngsten Vergangenheit reduzierte Lieferungen aus Nordafrika ausgeglichen. Italiens größter Importeur von Gas aus Russland (ENI) hat Verträge, bis 2035. Das Gas aus Russland wird derzeit per Pipeline über die Ukraine und die Slowakei geliefert (IEA 2016). Daher könnten die Inbetriebnahmen bedeuten, dass nach 2030 einige LNG- oder Pipeline-Kapazitäten, die speziell für den Import von Erdgas aus Russland genutzt werden, möglicherweise stillgelegt oder für andere Zwecke umgerüstet werden können. Die bestehenden Gasspeicher könnten für Biomethan weiter genutzt werden, wären aber für Wasserstoff nicht geeignet (EC 2018).

## 2.2.6 Russland

### 2.2.6.1 IST-Stand

Russland ist nach den Vereinigten Staaten der zweitgrößte Erdgasproduzent der Welt, gefolgt vom Iran, Kanada und Katar. In den letzten Jahren erreichte die weltweite Erdgasproduktion einen neuen Rekord von 3870 Mrd. m<sup>3</sup>, und des Russlands betrug im Jahr 2018 670 Mrd. m<sup>3</sup>. Mehr als 30 % der gesamten Erdgasproduktion Russlands wird exportiert (Vladimir Kutcherov et al. 2020).

Im Jahr 2019 wurden 41 % (170 Mrd. m<sup>3</sup>) des Erdgases aus Russland in die EU importiert. Von diesen 170 Mrd. m<sup>3</sup> hat Deutschland 33 % (56 Mrd. m<sup>3</sup>) des Gases erhalten (Abbildung 18) (BP 2020). Aufgrund des Angriffs Russlands auf die Ukraine Ende Februar 2022 hat sich dies jedoch drastisch geändert. Wegen des Ukraine-Kriegs haben die EU-Länder beschlossen, ihre Gasimporte aus Russland mit dem REPowerEU-Plan so schnell wie möglich zu reduzieren (EC 2022) bzw. zu minimieren. .

Vor dem Ausbruch des Ukraine-Krieges konnte das Gas aus Russland Europa über drei Routen (5 Hauptgasleitungen; Tabelle 4) erreichen: die erste Nord Stream-Pipeline, den Jamal-Europa-Korridor über Polen und über die Ukraine, nach einem neu vereinbarten fünfjährigen Transitabkommen mit der Ukraine (Savcenko und Hornby 2020). Von diesen wurden zwei Hauptexportpipelines (die etwa 45 % des Exportvolumens ausmachen), "Urengoj-Pomary-Uzhgorod" und "Sojus", die durch die Ukraine verlaufen, 1983 bzw. 1979 gebaut und erfordern eine Rekonstruktion (Vladimir Kutcherov et al. 2020).

**Tabelle 4 Hauptgasleitungen von Russland nach Europa**

Pipeline	Strecke	geplante Kapazität (Mrd. m <sup>3</sup> )
Urengoj-Pomary-Uzhgorod	Russland-Ukraine-Slowakei	60,5
Sojus	Russland-Ukraine-Moldawien-Rumänien	26
Jamal-Europa	Russland-Weißrussland-Polen-Deutschland	32,9
Nord Stream 1*	Russland-Deutschland	55
Blue stream	Russland-Turkei	16

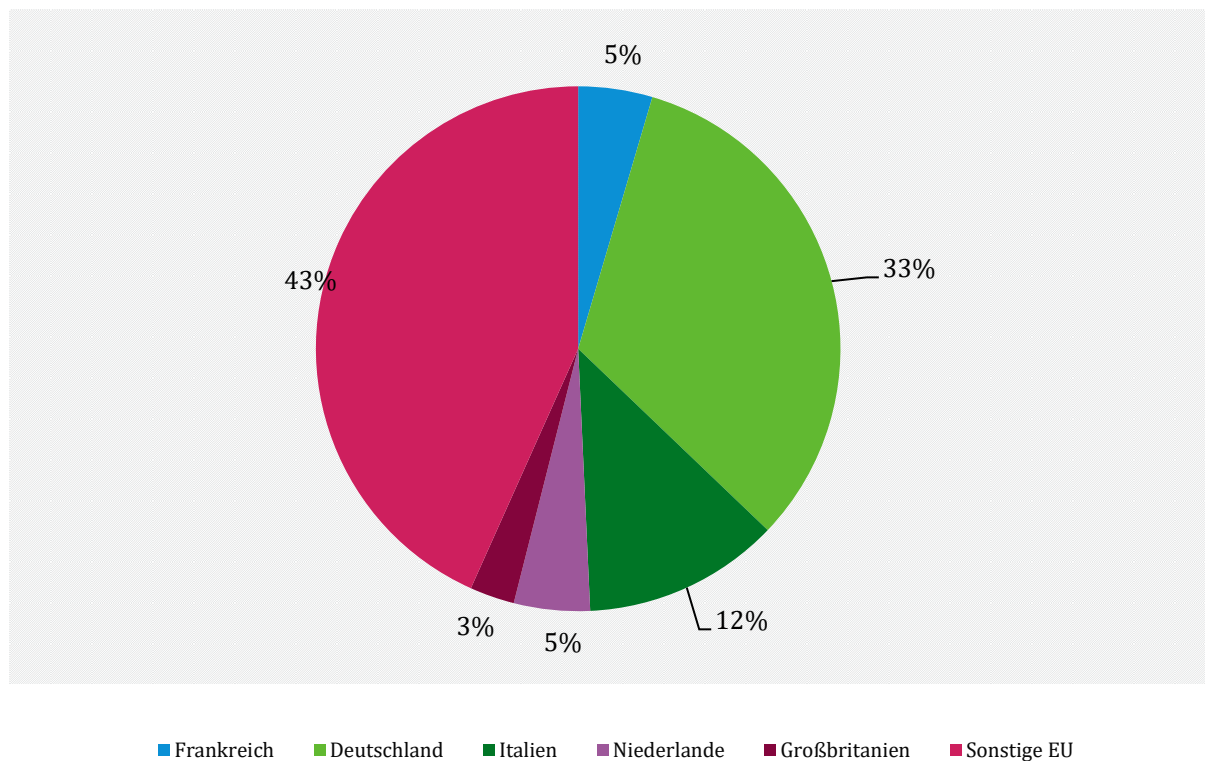
Quelle: (Vladimir Kutcherov et al. 2020)

\* Derzeit fließt das Erdgas nicht aus über die Nord Stream 1 bezogen (Stand 31. August 2022) (Reuters 2022)

Russlands Exportpipelines waren während der Kälteperiode im Februar und März 2018 nahezu voll ausgelastet

Russlands Exportpipelines waren während der Kälteperiode im Februar und März 2018 nahezu voll ausgelastet. Dies ist ein starkes Signal, dass in Zukunft zusätzliche Importkapazitäten benötigt werden (Lohmann und Westphal 2019).



**Abbildung 18 Erdgas-Exporte von Russland durch Pipelines (2019)**

Quelle: (BP 2020)

### 2.2.6.2 Planungen, Strategien und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne

Die letzte Version der "Russischen Energiestrategie bis 2035", die das russische Energieministerium 2015 entwickelt und der russischen Regierung vorgelegt hat, wurde nach mehr als vier Jahren nicht genehmigt. Anfang Oktober 2019 hat das russische Energieministerium den Text der "Energiestrategie Russlands bis 2035" aktualisiert und der Regierung vorgelegt. Im vergangenen Jahr hat die russische Regierung einen neuen Entwurf der Energiestrategie bis 2035 verabschiedet. Dieses Dokument ist der beste verfügbare Hinweis auf die Pläne der russischen Energiepolitiker, die darauf abzielen, den Beitrag der Kohlenwasserstoffindustrie zur Entwicklung Russlands zu maximieren und die Position des Landes im globalen Energiesektor zu stärken. Russland will seine Energieexporte entwickeln und diversifizieren, seine Infrastruktur modernisieren und ausbauen, technologische Unabhängigkeit erreichen und die Wettbewerbsfähigkeit des Brennstoff- und Energiesektors steigern. Laut der Energiestrategie bis 2035 bewegt sich die prognostizierte Erdgasproduktion zwischen 907 Mrd. m<sup>3</sup> und 983 Mrd. m<sup>3</sup> (es war 728 Mrd. m<sup>3</sup> im Jahr 2018) (Tatiana Mitrova).

Eines der wichtigsten Projekte der letzten Jahre im europäischen Gasnetzausbau um, das russisches Gas in die EU bringt zu importieren, ist war die Nord Stream 2. Es ist wurde auch insbesondere für das deutsche Gastransportnetz als Transportnetz wichtig angesehen, da der Eintrittspunkt Anlandepunkt in die EU Deutschland ist. Nord Stream 2 ist eine geplante 1.230 Kilometer lange Zwillingspipeline, die Erdgas von russischen Feldern zum europäischen Netz in Norddeutschland transportieren soll. Die Pipelines verlaufen durch die Ostsee von Russland nach Deutschland, eine Route, die weitgehend parallel zum bestehenden Nord Stream-System verläuft. Sie wird die Kapazität einer bestehenden Unterwasserroute - der ursprünglichen Nord Stream - verdoppeln, die 2011 eröffnet wurde. Das russische Unternehmen Gazprom PJSC ist Eigentümer des Projekts, die Royal Dutch Shell Plc und vier weitere Investoren, darunter die

deutschen Unternehmen Uniper SE und Wintershall AG, tragen die Hälfte der Kosten in Höhe von 9,5 Milliarden Euro (Khrennikova und Shiryayevskaya 2020).

Die Nord Stream 2-Pipeline würde die Kapazität auf 55 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr anheben und ist eines der großen Projekte, die den Export von russischem Gas in die EU erweitern würden (2018). Der Bau wurde aufgrund von US-Sanktionen mit Verzögerung abgeschlossen (Shiryayevskaya und Mazneva 2018). Die USA drohten den beteiligten Unternehmen mit Sanktionen und als letzte Konsequenz stellte der Schweizer Rohrverleger Allseas Group seine Arbeit ein (Sziklai et al. 2020). Obwohl die Pipeline betriebsbereit ist, hat Deutschland aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine das Zertifizierungsverfahren abgebrochen. Angesichts des Ukraine-Krieges und der Pläne der EU-Kommission, die russischen Erdgasimporte in Zukunft zu reduzieren, sowie der Ende September erfolgten Sabotagen an den Leitungen Nordstream 1 und 2 ist die Inbetriebnahme der Nord Stream 2-Pipeline nicht zu erwarten (Wettengel 2018; EC 2022).

### **2.2.7 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer Erdgasinfrastruktur in Deutschland**

Die folgende Abbildung (Abbildung 19) fasst die wichtigsten Treiber und Hemmnisse für den Ausbau und die Nutzung einer Methantransportinfrastruktur zusammen und visualisiert sie. Eine ausführliche Version dieser Treiber ist am Ende dieses Berichts im Anhang (Kapitel A) zu finden.

Bei den regulatorischen Einflussfaktoren überwiegen die Hemmnisse gegenüber den Treibern. Hier wirken sich einige der Maßnahmen nicht direkt auf die Gasinfrastruktur aus (z. B. die strategische Ausrichtung auf FNBs und BNetzA). Sie haben jedoch einen wichtigen Einfluss auf die Gasnachfrage, was wiederum einen großen Einfluss auf die zukünftige Infrastruktur hat. Auf der Seite der Hemmnisse sind die Zertifizierung der grünen Gase und einige Lücken in der Regelung zum Betrieb von PtG-Anlagen wichtig. Auch diese beiden Maßnahmen haben keinen direkten Bezug zur Infrastruktur, jedoch ist ihr indirekter Effekt (über die Gasnachfrage) auf die Infrastruktur erheblich. Momentan überwiegen die Hemmnisse, da ohne einen klaren regulatorischen Rahmen keine langfristigen Investitionen durchgeführt werden.

Als zivilgesellschaftliche Treiber sind die Unterstützung für Energie- und Klimaziele und Akzeptanz wichtig. Es ist wichtig zu erwähnen, dass hier die Akzeptanz als Wertschöpfung für die lokale Wirtschaft betrachtet wird. In der öffentlichen Meinung überwiegen aktuell die Hemmnisse. Teilweise werden neue Gaspipelines und der Methanschlupf in der Öffentlichkeit als negative Punkte gesehen. Letzterer ist insbesondere vor dem Hintergrund der höheren Klimawirkung von Methan, die bestehen bleibt, auch wenn es sich um synthetisch aus erneuerbarem Strom produziertes Methan handelt, in der Klimapolitik relevant. Andererseits machen die Methanemissionen von der Gasinfrastruktur nur einen kleinen Teil des heutigen Methanschlupfs aus (UBA 2018, 2019c). Das Gasnetz ist in Deutschland gut ausgebaut. Die maximale Nutzung der bereits vorhandenen Gasinfrastruktur würde also dazu beitragen, die Investitionsbedarfe für die Energiewende zu senken. Wasserstoff kann in den bereits bestehenden Pipelines transportiert werden (max. 20 Vol.-%). Zudem können die Verbesserungen bei der Abtrennung von Wasserstoff aus einem Methan-H<sub>2</sub>-Gemisch einen Beitrag leisten die Infrastruktur besser auszulasten und so den Ausbau zu begünstigen. Entwicklung innovativer Methanisierungsverfahren für PtG-Anlagen sind hier auch ein wichtiger Treiber. Obwohl derzeit die Erzeugungskosten von lokalem Biomethan und EE-Methan ein starkes Hemmnis darstellen, überwiegen die Treiber bei den technologischen Einflussfaktoren.

Auf der Nachfrageseite überwiegen im Gegensatz zur möglichen langfristigen Entwicklung aktuell die Treiber die Hemmnisse. Wie im vorherigen Abschnitt (Kapitel 2.2.1.2) erläutert, sieht die Ausrichtung der deutschen Energiepolitik die Stilllegung von Kohle- und Atomkraftwerken

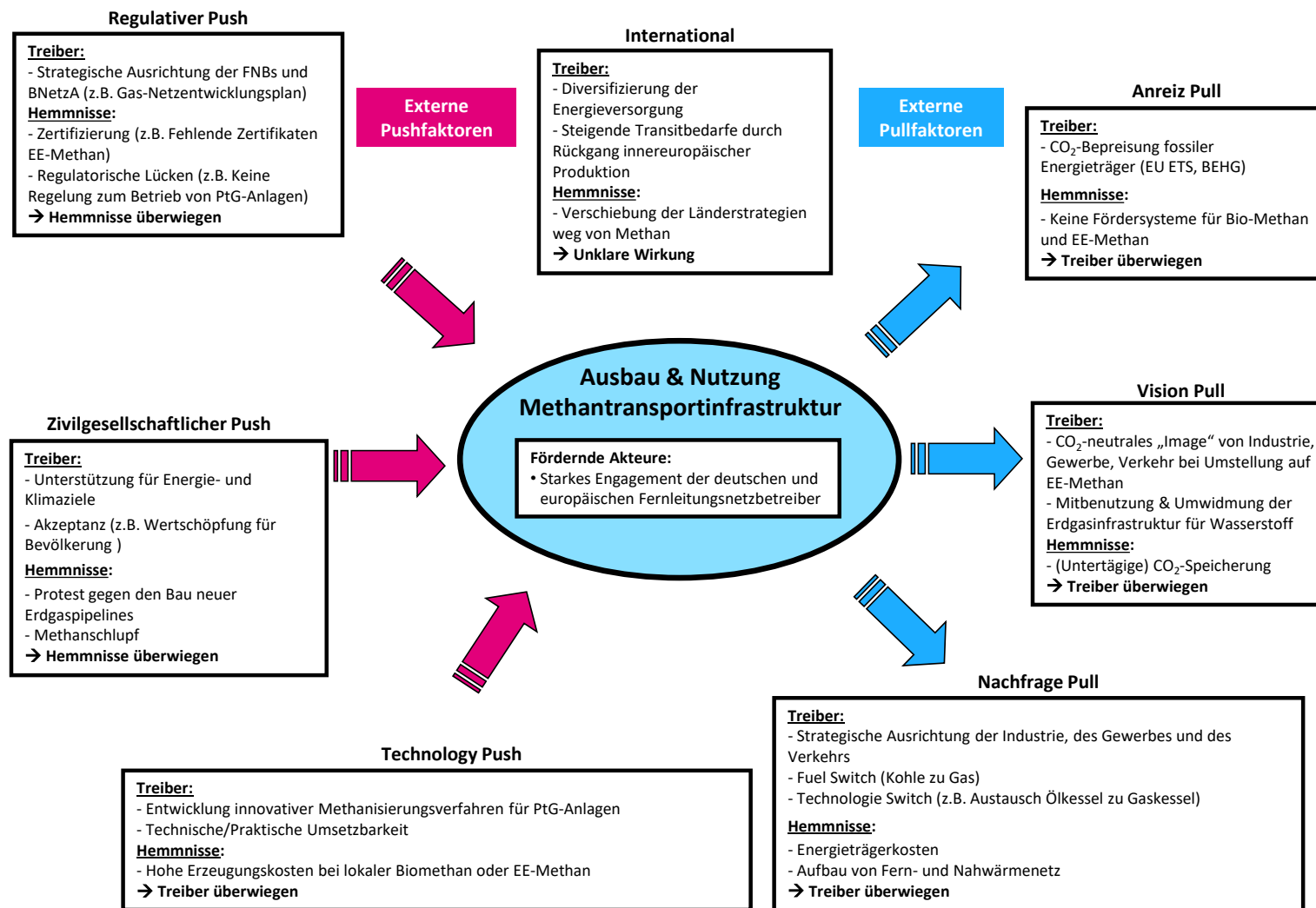
vor. Die sogenannten "Quick Wins" (Umstieg von Kohle auf Erdgas) dieser Strategie für die Stromerzeugung könnten dazu beitragen, die Emissionen in naher Zukunft zu reduzieren. Darüber hinaus wird der Fuel Switch auch in einigen Schwerindustrien in Betracht gezogen. Auf der anderen Seite sind niedrige Energieträgerkosten (z. B. Ölpreis, Strompreis) ein wichtiges Hemmnis für die Gasnachfrage in der Zukunft. Darüber hinaus hat auch der mögliche Aufbau von Fern- und Nahwärme einen hohen Einfluss als Hemmnis. Ferner werden für die Energiewendeziele Effizienzmaßnahmen in allen Sektoren diskutiert und zunehmend gefördert, die eine Senkung der Gasnachfrage nach sich ziehen, die in (UBA 2019a) ausführlich diskutiert wurden.

Deutschland hat ambitionierte Ziele, um entsprechend der Novellierung des Klimaschutzgesetzes bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die EU sieht ähnliche Ziele, allerdings bis 2050 vor. Ein THG-neutraler Umbau ist daher in allen Bereichen sehr wichtig. Um dieses Ziel zu erreichen, spielt die Gasinfrastruktur eine Schlüsselrolle. Die Vision der FNBs in Deutschland und die Vision von ENTSO-G gehen in die gleiche Richtung. Um die Energieversorgung zu diversifizieren, könnte die Gasinfrastruktur entscheidend sein, da grünes Methan in Zukunft über Pipelines aus den Nachbarländern importiert werden kann. Außerdem könnte bis zu einem gewissen Grad Wasserstoff eingemischt werden, was bei kostengünstigen Abtrennverfahren sogar Wasserstoffanwendungen zulässt. Die Treiber überwiegend daher auf Ebene der Leitbilder. Allerdings ist zu beachten, dass die (untertägige) CO<sub>2</sub>-Speicherung (CCS), die momentan wieder diskutiert wird, hier ein starkes Hindernis darstellt.

Wie auf regulatorischer Seite betreffen bei den Anreizen einige der Maßnahmen nicht direkt die Gasinfrastruktur. Sie haben jedoch einen großen Einfluss auf die Gasnachfrage, und die Gasnachfrage hat einen großen Einfluss auf die zukünftige Infrastruktur. Daher werden „CO<sub>2</sub>-Bepreisung Fossiler Energieträger“ und „Keine Fördersysteme für Bio-Methan und EE-Methan“ hier als Treiber bzw. Hemmnis erwähnt. Die Treiber überwiegen die Hemmnisse, da neue Technologien nur dann in den Markt eingeführt werden, wenn eine ausreichende Sicherheit für den Return of Investment gesichert ist.

Die Strategien der europäischen Länder sowie der Export/Import-Länder sind sehr wichtig, um die Auswirkungen auf das deutsche Gastransportnetz zu sehen. Einerseits wird aufgrund der H<sub>2</sub>-Strategien einiger Länder erwartet, dass der Gasbedarf dort sinkt. Andererseits planen einige Länder (z. B. Russland und Norwegen) kurz- bis mittelfristig weiterhin hohe Erdgaslieferungen nach Deutschland. Sowohl die Treiber als auch die Hemmnisse haben daher eine ähnlich große Bedeutung, es gibt eine unklare Wirkung.

Abbildung 19 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer Erdgasinfrastruktur in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung

### 2.2.8 Schlussfolgerungen

Bezüglich erneuerbarer Gase wird diskutiert, dass sie eine Schlüsselrolle bei der Energiewende und der Defossilisierung des europäischen Energiemixes bei gleichzeitiger Erhaltung der Versorgungssicherheit spielen und ermöglichen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit erhalten und ausgleichend für die fluktuierende Stromerzeugung wirken. In der nordwestlichen Region<sup>7</sup> von Europa wurde jahrzehntelang in das Gastransportnetz investiert, um alle Sektoren mit ausreichend Gas zu versorgen. Über die jeweiligen Entscheidungen die Infrastruktur weiter auszubauen, zeigte es sich, dass hier die effizienteste Lösung für den Transport und die Speicherung großer Energiemengen in der gesamten Region (ENTSO-G 2020c) geschaffen wurde. Deutschland als eines der wichtigen Länder in der Nordwest-Region verfügt über ein sehr gut strukturiertes Transportnetz. Um die Rolle der zukünftigen Gasinfrastruktur auf der Transportnetzebene in Deutschland zu untersuchen, ist es daher wichtig, das System als Ganzes im europäischen Kontext zu analysieren. Zu diesem Zweck müssen die zukünftigen Strategien und die geplanten Projekte wichtiger Nachbarländer Deutschlands und wichtiger Erdgasexport-/Importländer berücksichtigt werden. Daher wurden die Niederlande, Frankreich, Italien, Norwegen und Russland als wesentliche Länder für die Studie identifiziert.

Aus den Literaturlauswertungen können folgende Hypothesen aufgestellt werden:

- ▶ Die Gastransportnetze werden im Fall eines Gasbedarfsanstiegs, wie im dem aktuellem und von der Bundesnetzagentur genehmigtem NEP Szenario I (2020-2030) beschrieben (FNB Gas 2020), stärker belastet werden. Der Fall einer leicht sinkenden Gasnachfrage (FNB Gas 2020) entsprechend dem Szenario II (2020-2030) des aktuellen NEP (2020 – 2030) würde zu keiner großflächigen Strukturänderung führen. Zum anderen ist die Niederlande seit 2018 zu einem Nettoimporteure von Erdgas aus Deutschland geworden. Zudem werden die Importe (zumindest in naher Zukunft) aufgrund der geplanten vollständigen Abschaltung von Groningen im Jahr 2022 weiter steigen. Daher werden die Gaslieferungen über Deutschland in die Niederlande weiter zunehmen. Da die norwegische Erdgasproduktion stetig abnehmen wird, ist es sehr unwahrscheinlich, dass die deutschen Importe aus Norwegen weiter steigen können. Somit bleibt kurzfristig nur LNG-Import nach Deutschland, um die Bedarfe zu decken. Dies bedeutet wiederum, dass das deutsche Transportnetz zwischen Norwegen und den Niederlanden in naher Zukunft stärker belastet wird. Eventuell muss eine weitere lokale Verstärkung erfolgen. Entlastung kann erst erwartet werden, wenn beispielsweise die Niederlande genügend heimisches grünes Gas und Wasserstoff erzeugen und wieder vom Importeur zum Exporteur werden, der europäische Gasbedarf sinkt oder andere europäische Länder verstärkt grünes Gas erzeugen.
- ▶ Wie bereits in den vorherigen Abschnitten (Kapitel 2.2.6.2) erwähnt, ist der Bau der Nord-Stream-2-Pipeline abgeschlossen, aber das Zertifizierungsverfahren wurde von Deutschland aufgrund des russischen Angriffs auf die Ukraine abgebrochen. Angesichts des Ukraine-Krieges und der Pläne der EU-Kommission, die russischen Erdgasimporte in Zukunft zu reduzieren, wird die Inbetriebnahme der Nord-Stream-2-Pipeline in Zukunft nicht erwartet. Um den sinkenden Erdgasimport aus Russland zu decken, plant Deutschland nun den Bau von LNG-Terminals an den Küsten von Ost- und Nordseeim Norden (siehe Abschnitt 2.4). Infolgedessen muss die Kapazität der Verbindungen Ost Nord nach West Süd und West nach Ost verstärkt werden.

<sup>7</sup> Laut dem ENTSO-G Gas Regional Investment Plan (GRIP) besteht die Region Nordwest aus diesen Ländern: Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, Schweden, die Niederlande, das Vereinigte Königreich und die Tschechische Republik (EID 2018).

- ▶ Eine zukünftige Versorgung mit regenerativen Gasen aus MENA (Middle East and North Africa) könnte der Ausbau des südlichen Gaskorridors gewährleisten. Dieser Ausbau könnte auch die Abhängigkeit von russischem Erdgas bzw. den Import von teurerem LNG vermindern, da Zugang zu den israelischen und zyprischen Erdgasfeldern sowie zu den Erdgasfeldern am Kaspischen Meer geschaffen werden könnten. Es wird geplant die bestehenden Pipelines zwischen Europa und der MENA-Region durch z. B. EastMED, TAP, GALSI zu ergänzen. Sie sollen bis 2025 fertiggestellt werden. Italien spielt hier eine wichtige Rolle, da bei diesen drei Projekten der Eintrittspunkt des Gases in die EU Italien ist (siehe Abschnitt 2.2.5.2).

## 2.3 Wasserstoffinfrastruktur

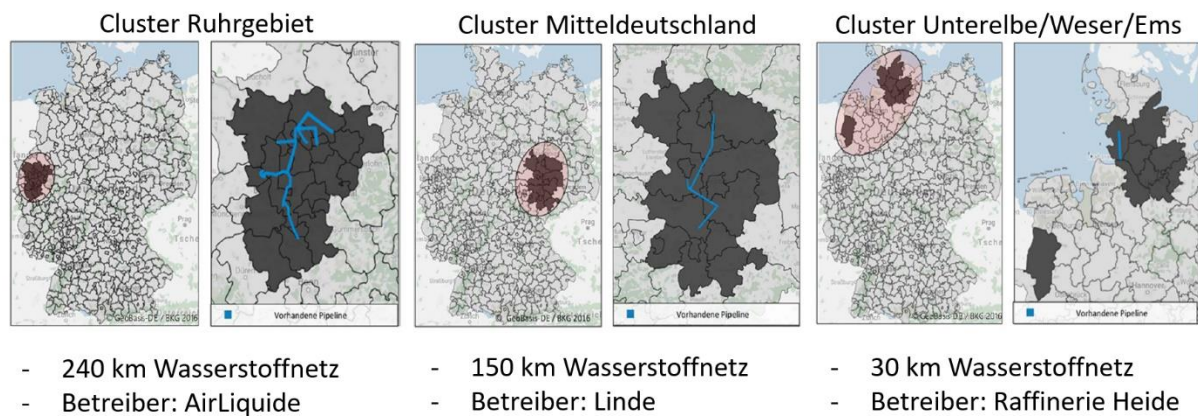
Die Betrachtung der Aktivitäten mit Bezug auf eine Wasserstoffinfrastruktur fokussiert sich auf Deutschland, aber berücksichtigt ebenfalls internationale und europäische Aktivitäten. Darüber hinaus werden einzelne Länder detaillierter betrachtet. Die Analyse basiert insbesondere auf nationalen Wasserstoffstrategien, dem Netzentwicklungsplan Gas, den angekündigten Reallaboren, der europäischen Wasserstoffstrategie sowie weiteren relevanten Studien, Pressemitteilungen und projektspezifischem Informationsmaterial.

### 2.3.1 IST-Stand

In Deutschland gibt es bisher (Stand 2021) keine Wasserstoffnetze im regulierten Bereich mit diskriminierungsfreiem Zugang (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). Es sind jedoch drei Wasserstoff-Cluster zu nennen, die sich durch eine Ansammlung industrieller Erzeuger und Verbraucher auszeichnen und als Keimzellen für den Aufbau einer deutschen Wasserstoffinfrastruktur aufgefasst werden können (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). In jedem dieser Cluster existiert ein privates Wasserstoff-Netz, welches ansässige Erzeuger und Verbraucher verbindet (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). Die Industriecluster mit den jeweiligen Wasserstoffleitungen sind in Abbildung 20 dargestellt.

Das längste der privaten Wasserstoffnetze wird im Ruhrgebiet vom Konzern AirLiquide betrieben und umfasst 240 km reine Wasserstoffleitungen (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). Im Mitteldeutschen Chemiedreieck betreibt die Linde AG Wasserstoffleitungen mit einer Länge von insgesamt 150 km und verbindet damit unter anderem die Chemie-Standorte Leuna und Bitterfeld (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019). Zusätzliche 30 km Wasserstoffnetz verbinden im Cluster Unterelbe/Weser/Ems die Standorte Brunsbüttel und Heide der Raffinerie Heide GmbH (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019).

Somit werden in Deutschland bisher 420 km Rohrleitungen mit reinem Wasserstoff betrieben.

**Abbildung 20 Industrie-Cluster mit Wasserstoffnetzen in Deutschland**

Quelle: FfE (2019)

### 2.3.2 Planungen und Projekte im Rahmen der Netzentwicklungspläne und Wasserstoffstrategien

Weltweit haben bereits 20 Länder eine Wasserstoffstrategie entwickelt oder sind gerade dabei eine zu entwickeln (Europäische Kommission 2020). Der Großteil dieser Strategien verfolgt das Ziel THG-Emissionen zu senken und erneuerbare Energien in das System zu integrieren. Während viele europäische Strategien sich insbesondere auf den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und im Langstreckenverkehr konzentrieren, sehen asiatische Strategien auch einen verstärkten Einsatz im Pkw-Bereich und für die Gebäudewärme (Europäische Kommission 2020). Lediglich fünf der 20 Ländern haben sich das Ziel gesetzt ein Wasserstoff-Exportland zu werden. Diese sind Spanien, die Ukraine, Russland, Australien und Marokko<sup>8</sup> (Europäische Kommission 2020). Deutschland hat bereits erste außereuropäische Kooperationen bezüglich Wasserstoffimport gestartet, unter anderem mit Marokko, Nigeria und der Ukraine (Europäische Kommission 2020). Mit dem Angriffskrieg Russlands in der Ukraine wurden auch die Kooperationen in Bezug auf Wasserstoff eingefroren (Deutsch-russisches Rohstoff-Forum 2022) und weitere Kooperationen mit den Vereinigten Arabischen Emiraten, Indien, Katar, USA und Kanada gestartet (BMWK 2022c, 2022d, 2022e, 2022f, 2022g). Die Studie des Weltenergieerates „International Hydrogen Strategies“ (Europäische Kommission 2020) fasst die erforderlichen Maßnahmen für einen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur in die Notwendigkeit einer öffentlichen Finanzierung, zentraler Koordination für Planung und Harmonisierung sowie eines geeigneten regulatorischen Rahmens zusammen.

Die europäische Wasserstoffstrategie priorisiert den Einsatz von erneuerbarem Wasserstoff. Zu diesem zählt Wasserstoff der basierend auf erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sowie Wasserstoff aus der Biogas-Reformierung und aus der biochemischen Umwandlung von Biomasse. Bis 2024 sollen mindestens 6 GW Elektrolyseleistung installiert werden und bis 2030 40 GW (ECH2A 2021). Infrastrukturseitig liegt der Fokus zu Beginn auf der Erzeugung in der Nähe oder am Standort der Nachfrage. Zusätzlich kann in das bestehende Gasnetz eingespeist werden und es wird mit der Planung der Fernleitungsinfrastruktur für große und mittlere Entfernungen begonnen (ECH2A 2021). Insbesondere die „European Clean Hydrogen Alliance“ unterstützt Investitionen in die Wasserstoffwirtschaft mittels einer Investitionsagenda zur Förderung der Produktion und Nutzung von Wasserstoff und den Aufbau konkreter

<sup>8</sup> Darüber hinaus haben Norwegen und die Niederlande hohe erneuerbare Potenziale und somit das Potenzial Wasserstoffexportland zu werden. Norwegen hat allerdings das Ziel insbesondere Erdgas zu exportieren und die Niederlande hat das Ziel als Energie-Hub und somit als Transitland zu dienen. Detailliertere Ausführungen zu diesen Ländern sind in den Kapiteln 2.3.2.2 und 2.3.2.4.

Projektlisten (Enagás et al. 2021). Zwischen 2025 bis 2030 werden gezielte Maßnahmen zur Steigerung der Nachfrage, insbesondere in der Industrie, im Güterverkehr und im Stromsektor geplant (ECH2A 2021). Das Wasserstoffnetz wird entsprechend eines Backbone-Netzes ausgebaut, welches auch über Ländergrenzen der Mitgliedstaaten Wasserstoff transportiert. Darüber hinaus müssen, neben den nationalen Regelwerken, auch verschiedene europäische Vorschriften auf die Einführung von Wasserstoff angepasst werden, wie z. B. die Vorschriften für Transeuropäische Energienetze (TEN-E), die Binnenmarktvorschriften und die Richtlinie über den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (ECH2A 2021). Bis 2050 wird geplant bestehende Erdgaspipelines auf den Wasserstofftransport umzuwidmen. Hierfür wird eine Überarbeitung der Vorschriften für wettbewerbsorientierte dekarbonisierte Gasmärkte benötigt, da die bestehenden Erdgaspipelines im Besitz von Netzbetreibern sind, denen es oft nicht erlaubt ist, Wasserstoffpipelines zu besitzen, zu betreiben und zu finanzieren (ECH2A 2021). Um die Wechselkursrisiken für Marktteilnehmer in der EU beim Import und Export zu verringern, strebt die EU einen strukturierten internationalen Wasserstoffmarkt in Euro an (ECH2A 2021).

**Tabelle 5 Überblick über geplante Erzeugungsleistungen, existierende Wasserstoffpipelines und erste Vorüberlegungen zum Ausbau von Wasserstoffnetzen in Europa (Stand 2021)**

	EU	DE	NL	FR	IT
Geplante installierte Elektrolyseleistung 2030 [GW]	40	5	3 - 4	6,5	5
Existierende Wasserstoffpipelines [km]	1.600	420	850 <sup>9</sup>	303	k. A.
Geplante Wasserstoffpipelines 2030 [km]	6800 <sup>10</sup>	1.236	ca. 1100	ca. 700 <sup>11</sup>	k. A.
Geplante Wasserstoffpipelines 2040 [km]	22.900	k. A.	k. A.	3.300	k. A.

Quellen: (Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020; Europäische Kommission, 2020; BMWi, 2020; Government of the Netherlands, 2020; Ministère de l'économie des finances et de la relance, 2020; Ministero dello sviluppo economico, 2020; CEFIC, 2019)

Die Gesamtlängen aller existierenden Wasserstoffpipelines in der EU umfasst über 1.600 km, die in Chemieparken und anderen Industrieclustern und somit nicht in einem öffentlichen, überregionalen Wasserstoffnetz, verankert sind (Jens et al. 2021) Tabelle 5 gibt einen Überblick über die geplanten Erzeugungsleistungen in der EU, sowie den existierenden Wasserstoffpipelines und ersten Überlegungen zu geplanten Wasserstoffpipelines. Ein schrittweiser Ausbau eines europäischen Backbone-Netzes wird in der Studie „European

<sup>9</sup> Zusammen mit Belgien

<sup>10</sup> In 10 Europäischen Ländern: Deutschland, Frankreich, Italien, Spanien, die Niederlande, Belgien, Tschechische Republik, Dänemark, Schweden und Schweiz

<sup>11</sup> Verbindung der Industriecluster in Dunkerque, le Havre, Paris, Lyon und Marseille



Hydrogen Backbone“, welches eine Initiative von 23 europäischen Gastransportnetzbetreibern ist, beschrieben (Government of the Netherlands 2020). Der Startpunkt bis 2030 des europäischen Backbone-Netzes ist die Verbindung von Industrieclustern durch größtenteils umgerüstete Erdgasleitungen. In dieser Studie ist ebenfalls das geplante Backbone-Netz zwischen Deutschland und den Niederlanden enthalten, mit zusätzlichen Anbindungen an Belgien und Frankreich. Weitere Leitungen innerhalb bestimmter Wasserstoff-Cluster werden in Regionen in Italien, Spanien, Dänemark, Schweden und Deutschland erwartet (Government of the Netherlands 2020). Insgesamt ergibt dies ungefähr 6.800 km Wasserstofftransportleitungen bis 2030 (Government of the Netherlands 2020). Bis 2035 ist eine Erweiterung dieser Netze angedacht, sodass auch weiterer grenzüberschreitender Transport möglich wird. Es wird erwartet, dass diese Erweiterung insbesondere marktgetrieben stattfindet, durch ein ehrgeiziges politisches Umfeld (Europäischer Green Deal), Dringlichkeit der Klimaziele und einer schnell wachsenden Anzahl von Projekten und Initiativen. Über die Einbindung von Speichermöglichkeiten, wie Salzkavernen und Nutzung von Aquiferen, wächst das europäische Wasserstoffnetz in der Studie auf eine Gesamtlänge von 22.900 km bis 2040. 75% der Leitungen sind umgerüstete Erdgasleitungen, welche auf Grund einer sinkenden Erdgasnachfrage zur Verfügung stehen (Government of the Netherlands 2020).

Im April 2021 veröffentlichten die Transportnetzbetreiber der Studie „European Hydrogen Backbone“ zusammen mit weiteren Netzbetreibern eine Erweiterung des Backbone-Netzes, welches zusätzliche Leitungen außerhalb des ursprünglichen Netzgebietes umfasst (siehe Abbildung 21 und Abbildung 22) (Jens et al. 2021). Das erweiterte Backbone-Netz erstreckt sich um 11 weitere Länder, wie zum Beispiel Finnland, Estland große Teile Mittel- und Osteuropas, Griechenland, Irland und das Vereinigte Königreich (Jens et al. 2021). Hiermit können insgesamt 21 Ländern über die vorgeschlagene Infrastruktur mit Wasserstoff versorgt werden. Durch die zusätzlichen Länder verlängert sich das geplante Netz von 6.800 km auf 11.600 km bis 2030 und von 22.900 km auf 39.700 km bis 2040 (Jens et al. 2021).

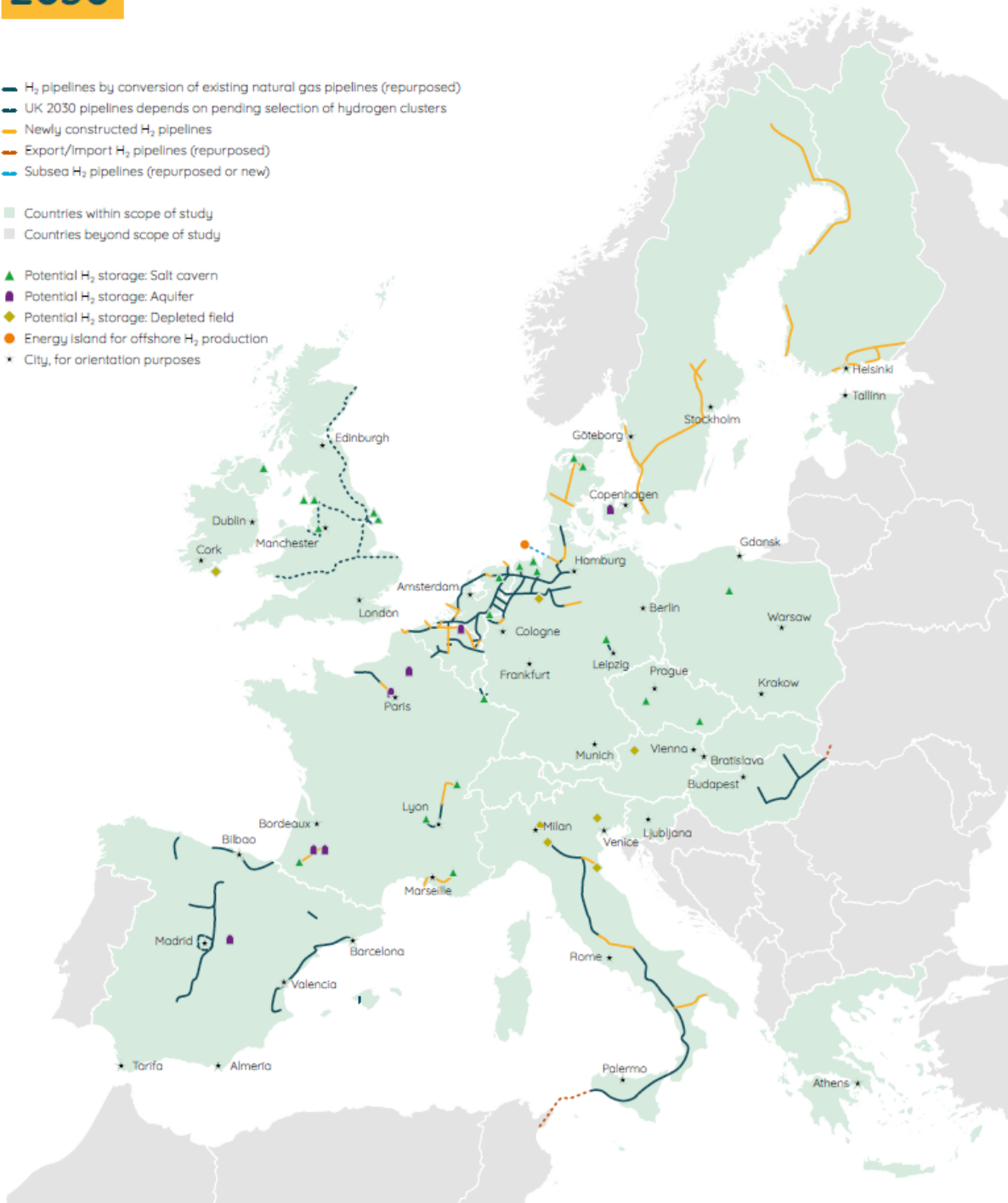
Abbildung 21 Geplanter Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes bis 2030

2030

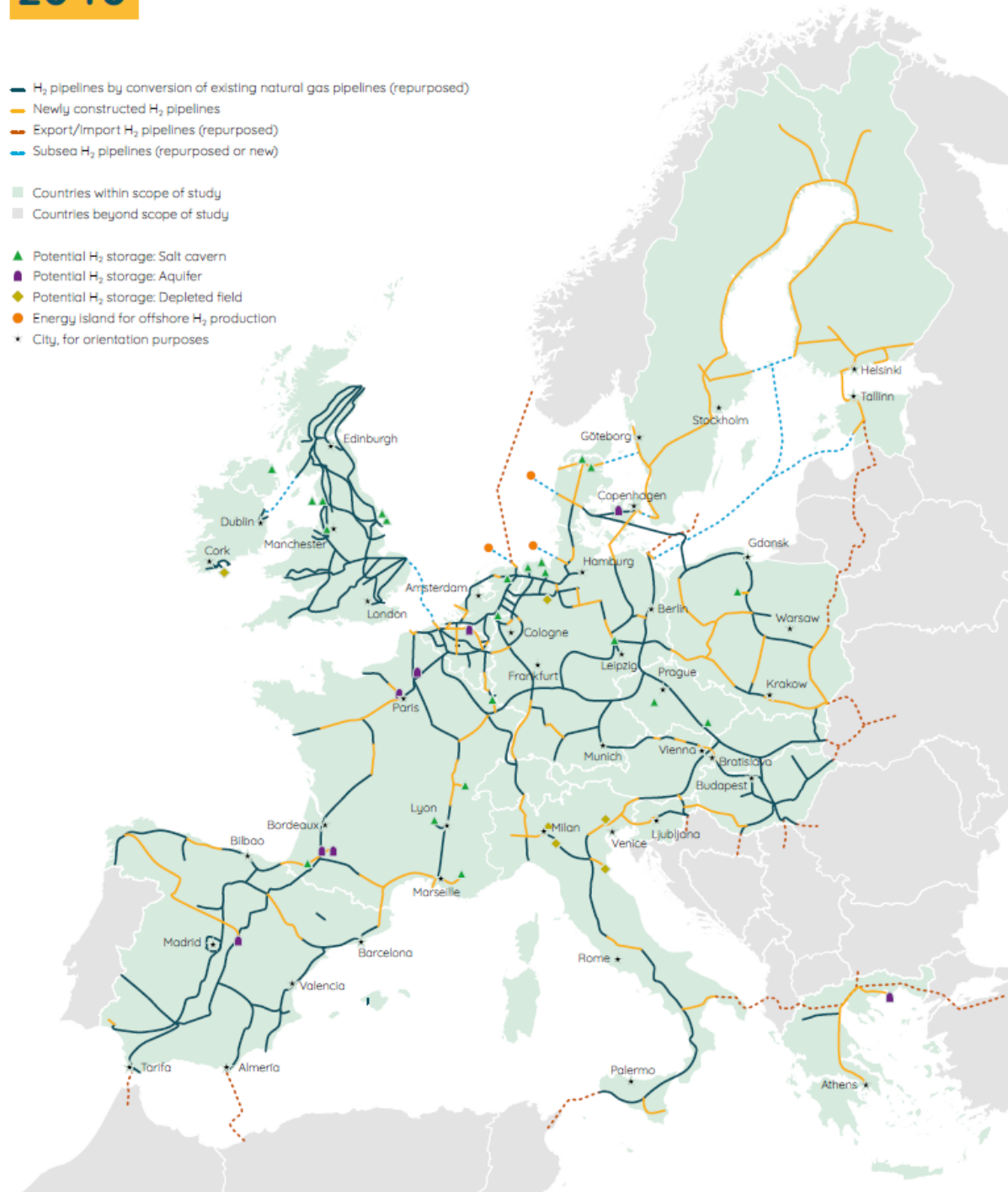
- H<sub>2</sub> pipelines by conversion of existing natural gas pipelines (repurposed)
- UK 2030 pipelines depends on pending selection of hydrogen clusters
- Newly constructed H<sub>2</sub> pipelines
- Export/Import H<sub>2</sub> pipelines (repurposed)
- Subsea H<sub>2</sub> pipelines (repurposed or new)

- Countries within scope of study
- Countries beyond scope of study

- ▲ Potential H<sub>2</sub> storage: Salt cavern
- Potential H<sub>2</sub> storage: Aquifer
- ◆ Potential H<sub>2</sub> storage: Depleted field
- Energy Island for offshore H<sub>2</sub> production
- ✱ City, for orientation purposes



Quelle: Jens et al. (2021)

**Abbildung 22 Geplanter Aufbau eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes bis 2040****2040**

Quelle: Jens et al. (2021)

Weitere wichtige Partnerschaften und Akteure für die europäische Wasserstoffwirtschaft und den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes sind Hydrogen Europe, welche die Industrie, nationale Verbände und Forschungszentren im Bereich Wasserstoff und Brennstoffzellen repräsentieren (Hydrogen Europe 2017), das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, welches eine öffentlich-private Partnerschaft zur Förderung von Forschung, technologische Entwicklung und Demonstration im Bereich Brennstoffzellen- und Wasserstofftechnologien ist

(Energy Community), sowie die EU Energy Community (Transport Community) und EU Transport Community (Transport Community; Europäische Kommission, 2020). Das von 22 EU-Mitgliedstaaten und Norwegen unterzeichnete Manifest zur Entwicklung einer europäischen Wasserstoff-Wertschöpfungskette mittels IPCEI-Projekten (Important Project of Common European Interest) ist ein weiterer Treiber in Richtung eines europäischen Wasserstoffmarktes (BMW, 2020).

### **2.3.2.1 Deutschland**

#### **Die Nationale Wasserstoffstrategie**

Deutschland hat im Jahr 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht, in der die Bedeutung von Wasserstoff für die Energiewende hervorgehoben wird (BMW 2020). Für die erste Phase des Markthochlaufes bis 2030 liegt der Schwerpunkt unter anderem auf dem Industriesektor. Hier besteht schon jetzt ein großer nicht-energetischer Bedarf für Wasserstoff, welche in Zukunft aus CO<sub>2</sub>-neutralen Quellen gedeckt werden soll. Der Fokus in der Nationalen Wasserstoffstrategie liegt dabei besonders auf grünem Elektrolysewasserstoff. Bis zum Jahr 2030 sollen dafür insgesamt 5 GW Elektrolysekapazität in Deutschland installiert werden (BMW 2020). Bis spätestens 2040 sollen weitere 5 GW folgen (BMW 2020). Es wird jedoch davon ausgegangen das Deutschland zusätzlich insbesondere in der Zukunft auf Importe angewiesen sein wird, um die Nachfrage nach Wasserstoff zu decken. Im Kontext europäischer Importe und für die Erschließung heimischer Absatzmärkte soll die sehr gut ausgebaute deutsche Erdgasnetzinfrastruktur zum Teil für Wasserstoff genutzt werden (BMW 2020).

Neben dem Industriesektor wird eine bedeutende Rolle von Wasserstoff im Verkehrssektor gesehen. Synthetische Kraftstoffe basierend auf Wasserstoff werden vor allem für lange Distanzen benötigt wo batterieelektrische Antriebe keine Alternative darstellen. Dies betrifft den Luft- und Schiffsverkehr sowie ggf. Teile des Schwerlastverkehrs (BMW 2020). Langfristig werden Wasserstoffbedarfe auch im Wärme- und im Umwandlungssektor gesehen (BMW 2020). Während der Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor als Widerspruch zu den Energieeffizienzzielen der Bundesregierung gesehen werden kann, kann es gerade durch eine gesteigerte Energieeffizienz über ein hohes Maß an direktelektrischen Anwendungen in den Verbrauchssektoren zu einem signifikanten Wasserstoffbedarf im Umwandlungssektor kommen, da Wasserstoff als Energiespeicher benötigt wird (Wietschel et al. 2021). Der Einsatz von Wasserstoff in der Wärmeversorgung wird dennoch als wichtiges Anwendungsfeld seitens 33 Gasverteilnetzbetreibern gesehen. Diese haben sich für die Planung der Umrüstung der Gasverteilnetze zusammengeschlossen und decken mit ihren Netzgebieten ca. 50% der Gasverteilnetze ab (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2020). Im März 2022 startete diese Planung, welche dem Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) entspricht und mittlerweile 180 Netzbetreiber\*innen umfasst (DVGW 2022a).

In dieser Studie liegt der Fokus auf der Transportnetzebene. Verteilnetze werden als weitere Nachfrager für die Transportnetze betrachtet.

#### **Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas**

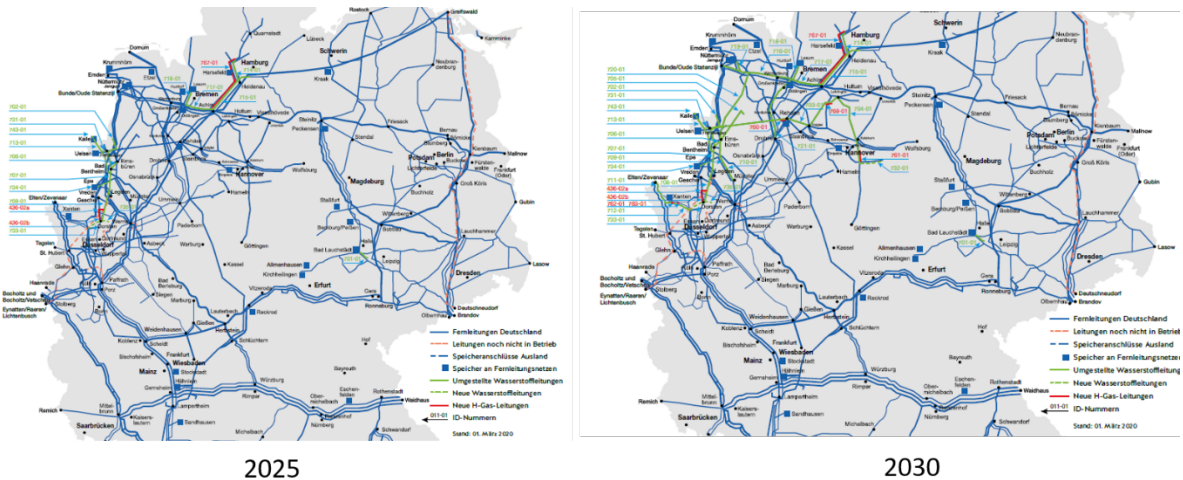
Der Entwurf des Netzentwicklungsplans der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sieht in seiner Grüngasvariante<sup>12</sup> (Wasserstoff und synthetisches Methan) den Aufbau eines öffentlich zugänglichen Wasserstoff-Start-Netzes von 1.236 km Länge bis 2030 vor (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Dabei sollen vor allem die Potentiale der Umwidmung nicht mehr benötigter L-Gasleitungen ausgeschöpft werden (Vereinigung der

---

<sup>12</sup> Neben der Basisvariante, welche nur Erdgas berücksichtigt, wurde auf Wunsch der Bundesnetzagentur eine klar abgegrenzte Modellierung für Wasserstoff und synthetisches Methan durchgeführt, die sogenannte Grüngasvariante.

Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Dementsprechend erfolgt nach Netzentwicklungsplan 93% Umwidmung von Erdgasleitungen und nur 7 % Neubau für den Aufbau von Wasserstoffleitungen bis 2030 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Hierbei sollen ebenfalls Demonstrationsprojekte miteinander verbunden werden, die im Weiteren genauer beschrieben sind.

**Abbildung 23 Planungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für den Aufbau eines öffentlichen Wasserstoffnetzes bis 2025 bzw. 2030**



Quelle: (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)

Die Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber beruhen auf einer Projektanfrage der Marktpartner vom Juli 2019 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Die Marktpartner konnten sowohl Quellen (Produktion) als auch Senken (Bedarf) angeben. 31 Grüngasprojekte wurden gemeldet, wobei vier Projekte nur einen Verteilnetzanschluss anstreben, vier Projekte auf Biogas fokussiert sind und vier Projekte der Geheimhaltung unterliegen (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Die Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber hat ergeben, dass fünf weitere Projekte in zu großer Distanz zu Leitungen eines möglichen Wasserstoffnetzes liegen. Den entsprechenden Marktpartnern wird daher statt eine Wasserstoffnetz-Anschlusses eine Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz angeboten. Für zwei weitere Projekte ist auch eine Beimischung nicht möglich, sodass hier bis 2030 kein Anschluss an das Erdgasnetz oder Wasserstoffnetz erfolgen kann (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020).

Von den verbleibenden 12 öffentlichen Wasserstoffprojekten mit angestrebtem Transportnetzanschluss liegen 10 im Cluster Unterelbe/Weser/Ems und in der Verbindung dieses Clusters mit dem Cluster Ruhrgebiet (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Diese Region in Nord-West-Deutschland bildet daher die Keimzelle für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes in Deutschland. Sie bietet hierfür mehrere Vorteile wie die Nähe zu Offshore-Windparks in der Nordsee, die Nähe zu den Niederlanden mit möglichen Wasserstoffimporten, L-Gas-Leitungskapazitäten für die Umwidmung auf Wasserstoff sowie das Vorhandensein von Kavernenspeichern (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020).

Das Projekt Grünstahlprojekt SALCOS der Salzgitter Flachstahl GmbH liegt außerhalb dieser Cluster bei Hannover, soll aber bis 2030 ebenfalls an das Wasserstoff-Start-Netz angeschlossen werden (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Im Cluster Mitteldeutschland soll das Reallabor „Energiepark Bad Lauchstädt“ über die Umwidmung einer

20 km langen Erdgasleitung an das bestehende Wasserstoffnetz in diesem Cluster angeschlossen werden (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020).

Neben dem „Energiepark Bad Lauchstädt“ sind die Reallabore „CCU P2C Salzbergen“ und „Element Eins“ im Cluster Unterelbe/Weser/Ems und „H<sub>2</sub>-Stahl“ im Ruhrgebiet bereits in den oben beschriebenen Planungen enthalten (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020). Des Weiteren werden die Reallabore „DOW Stade – Green MeOH“, „Westküste 100“ und das „Norddeutsche Reallabor“ im Cluster Unterelbe/Weser/Ems als Erzeuger und Verbraucher auftreten und leitungsgebundenen Wasserstofftransport integrieren (BP et al. 2021).

Neben den Reallaboren ist das Projekt „GET H<sub>2</sub> Nukleus“ zu nennen, in dessen Rahmen bis 2024 das erste öffentlich zugängliche Wasserstoffnetz mit einer Länge von 130 km zwischen Lingen und Gelsenkirchen durch Umwidmung von Erdgasleitungen entstehen soll (BMW 2021c).

### **Regulierung der Wasserstoffnetze in Deutschland**

Der Gesetzgeber ist den Forderungen der Fernleitungsnetzbetreiber, den Begriff Erdgas im EnWG durch den allgemeinen Begriff Gas zu ersetzen, nicht nachgekommen (BNetzA 2021a). Dadurch fallen die Wasserstoffnetze nicht unter die Regulierung der Erdgasnetze und die Kosten für den Bau der Wasserstoffinfrastrukturen können nicht über die Netzentgelte der Fernleitungsnetzbetreiber umgelegt werden (BNetzA 2021a). Dennoch wird mit der EnWG-Novelle eine Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze beschlossen, welche bis zur Umsetzung einer EU-Richtlinie gelten soll (BNetzA 2021a). Hier wird unter anderem geregelt, dass zur Umwidmung von Erdgasleitungen kein erneutes Planfeststellungsverfahren, sondern lediglich ein Anzeigeverfahren notwendig ist. Zudem entfällt eine erneute Umweltverträglichkeitsprüfung. Beides soll den Umstellungsprozess beschleunigen (BNetzA 2021a). Für die bestehenden privaten Wasserstoffnetze gibt es im Rahmen der EnWG-Novelle eine Opt-In-Regelung. Das bedeutet, die Netzregulierung ist für diese Netze optional. Entscheiden sich Betreiber für das Opt-In, gelten jedoch die Entflechtungsvorgaben, was zur Folge hat, dass Netzbetreiber nicht an Anlagen oder Prozessen der Wasserstoffherzeugung beteiligt sein dürfen (BNetzA 2021a).

Durch den Umstand, dass Wasserstoffnetze nicht unter die Regulierung der Erdgasnetze fallen, hat die Bundesnetzagentur die Fernleitungsnetzbetreiber angewiesen, die Pläne für die Umstellung von Erdgasleitungen aus dem Netzentwicklungsplan Gas zu entfernen (BMW 2021a). Jedoch wird klar herausgestellt, dass nicht die Pläne an sich abgelehnt werden. Vielmehr muss die Umwidmung von Erdgasleitungen in zwei Stufen betrachtet werden. Im ersten Schritt erfolgt die Herausnahme der entsprechenden Leitungsabschnitte aus dem Erdgasnetz, was im Netzentwicklungsplan Gas angezeigt werden muss (BMW 2021a). Dieser Herausnahme hat die Bundesnetzagentur zugestimmt, unter der Prämisse, dass der Erdgasbedarf weiterhin gedeckt werden kann (BMW 2021a). Im zweiten Schritt erfolgt die Umwidmung auf Wasserstoff, welche dem Regulierungsrahmen des EnWG für Wasserstoffnetze entspricht.

Neben der EnWG-Novelle, welche direkt den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff beeinflusst, haben die EEG-Novelle (BMW, 2021), welche am 01. Januar 2021 in Kraft getreten ist, und die deutsche Umsetzung der RED II, für die ein Referentenentwurf vorliegt (Weltenergieat 2020), einen Einfluss auf die Wasserstoffnachfrage und -produktion und somit indirekt auch Einfluss auf die Wasserstoffnetze. Mit der EEG-Novelle wird der Strompreis für Betreiber von Elektrolyseuren gesenkt, indem sie u.U. komplett von der EEG-Umlage befreit werden (BMW, 2021). Die deutsche Umsetzung zur RED II zielt auf den Verkehrssektor ab und gibt unter anderem eine verbindliche Quote für synthetisches Kerosin bis 2030 vor. Zudem kann die Nutzung von grünem Wasserstoff zur Herstellung fossiler Kraftstoffe in Raffinerien zweifach

auf die Treibhausgas-Minderungsquote angerechnet werden (Weltenergieerat 2020). Eine kurze Übersicht über die drei Gesetze ist in Tabelle 6 dargestellt.

**Tabelle 6 Überblick über gesetzliche Neuregelungen zu den Themen Wasserstoffproduktion, -transport und -nachfrage (Stand 2021)**

Wasserstoffproduktion - EEG-Novelle (BMWi, 2021)	Wasserstofftransport - EnWG-Novelle (BMWi, 2021)	Wasserstoffnachfrage - Deutsche Umsetzung zur RED II (BMU, 2020)
EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff	Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze	Zweifache Anrechenbarkeit für grünen Wasserstoff in Raffinerien
Ausweitung der BesAR (Umlagenreduzierung) für elektrochemische H <sub>2</sub> -Erzeugung	Anzeigeverfahren für die Umwidmung von Erdgasleitungen	Keine besondere Förderung für Brennstoffzellen-Fahrzeuge (im Gegensatz zu batterieelektrischen Fahrzeugen)
	Keine Quersubventionierung über Netzentgelte Erdgas	Quote für synthetisches Kerosin von 2% bis 2030
	Trennung Netzbetrieb und Erzeugung (Entflechtung)	

Quelle: eigene Zusammenstellung von (BNetzA 2021a); (BMWi, 2021); (Weltenergieerat 2020)

### 2.3.2.2 Niederlande

Die Niederlande ist ein wichtiger Partner für Deutschland im Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes. Zum einen ist bereits heute der Hafen in Rotterdam ein Hub im internationalen Energiehandel (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Zum anderen entstand im Norden der Niederlande das erste Wasserstoff-Valley in Europa (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). 10 % des eingesetzten Erdgases in den Niederlanden wird zur Produktion von fossilem Wasserstoff verwendet, sodass die Niederlande nach Deutschland der größte Produzent von fossilem Wasserstoff in Europa ist (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Insgesamt wurden über 250 Unternehmen im Wasserstoffsektor in den Niederlanden identifiziert, die verschiedenen Industriecluster bilden, wie zum Beispiel in Arnheim (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Zusammen mit Belgien umfassen die existierenden Wasserstoffpipelines eine Länge von 850 km (Jens et al. 2021). Abbildung 24 zeigt in Rot die existierende Wasserstoffinfrastruktur in Belgien, Niederlanden und Frankreich (TenneT 2021).

**Abbildung 24 Vorhandene Netzinfrastruktur in Belgien, Niederlanden und Frankreich**

Quelle: (TenneT 2021)

Im National Climate Agreement setzte sich die Niederlande 2019 das Ziel 49 % der Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 zu verringern (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Die ein Jahr später veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie ist ein Schritt dieses Ziel zu erreichen. Wasserstoff soll in erster Linie in der Industrie und in den Häfen eingesetzt werden. Auch im Transportsektor sieht die Niederlande Einsatzpotenzial und strebt den Einsatz von 15.000 Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2025 und 300.000 Brennstoffzellenfahrzeugen bis 2030 sowie 3.000 Brennstoffzellen-Schwerlastfahrzeugen (inkl. landwirtschaftliche Fahrzeuge) an (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Vor 2030 wird keine großflächige Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden gesehen (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020).

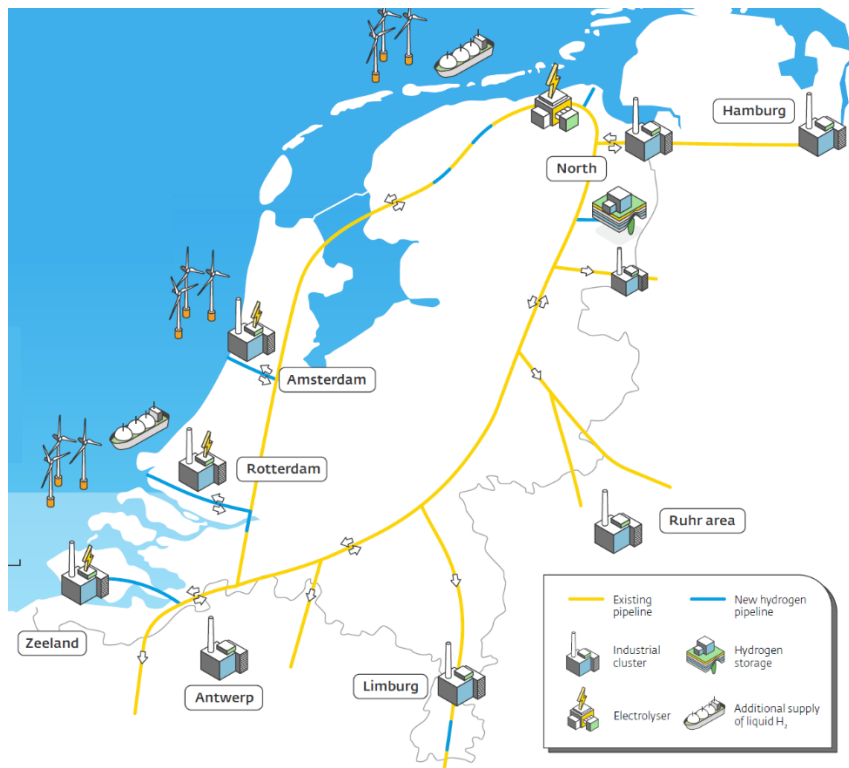
Die Entwicklungen in Deutschland sind für die Niederlande und ihre eigene Wasserstoffstrategie relevant, da ein Teil der deutschen Nachfrage durch Importe in die EU über die niederländischen Häfen erfolgen werden (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Auf Grund der günstigen Lage, den Häfen, sowie dem umfangreichen Gasnetz und Speicherkapazitäten hat die Niederlande das Potenzial weiterhin als Energie-Hub zu dienen. Dies wird mit Hilfe verschiedener Projekte vorangetrieben. Zum Beispiel wird in dem Projekt North Sea Wind Power Hub (NSWPH) der Strom der Offshore-Windanlagen zur Produktion von grünem Wasserstoff genutzt und kann anschließend weitertransportiert werden (TKI Nieuw Gas 2020). Das Projekt zeigte eine technische Machbarkeit, aber auch dass die Umsetzung im derzeitigen regulatorischen Rahmen und Marktdesign möglich ist, wobei wesentliche Änderungen in nationalen Vorgehensweisen, Planungen und Politik notwendig sind, um solche integrierten Infrastrukturprojekte langfristig umzusetzen (TKI Nieuw Gas 2020).

Neben weiteren 80 aktiven Wasserstoff Pilot- und Demonstrationsprojekten (Stand Frühling 2020) (Gasunie 2018) hat die Niederlande eine zentrale Rolle in der Entwicklung des oben genannten Wasserstoff-Backbone-Netzes (Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020), in welchem die verschiedenen Industriecluster sowie die Häfen über größtenteils umgerüstete Gasleitungen mit Wasserstoff versorgt werden (siehe Abbildung 25) (Government



of the Netherlands 2020; Ministère de l'économie des finances et de la relance 2020). Dass es möglich ist Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umzurüsten, zeigte bereits 2018 ein Projekt zwischen Dow, Yara, ICL-IP und Gasunie Waterstof Services (Gasunie, 2018). In diesem Projekt wurden zum ersten Mal Teile der Erdgasleitung zwischen den Unternehmen Dow und Yara im Südwesten der Niederlande umgerüstet und anschließend wurde diese Leitung mit Wasserstoff gefüllt. Diese Leitung ist heutzutage im kommerziellen Einsatz und transportiert mehr als vier Kilotonnen Wasserstoff pro Jahr (Gasunie, 2018).

**Abbildung 25 Geplantes Wasserstoff-Backbone-Netz in den Niederlanden**



Quelle: (FuelCellsWorks 2021)

### 2.3.2.3 Frankreich

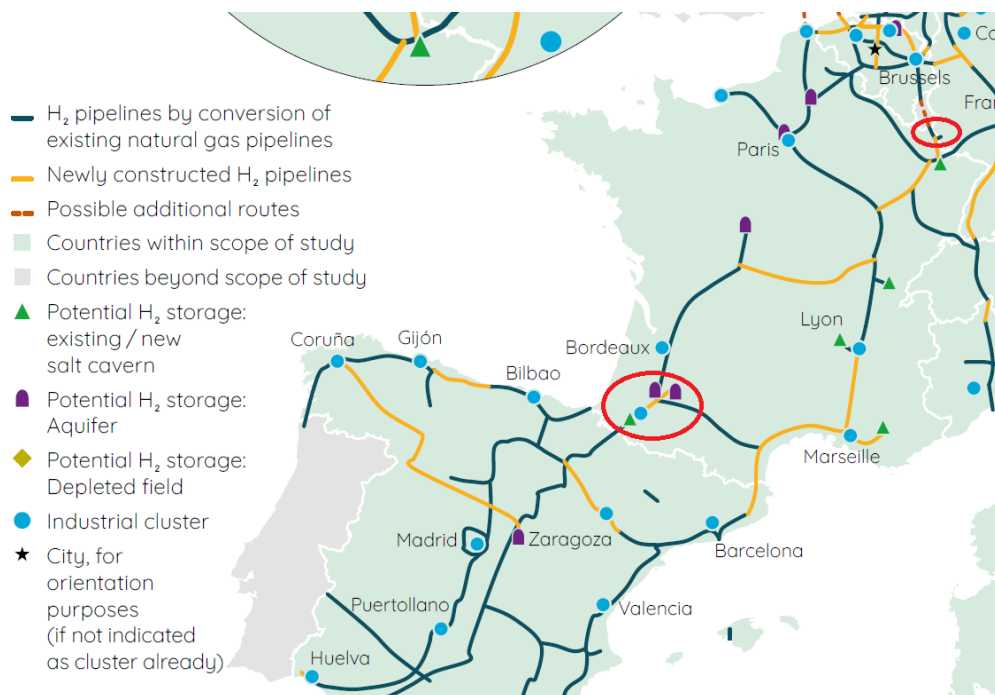
Die französische Industrie verbraucht heutzutage 30 TWh fossilen Wasserstoff (Ministero dello sviluppo economico 2020) und es existieren insgesamt 303 km Wasserstoffpipelines (Jens et al. 2021). Bereits 2018 erkannte die französische Regierung, dass der Wasserstoffsektor einen wichtigen Wachstumsmarkt bietet und veröffentlichte den nationalen Wasserstoffplan (Europäische Kommission 2020). Ein Teil dieses Plans ist die Initiative des „territorialen Ökosystems der Wasserstoffmobilität“ Frankreichs, welches in Zusammenarbeit mit der ADEME (französische Agentur für Umwelt und Energiemanagement) das Ziel hat eine dekarbonisierte und wirtschaftliche Mobilität aufzubauen (Europäische Kommission 2020). Mittels lokal produzierten grünen Wasserstoffes sollen schwere Nutzfahrzeuge und landwirtschaftliche Fahrzeuge betrieben werden. Eine Besonderheit der Initiative ist, dass neben großen Unternehmen und Start-ups auch regionale und lokale Behörden einbezogen werden (Europäische Kommission 2020). Im Herbst 2020 wurde das französische Konjunkturprogramm gegen die wirtschaftlichen Folgen von COVID-19 verabschiedet, welches grünen Wasserstoff und die Kooperation mit Deutschland in diesem Sektor als wichtiges Element der französischen Wirtschaft sieht. Ein Teil dieses Konjunkturprogramms ist die nationale Wasserstoffstrategie

von Frankreich, welche die Ziele des nationalen Wasserstoffplans von 2018 bekräftigt (Europäische Kommission 2020).

In der nationalen Wasserstoffstrategie setzt sich Frankreich das Ziel, bis 2030 20 TWh kohlenstoffarmen Wasserstoff zu produzieren. Dieser soll insbesondere in der Industrie und im Transport (Lkw, Schiffe und Flugzeuge) eingesetzt werden (Ministero dello sviluppo economico 2020). Im Detail soll bis 2023 10 % des industriell genutzten Wasserstoffs kohlenstofffrei sein und bis 2028 zwischen 20 % und 40 % (Europäische Kommission 2020). Kohlenstofffreier Wasserstoff kann über die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom oder aus Strom von Atomkraftwerken erzeugt werden (Europäische Kommission 2020). Insgesamt umfasst die Strategie Investitionen von 7,2 Milliarden Euro bis 2030 (Ministero dello sviluppo economico 2020) sowie den Start eines IPCEI-Projektes einer „Gigafactory“ für Wasserstoff, welches in Kooperation mit Deutschland durchgeführt werden soll (Europäische Kommission 2020). Beide Länder möchten in diesem Rahmen 1,5 Milliarden € investieren (Europäische Kommission 2020).

Des Weiteren gibt es verschiedene Infrastrukturprojekte für das Vorantreiben einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur. Das Lacq-Hydrogen-Projekt ist ein weiteres IPCEI-Projekt zwischen Frankreich und Spanien und Teil des europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes (Guidehouse 2020). Ziel ist es in Spanien grünen Wasserstoff zu produzieren, diesen über umgewidmete Gasleitungen von Enagás und Teréga in das Industriegebiet Lacq zu transportieren und dort in einem Kraftwerk zur Stromerzeugung einzusetzen. Des Weiteren plant Teréga die Nutzung eines Aquiferspeichers (Guidehouse 2020). Um die Kooperation zwischen Deutschland und Frankreich zu vertiefen, wird im Projekt mosaHYc (Mosel Saar Hydrogen Conversion) Gasleitungen zu insgesamt 70 km Wasserstoffleitungen zwischen dem Saarland (Deutschland), Lothringen (Frankreich) und der Grenze zu Luxemburg umgerüstet (Guidehouse, 2020). Abbildung 26 zeigt rot eingekreist die Standorte der zuvor genannten Projekte.

**Abbildung 26 Geplantes Wasserstoff-Backbone-Netz in Frankreich 2040**



Quelle: (Government of the Netherlands 2020)

#### 2.3.2.4 Norwegen

In der „Low Emission Strategy for 2050“, veröffentlicht im Oktober 2019, hat sich Norwegen das Ziel gesetzt, bis 2050 zu einer Low Emission Society zu werden. Dazu sollen die Treibhausgasemissionen um 50 – 55 % bis 2030 und um 90 – 95 % bis 2050 reduziert werden. Aufgrund günstiger geographischer Gegebenheiten für Wasserkraft und Pumpspeicherkraftwerke setzt das Land dabei vor allem auf grünen Strom und die Elektrifizierung von Wirtschaftszweigen. Wasserstoff spielt dabei im Vergleich zu anderen Klimaschutzstrategien in Europa eine untergeordnete Rolle (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020).

Im Jahr 2019 wurden in Norwegen 225.000 Tonnen Wasserstoff produziert (EU 2019). Die Hauptproduzenten sind der Düngemittelproduzent Yara und das Mineralölunternehmen Equinor (ehem. Statoil). Grüner Wasserstoff für den Transportsektor wird bisher von den zwei Unternehmen Nippon Gases und Ineos erzeugt, weitere Projekte für eine Massenproduktion mittels Elektrolyse laufen (EU 2019).

Die im Juni 2020 veröffentlichte Wasserstoffstrategie Norwegens erwähnt einige Forschungs- und Pilotprojekte in den Bereichen Elektrolyse, Straßentransport, Schwerindustrie und Schifffahrt. Die meisten Projekte planen eine Anwendung von Wasserstoff in der Schifffahrt. Dazu zählen Fähren, Fischereiboote und Containerschiffe mit Wasserstoffbrennstoffzellen-Antrieb, Ammoniakbrennstoffzellen-Antrieb oder einem hybriden Wasserstoff-Batterie-Betrieb und Elektrolyseanlagen in Hafennähe (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020).

Als wichtiger Erdgasexporteur erforscht Norwegen des Weiteren die Herstellung von blauem Wasserstoff mittels CO<sub>2</sub>-Sequestrierung (Carbon Capture and Storage – CCS). Hierzu laufen verschiedene Studien und Forschungsprojekte im Rahmen der europäischen PCI-Förderung (Vorhaben des gemeinsamen Interesses) „Grenzüberschreitendes Kohlendioxidnetz“ und Studien von Equinor (Statista 2021b). Laut der Wasserstoffstrategie wird mittelfristig der Export von blauem Wasserstoff aus CO<sub>2</sub>-Sequestrierung nicht als realistische Option bewertet. Norwegen werde weiter Erdgas exportieren, das dann in den Importländern für die Herstellung von Wasserstoff genutzt werden kann (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020).

Das im Kapitel 2.2 erläuterte Pipelinennetz für den Erdgasexport Norwegens könnte auf lange Sicht für den Wasserstofftransport umgerüstet werden, sofern freie Kapazitäten bestehen. Eine weitere Option ist die Beimischung von Wasserstoff ins Erdgas. Es sind bislang keine Projekte zur Wasserstofftransportinfrastruktur und leitungsgebundenen Transport von reinem Wasserstoff in Norwegen bekannt (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020).

#### 2.3.2.5 Russland

Vor Kriegsbeginn in der Ukraine im Februar 2022 war Russland einer der wichtigsten Gaslieferanten für Deutschland und lieferte die Hälfte des deutschen Erdgasbedarfs in 2019 (Statista, 2021). Bereits heute werden mehr als zwei Millionen Tonnen Wasserstoff mittels Erdgasreformierung produziert und industriell, wie zum Beispiel in Raffinerien und der Chemieindustrie, genutzt (Caspar, et al., 2021; Weltenergieat, 2020). Durch das Militär und die Raumfahrtforschung hat Russland weitere Expertise im Umgang mit Wasserstoff (Caspar, et al., 2021). Grundsätzlich gibt es insbesondere an den russischen Küsten große Potenziale für die Produktion von grünem Wasserstoff, durch hohe Wind- und PV-Potenziale. Allerdings gibt es

bisher nur wenig Fortschritt im Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Regierung hat hierfür keine langfristigen Ziele definiert (Caspar, et al., 2021).

Mit dem weltweit größten Gastransportnetz, welches von Gazprom betrieben wird, eignete sich Russland als Exportland nach Europa und auch Deutschland (Caspar, et al., 2021). Die bestehende oder im Aufbau befindenden Gasleitungen können mittels Beimischung von Wasserstoff zu Erdgas zum Wasserstofftransport genutzt werden. In ältere Leitungen können bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff beigemischt werden und in neueren bis zu 70 Vol.-% (CMS 2020). Bestehende Wasserstoffpipelines sind bisher nicht bekannt.

Bereits im November 2019 wurde eine Arbeitsgruppe für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft gegründet, welche neben der russischen Regierung Repräsentanten von Gazprom, Sberbank, Rosatom, der Wissenschaft und anderen Experten umfasst (Europäische Kommission 2020). In der 2020 veröffentlichten russischen Energiestrategie bis 2035 wird Wasserstoff als ein wichtiger Bestandteil identifiziert und das Ziel gesetzt, eines der weltweit führenden Ländern bei der Wasserstoffproduktion und dem Wasserstoffexport zu werden (Europäische Kommission 2020). Russland hat sich die Ziele gesetzt bis 2024 0,2 Millionen Tonnen Wasserstoff zu exportieren und bis 2035 zwei Millionen Tonnen (Europäische Kommission 2020). Wasserstoff soll insbesondere aus Strom von Wasserkraftwerken, Atomkraftwerken und aus Erdgas produziert werden und die größten Marktpotenziale wurden in Europa und dem Fernen Osten gesehen (Europäische Kommission 2020).

Um die Möglichkeiten von gemeinsamen Wasserstoffprojekten zu untersuchen wurde 2020 eine Expertengruppe im russisch-deutschen Rohstoff-Forum (DRRF) gegründet (Europäische Kommission 2020). Hierbei kommt Gazprom mit der Monopolstellung auf Gastransportleitungen in Russland eine tragende Rolle beim Export von Wasserstoff über das Pipelinesystem zu (European Parliament 2020). Gazprom plant so lange wie möglich den Export von Erdgas zu priorisieren und gab bisher kein Statement zu einem möglichen Wasserstoffexport in der Zukunft ab (Caspar, et al., 2021). Auf Grund des russischen Angriffskrieges in der Ukraine hat das DRRF die Zusammenarbeit eingefroren (Deutsch-russisches Rohstoff-Forum 2022).

Die aktuellen russischen Kriegshandlungen führen dazu, dass alternative Versorgungsrouten mit Erdgas und langfristig Wasserstoff für Europa und insbesondere Deutschland verhandelt werden. Im März 2022 wurden vier Wasserstoffkooperationen zwischen den Vereinigten Arabischen Emiraten und der deutschen Wirtschaft sowie eine Forschungsk Kooperation abgeschlossen (BMWK 2022c). Bereits im September 2022 erreichte die erste Testlieferung für Wasserstoff in Form von Ammoniak als Wasserstoffderivat aus den Vereinigten Arabischen Emiraten Deutschland (BMWK 2022h). Darüber hinaus wurde im Mai 2022 eine Absichtserklärung für eine Wasserstoffkooperation zwischen Deutschland und Indien sowie Energiepartnerschaften mit Katar und den USA unterschrieben (BMWK 2022d, 2022e, 2022f). Im August 2022 einigen sich Kanada und Deutschland auf ein Wasserstoffabkommen, um den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu beschleunigen (BMWK 2022g).

### **2.3.2.6 Italien**

Italien ist mit einer Gesamtkapazität von ca. 540 Kilotonnen pro Jahr der größte Produzent von fossilem Wasserstoff in Südeuropa (Enel S.p.A. 2010). Hier sind vor allem die großen Industriecluster in Norditalien zu nennen, wo Wasserstoff direkt oder als Nebenprodukt erzeugt wird. In Fusina bei Venedig hat der italienische Energiekonzern Enel bereits im Jahr 2010 ein Wasserstoff-KWK-Kraftwerk mit einer Leistung von 12 MW errichtet (Snam S.p.A. 2020). Der

verwendete Wasserstoff fällt als Nebenprodukt in einer nahegelegenen petrochemischen Anlage an und wird über speziell errichtete Wasserstoffleitungen zum Kraftwerk transportiert.

Im Rahmen der Energiewende richtet sich auch in Italien der Fokus inzwischen verstärkt auf die Erzeugung von grünem Wasserstoff. Das Land hat Ende 2020 eine ambitionierte Wasserstoffstrategie vorgestellt und sich wie Deutschland ein Ziel von 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 gesetzt (cefic 2019). Der Wasserstoffanteil am Endenergieverbrauch soll von aktuell 1 % auf 2 % bis 2030 steigen, wobei gleichzeitig ein Umstieg auf hauptsächlich grünen Elektrolysewasserstoff erfolgen soll (cefic 2019). Einsatzgebiete für Wasserstoff sieht die italienische Regierung für das Jahr 2030 vor allem im Schwerlast- und Zugverkehr, in der chemischen Industrie und in Raffinerien sowie in der Beimischung in das Erdgasnetz (cefic 2019).

Bis 2050 soll der Wasserstoffanteil am Energieverbrauch auf 20 % anwachsen. Als Haupteinsatzgebiet werden zusätzlich Luft- und Schifffahrt, die Primärstahlerzeugung und die Wärmeversorgung von Haushalten und des GHD-Sektors hinzukommen. Zudem wird eine Rolle von Wasserstoff als Energiespeicher gesehen (cefic 2019).

Neben den staatlichen Planungen und Akteuren gibt es in Italien zwei große private Stakeholder, die stark in Wasserstoff investieren. Hier ist zum einen Snam als Italiens größter Transportnetzbetreiber zu nennen, welcher bereits erfolgreich die Beimischung von 10 % Wasserstoff zum Erdgasnetz an zwei Industriekunden in Contursi Terme (Salerno) getestet hat (Snam S.p.A. 2020) und stark in die „Wasserstoff-Readiness“ seiner Infrastrukturen investiert (International Trade Administration 2021). Des Weiteren ist der Konzern ENI mit seinen Raffinerien der aktuell größte Produzent und Verbraucher von Wasserstoff in Italien. ENI arbeitet zusammen mit Enel an zwei Pilotprojekten mit jeweils 10 MW Elektrolyseuren in der Nähe von ENI-Raffinerien, welche zwischen 2022 und 2023 in Betrieb gehen sollen (IGU 2020). Bis 2030 plant Enel insgesamt 2 GW Elektrolyseleistung zum Wasserstoffverkauf an Industriekunden, allen voran ENI (IGU 2020).

Im Zuge der Planungen für ein europäisches Wasserstoff-Backbone-Netz kommt der Nord-Süd-Verbindung in Italien eine bedeutende Rolle zu (siehe Abbildung 21). Diese soll bereits 2030 Wasserstoff von den Vorzugsstandorten für erneuerbare Energien im Süden in die Industriezentren im Norden Italiens transportieren (Jens et al. 2021). Auch Wasserstoff-Importe aus Nordafrika sind ab 2030 denkbar. Zwischen Tunesien und Sizilien existieren fünf parallele Erdgasleitungen, die somit frühzeitig Potenziale für die Umwidmung auf Wasserstoff bieten (Jens et al. 2021). Ab 2040 gibt es Planungen für eine Verlängerung dieser Nord-Süd-Achse bis nach Deutschland (Jens et al. 2021).

### **2.3.3 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer leitungsgebundenen Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland**

Zusammenfassend gibt es überwiegend treibende Einflussfaktoren, die einen Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland begünstigen. Die relevantesten Treiber und Hemmnisse sind in Abbildung 27 zusammengeführt und Tabelle 35 im Anhang listet alle identifizierten Einflussfaktoren und deren Bewertung auf. Es wird grundsätzlich unterschieden, ob Einflussfaktoren direkt auf den Aufbau leitungsgebundener Infrastrukturen abzielen oder ob sie diesen indirekt fördern/hemmen, indem der allgemeine Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beeinflusst wird. Die indirekten Einflussfaktoren, die einen Einfluss auf die allgemeine Wasserstoffwirtschaft haben, werden in Tabelle 35 im Anhang ergänzend dargestellt. In Abbildung 27 zeigen lediglich die regulativen Einflussfaktoren deutliche Hemmnisse auf. Die Übergangsregulierung der EnWG-Novelle schafft zum Teil eine gewisse

Rechtssicherheit, aber es besteht großer Klärungsbedarf bezüglich der Refinanzierung von Wasserstoffnetzinvestitionen, deren Planungsrahmen und einer langfristigen Regulierung im Rahmen des EU-Rechtes. Gerade der Planungsrahmen wurde ungewisser durch den Beschluss, dass Wasserstoffnetze nicht Teil des NEP Gas sein dürfen und den geringen Schnittstellen zwischen sowie unterschiedlichen Betrachtungszeiträumen im NEP Strom und NEP Gas.

Im internationalen Kontext finden eine Vielzahl von Aktivitäten bezüglich des Aufbaus leitungsgebundener Wasserstoffinfrastrukturen statt. Insbesondere die Initiativen verschiedener Gasfernleitungsnetzbetreiber zur Planung eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes, welches 21 Länder mit Wasserstoff versorgen kann, und von verschiedenen länderübergreifenden Projekte treiben den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes voran und führen zu überwiegend treibenden Einflussfaktoren. Ein relevanter hemmender Faktor sind noch ausstehende Anpassungsbedarfe von europäischen Vorschriften, wie z. B. die Verordnung für wettbewerbsorientierte dekarbonisierte Gasmärkte. Hemmnisse mit schwächerer Wirkung sind die Ankündigungen von Norwegen.

Mit direktem Bezug auf leitungsgebundene Infrastrukturen konnten bisher keine Anreizsysteme identifiziert werden, sodass eine Wirkung eines Anreiz-Pulls nicht bewertet werden kann.

Der visionäre Plan zum Aufbau eines deutschen Wasserstoffnetzes der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sowie der bereits im internationalen Kontext genannten Initiative einzelner europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für die Planung eines europäischen Wasserstoff-Backbone-Netzes führen zu starken treibenden Vision-Pull-Faktoren. Darüber hinaus wird eine integrierte Netzplanung für die Entlastung der Stromnetze angestrebt, jedoch liegen noch keine Pläne diesbezüglich vor.

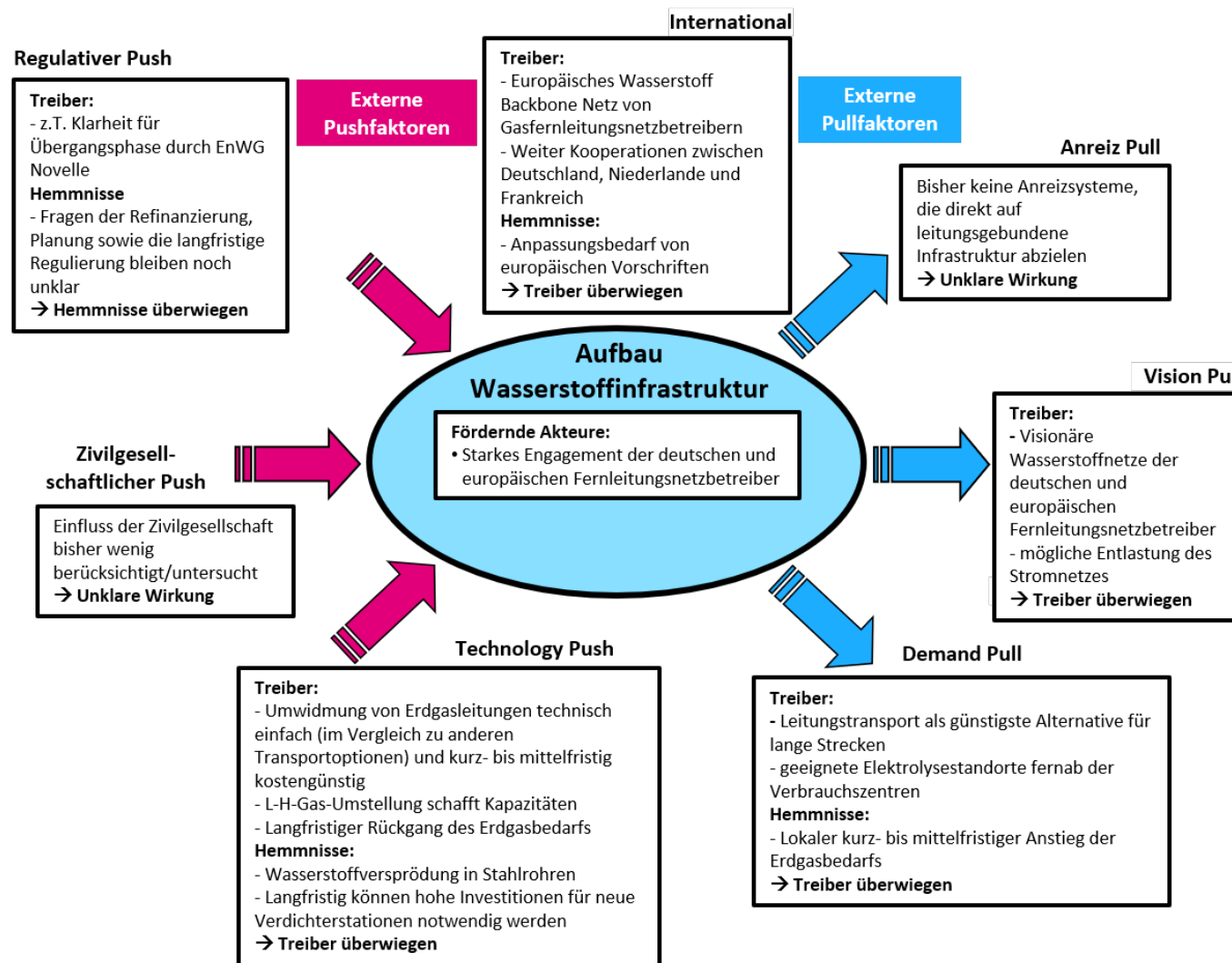
Starke Treiber für die Nachfrage nach Wasserstoffleitungen sind der günstigere Import über Leitungen im Vergleich zu z. B. Schiffsimporten, aufgrund der dann notwendigen Verflüssigung, sowie die Distanz zwischen geeigneten Elektrolysestandorten in Küstennähe und den Verbraucherzentren. Auch das Vorhandensein von Kavernenspeichern, gerade im Nordwesten von Deutschland, haben einen treibenden Effekt auf den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur. Ein möglicher kurz- bis mittelfristiger Anstieg der Erdgasnachfrage (vgl. Kapitel 2.2.1.2) kann allerdings den Aufbau hemmen, da kurz- bis mittelfristig weniger Leitungskapazitäten frei werden bzw. der Bedarf nach einem Erdgasnetz bestehen bleibt. Auf Grund der aktuellen Gaskrise ist ein kurzfristiger Anstieg jedoch unwahrscheinlich (Witsch 2022).

Auch auf technologischer Seite führt die Umstellung von L- auf H-Gas unmittelbar und der Rückgang des Erdgasbedarfs langfristig zu verfügbaren Leitungskapazitäten, wodurch ein Umbau zu Wasserstoffleitungen erleichtert wird. Technisch ist diese Umrüstung einfacher im Vergleich zu anderen Transportoptionen und kurz- bis mittelfristig günstiger. Langfristig könnte auf Grund von möglichen Erneuerungen von Verdichtungsstationen höhere Investitionen benötigt werden. Weitere technische Hemmnisse werden derzeit untersucht, wie zum Beispiel die Wasserstoffversprödung, jedoch deren Wirkung wird als mittelmäßig bewertet, da bereits eine Erdgasleitung zu einer Wasserstoffleitung im Nordwesten von den Niederlanden umgerüstet wurde. Diese ist seit 2018 im kommerziellen Betrieb.

Seitens der Zivilgesellschaft liegen bisher keine Akzeptanzstudien mit Bezug auf die leitungsgebundene Wasserstoffinfrastruktur vor. Allerdings wurden in den verschiedenen Kooperationen, wie z. B. der „Clean Hydrogen Alliance“, lediglich zwei zivilgesellschaftliche Umweltorganisationen miteinbezogen. Somit ist die Einbindung der Zivilgesellschaft ausbaufähig.

Insgesamt zeigen sektorintern insbesondere die deutschen und europäischen Fernleitungsnetzbetreiber ein starkes Interesse und Engagement beim Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur.

Abbildung 27 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung



## 2.4 LNG-Infrastruktur

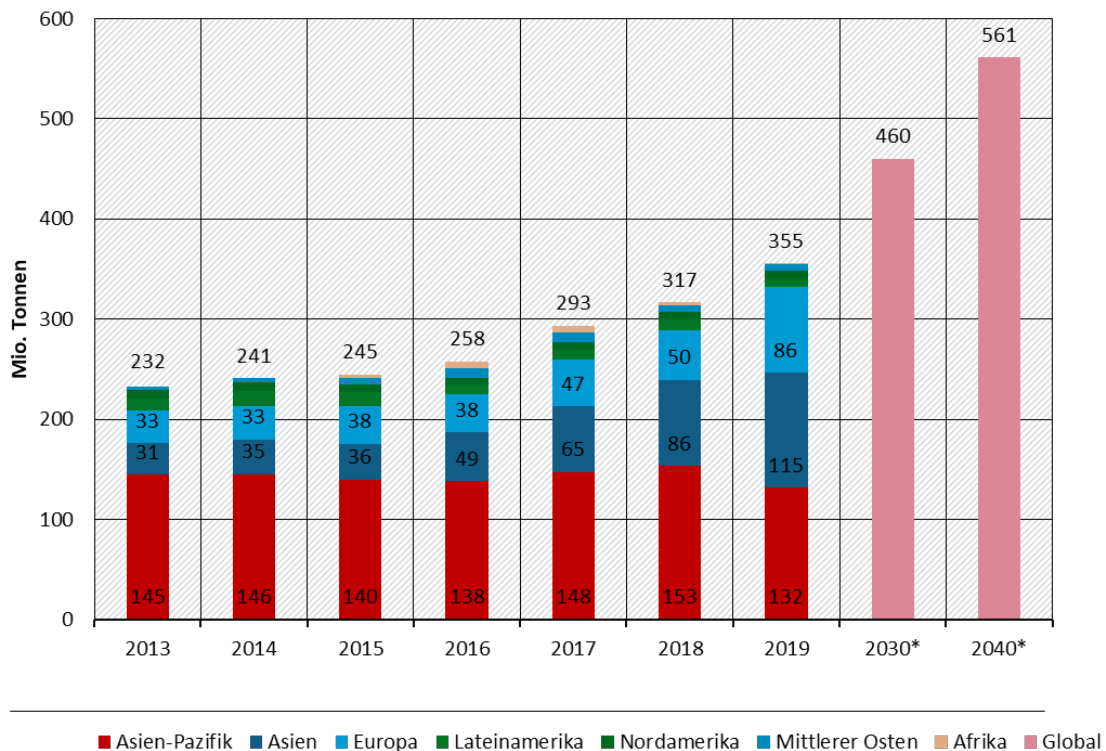
Flüssigerdgas oder LNG wird durch Abkühlen von Erdgas auf etwa  $-162^{\circ}\text{C}$  (bei Umgebungsdruck) in entsprechenden Verflüssigungsanlagen gewonnen. Dabei sinkt die Dichte um einen Faktor von etwa 600 gegenüber der Normdichte im gasförmigen Zustand. Die hohe energetische Dichte von LNG und die damit verbundene einfachere Transportierbarkeit (z. B. per Seeschiff bzw. LNG-Carrier) ermöglicht es, Erdgas unabhängig von einer fest installierten Pipeline-Infrastruktur in großen Kapazitäten auf den Weltmärkten zu handeln.

Erdgasexporteure sind dadurch in der Lage ihren Absatzmarkt um entlegene Gebiete ohne Pipelineanschluss zu erweitern (z. B. Asien). Im Gegensatz zum Gastransport über eine starre Pipelineinfrastruktur kann per Seeschiff transportiertes LNG zudem kurzfristig in Regionen umgeleitet werden, die aufgrund ihrer Preisnotierung eine höhere Wertschöpfung versprechen.

Für Importländer bietet LNG den Vorteil einer geringeren Abhängigkeit von bestehenden Pipelineanbindungen (Diversifizierung der Erdgasversorgung). Das LNG wird hierzu mithilfe sog. LNG-Carrier zu den LNG-Importterminals der jeweiligen Abnehmer gebracht, regasifiziert und anschließend in das Transportnetz eingespeist. Neben dieser klassischen „Large Scale LNG“-Wertschöpfungskette, ist zudem auch eine direkte Verwendung von LNG, z. B. als Kraftstoff für den schweren Güterverkehr oder für die Versorgung abgelegener Gebiete ohne Pipelineanschluss (Inselversorgung), möglich. Dazu werden die großen Volumina des internationalen LNG-Handels auf die kleinskaligeren Bedarfsmengen der jeweiligen Endanwendung heruntergebrochen und anschließend per Lkw, Schiff oder Güterzug zum entsprechenden Bestimmungsort transportiert. Dieses „Small Scale LNG“ ist dabei weitestgehend unabhängig von bestehenden Gastransportinfrastrukturen und steht daher nicht im Fokus der nachfolgenden Betrachtungen.

Laut IEA lag der Anteil von LNG am internationalen Erdgashandelsvolumen im Jahr 2018 bereits bei 45 %. Bis 2040 soll der LNG-Anteil gemäß dem „Stated Policies Scenario“ auf etwa 57 % steigen (IEA 2019b). Günstige LNG-Preise haben außerdem zu einer erheblichen LNG-Nachfrage in Europa geführt. Die nach Europa exportierte LNG-Menge ist 2019 auf etwa 85,9 Mio. Tonnen gestiegen (s. Abbildung 28), was einem Anstieg von 72 % gegenüber dem Vorjahr entspricht (Köppel et al. 2020).

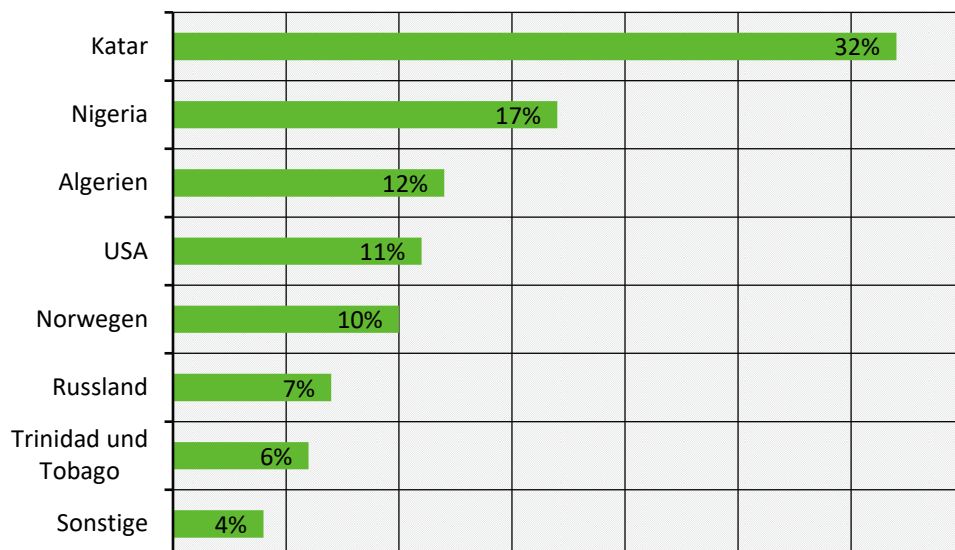
**Abbildung 28 Entwicklung der LNG-Importe nach Import-Region in Mio. Tonnen LNG**



Quelle: (IEA 2019b)

Im Jahr 2019 wurden 20 % (107 Mrd. m<sup>3</sup>) des in die EU importierten Erdgases in Form von LNG geliefert (BP 2020). Die wichtigsten LNG-Lieferanten für Europa im Jahr 2019 waren Katar, gefolgt von Nigeria, Algerien, USA, Norwegen, Russland und Trinidad & Tobago (Abbildung 29) (Köppel, et al., Oktober 2020). Etwa 90 % der importierten LNG-Menge wurde in Frankreich, Spanien, Italien, Belgien und den Niederlanden angelandet (Köppel et al. 2020).

**Abbildung 29 LNG-Importe nach Europa nach Exportland (2019)**



Quelle: (IEA 2019b)

## 2.4.1 Planungen im Rahmen der Netzentwicklungspläne und Strategien der Länder

### 2.4.1.1 Deutschland

Deutschland verfügt aktuell über kein eigenes LNG-Importterminal, ist jedoch über den europäischen Binnenmarkt, insbesondere über die LNG-Terminals in Zeebrugge und Rotterdam an den globalen LNG-Markt angebunden. Aufgrund der gut ausgebauten Erdgasinfrastruktur befindet sich LNG speziell in Deutschland in einem starken Preiswettbewerb mit pipelinegebundenem Erdgas aus Norwegen, den Niederlanden und Russland. (LNG Terminal Wilhelmshaven (LTew) 2020).

Mit dem Abschalten der letzten Atomkraftwerke im Jahr 2022 sowie dem beschlossenen Kohleausstieg bis spätestens 2038 könnte Gas kurz- bis mittelfristig eine zentrale Säule der deutschen Energieversorgung einnehmen. Sofern die Bundesregierung ihre eigenen Ziele zur Effizienzsteigerungen und zur Elektrifizierung nicht konsequent verfolgt, kann Gas auch langfristig relevanter Energieträger bleiben. Dann jedoch müsste regeneratives Gas genutzt werden, um die Klimaschutzziele weiterhin zu erreichen. Mit einem eigenen Importterminal wäre Deutschland direkt an den globalen LNG-Markt angebunden und könnte so sowohl die eigene Versorgung mit Gasen diversifizieren, als auch vom Preiswettbewerb zwischen Pipelinegas und LNG profitieren. Zusätzlich eröffnet der Aufbau einer LNG-Infrastruktur frühzeitige Optionen für den Import grüner Gase wie z. B. erneuerbarem Methan oder Wasserstoff aus Regionen, die nicht über Pipelines an Deutschland angebunden sind. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung u. a. mit der Verabschiedung der „Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland“ im Jahr 2019 (Köppel et al. 2020) einen neuen Anreiz für den Bau von LNG-Importterminals in Deutschland gesetzt.

Derzeit (Stand Oktober 2022) sind in Deutschland sechs schwimmende LNG-Terminals mit Regasifizierung (FSRU) und drei „klassische“ LNG-Terminals mit Regasifizierung an vier verschiedenen Standorten geplant; Brunsbüttel, Wilhelmshaven, Stade und Lubmin. Fünf der FSRUs sind vom Bund gechartert und eines davon in Lubmin wird durch ein privates Konsortium finanziert. In Brunsbüttel ist bisher ein FSRU und ein klassisches LNG-Terminal geplant. Der Bau des FSRUs hat bereits begonnen, und es wird erwartet, dass die erste LNG-Anlandung bis Ende dieses Jahres (2022) stattfinden wird. Das klassische LNG-Terminal wird voraussichtlich 2026 in Betrieb genommen. In Wilhelmshaven sind zwei FSRU und ein klassisches LNG-Terminal geplant. Mit dem Bau des ersten FSRU wurde bereits begonnen, und es wird erwartet, dass es ab Dezember 2022 betriebsbereit ist, und das zweite wird voraussichtlich bis Ende 2023 betriebsbereit sein. Das klassische LNG-Terminal soll frühestens 2025 fertiggestellt werden. In Stade sollen ein FSRU und ein klassisches LNG-Terminal gebaut werden. Die FSRU wird voraussichtlich Ende 2023 betriebsbereit sein, und das klassische LNG-Terminal soll frühestens 2025 betriebsbereit sein. In Lubmin schließlich sind zwei FSRU geplant, von denen eines von staatlicher Seite und das andere von einem privaten Konsortium gechartert wird. Das erste FSRU (privates Konsortium) soll bis Ende dieses Jahres in Betrieb genommen werden, das zweite FSRU bis Ende 2023 (Deutsche Welle ([www.dw.com](http://www.dw.com)) 2022; Handelsblatt 2022b; Susanne Tappe und Rehrmann 2022; BMWK 2022a). Mit der Inbetriebnahme der klassischen LNG-Terminals werden die FSRU voraussichtlich außer Betrieb genommen. Es gibt jedoch keine genauen Termine dafür. Die FSRU-Terminals in Wilhelmshaven und Brunsbüttel sind für 10 Jahre gemietet, mit einer Option, die Miete nach 5 Jahren vorzeitig zu beenden. Und die in Stade und Lubmin wurden für 15 Jahre gemietet, mit der Möglichkeit, diese Zeit auf 10 Jahre zu verkürzen. Die geplanten klassischen LNG-Terminals in Brunsbüttel und Stade sollen H<sub>2</sub>-Ready gebaut werden. Das bedeutet aber nicht, dass sie für flüssiges H<sub>2</sub>, sondern mit NH<sub>3</sub> betrieben werden können. Sie werden so gebaut, dass die Umrüstung auf NH<sub>3</sub> einfach ist und

grüner Wasserstoff via  $\text{NH}_3$  transportiert werden kann. Für das klassische LNG-Terminal in Wilhelmshaven gibt es derzeit keine Informationen in der Literatur, ob es  $\text{H}_2$ -Ready gebaut wird oder nicht (Ehlerding 2022). Die Informationen sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Weitere Informationen zur Umrüstbarkeit finden sich im Kapitel 5.3.1.1.

**Tabelle 7 Geplante LNG-Terminals in Deutschland (Stand Oktober 2022)**

Brunsbüttel	Wilhelmshaven	Stade	Lubmin
<b>Typ:</b> Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung (FSRU) und „klassisches“ LNG-Terminal mit Regasifizierung	<b>Typ:</b> 2 Schwimmende LNG-Terminals mit Regasifizierung (FSRU) und „klassisches“ LNG-Terminal mit Regasifizierung	<b>Typ:</b> Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung (FSRU) und „Klassisches“ LNG-Terminal mit Regasifizierung	<b>Typ:</b> 2 Schwimmende LNG-Terminals mit Regasifizierung (FSRU)
<b>Kapazität:</b> 8 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ („klassisches“ LNG-Terminal) und 7,5 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ (FSRU)	<b>Kapazität:</b> 16 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ („klassisches“ LNG-Terminal) und 5 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ (pro FSRU)	<b>Kapazität:</b> 12 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ und 5 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ (FSRU)	<b>Kapazität:</b> 3,5 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ (1. FSRU – privates Konsortium) und 5 Mrd. $\text{m}^3/\text{a}$ (2. FSRU)
Insgesamt ca. 17 % des Erdgasverbrauchs*	Insgesamt ca. 28 % des Erdgasverbrauchs*	Insgesamt ca. 19 % des Erdgasverbrauchs*	Insgesamt ca. 9 % des Erdgasverbrauchs*
<b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung erteilt, Genehmigungsverfahren ist abgeschlossen. Die Bauarbeiten für FSRU haben im September 2022 begonnen.	<b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung erteilt, Genehmigungsverfahren ist abgeschlossen. Die Bauarbeiten für 1. FSRU sind gestartet.	<b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung in Vorbereitung, Genehmigungsverfahren ist gestartet.	<b>Status:</b> Freistellung von der Regulierung erteilt, Genehmigungsverfahren ist abgeschlossen. Die Bauarbeiten für 1. FSRU (privates Konsortium) sind gestartet.
<b>Inbetriebnahme:</b> Ende 2022 (FSRU) und 2026 („klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Inbetriebnahme:</b> Ende 2022 (1. FSRU); Ende 2023 (2. FSRU) und 2025 („klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Inbetriebnahme:</b> Ende 2023 (FSRU) und 2026 („klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Inbetriebnahme:</b> Ende 2022 (1. FSRU – privates Konsortium) und Ende 2023 (2. FSRU)
<b>Investitionen:</b> 450 Mio. € („Klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Investitionen:</b> 636 Mio. € („Klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Investitionen:</b> 850 Mio. € - 1 Mrd. € („Klassisches“ LNG-Terminal)	<b>Investitionen:</b> n.a
<b>Besonderheit:</b> Umstellung auf Ammoniak geplant (für „klassisches“ LNG-Terminal). Anbindungsleitung soll $\text{H}_2$ -Ready sein.	<b>Besonderheit:</b> Anstelle einer Umrüstung soll klimaneutrales LNG angelandet werden (für „klassisches“ LNG-Terminal). Anbindungsleitung soll $\text{H}_2$ -Ready sein.	<b>Besonderheit:</b> Umstellung auf Ammoniak geplant (für „klassisches“ LNG-Terminal). Anbindungsleitung soll $\text{H}_2$ -Ready sein.	

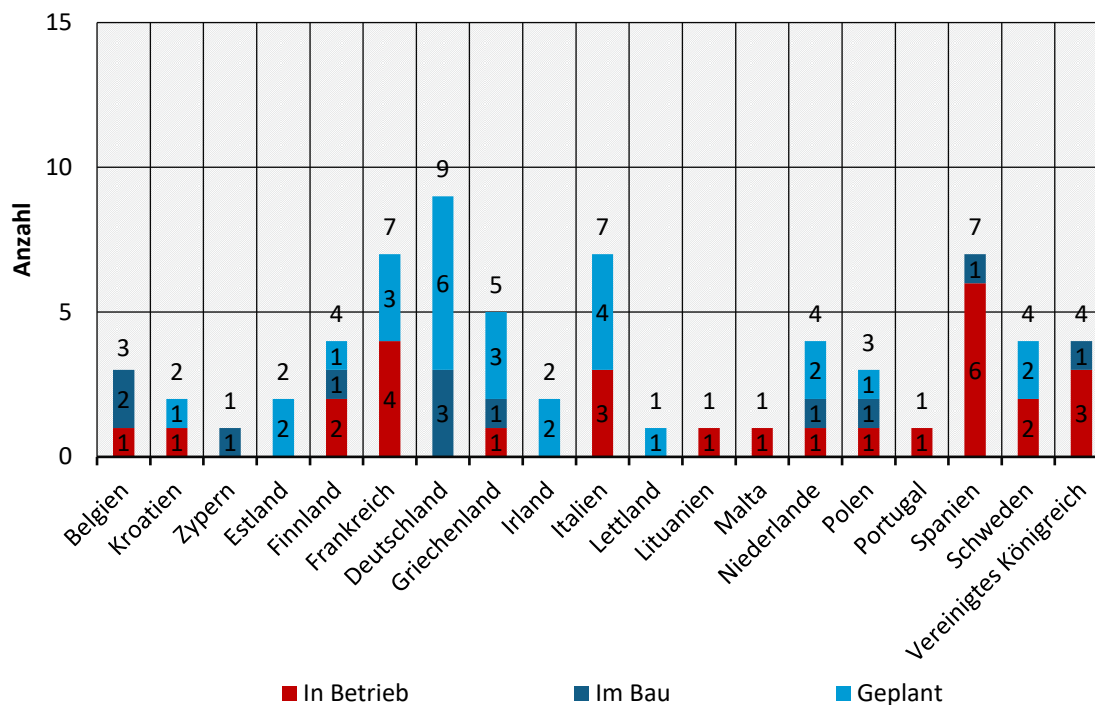
Quelle: (BMWK 2022a; Deutsche Welle (www.dw.com) 2022; Die niederländische Regierung 2019; Froggatt et al.; IEA 2017, 2020; NDR 2022a, 2022b; Nord Stream 2 AG 2021; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy und Norwegian Ministry of Climate and Environment 2020; The Oxford Institute for Energy Studies 2018a, 2018b; UBA 2018)

\* Erdgasverbrauch in Deutschland betrug 90,5 Mrd.  $\text{m}^3$  im Jahr 2021 (The Oxford Institute for Energy Studies 2018a)

### 2.4.1.2 Europa

Wie im vorangegangenen Abschnitt (IST-Zustand) gut zu beobachten war, steigt die Nachfrage nach LNG. Insbesondere aufgrund des anhaltenden Ukraine-Krieges und der Pläne der EU-Kommission, die russischen Gasexporte zu reduzieren/minimieren, steigt die Nachfrage nach LNG für die EU-Länder. Auch in anderen EU-Mitgliedsstaaten gewinnt LNG zunehmend an Bedeutung, wie der steigende Ausbau der LNG-Importkapazitäten verdeutlicht. Die Anzahl der Large-Scale-LNG-Terminals (in Betrieb, im Bau und Geplant) in der EU-2827 + Vereinigtes Königreich/Großbritannien ist in der zu Abbildung 30 sehen.

**Abbildung 30 Large-Scale LNG-Terminals in der EU-27 und Großbritannien**



Quelle: (Klukas et al. 2017), (Ehlerding 2022)

Aus der Abbildung 30 ist ersichtlich, dass Frankreich, Italien und Spanien einen drastischen Ausbau ihrer Large-Scale-LNG-Terminals planen. Das bedeutet, dass unter Berücksichtigung der geplanten Large-Scale-LNG-Terminals in Deutschland und der steigenden Anzahl von Terminals in den Nachbarländern der LNG-Import nach Deutschland aus den Überseeländern in Zukunft zunehmen könnte.

Die steigende Anzahl von großen Importterminals bringt die Notwendigkeit mit sich, die Regasifizierungskapazitäten zu erhöhen. Tabelle 8 zeigt die Pläne einiger Länder der EU-2827 + Vereinigtes Königreich/Großbritannien.

**Tabelle 8 Regasifizierungskapazität (Mrd. m<sup>3</sup>/a) von geplanten LNG-Terminals in EU-2827 + Vereinigtes Königreich/Großbritannien**

	In Betrieb	Im Bau	ausgesetzt	In Planung
Belgien	11	6		
Kroatien	3			3

	In Betrieb	Im Bau	ausgesetzt	In Planung
Zypern		2		
Estland				7
Finnland				
Frankreich	3433			4
Deutschland				32
Griechenland	7	6		13
Irland				1410
Italien	1516			19
Lettland				2
Litauen	4			
Malta	1			
Niederlande	12	2		11
Polen	6	2		6
Portugal	8			
Spanien	6960			
Schweden				
Vereinigtes KönigreichGroßbritannien	48	5	4	
<b>EU28EU27 + Vereinigtes Königreich28Großbritannien</b>	<b>212208</b>	<b>22</b>	<b>4</b>	<b>108105</b>

Quelle: (Klukas et al. 2017)

#### 2.4.2 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland

Die folgende Abbildung 31 fasst die wichtigsten Treiber und Hemmnisse für den Ausbau und die Nutzung einer LNG-Infrastruktur zusammen und visualisiert diese. Eine ausführliche Beschreibung ist am Ende dieses Berichts im Anhang (Anhang, Tabelle 36) zu finden.

Die Large-Scale-LNG-Infrastruktur beinhaltet LNG-Terminals die eng mit der Gasinfrastruktur verbunden sind. Treiber und Hemmnisse der Gasinfrastruktur wirken sich daher in der Regel auch auf die LNG-Infrastruktur aus. Entscheidend sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Entwicklung der Gasnachfrage, sowie politische Entscheidungen in Bezug auf die zukünftigen Erdgasbezugsquellen (z. B. Import von Pipelinegas aus Russland vs. Import von LNG) Der Bereich des Small-Scale-LNG ist dagegen weitestgehend von der Gasinfrastruktur entkoppelt, da dieses grundsätzlich auch über eine Verflüssigung von Pipelinegas (s. Godorf, Shell) oder wie bisher über die LNG-Terminals der Nachbarländer Niederlande und Belgien bezogen werden kann. Der Fokus bei Small-Scale-LNG liegt aktuell vor allem auf dem Verkehrssektor. Durch verschiedene Förderprogramme, Maßnahmen und Infrastrukturprogramme (s. Regulativer Push und Anreiz Pull) wie z. B. das EEN-Förderprogramm für energieeffiziente Lkw, die Alternative Fuel Directive oder die Mautbefreiung für Erdgas-LKW ist die Zahl an LNG-Lkw und –Tankstellen in Deutschland in den

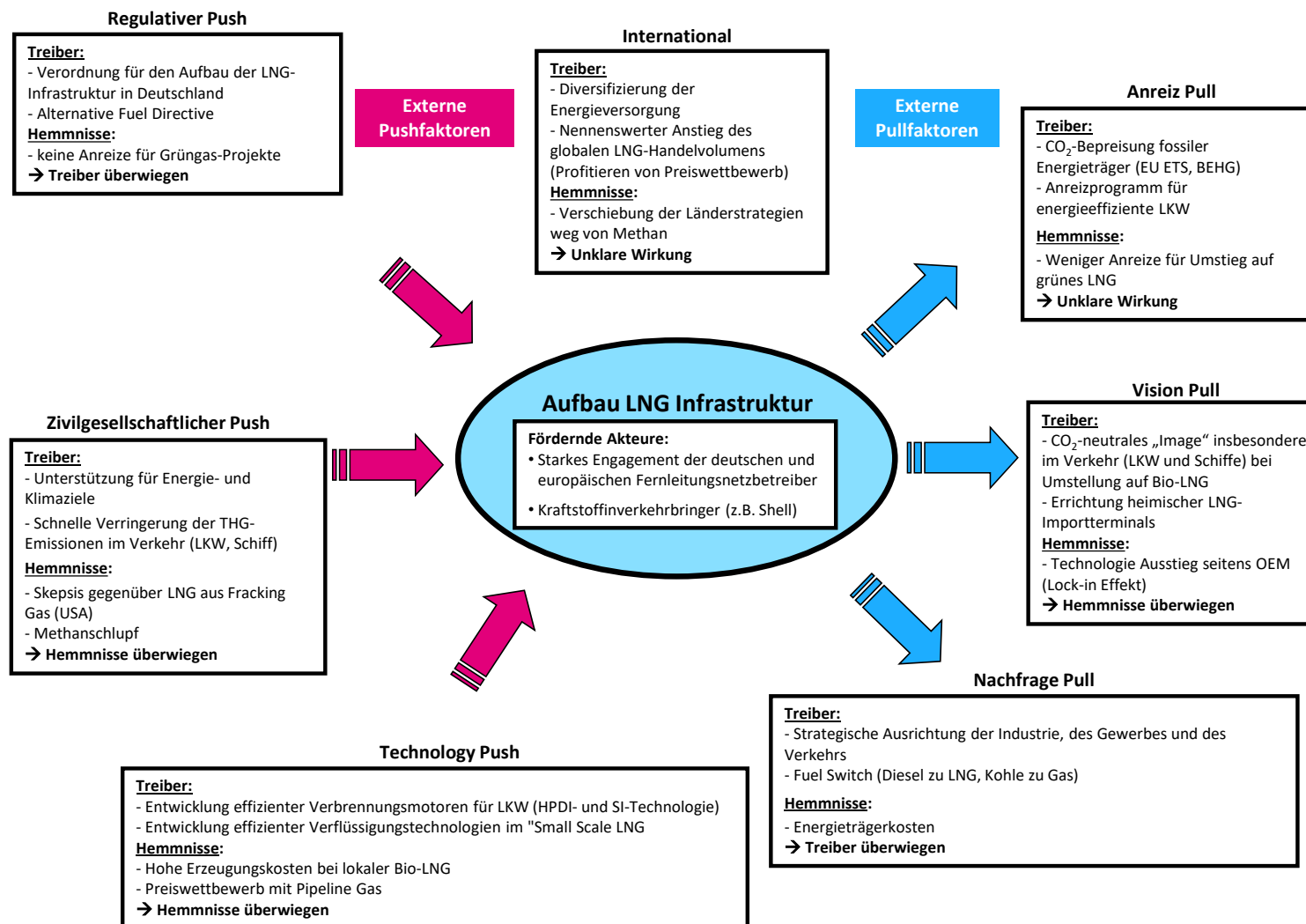
vergangenen Jahren stark gestiegen. Im Bereich der Large-Scale-Infrastruktur fällt die Nachfrage deutlich verhaltener aus. Aufgrund der guten Verfügbarkeit von Pipelinegas in Deutschland ist das Interesse auf Kundenseite an langfristigen LNG-Lieferverträgen aktuell eher gering. Daran ändern auch verbesserte Investitionsrahmenbedingungen für LNG-Terminals (s. Regulativer Push) nur wenig. Inwieweit die Large-Scale-LNG-Infrastruktur von einem zukünftigen Fuel Switch (z. B. Kohle zu Gas) profitiert (s. Nachfrage Pull), hängt im Wesentlichen von politischen Entscheidungen (Diversifizierung der Gasversorgung) und dem zukünftigen Preiswettbewerb zwischen Pipelinegas und LNG aus Übersee ab.

Auf der internationalen Ebene nimmt das Handelsvolumen von LNG weltweit zu, während speziell in Deutschland die Zahl der Bezugsländer für Pipelinegas abnimmt (vgl. Abschnitt 2.2.1.2). Durch den Import von LNG kann Deutschland mittelfristig vom Preiswettbewerb zwischen Pipelinegas und LNG profitieren. Gleichzeitig trägt der Aufbau einer LNG-Infrastruktur zu einer zukünftigen Diversifizierung der Gasversorgung bei. Europa steht dabei jedoch in Konkurrenz mit dem asiatischen LNG-Markt, in dem sich für LNG-Exporteure in der Regel höhere Preise erzielen lassen. Außerdem haben die H<sub>2</sub>-Strategien einiger Nachbarländer und einiger wichtiger Exportländer einen negativen Einfluss auf die zukünftige Nachfrage nach Methan und senken dadurch die Investitionsbereitschaft für Large-Scale-LNG-Infrastrukturprojekte.

Deutschland hat ambitionierte Ziele, um entsprechend der Novellierung des Klimaschutzgesetzes bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die EU sieht ähnliche Ziele allerdings bis 2050 vor. Gleichzeitig steht der EU jedoch nur noch ein stark begrenztes CO<sub>2</sub>-Budget zur Verfügung. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die THG-Emissionen daher schnell und drastisch gesenkt werden. LNG und insbesondere grünes LNG kann hier in Bereichen, in denen „Nullemissionstechnologien“ in absehbarer Zeit noch keine praktikable Lösung darstellen (z. B. Schwerlastverkehr und Schifffahrt), einen wichtigen Beitrag leisten. Als möglicher Treiber dienen hier insbesondere technologische Verbesserungen, die zu einer weiteren Verringerung von möglichen Methanemissionen und Effizienzverbesserungen bzw. Kostensenkungen bei Small-Scale-Verflüssigungsanlagen beitragen. Durch den Aufbau von entsprechenden Import-Infrastrukturen könnte grünes LNG zukünftig in größeren Mengen auch aus Übersee bezogen werden und so zur Defossilisierung des Verkehrssektors (Small-Scale) bzw. der Gasinfrastruktur (Regasifizierung an Large-Scale-Terminals) beitragen. Aktuell ist grünes LNG für einen großflächigen Markteintritt in Deutschland jedoch noch zu teuer. Gleichzeitig fehlt es an wirkungsvollen Anreizen, die einen Umstieg von fossilem LNG auf grünes LNG begünstigen. Die aktuelle Fokussierung auf Effizienzsteigerungen in Verbindung mit dem Ausstieg aus Bestandstechnologien (z. B. Verbrennungsmotor) führt zudem zu einem zunehmend unsicheren Investitionsklima, was den Markteintritt von grünem Methan weiter verzögert und damit zu Lock-in-Effekten führt. Außerdem ist im zivilgesellschaftlichen Bereich mittlerweile eine gewisse Grundskepsis gegenüber LNG erkennbar, die insbesondere auf die Umweltauswirkungen von LNG aus Fracking Gas (USA) (UBA 2019c) und mögliche Methanemissionen bei Förderung, Transport und ggf. Fahrzeugbetrieb zurückzuführen sind.

Angesichts dieser Rahmenbedingungen ist eine Realisierung einer großskaligen LNG-Infrastruktur in Deutschland derzeit nicht abschätzbar. Die Entwicklungen auf dem Small-Scale-LNG-Markt (z. B. Bio-LNG für den Schwerlastverkehr) sind davon jedoch weitestgehend unabhängig.

Abbildung 31 Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland



Quelle: eigene Darstellung



## 2.5 Zusammenfassung

Gemäß den Planungen der Netzbetreiber soll die strategische Ausrichtung der deutschen Regierung einen Einfluss auf die kurzfristige Gasnachfrage haben. Um beispielsweise bis 2030 eine 65-prozentige Reduzierung der Treibhausgasemissionen zu erreichen, müsste neben der Ausnutzung von Energieeffizienzpotentialen und dem Ausbau von erneuerbaren Energien in einigen Bereichen der Schwerindustrie (z. B. Stahl) und des Umwandlungssektors der Fuel Switch (von Kohle zu Gas) vollzogen werden. Allerdings ist die Datenlage insbesondere für 2040 und 2050 nicht eindeutig. In diesem Zeitraum werden in der Literatur sowohl moderat steigende als auch stark sinkende Gasnachfragen unterstellt, wobei Erdgas jeweils zum Erreichen von THG-Neutralität 2045, aber auch schon für das gesetzlich verankerte THG-Emissionsminderung bis 2040 um mindesten 88 % vollständig durch erneuerbare Gase ersetzt wird. Für Deutschland ist jedenfalls davon auszugehen, dass angesichts des gesetzlich verankerten Klimaziels, einer THG-Emissionsminderung bis 2040 um mindesten 88 %, es zu keinem nennenswerten Erdgaseinsatz kommen dürfte. Allerdings sind die Strategien der Nachbarländer in Europa noch nicht ausformuliert und beschlossen, so dass auch der Einfluss nicht klar beschrieben werden kann. Dennoch zeigt es sich, dass die Transportnetze weiter ausgebaut werden, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierbei wird darauf geachtet, dass die neue Infrastruktur wasserstofftauglich ist und schon für andere Importrouten von regenerativen Gasen in Europa vorbereitet ist. Zudem wird geplant die bestehende Infrastruktur ebenfalls tauglich sowohl für die Beimischung von als auch für die Umstellung auf Wasserstoff zu machen. Dies zeigt, dass Wasserstoff als Ergänzung zu Methan gesehen wird.

Momentan sind national und international viele Aktivitäten zu beobachten, die auf einen Aufbau von einem europäischen Wasserstoff-Backbone-Netz abzielen. Dem schnellen Aufbau stehen jedoch noch fehlende Anpassungen bzw. Harmonisierungen der europäischen Regelwerke und nationale bzw. europäische Verordnungen entgegen. Dennoch wird eine europäische Planung eine Wasserstoff-Backbones durch die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber vorangetrieben. Als wichtige europäische Länder, die die Transportinfrastruktur beeinflussen, wurden die Niederlande, Frankreich, Italien, Norwegen und bis vor den Ukrainekrieg Russland identifiziert und detailliert auf Visionen, Strategien und konkrete Pläne bzw. Projekte untersucht und deren Einfluss auf die Transportinfrastruktur in Deutschland beschrieben. Es zeigt sich, dass eine länderübergreifende Betrachtung der Infrastrukturen notwendig ist, um eine zielgerichtete Entwicklung derselben vorantreiben zu können. Tabelle 9 gibt einen Überblick über die verschiedenen Wasserstoffstrategien der betrachteten Länder.

**Tabelle 9** Übersicht der Wasserstoffstrategien

Wasserstoff-einsatz	EU	DE	NL	FR	NO	RU	IT
Art des Wasserstoffs	Erneuerbarer Wasserstoff <sup>13</sup>	Grüner Wasserstoff <sup>14</sup>	Erneuerbarer Wasserstoff	Kohlenstofffreier Wasserstoff <sup>15</sup>	Untergeordnete Rolle von Wasserstoff; grüner und	Wasserstoff aus Strom von Wasserkraft, Atomkraft-	Hauptsächlich grüner Wasserstoff

<sup>13</sup> Erzeugt basierend auf erneuerbarem Strom, aus der Biogas-Reformierung und aus der biochemischen Umwandlung von Biomasse

<sup>14</sup> Erzeugt über die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom

<sup>15</sup> Erzeugt über die Elektrolyse aus erneuerbarem Strom und Strom aus Atomkraftwerken

Wasserstoff-einsatz	EU	DE	NL	FR	NO	RU	IT
					blauer Wasserstoff <sup>16</sup>	werken und aus Erdgas	
Industrie	Fokus	Fokus	Fokus	Fokus	Fokus	Fokus	weniger relevant
Umwandlung	weniger relevant	weniger relevant	weniger relevant	Fokus	keine Angaben	Fokus	keine Angaben
Mobilität	Fokus	Fokus	Fokus	Fokus	Fokus	weniger relevant	weniger relevant
Gebäude	weniger relevant	weniger relevant	weniger relevant	weniger relevant	keine Angaben	weniger relevant	keine Angaben
Export	keine Angaben	keine Angaben	Wasserstoff-import und -transit zu anderen Ländern	keine Angaben	Kein direkter Wasserstoff-export, aber indirekt über Erdgasexport mit lokalem CCS	Fokus	keine Angaben

Quellen: (BMWi, 2020) (Weltenergieerat, 2020) (Ministero dello sviluppo economico, 2020) (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020) (Europäische Kommission, 2020) (Government of the Netherlands, 2020), (Ministère de l'économie des finances et de la relance, 2020)

Bei der Betrachtung von Wasserstoff zeigen die Analysen, dass überwiegend treibende Einflussfaktoren den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland begünstigen. LNG wird parallel zum jetzigen Gasnetz schon genutzt. Zudem ist zu beobachten, dass der LNG-Bedarf insbesondere im Transportverkehr steigt. Daher wird ein Ausbau einer Tankstellen-Infrastruktur vorangetrieben. Terminals dagegen werden auf politischer Ebene und aus Sicht der nationalen Versorgungssicherheit diskutiert. Die Planungen für den Bau eines deutschen Terminals werden momentan nicht weiter durchgeführt. Verflüssigungsanlagen in Deutschland zielen auf die Biogasversorgung des Schwerlastverkehrs ab.

Bei der vergleichenden Betrachtung der drei unterschiedlichen und sich gegenseitig beeinflussenden Energieträger wird deutlich, dass zum einen die Einflussfaktoren ähnlich sind und dass die Einflussfaktoren stark auf politischen Entscheidungen basieren. Zum anderen zeigt sich, dass die Rahmenbedingungen für die langfristigen Investitionen nicht ausreichend definiert und festgeschrieben sind. Diese momentan hohe Dynamik in der Diskussion des zukünftigen Energiesystems kann dazu führen, dass die Einflussfaktoren immer wieder neu ausgerichtet bzw. angepasst werden müssen.

<sup>16</sup> Erzeugt über Erdgas-Reformierung mittels CO<sub>2</sub>-Sequestrierung.

### 3 Entwicklung des Bedarfs an gasförmigen Energieträgern in Dekarbonisierungsszenarien

In diesem Kapitel werden die langfristigen Entwicklungen der Gasmärkte im Kontext ambitionierter Dekarbonisierungsstrategien bis zum Jahr 2050 für alle Anwendungsbereiche (Umwandlungssektor, Gebäude, Verkehr, Industrie) analysiert. Die Auswertung umfasst die zwischen 2018 und 2021 im Auftrag des Bundes erschienen Szenarien, die alle eine Minderung der energie- und prozessbedingten Emissionen von mindestens 95 % bis 2050 in Deutschland unterstellen. Die Studien umfassen in der Regel mehrere Szenarien mit unterschiedlichem Fokus, die große Unterschiede im Gasbedarf aufweisen. Weiterhin werden in Form eines Ausblicks weitere im gleichen Zeitraum entstandene Studien vergleichend vorgestellt.

Die vom Bund beauftragten Studien umfassen die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragten Langfristszenarien 3 (Sensfuß et al. 2021) und die RESCUE-Studie des Umweltbundesamtes (UBA 2019b). Ergänzend werden Szenarien aus der vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) beauftragten Roadmap Gas (DVGW unveröffentlicht), aus der vom Bund der Deutschen Industrie (BDI) beauftragten Studie Klimapfade für Deutschland (BDI 2018) und aus der von der Deutschen Energieagentur (dena) veröffentlichten Leitstudie Integrierte Energiewende (dena 2018a) ausgewertet.

Nachdem das Ziel der THG-Neutralität im Klimaschutzgesetz auf 2045 vorgezogen und das 2030-Ziel auf 65 % THG-Reduktion ggü. 1990 verschärft wurde, ist eine Reihe neuer Szenariostudien erschienen, welche diese Ziele aufgreifen. In einem zusätzlichen Teil werden die für die vorliegende Studie besonders relevanten Wasserstoffbedarfe der neueren Studien ausgewertet und mit den Szenarien des Bundes verglichen. Dazu zählen insbesondere die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Agora Energiewende (AGORA et al. 2021) für die Stiftung Klimaneutralität, die aktualisierten Klimapfade 2.0 des BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) 2021) und das TN100-Szenario in der jüngsten dena-Leitstudie (dena 2021a).

#### 3.1 Methodischer Rahmen

Von den in den Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland erfassten gasförmigen Energieträgern werden hier nur Erdgas (einschließlich Erdölgas) und Biogas (einschließlich Klärgas) betrachtet. Denn die weiteren in erster Linie in der Industrie auftretenden Gase (Kokereigas, Gichtgas und Grubengas) müssen im Umfang ihres Auftretens einer energetischen Verwendung zugeführt werden, was in der Regel direkt am Entstehungsort geschieht. Sie sind daher für die Entwicklung des Gassektors bzw. insbesondere der Gasinfrastruktur unerheblich. Mitbetrachtet wird die verflüssigte Form von Erdgas, liquefied natural gas (LNG). Zwischen den unterschiedlichen Druckniveaus bei der Erfassung der Entwicklung der Bedarfe wird aufgrund der hohen Substituierbarkeit bei dieser Auswertung nicht weiter differenziert. Bei der Betrachtung der Gasinfrastruktur in den späteren Berichtskapiteln wird auf diese soweit nötig eingegangen.

Zusätzlich zu den in den Energiebilanzen erfassten Gasen werden noch unter Einsatz von Strom produzierte Gase (Methan und Wasserstoff) betrachtet, welche in allen Dekarbonisierungsszenarien als längerfristig relevant angesehen werden. Da der Ursprung des Stroms, insbesondere im Laufe des Transformationspfades, jedoch nicht grundsätzlich erneuerbar sein muss, werden diese in der vorliegenden Studie zum Verweis auf die Herstellung mit Hilfe von Elektrizität als E-Gas bzw. E-Methan und E-Wasserstoff bezeichnet. In Fällen, in denen in den Studien explizit von einer Erzeugung von E-Wasserstoff vor Ort oder in räumlicher

Nähe zur Weiterverwendung ausgegangen wird<sup>17</sup>, werden die Mengen zwar nachrichtlich im Text benannt, sind aber nicht in den aufgeführten Gasbedarfen enthalten, um Doppelzählungen z. B. bei Erzeugung durch den Einsatz von Methan zu vermeiden.

## **3.2 Spannbreiten der Nachfrageentwicklung nach Gas**

### **3.2.1 Inländische Verbräuche gasförmiger Energieträger im Jahr 2018**

Nach Angaben der von der AG Energiebilanzen veröffentlichten Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland und der zugehörigen Satellitenbilanz für erneuerbare Energieträger (AGEB 2020) belief sich der Primärenergieverbrauch an den gasförmigen Energieträgern Erdgas und Erdölgas sowie biogene Gase (Klärgas, Biogas) im Jahr 2018 auf 946 TWh. Dabei hatten Erdgas und Erdölgas mit 859 TWh den überwiegenden Anteil. Biogene Gase (Klärgas und Biogas) machten mit 87 TWh einen Anteil von 9 % am Gesamtverbrauch aus (vgl. Abbildung 32).

Verbrauchsseitig machte der Umwandlungssektor inklusive des Eigenverbrauchs sowie Fackel- und Leitungsverlusten mit 310 TWh (33 %) den größten Anteil aus, gefolgt von der Wärmebereitstellung in privaten Haushalten mit 259 TWh (27 %), dem energetischen Einsatz in der Industrie mit 221 TWh (23 %) und der Wärmebereitstellung im GHD-Sektor mit 113 TWh (12 %). Der nicht-energetische Verbrauch an gasförmigen Energieträgern betrug 39 TWh (4 %). Der Verkehrssektor spielte mit einem Verbrauch von knapp 2 TWh kaum eine Rolle.

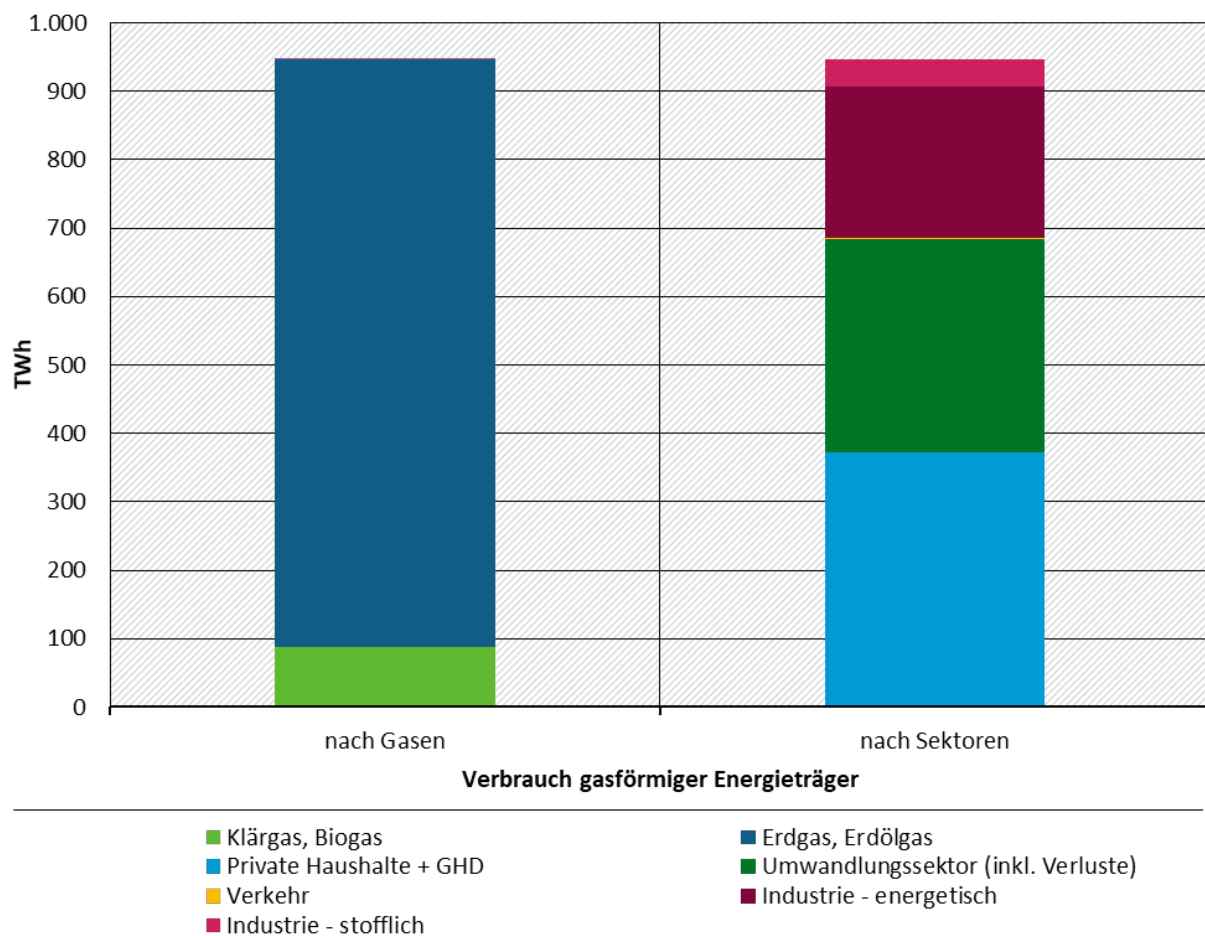
In den privaten Haushalten waren Gase mit einem Anteil von fast 40 % der wichtigste Energieträger. Mit 79 % wurden etwa 4/5 der gasförmigen Energieträger zur Bereitstellung von Raumwärme eingesetzt, 21 % für die Bereitstellung von Warmwasser. Die Nutzung von Gas zum Kochen kann vernachlässigt werden. In der Industrie machten gasförmige Energieträger einen Anteil von 35 % am Endenergieverbrauch aus und stellten damit ebenfalls die Gruppe der mengenmäßig am meisten genutzten Energieträger dar. Der überwiegende Anteil der gasförmigen Energieträger in der Industrie wurde zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt (87 %), weitere 10 % zur Bereitstellung von Raumwärme. Im GHD-Sektor stellen Gase mit einem Anteil von 28 % nach Strom den zweitwichtigsten Energieträger dar. Dabei fällt der Anteil von Raumwärme mit 82 % höher und Warmwasser mit knapp 6 % niedriger aus als bei den privaten Haushalten. Die Erzeugung von Prozesswärme ist hier mit einem Anteil von 11 % am Verbrauch gasförmiger Energieträger deutlich relevanter als in den privaten Haushalten.

Die Nutzung von Naturgasen teilt sich auf zwischen den privaten Haushalten (30 %), dem Einsatz im Umwandlungssektor inkl. Eigenverbrauch und Fackel- und Leitungsverlusten (28 %), der Industrie (26 %) sowie mit deutlich kleineren Anteilen dem GHD-Sektor (12 %) und der nicht-energetischen Nutzung (5 %). Im Gegensatz dazu wird ein überwiegender Anteil der biogenen Gase (82 %) im Umwandlungssektor eingesetzt. Der Rest verteilt sich auf den GHD-Sektor (13 %) und die privaten Haushalte (4 %), während die Industrie (1 %) und der Verkehrssektor (<1 %) keine nennenswerten Anteile bei der Nutzung biogener Gase ausmachen.

---

<sup>17</sup> Dies ist teilweise in der RESCUE-Studie bei Wasserstoffbedarfen der Industrie der Fall.

**Abbildung 32 Inländischer Verbrauch an Naturgasen (Erdgas, Erdölgas) und biogenen Gasen (Biogas, Klärgas) im Jahr 2018 gemäß AG Energiebilanzen**



Quelle: AG Energiebilanzen

### 3.2.2 Entwicklung der Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien erstellt im Auftrag des Bundes

#### 3.2.2.1 BMWi Langfristszenarien 2021 - LFS3

Die vom BMWi beauftragte Studie "Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland" wurde durch ein Konsortium aus Fraunhofer ISI, Consentec, IFEU und TU Berlin erstellt (Sensfuß et al. 2021). Die Studie betrachtet in drei (nahezu) treibhausgasneutralen Szenarien mögliche Entwicklungen des Energiesystems in Deutschland bis 2050. Dabei wird in allen Sektoren des Energiesystems mit Ausnahme der Industrie bis 2050 Treibhausgasneutralität erreicht. In der Industrie verbleiben Restemissionen in Höhe von ca. 3 % bezogen auf 1990. Nicht-energetische Sektoren, wie Landwirtschaft und LULUCF, als auch der Bereich Abfall- und Abwasserwirtschaft werden nicht betrachtet. Der Endenergiebedarf in allen drei Szenarien liegt bei etwa 1.500 TWh im Jahr 2050.

Im Fokus Strom-Szenario ("LFS3-FokusStrom") wird auf einen hohen Stromeinsatz zur Dekarbonisierung des Energiesystems gesetzt. Der Strombedarf steigt bis 2050 auf fast 1.100 TWh. Der Bedarf an Wasserstoff liegt bei etwa 260 TWh, der Bedarf an E-Methan ist verschwindend gering mit 1 TWh. Gleichzeitig ist das LFS3-FokusStrom-Szenario auch das Szenario mit den höchsten Effizianzorderungen. So wird im Gebäudesektor von einer Beschleunigung der Sanierungszyklen um durchschnittlich 20 % ausgegangen sowie einer

Anhebung der Bauteil-Anforderungen um durchschnittlich 27 % (Dämmung). Des Weiteren wird ein Ausbau der Wärmenetze angenommen.

Im Fokus H2-Szenario ("LFS3-FokusH2) wird auf einen starken Einsatz von Wasserstoff zur Dekarbonisierung des Energiesystems gesetzt. Dies führt zu einer deutlich geringeren Nachfrage nach Strom (gut 800 TWh in 2050), aber einem erhöhten Bedarf an Wasserstoff in Höhe von 690 TWh. Der E-Methanbedarf ist mit 11 TWh vernachlässigbar. Im Gegensatz zum LFS3-FokusStrom-Szenario wird in diesem Szenario von einem Gleichbleiben der Sanierungszyklen und einer Anhebung der Bauteil-Anforderungen um durchschnittlich nur 15 % (Dämmung) ausgegangen.

Im Fokus PtG/PtL-Szenario wird auf einen starken Einsatz von synthetischen Kohlenwasserstoffen zur Erreichung eines dekarbonisierten Energiesystems gesetzt. Der E-Methanbedarf in diesem Szenario liegt bei 603 TWh, der Strombedarf liegt bei etwa 950 TWh in 2050 und der Bedarf an Wasserstoff liegt bei 103 TWh. Analog zum LFS3-FokusH2-Szenario wird auch hier von einem Gleichbleiben der Sanierungszyklen und einer Anhebung der Bauteil-Anforderungen um durchschnittlich nur 15 % (Dämmung) ausgegangen.

### **3.2.2.2 RESCUE - Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität**

Die vom Umweltbundesamt durchgeführte Studie "RESCUE - Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität" wurde 2019 fertiggestellt und vergleicht in sechs Szenarien mögliche Wege zu einem Treibhausgasneutralen Deutschland im Jahr 2050 unter Berücksichtigung des damit verbundenen Ressourcenverbrauchs (UBA 2019b). Zu diesem Zweck wurde auf Szenarienergebnisse aus dem Forschungsvorhaben "Transformationsprozess zum treibhausgasneutralen und ressourcenschonenden Deutschland" (FKZ: 3715 41 115 0) zurückgegriffen, durchgeführt von IFEU, Fraunhofer IEE, Sustainable Solutions Germany und CONSIDEO. Im Rahmen des Projektes werden zwei der sechs Szenarien angeschaut: das Szenario GreenLate und das Szenario GreenSupreme, welche die Bandbreite der Transformationsgeschwindigkeit in den sechs Szenarien aufspannen

Im Szenario GreenLate wird eine vergleichsweise langsame Dekarbonisierung unterstellt. Auch wenn bis 2050 eine weitreichende Dekarbonisierung von 95 % (ohne Berücksichtigung der Senkenleistung im LULUCF-Bereich) erzielt wird, so sind insbesondere im Zeitraum 2040-50 große Anstrengungen notwendig um dieses Ziel zu erreichen. Dies zeigt sich an den Emissionswerten von 55 % Minderung in 2030 und 70 % Minderung in 2040. Darüber hinaus zeichnet das Szenario sich durch einen vergleichsweise hohen Energiebedarf aus. Das jährliche BIP-Wachstum wird mit 0,7 % angenommen.

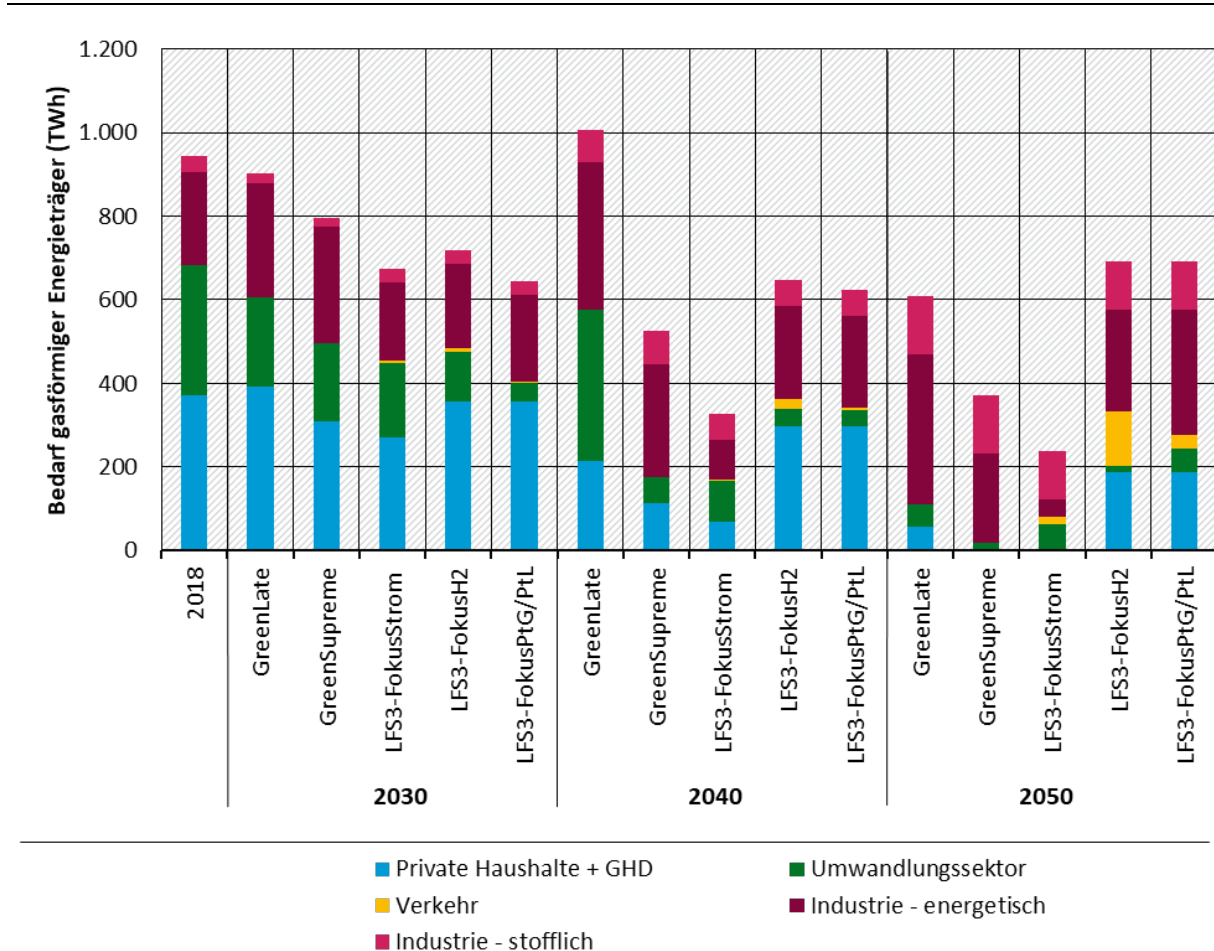
Im Vergleich dazu wird im GreenSupreme-Szenario von einem sehr ambitionierten Fortschreiten im Kampf gegen den Klimawandel ausgegangen. Bis 2050 wird eine Minderung der Treibhausgase um 97 % (ohne Berücksichtigung der Senkenleistung im LULUCF-Bereich) erzielt. Mit der natürlichen Senkenleistung wird Treibhausgasneutralität erreicht. Der ambitionierte Ansatz zeigt sich in ambitionierten Zwischenminderungen mit 69 % in 2030 und 88 % in 2040. Darüber hinaus wird durch ambitioniertes Handeln der Energiebedarf auf nur noch knapp 1.100 TWh im Jahr 2050 gesenkt. Anders als im GreenLate-Szenario wird hier nach 2030 von einem Null-Wachstum des BIP ausgegangen.

### **3.2.2.3 Sektorale Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien entwickelt im Auftrag des Bundes**

Die Entwicklung der sektoralen Gasbedarfe in den hier untersuchten Dekarbonisierungsszenarien, welche im Auftrag des Bundes erstellt wurden, ist in Abbildung 33 dargestellt. In allen hier untersuchten Szenarien kommt es bis 2050 zu einem deutlichen Rückgang des Gasbedarfs. Die Spannweite dabei ist allerdings groß mit 27 bis 75 %. Die absoluten Gasbedarfe liegen bei

238 bis 693 TWh. Während die Szenarien der LFS3 eine deutliche Spreizung zwischen 238 und 693 TWh aufweisen, liegt die Spreizung der Gasbedarfe in der UBA RESCUE-Studie (UBA 2019b) mit 373 bis 610 TWh innerhalb der Bandbreite der Langfristszenarien 3 und ist in sich weniger breit. Da alle Szenarien ein vergleichbares THG-Niveau in 2050 erreichen, ist das Ambitionsniveau nicht ausschlaggebend für den abgebildeten Gasbedarf. In hohem Maße relevant für den Gasbedarf ist dagegen die Ausgestaltung der Szenarien hinsichtlich der Verfügbarkeit einzelner Technologien und Brennstoffe/ Kraftstoffe sowie der externen Rahmenannahmen wie Wirtschaftswachstum, Entwicklung der Transportleistung oder Sanierungsraten im Gebäudesektor.

**Abbildung 33 Gasbedarf (einschließlich nicht lokal erzeugtem E-Wasserstoff) nach Sektoren in verschiedenen vom Bund beauftragten Dekarbonisierungsszenarien**

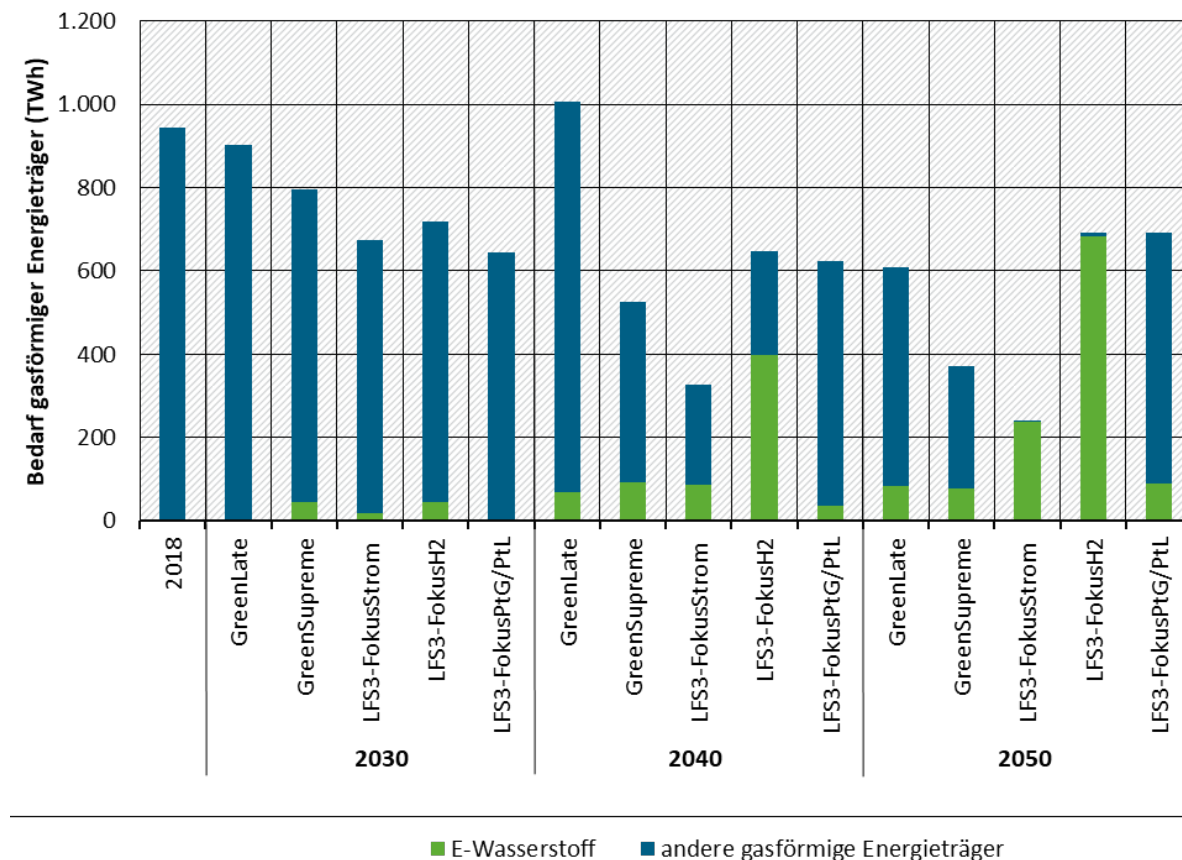


Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 34 stellt dar welcher Anteil der gasförmigen Energieträger über E-Wasserstoff gedeckt wird. In der RESCUE-Studie ist der Einsatz von Wasserstoff begrenzt auf die Industrie. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die PtG-Mengen im Umwandlungssektor ebenfalls über E-Wasserstoff gedeckt werden könnten. In der LFS3-Studie dagegen spielt E-Wasserstoff im Jahr 2050 in allen betrachteten Szenarien eine Rolle, die Mengen variieren jedoch signifikant. Im Jahr 2050 liegt die E-Wasserstoffmenge im GreenSupreme-Szenario, das den unteren Rahmen bildet, bei 77 TWh, ausschließlich zur Deckung der Gasbedarfe im Industriesektor. Im LFS3-FokusH2-Szenario dagegen liegt die Menge an E-Wasserstoff bei 683 TWh und damit um über 600 TWh höher. In dem Szenario macht E-Wasserstoff 99 % aller gasförmigen Energieträger im Jahr 2050 aus. Auch im LFS3-FokusStrom wird der Gasbedarf fast ausschließlich über E-Wasserstoff

gedeckt (99,6 %), jedoch ist aufgrund des insgesamt deutlich geringeren Gasbedarfs die Menge mit 237 TWh deutlich geringer als im LFS3-FokusH2-Szenario. In den beiden Szenarien werden auch in 2040 bereits signifikante Mengen an E-Wasserstoff mit 86 bzw. 397 TWh benötigt.

**Abbildung 34 Gasbedarf in den vom Bund beauftragten Dekarbonisierungsszenarien nach Gasen**



Hinweis: Im Jahr 2050 sind in allen Szenarien auch die anderen gasförmigen Energieträger treibhausgasneutral.

Quelle: eigene Darstellung

## Gebäude

Der Endenergiebedarf in Gebäuden (private Haushalte + GHD) nimmt zwischen 2018 und 2050 in allen betrachteten Szenarien deutlich ab. Verglichen mit einem Endenergiebedarf von 1.005 TWh in 2018 liegt er 2050 nur noch zwischen 500 und 760 TWh, was einem Rückgang um 26 bis 51 % entspricht. Die Unterschiede im Endenergiebedarf zwischen GreenLate und GreenSupreme sind insbesondere auf eine im Schnitt deutlich höhere Sanierungsrate<sup>18</sup> von 2,8 % in GreenSupreme im Vergleich zu 1,6 % in GreenLate sowie auf eine deutlich geringere beheizte Wohnfläche von 2,96 Mrd. m<sup>2</sup> bzw. 41 m<sup>2</sup>/Kopf im Vergleich zu 3,83 Mrd. m<sup>2</sup> bzw. 53 m<sup>2</sup> pro Kopf zurückzuführen. Die Annahmen zur Sanierungsrate und Sanierungstiefe im LFS3-FokusStrom-Szenario sind ambitionierter als in den anderen beiden LFS3-Szenarien, was sich entsprechend in einem niedrigeren Endenergiebedarf niederschlägt, der dann wiederum in 2050 ausschließlich über Strom und andere Energieträger gedeckt werden kann. Die beheizte Wohnfläche beläuft sich in den LFS3-Szenarien in 2050 auf 52,6 m<sup>2</sup> pro Kopf bzw. auf eine Gesamtfläche von 4,22 Mrd. m<sup>2</sup>. Insgesamt führen die Annahmen des LFS3-FokusH2- und des LFS3-FokusPtG/PtL-Szenario zu vergleichbaren Endenergiebedarfen im Gebäudesektor wie das

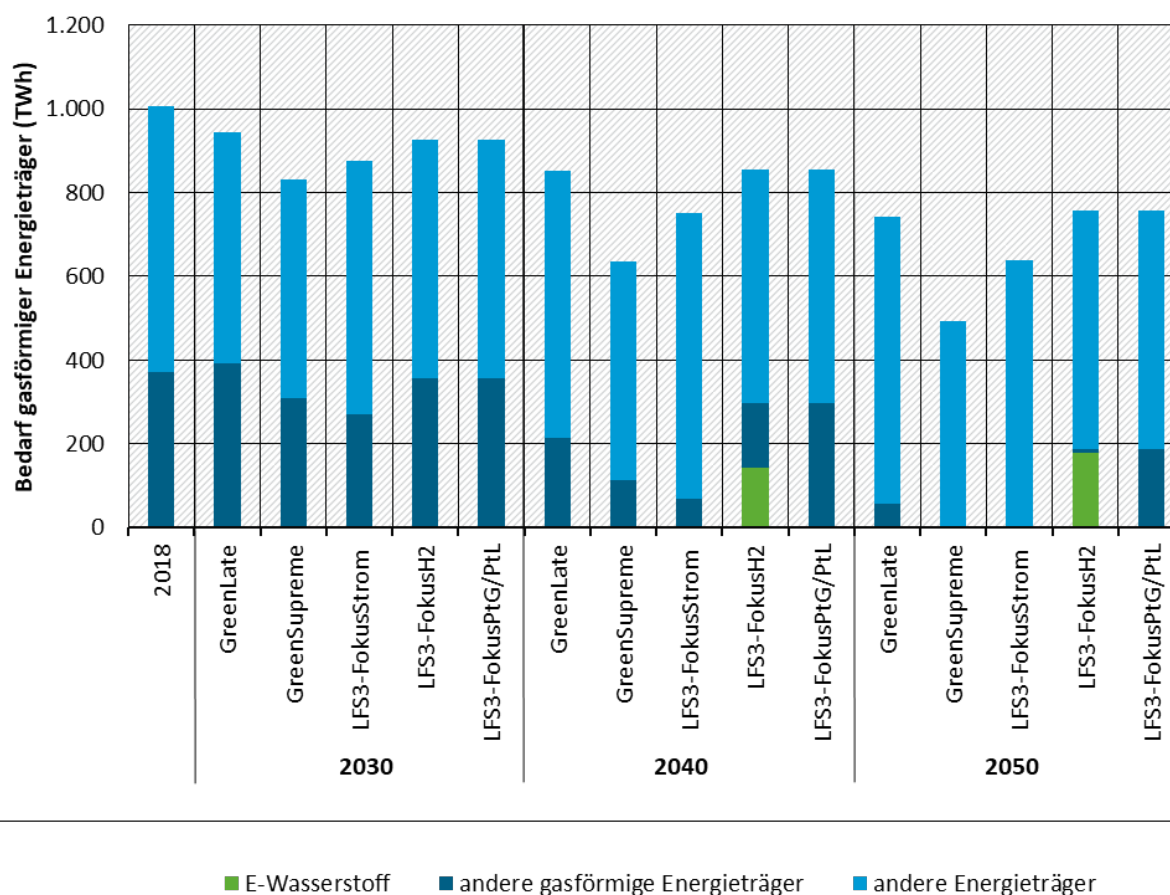
<sup>18</sup> Durchschnittlich zwischen 2011 und 2050, über alle Bauteile (flächengewichtet) und Gebäude berechnet



GreenLate-Szenario, während der Endenergiebedarf im LFS3-Fokus Strom-Szenario zwischen dem in den Szenarien GreenSupreme und GreenLate liegt.

Der Gasbedarf für Gebäude liegt im Jahr 2050 in den verschiedenen Szenarien zwischen 0 und 190 TWh (vgl. Abbildung 35). Während im GreenSupreme-Szenario und im LFS-FokusStrom-Szenario im Jahr 2050 kein Gas (keine Heizkessel für Öl oder Gas mehr im Bestand) mehr im Gebäudesektor eingesetzt wird, werden aufgrund der geringeren Effizienzfortschritte und des langsameren Austauschs von Heizsystemen im Szenario GreenLate immer noch 15 % Gasbrennwertkessel kombiniert mit Heizstab oder Solarthermie angenommen und damit 56 TWh Gas zur Deckung der Wärmebedarfe in Gebäuden benötigt. In den beiden LFS3-Szenarien FokusH2 und FokusPtG/PtL, in denen ein besonderer Fokus auf dem Einsatz gasförmiger und flüssiger erneuerbarer Energieträger liegt, besteht ein noch deutlich höherer Gasbedarf von knapp 190 TWh. Abhängig von den Szenarioeigenschaften kommt dabei entweder zu einem überwiegenden Teil E-Wasserstoff (178 TWh bzw. 95 % der gasförmigen Energieträger) oder ausschließlich E-Methan zum Einsatz. Aufgrund der Verfügbarkeit von gasförmigen Energieträgern findet hier ein weniger starker Umstieg hin zu Wärmepumpen statt. Jedoch wird ein Anstieg der Endenergiebereitstellung über Wärmenetze unterstellt. Gleichzeitig nehmen die Gaskessel nur um 36 % ab, womit in 2050 weiterhin rund 8,6 Mio. Gaskessel zur Bereitstellung von Gebäudewärme eingesetzt werden.

**Abbildung 35 Endenergiebedarf in Gebäuden in den verschiedenen Szenarien**



Hinweis: Im Jahr 2030 und 2040 sind in allen Szenarien die Kategorien „andere gasförmigen Energieträger“ und „andere Energieträger“ Mischkategorien, welche sowohl fossilen als auch erneuerbare Energieträger beinhalten. Im Jahr 2050 sind in allen Szenarien auch die anderen gasförmigen Energieträger und anderen Energieträger treibhausgasneutral.

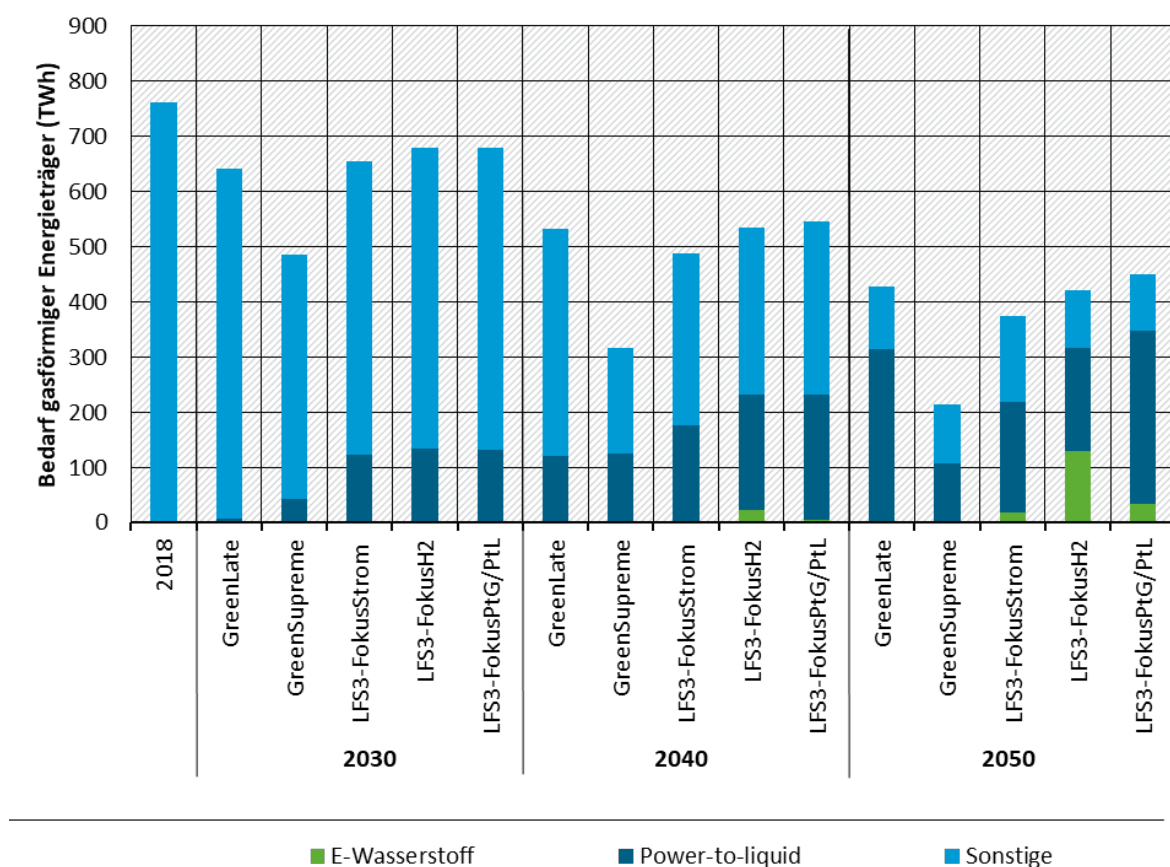
Quelle: Eigene Abbildung

## Verkehr

In allen betrachteten Szenarien geht der Endenergiebedarf im Verkehr deutlich zurück von 762 TWh im Jahr 2018 auf 214 bis 451 TWh im Jahr 2050. Gas spielt als Endenergieträger in der Mehrheit der betrachteten Szenarien keine bzw. nur eine untergeordnete Rolle (vergleiche Abbildung 36). Die Spannweite beim Einsatz von Gas im Verkehrsbereich liegt zwischen 0 und 129 TWh in 2050. In allen Fällen kommt dabei ausschließlich Wasserstoff zum Einsatz. Dabei weist das LFS3-FokusH2-Szenario mit 129 TWh den mit Abstand höchsten Gasbedarf auf. Hier kommt aufgrund des spezifischen Fokus auf Wasserstoff dieser vermehrt auch im Verkehrssektor (insbesondere im Straßenverkehr, sowohl bei PKW als auch bei großen LKW) zum Einsatz. In den übrigen Szenarien liegt die Gasnachfrage bei max. 34 TWh. Damit ist der Verkehrssektor in den übrigen Szenarien jeweils kein relevanter Nachfrager nach Gas.

In den RESCUE-Szenarien liegt die Gasnachfrage für den Verkehrssektor bei null. Hier wird Gas zwar als Alternative gesehen, insbesondere in LKWs im Fernverkehr und in der Seeschifffahrt, ein Einsatz von Gas ist jedoch in den Szenarien nicht berücksichtigt. In den LFS3-Szenarien kommt Gas als Energieträger vor, jedoch wie bereits beschrieben nur im Szenario LFS3-FokusH2 in relevantem Umfang. Die Einsatzbereiche umfassen hier insbesondere PKW und LKW in Form von Flüssiggas (LNG oder CNG) oder Wasserstoff (in LFS3-FokusH2). In LFS3-FokusH2 wird Wasserstoff ab 2030 außerdem in geringem Umfang auch in den Verkehrsträgern Bahn, Bus, Binnenschifffahrt und Luftverkehr eingesetzt.

**Abbildung 36 Endenergiebedarf im Verkehr in den verschiedenen Szenarien**



Hinweis: Im Jahr 2050 sind in allen Szenarien auch die anderen gasförmigen Energieträger treibhausgasneutral.

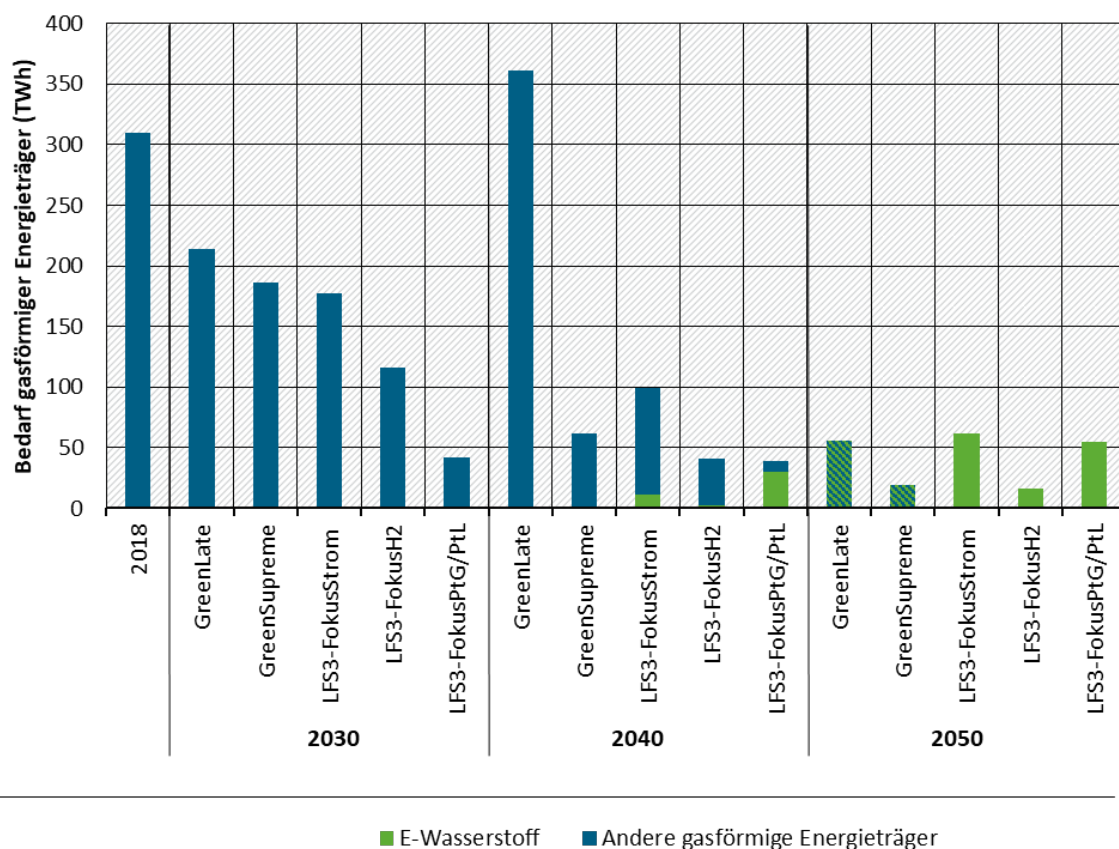
Quelle: Eigene Abbildung

Zu berücksichtigen ist im Verkehrssektor, dass in allen Szenarien (einschließlich LFS3-Fokus-H2) ein erheblicher Bedarf an flüssigen PtL-Kraftstoffen in 2050 besteht, für deren Herstellung Wasserstoff benötigt wird<sup>19</sup>. Die Nachfrage liegt zwischen 104 bis zu 315 TWh in 2050 für den Verkehrssektor insgesamt (national + international). Die untere Grenze wird im Szenario GreenSupreme erreicht, das von einem deutlichen Rückgang des Verkehrsaufkommens bis 2050 insbesondere im Flugverkehr, aber auch in anderen Bereichen ausgeht und entsprechend einen deutlich geringeren Endenergiebedarf insgesamt von 190 TWh und geringere Bedarfe an PtL ausweist. In den übrigen Szenarien liegt der Endenergiebedarf zwischen 380 und 450 TWh und der Bedarf an PtL zwischen 190 und 315 TWh (vgl. Abbildung 36).

### Umwandlungssektor

In allen ausgewerteten Szenarien wird die Energieversorgung bis 2050 weitgehend auf erneuerbare Energien umgestellt. Entsprechend kommt es zu einem signifikanten Rückgang des Einsatzes gasförmiger Energieträger im Umwandlungssektor von 80 bis 95%. Dies gilt obwohl in allen Szenarien aufgrund des Fuel Switch deutlich größere Strommengen nachgefragt werden als heute. Trotzdem wird im Strom- und Fernwärmebereich weiterhin in geringem Umfang Gas zur Stabilisierung der jeweiligen Versorgung benötigt. Die Mengen liegen zwischen 19 bis 62 TWh in 2050 in den ausgewerteten Szenarien der LFS3-Studie und der RESCUE-Studie (vgl. Abbildung 37).

**Abbildung 37 Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Umwandlungssektor**



Hinweis: Im Jahr 2050 sind in allen Szenarien auch die anderen gasförmigen Energieträger treibhausgasneutral.

Quelle: eigene Abbildung

<sup>19</sup> Ob in diesem Kontext ein Transport von Wasserstoff zur Weiterverarbeitung innerhalb Deutschlands nötig oder möglich ist, ist aus den ausgewerteten Studien nicht ableitbar.

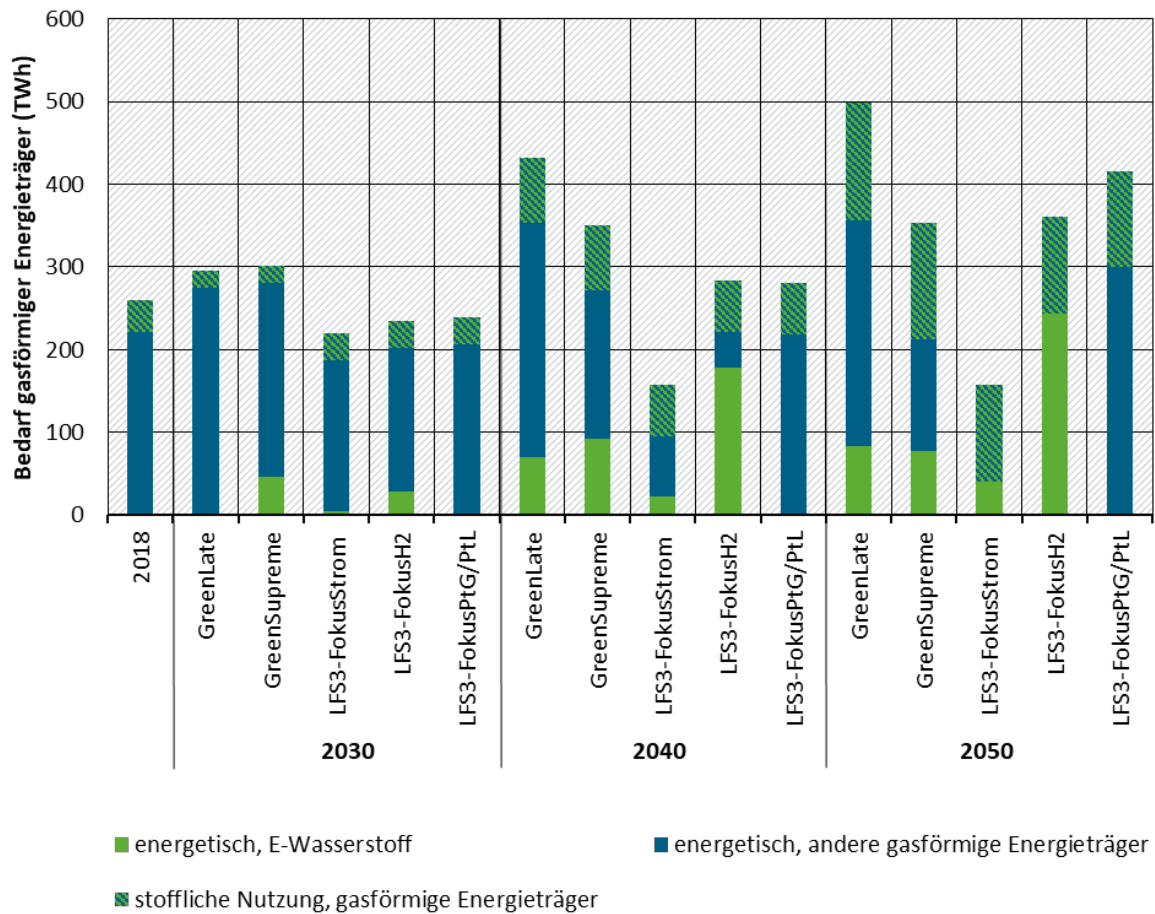
Diese können entweder in Form von E-Wasserstoff (LFS3) oder aber in Form von E-Methan (RESCUE-Studie) eingesetzt werden. Zwar wird in der RESCUE-Studie der Einsatz von E-Methan angenommen, allerdings wird explizit darauf hingewiesen, dass auch E-Wasserstoff zum Einsatz kommen könnte.

### **Industrie**

Auch in der Industrie ist in allen Szenarien ein Rückgang des Endenergiebedarfs (einschließlich der stofflichen Nutzung) zu beobachten, von 720 TWh in 2018 auf nur noch 380 TWh in GreenSupreme, auf 615 TWh in GreenLate und auf 540-580 TWh in den verschiedenen LFS3-Szenarien (vgl. Abbildung 38). Der energetische Gasbedarf der Industrie in 2050 liegt zwischen 41 und 357 TWh. Mit Ausnahme des LFS3-FokusStrom-Szenarios wird damit ein erheblicher Anteil des verbleibenden Endenergiebedarfs in der Industrie aus gasförmigen Energieträgern gedeckt. In Abhängigkeit von den Szenariospezifikationen kommt es dabei in 2050 entweder zum Einsatz von E-Wasserstoff oder zum Einsatz von E-Methan. Im LFS3-FokusStrom-Szenario dagegen kommt es zu einem deutlich stärkeren Einsatz von strombasierten Wärmeerzeugern in der Industrie. Die verbliebenen Restmengen an gasförmigen Energieträgern werden hier ausschließlich über E-Wasserstoff gedeckt.

In der chemischen Industrie und der Eisen- und Stahlherstellung werden zudem größere Mengen an Wasserstoff eingesetzt. In 2050 liegt dieser (energetische) Wasserstoffbedarf in den RESCUE-Szenarien zwischen 77 (GreenSupreme) und 99 (GreenLate) TWh. In den RESCUE-Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Wasserstoff mit Hilfe von Strom (in GreenLate auch in 2050 noch teilweise durch den Einsatz von E-Methan) vor Ort bzw. in räumlicher Nähe erzeugt wird. Der E-Methan-Bedarf ist entsprechend im ausgewiesenen Gasbedarf enthalten. In den LFS3-Szenarien dagegen wird der Wasserstoffbedarf als solcher angegeben und muss entsprechend zu den Abnehmern transportiert werden. Er ist in den ausgewiesenen Mengen gasförmiger Energieträger enthalten.

Der angenommene Bedarf für eine stoffliche Nutzung in der Industrie unterscheidet sich zwischen den verglichenen Szenarien deutlich. In den RESCUE-Szenarien wird von einem konstanten Rohstoffbedarf in Höhe von 282 TWh ausgegangen. Nach Auskunft des UBA werden davon für das Jahr 2050 141 TWh als E-Methan-Bedarf angesetzt. Der Rohstoffbedarf in den LFS3-Szenarien liegt bei etwa 115 TWh in 2050, der ausschließlich aus E-Methan gedeckt wird. Modellbedingt sind hier jedoch nur etwa 65% der nicht-energetischen Bedarfe abgebildet.

**Abbildung 38 Endenergiebedarf und Energiebedarfe für die energetische und stoffliche Nutzung in der Industrie in den verschiedenen Szenarien**

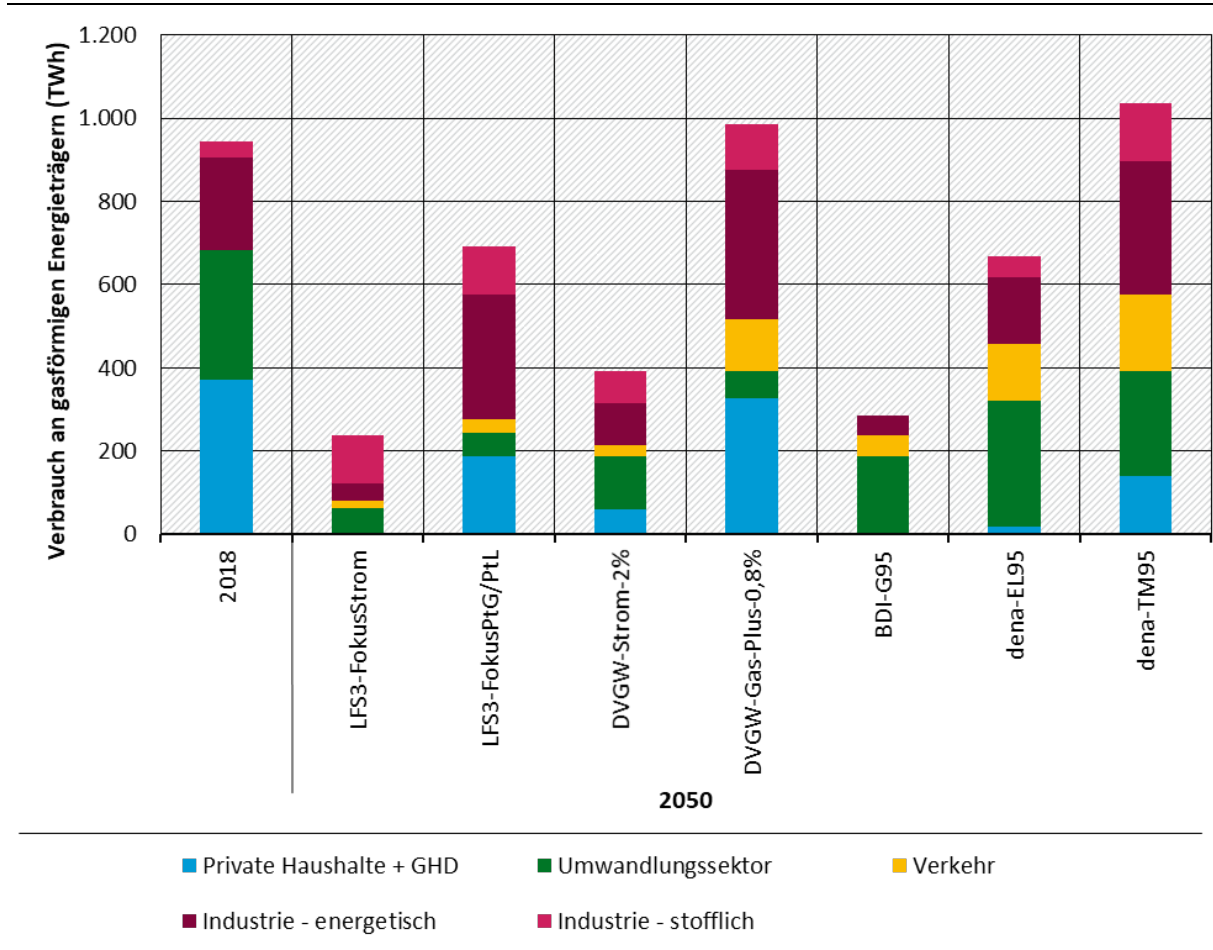
Hinweis: Im Jahr 2050 sind in allen Szenarien auch die anderen gasförmigen Energieträger treibhausgasneutral.

Quelle: Eigene Abbildung

### 3.2.3 Entwicklung der Gasbedarfe in Dekarbonisierungsszenarien in weiteren verfügbaren Studien

Im Folgenden werden Dekarbonisierungsszenarien aus weiteren verfügbaren Studien mit den bisher ausgewerteten Studien verglichen. Als Vergleichsszenarien dienen das Szenario mit minimalem Gaseinsatz in 2050 LFS3-FokusStrom und das Szenario mit maximalem Gaseinsatz in 2050 LFS3-FokusPtG/PtL. Abbildung 39 gibt einen Überblick über die Gasbedarfe in den verschiedenen Studien und Szenarien, Abbildung 40 informiert über die Anteile von E-Wasserstoff an den gasförmigen Energieträgern. Im Weiteren werden die Ergebnisse der einzelnen Studien kurz vorgestellt.

**Abbildung 39 Bedarf an gasförmigen Energieträgern in verschiedenen Dekarbonisierungsszenarien anderer Auftraggeber\*innen**

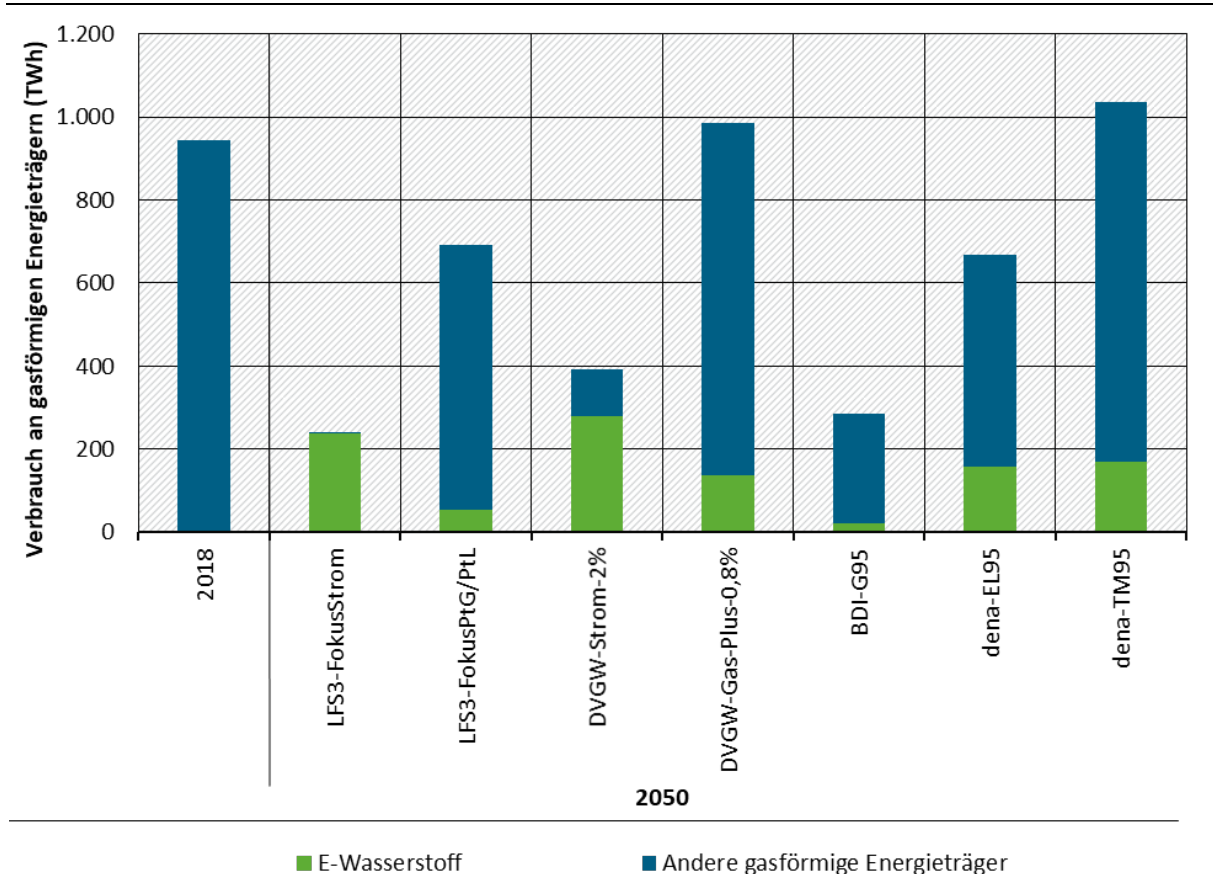


Quelle: Eigene Abbildung

### 3.2.3.1 DVGW - Roadmap Gas

Eine vom DVGW beauftragte Studie analysiert zwei Leitplanken-Szenarien mit Fokus auf dem Einsatz von Strom einerseits (Strom-Leitplankenszenario) und mit Fokus auf dem Einsatz von Gas (Gas-Plus-Leitplankenszenario) andererseits (DVGW unveröffentlicht<sup>20</sup>). In beiden Szenarien wird eine Gesamtminderung der Treibhausgase in Höhe von 95 % einschließlich der internationalen Schifffahrt und des internationalen Luftverkehrs erreicht. Ausschließlich im Gebäudesektor gibt es eine weitere Ausdifferenzierung der Szenarien in eine Welt mit einer durchschnittlichen Vollsanierungsrate von 0,8 % pro Jahr in Kombination mit einer moderaten Sanierungstiefe, die die heute geltenden gesetzlichen Mindeststandards widerspiegelt, eine Welt mit einer durchschnittlichen Vollsanierungsrate von 1,4 % pro Jahr kombiniert mit einer mittleren Sanierungstiefe und eine Welt mit einer durchschnittlichen Vollsanierungsrate von 2% pro Jahr kombiniert mit einer sehr ambitionierten Sanierungstiefe. Um die Bandbreite der Ergebnisse abzubilden werden hier vornehmlich das Strom-Szenario mit einer durchschnittlichen Vollsanierungsrate von 2 % pro Jahr (DVGW-Strom-2%) und das Gas-Plus-Szenario mit einer durchschnittlichen Vollsanierungsrate von 0,8 % pro Jahr (DVGW-Gas-Plus-0,8%) betrachtet.

<sup>20</sup> Bei den hier dargestellten Ergebnissen handelt es sich um vorläufige Ergebnisse, an denen es bis zu einer Veröffentlichung noch zu geringfügigen Änderungen kommen kann.

**Abbildung 40 Gasbedarf in verschiedenen Dekarbonisierungsszenarien nach Gasen**

Quelle: Eigene Abbildung

Der Gesamtbedarf an gasförmigen Energieträgern in der DVGW-Studie in 2050 liegt zwischen 392 (DVGW-Strom-2%) und 986 TWh (DVGW-Gas-Plus-0,8%). Dies entspricht im ersten Fall einer Reduktion des Gasbedarfs ggü. 2018 um knapp 60 % im zweiten Fall einer geringfügigen Steigerung. Die energiebedingten Gasbedarfe in der DVGW-Studie liegen damit deutlich über den Gasbedarfen in den vom Bund beauftragten Szenarien. Dies gilt sowohl für das Szenario mit minimalem Gaseinsatz DVGW-Strom-2%, in dem der Gasbedarf 65 % höher ist als im Vergleichsszenario LFS3-FokusStrom, als auch für das Szenario mit maximalem Gaseinsatz DVGW-Gas-Plus-0,8%, in dem der Gasbedarf um 42 % höher ist als im Vergleichsszenario LFS3-FokusPtG/PtL. Der Einsatz von Gas im Umwandlungssektor liegt zwischen 66 und 129 TWh im Jahr 2050. In Abhängigkeit vom Szenario kommt dabei in 2050 entweder E-Methan (Gas-Plus-Leitplankenszenario) zum Einsatz oder E-Wasserstoff (Strom-Leitplankenszenario). Der leicht höhere Gaseinsatz im Umwandlungssektor im Gas-Plus-Leitplankenszenario ist weitgehend auf die Tatsache zurückzuführen, dass synthetisches Gas zur Verfügung steht und nicht auf eine veränderte Nachfrage aufgrund der veränderten Sanierungsrate im Gebäudesektor. Die Spannweite des Gaseinsatzes deckt sich damit mit dem Einsatz in den vom Bund beauftragten Szenarien.

Im Bereich der Gebäude (inkl. Geräte) liegt der Endenergiebedarf bei 616 bis 763 TWh im Jahr 2050. Im unteren Bereich ist der Endenergiebedarf vergleichbar dem LFS3-FokusStrom-Szenario, liegt aber deutlich unter dem Endenergiebedarf in den Szenarien GreenLate, LFS3-FokusH2 und LFS3-FokusPtG/PtL. Nur das sehr ambitionierte Szenario GreenSupreme kommt mit etwa 500 TWh zu einem noch deutlich niedrigeren Endenergiebedarf im Gebäudesektor. Der obere Endenergieverbrauch ergibt sich in der Welt mit vergleichsweise niedriger

Sanierungsrate von 0,8 % pro Jahr und einer moderaten Sanierungstiefe, die den geltenden gesetzlichen Mindeststandard widerspiegeln. In diesem Fall liegt der Endenergiebedarf noch einmal 100 TWh über dem oberen Ende der Spannbreite der vom Bund beauftragten Szenarien.

Der Einsatz von Gas zur Deckung des Endenergiebedarfs im Gebäudesektor liegt zwischen 60 und 224 TWh in den Szenarien mit hohen Sanierungsraten (DVGW-Strom-2% und DVGW-Gas-Plus-2%) und steigt auf bis zu 327 TWh im Szenario mit niedriger Sanierungsrate und moderater Sanierungstiefe (DVGW-Gas-Plus-0,8%). Dies entspricht einer Minderung um 12 bis 84 % gegenüber dem Wert von 2018. Verglichen mit den anderen Szenarien liegt der Gasbedarf von Gebäuden im DVGW-Gas-Plus-2%-Szenario mit ambitionierter Sanierungsrate und -tiefe fast 45 TWh (oder 23 %) über dem maximalen Gasbedarf in den ausgewerteten Szenarien des Bundes. Im DVGW-Gas-Plus-0,8%-Szenario mit niedriger Sanierungsrate und moderater Sanierungstiefe liegt der Gasbedarf sogar fast 140 TWh über dem maximalen Gasbedarf in den Vergleichsszenarien.

Im Verkehrssektor liegt der Endenergiebedarf in 2050 zwischen 380 und 415 TWh und damit ebenfalls im Bereich der Szenarien GreenLate und der LFS3-Szenarien. Der Einsatz von Gas liegt mit 24 bis 125 TWh in 2050 ebenfalls innerhalb der Bedarfe der anderen Szenarien. Das LFS3-Fokus-H2-Szenario weist mit knapp 130 TWh sogar eine leicht höhere Gasnachfrage im Verkehrssektor aus, bei vergleichbarem Endenergiebedarf.

Im Industriesektor liegt der Endenergiebedarf (inkl. stoffliche Bedarfe) in 2050 zwischen 731 und 748 TWh. Damit liegt der Endenergiebedarf der Industrie in diesen Szenarien über dem Endenergiebedarf in den anderen untersuchten Szenarien. Der Einsatz von Gas liegt mit 179 bis 468 TWh ebenfalls höher als die von den übrigen Szenarien aufgespannten Breite von 40 bis 370 TWh.

Im DVGW-Strom-2%-Szenario ist E-Wasserstoff mit einem Anteil von 72 % (280 TWh) an den gasförmigen Energieträgern von besonderer Bedeutung. Er kommt insbesondere in der Industrie, in gewissem Maße auch in der Energiewirtschaft und im Verkehr zum Einsatz. Der Anteil von E-Wasserstoff im DVGW-Gas-Plus-0,8%-Szenario ist mit 14 % (138 TWh) deutlich geringer, bei einem allerdings deutlich höheren Bedarf an gasförmigen Energieträgern. Auch hier wird E-Wasserstoff in der Industrie, dem Verkehr und der Energiewirtschaft eingesetzt.

### 3.2.3.2 BDI-Szenarien

In der BDI-Studie Klimapfade für Deutschland (BDI 2018) werden vier Klimaschutzszenarien dargestellt, zwei mit einer Treibhausgasminderung von 80 % bis 2050 ("80%-Klimapfad") und zwei mit einer Treibhausgasminderung von 95 % bis 2050 ("95%-Klimapfad"). Darüber hinaus wird unterschieden in eine Welt mit globalem Klimaschutz und eine Welt mit nationalen Alleingängen. Im Folgenden werden die Ergebnisse des 95%-Klimapfades in einer Welt mit globalem Klimaschutz ("BDI-G95") mit den Ergebnissen der vom Bund beauftragten Szenarien verglichen.

Der Gasbedarf im BDI-G95-Szenario liegt bei 286 TWh und damit in der Spannbreite der vom Bund beauftragten Szenarien. Anders als in den vom Bund beauftragten Szenarien wird davon ausgegangen, dass die stofflichen Bedarfe der chemischen Industrie weiterhin über petrochemische Vorprodukte aus speziell dafür gebauten Raffinerien gedeckt werden. Entsprechend liegt kein Gasbedarf für die stoffliche Nutzung vor. Vergleicht man ausschließlich die energiebedingten Gasbedarfe so zeigt sich im BDI-G95-Klimapfad ein um 190 TWh höherer Gasbedarf als im LFS3-Fokus-Strom-Szenario, der aber deutlich unter dem LFS3-Fokus-PtG/PtL-Szenario mit 560 TWh energiebedingtem Gasbedarf in 2050 liegt.



Der Bedarf an gasförmigen Energieträgern im Umwandlungssektor (einschließlich der Raffinerien) beträgt im BDI-G95-Klimapfad 188 TWh im Jahr 2050 und damit deutlich über dem Bedarf in den vom Bund beauftragten Szenarien. Es muss aber berücksichtigt werden, dass eine Vergleichbarkeit aufgrund der von anderen Studien abweichenden Bilanzierung der Raffinerien im Sektor Energiewirtschaft nicht gegeben ist. Ein Vergleich der Summe aus Industrie und Energiewirtschaft zeigt jedoch, dass der Gasbedarf im BDI-G95-Klimapfad weder am unteren Ende liegt, noch am absoluten oberen Ende.

Der Endenergiebedarf im Gebäudesektor beläuft sich im BDI-G95-Klimapfad auf 619 TWh im Jahr 2050. Dies entspricht einer Minderung um 40% und liegt damit innerhalb der Bandbreite der vom Bund beauftragten Szenarien (etwa vergleichbar mit dem Szenario LFS3-FokusStrom). Dabei wird eine Sanierungsrate von durchschnittlich 1,9% pro Jahr angenommen. Bezüglich der Sanierungstiefe wird angenommen, dass der sanierte Gebäudebestand im Jahr 2050 im Mittel einen Verbrauch von KfW-55 bis KfW-70-Standard aufweist. Genauso wie die vom Bund beauftragten Szenarien GreenSupreme und LFS3-FokusStrom kommt im BDI-G95-Klimapfad der Gebäudesektor bis zum Jahr 2050 ohne gasförmige Energieträger in relevantem Umfang aus.<sup>21</sup> In geringem Umfang von 6 TWh in 2050 ist ein Einsatz von PtL-Kraftstoffen vorgesehen, um den dezentralen Wärmebedarf zu decken. THG-Neutrales Gas im Umfang von 23 TWh wird ausschließlich zur Bereitstellung von Fernwärme eingesetzt und ist entsprechend dem Sektor Energiewirtschaft zugeordnet.

Der Endenergiebedarf im Verkehrssektor liegt bei 390 TWh im Jahr 2050, eine Reduktion um 48 % gegenüber dem Jahr 2015. Auch hier liegt das Ergebnis nahe bei dem LFS3-FokusStrom-Szenario. Der Einsatz gasförmiger Energieträger ist mit 52 TWh im Jahr 2050 hier jedoch etwas höher als in der Mehrheit der vom Bund beauftragten Szenarien (Ausnahme ist das LFS3-FokusH2-Szenario mit einem noch höheren Einsatz gasförmiger Energieträger von 129 TWh im Jahr 2050).

Der Endenergiebedarf der Industrie liegt im Jahr 2050 bei 580 TWh, was einer Reduktion um 18 % gegenüber 2015 entspricht. Damit liegt der Endenergiebedarf im Bereich der Mehrzahl der vom Bund beauftragten Szenarien (Ausnahme: GreenSupreme mit einer deutlich stärkeren Reduktion des Endenergiebedarfs auf nur noch 380 TWh). Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und der Bruttowertschöpfung ist mit 1,2 % pro Jahr angenommen. Der Einsatz von gasförmigen Energieträgern liegt 2050 bei 46 TWh und damit auch hier im Bereich des Szenario LFS3-FokusStrom, aber deutlich unter den Gasbedarfen in den übrigen vom Bund beauftragten Szenarien. Zu beachten ist wie bereits oben erwähnt, dass der Endenergiebedarf der Raffinerien nicht dem Industriesektor, sondern der Energiewirtschaft zugeordnet ist. Entsprechend ist ein Vergleich der Zahlen nur bedingt aussagekräftig.

### 3.2.3.3 dena-Leitstudie Integrierte Energiewende

In der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende (dena 2018a) werden vier Szenarien entworfen, von denen zwei ein Klimaschutzziel von 80% THG-Minderung gegenüber 1990 bis 2050 und zwei ein Klimaschutzziel von 95% THG-Minderung gegenüber 1990 bis 2050 erreichen. Darüber hinaus bilden die Szenarien eine Welt mit hoher Elektrifizierung (EL) und eine Welt mit einem breiteren Technologiemarkt (TM) ab. Im Folgenden sind nur die Ergebnisse der beiden 95%-Minderungsszenarien berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit mit den übrigen hier betrachteten Szenarien zu gewährleisten.

<sup>21</sup> Laut Bericht verbleibt für etwa 1% der Gebäudefläche eine Versorgung über Gaskessel, die im Rahmen lokaler Lösungen über kleine weiterhin erhaltene Gasnetze erfolgen würde. Die entsprechenden Mengen sind nicht näher quantifiziert und nicht relevant für die Netzinfrastruktur.

Eine Schwierigkeit beim Vergleich der Sektorergebnisse für Gebäude und Industrie ergibt sich aus der für die dena-Studie gewählten Bilanzierung der Emissionen aus GHD und Industrie. Abweichend von der AGEB werden die Endenergiebedarfe für mechanische Energie, Prozesswärme und -kälte der Sektoren GHD und Industrie sowie der Endenergiebedarf von IKT in der Industrie dem Sektor Industrie zugeschrieben, während die Endenergiebedarfe für Raumwärme, Warmwasser, Beleuchtung, Klimakälte und IKT im GHD-Sektor den Gebäuden zugeordnet wird.

Der Gesamtbedarf an gasförmigen Energieträgern<sup>22</sup> in der dena-Leitstudie liegt zwischen 667 und 1.036 TWh und liegt damit z.T. deutlich über den Gasbedarfen der vom Bund beauftragten Studien.

Die gasförmigen Energiebedarfe des Umwandlungssektors belaufen sich - abgeschätzt - auf 250 bis 300 TWh. In diesen Mengen ist die Eigenerzeugung der Industrie enthalten.

Der Gasbedarf im Gebäudesektor liegt zwischen 18 TWh im EL95-Szenario und 141 TWh im TM95-Szenario. Der Endenergiebedarf im Gebäudesektor liegt zwischen 362 bis 523 TWh im Jahr 2050, was einem Rückgang um 48 bis 64 % gegenüber 2015 entspricht. Dieser Rückgang kommt durch Sanierungsraten von mind. 1,4% und bis zu 2,8% pro Jahr (für große Mehrfamilienhäuser im EL95-Szenario) zustande, die zumindest im EL95-Szenario damit teilweise ähnlich ambitioniert sind wie im GreenSupreme-Szenario<sup>23</sup>. Damit wird im TM95-Szenario noch immer ein Anteil von 27% des Endenergiebedarfs im Gebäudesektor durch gasförmige Energieträger gedeckt.

Im Verkehrssektor liegt der Endenergiebedarf bei 332 bis 401 TWh im Jahr 2050 und damit um 43 bis 52 % niedriger als im Jahr 2015, allerdings ohne die Bedarfe des internationalen Luft- oder Schiffsverkehrs zu berücksichtigen. Daher sind die Zahlen nicht direkt mit denen der anderen ausgewerteten Studien vergleichbar. Der Einsatz gasförmiger Energieträger in diesen Szenarien liegt zwischen 136 und 186 TWh in 2050. Mit Anteilen von 41 bis 46 % spielen gasförmige Energieträger im Verkehrssektor in dieser Studie verglichen mit den vom Bund beauftragten Szenarien eine deutlich wichtigere Rolle. Dies ist insbesondere auf den Einsatz von Brennstoffzellen- und Gasfahrzeugen zurückzuführen.

Der Einsatz gasförmiger Energieträger in der Industrie liegt in 2050 zwischen 161 und 318 TWh. Der Endenergiebedarf der Industrie liegt im Jahr 2050 zwischen 673 und 781 TWh und damit um 5 bis 18% niedriger als im Jahr 2015. Dabei wird von einem gesamtwirtschaftlichen Wachstum von 1 % pro Jahr ausgegangen. Damit werden 24 bis 41 % des Endenergiebedarfs der Industrie durch gasförmige Energieträger gedeckt. Zur stofflichen Nutzung werden zusätzlich zwischen 49 und 141 TWh Gas benötigt.

### **3.2.4 Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in in aktuellen Studien zur THG-Neutralität**

Nachdem das Ziel der THG-Neutralität im Klimaschutzgesetz auf 2045 vorgezogen und das 2030-Ziel auf 65 % THG-Reduktion ggü. 1990 verschärft wurde, ist eine Reihe neuer Szenariostudien erschienen, welche diese Ziele aufgreifen. Dazu zählen insbesondere die Studie „Klimaneutrales Deutschland 2045“ von Agora Energiewende (AGORA et al. 2021) für die Stiftung Klimaneutralität, die aktualisierten Klimapfade 2.0 des BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) 2021) und das TN100-Szenario in der jüngsten dena-Leitstudie (dena 2021a). Wie ein Szenariovergleich im Rahmen des Ariadne-Projekts aufgezeigt hat

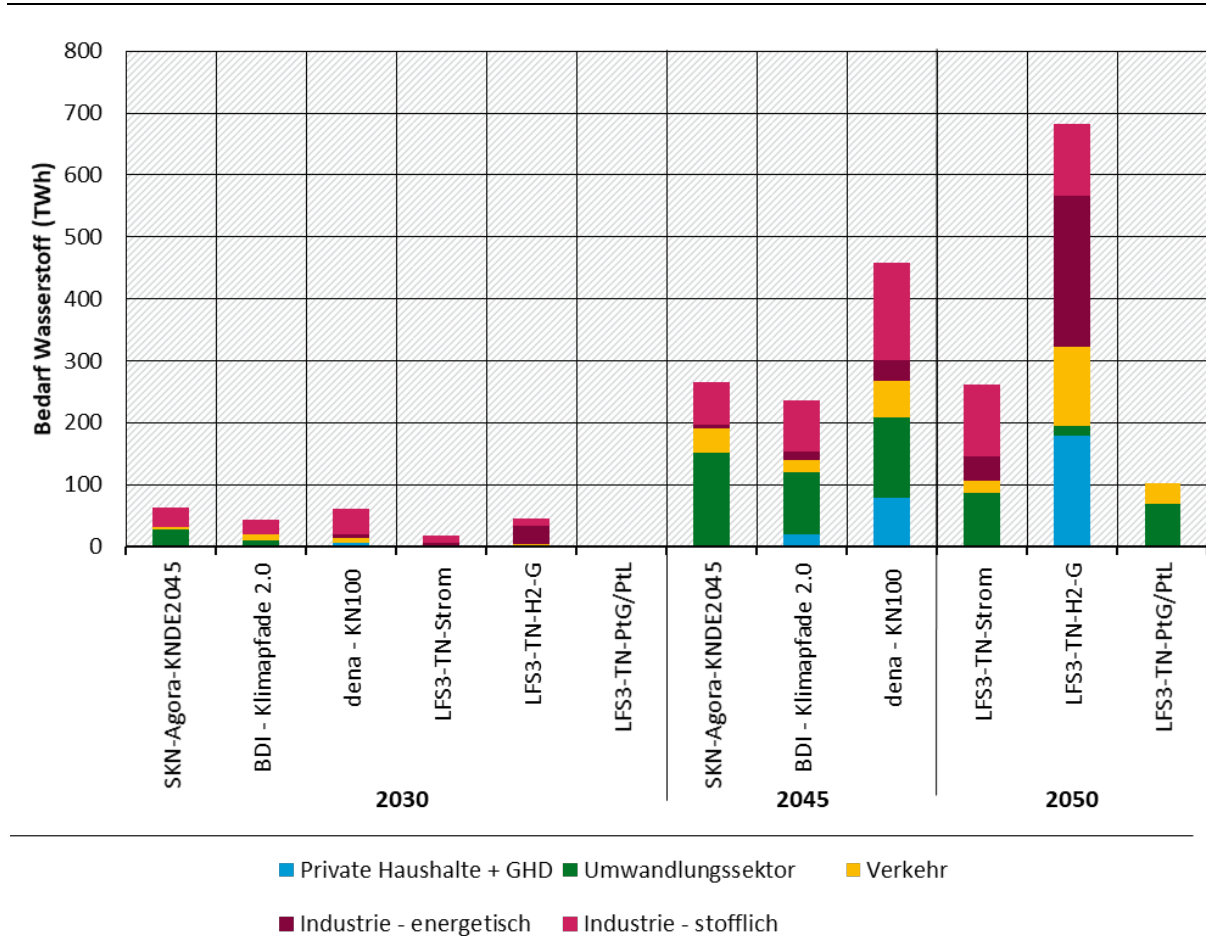
<sup>22</sup> Da die Studie keine Gesamtbedarfe ausweist, mussten teilweise Abschätzungen und Summenbildungen vorgenommen werden, um die dargestellten Werte zu erhalten. Dies gilt insbesondere für die Energiewirtschaft.

<sup>23</sup> anders als im EL95-Szenario wird im GreenSupreme-Szenario die Annahme einer durchschnittlichen Sanierungsrate von 2,8% p.a. getroffen. Im EL95-Szenario liegen die Sanierungsraten abhängig vom Gebäudetyp zwischen 1,8 und 2,8% p.a.

(Stiftung Klimaneutralität et al. 2022) , weisen die Szenarien qualitativ deutlich Ähnlichkeiten mit den BMWK-Langfristszenarien auf, wobei sie entsprechend der Berücksichtigung der Anpassung des Klimaschutzgesetzes früher zur höheren THG-Reduktionen kommen.

Um diese aktuelleren Szenariostudien bei der Roadmap für die Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff im Rahmen der hier vorliegenden Studie zu berücksichtigen, werden an dieser Stelle die Entwicklung der Wasserstoffbedarfe in den genannten Szenarien mit denen der BMWK-Langfristszenarien verglichen. Im Jahr 2030 liegt der Wasserstoffbedarf in den drei neuen Szenarien bei 43 – 62 TWh und damit etwas oberhalb der Bandbreite von 0 – 46 TWh der Langfristszenarien. Dies liegt vor allem daran, dass zum Erreichen der 2030-Ziele höhere Bedarfe im Umwandlungssektor gesehen werden, aber auch daran, dass zum Teil die bisherige fossile Wasserstoffherstellung in Raffinerien und der Industrie mitbilanziert wird, welcher in den deutschen Energiebilanzen unter Erdgas und Erdöl bilanziert und daher von den Langfristszenarien nicht ausgewiesen wird.

Im Zieljahr 2045 weisen die drei neuen Szenarien deutliche Unterschiede bei den Wasserstoffbedarfen auf. Die BDI-Klimapfade 2.0 und das TNDE2045 liegen mit 236 bzw. 263 TWh im Bereich, der mit dem des LFS3-TN-Strom in dortigen Zieljahr 2050 vergleichbar ist. Dies spiegelt sich auch darin wieder, dass in allen drei Szenarien nur geringe Wasserstoffbedarfe im Verkehr und in Gebäuden gesehen und die Nutzung in der Industrie auf ausgewählte Sektoren wie Stahl- und Chemieindustrie begrenzt werden. Der Bedarf für die Nutzung in diesen ausgewählten Industrien und den Umwandlungssektor variiert im Zieljahr zwischen 196 und 243 TWh. Das Szenario dena-TN100 weist hingegen mit 459 TWh im Jahr 2045 einen wesentlich höheren Bedarf auf, welcher aber noch deutlich unter dem des LFS3-TN-H2-G liegt. In diesen beiden Szenarien liegt der Bedarf für Industrie und Umwandlungssektor im Zieljahr bei 320 bis 376 TWh und damit ca. 120 – 130 TWh höher als in den anderen drei. Der Bedarf im Verkehr und in Gebäuden variiert sehr stark zwischen den Szenarien. Im Verkehr liegt er im Zieljahr zwischen 19 und 129 TWh und in Gebäuden zwischen 0 und 178 TWh. Dies drückt die hohe Unsicherheit darüber aus, inwieweit Wasserstoff in diesen Sektoren eine Rolle spielt.

**Abbildung 41 Wasserstoffbedarf nach Sektoren in aktuellen Dekarbonisierungsszenarien**

Quelle: eigene Darstellung von Luderer et al. (2021) und Sensfuß et al. (2021)

### 3.3 Zusammenfassung

In der hier vorliegenden Analyse wurden sowohl die aktuellen im Auftrag des Bundes entwickelten Dekarbonisierungsszenarien als auch Szenariostudien weiterer relevanter Akteur\*innen untersucht. Allen Szenarien ist gemein, dass sie das Ziel der THG-Neutralität bis zum Jahr 2050 erreichen, also noch nicht die neuen Ziele im aktualisierten Klimaschutzgesetz. Eine grobe Betrachtung in den Langfristszenarien hat ergeben, dass diese bis 2030 zumindest mit dem sektorübergreifenden THG-Ziel im Einklang sind, während die Entwicklungen nach 2030 zum Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2045 zu beschleunigen wären. Dies gilt es bei der Betrachtung der nachfolgenden Zusammenfassung zu reflektieren. Die Entwicklung der sektoralen Gasbedarfe in den hier untersuchten Dekarbonisierungsszenarien, welche im Auftrag des Bundes erstellt wurden, ist in Abbildung 33 dargestellt.

Insgesamt zeigt die Analyse in den allermeisten der Szenarien einen moderaten (12-30 %) bis sehr deutlichen Rückgang (70-78 %) im Gasbedarf gegenüber 2018. Nur in zwei Szenarien (DVGW-GasPlus-0,8% und dena-TM95) kommt es zu einem moderaten Anstieg im Gasbedarf um bis zu 10 %. Da in allen Szenarien eine nahezu vollständige Dekarbonisierung in 2050 erzielt wird, ist das THG-Ambitionsniveau an sich kein Treiber für den Umfang an Gasverbrauch. Vielmehr fällt auf, dass die Studien zunehmend in einer Art und Weise ausgestaltet sind, in der die Lösungsräume für ein dekarbonisiertes Energiesystem ausgeleuchtet werden. Zu diesem Zweck werden bewusst extreme Annahmen z. B. hinsichtlich der Nutzung bestimmter

Technologien oder Energieträger, der Rolle von Kreislaufwirtschaft oder suffizienter Lebensstile getroffen. Im Vergleich der Szenarien miteinander lassen sich dann Aussagen über die Rolle einzelner Technologien, Energieträger oder Verhaltensannahmen zur Erreichung der Dekarbonisierung treffen. Diese Art der Ausgestaltung der Szenarien erklärt die große Spannweite, die hinsichtlich des zukünftigen Gasbedarfs in den verschiedenen Szenarien auftritt. So weist das Szenario LFS3-FokusStrom einen Gasbedarf von nur 238 TWh in 2050 aus, einschließlich einer stofflichen Gasnutzung in Höhe von 116 TWh. Im anderen Extrem erreicht das DVGW-Gas-Plus-0,8%-Szenario einen Gasbedarf von 986 TWh und das dena-TM95-Szenario sogar einen Gasbedarf von 1.036 TWh (inklusive einer stofflichen Nutzung in Höhe von 141 TWh). Die dena-Szenarien und das DVGW-Gas-Plus-Szenario weisen im Vergleich zu den vom Bund beauftragten Szenarien hohe Gas-bedarfe auf. Bei den vom Bund beauftragten Szenarien liegt die Spannweite "nur" zwischen 238 und 678 TWh (inklusive einer stofflichen Nutzung in Höhe von 115 TWh) Gasbedarf in 2050.

Vergleicht man die Rolle von Gas in den einzelnen Sektoren, so ist allen Studien gemein, dass Gas weiterhin eine nicht unwichtige Rolle insbesondere in der Industrie zur Deckung sowohl energetischer als auch stofflicher Bedarfe spielt. Im Gebäudesektor ist die Rolle von Gas stark abhängig von den Annahmen des Szenarios hinsichtlich der Verfügbarkeit von gasförmigen Energieträgern. In den Szenarien, in denen gasförmige Energieträger zur Verfügung stehen, werden diese auch in zum Teil nicht unerheblichem Umfang zur Deckung der Wärmeversorgung in Gebäuden eingesetzt. In allen Szenarien wird gegenüber heute ein Rückgang im Gasbedarf im Gebäudesektor, in den meisten Szenarien ein deutlicher Rückgang, ausgewiesen. Die Szenarien LFS3-FokusStrom, GreenSupreme und BDI-G95 kommen im Jahr 2050 sogar komplett ohne Gas im Gebäudesektor aus. Die Rolle von Gas im Verkehrssektor ist in den meisten Szenarien auch im Jahr 2050 eher untergeordnet verglichen mit dem Einsatz von Strom und PtL-Kraftstoffen. Der Einsatz liegt in den meisten Szenarien zwischen 0 und maximal 60 TWh in 2050. Relevante größere Mengen weisen hier nur das DVGW-Gas-Plus-0,8%-Szenario und die beiden Szenarien der dena-Studie aus (136-317 TWh). Im Umwandlungssektor bleibt Gas in allen Szenarien mindestens in kleinem Umfang (bis zu 50 TWh) erhalten, um die fluktuierende Erzeugung auszugleichen und Netzstabilität zu gewährleisten. Dies gilt sowohl für die Strom- als auch für die Wärmenetze. Abweichend von dem geringen Einsatz von Gas im Umwandlungssektor werden im BDI-G95-Klimapfad und in der dena-Leitstudie auch im Jahr 2050 noch größere Mengen gasförmiger Energieträger in der Energiewirtschaft eingesetzt. In diesen Studien liegt der Einsatz von Gas in der Energiewirtschaft in 2050 zwischen 188 und 302 TWh (teilweise sind darin Energieeinsätze zur Eigenerzeugung in der Industrie enthalten).

Die analog zur früheren Auswertungen (vgl. Wachsmuth et al. 2019) weiterhin sehr unterschiedliche Entwicklung der Gesamtgasbedarfe in den ausgewerteten Szenarien (vgl. Abbildung 34) impliziert eine hohe Unsicherheit für die künftige Art der Nutzung der bestehenden Gasinfrastrukturen sowie ihrer jeweiligen Auslastung. Hierbei sind die politischen Vorgaben für die Ausrichtung des zukünftigen Energiesystems essentiell. Auch ist zu beachten, dass in den Studien unterstellte Annahmen zur Umsetzbarkeit ambitionierter Maßnahmen und zu technologischen Entwicklungen nur bedingt eintreten können. Auf Fernleitungsebene sind auf Basis der ausgewerteten Szenarien sowohl eine Weiternutzung im heutigen Umfang als auch eine weitgehende Umstellung auf den Transport von Wasserstoff denkbar. In Bezug auf letzteres ist allerdings zu bedenken, dass Deutschland auch ein Gastransitland und somit voraussichtlich zumindest redundante Leitungen für den Transit verbleiben müssten. Für die Verteilnetze bedeuten die in den meisten Szenarien deutlich sinkenden Bedarfe methanhaltiger Gase im Gebäudebereich hingegen, dass längerfristig von einer sinkenden Auslastung auszugehen ist, wobei der Umfang des Rückgangs unklar ist. Aufgrund der erwartbar regional unterschiedlichen Entwicklungen gilt es auch die Möglichkeit in Betracht zu ziehen, dass teilweise kein

wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich sein wird (vgl. Wachsmuth et al. 2019). Umgekehrt würde eine Nutzung von Wasserstoff im Gebäudebereich, wie in einzelnen Szenarien der Fall, eine aufwendige Umstellung auch von allen Endanwendungen in den Verteilnetzen erfordern. Generell wird für eine großskalige Nutzung von Wasserstoff die Schaffung entsprechender Netzinfrastrukturen geboten sein (Sensfuß et al. 2019), wobei diese voraussichtlich eine Kombination umgewidmeter Erdgasleitungen und neu installierter Leitungen wären (FNB Gas 2021a).

## 4 Umnutzungsmöglichkeiten der Gasinfrastrukturen

Deutschland hat seine Klimaziele im Mai 2021 verschärft und strebt Treibhausgasneutralität bis 2045 an. Die gesamten Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 um mindestens 65 % und bis 2040 um mindestens 88 % im Vergleich zu 1990 reduziert werden (Die Bundesregierung, 2021). Um diese Ziele zu erreichen, ist neben einem deutlichen Merh an Energieeffizienz, der Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in allen Sektoren von entscheidender Bedeutung. Verschiedene Studien zeigen unterschiedliche Wege auf, wobei in nahezu allen Studien die Nachfrage nach Gas im Wärmemarkt sinkt. In den anderen Bereichen stellt sich die Studienlage indifferenter dar (siehe AP 2). Es wird zudem erwartet, dass die Nachfrage nach Wasserstoff steigen und der Bedarf an Methan sinken wird. Im Zusammenhang mit dem sinkenden Methanbedarf wird die künftige Nutzung des bestehenden Gasnetzes in vielerlei Hinsicht diskutiert. Die Umstellung bereits bestehender Gasleitungen im Verteilnetz speziell für die Wasserstoffverteilung, den CO<sub>2</sub>-Transport oder die Nutzung der Rohre als Kabelkanäle finden Beachtung.

Ziel dieses Kapitels ist es, die zukünftigen Umstellungsmöglichkeiten von Gasverteilnetzen auf Wasserstoffleitungen und CO<sub>2</sub>-Leitungen sowie auf Leerrohre für Kabel (z. B. Stromkabel, Datenkabel, Glasfaserkabel) zu analysieren und eine Empfehlung für weitere Untersuchungen zu geben, die es ermöglichen, den sicheren Betrieb der umgestellten Verteilnetze zu gewährleisten.

### 4.1 Methodischer Rahmen

In den Analysen wurden zukünftige Umnutzungsmöglichkeiten von Erdgasleitungen im Verteilnetz zu H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> und zur Nutzung als Leerrohr für Kabel diskutiert. Für jede dieser Umstellungsoptionen werden Materialverträglichkeit, Hausinstallationen, Regelwerke, Umstellungsprozesse und Akteur\*innen untersucht und die notwendigen Informationen aus der Literatur, laufenden Forschungsprojekten und von Expert\*innen zusammengetragen.

Insgesamt ist bei dieser Diskussion zu beachten, dass Rahmenbedingungen erst geschaffen werden müssen. Ferner wurde diese Untersuchung unter der Prämisse aufgestellt, dass Gasleitungen zukünftig frei zur Verfügung stehen. Dies ist jedoch noch mit großen Unsicherheiten verbunden. Insbesondere über die Gebiete und die verbleibende Nutzungszeit kann momentan nur spekuliert werden. Bei der Literaturrecherche wurde festgestellt, dass insbesondere für die Nutzung als Leerrohre für dedizierte Aussagen nicht ausreichend Informationen verfügbar sind. Daher wurden vorwiegend Expert\*innen befragt, um erste Aussagen treffen zu können.

### 4.2 Ist-Zustand Gasnetz in Deutschland

In diesem Abschnitt sind Informationen zum Ist-Zustand des Gastransport- und Gasverteilnetzes zu finden. In Abschnitt 4.2.1 wird die aktuelle Situation des Gastransportnetzes erläutert. Der Abschnitt 4.2.2 zeigt die aktuelle Situation des Gasverteilnetzes auf. Die Abschnitte 4.2.3 und 4.2.4 geben Information über die aktuelle Situation der Hausinstallationen bzw. des Regelwerks. der Abschnitt 4.2.5 diskutiert die Rolle der Akteur\*innen bei der Gasverteilung und dem Gastransport.

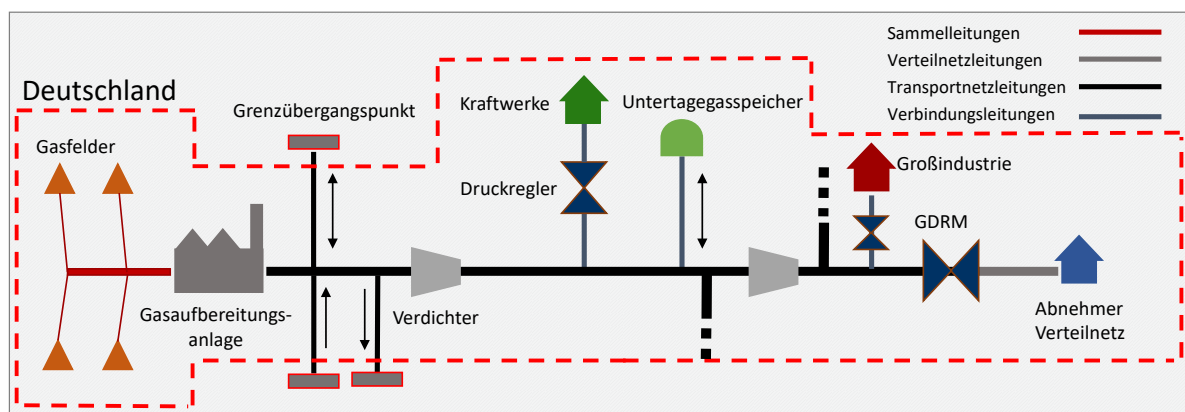
#### 4.2.1 Aufbau Gastransportnetz

Deutschland ist eines der Länder in Nordwesteuropa mit einem sehr gut ausgebauten Gastransportnetz. Die Hauptbestandteile des Gastransportnetzes sind die Gasrohre als vermaschtes Netz angeordnet, Verdichterstationen für den Transport des Gases,

Grenzübergangspunkte, Gasübernahmestationen und Untertagespeichern. Der Aufbau ist in Abbildung 42 schematisch dargestellt. Zum Ausgleich der Druckverluste durch Reibung sind insgesamt 71 Verdichterstationen im Gastransportnetz angeordnet. Als Faustregel gilt, dass sie alle 150-250 km benötigt werden (Umweltbundesamt (UBA), 2019). Aus wirtschaftlichen Überlegungen hinsichtlich Rohrwandstärke, Druckverlust und dem damit verbundenen Aufwand für das Komprimieren ist die Transportgeschwindigkeit limitiert. Sie wird auf üblicherweise kleiner 20 m/s eingestellt, was bedeutet, dass das Gas mehrere Stunden benötigt, um von Nord- nach Süddeutschland zu gelangen. Die Verdichter in den Gastransportleitungen werden entweder mit einem Elektromotor oder mit einer Gasturbine angetrieben. Diejenigen, die mit der Gasturbine arbeiten, nutzen einen Teil des Gases, das durch die Leitung fließt, um die für die Verdichter notwendige Energie zu erzeugen (Adam et al. 2020).

Das Gastransportnetz ist mit 74 Grenzübergangspunkten an das europäische Gastransportnetz angeschlossen (ENTSOG 2022; FNB Gas und Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2021). Es hat eine Gesamtlänge von ca. 33.500 km mit laut Bundesnetzagentur (BNetzA) registrierten 16 Fernleitungsnetzbetreibern und umfasst 40 Untertagspeicher (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; FNB Gas und Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. 2021). 33 von 40 Untertagspeichern sind an das Gastransportnetz angeschlossen (siehe Abbildung 51). Weitere große Abnehmer, die an das Gastransportnetz angeschlossen sind, sind die Großindustrie, die Kraftwerke und die Verteilnetze (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Sie sind üblicherweise über Gasdruckregel- und Messanlagen (GDRM) angeschlossen. Weitere Informationen über Gastransportnetz in Deutschland sind dem AP1-Bericht zu entnehmen.

**Abbildung 42 Vereinfachte Skizze des Gastransportnetzes**

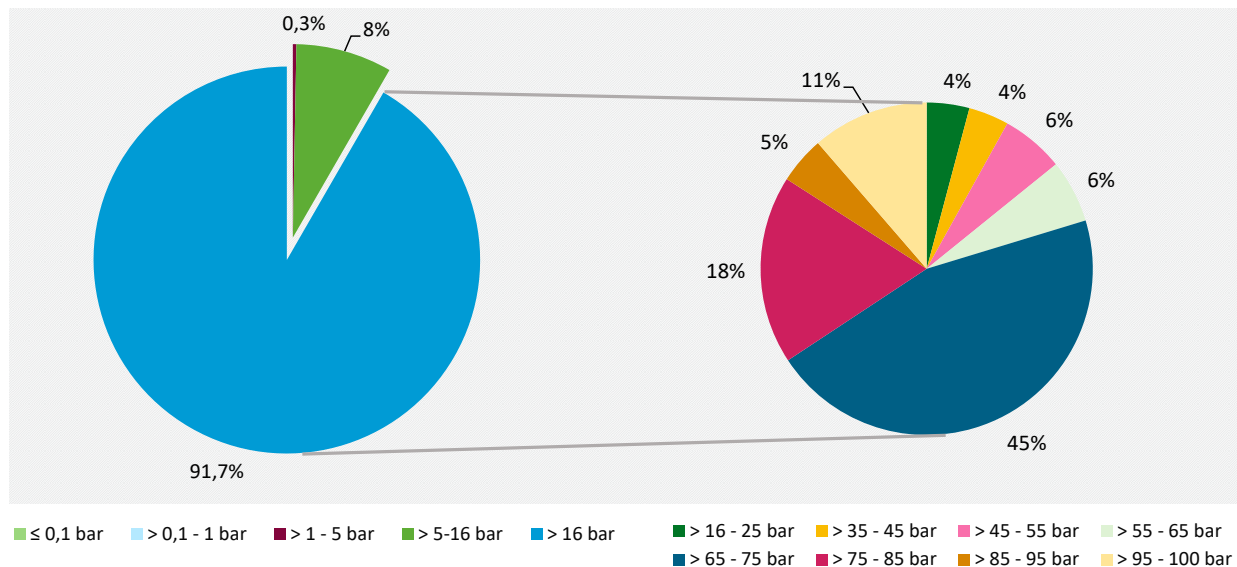


Quelle: Eigene Darstellung

Typische Druckstufen für das Gastransportnetz liegen im Bereich von 50 bis 100 bar. Abbildung 43 zeigt den Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen. Es ist zu erkennen, dass etwa 92 % bzw. 8 % der Leitungslängen im Transportnetz größer als 16 bar bzw. zwischen 5-16 bar liegen und, dass ca. 80 % der Leitungen des Gastransportnetzes einen maximalen Betriebsdruck (MOP) von > 65 bar aufweisen. Darüber hinaus zeigt Tabelle 10 die Anzahl der Ausspeisepunkte aus diesen Druckstufen. Die Zahl der Ausspeisepunkte ist geringer als im Verteilnetz, aber die Menge des von diesen Ausspeisepunkten fließenden Gases ist viel größer (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; Dietzsch et al. 2016).

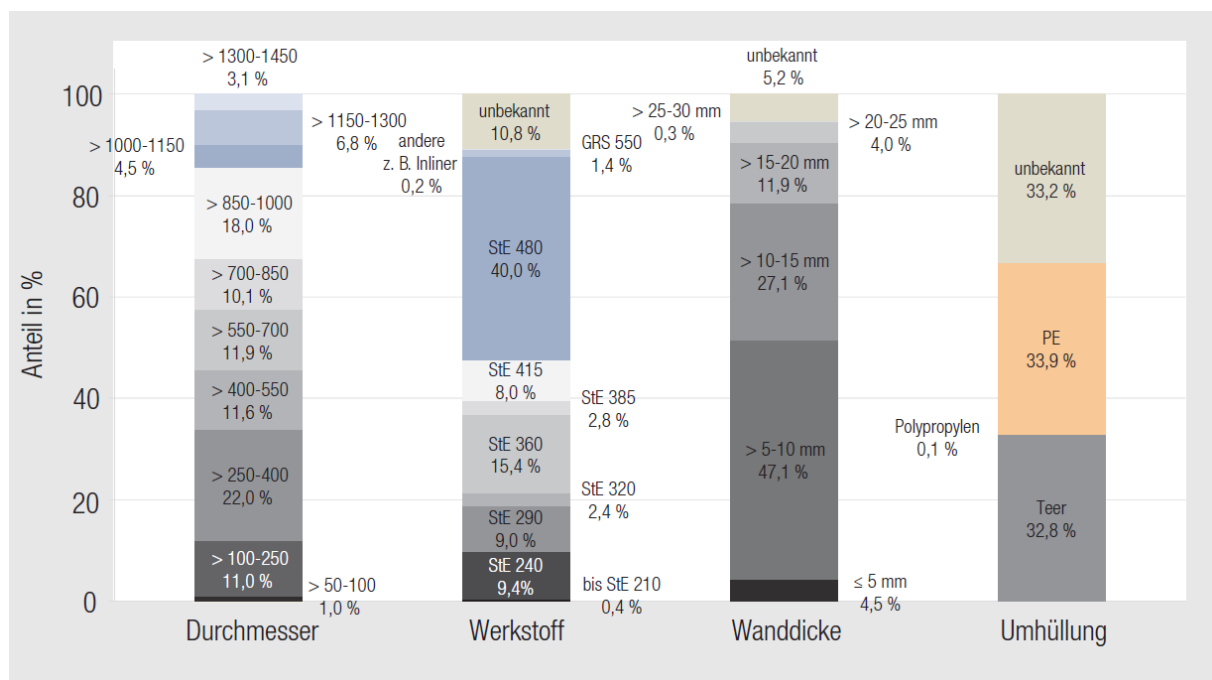


**Abbildung 43 Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen (Stand: 2019)**



Quelle: (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; Dietzsch et al. 2016)

Aus Abbildung 44 kann das Rohrmaterial den Rohrdurchmessern bzw. die Anteile der Rohrdurchmesser pro Länge im Transportnetz zugeordnet werden. Kleinere Durchmesser von < 100 mm sind kaum im Einsatz. Etwa 66 % der Rohrleitungen sind größer als 400 mm. Statistisch gesehen ist StE 480 mit 40 % der am häufigsten verwendete Werkstoff in Gastransportleitungen. Darüber hinaus haben Wanddicken zwischen 5-10 mm mit ca. 47 % den höchsten Anteil (Dietzsch et al. 2016). Was auch erkennbar ist, dass im Transportnetz Stahl das vorherrschende Material. Kunststoffe können nur in den wenigsten Leitungen eingesetzt werden, da diese laut DVGW-Regelwerk für die vorherrschenden Drücke nicht zugelassen sind. Daher kann davon ausgegangen werden, dass nahezu 100 % der Leitungen aus Stahl bestehen.

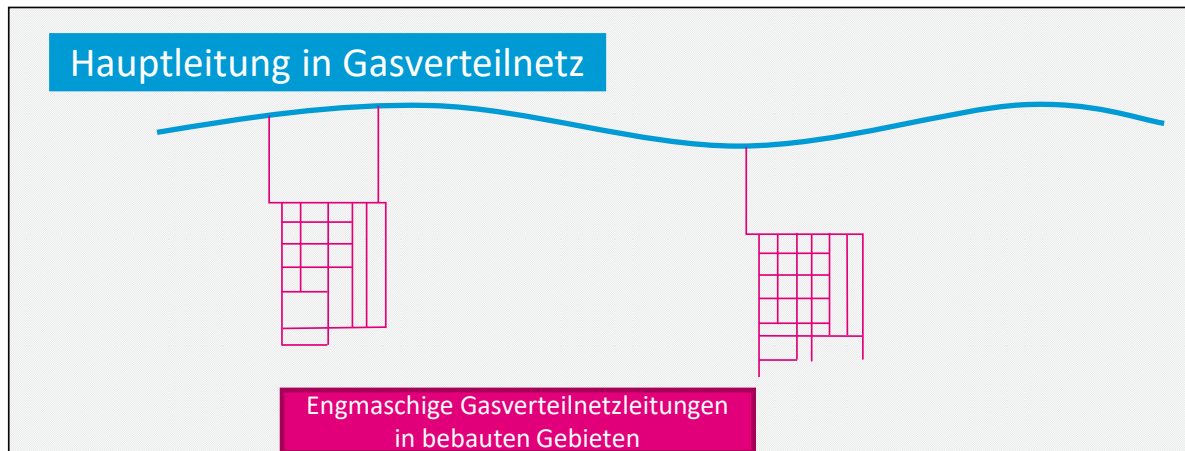
**Abbildung 44 Struktur des Gastransportnetzes nach Durchmesser, Werkstoff, Wanddicke und Umhüllung (Stand: 2015)**

Quelle: (Dietzsch et al. 2016)

Das Gastransportnetz in Deutschland wird aktuell noch ausgebaut. Und die Fernleitungsnetzbetreiber schätzen in ihren Netzentwicklungsplänen den Investitionsbedarf für diese Ausbaumaßnahmen. Der Netzausbauvorschlag der Fernleitungsnetzbetreiber umfasst laut NEP 2020-2030 (FNB Gas 2021a) ein Investitionsvolumen von rund 8,0 Milliarden Euro für den Bedarf bis 2025 und insgesamt zusätzlich rund 8,5 Milliarden Euro für den Bedarf bis 2030, der die Ausbaumaßnahmen für Erdgas und grüne Gase beinhaltet.

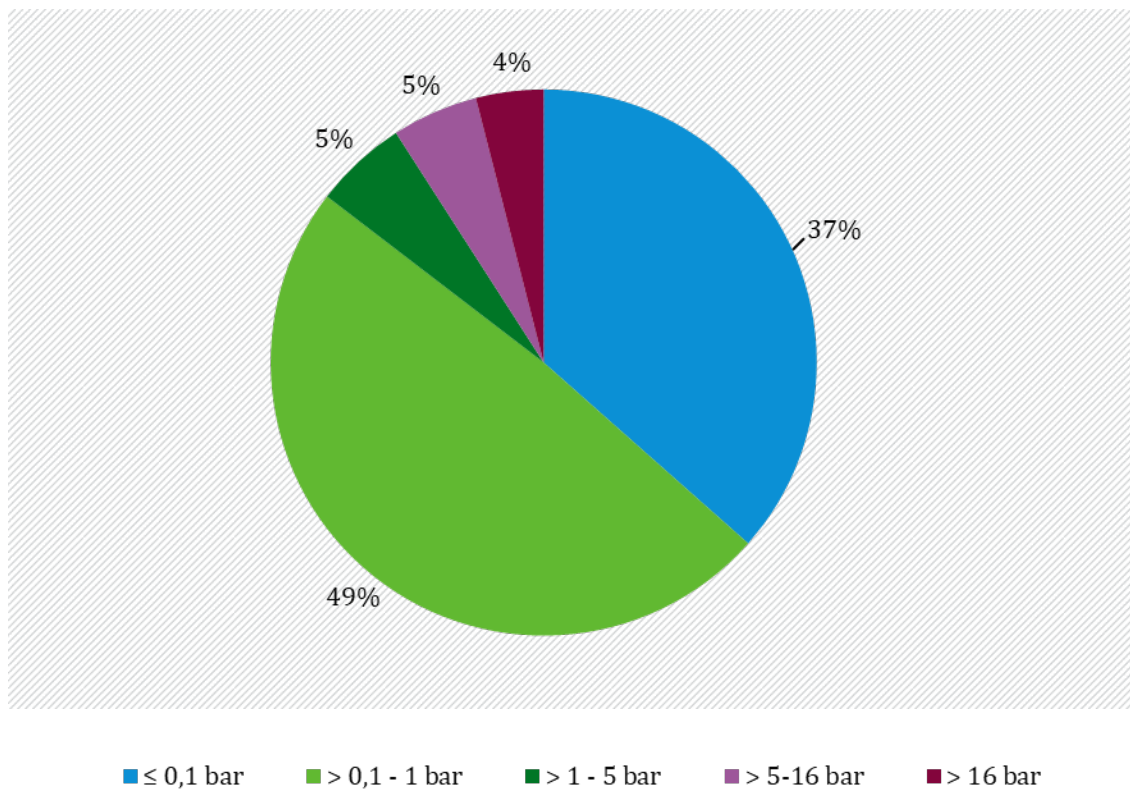
#### 4.2.2 Aufbau Gasverteilnetz

Laut Monitoringbericht der BnetzA (Bundeskartellamt und BNetzA 2021) (Stand: 4. Januar 2021) sind insgesamt 704 Gasverteilnetzbetreiber (VNB) bei der Bundesnetzagentur registriert. Die dabei gemeldete Gasverteilnetzlänge betrug ca. 522.000 Kilometer und weist rund 10,8 Millionen Ausspeisepunkte (Stand: 31. Dezember 2019) zu Letztverbrauchern, Weiterverteilern oder nachgelagerten Netzen der Netzbetreiber auf. Darin sind zudem die Ausspeisepunkte von Speichern, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen enthalten. Die Anzahl der gemeldeten Marktlokationen von Letztverbrauchern im Gasverteilnetz von VNB Gas betrug rund 14,5 Millionen (Stand 31. Dezember 2019). Ca. 12,8 Millionen dieser Marktlokationen sind Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 EnWG zuzuordnen. Die Ausspeisemenge aus dem Gasverteilnetz belief sich im Jahr 2019 auf 761,1 TWh und lag damit um rund 10 TWh über der Menge des Vorjahres (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Auf den Bereich der Haushaltskunden im Sinne des § 3 Nr. 22 EnWG entfällt ein Anteil von rund 275 TWh, was dem Niveau des Vorjahres entspricht (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

**Abbildung 45 Vereinfachte Skizze des Gasverteilnetzes**

Quelle: Eigene Darstellung

Die Struktur (Druck, Materialien, Alter, Länge, usw.) der Gasleitungen für das Verteilnetz weist Unterschiede zwischen den verschiedenen Regionen auf. Der Grund für diesen Strukturunterschied der Leitungen im Gasverteilnetz hängt damit zusammen, wo sich diese Leitungen befinden (d. h. in einem städtischen Gebiet oder in einem ländlichen Gebiet) und für welchen Zweck sie genutzt werden (d. h. Wohngebäude, Industrie usw.). Es ist wichtig, hier zu erwähnen, dass etwa 90 % der Leitungen im Gasverteilnetz in bebauten Gebieten liegen. Der Rest sind die Verbindungsleitungen (oder Hauptleitungen). Diese Verbindungsleitungen sind typischerweise diejenigen mit den längeren Rohren und größeren Kurvenradien. Andererseits sind die Leitungen in den bebauten Gebieten engmaschig und weisen eine erhebliche Anzahl an Biegungen, Knicken und Abzweigungen auf. Eine vereinfachte Skizze ist in Abbildung 45 zu sehen. Der maximale Betriebsdruck (MOP) der Pipelines zeigt auch einige Unterschiede. Abbildung 46 zeigt den Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen. Es ist zu erkennen, dass etwa 86 % der Leitungen im Verteilnetz zwischen 0-1 bar liegen. Darüber hinaus zeigt Tabelle 10 die Anzahl der Ausspeisepunkte aus diesen Druckstufen. Dort ist wiederum zu sehen, dass die Mehrzahl der Ausspeisepunkte (rund 10,5 Mio.) in den 0-1 bar Ebenen liegen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

**Abbildung 46 Anteil der verschiedenen Druckstufen in Bezug auf die Länge der Leitungen (Stand: 2019)**

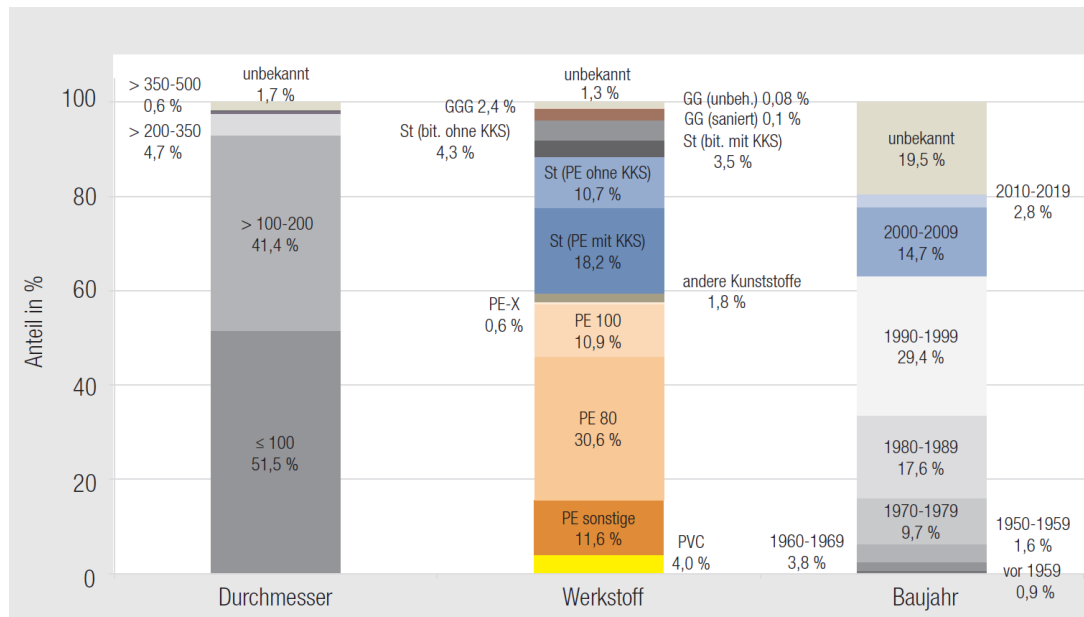
Quelle: (Bundeskartellamt und BNetzA 2021)

**Tabelle 10 Anzahl der Ausspeisepunkte in Bezug unterschiedliche Druckstufen (Stand: 2019)**

Ausspeisepunkte Gesamt	Fernleitungsbetreiber	Verteilnetzbetreiber
≤ 0,1 bar	2	6.050.200
0,1 – 1 bar	14	4.562.800
1 – 5 bar	65	222.400
5 – 16 bar	1.800	8.200
> 16 bar	1.600	3.200
Gesamtsumme	3.400	10.846.800

Quelle: (Bundeskartellamt und BNetzA 2021)

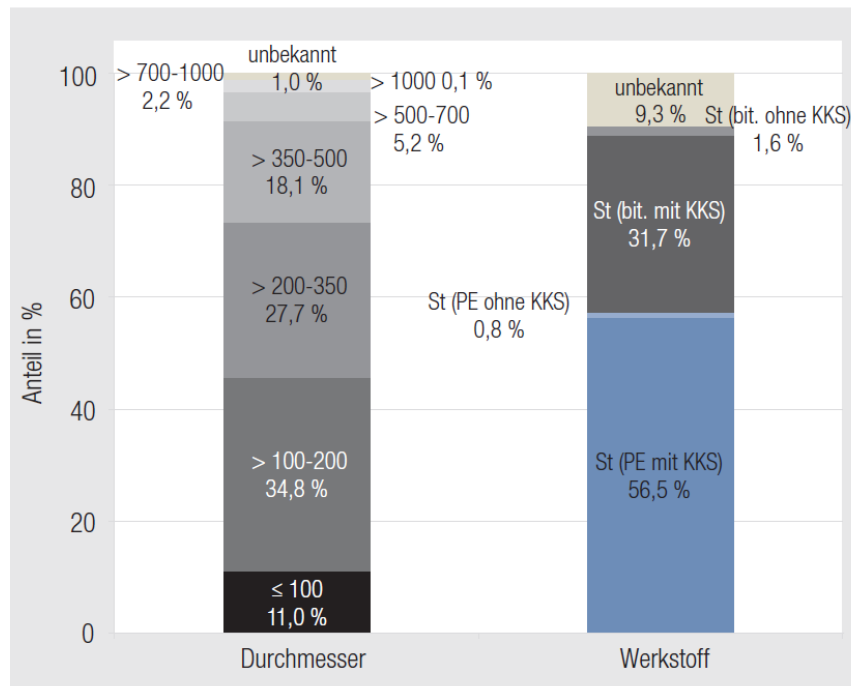
Die Durchmesser der Leitungen und die für die Gasverteilungsleitungen verwendeten Werkstoffe zeigen ebenfalls Unterschiede. Laut (Dietzsch et al. 2016) aus dem Jahr 2016 zeigt Abbildung 47 den Durchmesser, Werkstoff der Leitungen und Baujahr, bei denen MOP ≤ 16 bar.

**Abbildung 47 Struktur des Verteilnetzes nach Durchmesser, Werkstoff und Baujahr für maximale Betriebsdrücke (MOP) ≤ 16 bar (Stand: 2015)**

Quelle: (Dietzsch, et al., 2016)

Größere Durchmesser von > 500 mm sind kaum im Einsatz. Etwa 93 % besitzen einen Durchmesser von ≤ 200 mm. Beim Material dominiert Kunststoff (PE). 54 % der Rohrleitungen sind aus PE, 37 % aus Stahl. Grauguss spielt mit 0,08 Prozent der Gesamtmenge keine Rolle mehr. Hinsichtlich der Altersstruktur wurden 47 % der Rohrleitungen zwischen 1990 und 2014 gebaut oder erneuert. Der größte Anteil (ca. 30 %) lässt sich den Jahren zwischen 1990 und 1999 zuordnen. Der Grund dafür sind die Substitution von Braunkohle durch Erdgas als Energieträger und der Ausbau der Gasinfrastruktur in den neuen Bundesländern nach der Vereinigung des Deutschlands. In den Folgejahren sind die Investitionen für diesen Ausbau im Vergleich zu 1990-1999 abgeflaut. Bei fast 20 % der Leitungen ist das Baujahr unbekannt oder es wurden keine Angaben gemacht. Der Grund dafür könnte sein, dass einige dieser Pipelines vor der notwendigen Dokumentationspflicht für Pipelines gebaut wurden oder dass die Dokumente bei entsprechenden Pipelines nach dem Zweiten Weltkrieg verloren gegangen waren. Die Kenntnis des Baujahres ist ein wichtiges Entscheidungskriterium im Rahmen der Optimierung von Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien in den Unternehmen. Das Durchschnittsalter des Netzes liegt bei ca. 30 Jahren und ca. 50 % der Leitungen wurden zwischen 1990 und 2019 gebaut. Aus den vorliegenden Daten lässt sich sagen, dass es sich um ein vergleichsweise junges und modernes Gasnetz handelt, was sich auch in der Materialstruktur mit PE und PE-Umhüllung widerspiegelt (Dietzsch et al. 2016).

**Abbildung 48 Struktur des Verteilnetzes nach Durchmesser und Werkstoff für maximale Betriebsdrücke (MOP) > 16 bar (Stand: 2015)**

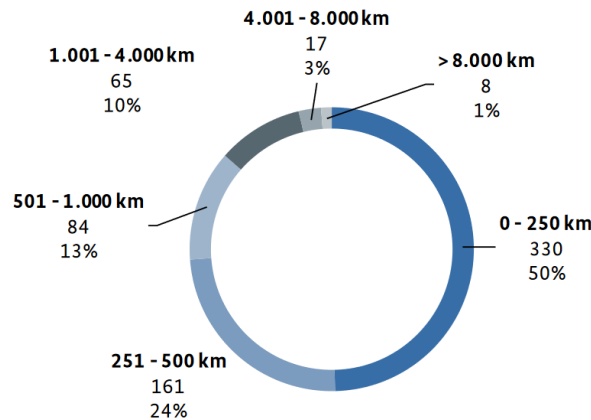


Quelle: (Dietzsch et al. 2016)

Abbildung 48 zeigt den Durchmesser und die Werkstoffe der Rohrleitungen mit einem MOP >16 bar. Der Anteil der Leitungen mit einem Durchmesser > 200 mm (53 %) ist größer als der Anteil der Leitungen mit einem Durchmesser bis 200 mm (46 %). Als Werkstoff dominiert mit 57 % Stahl/PE-umhüllt mit KKS (Dietzsch et al. 2016).

Die Abbildung 49 zeigt die Verteilnetzbetreiber\*innen nach Gasnetzlänge. Es ist zu beachten, dass diese Informationen im Rahmen einer von der BNetzA durchgeführten Umfrage ermittelt wurden und nicht alle registrierten VNB auf die Umfrage geantwortet haben. Daher beträgt sich die Gesamtzahl der VNB in der Abbildung auf 665. Die meisten VNB Gas (575 Unternehmen) haben Netze mit einer kleinen bis mittleren Gasnetzlänge von bis zu 1.000 Kilometern. 90 VNB haben Gasnetze mit einer Gesamtlänge von mehr als 1.000 Kilometern (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

**Abbildung 49 Verteilernetzbetreiber\*innen nach Gasnetzlänge laut Umfrage VNB Gas (Stand: 31. Dezember 2019)**



Quelle: (Bundeskartellamt und BNetzA 2021)

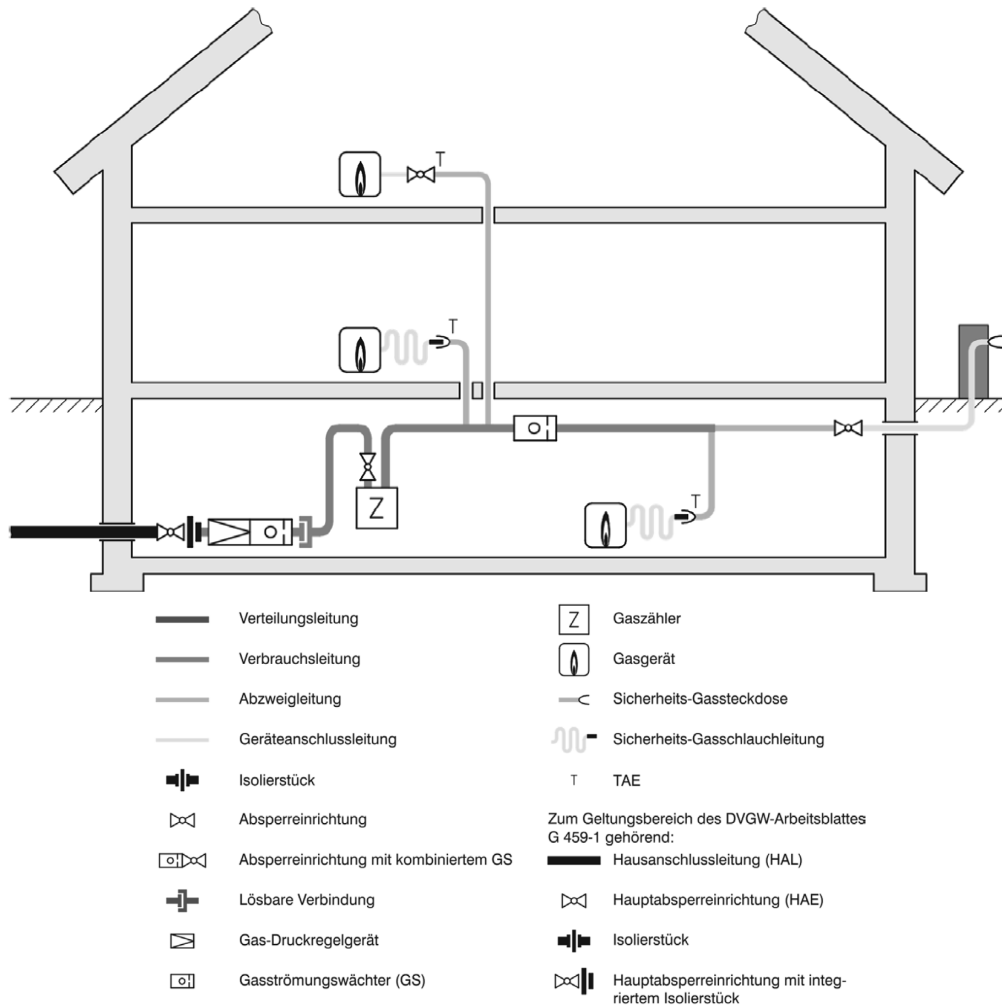
### 4.2.3 Hausinstallation

Laut dem Monitoringbericht von der BNetzA (Bundeskartellamt und BNetzA 2021) beträgt die Anzahl der Haushalte im Gasverteilnetz 12,8 Mio. Daher sind die Hausinstallationen der wichtigste Teil des Verteilnetzes.

Laut Technischer Regel für Gasinstallationen vom DVGW (TRGI) (DVGW 2018b) umfasst die Hausinstallation von Hausanschlussleitungen bis zu den Gasgeräten. Gasinstallationen in Haushalten und ihre Teile müssen so beschaffen, angeordnet oder ausgerüstet sein, dass sie bei bestimmungsgemäßem Gebrauch sicher sind. Gasleitungen einschließlich Armaturen und Ventile sowie Steuer-, Regel-, Sicherheits- und Messeinrichtungen müssen technisch gasdicht sein und so gebaut, angeordnet oder ausgerüstet sein, dass sie den bei ihrer bestimmungsgemäßen Verwendung auftretenden Beanspruchungen standhalten. Sie dürfen die Brandsicherheit des Gebäudes einschließlich ihrer Umschließungen nicht gefährden und bei Einwirkung von Feuer von außen nicht zu einer Explosionsgefahr führen. Bei äußerer thermischer Beanspruchung von bis zu 650 °C über einen Zeitraum von 30 Minuten dürfen sich keine gefährlichen Gas-Luft-Gemische bilden. Leitungen müssen nach den anerkannten Regeln der Installationstechnik verlegt werden. Bereits bei der Planung ist darauf zu achten, dass der Verlauf der Leitungen mit den Leitungen anderer Gewerke abgestimmt ist. Gasleitungen und Leitungen anderer Medien müssen in einer gemeinsamen Wand- oder Deckenzone so verlegt werden, dass eine gerade, parallele und möglichst kreuzungsfreie Anordnung erreicht wird. Die Verlegung von verdeckten Leitungen muss dokumentiert werden (DVGW 2018b).

In Abbildung 50 finden sich einige Bauteile und die Kurzdefinition für die Hausinstallation in Bezug auf die TRGI (DVGW 2018b). Diese Bauteile unten sind wesentlich und müssen in jeder Hausinstallation vorhanden sein, um einen sicheren Betrieb mit Gas in den Haushalten zu gewährleisten:

**Abbildung 50 Schematische Darstellung der Bauelemente einer Hausinstallation im Einfamilienhaus**



Quelle: (DVGW 2018b)

- ▶ **Gaszähler:** Er misst den Gasvolumenstrom. Balgengaszähler werden aufgrund des Niederdruckbetriebs zur Messung des Gases in Haushalten eingesetzt. Sie basieren auf der Wechsellmessung und bestehen aus zwei Messkammern (oder Balgen). Diese beiden Kammern sind durch eine Membrane getrennt. (DVGW 2018b).
- ▶ **Gassteckdose (GSD):** Sie ist eine Sicherheits-Gasanschlussarmatur nach DIN EN 15069 mit Anschlüssen nach DIN 3383-1 und mit einem GSD kann ein Gasgerät an eine Gasleitung ohne ein Werkzeug angeschlossen werden. Sie ist ein nur mechanisches Gerät und verantwortlich für die Dichtheit (DVGW 2018b).
- ▶ **Thermisch Auslösende Absperreinrichtung (TAE):** Sie ist eine Brandschutzarmatur und bewirkt die automatische Abschaltung des Gasflusses, wenn die Temperatur dieser Komponente einen vorgegebenen Wert überschreitet. Sie ist auch unter dem Aspekt der Dichtheit wichtig (DVGW 2018b).
- ▶ **Isolierstück:** Es ist ein passives Bauelement, das zur Unterbrechung der elektrischen Leitfähigkeit einer Leitung verwendet wird (DVGW 2018b).



- ▶ **Gas-Druckregelgerät (GR):** Ein Bauelement, das zur Regelung des Drucks im nachfolgenden Teil des Rohrleitungssystems verwendet wird. Es kann als Haus- oder Zählerdruckregler verwendet werden (DVGW 2018b).
- ▶ **Gasströmungswächter (GS):** Der Gasströmungswächter hat die Aufgabe, die Erdgaszufuhr abzusperren, sobald mehr Erdgas entnommen wird, als für die Erdgasgeräte im Normalbetrieb erforderlich ist. Sie reagiert automatisch und ohne Hilfsenergie auf den hindurchströmenden Gasvolumenstrom (DVGW 2018b).
- ▶ **Hauptabsperreinrichtung (HAE):** Sie ist ein passives Absperrgerät am Ende der Hauptanschlussleitung, das dazu dient, die Gaszufuhr zu einem oder mehreren Gebäuden abzusperren. Sie ist wichtig für die Dichtheit (DVGW 2018b).

Leitungsdurchmesser, Absperrorgane und andere Komponenten der Gasinstallation müssen so gewählt werden, dass der Druckabfall vom Ausgang des Gasdruckreglers bis zum Ausgang der Geräteanschlussarmatur 300 Pa (3 hPa) nicht überschreitet. Dies gewährleistet einen Geräteanschlussdruck von 20 hPa bei einem Nennausgangsdruck des Gasdruckreglers von 23 hPa (DVGW 2018b).

#### 4.2.4 Regelwerk

Um ein hohes Maß an Qualität, Sicherheit und Nachhaltigkeit im Gasmarkt gewährleisten zu können, gibt es verschiedene Normen und Regelwerke, die stetig aktualisiert, neu erstellt und überprüft werden. Insbesondere das durch den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) erstellte Regelwerk, das auch Normen und andere Regelwerke einbezieht, gilt als das zentrale Regelwerk für die öffentliche Gasversorgung. Es sorgt für einen sicheren Transport bzw. eine sichere Verteilung von brennbaren Gasen mit einer Methan- bzw. Wasserstoffmatrix zur Versorgung von Wärmeerzeugern, Stromerzeugern und Industrieprozessen. Die im Gasnetz transportierten und verteilten Gase werden im DVGW-Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit definiert. Weitere Gase unterliegen Industrienormen, die hier nicht zum Tragen kommen.

Der DVGW ist ein technisch-wissenschaftlicher Verein mit über 13.600 Mitglieder\*innen (DVGW 2021j). Die Aufgaben des DVGWs reichen von der Prüfung von Produkten, Brennstoffen und Wässern, über Sicherheits- und Qualitätsmanagement, bis hin zur Forschung sowie Regelsetzung und Normierung (DVGW 2021a). Für letzteres werden die DVGW-Regelwerke herangezogen, welche stetig mittels mehr als 200 Fachgremien weiterentwickelt werden (DVGW 2021d). Bei Anwendung der Regelwerke kann zugleich davon ausgegangen werden, dass es den öffentlich-rechtlichen Vorschriften entspricht.

Ein weiterer Dienstleister in den Bereichen Prüfung, Begutachtung, Auditierung, Zertifizierung, Schulung und Knowledge Services ist der TÜV Süd (TÜV Süd 2021). Zum Beispiel zertifiziert der TÜV Süd das Asset-Management nach DIN ISO 55001, welches eine Norm für kapitalintensive Branchen wie die Gasindustrie ist, die mit Assets wie Gebäuden, Infrastruktur oder Anlagen sehr viel Kapital bündeln (TÜV Süd 2021). Weitere ähnliche Dienstleister sind der TÜV Nord und die Dekra.

Der DVGW e.V. ist laut EnWG jedoch als Regelwerkssetzer für die Gasversorgung vorgesehen. Das DVGW-Regelwerk soll einen sicheren und problemlosen Betrieb der Gasversorgung für alle Anwender, Inverkehrbringer und Betreiber gewährleisten. Es wird ständig auf Basis von Erfahrungen der Industrie und der Forschung weiterentwickelt und den Anforderungen angepasst. Daher werden nicht mehr benötigte Gasfamilien wie z. B. Stadtgas entfernt, neue Gasfamilien wie z. B. Wasserstoff oder Gasgemische wie z. B. Biogas/Biomethan eingepflegt sowie die technischen Anforderungen an Geräte, Bauteile und Organisation neu formuliert bzw.

ergänzt. Daher wird seit mehreren Jahren das DVGW-Regelwerk für die Energiewende und somit für die Nutzung THG-armer bzw. THG-freier Gase vorbereitet. Hierunter fällt auch die Beimischung von Wasserstoff sowie der komplette Austausch von Methan durch Wasserstoff in der Gasversorgung. Entsprechend des heute gültigen DVGW-Regelwerks ist es nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 3 Nr. 10c und Nr. 19a zulässig, Wasserstoff und andere erneuerbare Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen (DVGW 2021e). Die Gasinfrastruktur und viele Endanwendungen, insbesondere im Wärmemarkt, sind bereits heute bis zu einem Anteil von 10 Vol.-% für einen Mischbetrieb mit Wasserstoff geeignet (DVGW G 260/ G262). Für die nahe Zukunft wird eine Beimischung von 20 Vol.-% angestrebt. Allerdings gibt es Einschränkungen, vor allem im industriellen Bereich, aber auch im Verkehrssektor oder für den Einsatz in Gasturbinen (DVGW 2021e; FNB Gas 2021a).

Aufgrund der hohen Reaktivität in einigen Prozessen bestehen Beschränkungen auf z. B. 2 Vol.-% H<sub>2</sub> bis max. 5 Vol.-% H<sub>2</sub>, wenn die stoffliche Nutzung des Gasgemisches in der Industrie erfolgt (DVGW 2021e).

Für die meisten der derzeit im Einsatz befindlichen Gasturbinen besteht eine Beschränkung des Wasserstoff-Volumenanteils im Brenngas von ≤ 1 Vol.-%. Meist sind Gewährleistungsgarantien hierfür verantwortlich. Mit kleineren Änderungen oder Anpassungsmaßnahmen ist ein Volumenanteil von 5 Vol.-% möglich. Einige neue oder nachgerüstete Konstruktionen sind in der Lage, Konzentrationen von 15 Vol.-% bis zu 100 Vol.-% Wasserstoffgehalt zu verarbeiten (DVGW 2021e).

Für stationäre Gasmotoren wird empfohlen, die Wasserstoffkonzentration auf 2 Vol.-% zu begrenzen. Höhere Konzentrationen von bis zu 10 Vol.-% sind bei Gasmotoren mit ausgefeilten Regelsystemen möglich, wenn die Methanzahl – als Maß für die Klopfestigkeit des Brenngases – des Grundgas-Wasserstoff-Gemisches deutlich über dem vorgegebenen Mindestwert der DIN EN 16726 liegt (DVGW 2021e).

Aufgrund der Restriktionen der DIN EN 16723-2 (entsprechend UNECE R110) ist für CNG-Füllanlagen wegen der Stahltanks in CNG-Fahrzeugen derzeit nur ein maximaler H<sub>2</sub>-Anteil von bis zu 2 Vol.-% zulässig. Eine mögliche Lösung für 20 Vol.-% H<sub>2</sub> in den Erdgasnetzen wäre die dezentrale Gewinnung von H<sub>2</sub> vor Ort (DVGW 2021e).

Die Odorierung ist eine weitere wichtige Maßnahme, die im Regelwerk zu finden ist. Ziel der Odorierung ist es aus z. B. Lecks ausströmendes Erdgas im Gebäude des Endverbrauchers durch die Menschen ohne technische Einrichtungen detektierbar zu machen, da Erdgas ein geruchloses Gas ist. Odoriermittel müssen nach DVGW Arbeitsblatt G 280 zertifiziert und zugelassen sein. Das wichtigste Merkmal eines Odoriermittels ist, dass es einen eindeutigen Warngeruch in einem Gasgemisch erzeugt, der durch das Gas nicht beeinträchtigt wird. Als Odoriermittel werden schwefelfreie organische Verbindungen (z. B. auf Acrylatbasis) oder schwefelhaltige Verbindungen wie Thioether (z. B. Tetrahydrothiophen (THT)) und Thiole (z. B. Ethylmercaptan (EM) und tertiäres Butylmercaptan (TBM)) verwendet. Die chemischen, physikalischen und sonstigen relevanten Kenndaten können den aktuellen EU-Sicherheitsdatenblättern der Hersteller entnommen werden (DVGW 2018a, 2018b).

#### 4.2.5 Akteur\*innen

In Deutschland besteht der Gasmarkt aus ungefähr 1.800 Unternehmen (Stand 2020) (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; Statista 2021a). Diese teilen sich auf in rund 1.000 Gaslieferant\*innen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021), rund 700 Verteilnetzbetreiber\*innen, 15 Fernleitungsnetzbetreiber\*innen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021), 65 Gashändler\*innen (Statista 2021a), 25 Gasspeicherbetreiber\*innen (Bundeskartellamt

und BNetzA 2021) und knapp 10 Erdgasfördergesellschaften (Statista 2021a). Die Bundesnetzagentur unterstützt von weiteren Landesregulierungsbehörden, sowie die Letztverbraucher\*innen in den verschiedenen Sektoren, wie Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung), Industrie und zu einem geringen Anteil Verkehr, sind weitere Akteur\*innen im Gasmarkt.

Tabelle 11 gibt einen Überblick über die Akteur\*innen und deren Aufgabenbereiche entlang der Wertschöpfungskette im Erdgasmarkt. In den folgenden Abschnitten werden diese Akteur\*innen detaillierter beschrieben.

**Tabelle 11 Akteur\*innen und deren Aufgabenbereiche im Gasmarkt entlang der Wertschöpfungskette**

Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
7 Erdgasfördergesellschaften 199 Biogasanlagen 2 PtG-Anlagen 25 Gasspeicherbetreiber*innen größtenteils Kavernen- und Porenspeicher auf Transportnetzebene	65 Gashändler*innen Zwei Marktgebiete OTC oder Börsenhandel (EEX) 1010 Gaslieferant*innen Hoher Wettbewerb Eher regional aktiv	16 Transportnetzbetreiber*innen 704 Verteilnetzbetreiber*innen Regulierungsbehörde (BNetzA): Liberalisierung (Unbundling) Anreizregulierung Unterschiedliche Besitzverhältnisse	Industrie Umwandlungssektor GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) Haushalte Handwerker für verwendete Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.2.5.1 Erdgasfördergesellschaften, Biogasanlagenbetreiber\*innen, Power-to-Gas-Anlagenbetreiber\*innen

In Deutschland gibt es sieben Erdgasfördergesellschaften (Statista 2021a), deren großen Lagerstätten zunehmend erschöpfen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Die Erdgasproduktion ging um 3,8 % von 2018 bis 2019 zurück und das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven in Deutschland zeigt, dass Deutschland noch Reserven für die nächsten sieben Jahre hat (Stand 1.1.2020) (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

Neben den Erdgasfördergesellschaften und dem Import von Erdgas gibt es auch Akteur\*innen, die Biogas und synthetisches Methan mittels Power-to-Gas (PtG) Anlagen produzieren. In Deutschland gab es laut BNetzA 2019 bereits 199 Biogasanlagen, sechs Wasserstoff-Elektrolyseure und zwei PtG-Anlagen, die in das Erdgasnetz einspeisen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

Auf Grund der geringen eigenen Erdgasförderung und Methanproduktion ist Deutschland stark von Erdgasimporten abhängig, welche in 2019 1.703 TWh betragen und größtenteils (68 % des importierten Erdgases) aus Russland stammen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Darüber hinaus ist Deutschland auch ein wichtiges Land für den Transit von Erdgas und leitet insbesondere in die Niederlande und nach Frankreich Erdgas durch (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

#### 4.2.5.2 Gasspeicherbetreiber\*innen

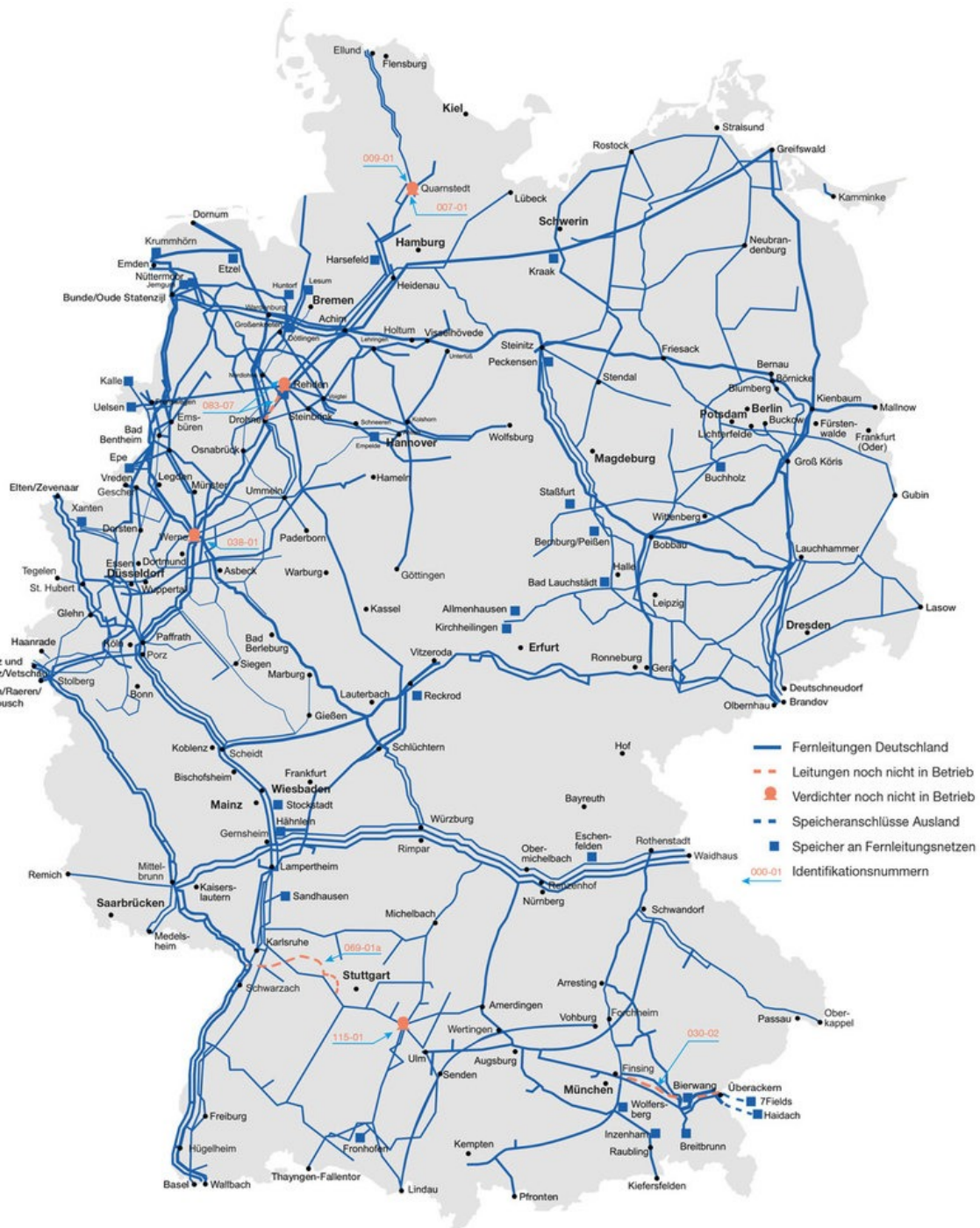
Laut der Initiative Erdgasspeicher (INES) und der Bundesnetzagentur sind 25 Speicherbetreiber\*innen im Erdgasmarkt aktiv (Stand 2021) (Bundeskartellamt und BNetzA

2021; INES - Initiative Erdgasspeicher 2021). Diese betreiben insgesamt 40 Speicher, welche überwiegend Unterspeicher (Poren- und Kavernenspeicher) sind (INES - Initiative Erdgasspeicher 2021). Basierend auf der Speicherkapazität, welches dem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen entspricht, gibt es eine starke Marktkonzentration bei den Speicherbetreiber\*innen, da von insgesamt rund 291,6 TWh maximale Arbeitsgasvolumen im Markt 194,2 TWh maximales Arbeitsgasvolumen (66,6 % des Marktvolumens) von lediglich drei Unternehmen zur Verfügung gestellt werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

Der Großteil der Speichervolumina buchen integrierte Unternehmen (Netzbetreibender\*innen und Gasversorger\*innen) und lediglich 0,5 % des von der Bundesnetzagentur erfassten maximalen nutzbaren Unterspeicher-Arbeitsgasvolumens wird direkt von Erdgasförderunternehmen gebucht (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Die blauen Quadrate in Abbildung 51 zeigen die Speicherstandorte, welche an das Gastransportnetz angeschlossen sind. 33 der 40 Speicher in Deutschland sind demnach am Transportnetz angebunden, sodass Unterspeicher im Gasverteilnetz eine eher kleinere Rolle spielen.

Im Verteilnetz dienen überwiegend Röhren- und Kugelspeicher, sowie das Gasverteilnetz selbst, als Reserven für den Netzbetrieb (Panos 2009). Wie bei Unterspeichern sind die Speicherbetreiber\*innen der Röhren- und Kugelspeicher dazu verpflichtet einen diskriminierungsfreien Zugang zu Gasspeicheranlagen zu gewähren (EnWG §28) (BMJ und BfJ).

Abbildung 51 Das deutsche Gastransportnetz (Stand: Februar 2017)



Quelle: (BMWi 2021b)

#### 4.2.5.3 Gashändler\*innen und Gaslieferant\*innen

Im Gashandel übergeben Einspeisende (z. B. Importierende) über Einspeiseverträge eine gewisse virtuelle Gasmenge an Gashändler\*innen, welche wiederum entsprechende Ausspeisepunkte bei Netzbetreiber\*innen buchen (FNB Gas 2021b; Schiffer 2019). Gasgroßhändler\*innen sind nach EnWG §3 Nr. 21 „natürliche oder juristische Personen [...], die Energie zum Zweck des Weiterverkaufs innerhalb oder außerhalb des Netzes, in dem sie ansässig sind, kaufen“ (BMJ und Bfj). Der Gastransport von der physischen Einspeisung des:der

Einspeiser\*in bis zu den Ausspeisepunkten des:der Gasabnehmer\*in (Verbraucher\*in und Speichernde:r) liegt in der Verantwortung der Netzbetreiber\*in (FNB Gas 2021b; Schiffer 2019). Der virtuelle Handel findet innerhalb von Marktgebieten statt, welche Fernleitungsnetze und nachgelagerte Verteilnetze zu einer Bilanzierungszone zusammenfassen und innerhalb derer Transportkunden Ein- und Ausspeiseverträge für Gasmengen in den nächsten Stunden, Tagen oder längerfristig abschließen (FNB Gas 2021b; Schiffer 2019).

In Deutschland gibt es zwei Marktgebiete, GASPOOL Balancing Services (GASPOOL) (GASPOOL 2021) und NetConnect Germany (NCG) (NetConnect 2021). GASPOOL umfasst Nord- und Ostdeutschland mit den Transportnetzbetreiber\*innen ONTRAS Gastransport GmbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, Nowega GmbH und Ferngas GmbH (FNB Gas 2021b). Open Grid Europe GmbH, die Fluxys Deutschland GmbH, die Lubmin-Brandov Gastransport GmbH, die NEL Gastransport GmbH und die OPAL Gastransport GmbH & Co. KG sind operativ mit im Marktgebiet eingebunden (FNB Gas 2021b). NetConnect hingegen ist in Süd- und Westdeutschland angesiedelt und umfasst die Transportnetzbetreiber\*innen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH (FNB Gas 2021b).

Im Oktober 2021 wurden beide Marktgebiet zu einem gemeinsamen Marktgebiet, dem Trading Hub Europe, zusammengeführt, um den Wettbewerb im Marktgebiet und somit die Liquidität des Marktgebietes zu steigern (FNB Gas 2021b; THE 2021). Neben dem Betrieb des virtuellen Handelsplatzes für Erdgas, übernimmt Trading Hub Europe als Marktgebietsverantwortliche:r das Abschließen von Bilanzkreisverträgen mit Bilanzkreisverantwortlichen, das Führen von Bilanzkreisen, Sub-Bilanzkonten und Netzkonten, das Beschaffen und Einsetzen von Regelernergie, sowie den Datenaustausch zwischen Netzbetreiber\*innen und Bilanzkreisverantwortlichen (THE 2021). Bilanzkreisverantwortliche stellen sicher, dass die Einspeisung und Entnahme im Bilanzkreis ausbalanciert ist. Ein Bilanzkreis verbindet somit den virtuellen Handel und die physische Lieferung (FNB Gas 2021b).

Der virtuelle Handel findet entweder direkt zwischen den Lieferanten und Kunden „over-the-counter“ (OTC) statt oder über eine der Gasbörsen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; FNB Gas 2021b). Beim OTC-Handel, der den Großteil des Gashandels in Deutschland umfasst, können Broker\*innen über sogenannte Brokerplattformen unterstützen, indem sie als Vermittelnde zwischen Käufer\*innen und Verkäufer\*innen Informationen zu Angebot und Nachfrage zusammenführen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Dadurch können Suchkosten verringert, größere Transaktionen erleichtert und Risiko breiter gestreut werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Neun Brokerplattformen haben an einer BNetzA-Befragung zum deutschen Gasmarkt teilgenommen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

An den Gasbörsen, wie der European Energy Exchange AG (EEX) in Leipzig, werden kurz- und langfristige Handelsgeschäfte über den Spot- und Terminmarkt gehandelt (Schiffer 2019). Hierbei dienen langfristige Handelsgeschäfte am Terminmarkt vor allem zur Absicherung gegen Preisrisiken und zur Portfoliooptimierung (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Die langfristige Gasbeschaffung hat lediglich eine nachrangige Rolle (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). In 2019 haben am Handel im Spotmarkt durchschnittlich 89 aktive Akteur\*innen für NCG-Kontrakte je Handelstag teilgenommen und für GASPOOL-Kontrakte 77 (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Hingegen gab es im Terminmarkt durchschnittlich 7,5 aktive Teilnehmer\*innen seitens NCG und 3,9 seitens GASPOOL in 2019 (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Es ist zu beachten, dass grundsätzlich höhere Gasmengen am Terminmarkt als am Spotmarkt gehandelt werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

Neben der EEX gibt es noch weitere Gasbörsen, wie die ICE (ICE 2021) und Gazprom ESP (Gazprom export LLC). In Deutschland geht das Bundeskartellamt von einem bundesweitem Erdgasgroßhandelsmarkt aus, der nicht netzbezogen oder marktgebietsbezogen abgegrenzt wird (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Die Großhandelspreise für Erdgas orientieren sich an den verschiedenen Börsenpreisen, welche transparent veröffentlicht werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; FNB Gas 2021b).

Im Gaseinzelhandel gibt es laut BNetzA 1.010 Gaslieferant\*innen (Stand 2019), die Verträge zur Gaslieferung mit Letztverbraucher\*innen eingehen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). In mehr als 65 % (2019) der Netzgebiete werden Letztverbraucher\*innen von mehr als 100 Lieferant\*innen beliefert, so dass eine Wahlfreiheit und Wettbewerbssituation gewährleistet ist (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Von den 1.010 Gaslieferant\*innen sind lediglich 12 % nur in einem Netzgebiet tätig (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Hingegen beliefern der Großteil (35%) der Gaslieferant\*innen höchstens zehn Netzgebiete und sind somit eher regional tätig (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

#### 4.2.5.4 Netzbetreiber\*innen

Durch die Liberalisierung des Gasmarktes unterliegen Handel und Transport nicht mehr wie früher einem Unternehmen, sondern sind rechtlich und organisatorisch getrennten Unternehmen zugeordnet (FNB Gas 2021b). Somit können Gashändler\*innen diskriminierungsfrei Transportkapazitäten erwerben und die entsprechende Gasinfrastruktur nutzen. Dies führt zu einem Wettbewerb im Gashandel (FNB Gas 2021b).

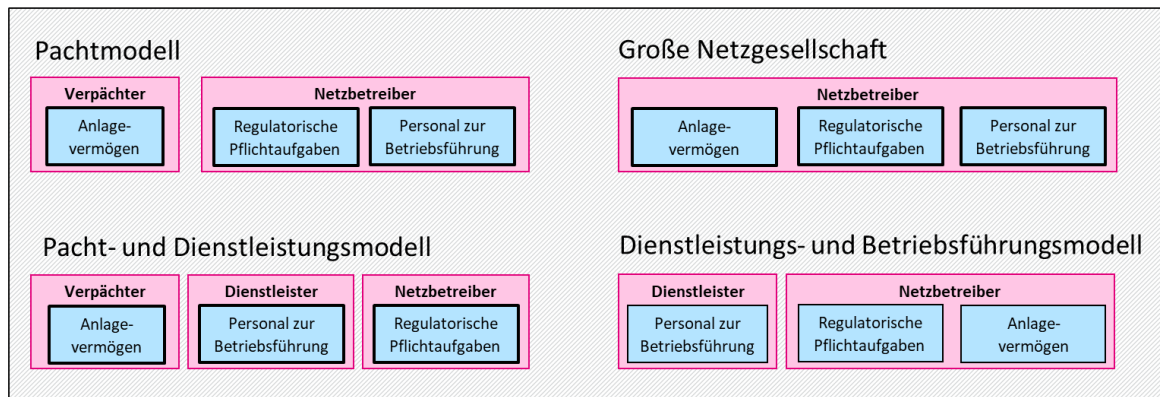
Die Entflechtung („Unbundling“) vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen ist eine zentrale Voraussetzung für einen liberalisierten Markt (FNB Gas 2021b). Nach EnWG §3 Abs. 38 sind Unternehmen, die „mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas“ vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen (BMJ und BfJ). Diese Unternehmen müssen nach EnWG §6 eine transparente und diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs sicherstellen, sodass der Netzbetrieb unabhängig von anderen Energieversorgungstätigkeiten ist (BMJ und BfJ). Dies bedeutet auch, dass Unternehmen im Rahmen einer Holding weiterhin als Netzbetreiber\*innen tätig sein können, solange die Netze von einer eigenständigen Gesellschaft betrieben werden, das Personal von der Holding unabhängig ist und Investitionsentscheidungen in das Netz eigenständig getroffen werden (FNB Gas 2021b).

Mit Einführung der Entflechtung haben Netzbetreiber\*innen unterschiedliche Betriebsmodelle übernommen, welche von einer vollständigen Übernahme des Anlagenvermögens und des Betriebs des Netzes bis hin zu lediglich einer einfachen kaufmännischen Verwaltung der Netze reichen (Linnemann 2021a). Die wesentlichen Unterschiede sind in dem Besitzverhältnis des Anlagenvermögens und ob Dienstleistungen für das Netz selbst oder extern erbracht werden.

Große Netzgesellschaften sind im Besitz des Anlagenvermögens und haben auch das entsprechende Personal für den Netzbetrieb (Abbildung 52 rechts oben) (Linnemann 2021a). Hingegen pachtet der:die Netzbetreiber\*in im Pachtmodell (Abbildung 52 links oben) das Anlagenvermögen und betreibt das Netz mit dem eigenen Personal. Bei kleinen Netzbetreiber\*in kann auch das Pacht- und Dienstleistungsmodell (Abbildung 52 links unten) angewendet werden, in welchem das Anlagenvermögen gepachtet ist und die Betriebsführung des Netzes über eine:n Dritte:n als Dienstleistung eingekauft wird. Besitzt der:die Netzbetreiber\*in das Anlagenvermögen, aber kauft den Betrieb des Netzes über Dienstleister\*innen ein, so wird bei einer teilweisen Auslagerung der Betriebsaufgaben von einem Dienstleistungsmodell und bei

einer kompletten Auslagerung der Betriebsaufgaben von einem Betriebsführungsmodell gesprochen (Abbildung 52 rechts unten) (Linnemann 2021a).

**Abbildung 52 Die verschiedenen Netzbetriebsmodelle**



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Linnemann 2021a)

Immer mehr Kommunen kooperieren mit Netzbetreiber\*innen und strategischen Partner\*innen bei der Gründung einer eigenen Netzgesellschaft (Linnemann 2021a). Das Anlagenvermögen des Netzes wird entweder an die neu gegründete Netzgesellschaft verkauft oder verpachtet. Die Kommune vergibt weiterhin die Konzession zur Nutzung der kommunalen Gebiete und sichert sich zusätzlich einen strategischen Anteil an der Netzgesellschaft, sodass diese einen größeren Einfluss auf die Netze nehmen kann (Linnemann 2021a).

Das Gasnetz wird grundsätzlich in Gastransport- und Gasverteilnetz unterschieden. Nach dem deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §3 Nr. 31c entsprechen Transportnetzbetreiber\*innen (TNB) den Fernleitungsnetzbetreiber\*innen (FNB). FNBs betreiben Netze mit Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkten, integrieren großen europäischen Import- und Transitleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz (EnWG §3 Nr. 5) und müssen von der Regulierungsbehörde zertifiziert werden (EnWG §4) (BMJ und Bfj). Hingegen werden Verteilernetze als die überwiegende Versorgung von Letztverbraucher\*innen über lokale Rohrleitungen, unabhängig von der Druckstufe oder dem Durchmesser der Rohrleitungen definiert (EnWG §3 29c) (BMJ und Bfj).

Für den Gastransport und die Gasverteilung über Rohrleitungen werden Netzentgelte nach dem Zweivertragsmodell (Entry-Exit-Modell) erhoben (Schiffer 2019). Hierfür schließen Gaslieferant\*innen jeweils mit den Netzbetreiber\*innen des Ein- und des Ausspeisenetzes Verträge über eine festgelegte Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt ab. Die Entgelterhebung ist somit unabhängig vom Transportpfad der Gasmenge (Schiffer 2019).

Um einen diskriminierungsfreien und effizienten Netzbetrieb zu gewähren ist die Netzentgeltbildung staatlich im Rahmen einer Anreizregulierung reguliert und wird seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) als bundesweite Regulierungsbehörde, mit Unterstützung der Landesregulierungsbehörden, überwacht (BMJ und Bfj 2007; BNetzA 2021b). In Deutschland wird das Instrument einer Erlösobergrenze zur Anreizregulierung verwendet, welches eine maximal erlaubte Höhe der Erlöse für die entsprechenden Netzbetreiber\*innen vorgibt (Kirchberg 2014). Zur Ermittlung der individuellen Erlösobergrenze melden Netzbetreiber\*innen die Netzkosten im Basisjahr, drei Jahre vor Beginn der Regulierungsperiode, an die Regulierungsbehörde, welche mittels eines Effizienzvergleichs zwischen den deutschen Netzbetreiber\*innen die Höhe der Erlösobergrenze für fünf Jahre (Regulierungsperiode) festlegt (BNetzA 2021b). Der Effizienzvergleich simuliert eine Art



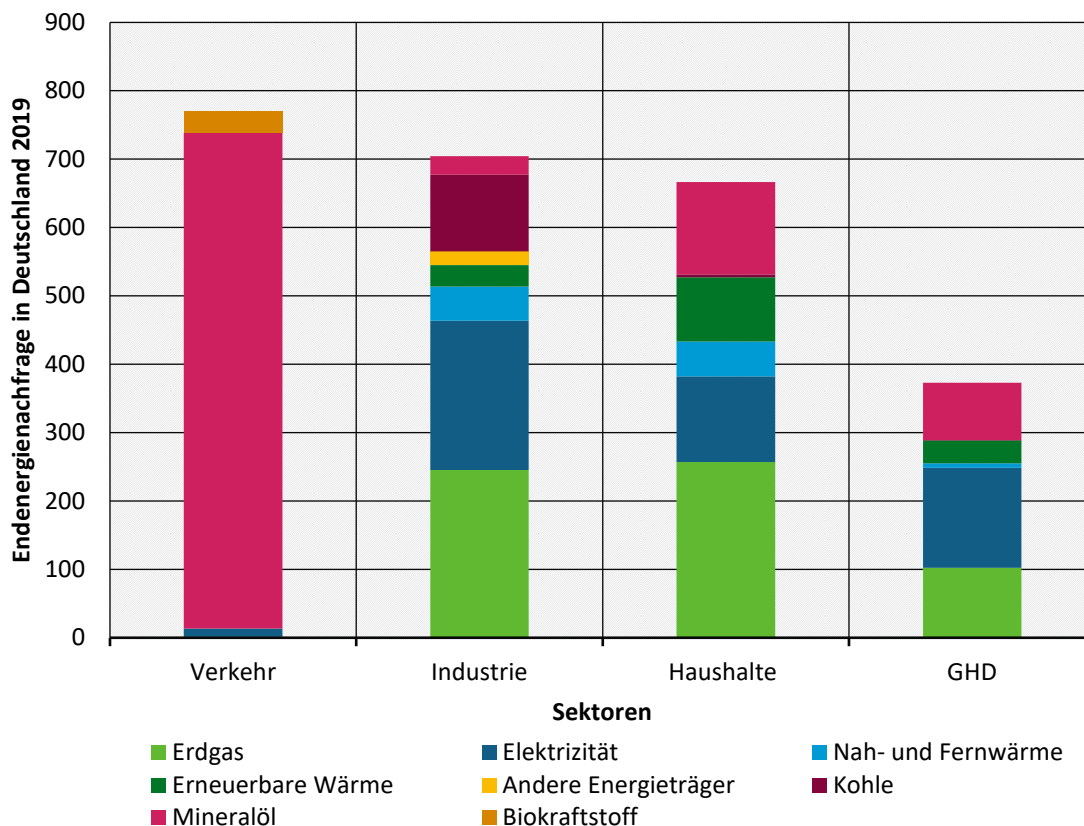
Wettbewerb und motiviert eine Effizienzsteigerung des Netzbetriebs (BNetzA 2021b). Die derzeitige Regulierungsperiode begann 2018 und endet 2022. Das Basisjahr für die nächste Regulierungsperiode ist das Jahr 2020.

Die Netzbetreiber\*innen verteilen die Netzkosten, unter der Berücksichtigung der festgelegten Erlösobergrenze und der prognostizierten Nachfrageentwicklung, auf die Letztverbraucher\*innen mittels den sogenannten Netzentgelten (BMJ und BfJ 2005). Eine Steigerung der Netzeffizienz führt zu niedrigeren Netzkosten und somit zu niedrigeren Netzentgelten, von denen die Letztverbraucher\*innen profitieren.

#### 4.2.5.5 Letztverbraucher\*innen

Nach Mineralöl ist Erdgas der zweitwichtigste Endenergieträger in Deutschland mit einem Anteil von 24 % am gesamten Endenergieverbrauch 2019 (Abbildung 53 (AGEB, 2020)). Erdgas wird überwiegend zur Wärmegewinnung in privaten Haushalten, im GHD-Sektor (Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen) und in der Industrie eingesetzt (Schiffer 2019). In der Industrie dient Erdgas nicht nur zur Erzeugung von Wärme für die Beheizung von Räumen und Produktion von Warmwasser, sondern auch zur Erzeugung von Prozesswärme oder zur stofflichen Nutzung in der Chemieindustrie z. B. zur Produktion von Ammoniak oder Methanol (Fleiter et al. 2013). Geringere Mengen werden im Verkehr z. B. von Gas-Pkw verbraucht und auch zur Stromerzeugung mittels Gaskraftwerken im Umwandlungssektor wird Erdgas eingesetzt (Schiffer 2019).

**Abbildung 53 Endenergienachfrage 2019 in Deutschland aufgeteilt nach Anwendungsbereichen und Energieträger**



Quelle: (AGEB - AG Energiebilanzen e.V. 2020)

Die BNetzA teilt Letztverbraucher\*innen in unterschiedliche Kategorien ein, welche in Tabelle 12 dargestellt sind. Letztverbraucher\*innen in den unteren beiden Kategorien ( $\leq 300$  MWh/Jahr und  $> 300$  MWh/Jahr  $\leq 10.000$  MWh/Jahr) werden größtenteils von Verteilnetzbetreiber\*innen (VNB) versorgt, während die Verbraucher\*innen mit einer Ausspeisemenge größer 10.000 MWh/Jahr von Fernleitungsnetzbetreiber\*innen (FNB) und VNB versorgt werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Hiervon sind 95 % der Letztverbraucher\*innen mit einem Jahresverbrauch größer 10.000 MWh/Jahr und kleiner gleich 100.000 MWh/Jahr, sowie 48 % der Letztverbraucher\*innen mit einem Jahresverbrauch größer 100.000 MWh/Jahr am Verteilnetz angeschlossen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Auch 57 % der Gaskraftwerke werden von VNB mit Erdgas versorgt (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

**Tabelle 12** Ausspeisemengen in 2019 nach Kategorien der Letztverbraucher\*innen

	Ausspeisemengen FNB in TWh	Ausspeisemenge VNB in TWh
$\leq 300$ MWh/Jahr	< 0,1	336,6
$> 300$ MWh/Jahr $\leq 10.000$ MWh/Jahr	0,5	128,4
$> 10.000$ MWh/Jahr $\leq 100.000$ MWh/Jahr	5,9	111,0
$> 100.000$ MWh/Jahr	137,9	131,8
Gaskraftwerke $\geq 10$ MW Nettonennleistung	42,5	56,7
Gesamtsumme	186,9	764,5

Quelle: (Bundeskartellamt und BNetzA 2021)

Des Weiteren können Letztverbraucher\*innen in Verbraucher\*innen mit Standardlastprofil (SLP) und solche mit registrierter Leistungsmessung (RLM) eingeteilt werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Typische SLP-Verbraucher\*innen haben einen maximalen Erdgasbedarf von 1.500 MWh/Jahr, wobei andere Konditionen zwischen Letztverbraucher\*in und Netzbetreiber\*in vereinbart werden können (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Darüber hinaus unterteilt die BNetzA Haushaltskunden in Letztverbraucher\*innen mit einem Jahresbedarf zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh, für Letztverbraucher\*innen des GHD-Sektors wird ein durchschnittlicher Jahresbedarf von rund 116 MWh und für Industriekunden ein durchschnittlicher Jahresbedarf von 116 GWh angenommen (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Mit Bezug auf Tabelle 12 umfasst die erste Kategorie von Letztverbraucher\*innen ( $\leq 300$  MWh/a) hauptsächlich Haushaltskunden und einige Verbraucher\*innen des GHD-Sektors. Die zweite Kategorie ( $> 300$  MWh/Jahr und  $\leq 10.000$  MWh/Jahr) umfasst eine Mischung aus SLP- und RLM-Verbraucher\*innen und die anderen Kategorien umfassen ausschließlich RLM-Verbraucher\*innen aus dem Industriesektor. Die ersten beiden Kategorien von Letztverbraucher\*innen werden eher von VNB versorgt, während die letzten beiden Verbraucher\*innenkategorien ( $> 10.000$  MWh/Jahr und  $\leq 100.000$  MWh/Jahr;  $> 100.000$  MWh/Jahr) sowohl von VNB als auch von FNB versorgt werden.

In (Oberle et al. voraussichtlich 2022/23) wird detaillierter untersucht, von welcher Netzbetreiber\*in die letzten beiden Verbraucher\*innenkategorien (Industriesektor) nach (Bundeskartellamt und BNetzA 2021) mit Erdgas versorgt werden. Hierfür wurden die Standorte von sieben Industriebranchen, die zusammen 74 % der Erdgasnachfrage 2019 in der

Industrie verbrauchten, mit dem Verlauf des Gastransportnetzes grafisch verglichen (Oberle et al. voraussichtlich 2022/23). Tabelle 13 gibt einen Überblick über die Zuordnung der Industriebranchen zu den Netzebenen, sowie deren Erdgasnachfrage in 2019 und mögliche alternative Gasbedarfe, die zukünftig in diesen Industriebranchen je nach Szenario eine Rolle spielen können. Des Weiteren sind Alternativen zu gasbasierten Technologien aufgeführt, wie die direkte Elektrifizierung und Nutzung von Wärmenetzen. Neben der Versorgung mit Wasserstoff (siehe Kapitel 4.3) kann somit auch der Bedarf einer Infrastruktur für den Transport von CO<sub>2</sub> von Industrien mit prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu Prozessen mit CO<sub>2</sub>-Nachfrage entstehen (siehe Kapitel 4.4). Für die meisten aufgeführten Industriebranchen sind bereits strombasierte Alternativen für deren Prozesse im Markt verfügbar oder sind in Entwicklung. Wärmenetze spielen vor allem bei den Branchen, welche größtenteils oder teilweise über das Gasverteilnetz versorgt werden, eine Rolle.

**Tabelle 13** Übersicht verschiedener Industriebranchen, deren alternative Gasnutzung und deren Alternativen zu gasbasierten Technologien

Alternative Nachfrage	Grundstoffchemie	NE-Metalle, -Gießereien	Metallerzeugung	Ernährung und Tabak	Papiergewerbe	Glas u. Keramik	Verarbeitung v. Steinen und Erden
Netzebene	Transportnetz	Transportnetz	Verteilnetz	Verteilnetz	Transport- und Verteilnetz	Transport- und Verteilnetz	Transport- und Verteilnetz
Erdgasnachfrage 2019 in GWh	51.000	11.528	19.139	31.667	19.250	16.667	12.889
CO <sub>2</sub> als Rohstoff	Einige Prozesse		Für Stähle in geringem Umfang				
Prozessbedingte Emissionen		Einige Prozesse				Einige Prozesse	Einige Prozesse
Wasserstoff	Produzierend und nachfragend		Nachfragend				
Direkte Elektrifizierung	Im Markt verfügbar	Im Markt verfügbar (Primär-route)	In Entwicklung (Sekundär-route)	Im Markt verfügbar	Im Markt verfügbar	Im Markt verfügbar (kleine Öfen), in Entwicklung (große Öfen)	In Entwicklung
Wärmenetz				Nutzung	Nutzung/Einspeisung	Einspeisung	Nutzung

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Oberle et al. voraussichtlich 2022/23)

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben. In der niedrigsten Verbraucher\*innen Kategorie nach BNetzA ( $\leq 300$  MWh/Jahr), welche überwiegend über die Verteilnetze versorgt wird, sind insbesondere Verbraucher\*innen des Haushalts- und GHD-Sektors (Gewerbe, Handel, Dienstleistung). Es wird hierbei zwischen Anschlussnehmer\*in und Anschlussnutzer\*in unterschieden. Anschlussnehmer\*innen geben den Auftrag für einen Grundstücks- oder Gebäudenanschluss an das Netz und sind Eigentümer\*in des Grundstücks oder Gebäudes (Linnemann 2021b). Die Anschlussnutzer\*in geht ein Anschlussnutzungsverhältnis ein, aber ist nicht unbedingt der:die Anschlussnehmer\*in. Dies ist insbesondere in Mietverhältnissen der Fall, in welchem der:die Vermieter\*in der:die Anschlussnehmer\*in und der:die Mieter\*in der:die Anschlussnutzer\*in ist (Linnemann 2021b). Normalerweise wird der:die Gaslieferant\*in durch der:die Mieter\*in ausgewählt.

### 4.3 Umnutzung des Gasnetzes auf Wasserstoff

Die Diskussion über den Einsatz von Wasserstoff im Gasverteilnetz wird seit mehreren Jahren intensiv geführt. Dieses Abschnitt enthält Informationen zu einigen der folgenden Themen: Materialien – Wasserstoffverträglichkeit (4.3.1), Hausinstallation (4.3.2), Informationen über Odorierung und Leckage aus von DVGW Regelwerk (4.3.3), Umstellung, Vorgehen Umwidmung (4.3.4), und Akteur\*innen (4.3.5). Eine Klimawirksamkeit von Wasserstoff wird in dieser Untersuchung nicht untersucht, da sie auf die technische Umstellung der Bestandsgasnetze keinen Einfluss hat.

Hierbei wird insbesondere darauf geachtet, dass parallel zur  $H_2$ -Leitung noch z. B. Methan verteilt werden muss, so dass einzelne Leitungen aus dem vermaschten Verteilnetz herausgelöst werden müssen.

#### 4.3.1 Materialien – Wasserstoffverträglichkeit

Wasserstoff kommt natürlich nur in molekularer Form ( $H_2$ ) vor. Die Hauptform des irdischen Wasserstoffs ist eine Verbindung, insbesondere ein Wassermolekül ( $H_2O$ ). Aufgrund seiner physikalischen Eigenschaften ist Wasserstoff ein nahezu "permanentes Gas". Wasserstoffgas kann nur bei sehr niedrigen Temperaturen (z. B. bei 1,013 bar und unter  $-253$  °C) verflüssigt werden (Shell Deutschland und Wuppertal Institut 2017). Unter normalen oder Standardbedingungen ist Wasserstoff ein nicht-giftiges, farb- und geruchloses Gas. Der Anteil von Wasserstoff in der Erdatmosphäre beträgt nur 0,5 parts per million (ppm). Da gasförmiger Wasserstoff etwa 14-mal leichter ist als Luft, steigt der Wasserstoff z. B. bei einer Leckage an einem Rohr in freier Umgebung schnell auf (Cerniauskas et al. 2020; Shell Deutschland und Wuppertal Institut 2017).

Aufgrund seiner geringen Atom- bzw. Molekülgröße kann es in viele Materialien (z. B. Metalle, Stähle, etc.) eindringen. Wie bereits in Abschnitt 4.2.2 erwähnt, werden ca. 38 % der Leitungen im Verteilnetz mit einem Betriebsdruck von kleiner 16 bar und ca. 90 % der Leitungen mit einem Betriebsdruck von größer 16 bar in Stahlrohrleitungen verlegt. Zusätzlich sind alle Transportleitungen aus Stahl. Grundsätzlich gilt je höher der Druck ist, desto mehr dringt der Wasserstoff in die Stahlrohrleitungen ein. Damit geht eine schnellere Versprödung des Stahls (außer bei austenitische Stähle) einher, so dass es schneller zu Brüchen und Rissen kommen kann (ACER 2021). Allerdings sind in den Druckbereichen der Transportleitungen Druckschwankungen und vor allem deren Häufigkeit der wesentliche Treiber der Wasserstoffversprödung. Größere Druckschwankungen werden jedoch in Transportleitungen vermieden. Dennoch ist aufgrund des höheren Betriebsdrucks grundsätzlich die

Versprödungsgefahr höher als bei den Leitungen mit Drücken kleiner 16 bar im Verteilnetz. Zusätzlich kann eine Verbesserung der Versprödungsneigung der Stähle durch folgende technische Maßnahmen erreicht werden (ACER 2021):

- ▶ Innenbeschichtung, um die Stahlschicht chemisch zu schützen
- ▶ Überwachung
- ▶ Betriebsdruckmanagement (Vermeidung von großen Druckschwankungen)
- ▶ Beimischung von Zersetzungshemmern (z. B. 1.000 ppm Sauerstoff)

Im Bericht der European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER 2021)) wird vermutet, dass duktile Stahlsorten (unter API X42 und X52), die im Allgemeinen für zwischen 1980 und 2000 gebaute Pipelines verwendet wurden, weniger von der Wasserstoffversprödung betroffen sein könnten als weniger duktile Stähle (über X52). Andere Studien deuten jedoch darauf hin, dass die höhere Stahlsorte X70 sogar besser wasserstoffverträglich sind als die niedrigere Sorte (X52), so dass es keine eindeutige, einstimmige Schlussfolgerung zum Zusammenhang zwischen Stahlsorte und Versprödung gibt (ACER 2021). Ungeachtet dessen gilt, so die Expert\*innen der Transportnetzbetreiber, dass Druckschwankungen vermieden werden müssen, um eine lange Standzeit der Stähle zu erreichen. Diese Aussage wird durch die US-Norm ASME B 31.12 und erste Materialtests unterstützt. Da die Druckschwankungen in Gastransportleitungen als gering zu bezeichnen sind, gehen die Expert\*innen der Transportnetzbetreiber von einer Wasserstofftauglichkeit der Rohre aus. Dennoch werden momentan Einzelfallprüfungen empfohlen.

Weitere wichtige Anlagenteile des Transportnetzes sind die Verdichterstationen. Um einen mit Methan vergleichbaren Energiefluss von Wasserstoff zu ermöglichen, wäre etwa die dreifache Verdichtungsleistung erforderlich als für Erdgas (ACER 2021). Verdichter, die von Gasturbinen angetrieben werden, beziehen ihre Antriebsenergie direkt aus der Leitung und müssen entsprechend an die Gaszusammensetzung angepasst werden. Derzeit ist es nicht möglich Verdichter mit Gasturbinen für 100% Wasserstoffbetrieb umzubauen. Wenn die Verdichter elektrisch angetrieben werden, müssen Motoren aufgrund einer höheren notwendigen Wellenleistung ersetzt werden (Adam et al. 2020). Die Armaturen müssen einer Einzelfallprüfung unterzogen werden, um die Funktion zu gewährleisten.

Darüber hinaus stellt der GRT-Gaz-Bericht fest, dass regionale Netze mit Stahlrohren kleineren Durchmessers und geringerer Streckgrenze weniger anfällig für Wasserstoffversprödung sind als größere Transportleitungen, die eher aus technologisch fortschrittlicheren Stahlsorten hergestellt werden. Auch faserverstärkte Polymerrohre, die nur in kleineren Durchmessern erhältlich sind, eignen sich für den Wasserstofftransport in Gasverteilnetz (ACER 2021). Die Verwendung von Wasserstoff in Kunststoffrohrleitungen ist auch unproblematisch und kann problemlos in Niederdruckleitungen (MOP < 16 bar) eingesetzt werden (DVGW 2020).

Deutschland hat mit seinem bereits hervorragend ausgebauten Gasverteilnetz die besten Voraussetzungen und vielfältige Möglichkeiten, Wasserstoff in die Regionen zu transportieren. Die Gasleitungen in den Gasverteilnetzen bestehen heute fast ausschließlich aus Kunststoff- und Stahlrohren (siehe Abschnitt 4.2.2) (Bundeskartellamt und BNetzA 2021; Dietzsch et al. 2016; DVGW 2020). Ca. 78 % der Hausanschlussleitungen und ca. 62 % der Gasleitungen bis 16 bar Druck bestehen heute aus Kunststoffrohren, die für bis zu 100 % H<sub>2</sub> geeignet sind. Die meisten Stahlrohre, die in solchen Leitungen eingesetzt werden, bestehen aus niedrig legiertem Stahl, der als unproblematisch in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Verträglichkeit gilt (DVGW 2020). Außerdem sind die in den Verteilnetzen üblicherweise verwendeten Kunststoff- und Stahlrohre bei den

Auslegungsdrücken und im Betrieb üblichen Druckschwankungen H<sub>2</sub>-tauglich, d.h. die Mehrzahl der Rohrkomponenten in den Verteilnetzen ist bereits H<sub>2</sub>-tauglich. Dennoch sind, obwohl ein großer Teil der Komponenten bereits H<sub>2</sub>-tauglich ist, noch erhebliche Nachrüstungsarbeiten erforderlich, um die restlichen Komponenten zu ersetzen und einen technisch sicheren Betrieb mit 100 % H<sub>2</sub> zu gewährleisten. Bei Stahlrohren mit Drücken >16 bar, die allerdings nur 4 % der Rohre im Gasverteilnetz ausmachen, ist je nach Stahlsorte eine Einzelfallprüfung erforderlich. Viele dieser Stahlsorten sind auch für H<sub>2</sub> geeignet. Untersuchungen zur H<sub>2</sub>-Tauglichkeit von Stahlrohrleitungen sind derzeit in Arbeit (DVGW 2020). Die Transportnetze bestehen dagegen zu 100 % aus Stahl. Jedoch sind auch hier laut Meinung der Transportnetzbetreiber aufgrund sehr geringer und seltener Druckschwankungen mit keinen erheblichen Standzeiteinbußen der Rohre zu rechnen.

### **Exkurs: Wasserstoffspeicher**

Auch die Wasserstoffverträglichkeit von Materialien für Speichierzwecke sollte sorgfältig betrachtet werden. Es gibt drei Haupttypen von unterirdischen Erdgasspeichern - erschöpfte Öl- oder Gaslagerstätten, Aquifere und Salzkavernen. Salzkavernenspeicher eignen sich besonders gut für die Speicherung von Wasserstoff, da die Investitionskosten gering sind, die Steinsalzschiefer ein hohes Abdichtungspotenzial aufweist, nur wenig Puffergas benötigt wird und die Salzstrukturen inert sind, was eine Verunreinigung des gespeicherten Wasserstoffs verhindert. Außerdem bieten Salzkavernen eine sehr flexible Gasspeicherung, wobei ein Mindestdruck im Speicher eingehalten werden muss. Darüber hinaus bietet die geographische Lage und der geologischen Strukturen in Norddeutschland den strategischen Vorteil der erzeugernahen Speicherung und der damit verbundenen Entlastung der Stromnetze. Zudem sind zahlreiche Kavernenspeicher im liberalisierten und europäisch integrierten Energiemarkt aus wirtschaftlichen Gründen nicht mehr voll ausgelastet. Einige von ihnen könnten daher bereits für neue Nutzungen zur Verfügung gestellt werden (ACER 2021; Adam et al. 2020). Unterirdische Wasserstoffspeicher wurden in den USA (in der Nähe von Houston) und im Vereinigten Königreich teilweise über mehrere Jahrzehnte eingesetzt, wobei die geometrischen Volumina von 210.000 m<sup>3</sup> bis 580.000 m<sup>3</sup> variierten. In Deutschland gibt es ein geplantes Projekt, H<sub>2</sub>-Forschungskaverne (Adam et al. 2020). Darüber hinaus gibt es in Deutschland Erfahrungen mit der Untertagespeicherung von Helium (Helium hat einige ähnliche physikalischen Eigenschaften wie Wasserstoff) (ACER 2021). Die Speicherung in porösem Gestein (Speicherung in erschöpften Gas- oder Ölreservoirs und Aquiferen) ist für Wasserstoff weniger geeignet. Salzwasser in Verbindung mit Wasserstoff greift Gestein, Stahl und Zement an. Außerdem besteht die Gefahr einer archebakteriellen Methanisierung von Wasserstoff in bestehenden Porenspeichern sowie einer möglichen Verunreinigung des Wasserstoffs mit Kohlenwasserstoffen und anderen Gasen in der Lagerstätte und am Bohrlochkopf (ACER 2021; Adam et al. 2020). Des Weiteren kann Wasserstoff von Mikroorganismen verstoffwechselt werden, so dass nur noch ein Teil der eingespeicherten Menge für die Ausspeicherung zur Verfügung gestellt werden kann. Häufig entsteht H<sub>2</sub>S, welcher zwingend wieder entfernt werden muss. Zu beachten ist, dass diese Prozesse von den geologischen und biologischen Verhältnissen der Speicher abhängig sind, so dass Aussagen nur mit Einzelfallprüfungen erfolgen können.

Im Prinzip ist die Speicherung von Wasserstoff in Kugeltankspeichern unter Berücksichtigung einiger Expert\*innenmeinungen unproblematisch, wenn die für den Speichertank verwendeten Materialien richtig gewählt werden, um eine H<sub>2</sub>-Versprödung zu verhindern. Allerdings gibt es in der Literatur nicht genügend Informationen darüber, ob die bestehenden Kugeltankspeicher für Erdgas auch für Wasserstoff verwendet werden können oder nicht. Dasselbe gilt auch für die Speicherung von Wasserstoff in Rohrleitungen. Grundsätzlich gelten hier dieselben Aussagen

wie für die Stahlrohre Allerdings wird in der Literatur dieses Thema nicht in ausreichender Tiefe diskutiert, um pauschale Aussagen treffen zu können.

### 4.3.2 Hausinstallation

Der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) bestätigt, dass die auf dem Heizungsmarkt verfügbaren Geräte mit einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% ohne größere technische Änderungen sicher und effizient betrieben werden können, und geht davon aus, dass 20 Vol.-% in wenigen Jahren erreicht werden können (DVGW 2020).

Für eine höhere Wasserstoffbeimischung von deutlich über 20 Vol.-% oder eine reine Wasserstoffversorgung über das ausgebauten Gasverteilnetz müssten die an die Hausinstallation angeschlossenen Gasgeräte der Endverbraucher entweder umgerüstet oder durch neue Geräte ersetzt werden. 100%-H<sub>2</sub>-Ready-Gasgeräte befinden sich derzeit in der Prototypenphase, und einige Hersteller (z. B. Viessmann) rechnen mit einer Markteinführung im Jahr 2025 (Viessmann 2021). Mit der derzeit laufenden Umstellung des Marktgebietes von niederkalorischem (Erdgas L) auf hochkalorisches Gas (Erdgas H) sowie die Umstellung von Stadtgas auf Erdgas in der Vergangenheit stellt die deutsche Gaswirtschaft unter Beweis, dass sie solche organisatorischen, logistischen und technischen Großprojekte sicher, effizient und planmäßig umsetzen kann (DVGW 2020). Insbesondere die Umstellung von Stadtgas bestehend aus Wasserstoff, Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffdioxid, Wasser und Methan auf ein Gas mit Methanmatrix wie Erdgas zeigt zudem, dass auch schwierige Umstellungen, die auch einen Austausch der Nutzertechnologie notwendig macht, möglich sind.

Die Bauteile für die Hausinstallation sind noch nicht für die Verwendung von 100 % H<sub>2</sub> zertifiziert; daher sind die folgenden Informationen eine Annahme unter Berücksichtigung der Funktionen und der Funktionsweise dieser Bauteile. Für die Gaszähler (Balgengaszähler für Hausinstallation) wird im Projekt H<sub>2</sub>-Messrichtigkeit vom DVGW (DVGW 2021b) derzeit noch metrologisch untersucht. Allerdings wird das Arbeitsprinzip der Balgengaszähler für den Betrieb mit 100 % H<sub>2</sub> nicht als Problem gesehen, sondern die Mischgase und die eichfähige Kalibrierung. Die Einzelnachweise müssen daher noch erbracht werden.

Die Thermisch Auslösende Absperreinrichtung (TAE) ist ein temperaturabhängiges Bauteil für die Hausinstallation und es spielt keine Rolle, welches Gas verteilt wird. Daher können sie für 100% Wasserstoff-Betrieb verwendet werden. Das Isolierstück und die Hauptsperreinrichtung (HAE) sind passive Teile, und es wird auch hier erwartet, dass Probleme für den Betrieb auftreten. Die Gassteckdose (GSD) sollte auch in der Hausinstallation problemlos funktionieren. Bisher sind keine bekannten Einschränkungen (Dichtheit, Materialien) bekannt. Für Gas-Druckregelgerät (GR) werden bislang auch keine bekannten Einschränkungen beschrieben. Für die Gasströmungswächter (GS) ist für die Verwendung von 100% H<sub>2</sub> eine Neuauslegung notwendig, da ansonsten der GS wegen des hohen Volumenstroms zu früh ausgelöst werden kann (DVGW 2014; Scholten et al. 2018).

### 4.3.3 Regelwerk

Das Regelwerk sorgt für die Sicherheit und die Integrität der Gasinfrastruktur für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff zur Versorgung von Wärmeerzeugern, Stromerzeugern und Industrieprozessen. In diesem Kapitel wird nur auf das DVGW-Regelwerk, das den Stand der Technik für die öffentliche Gasversorgung beschreibt, eingegangen. Nicht betrachtet werden Industrienormen bzw. -regelwerke, da sie nicht in dem öffentlichen Raum zum eingesetzt werden.

Wasserstoff ist leicht entzündlich und hat teilweise andere physikalische und chemische Eigenschaften als herkömmliche Erdgasgemische. Diese Unterschiede wirken sich auf verschiedene Weise auf das Verhalten von H<sub>2</sub> und die von ihm ausgehenden Gefahren aus. So kann beispielsweise die Leckagerate von H<sub>2</sub> aus Rohrleitungen, Armaturen und Geräten höher sein als die von Erdgas (Feck 2009). Zudem zeigt H<sub>2</sub> aufgrund seiner viel geringeren Dichte als Erdgas bei einer Leckage ein anderes Ausbreitungsverhalten als entweichendes Erdgas (ACER 2021; Gas Processing News 2021).

Die mit dem Ersatz von Erdgas durch H<sub>2</sub> verbundenen Risiken können nicht durch einen direkten Vergleich der Eigenschaften bewertet werden. Stattdessen ist ein detailliertes Verständnis der Art und des Ausmaßes von H<sub>2</sub>-Lecks und des Verhaltens von H<sub>2</sub> erforderlich, um zu beurteilen, (i) wie H<sub>2</sub>-Ansammlungen entstehen und (ii) ob die Schwere eines dieser Lecks zu einer Explosion oder einem Brand führt. Die Notfallmaßnahmen müssen bei Vorhandensein von H<sub>2</sub> möglicherweise geändert werden, um den Unterschieden in den Transport-, Verbrennungs- und Zündeigenschaften sowie dem Verhalten von H<sub>2</sub> als Gas Rechnung zu tragen (Gas Processing News 2021).

Auch muss bei einer Verteilung von 100 % Wasserstoff der Wasserstoff odorisiert werden, um die Detektion durch Laien und somit die Explosionssicherheit zu gewährleisten. Bei Wasserstoff ist die Wahl des Odoriermittels z. B. in Hinsicht auf die Art des Verbrauchers (z. B. Brennstoffzellen) wichtig, um die Funktionsfähigkeit nicht einzuschränken. Z.B. können Verbraucher empfindlich auf Schwefel oder Stickstoff in einem Odoriermittel reagieren. Zur Vermeidung von Funktionsausfällen muss dann entweder ein schwefel- oder stickstoffreduziertes Odoriermittel gewählt werden oder die betreffenden Stoffe müssen vor dem Nutzer entfernt werden. Die ersten Erfahrungen aus verschiedenen H<sub>2</sub>-Projekten im DVGW zeigen, dass die am Markt verfügbaren technischen Lösungen für die Odorierung von Erdgas auch für die Odorierung von Wasserstoff genutzt werden können (DVGW 2021c). Höhere H<sub>2</sub>-Konzentrationen erfordern weitere Untersuchungen oder die Bewertung alternativer Geruchsstoffe durch praktische Tests in eigens dafür errichteten Anlagen (Gas Processing News 2021). Erste olfaktorische Tests beim DVGW waren jedoch unauffällig.

Derzeit gibt es in der Literatur weder für die H<sub>2</sub>-Odorierung noch für die H<sub>2</sub>-Leckage ausreichende Regelwerke. Im laufenden DVGW-Forschungsprojekt "Roadmap Gas 2050" und auch weiteren Projekten werden Gasgeräte, Bauteile und Werkstoffe auf ihre Verträglichkeit mit Wasserstoffbeimischungen und 100 % Wasserstoff untersucht. Ähnliche Projekte werden derzeit europaweit durchgeführt. Die Prüf- und Zertifizierungsstellen arbeiten an neuen Prüfgasen und Prüfrichtlinien, um Geräte für den Einsatz von Wasserstoffgemischen oder reinem H<sub>2</sub> sicher für den Markt freigeben zu können. Normen mit Anforderungen und Tests werden von der Industrie erarbeitet, und die Hersteller entwickeln neue Technologien, um die Verwendung dieser erneuerbaren Gase zu ermöglichen (DVGW 2020). Eine Auswertung des die Gasverteilung betreffenden Regelwerks des DVGW zeigt, dass ca. 5 % bisher noch keine Anpassung an eine Wasserstoffnutzung erfahren hat. Ca. 36,5 % des Regelwerks nicht von dem Thema betroffen bzw. schon für 100 % Wasserstoffnutzung geeignet sind. Ca. 50 % sind für eine Beimischung von 10 Vol.-% und ca. 9 % für eine Beimischung von bis zu 20 Vol.-% geeignet. Eine Anpassung des Regelwerks auf 100 % Wasserstoff ist in Arbeit.

#### **4.3.4 Umstellung, Vorgehen Umwidmung**

Die Nutzung bereits bestehender Erdgasleitungen (durch Umwidmung oder Umstellung) ist eine Alternative zum Aufbau eines separaten H<sub>2</sub>-Netzes. Die Hauptvorteile der Umwidmung von Pipelines sind:



- ▶ (i) die Erdgasleitungsnetze sind bereits vorhanden und gesellschaftlich akzeptiert (Routen, einschließlich Wegerechte und Nutzung);
- ▶ (ii) Erdgasnetze können zu geringeren Kosten auf den Transport von Wasserstoff umgestellt werden als der Bau neuer Wasserstoffleitungen;
- ▶ (iii) Technologien für die Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoffbetrieb sind bereits weitgehend verfügbar und getestet (ACER 2021).

Zu den wichtigsten Elementen des Umwandlungsprozesses gehören die Stickstoffspülung zur Entfernung unerwünschter Gase und die Überwachung der Pipelines zur Feststellung von Rissen (Enagás et al. 2021). Wie bereits in den vorangegangenen Abschnitten erwähnt, wird Odormittel in den derzeitigen Erdverteilnetz verwendet (siehe Abschnitt 4.2.4). Odormittel sättigen die Rohrmaterialien auf. Nach Wechsel des Odormittels wird abhängig vom Durchfluss des Gases und des Materials das aufgesättigte Odormittel wieder an das Gas abgegeben. Dieser Vorgang sollte bei einer Umstellung eines Erdgasnetzes auf Wasserstoff beachtet werden, um Schädigungen von empfindlichen Gasnutzern zu vermeiden. Gleiches gilt für andere Rückstände in den Gasleitungen. Brennstoffzellen benötigen beispielsweise Wasserstoff mit einem Reinheitsgrad von mindestens 99,7 %. Schwefel aus Odormitteln kann daher problematisch sein, da geringe Konzentrationen von nur wenigen ppm die Brennstoffzellen beschädigen können (ACER 2021). Bei einer Umstellung von Transportleitungen muss nicht auf die Auswirkung von Odormitteln geachtet werden, da das Gas in Transportleitungen nicht odorisiert werden.

In der Literatur finden sich nur wenige Informationen über die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen auf Verteilnetzebene. Daher werden die folgenden vier Alternativen für die Umstellung von Pipelines im Transportnetz diskutiert. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Umstellungsprozesse im Gasverteilnetz dieselben sind: (i) ohne Anpassungen der Pipeline, (ii) durch Beschichtung der Rohre, (iii) durch Hinzufügen von Inhibitoren/Hemmstoffen oder (iv) durch Einfügen von Rohren für den Wasserstofftransport in bestehende Erdgasleitungen (pipe-in-pipe) (Cerniauskas et al. 2020; Gillessen et al. 2021).

Zu (i): Ohne Anpassungen der Pipeline muss durch zusätzliche Wartungs- und Reparaturverfahren Schäden rechtzeitig vor einer Havarie entdeckt und beseitigt werden. Die Hauptstärken dieses Ansatzes sind die begrenzten Änderungen an der Rohrleitung, die erforderlich sind. Da hier jedoch keine zusätzlichen Schutzmaßnahmen ergriffen werden, ist unter den oben beschriebenen Voraussetzungen mit einem höheren Materialverschleiß zu rechnen. Wenn dies z. B. nicht durch einen Betrieb vermieden werden kann, der einer Wasserstoffversprödung entgegenwirkt, wirkt sich ein verstärktes Risswachstum negativ auf die Betriebs- und Wartungskosten der Pipeline aus und damit möglichen erhöhten Leckageraten (Cerniauskas et al. 2020; Gillessen et al. 2021). Hierbei muss im Wesentlichen nur darauf geachtet werden, dass häufige und große Druckschwankungen vermieden werden. Ansonsten müsste mit einem höheren Aufwand zur Leckagedetektion gerechnet werden, um der Gefahr eines vermehrten Auftretens von Leckagen aufgrund der Versprödung entgegenzuwirken. Somit muss bei dieser Variante das Leckagemanagement den neuen Anforderungen bzw. dem Betrieb eventuell angepasst werden.

Bei der Beschichtung der Rohre (ii) liegt die Hauptstärke in der Abdeckung der Rohrinnefläche mit einer speziellen Schutzschicht gegen wasserstoffinduzierte Degradationseffekte. Die Beschichtung von Metalloberflächen ist ein etabliertes industrielles Verfahren. Die Schwäche dieses Ansatzes besteht darin, dass es keine Beschichtungsverfahren gibt, die vor Ort zur Beschichtung bereits installierter Pipelines, insbesondere kleiner Durchmesser, eingesetzt werden könnten. In einem solchen Fall würde die Beschichtung den Austausch bestehender

Erdgasleitungen erfordern, was die Komplexität und die Kosten erheblich erhöhen würde (Cerniauskas et al. 2020; Gillessen et al. 2021).

Im Falle von Inhibitoren (iii) wird ein ähnlicher Effekt wie bei der Beschichtung erzielt, da beigemischte Inhibitoren die Wasserstoffadsorption durch das Pipelinematerial bzw. die Bildung von Wasserstoffatomen verhindern. Es sind nur begrenzte Änderungen an der Rohrleitung erforderlich, da die Inhibitoren einfach dem Wasserstoffstrom zugemischt werden können. Die Nachteile des Inhibitoren-Ansatzes sind jedoch die Toxizität und die Sicherheitsrisiken, die mit dem verwendeten Inhibitor-Typen verbunden sind. Außerdem kann je nach Verwendung des Wasserstoffs durch die Endverbraucher ein zusätzlicher Reinigungsschritt zur Entfernung der Inhibitoren erforderlich werden (Cerniauskas et al. 2020; Gillessen et al. 2021).

Beim pipe-in-pipe Einsatz (iv) können die Vorteile der beiden spezifischen Rohrleitungen kombiniert werden, wobei die äußere Rohrleitung (bestehende Erdgasleitung) eine mechanische Sicherheitsbarriere darstellt und die innere Rohrleitung speziell für die Wasserstoffzufuhr ausgelegt ist. Dieser Ansatz wäre jedoch kapitalintensiv, da zusätzliche Installationen innerhalb der bestehenden Pipelines erforderlich wären. Ein solches Verfahren würde wahrscheinlich den Aushub von Rohrleitungen erfordern. Dies würde die Komplexität und die Kosten der Umwidmung der Pipeline erheblich erhöhen (Cerniauskas et al. 2020; Gillessen et al. 2021).

Eine Umwidmung ist nur „Zug um Zug“ möglich, d.h. erst, wenn die:der letzte Gaskund\*in abgeschaltet wurde, kann die Umnutzung beginnen. Wie bereits erwähnt, gibt es in der Literatur jedoch nur wenige Informationen über die direkte Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff auf Gasverteilnetzebene. Momentan gibt es neue Projekte im DVGW zu diesem Thema, um diese Lücke zu schließen.

#### 4.3.5 Akteur\*innen

Im Folgenden werden die Akteur\*innen betrachtet, welche bei der Umrüstung der bestehenden Gasinfrastruktur zu einer Wasserstoffinfrastruktur tätig werden müssten. Tabelle 14 gibt einen Überblick über die entsprechenden Akteur\*innen und deren Aufgaben.

**Tabelle 14 Akteur\*innen und deren Aufgabenbereiche bei der Nutzung der Gasinfrastruktur für den Wasserstofftransport entlang der Wertschöpfungskette**

Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
Elektrolysebetreiber*innen 6 Wasserstoff-Elektrolyseure in Deutschland laut Umfrage der BNetzA (Stand 2020) Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke und Kommunen H <sub>2</sub> -Speicherbetreibende Industrieunternehmen	Bisher bilateral zwischen Industrieunternehmen Over the counter (OTC) Zukünftig auch über EEX Börsenhandel Preisbildung europäisches Herkunftsnachweisregister	Wasserstoffnetzbetreiber*innen können auch Erdgasnetzbetreibende sein Regulierungsbehörde (BNetzA) Opt-In-Erklärung Ad-hoc-Bedarfsprüfungen Entflechtung Keine Anreizregulierung und kein entsprechender Effizienzvergleich	Industrie Umwandlung s-sektor GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung) Haushalte Handwerker für verwendete Anlagen

Quelle: Eigene Darstellung

Die nächsten Abschnitte erläutern die einzelnen Akteur\*innen detaillierter und geben einen Einblick in deren Aufgabengebiete.

#### **4.3.5.1 Wasserstoffherzeugung**

Im EnWG fällt Wasserstoff unter die Definition von „Gas“ nach EnWG §3 19a (Stand 10.08.2021) und unter „Biogas“ nach EnWG §3 10f (Stand 10.08.2021), je nach Anteil des erneuerbaren Stroms bei der Wasserstoffproduktion (TÜV Süd 2021). Wasserstoff, der zu 80 % mittels erneuerbaren Stroms produziert wurde, gilt somit als Biogas (DVGW 2014).

Bisher entsteht Wasserstoff in erster Linie als Kuppel- oder Nebenprodukt in der Industrie, wie z. B. bei der Chlorproduktion oder in Raffinerien. 40 % des produzierten Wasserstoffs wird mittels Erdgas-Dampfreformierung erzeugt und fällt somit unter die EnWG-Definition von „Gas“ als nicht CO<sub>2</sub>-neutrales Gas (BNetzA 2021d). Diese Industrieprozesse werden tendenziell über das Gastransportnetz mit Erdgas versorgt, wie in Abschnitt 4.2.5.5 aufgezeigt. Dennoch werden bereits sechs Wasserstoff-Elektrolyseure, laut des Monitoringberichtes der BNetzA (Stand 2019), mit Einspeisung in das Erdgasnetz betrieben (Bundeskartellamt und BNetzA 2021). Auf welcher Netzebene, Verteil- oder Transportnetz, diese Anlagen einspeisen, ist nicht bekannt. Darüber hinaus gibt es noch weitere Demonstrations- und Forschungsanlagen, sodass insgesamt ca. 40 Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland betrieben werden (Bundeskartellamt und BNetzA 2021).

Auch zukünftig kann die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyseure für Raffinerien ein Geschäftsmodell sein. Zum Beispiel hat Shell 2021 die größte PEM-Wasserstoff-Elektrolyse mit 10 MW in Betrieb genommen (Shell 2021). Weitere Wasserstoffproduzent\*innen sind Energieversorgungsunternehmen, Stadtwerke und Kommunen, wie bereits verschiedene Wasserstoffprojekte im Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020 – 2030 und der Ideenwettbewerb Reallabore des BMWi zeigen (BMW 2021d; BNetzA 2021d; FNB Gas 2021a). Insbesondere Elektrolyseure, die von Stadtwerken und Kommunen betrieben werden, werden voraussichtlich in das Gasverteilnetz einspeisen.

#### **4.3.5.2 Wasserstoffspeicherbetreiber\*innen**

Wasserstoffspeicherbetreiber\*innen und Wasserstoffspeicheranlagen werden in EnWG §3 10c (Stand 10.08.2021) als „natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens“ definiert (BMJV; BFJ). Wasserstoffnetzbetreiber\*innen sind vom Betrieb von Wasserstoffspeicheranlagen ausgenommen (EnWG §3 39b Stand 10.08.2021) (BMJV; BFJ).

Wie bereits bei der Wasserstoffproduktion, gibt es bereits verschiedenen Projekte im Bereich der Speicherung von Wasserstoff. Einer der ersten Wasserstoff-Kavernenspeicher wird in einem Projekt der Forschungsinitiative HYPOS, welches bereits im Mai 2019 startete, in Bad Lauchstädt errichtet und soll in das dortige Wasserstoffnetz integriert werden (VNG Gasspeicher 2019). Des Weiteren plant RWE bis 2026 ein Wasserstoff-Kavernenspeicher in Gronau-Epe in ein reines Wasserstoffnetz zu integrieren (RWE 2021). Wie bereits in Abschnitt 4.2.5.2 erläutert werden Kavernenspeicher tendenziell über das Gastransportnetz mit Erdgas gespeist, sodass auch Wasserstoff-Kavernenspeicher bei einer Umrüstung des bestehenden Gasnetzes eher in der Transportnetzebene in das Netz integriert werden.

Regulatorisch gibt es die Möglichkeit für Wasserstoffspeicherbetreiber\*innen, mittels einer „Opt-In-Erklärung“, sich gegenüber der BNetzA bereit zu erklären, dass für den Zugang zu den Wasserstoffspeicheranlagen die Vorgaben nach §28n EnWG (Stand 10.08.2021) gelten sollen (BMJV; BFJ; BNetzA, 2021). §28n EnWG regelt den „angemessenen und diskriminierungsfreien“ Zugang zu Wasserstoffnetzen (BMJV; BFJ).

#### 4.3.5.3 Wasserstoffhandel

In Deutschland wird Wasserstoff größtenteils direkt vor Ort produziert und verbraucht (BNetzA 2021d) und auch weltweit werden lediglich 5 % des produzierten Wasserstoffs transportiert und gehandelt (FfE 2019). Somit ist Wasserstoff heutzutage kein international gehandeltes Gut. Dennoch wird im Einzelfall Wasserstoff vom Produktionsort zum Ort des Verbrauchs transportiert. Mittels bilateraler Verträge zwischen den Unternehmen werden die Konditionen der Lieferung vereinbart (BNetzA 2021d).

Die EEX ist seit über 20 Jahren ein börslicher Marktplatz für unter anderem Strom und Erdgas (EEX). Mittels der Erfahrungen der verschiedenen Akteur\*innen, wie politischen Entscheider\*innen, Regulierer\*innen, Netzbetreiber\*innen, Vertreter\*innen von Handelsplattformen und weiteren Marktakteur\*innen im Aufbau und der Liberalisierung der Strom- und Gashandelsmärkte wird seitens der EEX eine Arbeitsgruppe für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes vorangetrieben (Brandes 2021). Ziel ist es transparente Märkte für den Wasserstoffhandel zu kreieren, welche diskriminierungsfreie Zugänge ermöglichen und transparent Preise und Informationen zum gehandelten Wasserstoff veröffentlichen (EEX 2021).

Für den dynamischen Marktaufbau geht man von der heutigen Ausgangssituation, den verschiedenen Wasserstoff-Clustern, aus und erweitert diese Märkte Schritt für Schritt zu europäischen und schließlich globalen Märkte (Brandes 2021). Wie bereits im Erdgashandel wird es Spot- und Terminmärkte für das Ausgleichen von kurzfristigen Verbrauchsschwankungen und die langfristige Planung geben (Brandes 2021). Da zu Beginn der Markt erst etabliert werden muss, wird anfänglich wenig Liquidität vorliegen, welche über geeignete Handelsmodalitäten, wie einer übergreifenden Auktion, die Liquidität bündeln kann. Mittels einer virtuellen Bündelung dieser Wasserstoffcluster können Marktgebiete, wie im Erdgashandel, zusammengeschlossen werden. Der Handel basiert dann auf der Preisdifferenz zwischen den Clustern, womit die Liquidität der Märkte verknüpft werden und man den Wert von Transportleitungen für die physische Verbindung der Cluster ableiten kann (Brandes 2021).

Durch den noch nicht etablierten Markt können sogenannte First Mover den Standard festlegen und somit eine vorteilhafte Ausgangsposition etablieren. Dieser Standard sollte nach (Brandes 2021) folgende Voraussetzungen erfüllen:

- ▶ Einheitliche, klare und harmonisierte Marktregeln
- ▶ Koordinationsstelle ähnlich einer: s Marktverantwortlichen im Erdgasmarkt
- ▶ Klare Bilanzierungsvorgaben
- ▶ Einheitliche diskriminierungsfreie Netzzugänge mit vorhersehbaren Entgelten
- ▶ Einheitliche Standards für Wasserstofftransport mit widerspruchsfreier Taxonomie und Qualitätsdefinition

Zu Beginn werden Wasserstoffprodukte einem Fördermechanismus unterliegen, welcher in den Wasserstoffhandel integriert ist und somit auch geförderte Wasserstoffmengen bei der Preisbildung berücksichtigt (Brandes 2021). Die Förderzahlungen sollen somit auch zeitlich und wertmäßig begrenzt sein.

Zusammen mit Grexel und weiteren Partnern, wie HINICIO, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), TÜV SÜD, dem Verband der ausstellenden Register in Europa (Association of Issuing Bodies (AIB)) und dem französischen Forschungszentrum Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) erarbeitet die EEX Group ein europäisches Herkunftsnachweisregister im Projekt CertifHy (CertifHy 2021; EEX 2021). Im Rahmen dieses

Projektes wurden 2020 Grexel als Betreiber\*in und Ausgabestelle für europäische Herkunftsnachweise festgelegt. Ziel ist es damit Endverbraucher\*innen Informationen über die Eigenschaften des gehandelten Wasserstoffs zu geben, wie z. B. die Treibhausgasintensität oder den Produktionsort (EEX 2021). Gehandelt werden hierfür Zertifikate wie „Green-Hydrogen“ oder „Low Carbon Hydrogen“ (Brandes 2021). Alternativ zum Handel mit Herkunftsnachweisen kann auch eine Massenbilanzierung bzw. eine physische Kopplung angestrebt und hierfür Märkte und entsprechende Zertifikate entwickelt werden (Brandes 2021). Dies wird seitens der EEX Group in (Brandes 2021) jedoch nicht empfohlen.

#### 4.3.5.4 Wasserstoffnetzbetreiber\*innen

Wasserstoffnetze gibt es bisher in drei Industrieclustern in Deutschland. Die Leitungen verbinden verschiedenen Standorte eines Unternehmens oder Unternehmen, welche Wasserstoff als Kuppelprodukt produzieren, mit entsprechenden Abnehmer\*innen (BNetzA 2021d). Diese Netze sind im Besitz der jeweiligen Unternehmen und sind nicht für die Öffentlichkeit zugänglich (BNetzA 2021d).

Zukünftige Wasserstoffnetze stehen für die Versorgung aller Kunden offen und werden entsprechend der Anpassungen an das EnWG (Stand 10.08.2021) reguliert (BMJV; BFJ). Mittels einer Opt-In-Erklärung können Wasserstoffnetzbetreiber\*innen sich gegenüber der BNetzA bereit erklären, dass ihre Wasserstoffnetze nach Teil 3 Abs. 3 des EnWGs (Stand 10.08.2021) reguliert werden (BMJV; BFJ; BNetzA, 2021). Nach einer Prüfung der gesetzlichen Anforderungen und einer ersten positiven Bedarfsprüfung werden die entsprechenden Wasserstoffnetzbetreiber\*innen in einer Liste seitens der BNetzA veröffentlicht (BNetzA 2021c).

Regulierte Wasserstoffnetzbetreiber\*innen können Ad-hoc-Bedarfsprüfungen für die Umstellung von Erdgasleitungen für den Wasserstofftransport oder den Neubau von Wasserstoffleitungen beantragen (BNetzA 2021c). Diese Prüfung entspricht der Bedarfsprüfung im Netzentwicklungsplans (NEP) Gas, sodass für Wasserstoffnetze kein Wasserstoffnetzentwicklungsplan vorgesehen ist (BNetzA 2021c). Anhand des NEP Gas kann ermittelt werden, welche Erdgasleitungen aus dem Netz herausgenommen werden können und somit für eine Umwidmung zum Wasserstofftransport zur Verfügung stehen. Eine Umnutzung bestehender Leitungen ist dem Neubau von Wasserstoffleitungen vorzuziehen, aber die bestehenden Erdgasbedarfe müssen auch weiterhin gedeckt werden (BNetzA 2021c). Dies kann dazu führen, dass auch neue Erdgasleitungen gebaut werden müssen.

Um einen diskriminierungsfreien Netzzugang sicher zu stellen und Quersubventionierungen zu vermeiden, unterliegen regulierte Wasserstoffnetzbetreiber\*innen der Entflechtung des Netzbetriebs von Erzeugung, Speicherung und Vertrieb sowie der buchhalterischen und informatorischen Entflechtung (BNetzA 2021c). Für die Kalkulation der Netzkosten und der Netzentgelte gilt §28o EnWG (Stand 10.08.2021), in welchem die Regulierung eine effiziente, wettbewerbsorientierte Betriebsführung vorschreibt (BMJV; BFJ; BNetzA, 2021). Dies bedeutet, dass der:die Netzbetreiber\*in jährlich einen Antrag der zu erwarteten Netzkosten stellt und unter Berücksichtigung der Differenz der im Vorjahr erzielten Erlöse und tatsächlichen Kosten werden die Netzkosten seitens der BNetzA genehmigt (BMJV; BFJ; BNetzA, 2021). Eine Anreizregulierung und entsprechender Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreiber\*innen wird nicht angewendet. Weitere Bedingungen und Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte sind in der Wasserstoffnetzentgeltverordnung (WasserstoffNEV), vom 23.11.2021, festgelegt (BMJ und BfJ 2021b; BNetzA 2021c).

Wird eine bestehende Erdgasleitung zu einer Wasserstoffleitung umgerüstet, fällt diese aus der Anreizregulierung heraus. Dies führt zu einer Verringerung der Anlagengüter des:r Erdgasnetzbetreiber\*in und zu einer sinkenden Erlösobergrenze, wenn diese Anlagengüter noch

nicht vollständig abgeschrieben waren (BNetzA 2021d). Bisher wird ein vorzeitiger Abgang von Anlagengütern nicht während einer Regulierungsperiode erfasst, sodass der Anlagenrückgang erst in der darauffolgenden Regulierungsperiode berücksichtigt werden kann und somit in der laufenden Regulierungsperiode Mehreinnahmen erzielt werden (BNetzA 2021d).

Wie bereits in Abschnitt 4.2.5.4 erläutert gibt es verschiedene Betriebsmodelle mit unterschiedlichen Besitzverhältnissen bei den Netzbetreiber\*innen. Bei der Umrüstung des bestehenden Netzes sind somit neben dem:der Netzbetreiber\*in je nach Betriebsmodell auch Stadtwerke, Kommunen oder Energieversorgungsunternehmen an der Entscheidung beteiligt.

#### **4.3.5.5 Letztverbraucher\*innen**

Wasserstoff wird derzeit hauptsächlich in der Industrie zur stofflichen Nutzung nachgefragt, wie z. B. in Raffinerien sowie der Methanol- und Ammoniakherstellung (BNetzA 2021d). Laut (FfE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019) wurden 2017 69 TWh Wasserstoff nachgefragt.

Ein Vergleich von nationalen Energiesystemstudien zeigt, dass ein Hochlauf der Wasserstoffnachfrage bereits in der Anfangsphase in der Industrie, insbesondere der Chemieindustrie, der Eisen- und Stahlindustrie sowie der Nichteisenmetallindustrie, welche zum Teil auch über das bestehende Gasverteilnetz versorgt werden (Abschnitt 4.2.5.5), gesehen wird und anschließend die Nachfrage im Verkehrssektor steigt (Wietschel et al. 2021). Im Gebäudesektor wird eine Nachfrage in einzelnen Studien eher längerfristig gesehen, wobei die Ergebnisse hohe Schwankungen zwischen den verschiedenen Szenarien zeigen (Wietschel et al. 2021). Dies liegt insbesondere am Design der Szenarien und an der starken Konkurrenz zu Alternativen in der Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser. Des Weiteren wird Wasserstoff im Umwandlungssektor eingesetzt, um als langfristiger Speicher Schwankungen im Stromsystem auszugleichen (Wietschel et al. 2021). Der Bedarf in Raffinerien wird hingegen stark zurückgehen (Wietschel et al. 2021).

Die Einspeisung von Wasserstoff und die Umrüstung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen ist stark von den Letztverbraucher\*innen abhängig. Wird ein Netzbereich komplett auf reinen Wasserstofftransport umgestellt, so muss im ersten Schritt die Anlagen der Letztverbraucher\*innen vom Netz getrennt werden und, im Falle von der Wärmeversorgung von Gebäuden, ein Gasboiler, welcher Wasserstoff verbrennen kann, oder eine Brennstoffzellenheizung eingebaut werden (Wachsmuth et al. 2019) (Meyer et al. 2021). Parallel werden die Gasleitungen komplett geleert, gereinigt, gegebenenfalls Komponenten getauscht und mit Wasserstoff gefüllt werden (Wachsmuth et al. 2019). Dies führt zu einem hohen zeitlichen, aber auch personellen Aufwand, welcher insbesondere beim derzeitigen Handwerkerangel zu Herausforderungen führen wird (Wachsmuth et al. 2019) (energate 2018).

#### **4.3.5.6 Regelwerke und Normung**

Bereits im Januar 2019 haben sich der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfachs e.V. (DVGW) und der Deutsche Wasserstoff- und Brennstoffzellenverband (DMV) geeinigt zu kooperieren und gemeinsam eine Wasserstoffstrategie zu entwickeln (DVGW 2021i). Neben der Durchführung von gemeinsamen Forschungsvorhaben, ist das Ziel Handlungsfelder im ordnungsrechtlichen Rahmen aufzuzeigen und das bestehende DVGW-Regelwerk für Gasinfrastrukturen und Gasanwendungen auf höhere Wasserstoffanteile anzupassen sowie ein neues Regelwerk für 100% Wasserstoff zu erstellen (DVGW 2021i).

#### 4.3.6 Zusammenfassung

Das Diffusionsvermögen von Wasserstoff durch Materialien, die in der Gasversorgung eingesetzt werden, und dessen Auswirkungen ist noch nicht abschließend geklärt. Zum einen tritt durch die Rohrwand durchdiffundierter Wasserstoff in die Umgebung aus. Eine Explosionsgefahr ist beim Bestandsnetz allerdings nicht zu erwarten. Zum anderen kann er zur Versprödung insbesondere von Stahl, beitragen. Die Versprödung kann zu einer Leckage führen. Dieses tritt vor allem im Hochdruckbereich und in Stahlrohrleitungen auf, die häufigen Druckschwankungen ausgesetzt sind. Allerdings werden große und häufig auftretende Druckschwankungen im Normalbetrieb eines Gasnetzes vermieden, so dass das Risiko der Wasserstoffversprödung beherrschbar erscheint. Zusätzlich können bei Bedarf weitere einfache Maßnahmen ergriffen werden. Hierunter zählen z. B. eine häufigere Überwachung und Prüfung der Rohrleitungen sowie die Zugabe von Inhibitoren. Darüber hinaus müssen die Verdichterstationen und die Armaturen für eine 100%ige H<sub>2</sub>-Nutzung ersetzt werden.

Speziell im Gasverteilnetz, in dem ca. 96 % der Rohrleitungen unter 16 bar betrieben werden, stellt der Wasserstoff kein großes Problem für die Stahlrohrleitungen dar. Außerdem bestehen die meisten der in solchen Leitungen verwendeten Stahlrohre aus niedrig legiertem Stahl, der als unproblematisch im Hinblick auf den H<sub>2</sub>-Einsatz gilt. Darüber hinaus bestehen heute etwa 80 % der Hausanschlussleitungen und ca. 62 % der Gasleitungen bis 16 bar Druck aus Kunststoffrohren, die von Haus aus bis zu 100 % H<sub>2</sub> geeignet sind. Die Leckageüberwachung in allen Netzen und im Haus fußt auf bewährten Methoden. Beim Wasserstoffeinsatz kann darauf aufgebaut werden und die Maßnahmen den Gegebenheiten und den Betriebsweisen angepasst werden. Die gegenüber Methan höheren Diffusion liegt in Bereichen, die keine Explosionsgefahr bewirkt. Sie gilt es dennoch, durch geeignete Maßnahmen zu minimieren.

Wenn die Endverbraucher betrachtet werden, müssen die Gasgeräte entweder umgerüstet oder durch neue Geräte ersetzt werden. Die Bauteile für Hausinstallation sind noch nicht für eine 100% Wasserstoffnutzung zertifiziert. Der DVGW erarbeitet jedoch momentan Prüfgrundlagen. Es kann jedoch gesagt werden, dass es für diese Bauteile (Thermisch Auslösende Absperrereinrichtung, Haupteinsperreinrichtung, Gassteckdose, Gaszähler, Isolierstück) bis jetzt keine einschränkenden Informationen bekannt sind. Für die Gasströmungswächter ist die Verwendung von 100% H<sub>2</sub> eine Neuauslegung notwendig.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Regelwerk. Es gibt in der Literatur noch nicht viele Informationen über Regelwerke im Bereich der H<sub>2</sub>-Odorierung oder H<sub>2</sub>-Leckage. Im laufenden DVGW-Forschungsprojekt "Roadmap Gas 2050" sowie in weiteren DVGW-Forschungsvorhaben werden Gasgeräte, Komponenten und Materialien auf ihre Verträglichkeit mit Wasserstoffbeimischungen und 100 % Wasserstoff untersucht, um das Regelwerk weiter zu entwickeln.

Es sind bisher wenig Informationen in der Literatur über die Vorgehensweise bei der Umwidmung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff in der Gasverteilnetzebene verfügbar. Momentan gibt es neue Projekte im DVGW zu diesem Thema, um diese Lücke zu schließen. Es sollte hier beachtet werden, dass die Umstellung erst dann möglich ist, wenn der:die letzte Gaskund\*in abgeschaltet ist.

Auch für das Transportnetz ist es technisch möglich, die Erdgasleitungen für die H<sub>2</sub>-Nutzung umzuwidmen. Da die Druckschwankungen weniger groß sind, können die negativen Auswirkungen des Wasserstoffs auf die Stahlrohrleitungen vermieden werden.

Seitens der Akteur\*innen können Betreiber\*innen von Elektrolyseuren den produzierten Wasserstoff in das Transport- oder Verteilnetz einspeisen. Auf Verteilnetzebene werden dies

insbesondere Wasserstoffproduktionen im Besitz von Kommunen oder Stadtwerken sein. Die betrachteten Wasserstoffspeicher sind Kavernenspeicher, welche tendenziell am Transportnetz und nicht am Verteilnetz angeschlossen sind. Der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur wird insbesondere von den Letztverbraucher\*innen vorangetrieben. Die Industrie wird in der Literatur als einer der First Mover genannt, welche z. B. im Fall der Eisen- und Stahlindustrie auch das bestehende Gasverteilstromnetz betrifft. Langfristig wird für das Gasverteilstromnetz insbesondere der Gebäudesektor relevant sein, in welchem der Einsatz von Wasserstoff noch ungewiss ist und der Markt bereits viele Alternativen bereithält. Des Weiteren ist die Umstellung des Gasverteilstromnetzes mit hohem zeitlichem und personellem Aufwand verbunden, welcher insbesondere mit dem derzeitigen Handwerker-mangel nur schwer umsetzbar ist.

Der Zugang Dritter zu Wasserstoffnetzen ist regulatorisch geregelt und auch der Netzbetrieb ist, wie bei Erdgasnetzen, entflechtet von der Erzeugung, Speicherung und dem Vertrieb. Die Netzkosten werden seitens der BNetzA genehmigt, aber es gibt keine Anreizregulierung mit Effizienzvergleich zwischen den Wasserstoffnetzbetreiber\*innen. Die bedeutet, dass bei der Umrüstung einer bestehenden Gasleitung diese aus dem Anlagenmix für die Erlösbergrenze rausfällt und für die kommende Regulierungsperiode nicht mehr berücksichtigt wird. Dies führt in der neuen Regulierungsperiode zu einer niedrigeren Erlösbergrenze und direkt während der aktuellen Erlösbergrenze zu höheren Einnahmen, die anschließend wieder ausgeglichen werden müssen. Bisher wurden seitens der BNetzA keine Wasserstoffnetzbetreiber\*innen veröffentlicht.

#### **4.4 Umnutzung des Gasnetzes auf CO<sub>2</sub>**

Dieser Abschnitt stellt die Möglichkeit zur Umnutzung bestehender Gasnetze für den CO<sub>2</sub>-Transport dar. Die CO<sub>2</sub>-Verträglichkeit der Materialien wird in Abschnitt 4.4.1 beschrieben. Informationen über Odorierung und Leckage aus dem DVGW-Regelwerk werden in Abschnitt 4.4.2, die Umstellung und das Vorgehen zur Umwidmung in Abschnitt 4.4.2 und Akteur\*innen in Abschnitt 4.4.3 diskutiert. Da in den Haushalten kein CO<sub>2</sub> verwendet wird, wird die Hausinstallation von CO<sub>2</sub>-Leitungen nicht berücksichtigt.

##### **4.4.1 Materialien – CO<sub>2</sub>-Verträglichkeit**

Reines CO<sub>2</sub> ist ein farbloser, geruchloser und nicht brennbarer Stoff. Es hat andere Eigenschaften als Methan, daher bringt der Transport von CO<sub>2</sub> zusätzliche zu beachtende Aspekte mit sich (Denbury 2014; DVGW 2021g; Serpa et al. 2011).

Der kritische Punkt für CO<sub>2</sub> liegt bei 73,8 bar und 31,1 °C. Bei Drücken und Temperaturen oberhalb des kritischen Punkts liegt CO<sub>2</sub> nicht mehr in einer gasförmigen und einer flüssigen Phase vor, sondern in einer kritischen Phase mit der Dichte einer Flüssigkeit, aber der Viskosität eines Gases (Serpa et al. 2011). Somit ist dieser Zustand der effizienteste Zustand für den Transport (Rabindran et al. 2011; Serpa et al. 2011). Üblicherweise sind die Leitungen des Verteilnetzes für solche Drücke nicht ausgelegt (siehe Abschnitt 4.2.2). Daher muss das CO<sub>2</sub> bei der Umnutzung von Erdgasleitungen für die CO<sub>2</sub>-Nutzung in gasförmigem Zustand transportiert werden (Rabindran et al. 2011; Serpa et al. 2011).

Nach den Expert\*innenmeinungen einiger FNB kann auch in den Erdgas-Transportnetzleitungen nicht sichergestellt werden, dass CO<sub>2</sub> ununterbrochen in der superkritischen Phase bleibt, weswegen auch die Transportnetze nur für den gasförmigen Transport geeignet sind. Dies bedeutet, dass zum einen die transportierbaren Mengen drastisch reduziert sind. Zum anderen sind die Reibungsverluste und somit die Transportkosten erheblich erhöht. Drücke über ca. 80 bar direkt vor der Verdichterstation bedingen Anfangsdrücke bis zu 200 bar, was deutlich



über den 80 – 100 bar MOP der Bestandsleitungen liegt. Niedrigere Drücke könnten zu Phasenänderungen bzw. zu undefinierten Zuständen während des Transports führen. Darüber hinaus müssen die Verdichterstationen und die Armaturen ersetzt werden (Serpa et al. 2011).

Derzeit gibt es bereits CO<sub>2</sub>-Pipelines, hauptsächlich in den USA, und sie werden vorwiegend für CCS und das so genannte "Enhanced Oil Recovery (EOR)" verwendet (Serpa et al. 2011). Die Rohrleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport werden in der Regel aus Kohlenstoffstahl hergestellt, z. B. aus den Sorten X60 (Zusammensetzung: C≤0,26, P≤0,04, S≤0,05) oder X80 (Zusammensetzung: C≤0,18, P≤0,03, S≤0,018) des American Petroleum Institute mit einer Streckgrenze von 414-552 MPa (4140-5520 bar). Was die Innenkorrosion von Rohrleitungen betrifft, so haben Erfahrungen aus der Praxis und experimentelle Arbeiten gezeigt, dass trockenes CO<sub>2</sub> und reines CO<sub>2</sub> mit gelöstem Wasser unterhalb der Sättigungsgrenze unter Betriebsbedingungen nicht korrosiv gegenüber Kohlenstoffstahl sind. Grundsätzlich sind die im Verteilnetz vorhandenen Rohrleitungen aus Kohlenstoffstahl metallurgisch für den Transport von CO<sub>2</sub> geeignet, sofern der Feuchtigkeitsgehalt auf einem ausreichend niedrigen Niveau von etwa 500 ppm gehalten wird (DVGW 2021f; Serpa et al. 2011). Für den Niederdruckbereich und für PE-Leitungen gibt es keine Literatur. Nach dem DVGW-Merkblatt für Biogasanlagen (DVGW 2021h) ist die Verwendung von Kunststoffrohrleitungen (außer PVC) für den Biogastransport jedoch geeignet. Da Biogas zu 30-50 % aus CO<sub>2</sub> besteht, ist anzunehmen, dass Kunststoffrohrleitungen im Niederdruckbereich für den reinen CO<sub>2</sub>-Transport geeignet sind. Aus Materialsicht werden keine Probleme erwartet.

Das DVGW-Regelwerk, das den Stand der Technik für die öffentliche Gasversorgung beschreibt, weist momentan keine Regeln für den Transport von Kohlenstoffdioxid auf. Für den CO<sub>2</sub>-Transport im öffentlichen Raum ist zu empfehlen, dass die DVGW-Regeln für Erdgas bzw. Wasserstoff übertragen werden. Dieses Vorgehen ist für in den Regelwerken nicht aufgeführte Fälle allgemein gebräuchlich und auch zu empfehlen.

Wie bereits in Abschnitt 4.4.1 erwähnt, haben CO<sub>2</sub> und Erdgas unterschiedliche chemische und physikalische Eigenschaften. CO<sub>2</sub> ist dichter als Luft, so dass es im ungemischten Zustand in Luft nach unten sinkt. Somit sammelt es sich am Boden oder in Senken. Dort können gefährliche Konzentrationen entstehen, die dazu führen können, dass dort befindliche Personen ersticken (Konzentrationen von 10 Volumen-% in der Luft oder mehr können zu Bewusstlosigkeit oder Tod führen) (IEAGHG 2013; Kilgallon et al. 2015; Serpa et al. 2011).

Wie beim Erdgas ist die Odorierung eine der Maßnahmen, die im Falle eines Lecks die CO<sub>2</sub>-Vergiftung verhindern könnte. Bislang befinden sich die existierenden CO<sub>2</sub>-Pipelines jedoch in ländlichen Gebieten und die wenigen Anschlüsse in Gebäuden werden anderweitig überwacht. Somit ist die Odorierung kein Untersuchungsgegenstand gewesen. Aus olfaktorischen Untersuchungen für CO<sub>2</sub> in Klämanlagen ist bekannt, dass die gängigen Odoriermittel eingesetzt werden können. Ferner ist darauf hinzuweisen, dass Odoriermittel nur für die Detektion von Gas in einem Raum genutzt werden kann. Sobald die Leitung erdverlegt ist und eine Leckage aufweist, kann das Odoriermittel im Boden ad- bzw. absorbiert werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass eine Odorierung keiner weiteren Regelung bedarf (Kilgallon et al. 2015). Dennoch ist für CO<sub>2</sub> eventuell eine zusätzliche Leckageüberwachung sinnvoll, weil CO<sub>2</sub> schwerer als Luft ist, sich daher in den Senken sammeln und somit zur Gefahr werden kann. Hierzu gibt es jedoch keine Untersuchungen.

#### **4.4.2 Umstellung, Vorgehen Umwidmung**

Es wird in der Literatur davon ausgegangen, dass für den gasförmigen Transport von CO<sub>2</sub> die bestehende Pipeline-Infrastruktur genutzt werden kann (Serpa et al. 2011). In der Literatur

finden sich keine spezifischen Angaben zu den Reinigungsverfahren für die Umwidmung von Erdgasleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport weder auf der Verteilnetz- noch auch der Transportnetzebene. Die Verfahren für die Inbetriebnahme von CO<sub>2</sub>-Pipelines sind jedoch verfügbar, und es kann davon ausgegangen werden, dass die gleichen Reinigungsverfahren erforderlich sind. Laut Literatur werden Kohlenstoffdioxid-Pipelines, die einer hydrostatischen Druckprüfung unterzogen wurden, nach Abschluss der Prüfung gereinigt und an der Luft getrocknet, um Korrosion zu verhindern, die sonst bei der Inbetriebnahme des Systems auftreten kann. Bei CO<sub>2</sub>-Rohrleitungen könnte das Vorhandensein von Restwasser nach einer Wasserdruckprüfung zu einer raschen Korrosion der Rohrleitung und einem möglichen vorzeitigen Ausfall beitragen, so dass Trocknungsverfahren sorgfältig geplant und befolgt werden müssen. In der Literatur werden mehrere Methoden zur effektiven Trocknung einer Pipeline genannt, von denen die meisten auch auf CO<sub>2</sub> anwendbar wären: sehr trockene Luft, Methanol, Inertgas wie Stickstoff, Vakuum (IEAGHG 2013).

Es wird insbesondere darauf geachtet, dass u.U. parallel zur CO<sub>2</sub>-Leitung noch z. B. Methan verteilt werden muss. Dadurch, dass im Allgemeinen nur Hauptleitungen genutzt werden können und diese auf der Verteilnetzebene nicht redundant vorliegen, ist ein Herauslösen der Leitung aus der Vermaschung nicht machbar. Ausnahmen können je nach Örtlichkeit vorkommen. Dies bedeutet, dass eine Umwidmung erst möglich ist, wenn der:die letzte Gaskund\*in vom Netz gegangen ist.

Die nötigen Investitionen für die Umstellung bereits bestehender Erdgasleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport sollten im Transportnetz geringer sein als die Kosten für den Bau einer neuen Pipeline (Kenton und Silton 2021). Es ist zu vermuten, dass es auch für das Verteilnetz gilt, dass eine Umstellung kostengünstiger als der Bau einer neuen Pipeline ist. Wie in Kapitel 4.4.1 erwähnt, ist der Transport von CO<sub>2</sub> in gasförmigem Zustand in den Erdgastransportleitungen nach den Einschätzungen von Expert\*innen der FNB technisch möglich. Allerdings wird der Transport von CO<sub>2</sub> in der Gasphase in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit sehr kritisch gesehen. Ein Neubau sei daher nicht nur aus Sicht der Kapazität bei größeren CO<sub>2</sub>-Mengen, sondern insbesondere auch aus technischer Sicht eine Alternative. Darüber hinaus sei an vielen der relevanten Industriestandorte auch der Transport per Schiff eine mögliche und einfache Option. Allerdings müsse die Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit der CO<sub>2</sub>-Menge, der Transportentfernung und vor allem des Wertes von CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-Preis) geprüft werden.

#### 4.4.3 Akteur\*innen

In diesem Abschnitt werden die Akteur\*innen, die bei einer Nutzung von Erdgasleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport relevant sind, genauer erläutert. Hervorzuheben ist, dass in Deutschland bisher keine CO<sub>2</sub>-Leitung existiert und auch keine Erdgasleitung für den Transport von CO<sub>2</sub> umgerüstet wurde. Tabelle 15 gibt einen Überblick über die relevanten Akteur\*innen und deren Umfeld.

**Tabelle 15 Akteur\*innen und deren Aufgabenbereiche bei der Nutzung der Gasinfrastruktur für den CO<sub>2</sub>-Transport entlang der Wertschöpfungskette**

Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
Industrieunternehmen Zement- und Kalkindustrie, Eisen- und Stahlindustrie Grundstoffchemieindustrie Glasindustrie	Großhandelsunternehmen Einzelhandelsunternehmen Börsen-Intermediäre Emissionszertifikatehandel	CO <sub>2</sub> -Leitungen in KSpG geregelt Gastransportnetzbetreiber	Industrie Produzenten von

Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
CCS-Unternehmungen; bisher Pilot-Projekte CO <sub>2</sub> -Speicher			E-Methan oder anderen E-Fuels

Quelle: Eigene Darstellung

#### 4.4.3.1 Abscheidung

Auf Grund prozessbedingter Emissionen kann in einigen Industriebranchen der Bedarf entstehen, unvermeidbares CO<sub>2</sub> in einer zirkularen Wirtschaft wieder zu nutzen oder ggf. langfristig zu speichern. Dies betreffen insbesondere die Prozesse der Zement, Kalk sowie Glas- und Keramikindustrie (Fraunhofer ISI et al. 2021; Purr et al. 2021). Wie bereits in Abschnitt 4.2.5.5 erläutert, werden teilweise die Produktionsstätten dieser Industriebranchen über das Erdgasverteilnetz mit Erdgas versorgt, sodass bereits Gasverteilnetzleitungen bis zu den entsprechenden Produktionsstätten vorhanden sind.

Des Weiteren wird untersucht, langfristig auch CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Atmosphäre zu entziehen mittels Direct-Air-Capture-Technologien (DAC). Mit diesem Verfahren werden kleinere Konzentrationen an CO<sub>2</sub> als bei den industriellen Punktquellen abgeschieden und das Verfahren ist bisher sehr energieintensiv (NRW.Energy4CLIMATE 2021). Eine der ersten DAC-Anlagen, welche kommerziell betrieben wird, wurde 2017 von Climeworks in der Schweiz errichtet (Climeworks 2017). Diese Anlage versorgt ein nahegelegenes Gewächshaus mit 900 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr. 2021 errichtete das Unternehmen eine der größten DAC-Anlagen in Island unter dem Namen „Orca“, welche 4.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr absorbiert und zusammen mit Wasser in der Erde einspeichert (Climeworks 2021). Dort reagiert das CO<sub>2</sub> mit dem Gestein und wird fest, sodass es lt. Betreiber\*innenaussagen dauerhaft sicher gespeichert werden kann.

#### 4.4.3.2 Speicherung

Für die Speicherung von CO<sub>2</sub> eignen sich stillgelegte Gas- oder Erdöllagerstätten, saline Aquiferen oder der Meeresuntergrund (UBA 2021a). Letzteres ist über internationale Verträge ausgeschlossen (UBA 2021a). Das 2012 eingeführten Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speichergesetz – KSpG) regelt ausschließlich die Erforschung, Erprobung und Demonstration von CO<sub>2</sub>-Speichern und ist somit sehr restriktiv (BMJ und BfJ 2012; NRW.Energy4CLIMATE 2021). Die Frist für Planfeststellungsverfahren für Speicherdemonstrationsprojekte ist Ende 2016 ausgelaufen, sodass keine weiteren Projekte beantragt werden können (Deutscher Bundestag 2018). Somit fokussiert sich die Arbeitsgruppe Kohlendioxid in Nordrhein-Westfalen (NRW) auf die Nutzung von Speichern außerhalb von Deutschland (NRW.Energy4CLIMATE 2021). Hierfür werden insbesondere CO<sub>2</sub>-Transportnetzleitungen benötigt, um das CO<sub>2</sub> in das Ausland zu den entsprechenden Speichern zu transportieren und ist somit für Verteilnetzbetreiber\*innen weniger relevant.

#### Exkurs: Akzeptanz CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland

Auch die gesellschaftliche Akzeptanz in Deutschland wird in der Literatur als kritisch beschrieben. Von vier geplanten Speicherprojekten konnte lediglich eines vollständig durchgeführt werden (Witte 2019). Dieses Speicherprojekt in Ketzin war eines der ersten CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte in Europa und auch das einzige in Deutschland (Schmidt-Hattenberger 2019). Mit einer Projektlaufzeit von 2004 bis 2017 konnte ein Speichervolumen von maximal 100 kt CO<sub>2</sub> getestet werden. 2017 wurde dieser Speicher wieder verschlossen (Schmidt-Hattenberger 2019). Zur Begründung für den Erfolg des Projekts in Ketzin wird angegeben, dass

das Projekt von einer Forschungseinrichtung koordiniert wurde und klar zeitlich begrenzt war (Deutscher Bundestag 2018). Die anderen drei Projekte wurden von Industrieunternehmen koordiniert und waren auf großvolumige Speicherung ausgelegt.

#### 4.4.3.3 Handel

In der Literatur wird der Handel mit CO<sub>2</sub> als Produkt kaum genannt. Gewonnen wird das derzeit gehandelte CO<sub>2</sub> über natürliche Quellen, wie Brunnen oder stark kohlendioxidhaltigem Gestein in Vulkanregionen, oder durch industrielle Prozesse, welche mittels Nachreinigung und regelmäßigen Überprüfungen CO<sub>2</sub> für die Lebensmittelindustrie aufbereiten (GPO). Es gibt verschiedene Anbieter\*innen, welche Gase im Großhandel, wie z. B. Linde (Linde), und AirLiquide (AirLiquide), oder im Einzelhandel, wie z. B. Baumärkte wie Hornbach (Hornbach), anbieten. Im Einzelhandel kann man CO<sub>2</sub> in Gasflaschen erwerben und wird oft für das Zapfen von Bier, zum Schweißen, in der Aquaristik oder auch für das Sportschießen eingesetzt (Hornbach). Größere Mengen werden im Großhandel über größere Gasflaschen oder Gasflaschenbündel verkauft (AirLiquide). Je nach Anwendung muss das Gas verschiedene Qualitätsstandards erfüllen und die Herkunft zurück verfolgbar sein, sogenannte „Chargenrückverfolgbarkeit“, welche insbesondere für den Gebrauch in der Lebensmittelindustrie angewendet wird (GPO 2018; Linde). In der Lebensmittelindustrie wird CO<sub>2</sub> insbesondere bei der Verpackung und der Getränkeproduktion eingesetzt (GPO).

Die Europäische Kommission möchte den Aufbau nachhaltiger Kohlenstoffkreisläufe mit der Entwicklung eines CO<sub>2</sub>-Binnenmarktes unterstützen, da die EU auch weiterhin Kohlenstoff für Industrieprozesse, die Produktion von synthetischen Brennstoffen, aber auch für Kunststoffe, Gummi und Chemikalien benötigen wird (Europäische Kommission 2021). Diese Vorschläge umfassen Beiträge zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> sowie den Aufbau einer grenzüberschreitenden CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur (Europäische Kommission 2021).

Darüber hinaus zeigt der derzeitige Zertifikatshandel, dass die benötigten Akteur\*innen für einen CO<sub>2</sub>-Handel bereits interagieren und lediglich die Art des Handels bzw. das Produkt angepasst werden muss. Den europäischen Emissionshandel (EU-ETS), an welchem 27 EU-Mitgliedstaaten und Norwegen, Island sowie Liechtenstein teilnehmen, gibt es seit 2005 (UBA 2021b). Seit Ende 2020 ist das Vereinigte Königreich nicht mehr Teil des Handelsgebietes. Im EU-ETS werden Zertifikate für Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie sowie seit 2012 der innereuropäische Luftverkehr gehandelt (UBA 2021b).

#### Exkurs: Emissionszertifikatehandel

Zusätzlich gibt es in Deutschland seit 2021 einen nationalen Emissionshandel (nEHS), welcher die Sektoren Wärmeerzeugung und Verkehr beinhaltet, die nicht Teil des EU-ETS sind (UBA und DEHSt 2021).

Ein wesentlicher Unterschied zwischen dem EU-ETS und dem nEHS ist, dass unterschiedliche Marktteilnehmer\*innen über die Zertifikate adressiert werden. Am EU-ETS ist es ein Downstream-System, in welchem Zertifikate dort erworben werden wo die Emissionen entstehen, direkt in der Industrie, für Kraftwerk und für den Flugverkehr (UBA und DEHSt 2021). Das nEHS ist ein Upstream-System, in welchem der:die „Inverkehrbringer\*in“ von Brennstoff Zertifikate erwirbt und diese Mehrkosten an die Letztverbraucher\*innen weitergibt (UBA und DEHSt 2021).

Nach der „Schaefer Kalk“-Rechtsprechung des EuGHs besteht keine Zertifikatspflicht, wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht in die Atmosphäre gelangen (Benrath 2021). Dies liegt aber nur dann vor, wenn eine sichere stabile und dauerhafte Bindung des CO<sub>2</sub> nachgewiesen ist oder das CO<sub>2</sub> erst dann in die Atmosphäre emittiert wird, wenn es bereits anderweitig zertifiziert wurde (Benrath

2021). Unklar ist, ob diese Rechtsprechung auf andere Carbon Capture Usage (CCU) Produkte, wie synthetische Brennstoffe, angewendet werden kann (Benrath 2021). Dies könnte ein Anreiz für Industrieunternehmen sein, dass CO<sub>2</sub> zu verkaufen und somit CO<sub>2</sub>-Zertifikate einzusparen.

#### 4.4.3.4 Netzbetreiber\*innen

Im Rahmen des KSpGs werden einige Regelungen für CO<sub>2</sub>-Leitungen, ähnlich derer für Gas- und Stromnetze im EnWG, festgelegt (BMJ und BfJ 2012; NRW.Energy4CLIMATE 2021). Zum Beispiel wird der Anschluss und Zugang Dritter an die CO<sub>2</sub>-Leitung (§33 KSpG) zu diskriminierungsfreien und transparenten technischen und wirtschaftlichen Bedingungen geregelt (BMJ und BfJ 2012; NRW.Energy4CLIMATE 2021). Der Transport von CO<sub>2</sub> wird im KSpG unabhängig von der Eingrenzung zur Erprobung und Demonstration deklariert, sodass auch dauerhaft und kommerziell betriebenen CO<sub>2</sub>-Leitungen genehmigt werden können (BMJ und BfJ 2012; NRW.Energy4CLIMATE 2021).

Gespräche mit Gastransportnetzbetreiber\*innen (Gasunie, Gascade und OGE) zeigte, dass grundsätzlich der Transport von CO<sub>2</sub> als Alternative zu Erdgas in Betracht gezogen wird, aber ein flüssiger CO<sub>2</sub>-Transport dem gasförmigen auf Grund der hohen Verluste vorzuziehen ist. Dies führt eher zu einem Aufbau von neuer Infrastruktur als zur Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur. Entsprechende Informationen seitens Gasverteilnetzbetreiber\*innen liegen nicht vor. Nichtsdestotrotz wird auch auf dieser Netzebene auf Grund der Netzebenen der Industrieunternehmen ein Bedarf für den Transport von CO<sub>2</sub> entstehen (siehe auch 4.2.5.5).

#### 4.4.3.5 Letztverbraucher\*innen

CO<sub>2</sub> wird bereits heute in verschiedenen Anwendungen genutzt, z. B. als Trockeneis, als Kühlmittel, als Strahlmittel oder auch als Löschmittel (NRW.Energy4CLIMATE 2021). Darüber hinaus wird CO<sub>2</sub> in der Lebensmittelindustrie eingesetzt. Mit dem Markteintritt synthetischer Brenn- und Kraftstoffe sowie chemischer Grundstoffe erschließt sich eine weitere Nutzungsmöglichkeit des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> z. B. zur Produktion von Methanol basierend auf CO<sub>2</sub> und Wasserstoff (NRW.Energy4CLIMATE 2021). Auch die dauerhafte Bindung von CO<sub>2</sub> in Materialien wie z. B. Beton wird in der Literatur diskutiert (NRW.Energy4CLIMATE 2021; Ruppert 2019). Insbesondere in Nordrhein-Westfalen (NRW) wird mit der Initiative IN4Climate.NRW die verschiedenen Industriebranchen, welche mit einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur miteinander vernetzt werden, zusammengebracht (NRW.Energy4CLIMATE).

#### 4.4.4 Zusammenfassung

Derzeit gibt es bereits CO<sub>2</sub>-Pipelines z. B. in den USA. Bei diesen Pipelines handelt es sich jedoch um Transportpipelines, und die Betriebsbedingungen reichen von 12 °C bis 44 °C und 85 bar bis 150 bar. Dabei wird das CO<sub>2</sub> in diesen Pipelines als überkritische Flüssigkeit transportiert. Diese Druckniveaus sind jedoch für das Gasverteilnetz und auch für die Transportleitungen zu hoch. Im bestehenden Netz kann CO<sub>2</sub> nur im gasförmigem Zustand transportiert werden. Aus technischer Sicht ist es möglich, die bestehenden Erdgasleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport zu nutzen. Allerdings müssen die Verdichterstationen und die Armaturen im Gastransportnetz ersetzt werden. Auch hinsichtlich der Materialien gibt es keine Bedenken. Der Feuchtigkeitsgehalt sollte auf einem ausreichend niedrigen Niveau von etwa 500 ppm gehalten werden. Für den Niederdruckbereich und für PE-Leitungen gibt es keine Literatur. Nach dem DVGW-Merkblatt für Biogasanlagen ist die Verwendung von Kunststoffrohrleitungen (außer PVC) für den Biogastransport mit über 50 Vol.-% CO<sub>2</sub> jedoch geeignet. Daher ist anzunehmen, dass Kunststoffrohrleitungen im Niederdruckbereich für den reinen CO<sub>2</sub>-Transport ebenfalls geeignet sind. Da das CO<sub>2</sub> nicht an die Haushalte geliefert werden wird, besteht kein Bedarf an Regelungen zur Odorierung im Regelwerk, da die Odorierung zur Erkennung von Leckagen in

Räumen verwendet wird. Allerdings muss die Sicherheitstechnik für die Leckerkennung im Vergleich zu Wasserstoff oder Methan angepasst werden. CO<sub>2</sub> hat eine höhere Dichte als Luft und kann nach Austritt aus einer Leitung sich an tief gelegenen Stellen in gefährlichen Konzentrationen anreichern, so dass Erstickungsgefahr besteht. Wie beim Wasserstoff ist auch hier eine Umwidmung erst dann möglich, wenn der:die letzte Gaskund\*in vom Gasverteilnetz abgetrennt wurde.

Nach den Expertenmeinungen einiger FNB ist bisher ein möglicher CO<sub>2</sub>-Transport nicht als Pipelinetransport geplant. Eine technische Prüfung ergab, dass die Leitungen nur bedingt für den Transport geeignet sind. Die maximalen Betriebsdrücke (MOP) der Leitungen sind zu niedrig für den Transport des CO<sub>2</sub> im überkritischen Zustand. CO<sub>2</sub> müsste daher im Gastransportnetz gasförmig transportiert werden, um eine Mehrphasenströmung bzw. Phasenwechsel in den Leitungen zu vermeiden. Für den Transport von gasförmigen CO<sub>2</sub> wird jedoch die Wirtschaftlichkeit sehr kritisch gesehen. Ein Neubau für größere Mengen wäre eine Alternative, auch aus technischer Sicht. Für kleinere Mengen könnte das Schiff eine Alternative darstellen. Hier muss jedoch eine Einzelfallprüfung erfolgen, um die optimale Lösung zu schaffen.

Die Betrachtungen zu den Akteur\*innen zeigen ebenfalls, dass es Überlegungen für den Transport von CO<sub>2</sub> insbesondere auf Transportnetzebene gibt. Für die Speicherung von CO<sub>2</sub> ist der gesetzliche Rahmen in Deutschland sehr limitierend, sodass eher eine Speicherung außerhalb von Deutschland und somit ein Transport von CO<sub>2</sub> über Transportnetzleitungen angestrebt wird. Das Genehmigungsverfahren und der Zugang Dritter zu CO<sub>2</sub>-Leitungen ist bereits gesetzlich geregelt. Die Transportnetzbetreiber\*innen sehen aber einen Transport eher über eine neue Infrastruktur für flüssiges CO<sub>2</sub> als in der Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur.

Auf Verteilnetzebene sind zum Teil CO<sub>2</sub>-Abscheider\*innen, wie die Glas- und Keramikindustrie, angeschlossen und auch entsprechende Letztverbraucher\*innen, wie die Lebensmittelindustrie, werden bereits über das bestehende Gasverteilnetz versorgt, sodass entsprechende Leitungssysteme vorhanden sind. Auf Transportnetzebene entsteht eine entsprechende Nachfrage durch die chemische Industrie und mögliche CO<sub>2</sub>-Einspeiser\*innen können Unternehmen der Zementindustrie sein. Für eine Umrüstung dieser bestehenden Leitungen helfen Initiativen, wie in NRW die IN4Climate.NRW, entsprechende Akteur\*innen miteinander zu verbinden und Kooperationen anzuregen. Eine Umrüstung des bestehenden Gasnetzes zum CO<sub>2</sub>-Transport könnte, ähnlich zum H<sub>2</sub>-Netzausbau, erst in regionalen Clustern in denen Abscheider\*innen und Letztverbraucher\*innen angesiedelt sind, starten. Inwieweit der CO<sub>2</sub>-Zertifikatshandels Anreize für einen Handel mit CO<sub>2</sub> liefern kann und wie ein leitungsgebundener Handel mit CO<sub>2</sub> als Produkt aussehen kann, ist noch offen. Dennoch gibt es bereits Vorschläge seitens der Europäischen Kommission, wie eine nachhaltige CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft aufgebaut werden kann und somit auch Anreize für einen Ausbau der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur gegeben werden.

#### **4.5 Nutzung des Gasnetzes als Leerrohre bzw. im Parallelbetrieb**

Die Nutzung stillgelegter und auch betriebener Erdgasleitungen im Verteilnetz und Transportnetz für unterirdische Strom-, Daten- oder Glasfaserkabel könnte eine Möglichkeit zur Weiternutzung sein. In diesem Kapitel wird die Literatur zu diesem Thema analysiert und enthält Informationen zu den Themen: Materialien (4.5.1), Hausinstallation (4.5.2), Informationen aus dem DVGW-Regelwerk (4.5.3), Umstellung, Vorgehen Umwidmung (4.5.4), und Akteur\*innen (4.5.5).

Die Methodik in diesem Abschnitt unterscheidet sich ein wenig von der in den vorherigen Abschnitten. Es gibt zwei verschiedene Optionen, um die Erdgasleitungen für die Kabelnutzung umzuwidmen: (i) Parallelnutzung (d. h. die gleichzeitige Nutzung von Kabeln und Gas in einer Leitung) und (ii) leere Leitungen (d. h. die Nutzung stillgelegter Erdgasleitungen für Kabel). Es ist wichtig zu erwähnen, dass in der Literatur keine technischen Informationen über die Umstellung von Erdgasleitungen für die leere Nutzung von Kabeln gefunden werden konnten. Daher wurden einige der Normen und notwendigen Materialien für die Erdkabelverlegung aus der Literatur recherchiert. Darüber hinaus wurden Erfahrungen und Einschätzungen von Gasnetzbetreibern in einem Expert\*innenworkshop abgefragt. Am Ende eines jeden Abschnitts wurde unter Berücksichtigung der vorhandenen Literatur und der Expert\*innenmeinungen ein Fazit zum Thema gezogen.

#### **4.5.1 Materialien**

Die Verlegung von Strom-, Daten- oder Glasfaserkabeln unter der Erde ist Stand der Technik und mit verschiedenen Methoden vielfach erprobt. Bei der unterirdischen Verlegung werden diese Kabel zum Schutz vor Feuchtigkeit, Staub etc. in einer Schutzrohrleitung verlegt. In der Literatur gibt es verschiedene Möglichkeiten für diesen Zweck, aber meistens werden PVC-Rohre verwendet, da sie günstiger sind als andere Materialien und sich für diese Aufgabe bestens eignen. Es entstehen im Gegensatz zu Stahlleitungen bei Wechselstrom keine Induktionsströme. Außerdem dienen sie bei den Stromkabeln auch zur Isolierung (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) 2020; Teleglas - Glasfasersysteme). Ferner muss auf die Erwärmung der Kabel und somit auf die Wärmeabfuhr geachtet werden. Bei der möglichen Verwendung von Erdgasleitungen müssen die Kabel in diese Erdgasrohre eingezogen werden, anstatt die Kabel unterirdisch zu verlegen bzw. stückweise in vorbereitete Schutzrohre einzuziehen. Zudem gibt es in der Literatur keine Informationen über die Umstellung der Erdgasleitungen auf eine Leerrohrnutzung bzw. für den Parallelbetrieb.

Der kathodische Korrosionsschutz von Stahlleitungen wird bei wechselnden Magnetfeldern laut Experteneinschätzung abgeschwächt, so dass die Standzeiten der Rohre auf Grund von einsetzender Korrosion sich verkürzen können und einige der Leitungen möglicherweise deutlich früher als geplant getauscht werden müssen. Die Kunststoffleitungen gelten als unkritisch.

#### **4.5.2 Hausinstallation**

Bei einer Umnutzung der Gasnetze als Leerrohre oder bei der Nutzung im Parallelbetrieb, würden die Kabel über die Gaszuführungen in die Häuser eingeführt werden. Eine Weiterverteilung im Innenbereich des Hauses muss dann nicht zwingend in Gasrohren der Hausinstallation erfolgen, sondern kann nach Bedarf Aufputz oder in Leerrohren Unterputz durchgeführt werden. Die Hausinstallation wird dann nicht weiterverwendet.

#### **4.5.3 Regelwerk**

Im DVGW-Regelwerk finden sich nur wenige Informationen über die Nutzung von stillgelegten Erdgasleitungen, da dies außerhalb des Betrachtungsraumes des Regelwerks liegt. Da in dieser Untersuchung aus Sicht des Gases die Fragestellung betrachtet wird, wurden keine weiteren Regelwerke analysiert.

Eine Parallelnutzung von Erdgasleitungen mit den Kabeln ist aus Sicherheitsgründen (Undichtigkeiten, Explosionsschutz) nicht erlaubt. Zum einen muss das Kabel an jeder Armatur aus dem Rohr ausgeführt und danach wiedereingeführt werden, so dass viele mögliche Undichtigkeiten entstehen können. Zum anderen können Stromleitungen eine Zündquelle

darstellen, so dass eine erhöhte Explosionsgefahr zu erwarten ist. Des Weiteren werden bei Wartungsarbeiten oder im Störfall Maßnahmen deutlich erschwert bzw. das Havarierisiko deutlich erhöht. Hierbei ist insbesondere drauf hinzuweisen, dass die Absperrung durch Abquetschen oder Absperrblasen mit Kabeln nicht mehr möglich sind und somit die schnelle sicherheitsrelevante Absperrung von gasbeaufschlagten Rohren nicht mehr sicher möglich ist (DVGW 2015). Diese Bedenken hinsichtlich Sicherheit und technischer Umsetzbarkeit führte unter den Expert\*innen zu der Beurteilung, dass von einer solchen Parallelnutzung abzuraten ist.

Die Nutzung nach einer Stilllegung wird im Regelwerk nicht betrachtet.

#### **4.5.4 Umstellung, Vorgehen Umwidmung**

Wie bereits erwähnt, gibt es nur wenig Literatur zum Thema Umstellung von Erdgasverteil- und Transportleitungen auf die Leerrohrnutzung für Strom-, Daten- und Glasfaserkabel. Was jedoch verfügbar ist, sind die Richtlinien für die unterirdische Verlegung dieser Kabel.

Wie im Abschnitt 4.5.1 erwähnt, wird um die Kabel ein Außenschutzrohr verwendet. Der Außendurchmesser der Rohre für Stromkabel in Verteilnetzbereichen variiert zum Beispiel von 9 mm bis 64 mm, wobei es je nach Rohr Unterschiede gibt (Bos Elektro 2021; Schmitz Kabel 2021). Und bei den Glasfaserkabeln sollte der Innendurchmesser des Leerrohrs zwischen 20-25 mm betragen (Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar, 2019). Wenn die Rohrdurchmesser im Gasverteilnetz betrachtet werden, sollte der Rohrdurchmesser in den meisten Fällen kein Problem darstellen. Bei den Kabeln (Strom-, Daten- und Glasfaserkabeln) muss z. B. der Mindestbiegeradius beachtet werden, damit die Kabel den Straßenknicken bzw. Abzweigungen der Gasverteilnetzleitungen folgen können. Bei Hauptleitungen im Verteilnetz ist keine Einschränkung zu erwarten. Bei den Stromkabeln variiert der Mindestbiegeradius je nach Kabeltyp zwischen 49 mm und 363 mm (21). Bei den Glasfaserkabeln beträgt der Mindestbiegeradius 60 mm. Leerrohre, die für Glasfaserkabel verwendet werden, sollen laut Literatur jedoch nur geringe Biegungen aufweisen (Deutsche Glasfaser 2021; Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar 2019). Außerdem müssten Maßnahmen zum Hitzeschutz getroffen werden, um die Abwärmen in den Boden ableiten zu können und somit eine unzulässigen Überhitzung der Kabel zu vermeiden.

Die Nutzung von Leitungen als Leerrohre im Gastransportnetz ist ähnlich zu diskutieren wie im Verteilnetz. Nach den Expert\*innen Meinungen und unterstützt durch (BNetzA 2019; TransnetBW) ist die Verwendung von Leerrohren im Gastransportnetz jedoch technisch möglich. Die Biegeradien scheinen hier keine größeren Probleme darzustellen. Das Einziehen der Kabel wird ebenfalls eine Herausforderung, da die Kabel auf maximal 1500 Meter gestückelt transportiert und vor Ort über ein Muffe verbunden werden müssen. Das führt dazu, dass entweder an allen Stoßstellen aufgedrückt werden muss oder an der Schwachstelle Muffe gezogen wird. Zum anderen ist die Abwärme der Kabel zu beachten. Hier wird angenommen, dass nur ein Kabel pro Rohr betrieben werden kann. Dies führt bei HGÜ-Leitungen, für die immer ein Plus- und ein Minus-Pol-Kabel mit einem Abstand von mindestens 30 cm verlegt werden müssen, zu dem Aufwand eines der beiden Kabel außerhalb des Rohres in einen zusätzlichen Graben zu legen. Bei Wechselstromleitungen muss pro Phase ein Kabel mit Abstand zu den anderen gelegt werden, so dass auch bei Wechselstromleitungen ein zusätzlicher Graben erforderlich ist. Zusätzlich wird bei Wechselstromleitungen ein Induktionsstrom im Stahlrohr erzeugt, der den Korrosionsschutz aufhebt.



Solange Gas fließt (CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>), ist die Verwendung von Leerrohren für Kabel aufgrund von Kapazitäts- und Sicherheitsgründen nach Ansicht der Experten keine Option. Bisher haben die Gasnetzbetreiber die Nutzung der Leitungen als Leerrohre nicht in Betracht gezogen.

Nach den Expert\*innenmeinungen aus dem Workshop ist es grundsätzlich technisch möglich, stillgelegte und gasfreie Rohrleitungen im gesamten Gasnetz als Leerrohre für die Kabel zu verwenden. Allerdings wird der Aufwand dafür als relativ hoch eingeschätzt. Das Einziehen der Kabel in die stillgelegten Erdgasrohre ist eine technische Herausforderung und noch nicht Stand der Technik, wie die derzeitigen Verfahren zur unterirdischen Kabelverlegung. Es gibt derzeit bereits Verfahren zum Einziehen von Kabeln in unterirdisch verlegte Leerrohre, die jedoch z. B. wegen fehlenden Zugdrähten und zu großen Rohrlängen nicht für Erdgasleitungen geeignet sind. Zudem wird die Wirtschaftlichkeit der Nutzung von stillgelegten Rohren als Leerrohre angezweifelt, da schon jetzt stillgelegte Versorgungsleitungen aus Stahl, PE, Grauguss usw. aus wirtschaftlichen Gründen nicht als Leerrohre genutzt werden. Eine parallele Verlegung von Kabeln wurde bisher bei solchen Konstellationen als günstiger angesehen und durchgeführt.

Letztendlich kann eine Umwidmung zu Leerrohren für die Nutzung als Daten- und/oder Stromkabel nur dann erfolgen, wenn die:der „letzte Gaskund\*in“ an diesem Strang abgeschaltet ist. Somit ist es fraglich, ob der Ausbau der Kabelinfrastruktur zeitlich mit der Zurverfügungstellung der Rohre überein gebracht werden kann.

#### 4.5.5 Akteur\*innen

Bei der Betrachtung der Akteur\*innen im Falle einer Nutzung der Leerrohre des Gasverteils- und Gastransportnetzes wird die Perspektive gewechselt. Beschrieben wird nicht mehr der Transport von einem Gas mittels der vorhandenen Leitungen, sondern die Leitungen selbst werden als Produkt gehandelt. Eine Übersicht über die entsprechende Rollenverteilung gibt Tabelle 16.

**Tabelle 16 Akteur\*innen bei der Alternativen Nutzung von Leerrohren entlang der Wertschöpfungskette**

Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
Gasnetzbetreiber*in	Pacht, Mieten oder Kauf der Leitungen Mitnutzungsentgelt BNetzA als Streitbeilegungsstelle	Nicht zutreffend	Stromnetzbetreiber*in Telekommunikationsnetzbetreiber*in

Quelle: Eigene Darstellung

Das Angebot der Leerrohre als Produkt wird seitens der Gasnetzbetreiber\*innen geboten, je nach verfügbarer freier Kapazität (passive Infrastruktur). Gehandelt werden die entsprechenden Leitungen zwischen den verschiedenen Netzbetreiber\*innen über bilaterale Verträge. Die Leitungen können gepachtet, gemietet oder verkauft werden. Der Netzbetrieb als solches ist in diesem Fall nicht relevant, da der Betrieb über die:den Netzbetreiber\*in, der:die die Leitung weiter verwendet, geregelt ist. Als Nachfrager\*innen kommen Stromnetzbetreiber\*innen oder Telekommunikationsnetzbetreiber\*innen in Frage.

Im Folgenden werden bereits vorhandene Randbedingungen für die verschiedenen Akteur\*innen, sofern in der Literatur vorhanden, genauer erläutert.

#### 4.5.5.1 Angebot

Wie bereits erwähnt wird im Rahmen dieser Studie das Angebot an Leerrohre, welche seitens Gasnetzbetreiber\*innen angeboten werden, betrachtet. Leerrohre sind ein Bestandteil von passiver Infrastruktur, welche nach §3 Nr. 17b TKG wie folgt definiert ist:

„Komponenten eines Netzes, die andere Netzkomponenten aufnehmen sollen, selbst jedoch nicht zu aktiven Netzkomponenten werden; hierzu zählen zum Beispiel Fernleitungen, Leer- und Leitungsrohre, Kabelkanäle, Kontrollkammern, Einstiegsschächte, Verteilerkästen, Gebäude und Gebäudeeingänge, Antennenanlagen und Trägerstrukturen wie Türme, Ampeln und Straßenlaternen, Masten und Pfähle“ (BMJ und BfJ 2021a).

Sofern Leerrohre, bzw. so genannte passive Infrastrukturkomponente, im Besitz einer Gasnetzbetreiber\*in sind, können diese anderen Netzbetreiber\*innen zur Nutzung angeboten werden. Die entsprechenden Einnahmen werden nicht dem Netzbetrieb des:r Besitzer\*in der passiven Infrastruktur zugeordnet und entfallen somit aus dem Betrachtungsrahmen der Anreizregulierung (Deutscher Bundestag 2022).

Fälle in denen nicht mehr benötigte Gasleitungen vom restlichen Netz abgetrennt werden und für Stromleitungen und Telekommunikationsleitungen mitgenutzt werden, sind bisher nicht veröffentlicht. Es gibt aber seit 1996 ein Glasfaserinfrastrukturunternehmen namens GasLINE, welches durch zahlreiche Fern- und Regionalgasgesellschaften gegründet wurde und das Glasfasernetz über weite Strecken im Schutzstreifen der Gashochdruckleitungen verlegen (GasLINE). Eine Umfrage der BNetzA zur bereits vorhandenen Mitnutzungsverträgen zeigte, dass der überwiegende Anteil der Verträge zwischen Gemeindeverbänden, Gemeinden, Städten und Telekommunikationsunternehmen geschlossen wurden (BNetzA 2020).

#### 4.5.5.2 Handel

Um den Breitbandausbau zu beschleunigen und die entstehenden Kosten zu verringern, fördert das DigiNetz-Gesetz die Nutzung von Synergien beim Breitbandausbau (BNetzA 2018b). Die BNetzA übernimmt dabei die Rolle einer nationalen Streitbeilegungsstelle und unterstützt bei der Einigung auf Mitnutzungsentgelte, welche nicht nur die Zusatzkosten der Mitnutzung sondern auch einen Anreizaufschlag enthalten (BNetzA 2018b). Zum Beispiel unterstützte die BNetzA bei der Vertragsbildung zwischen einer Stadt als Besitzer\*in einer passiven Infrastruktur und einem Telekommunikationsunternehmen als Nutzer\*in der passiven Infrastruktur. Für das 33 m lange Leerrohr einigten sich die Parteien auf Entgelte, die 330 € Zusatzkosten für Nutzungsermöglichung und 25 € pro Jahr Anreizaufschlag enthalten (BNetzA 2018b).

Bevor der Anreizaufschlag festgelegt wurde, führte die BNetzA eine umfangreiche Markterhebung durch, um einen bundesweiten Meterpreis pro Jahr ableiten zu können. Hierbei wurden Eigentümer\*innen und Betreiber\*innen von passiver Infrastruktur, wie z. B. Telekommunikationsunternehmen, Gas- und Stromnetzbetreiber\*innen, Stadtwerke, Straßen- und Wasserstraßenverwaltungen, Schienenwegbetreiber\*innen und Gebietskörperschaften, aufgefordert, der Verpflichtung nach §77d Abs. 4 TKG abgeschlossene Mitnutzungsverträge der BNetzA vorzulegen, nachzukommen (BMJ und BfJ 2021a; BNetzA 2018a). Von den ungefähr 7.500 Adressaten haben 962 bis 31.10.2018 geantwortet und 935 Mitnutzungsverträge gemeldet (BNetzA 2018a). Der Großteil der Verträge (74 %) beinhalten längenabhängige, jährliche Entgelte, während lediglich 14 % nur ein einmaliges Entgelt festlegen (BNetzA 2018a). Eine unentgeltliche Nutzung wurde von 12 % der Antwortenden gemeldet (BNetzA 2018a). Somit ergibt sich eine Streuung der Referenzentgelte zwischen 0 € und bis zu 35 € (BNetzA 2018a). Mittels des Medians kann ein Referenzentgelt von 1,25 €/m und Jahr festgelegt werden

(BNetzA 2018a). Für den Anreizaufschlag legt die BNetzA einen Aufschlag von 20 % des Referenzentgeltes, also 0,25 €/m und Jahr fest. Da dieser Aufschlag bei kurzen Leitungen nur zu geringen Anreizen führt, werden für Leitungen unter 100 m ein Anreizaufschlag von 25 € pro Jahr festgelegt (BNetzA 2018a).

Diese transparente und einfache Festlegung des Anreizaufschlags kann auch für zukünftige Festlegungen für die Bereitstellung von Leerrohren von anderen Unternehmen genutzt werden und soll auch als Anreiz für Nicht-Telekommunikationsunternehmen, Leerrohre für den Ausbau des Telekommunikationsnetzes bereitzustellen, dienen (BNetzA 2018b). Somit kann diese Art der Vergütung auch bei der Nutzung von Leerrohren des Gasverteils- und Gastransportnetzes angewendet werden.

#### **4.5.5.3 Nachfrage**

Wie bereits in den Abschnitten 4.5.5.1 und 4.5.5.2 verdeutlicht ist die Nutzung von Leerrohren eine Strategie den Ausbau der Telekommunikationsnetze zu beschleunigen, sodass auf Seiten der Telekommunikationsnetzbetreiber\*innen von einer entsprechenden Nachfrage ausgegangen werden kann.

Auch für die Beschleunigung des Ausbaus von Energieleitungen dürfen Leerrohre genutzt werden. Allerdings geht es hierbei um das Mitverlegen von Leerrohren für weitere Hochspannungsleitungen bereits bei der Verlegung von Erdkabeln (Bundesnetzanzeiger Verlag 2019). Innerhalb von 15 Jahren nach Planfeststellung müssen diese Leerrohre mit Stromleitungen genutzt werden. In diesem Fall wird kein weiteres Genehmigungsverfahren für das nachträgliche Durchführen der Stromleitung nötig (Bundesnetzanzeiger Verlag 2019). Bisher sind keine gesetzlichen Regelungen oder ein Anwendungsfall für die Nutzung von leeren Gasleitungen (Verteil- oder Transportnetz) zur Durchführung von Stromleitungen (Verteil- oder Übertragungsnetz) bekannt.

#### **4.5.6 Zusammenfassung**

Aus technischer Sicht scheint eine Umwidmung von Gasrohrleitungen im Gastransport- und Gasverteilnetz in Leerrohre für Daten-, Strom- und/oder Glasfaserkabel zumindest stellenweise grundsätzlich möglich, der notwendige Aufwand erscheint jedoch sehr hoch. Hier scheinen das Einziehen der Kabel in die Rohre in Verteil- sowie Transportnetzrohre und der Biegeradius der Kabel in Verteilnetzen laut Expert\*innenmeinung problematisch zu sein. Auch wird die Abwärmeableitung als kritisch gesehen. Darüber hinaus stellt sich die Frage nach der Wirtschaftlichkeit der Nutzung der stillgelegten Rohre für diesen Zweck. Einerseits stehen aktuell bereits stillgelegte Versorgungsleitungen aus Stahl, Polyethylen, Grauguss, etc. zur Verfügung, die aus wirtschaftlichen Gründen nicht als Leerrohre genutzt werden. Andererseits sind die Kabelverlegungsverfahren für Daten-, Strom- und/oder Glasfaserkabel Stand der Technik. Schließlich können, wie bei H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub>, Netzabschnitte erst dann zu Leerrohren umgewidmet werden, wenn der/die letzte Gaskund\*in des betreffenden Netzabschnittes abgeschaltet wurde.

Bei einem Parallelbetrieb würden Daten-, Strom- und/oder Glasfaserkabel in die bestehende Gasinfrastruktur eingezogen und bei gleichzeitigem Gastransport genutzt. Bei einem Einzug von Datenkabeln ist jedoch eine Vielzahl von Auslässen nötig, die Undichtigkeiten zur Folge haben können. Ein Parallelbetrieb mit Stromkabeln erhöht das Explosionsrisiko und ist mit dem DVGW-Regelwerk konsequenterweise nicht vereinbar. Hinzu kommen Haftungsfragen in Schadensfällen und unbekannte Einflüsse auf Strömungsprofile. Diese Bedenken hinsichtlich Sicherheit und technischer Umsetzbarkeit führte unter den Expert\*innen zu der Beurteilung, dass von einer solchen Parallelnutzung abzuraten ist.

Akteur\*innenseitig bieten Gasnetzbetreiber\*innen auf Transportnetz- oder Verteilnetzebene ihre Leerrohre zur Mitnutzung von anderen Netzbetreiber\*innen an. Als Nachfrager\*innen können insbesondere Telekommunikationsnetzbetreiber\*innen identifiziert werden, welche bereits einen entsprechenden rechtlichen und regulatorischen Rahmen für die Mitnutzung vorweisen. Diese Regelungen können auch auf andere Infrastrukturen zumindest teilweise übertragen werden. Seitens Stromnetzbetreiber\*innen, insbesondere Hochspannungsnetzbetreiber\*innen, gibt es kaum Anreize andere Infrastrukturen mit zu nutzen, da diese bereits prophylaktisch Leerrohre mit den Erdkabeln verlegen können.

Bisher sind keine Mitnutzungsverträge von Gasleitungen bekannt, aber auch nicht in der Literatur ausgeschlossen. Bei einer entsprechenden Mitnutzung stellt z. B. ein:e Telekommunikationsnetzbetreiber\*in die Anfrage der Mitnutzung an den:die Gasnetzbetreiber\*in. Kommt es zu keiner Einigung wird die BNetzA als Streitbeilegungsstelle bei Mitnutzungsverträgen aktiv. Nach einer Einigung auf ein entsprechendes Mitnutzungsentgelt wird die passive Infrastruktur aus der Erlösobergrenze des:der Gasnetzbetreiber\*in entnommen, sodass auch die Einnahmen aus der Verpachtung oder Vermietung der passiven Infrastruktur nicht der Erlösobergrenze angerechnet wird. Der Betrieb der passiven Leitung mittels der neuen durchgeleiteten Infrastruktur liegt bei dem:der erwerbenden Netzbetreiber\*in, in diesem Fall beim Telekommunikationsunternehmen.

## 4.6 Schlussfolgerungen

Die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff stellt eine Möglichkeit dar, die bestehende Erdgasinfrastruktur auch in Zukunft zu nutzen. Hierdurch können wirtschaftliche Vorteile und Vorteile bei Planungs- und Akzeptanzfragen gehoben werden. Die Verträglichkeit von Wasserstoff mit den Materialien und Komponenten der Pipeline ist die Grundvoraussetzung, um stillgelegte Erdgaspipelines auf wirtschaftliche Weise wiederverwenden zu können. Je höher die Kompatibilität ist, desto geringer ist der zusätzliche Aufwand, der für die Umstellung betrieben werden muss. Da Wasserstoff ein sehr hohes Diffusionsvermögen aufweist, kann es zur Versprödung von Materialien beitragen. Dieses tritt jedoch hauptsächlich bei hohen Drücken in Stahlrohrleitungen auf, die häufigen Druckschwankungen ausgesetzt sind. Allerdings treten große Druckschwankungen im Normalbetrieb sowohl in Hochdruckleitungen des Verteilnetzes als auch des Transportnetzes kaum auf, so dass ein Wasserstoffbetrieb beherrschbar erscheint. Zusätzliche Maßnahmen können den Wasserstoffbetrieb verbessern. Trotzdem ist je nach Stahlsorte eine Einzelfallprüfung erforderlich. Darüber hinaus müssen die Verdichterstationen und die Armaturen auf den Gastransportnetzleitungen ersetzt werden. Die Verdichter im bestehenden Gasnetz sind im Zuge der Energiewende jedoch unabhängig vom transportierten Gas aus Klimaschutzsicht möglichst zu elektrifizieren und damit umzurüsten. Aus Gründen der Redundanz und damit der Versorgungssicherheit kann es aber sinnvoll sein, Teile der Verdichter auch mit Wasserstoff zu betreiben, um eine Abhängigkeit vom Stromnetz zu vermeiden.

Eine Versprödung von Materialien ist bei Verteilnetzen mit Rohrleitungen kleiner 16 bar nicht zu erwarten. Ca. 96 % der Gesamtlänge fallen unter dieses Kriterium, so dass Verteilnetze in weiten Teilen schon heute wasserstofftauglich sind. Obwohl ein großer Teil der Komponenten H<sub>2</sub>-tauglich ist, sind dennoch erhebliche Nachrüstungen erforderlich, um die verbleibenden nicht kompatiblen Rohrkomponenten (z. B. Messtechnik wie PGC und Volumenstrommesser) zu ersetzen und einen technisch sicheren Betrieb mit 100 % H<sub>2</sub> zu gewährleisten. Darüber hinaus werden bei den Endverbrauchern die Gasgeräte entweder nachgerüstet oder durch neue Geräte ersetzt werden müssen.

Für die Hausinstallation sind die Bauteile noch nicht zu 100 % für den Wasserstoffeinsatz zertifiziert. Tests dazu werden derzeit in einigen DVGW-Projekten durchgeführt. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist das Regelwerk, bei dem eine Anpassung an den Transport und die Verteilung von 100 % Wasserstoff in Arbeit ist.

Die Umstellung auf den Transport von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) ist unter der Prämisse der Sammlung von CO<sub>2</sub>-Quellen hin zu einer Wiederverwendung und ggf. Export oder zentralen Speicherung zu sehen. Derzeit gibt es bereits CO<sub>2</sub>-Pipelines hauptsächlich in den USA für CCS und die so genannte "Enhanced Oil Recovery (EOR)". CO<sub>2</sub> wird in diesen Pipelines als überkritische Flüssigkeit transportiert, da dies die wirtschaftlichste Art des Transports darstellt. Wenn Erdgasleitungen im Verteilnetz für die CO<sub>2</sub>-Nutzung umgerüstet werden, muss das CO<sub>2</sub> aufgrund der Limitierung des MOP (maximalen Betriebsdruckes) der bestehenden Leitungen im gasförmigen Zustand transportiert werden. Obwohl der maximale Betriebsdruck (MOP) im Gastransportnetz höher ist, kann CO<sub>2</sub> nicht im überkritischen Bereich transportiert werden. Dies bedeutet, dass das CO<sub>2</sub> gasförmig transportiert werden müsste, um einen zweiphasigen Fluss zu vermeiden. Nach Expert\*innen Meinungen sollte das Druckniveau aus vorgenannten Sicherheitsgründen bei 40 bar gehalten werden, um CO<sub>2</sub> sicher zu transportieren. Hierdurch wird im Vergleich zum Transport im überkritischen Bereich die mögliche Transportkapazität stark herabgesetzt und der spezifische Transportaufwand aufgrund von Reibungsverlusten stark erhöht. Dies führt dann zu einer unwirtschaftlichen Situation für den CO<sub>2</sub>-Transport im Gastransportnetz im Vergleich zu einem Neubau. Aus technischer Sicht ist es dennoch möglich, die bereits bestehenden Erdgasleitungen für den CO<sub>2</sub>-Transport zu nutzen, außer Verdichterstationen und Armaturen. Die müssen ersetzt werden. Diese sind im Zuge der Energiewende jedoch unabhängig vom transportierten Gas zu elektrifizieren und damit umzurüsten. Bedenken bzgl. der Materialien bei trockenem CO<sub>2</sub> bestehen nicht. Für den Niederdruckbereich und für PE-Leitungen wurden keine Untersuchungen in der Literatur dokumentiert. Daher wurde eine Einschätzung nach dem DVGW-Merkblatt für Biogasanlagen durchgeführt. Daraus abgeleitet erscheint die Verwendung von Kunststoffrohrleitungen (außer PVC) für den reinen CO<sub>2</sub>-Transport als geeignet zu sein. Die Sicherheitstechnik zur Detektion von Leckagen muss jedoch im Vergleich zu Wasserstoff oder Methan angepasst werden, da CO<sub>2</sub> eine höhere Dichte als Luft hat und sich an tief gelegenen Orten in gefährlichen Konzentrationen ansammeln kann.

Als letzter Teil der Analyse wurde die Verwendung stillgelegter Erdgasleitungen im Transport- und Verteilnetz für Strom-, Daten- oder Glasfaserkabel betrachtet. Dieser Nutzung steht aus Sicht der Gasbranche technisch nichts im Weg. Die technischen Herausforderungen sind lösbar. Allerdings müssen die letzten Nutzer zwingend abgeschaltet sein. Eine Parallelnutzung (Kabel in Gasleitung mit Gasbeaufschlagung ist aus Sicherheitsgründen (Explosionsgefahr und Dichtheit bei Kabeldurchführungen) entsprechend Regelwerk nicht gestattet.

Aus Sicht der Strombranche kann der Biegeradius der Kabel problematisch für die Verlegung im Verteilnetz sein, wenn die Gasleitungen viele Verzweigungen und Knicke aufweisen. Bei Hauptleitungen im Verteilnetz und Leitungen im Transportnetz hingegen stellen die Beschränkungen der Biegeradien aufgrund der geringeren Biegung der Rohrleitungen kein Problem dar. Für Datenkabel gilt abhängig vom Material Glasfaser oder Kupferlitze grundsätzlich dasselbe. Es ist aber davon auszugehen, dass die Datenkabel deutlich geringere Biegeradien aufweisen und somit theoretisch auch in Verzweigungen eingeführt werden könnten. Allerdings wird der Aufwand für die Einbringung der Kabel als relativ hoch eingeschätzt, so dass die Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt ist. Ferner ist die Abwärmeableitung bei Stromkabeln zu beachten, die gerade in Transportleitungen und mehreren Kabeln in einem Rohr als problematisch betrachtet wird. Festzuhalten ist, dass schon existierende stillgelegte

Leitungen aus Stahl, PE, Grauguss usw. aus wirtschaftlichen Gründen nicht als Leerrohre verwendet werden, sondern eine parallele Verlegung der Kabel favorisiert wird. Ferner gilt für die drei Optionen, dass eine Umwidmung nur möglich ist, wenn der:die „letzte Gaskund\*in“ abgeschaltet ist.

Die Ergebnisse sind für Gasvertei- und Gastransportnetz in Tabelle 17 bzw. Tabelle 18 zusammengefasst. Zu erkennen ist, dass die parallele Nutzung aufgrund von sicherheitstechnischen Aspekten nicht umsetzbar erscheint. Die anderen Optionen sind technisch grundsätzlich möglich. Nur bei der Nutzung der Gasverteilstrecken zur Versorgung der Nutzer mit Wasserstoff ist eine Umstellung von Netzgebieten zwar als zeitaufwendig, aber dennoch zeitnah als umsetzbar anzusehen.

**Tabelle 17 Zusammenfassung der Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gasverteilnetz**

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
Rohrmaterialien	geringer Aufwand**	geringer Aufwand**	geringer Aufwand*, **	geringer Aufwand*, **
Rohrkomponenten	geringer Aufwand**	hoher Aufwand**		Müssen umgangen werden, da sie sicherheitsrelevant sind*, **
Hausinstallation	geringer Aufwand**			
Regelwerk	geringer Aufwand** Großteil des Regelwerk existiert, Rest ist in Arbeit	Hoher Aufwand** Regelwerk Industrie muss überführt werden	Wenig Info im Regelwerk	Regelwerk lässt einen Parallelbetrieb nicht zu**
Technische Hemmnisse		CO <sub>2</sub> kann nur gasförmig transportiert werden. Dies führt zu erhöhten Druckverlusten und geringeren Durchsätzen*, **	Biegeradien der Strom- und Datenkabel sind einzuhalten. Gerade bei dickeren Kabeln oder scharfen Knicks muss mit Anpassungen am Leitungsbau gerechnet werden oder die Leitungen sind nicht nutzbar.*	Dichtheit ist durch häufige Kabeldurchführungen auf Dauer nicht gewährleistet* Biegeradien der Kabel sind einzuhalten*, ** Explosionsgefahr*, **
Wirtschaftliche Umsetzungen	Die Umrüstung auf Wasserstoff ist kostengünstiger als ein Neubau*, **	Es ist nicht wirtschaftlich CO <sub>2</sub> gasförmig zu transportieren*	Bisher war eine Wirtschaftlichkeit bei leeren Gas- und Ölröhren nicht gegeben*	Aufwand ist sehr hoch, so dass eine Wirtschaftlichkeit nicht gesehen wird.*
Zeitbedarf Transformation	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein*, ** Umstellung von einzelnen Gebieten wäre kurz- bis mittelfristig möglich Umstellung des gesamten Verteilnetzes wäre nur gebietsweise durchführbar und	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Die Umstellung von Leitungen ist überschaubar	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird hoch sein	Gaskund*innen müssen abgeschaltet sein* Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird sehr hoch sein

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
	würde nur langfristig umsetzbar sein Nutzerumstellung ist zeitaufwendig			

Legende: \*Expert\*innenmeinungen, \*\* Literatur

dunkelgrün	Kann kurzfristig durchgeführt werden
hellgrün	Kann mittelfristig durchgeführt werden
gelb	Kann langfristig durchgeführt werden
rot	Nicht umsetzbar
grau	Nicht zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

**Tabelle 18 Zusammenfassung der Verträglichkeit der Umnutzungsoptionen im Gastransportnetz**

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
Rohrmaterialien	geringer Aufwand**	geringer Aufwand**	geringer Aufwand*, **	geringer Aufwand*, **
Rohrkomponenten	hoher Aufwand ** Verdichterstationen, Armaturen müssen ersetzt werden**	hoher Aufwand** Verdichterstationen, Armaturen müssen ersetzt werden**		Müssen umgangen werden, da sie sicherheits-relevant sind*, **
Regelwerk	geringer Aufwand** Großteil des Regelwerks existiert, Rest ist in Arbeit	hoher Aufwand** Regelwerk Industrie muss überführt werden	Wenig Informationen im Regelwerk	Regelwerk lässt einen Parallelbetrieb nicht zu**
Technische Hemmnisse		CO <sub>2</sub> kann nur gasförmig transportiert werden. Dies führt zu erhöhten Druckverlusten und geringeren Durchsätzen*, **	Wechselstromleitungen können wegen der Induktion nicht in Stahlleitungen verlegt werden** Voraussichtlich kann nur eine HGÜ-Leitung pro Leerrohr verlegt werden, um Überhitzungen zu vermeiden. Dies schränkt die Kapazität stark ein** Zugänglichkeit der Kabelmuffen muss gewährleistet sein** Datenkabel können grundsätzlich eingezogen werden**	Dichtheit ist durch häufige Kabeldurchführungen auf Dauer nicht gewährleistet* Explosionsgefahr**
Wirtschaftliche Umsetzungen	Die Umrüstung auf Wasserstoff ist	Es ist nicht wirtschaftlich CO <sub>2</sub> gasförmig zu transportieren*, **	Bisher war eine Wirtschaftlichkeit bei leeren Gas- und	Aufwand ist sehr hoch, so dass eine Wirtschaftlichkeit nicht gesehen wird*

	Wasserstoff (H <sub>2</sub> )	Kohlendioxid (CO <sub>2</sub> )	Leerrohre (stillgelegte Gasleitung)	Parallelbetrieb
	kostengünstiger als ein Neubau *, **		Ölrohre nicht gegeben*	
Zeitbedarf Transformation	Es muss ausreichend freie Gasnetzkapazität vorhanden sein Der Aufwand ist überschaubar*, **	Es muss ausreichend freie Gasnetzkapazität vorhanden sein Der Aufwand ist überschaubar *	Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird hoch sein *	Der Aufwand für das Einführen der Kabel wird sehr hoch sein *
Bemerkungen	H <sub>2</sub> -Netz wird im NEP schon geplant*, **	Separates CO <sub>2</sub> -Netz erscheint sinnvoller und kostengünstiger*		

Legende: \*Expert\*innenmeinungen, \*\* Literatur

dunkelgrün	Kann kurzfristig durchgeführt werden
hellgrün	Kann mittelfristig durchgeführt werden
gelb	Kann langfristig durchgeführt werden
rot	Nicht umsetzbar
grau	Nicht zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

Seitens der Akteur\*innen gibt es bereits bei der Umrüstung von Gasnetzen zu Wasserstoffnetzen eine Vielzahl aktiver Akteur\*innen, welche durch neue Akteur\*innen im Markt ergänzt werden. Tabelle 19 gibt eine Übersicht über die entsprechenden Akteur\*innen und deren Aufgabenbereiche. Betreiber\*innen von Elektrolyseuren können auf Transport- und Verteilnetzebene in das Wasserstoffnetz einspeisen. Gehandelt wird Wasserstoff heutzutage über bilaterale Verträge, sofern überhaupt ein Handel vonstattengeht. Zukünftig soll neben bilateralen Verträgen auch ein börslicher Handel über die EEX ermöglicht werden, sodass Wasserstoff zu einem international gehandelten Gut wird. Die vorhandenen Wasserstoffnetze werden bisher von Industrieunternehmen betrieben. Ab sofort können sich Gasnetzbetreiber\*innen oder auch andere Akteur\*innen über eine sogenannte Opt-In-Erklärung als Wasserstoffnetzbetreiber\*innen bei der BNetzA registrieren lassen. Die Nachfrage nach Wasserstoff ist heutzutage überwiegend in der Industrie, wobei mittelfristig auch eine Nutzung im Verkehr gesehen wird. Langfristig wird Wasserstoff für den Gebäudesektor diskutiert, wobei die Studienergebnisse ein unklares Bild ergeben.

Bei einem Einsatz von Wasserstoff in gewissen Industrieunternehmen, wie z. B. der Eisen- und Stahlherstellung, aber spätestens bei dem breiten Einsatz von Wasserstoff im Gebäudebereich, wird das Gasverteilnetz grundlegend umgerüstet werden müssen. Hierbei müssen auf Seiten der Verbraucher\*innen und der Netzbetreiber\*innen Umrüstungen vorgenommen werden, welche einen hohen zeitlichen und personellen Aufwand erzeugen.

Bei der Umrüstung von Erdgasleitungen zum Transport von CO<sub>2</sub> ist die Erzeugungsseite von CO<sub>2</sub> bereits über etablierte Akteur\*innen, wie Industrieunternehmen mit prozessbedingten Emissionen und DAC-Betreiber\*innen, bekannt (Tabelle 19). Bisher gibt es einen Groß- und Einzelhandel von CO<sub>2</sub> mittels Gasflaschen. Einen entsprechenden leitungsgebundenen Handel gilt es noch zu gestalten. Die Europäische Kommission hat bereits erste Vorschläge für die Gestaltung einer nachhaltigen CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft entwickelt, welche Anreize für einen entsprechenden CO<sub>2</sub>-Infrastrukturaufbau liefern kann. Da es derzeit in Deutschland noch keine CO<sub>2</sub>-Leitungen gibt, werden neue Netzbetreiber\*innen in diesem Markt aktiv. Dies können



vorhandene Gasnetzbetreiber\*innen sein, welche bisher aber noch keine konkreten Strategien für den Betrieb von CO<sub>2</sub>-Netzen haben.

Die Angebotsseite bei der Nutzung von Leerrohren von Gasnetzen für Telekommunikationsleitungen oder Stromleitungen liegt eindeutig bei den Gasnetzbetreiber\*innen, welche ggf. ihre passiven Leitungen für die Mitnutzung bereitstellen Tabelle 19. Hierfür können sogenannte Mitnutzungsverträge geschlossen werden, bei welchen die BNetzA unterstützen kann. Der Netzbetrieb ist im Aufgabenbereich des Nutzers der passiven Infrastruktur und liegt somit bei der:m Telekommunikationsnetzbetreiber\*in oder der:m Stromnetzbetreiber\*in. Seitens Telekommunikationsnetzbetreiber\*innen gibt es bereits eine Nachfrage im Markt nach der Nutzung von Leerrohren, welcher über das DigiNetz-Gesetz geregelt wird. Eine Nachfrage seitens Stromnetzbetreiber\*innen ist nicht bekannt, aber es gibt zumindest für Hochspannungsleitungen die Möglichkeit direkt Leerrohre mit Erdkabeln zu verlegen, sodass eine Nachfrage nach Mitnutzung von passiver Infrastruktur in diesem Fall eher nicht auftritt.

Die Analyse der drei Umnutzungsmöglichkeiten hat ergeben, dass die Umnutzung für Wasserstoffnetze praktikabel erscheint und auch schon weit vorangeschritten ist. Für eine Umnutzung zum CO<sub>2</sub>-Transport bzw. als Leerrohr scheinen die Unwägbarkeiten hoch. Auch sind die Datenlagen für eine Umnutzung für den CO<sub>2</sub>-Transport bzw. als Leerrohr gering, so dass die Analysen auf hypothetischen Einschätzungen basieren. Daher wird in den folgenden Berichtsteilen nur noch die Umnutzung für Wasserstoff betrachtet und die Umnutzung für den CO<sub>2</sub>-Transport bzw. als Leerrohr zurückgestellt, solange sich nicht substantziell neue Entwicklungen und entsprechende Erkenntnisse dazu ergeben.

**Tabelle 19 Zusammenfassung der Akteur\*innen der verschiedenen alternativen Nutzungsmöglichkeiten des Gasnetzes**

	Angebot	Handel	Netze	Nachfrage
Wasserstoff	Industrieunternehmen und Anlagenbetreiber*innen von Elektrolyseuren	Bisher bilateral, zukünftig auch börslich über EEX	Industrieunternehmen sind derzeit H <sub>2</sub> -Netzbetreiber*innen, zukünftig auch Gasnetzbetreiber*innen oder andere Akteur*innen	Bisher Nachfrage in der Industrie, Zukünftig auch im Verkehr und ggf. im Gebäudesektor
CO <sub>2</sub>	Industrieunternehmen und DAC-Betreiber*innen	Bisher bilateral, künftig unklar	Keine Netze in Deutschland vorhanden, Gasnetzbetreiber*innen können auch CO <sub>2</sub> -Netze betreiben, aber es gibt keine direkten Pläne diesbezüglich	Überwiegend Industrieunternehmen und Produktionsunternehmen von synthetischen Kraft- und Brennstoffen
Leerrohre	Gasnetzbetreiber*innen stellen passive Infrastruktur zur Verfügung	Verpachten oder Vermieten mittel Mitnutzungsverträge und entsprechenden Mitnutzungsentgelten	Nicht relevant, da Netz von Pächter*in oder Mieter*in betrieben wird	Telekommunikationsnetzbetreiber*innen Stromnetzbetreiber*innen

Legende:

dunkelgrün	Gleiche Akteur*innen
hellgrün	Gleiche Akteur*innen mit ggf. einer neuen Rolle und neue Akteur*innen, die bereits mit alten Akteur*innen Kontakte knüpfen
gelb	Neue Akteur*innen, die noch nicht zusammenarbeiten und noch nicht in Kontakt diesbezüglich sind
grau	Nicht zutreffend

Quelle: Eigene Darstellung

## 5 Kosten von Gasinfrastrukturanpassungen (AP 4)

Dieses Kapitel gibt einen Einblick in die entstehenden Investitionsbedarfe und Umrüstkosten bei einer möglichen Umstellung der Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff in Deutschland. Hierfür wurde die Betrachtung in zwei Teile unterteilt. Im ersten Teil werden die wirtschaftlichen Implikationen von einer Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes für den Transport und Verteilung von Wasserstoff, einem parallelen Wasserstoffnetzaufbau und einer Kombination davon betrachtet. Hierfür werden verschiedene Studien eingeteilt in die unterschiedlichen betrachteten Entwicklungspfade und Einsatzgebiete für die Wasserstoffnutzung. Anschließend werden die Kostenannahmen in den Studien für Neubau, Umrüstung und Rückbau der Leitungen, Verdichter sowie der Endanwendungen aufgezeigt und Einflussfaktoren auf die Kosten abgeleitet. Zum Schluss werden die Investitionshöhen der verschiedenen Entwicklungspfade in den verschiedenen Studien verglichen und qualitative Abhängigkeiten zu z. B. der Einsatzgebiete herausgearbeitet. Der zweite Teil befasst sich mit der LNG-Infrastruktur. Hierbei wird zum einen betrachtet, welche Pläne es für den Aufbau einer LNG-Infrastruktur gibt. Darüber hinaus wird auch eine Umrüstung dieser Infrastruktur für den Transport von flüssigem Wasserstoff und Ammoniak untersucht.

### 5.1 Methodischer Rahmen

Für die Kostenbetrachtung der Infrastrukturmstellung der Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff wurden die Entwicklungspfade, Kostenannahmen und Investitionsbedarfe von 19 Studien miteinander verglichen. Der Großteil der berücksichtigten Studien betrachten einen breiten Einsatz von Wasserstoff in den Endanwendungen, welche über die Umrüstung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen versorgt werden. Studien mit einem fokussierten Wasserstoffeinsatz im Verkehr betrachten einen parallelen Aufbau des benötigten Wasserstoffnetzes, während Studien mit dem Fokus auf den Industriesektor eine Umrüstung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur betrachten. Dies kann daran liegen, dass es im Verkehrssektor bisher nur eine geringe Gasnachfrage gibt und somit nur zu einem geringen Umfang bestehende Gasinfrastruktur umgerüstet werden kann.

Der Abschnitt über LNG befasst sich mit zwei verschiedenen Schritten eines Entwicklungspfad für die LNG-Infrastruktur, die im Hinblick auf die Gasinfrastruktur und die Klimaschutzziele sinnvoll sind und aufeinander aufbauen. Der erste Schritt umfasst die Entwicklung der LNG-Infrastruktur zur Deckung des verbleibenden Gasbedarfs. In diesem Schritt wird die Deckung des verbleibenden Bedarfs an methanhaltigen Gasen berücksichtigt. Aktuell ist die Versorgungssicherheit mit Erdgas ein weiteres Thema, das durch den Angriffskrieg gegen die Ukraine wieder in den Fokus gerückt ist. Der zweite Schritt umfasst die Themen der Umstellung einer LNG-Infrastruktur auf den Import von Wasserstoff (i) über die Verdampfung von  $LH_2$ , (ii) über die Aufspaltung von Ammoniak. Dieser Schritt betrifft eine spätere Umstellung der LNG-Infrastruktur für den Fall, dass der Zeitpunkt erreicht ist, an dem kein Bedarf mehr besteht, verbleibende Gasbedarfe zu decken.

### 5.2 Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur

Im Folgenden werden basierend auf der vorhandenen Literatur die volkswirtschaftlichen Herausforderungen bei einer Umstellung der Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff betrachtet. Hierfür werden im ersten Schritt die in der Literatur betrachteten Entwicklungspfade beschrieben. Anschließend wird ein Überblick über die wesentlichen Kostenpositionen und die entsprechenden Annahmen in der Literatur gegeben. Abschließend werden die Kosten der

verschiedenen Entwicklungspfade miteinander verglichen und qualitative Abhängigkeiten herausgearbeitet.

Tabelle 20 gibt einen Überblick über die berücksichtigte Literatur, deren betrachtete Netzebenen, Regionen sowie deren Betrachtungszeitraum. Für die Literaturlauswahl wurden bekannte Studien und häufig zitierte Literatur ausgewählt. Der Großteil der Studien fokussiert sich auf Deutschland und betrachtet den Zeitraum bis 2050. Fünf der Studien nehmen die europäische Perspektive ein, während zwei das Vereinigte Königreich betrachten und lediglich eine den Fokus auf die Niederlande legt. Studien, die das Vereinigte Königreich und die Niederlande betrachten wurden berücksichtigt, da diese Länder bereits sehr aktiv im Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur sind. Lediglich zwei der Studien betrachten einen kürzeren Zeitraum bis 2030 und bis 2040. Des Weiteren fokussieren sich sechs der 19 berücksichtigten Studien auf die Transportnetzebene, während die restlichen Studien beide Netzebenen, Transport- und Verteilnetz, betrachten.

**Tabelle 20** Übersicht über die betrachtete Literatur

Literatur	Netzebene	Land/ Region	Betrachtungszeitraum
Fraunhofer ISI et al. (2021) – BMWi-Langfristszenarien 3 (Fraunhofer ISI et al. 2021)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
Krieg (2012) – Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff (Krieg 2012)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
UBA Roadmap Gas (2019) – Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors (UBA 2019a)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
Baufumé et al. (2013) – GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure (Baufumé et al. 2013)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
Navigant (2019) - Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system (Terlouw et al. 2019)	Transport- und Verteilnetz	Europa	Bis 2050
pwc (2021) – HyWay 27 (PWC 2021)	Transport- und Verteilnetz	Niederlande	Bis 2030
Robinius (2018) – Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles (Robinius et al. 2018)	Transportnetz	Deutschland	Bis 2050
Wang et al. (2021) – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. European Hydrogen Backbone (Wang et al. 2021)	Transportnetz	19 EU Mitgliedstaaten, Vereinigtes Königreich und die Schweiz	Bis 2050
Jens et al (2021) – Extending the European Hydrogen Backbone (Jens et al. 2021)	Transportnetz	21 Länder in Europa	Bis 2040

Literatur	Netzebene	Land/ Region	Betrachtungszeitraum
FNB (2020) – Netzentwicklungsplan (NEP) Gas 2020-2030 (FNB Gas 2021a)	Transportnetz	Deutschland	Bis 2030
Agora Energiewende und AFRY Management Consulting (2021) – No-regret hydrogen (AGORA und AFRY 2021)	Transportnetz	Europa	Bis 2050
DNV GL (2019) – Hydrogen in the electricity value chain (van Gerwen et al. 2019)	Transportnetz	Europa	Bis 2050
DVGW (2021) – Roadmap Gas 2050 (Hüttenrauch und Sperlich 2021)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
DVGW (2018) – Transformationspfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21 (Müller-Syring et al. 2018)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
FVV (2022) – H2 im Gasnetz (DVGW 2022b)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland/ Europa	Bis 2050
Ariadne (2021) – Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmeerzeugung (2021)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050
Element Energy & E4tech (2018) - Cost analysis of future heat infrastructure options (Element Energy und E4Tech 2018)	Transport- und Verteilnetz	UK	Bis 2050
Jakobs, Element Energy (2018) – Hydrogen supply chain evidence base (Jacobs und Element Energy 2018)	Transport- und Verteilnetz	UK	Bis 2050
Frontier Economics et al. (2017) – Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland (Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd 2017)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050

### 5.2.1 Die verschiedenen Entwicklungspfade von der Erdgas- zur Wasserstoffinfrastruktur

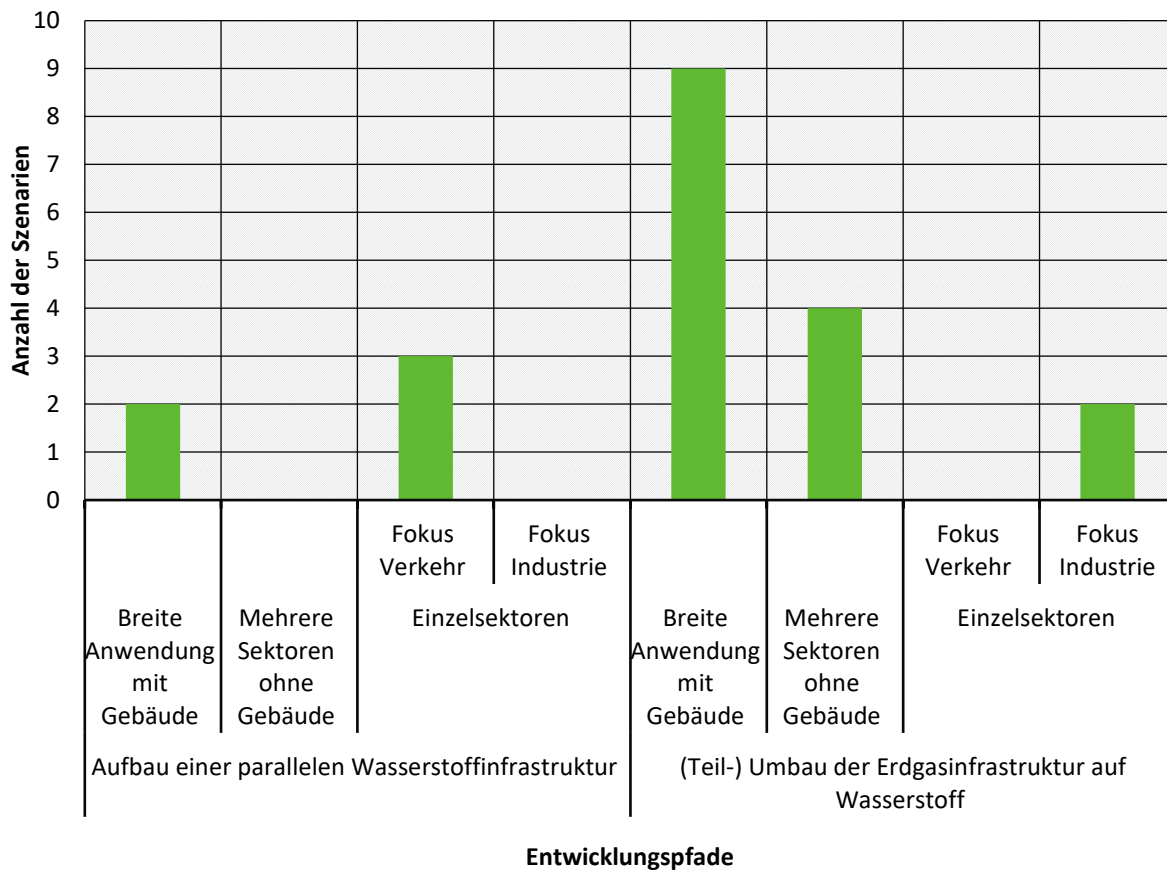
Grundsätzlich wird zwischen zwei Pfaden beim Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur unterschieden. Dem Aufbau einer parallelen Infrastruktur und der Umrüstung der bestehenden Erdgasinfrastruktur. Darüber hinaus ist der Wasserstoffinfrastrukturaufbau abhängig von der Nachfrage. Im Folgenden wird unterschieden, ob Wasserstoff eine breite Anwendung über die Sektoren hinweg bis in den Gebäudesektor findet oder ob eine Nutzung in einzelnen Sektoren oder in mehreren Sektoren ohne Einsatz im Gebäudesektor fokussiert wird.

Der Großteil der Szenarien in den betrachteten Studien analysiert die Umrüstung des bestehenden Gasnetzes zum Wasserstofftransport bei einer breiten Anwendung bis in den Gebäudesektor, wie Abbildung 54 illustriert.

illustriert. Hingegen untersuchen zwei der Szenarien einen parallelen Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur für die breite Anwendung von Wasserstoff bis in den Gebäudesektor. Studien mit Fokus auf der Anwendung im Verkehrssektor betrachten ausschließlich einen parallelen Aufbau des Wasserstoffnetzes, während Studien mit Fokus auf dem Industriesektor ausschließlich die Umrüstung des bestehenden Erdgasnetzes analysieren. Dies kann daran liegen, dass bereits heutzutage Erdgas in der Industrie nachgefragt wird, während im Verkehrssektor die Gasnachfrage gering ist und somit nur zu einem geringen Umfang bestehende Gasinfrastruktur umgenutzt werden kann.

Eine detaillierte Übersicht über die Studien und deren betrachteten Entwicklungspfade ist im Anhang auf Seite 253 zu finden.

**Abbildung 54 Übersicht der Wasserstoffszenarien in der Literatur**



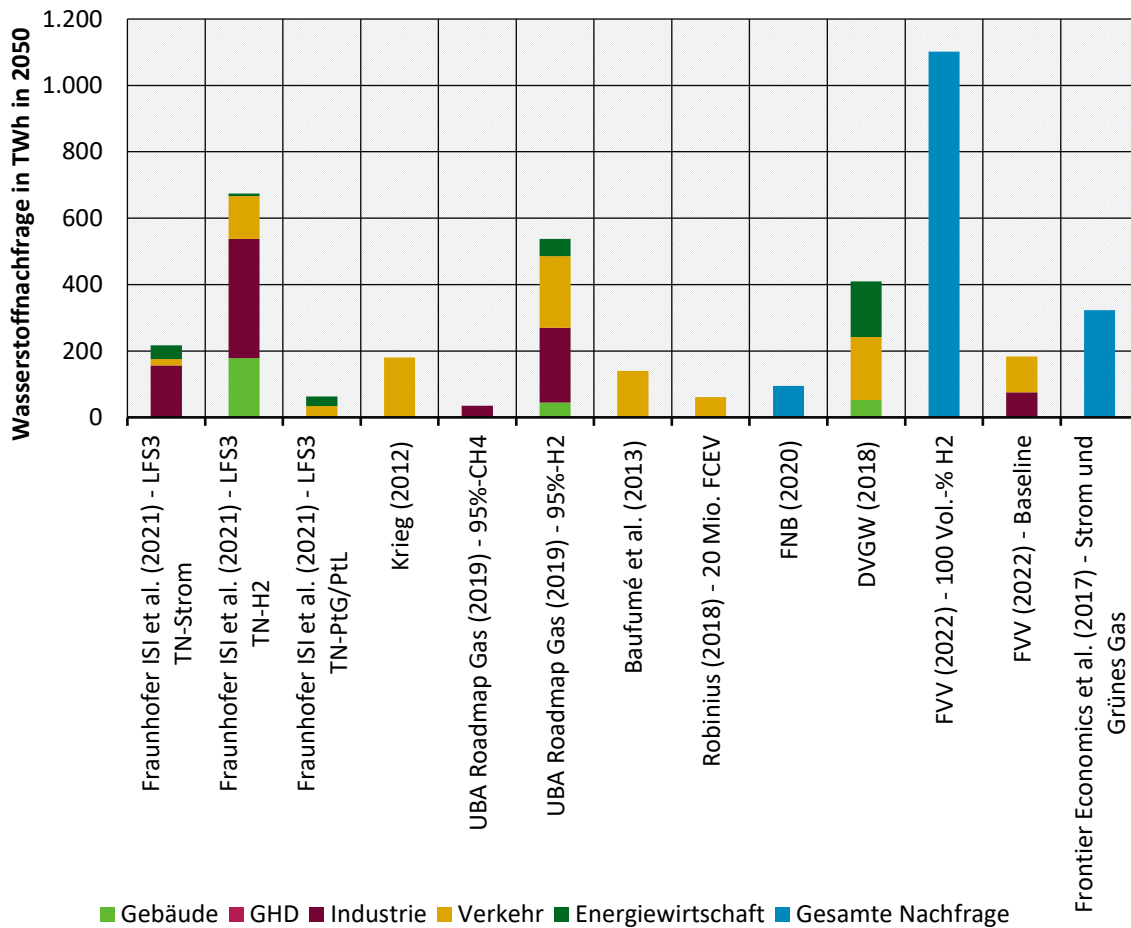
Quelle: Eigene Auswertung der in Tabelle 20 genannten Quellen

Die Wasserstoffnachfragen in Deutschland, die für die zuvor dargestellten Entwicklungspfade angenommen sind, illustriert Abbildung 55. Die blauen Balken zeigen die Gesamtnachfrage, wenn die Studien keine genauen Angaben für die verschiedenen Nachfragen in den Sektoren beinhalten. Die FVV-Studie betrachtet in ihrem Szenario „100 Vol.% H2“ die größte Nachfragemenge, welche insbesondere im Gebäude- und Industriesektor (947 TWh<sup>24</sup>) anfällt (DVGW 2022b). Neben der FVV-Studie weisen lediglich die Langfristszenarien 3 (LFS 3) in ihrem TN-H2-Szenario, das 95%-H2 Szenario der Studie UBA Roadmap Gas und die DVGW Studie (2018) „Transformationspfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21“ eine Nachfrage im Gebäudesektor aus (Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Berlin, 2021; Müller-

<sup>24</sup> Weitere 155 TWh Wasserstoff werden im Verkehrssektor nachgefragt.

Syring, et al., 2018). Wasserstoffnachfragen im Industriesektor fallen in den Szenarien LFS 3 TN-Strom und TN-H2 sowie in der FVV-Studie und der UBA Roadmap Gas an (Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Berlin, 2021; FVV, 2022). Im Verkehrssektor sehen neun Szenarien eine Nachfrage, welche unterschiedlich hoch ist. Die höchste Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor weist die Studie UBA Roadmap Gas im 95%-H2 Szenario mit rund 216 TWh auf (Kasten et al. 2016; Wachsmuth et al. 2019), welche im Verkehrssektor überwiegend auf dem Szenario H2+ der Studie „Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050“ basiert Erarbeitung einer fachlichen Strategie (Kasten et al. 2016).

**Abbildung 55 Wasserstoffnachfrage in TWh in Deutschland in 2050\***



\*Wasserstoffnachfrage in DVGW (2018) basiert auf Heizwert und wurde mit Faktor = 1,18 Brennwert/Heizwert umgerechnet.

Quelle:(Baufumé et al. 2013; DVGW 2022b; FNB Gas 2021a; Fraunhofer ISI et al. 2021; Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd 2017; Krieg 2012; Müller-Syring et al. 2018; Robinius et al. 2018; UBA 2019a)

Die verschiedenen Netzlängen sind in Tabelle 21 zusammengefasst. Entsprechend der hohen Wasserstoffnachfrage insbesondere im Gebäudebereich ergibt sich in der FVV-Studie das größte Wasserstoffnetz mit 33,6 Tsd. km Transportnetz und 522,1 Tsd. km Verteilnetz (DVGW 2022b). Das kleinste Wasserstoffnetz ergibt sich in den LFS 3 im Szenario TN-PtG/PtL mit 2,9 Tsd. Km (Fraunhofer ISI et al. 2021). Mit einer Wasserstoffnachfrage von ungefähr 34 TWh hat dieses Szenario im Vergleich zu den anderen Szenarien mit Fokus Deutschland nicht die geringste

Nachfrage, aber die kurze Länge kann an dem überwiegenden Einsatz des Wasserstoffs im Verkehrssektor liegen (Fraunhofer ISI et al. 2021). Tabelle 38 im Anhang auf S. 278 gibt einen detaillierten Überblick über die Wasserstoffnachfragen und -netzlängen in den betrachteten Studien.

**Tabelle 21 Netzlängen der verschiedenen Studien**

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr
Fraunhofer ISI et al. (2021) LFS 3	TN-Strom	Transportnetz	2050	7,20
		Verteilnetz		0,00
	TN-H2	Transportnetz		10,20
		Verteilnetz		302,90
	TN-PtG/PtL	Transportnetz		2,90
		Verteilnetz		0,00
TN-H2 flächendeckend	Transportnetz	32,00		
Krieg (2012)		Transportnetz	2050	12,00
		Verteilnetz		36,00
Waschsmuth et al. (2019): UBA Roadmap Gas	95%-H2	Transportnetz	2050	k.A.
		Verteilnetz		k.A.
Baufumé et al. (2013)	Verschiedenen Markthochläufe n von FCEV	Transportnetz	2050	12,10
		Verteilnetz		27,99
pwc (2021) HyWay 27	Konservativ	Transportnetz	2030	12,00
		Verteilnetz		130,00
	Medium	Transportnetz		12,00
		Verteilnetz		130,00
	Progressive	Transportnetz		12,00
		Verteilnetz		130,00
Robinius (2018)	20 Mio. FCEV	Transportnetz	2050	12,40
	1 Mio. FCEV			k.A.
	0.1 Mio. FCEV			k.A.
Jens et al. (2021) Extending the European Hydrogen Backbone		Transportnetz	2040	39,70

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr
FNB (2020) NEP2020-2030		Transportnetz	2030	1,24
FVV (2022)	100 Vol.-% H2	Transportnetz	2050	33,60
		Verteilnetz		522,1
Element Energy & E4tech (2018)	Hydrogen Grid	Transportnetz	2050	6,30
		Verteilnetz		256,61

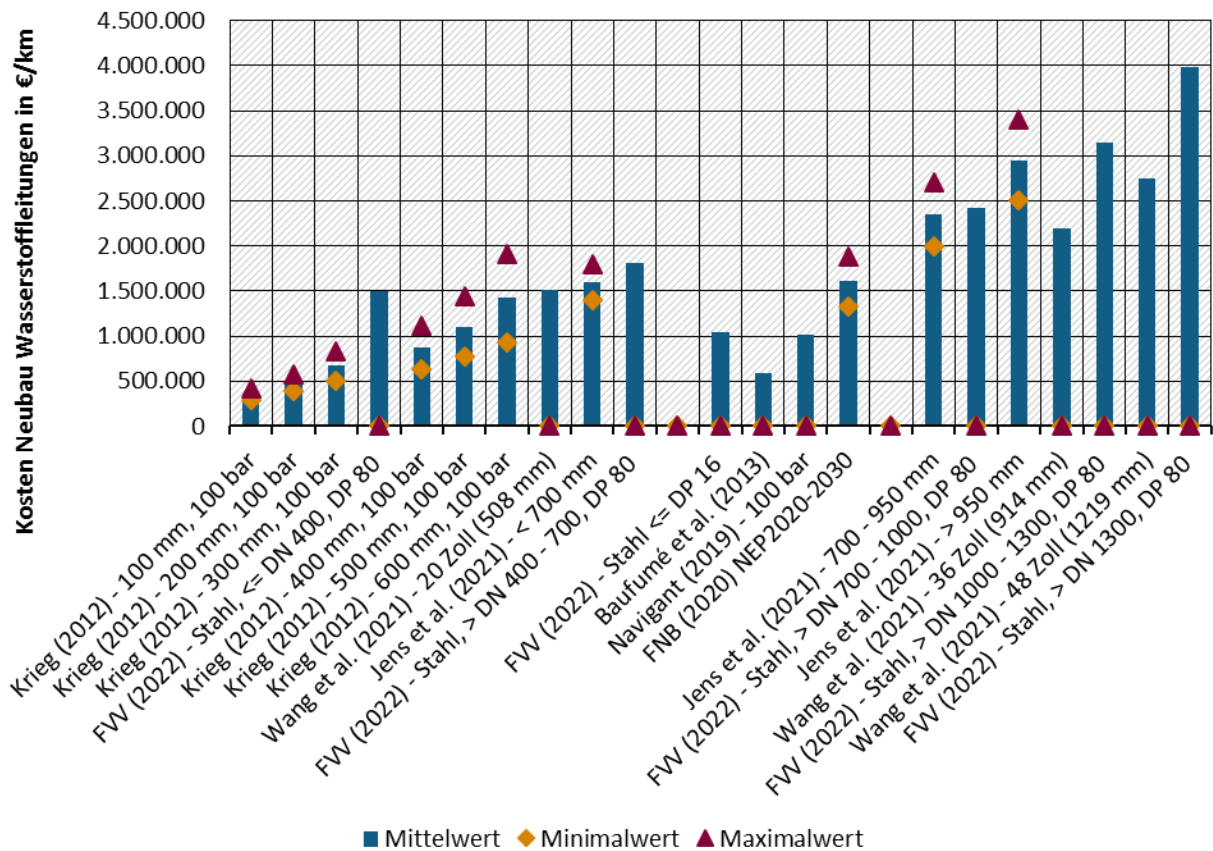
Quelle: (Baufumé et al. 2013; Krieg 2012; PWC 2021; Sensfuß et al. 2021; Wachsmuth et al. 2019)

## 5.2.2 Kostenbestandteile und Kostenannahmen in der Literatur

Für die Netzkosten wird zwischen den Investitionen (CAPEX) und den Betriebskosten (OPEX) unterschieden (Wang et al. 2021). Die Investitionen beinhalten Kosten für den Bau von neuen Wasserstoffleitungen, den Bau von Verdichterstationen und die Umrüstung/ den Umbau bestehender Erdgasleitungen für den Wasserstoffeinsatz (Wang et al. 2021). Diese Kosten enthalten in den meisten Studien auch den Grabenaushub, die Verlegung sowie die zu leistende Arbeit (Baufumé et al. 2013; Krieg 2012; Terlouw et al. 2019), welche allerdings nicht immer separat ausgewiesen werden. Krieg (2012) nimmt an, dass die Verlegekosten entsprechend der Leitungsdurchmesser zunehmen, sodass sich Kosten zwischen 237 €/m (untere Grenze bei 100 mm Leitungen) und 1.016 €/m (obere Grenze bei 600 mm Leitungen) ergeben (Krieg 2012). Kosten für Ingenieurleistungen, Planung und Genehmigung werden laut Baufumé et al. (2013) nicht berücksichtigt (Baufumé et al. 2013). Betriebskosten werden aufgeteilt in variable Betriebskosten, welche insbesondere die Stromkosten für den Verdichterbetrieb umfassen, und in fixe Betriebskosten, welche Betriebs- und Wartungskosten für die Leitungen und Verdichter beinhalten (Wang et al. 2021).

In den betrachteten Studien variieren die Kosten für neue Wasserstoffleitungen abhängig von dem Durchmesser der Leitungen. Abbildung 56 gibt einen Überblick über die Kosten der neuen Wasserstoffleitungen im Transportnetz. Die Beschriftung der x-Achse beinhaltet die Studie und, wenn vorhanden, den Durchmesser der Leitung in mm sowie den Nenndruck der Leitungen in bar. Von links nach rechts steigen die Durchmesser der Leitungen, sofern diese bekannt sind. Transportnetzleitungen mit einem Durchmesser kleiner 700 mm kosten zwischen 358.000 €/km und 1.815.000 €/km, während Transportnetzleitungen mit Durchmessern größer 700 mm zwischen 2.200.000 €/km und 3.982.000 €/km kosten. Die Annahmen ohne Angabe des Durchmessers werden in Abbildung 56 zwischen den Kostenannahmen kleiner und größer 700 mm Durchmesser dargestellt. Entsprechend der Höhe dieser Kostenannahmen ist zu vermuten, dass es sich um Leitungen mit einem Durchmesser kleiner 700 mm handelt.

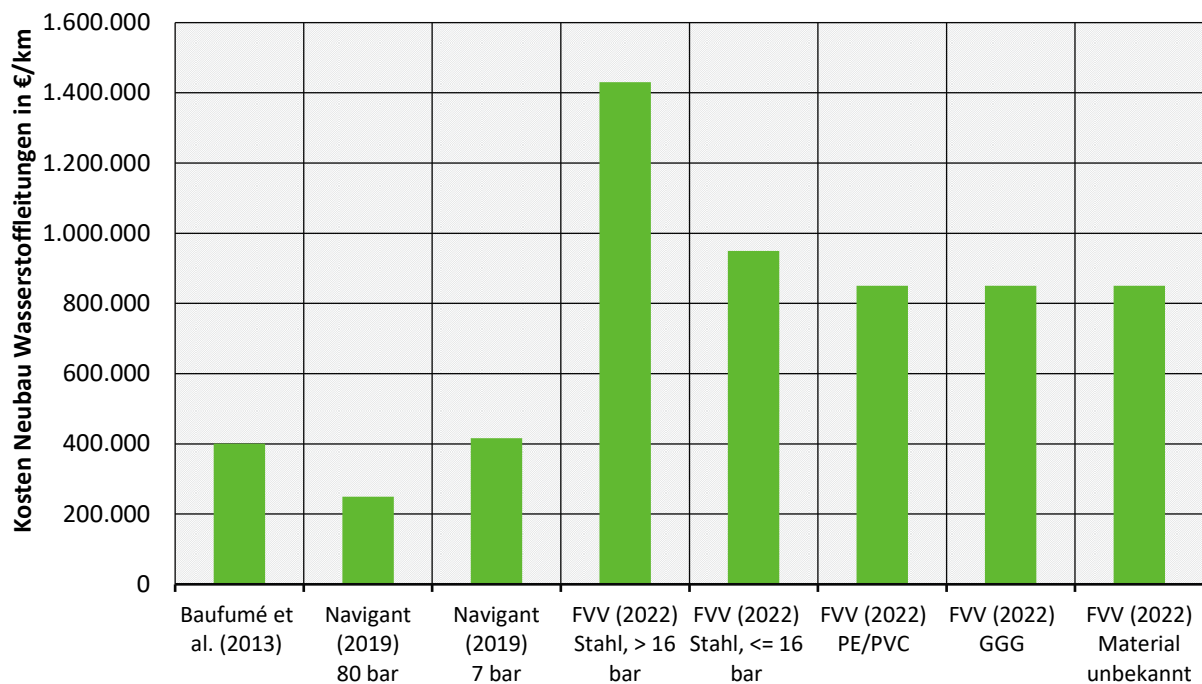


**Abbildung 56 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von Wasserstoffleitungen im Transportnetz\***

\*Für Kostenannahmen mit Bandbreiten wurde der Mittelwert gebildet und die orangenen und roten Punkte zeigen den Minimal- bzw. Maximalwert. 1 Zoll = 25,4 mm und 1 Pfund (2018) = 1,130435 €

Quellen: (Baufumé et al. 2013; DVGW 2022b; FNB Gas 2021a; Jens et al. 2021; Krieg 2012; Terlouw et al. 2019; Wang et al. 2021)

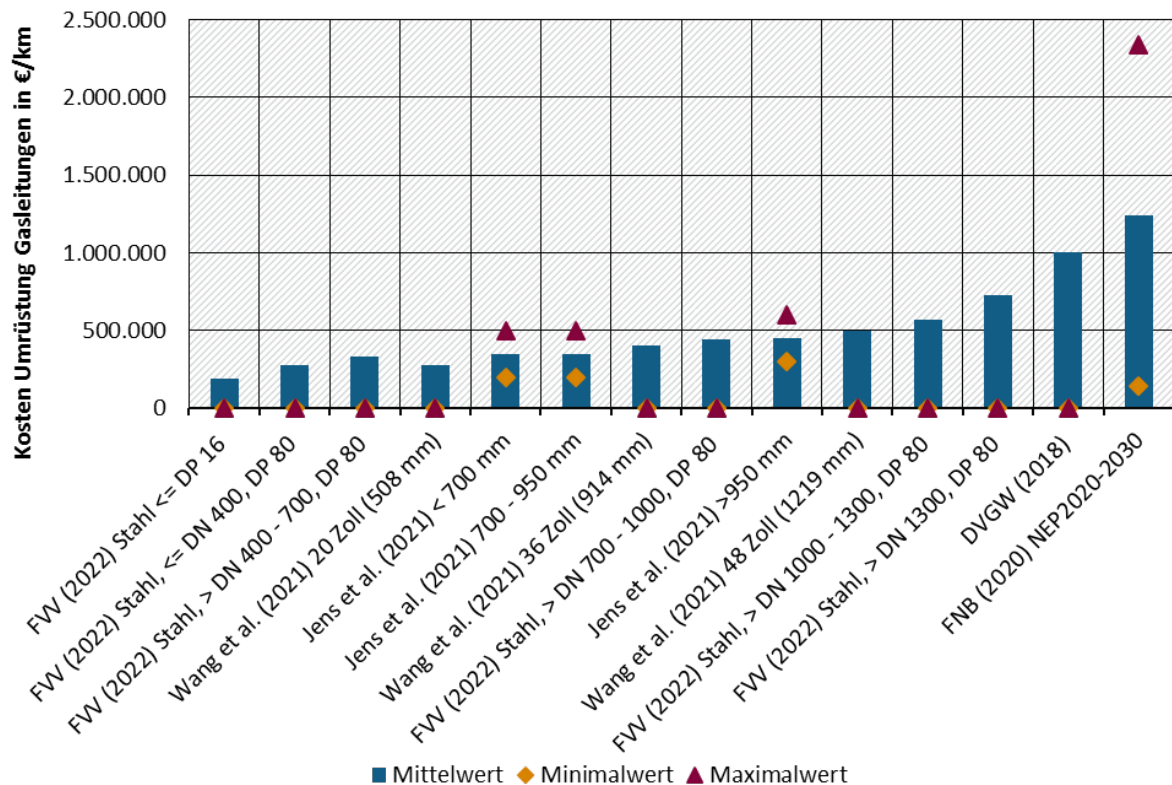
Für das Verteilnetz unterscheiden sich Durchmesser und Nenndrücke, und somit auch die Kosten für neue Wasserstoffleitungen, weniger als für das Transportnetz und sind laut Baufumé et al. (2013), Navigant (2019) und Krieg (2012) vor allem abhängig von der Länge (Baufumé et al. 2013; Krieg 2012; Terlouw et al. 2019). Darüber hinaus machen die Verlegekosten einen großen Anteil der Verteilnetzleitungskosten aus (Krieg 2012). Die in Abbildung 57 dargestellten Kostenannahmen liegen zwischen 249.903 €/km und 1.430.000 €/km. Ein direkter Vergleich zwischen den verschiedenen Studien ist nicht möglich, da die aufgeführten Kostenannahmen für neue Leitungen mit unterschiedlichen Materialien und Nenndrücken sind.

**Abbildung 57 Kostenannahmen in der Literatur für den Neubau von Wasserstoffleitungen im Verteilnetz\***

\*In der FVV-Studie wird das bestehende Gasnetz umgerüstet, sodass neue Leitungen nur dort verlegt werden, wo alte Gasleitungen nicht umgerüstet werden können. Dadurch kommt es zu der Kostenannahme für Leitungen mit unbekanntem Material.

Quellen: (Baufumé et al. 2013; DVGW 2022b; Terlouw et al. 2019)

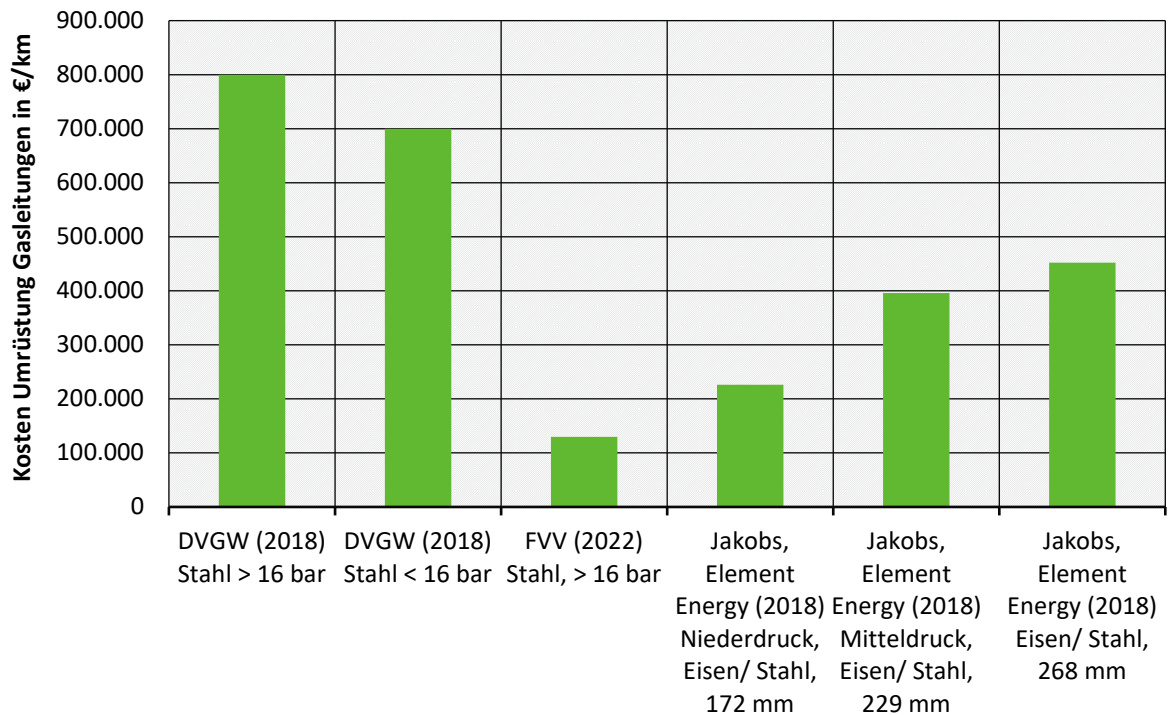
Bei der Umrüstung von bestehenden Gasleitungen sind die Aufwendungen abhängig von dem Material der bestehenden Leitung. Im Transportnetz kann es auf Grund von schwankenden höheren Drücken insbesondere in Stahlleitungen durch Wasserstoff zu Versprödungen der Leitungen und somit zu Leckagen kommen. Um dies zu vermeiden werden die Leitungsmaterialien angepasst. Abbildung 58 vergleicht die verschiedenen Kosten für die Anpassung von Transportleitungen mit verschiedenen Durchmessern. Wie bereits bei neuen Wasserstoffleitungen beeinflussen die Leitungsdurchmesser die Kosten. Die höchsten Anpassungskosten werden von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) (2020) im Netzentwicklungsplan (NEP) 2020 – 2030 und vom DVGW (2018) mit jeweils 1.242.337 €/km und 1.000.000 €/km angenommen (FNB Gas 2021a; Müller-Syring et al. 2018). In den Veröffentlichungen zum European Hydrogen Backbone (Jens et al. 2021; Wang et al. 2021) sowie in der FVV-Studie sind die Anpassungskosten je Durchmesser vergleichbar und liegen zwischen 190.000 €/km und 724.000 €/km (DVGW 2022b; Jens et al. 2021; Wang et al. 2021).

**Abbildung 58 Kostenannahmen in der Literatur für die Umrüstung von Gasleitungen auf Wasserstoff im Transportnetz\***

\*Für Kostenannahmen mit Bandbreiten wurde der Mittelwert gebildet [und die orangenen und roten Punkte zeigen den Minimal- bzw. Maximalwert](#). 1 Zoll = 25,4 mm und 1 Pfund (2018) = 1,130435 €

Quelle: (DVGW 2022b; FNB Gas 2021a; Jens et al. 2021; Müller-Syring et al. 2018; Wang et al. 2021)

Der Großteil der Leitungen im Verteilnetz bestehen aus Kunststoffleitungen (Kasten et al. 2016), welche direkt für die Wasserstoffverteilung genutzt werden können. In den hier betrachteten Studien wird somit angenommen, dass überwiegend die Stahlleitungen für die Wasserstoffverteilung angepasst werden müssen. Die entsprechenden Anpassungskosten sind in Abbildung 59 dargestellt. Die Annahmen in der DVGW-Studie (2018) sind deutlich höher für Drücke über und unter 16 bar (800.000 €/km bzw. 700.000 €/km) im Vergleich zu den anderen Studien mit ähnlichem Druckniveau (Müller-Syring et al. 2018). Dies kann an höheren Verlegekosten liegen, welche in der Studie nicht separat ausgewiesen wurden. Die FVV-Studie (2022) nimmt für Leitungen über 16 bar lediglich Anpassungskosten von 130.000 €/km an, welche damit 670.000 €/km geringer sind als in der DVGW-Studie (2018) (DVGW 2022b; Müller-Syring et al. 2018). Die Anpassungskosten in Jakobs, Element Energy (2018) liegen zwischen 226.087 €/km und 452.174 €/km (Jacobs und Element Energy 2018).

**Abbildung 59 Kostenannahmen in der Literatur für die Umrüstung von Gasleitungen im Verteilnetz\***

\*1 Zoll = 25,4 mm und 1 Pfund (2018) = 1,130435 €

Quelle: (DVGW 2022b; Jacobs und Element Energy 2018; Müller-Syring et al. 2018)

Die nationalen Energiesystemstudien, wie die Dena-Leitstudie<sup>25</sup> (dena 2021a), die Langfristszenarien 3 (Fraunhofer ISI et al. 2021) und die BDI-Studie (2021) (Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) 2021) untersuchen das gesamte deutsche Energiesystem. Diese Studien zeigen einen Rückgang der Gasnachfrage, insbesondere im Gebäudesektor, in allen Szenarien, selbst wenn die Nutzung von Wasserstoff und synthetischem Gas im Fokus steht. Bisher wurden in diesen Studien die Kostenannahmen für den Wasserstoffnetzaufbau nicht veröffentlicht, aber es wird in den Studien darauf verwiesen, dass ein gewisser Anteil des bestehenden Gasnetzes zurückgebaut werden muss. Annahmen für die Kosten des Rückbaus findet man in der UBA Roadmap Gas (2019), welche auf Annahmen von Frontier Economics et al. (2017) basiert (Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd 2017; Wachsmuth et al. 2019). Frontier Economics et al. (2017) unterscheidet bei der Stilllegung des Gasnetzes zwischen Rückbau, Verdämmung und Versiegelung sowie ausschließlich die Versiegelung (Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd 2017). Die angenommenen Kosten liegen für das Transportnetz zwischen 20.000 €/km und 800.000 €/km und für das Verteilnetz zwischen 20.000 €/km und 280.000 €/km (Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd 2017).

Eine detaillierte Übersicht über die verschiedenen Kostenannahmen für Neubau, Umrüstung und Stilllegung der Leitungen in der Literatur ist im Anhang auf S. 253 zu finden.

<sup>25</sup> Die Annahmen für die Wasserstoffinfrastruktur in der Dena-Leitstudie (dena 2021a), verweisen auf die Veröffentlichungen des European Hydrogen Backbone Netzes von Wang et al. (2021) und (Jens et al. 2021) sowie auf den Netzentwicklungsplan NEP 2020-2030 von FNB (2020). Somit ist die Dena-Leitstudie nicht im Umfang dieser Betrachtung separat aufgeführt, da die entsprechenden Annahmen bereits verglichen werden.

Neben den Leitungen sind die Verdichterstationen ein relevanter Bestandteil der Kosten für die Wasserstoffinfrastruktur. Diese können ebenfalls neu eingebaut, umgerüstet oder falls notwendig auch zurückgebaut werden. Tabelle 22 gibt einen Überblick über die verschiedenen Kostenannahmen in der Literatur für die Verdichterstationen. Die Kosten für neue Verdichterstationen liegen zwischen 2.200 €/kW und 6.120 €/kW, während die Umrüstkosten zwischen 1.300 €/kW und 3.400 €/kW liegen. Laut der FVV-Studie (DVGW 2022b) und der DVGW-Studie (Müller-Syring et al. 2018) wird der Großteil der Verdichter im deutschen Erdgastransportnetz über Gasturbinen betrieben, sodass für die Umrüstung auf den Wasserstoffbetrieb diese Verdichter durch elektrisch betriebene Verdichter getauscht werden. In den Veröffentlichungen zum European Hydrogen Backbone wird direkt von strombasierten Verdichtern ausgegangen (Jens et al. 2021; Wang et al. 2021). Weitere Annahmen sind in Tabelle 40 im Anhang auf S. 285.

**Tabelle 22 Annahmen der Kosten für den Neubau und die Umrüstung von Verdichtern**

Literatur	Neubau in €/kW	Umrüstung in €/kW
Wang et al. (2021) European Hydrogen Backbone		3.400,00
Jens et al. (2021) Extending the European Hydrogen Backbone	2.200,00 – 6.700,00	
FNB (2020) NEP2020-2030	3.400,00	
DVGW (2018) - Transformationspfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21 - Transportnetz		1.300,00
FVV (2022) - Transportnetz	6.120,00	1.300,00

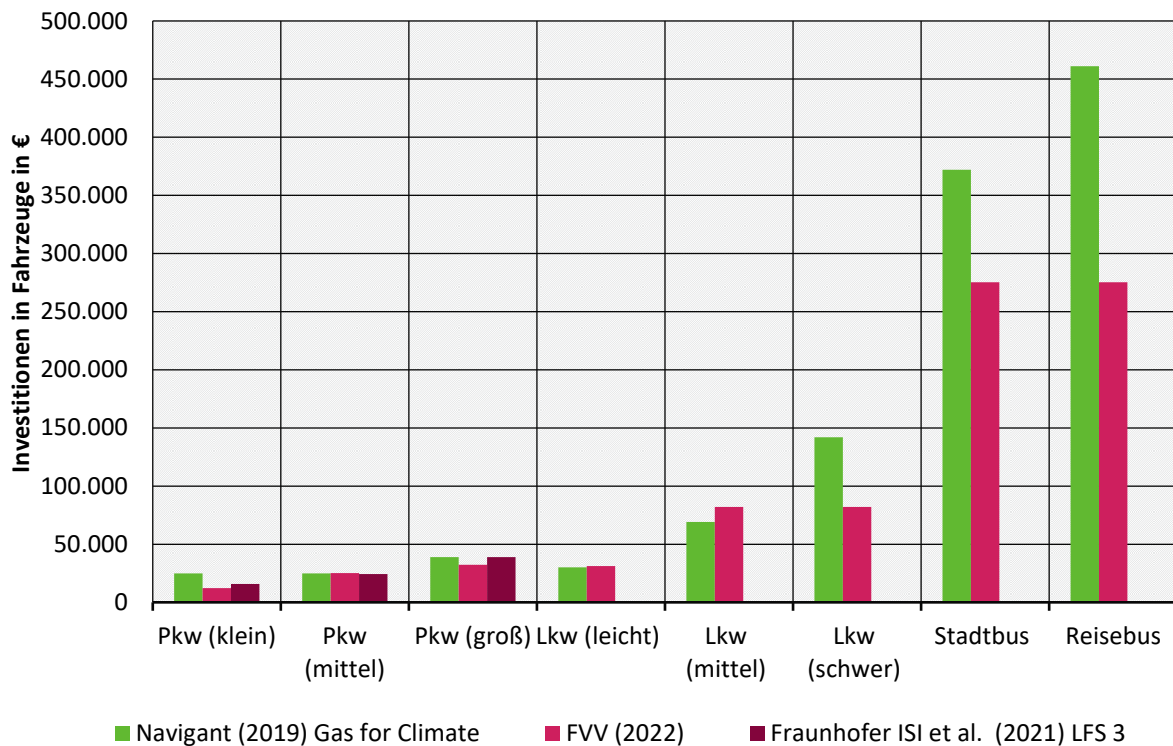
Quelle: (DVGW 2022b; FNB Gas 2021a; Jens et al. 2021; Müller-Syring et al. 2018; Wang et al. 2021)

Bei einer Umwidmung bestehender Gasnetze werden, neben den Leitungen und den Verdichterstationen, auch Speicher und Hausinstallationen, wie der Gaskessel, Gaszähler und der Gasströmungswächter umgerüstet (siehe Kapitel 4.3). Die untersuchten Studien betrachten zum einen die Investitionen in Leitungen und Verdichterstationen sowie teilweise auch die Betriebskosten. Diese setzen sich aus Kosten für Wartung und Instandhaltung sowie Überwachung, und den Stromkosten für den Betrieb der Verdichter zusammen. Häufig werden in den Studien diese Kosten pauschal angenommen, wie zum Beispiel Krieg (2012) und Jakobs, Element Energy (2018), die für den Leitungsbetrieb 5 % der Leitungsinvestitionen annehmen (Jacobs und Element Energy 2018; Krieg 2012). DNV GL (2019) nimmt für den Leitungsbetrieb lediglich 2 % der Investitionen an und für den Betrieb des Verdichters 3 % der Investitionen (van Gerwen et al. 2019). Hingegen nimmt Jakobs, Element Energy (2018) für den Verdichterbetrieb 15 % der Investitionen an (Jacobs und Element Energy 2018).

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur bzw. die Umrüstung der Erdgasinfrastruktur zur Wasserstoffinfrastruktur müssen auch die Endverbraucher, sofern eine brennstoffbasierte Versorgung angestrebt bzw. in den Szenarien unterstellt wird, welche an den Netzen angeschlossen sind umgerüstet werden. Die in der Literatur veröffentlichten Annahmen für die Kosten eines H<sub>2</sub>-Ready-Gaskessels liegen zwischen 1.130 €/Stück und 9.350 €/Stück (DVGW 2022b; Jacobs und Element Energy 2018). Hingegen liegen die Kosten für Ofen und Kochfeld zwischen 135 €/Stück und 1.357 €/Stück (DVGW 2022b; Jacobs und Element Energy 2018). Für den Aufbau von Wasserstofftankstellen für Pkw liegen die Literaturwerte zwischen 914 Tsd. € und 1.619 Tsd. € (DVGW 2022b; Krieg 2012; Robinius et al. 2018), während die FVV-Studie für Lkw-Tankstellen Kosten zwischen 1.234 Tsd. € und 1.383 Tsd. € annimmt (DVGW 2022b). Abbildung 60 gibt einen Überblick über die Kostenannahmen für die verschiedenen

Fahrzeugtypen in Navigant (2019), FVV (2022) und den LFS 3. Die drei Studien nehmen ähnliche Kosten für Pkw an (DVGW 2022b; Fraunhofer ISI et al. 2021; Terlouw et al. 2019). Lediglich bei schweren Lkw und bei Bussen variieren die Annahmen von Navigant (2019) und FVV (2022) stark.

**Abbildung 60 Fahrzeugkosten in der Literatur**



Quelle: (DVGW 2022b; Fraunhofer ISI et al. 2021; Terlouw et al. 2019)

Einige wenige Studien führen Annahmen für die Kosten in der Energiewirtschaft und in der Industrie auf. DNV GL (2019) nimmt innerhalb des Sektors Energiewirtschaft für Gasmotoren 780 €/kW, für Gasturbinen 450 €/kW und für Brennstoffzellen 500 €/kW an (van Gerwen et al. 2019). Hingegen betrachtet die FVV-Studie den Einsatz von BHKWs, wobei von 16.236 €/kW für BHKW kleiner 10 kW bis zu 208 €/kW für BHKW größer 10.000 kW angenommen werden (DVGW 2022b). In der Studie von Jakobs & Element Energy (2018)<sup>26</sup> kosten BHKWs zwischen 2.988€/kW und 24.634 €/kW (Jakobs und Element Energy 2018). Diese Studie ist auch die einzige der hier betrachteten Studien, welche Kostenannahmen für Industrieanwendungen veröffentlicht. Zum Beispiel werden für einen kommerziellen Gaskessel Kosten zwischen 63 €/kW und 735 €/kW angenommen (Jakobs und Element Energy 2018).

Tabelle 37 gibt einen detaillierten Überblick über die Kostenannahmen für Endanwendungen in der betrachteten Literatur.

### 5.2.3 Kosten der verschiedenen Entwicklungspfade

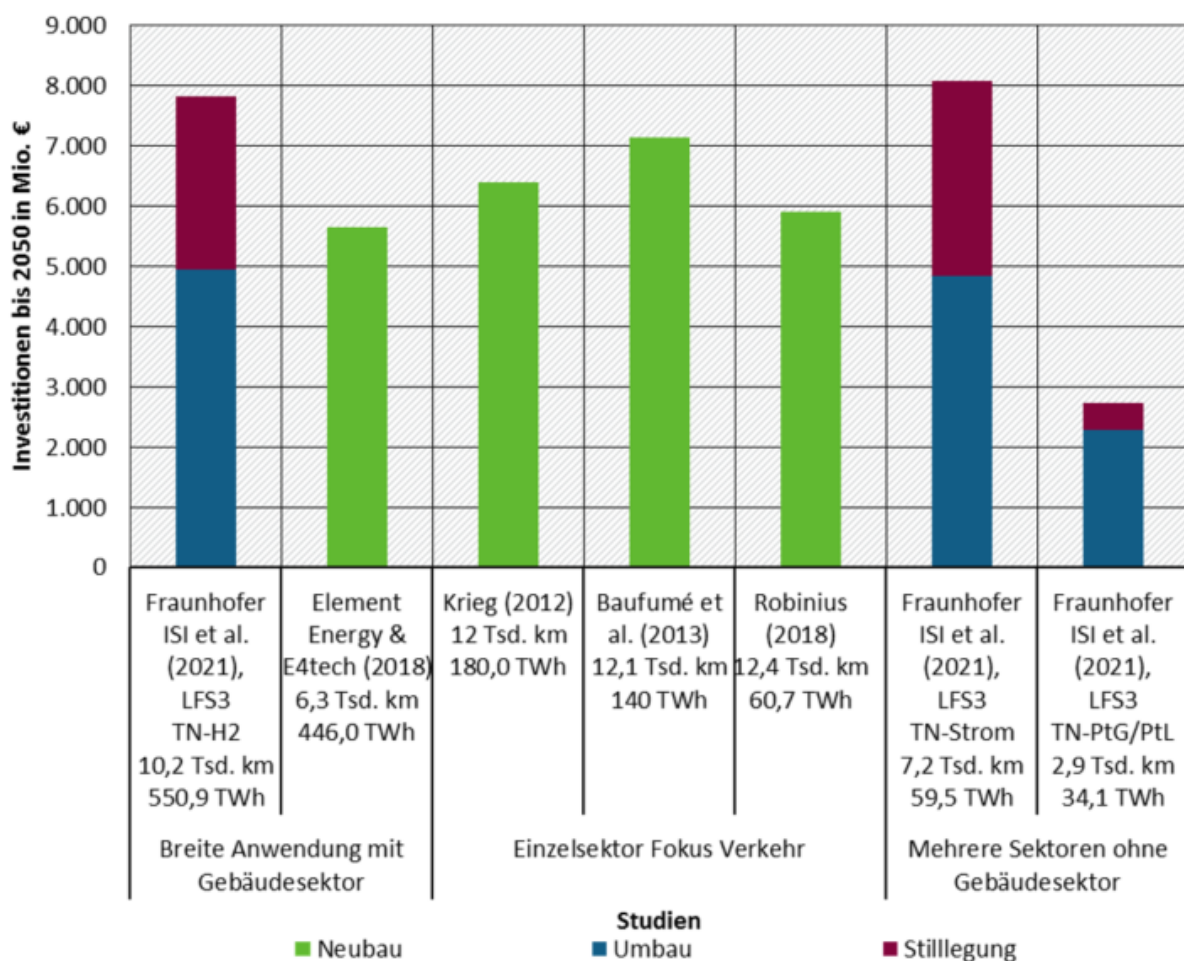
Basierend auf den zuvor beschriebenen Annahmen und den in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen Entwicklungspfaden ergeben sich Gesamtinvestitionen in das Wasserstoffnetz. Für eine bessere Vergleichbarkeit werden nur die Studien mit einem Betrachtungszeitraum bis 2050 und einem

<sup>26</sup> Für die Umrechnung der Kostenannahmen der Studie Jakobs, Element Energy (2018) wurde der Wechselkurs von 2018 mit 1 Pfund = 1.130435 € angenommen.

nationalen Betrachtungsrahmen verglichen. Studien mit europäischem Fokus fallen somit aus dem Vergleich raus.

Abbildung 61 vergleicht die Investitionen in Neubau (grün), Umrüstung (dunkelblau) und Rückbau (dunkelrot) der Netze in den verschiedenen Studien für das Transportnetz. Auf der x-Achse werden neben den Studien, die Transportnetzlänge sowie die Nachfragemenge, sofern diese Angaben in den Studien vorhanden sind, aufgeführt. Obwohl im TN-H2 Szenario der LFS3-Studie (Fraunhofer et al. (2021)) die höchste Wasserstoffnachfrage und ein ähnlich großes Wasserstofftransportnetz wie bei Baufumé et al. (2013) und Robinius (2018) betrachtet wird, entstehen leicht niedrige Investitionsbedarfe, da das vorhandene Gasnetz umgerüstet wird (Baufumé et al. 2013; Fraunhofer ISI et al. 2021; Robinius et al. 2018). Rechnet man die Stilllegungskosten hinzu, so ergibt sich ein deutlich höherer Investitionsbedarf. Darüber hinaus führt der breite Einsatz von Wasserstoff bis in den Gebäudesektor bei der Studie Element Energy & E4tech (2018) zu einem etwas kleineren Wasserstofftransportnetz als im TN-H2 Szenario der LFS 3, aber da das Transportnetz von Element Energy & E4tech parallel zur bestehenden Gasinfrastruktur aufgebaut wird, führt es zu höheren Investitionen in das Wasserstofftransportnetz ggü. dem Wasserstofftransportnetz im TN-H2 Szenario der LFS 3, aber einem niedrigeren Gesamtinvestitionsbedarf, da keine Stilllegungskosten berücksichtigt werden.

**Abbildung 61 Investitionen in den verschiedenen Studien in das Wasserstoff-Transportnetz\***



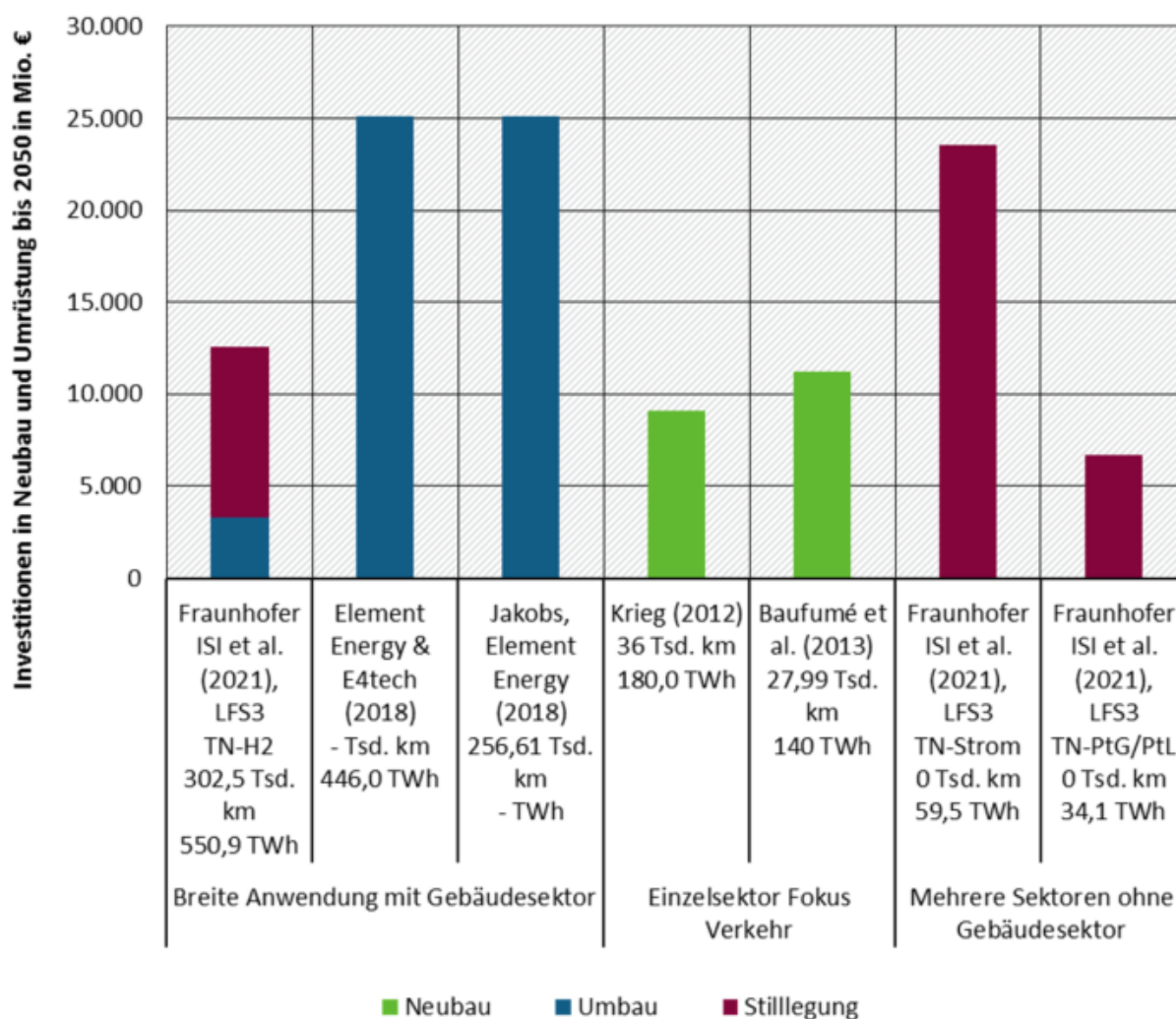
\*Diese Studien betrachten Deutschland oder das Vereinigte Königreich bis 2050. Die Stilllegung des Gasnetzes wird nicht in allen Studien berücksichtigt

Quellen: (Baufumé et al. 2013; Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021; Jacobs und Element Energy 2018; Krieg 2012; Robinius et al. 2018)

Die Investitionen auf Verteilnetzebene werden in Abbildung 62 verglichen. In den LFS 3 von Fraunhofer et al. (2021) gibt es in den Szenarien TN-Strom und TN-PtG/PtL kein Wasserstoffverteilnetz, weshalb das Verteilnetz stillgelegt werden muss (Fraunhofer ISI et al. 2021). Die Investitionen in den Rückbau im TN-PtG/PtL Szenario sind geringer als im TN-Strom Szenario, da Teile des Verteilnetzes für die Verteilung von synthetischem Methan genutzt wird. Auch im TN-H2 Szenario werden Teile des Verteilnetzes zurückgebaut, welches Kosten von 9.240 Mio. € umfasst. Hingegen fallen für die Umrüstung des bestehenden Gasverteilnetzes für die Wasserstoffverteilung Investitionen in Höhe von 3.310 Mio. € an (Fraunhofer ISI et al. 2021).

Deutlich höhere Investitionen entstehen in den anderen Studien, obwohl teils wesentlich geringe Wasserstoffnachfragen über die Verteilnetze transportiert werden. Lediglich die Studie Element Energy & E4tech (2018) beinhaltet auf Verteilnetzebene eine vergleichbare Menge an Wasserstoff wie das TN-H2 Szenario der LFS 3 (Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021), da in beiden Studien ein breiter Einsatz von Wasserstoff bis in den Gebäudesektor betrachtet wird und somit größere Teile des Verteilnetzes umgerüstet werden müssen. Die Studie Element Energy & E4tech (2018) rüstet ebenfalls das bestehende Gasverteilnetz für die Wasserstoffverteilung um. Allerdings führt es in der Studie Element Energy & E4tech (2018) zu erheblich höheren Investitionen als im TN-H2 Szenario der LFS 3 (Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021). Dies liegt insbesondere daran, dass in der Studie Element Energy & E4tech (2018) auch die Anpassungen in den Gebäuden für eine Wasserstoffnutzung, wie neu Gaszähler und zusätzliche Gasdetektoren, berücksichtigt wurden (Element Energy und E4Tech 2018). Ein weiterer Kostentreiber können unterschiedliche geografische Bedingungen sein, wodurch die Verlegekosten, welche in den Studien nicht separat ausgewiesen wurden, höher ausfallen können, da die Studie Element Energy & E4tech (2018) das Vereinigte Königreich betrachtet und die LFS 3 sich auf Deutschland fokussiert (Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021).



**Abbildung 62 Investitionen in den verschiedenen Studien in das Wasserstoff-Verteilnetz\***

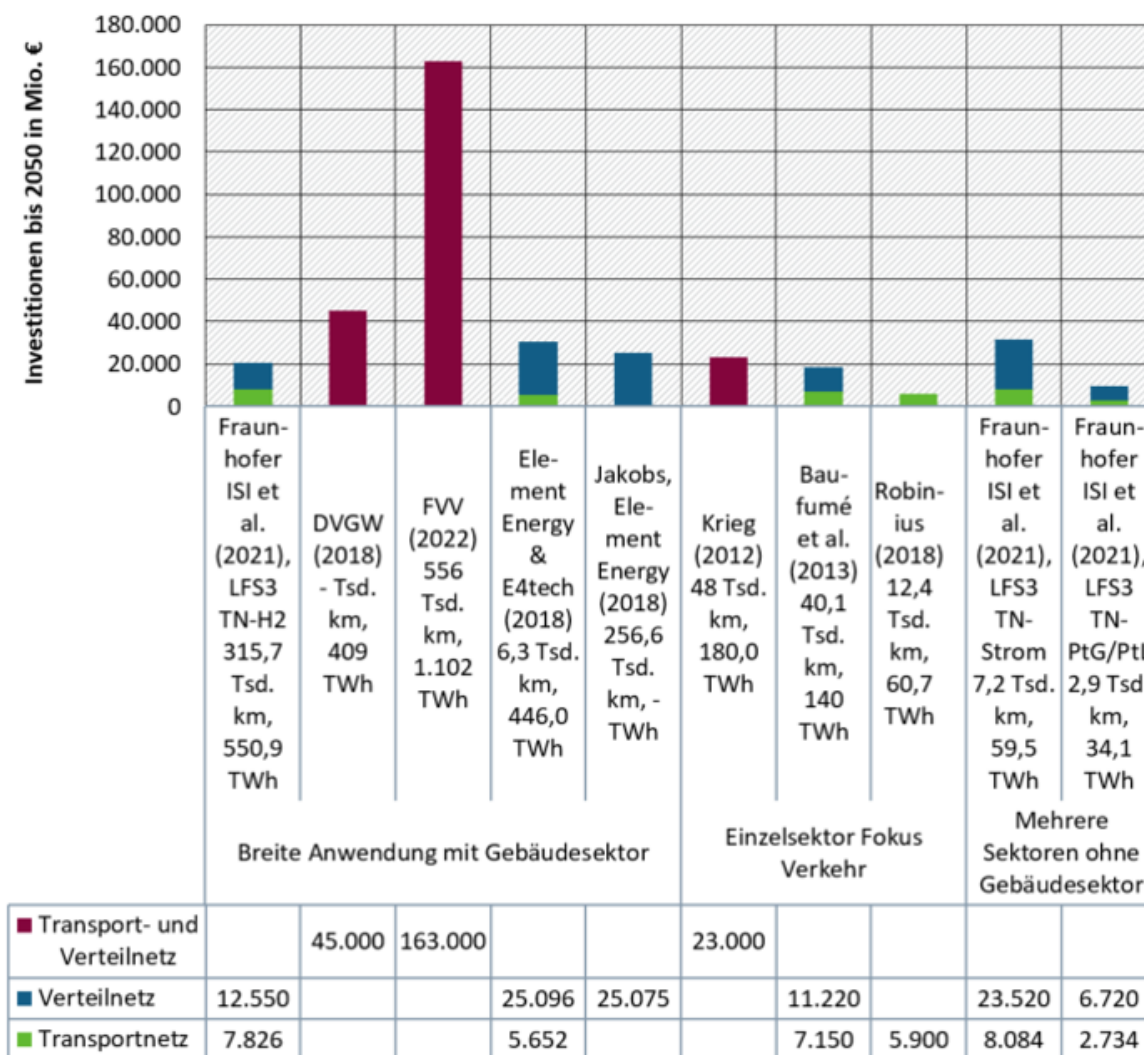
\*Diese Studien betrachten Deutschland oder das Vereinigte Königreich bis 2050. Die Stilllegung des Gasnetzes wird nicht in allen Studien berücksichtigt.

Quellen: (Baufumé et al. 2013; Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021; Jacobs und Element Energy 2018; Krieg 2012)

Die Gesamtinvestitionen in Transport- und Verteilnetz liegen in den betrachteten Studien zwischen 2.734 Mio. € und 163.000 Mio.€, wie in Abbildung 63 dargestellt. Die höchsten Investitionsbedarfe entstehen bei einem breiten Einsatz von Wasserstoff mit Gebäudesektor, wie dies insbesondere bei der FVV-Studie (2022) der Fall ist (163.000 Mio.€ bei einer Nachfrage von 1.102 TWh). Im TN-H2 Szenario der LFS3 wird bei einer breiten Anwendung inklusive im Gebäudesektor halb so viel Wasserstoff nachgefragt als bei der FVV-Studie, wodurch Investitionen von 20.376 Mio. € inklusive Rückbaukosten entstehen. Krieg (2012) und Baufumé et al. (2013) betrachten eine ähnlich hohe Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor mit einem parallelen Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur, wodurch ähnlich hohe Investitionen entstehen.

Die detaillierten Investitionen in den betrachteten Studien sind im Anhang auf S. 287 aufgeführt.

Abbildung 63 Gesamtinvestitionen in den verschiedenen Studien in die Wasserstoffinfrastruktur\*



\*Diese Studien betrachten Deutschland oder das Vereinigte Königreich bis 2050. Die Stilllegung des Gasnetzes wird nicht in allen Studien berücksichtigt.

Quellen: (Baufumé et al. 2013; Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021; Jacobs und Element Energy 2018; Krieg 2012; Müller-Syring et al. 2018; Robinius et al. 2018)

Nur wenige der betrachteten Studien weisen die Gesamtinvestitionen in Endanwendungen für die Umrüstung zum Wasserstoffeinsatz separat aus. Tabelle 23 gibt einen Überblick über die Gesamtinvestitionen im Gebäudesektor, für Tankstellen und Fahrzeuge sowie in der Industrie. Die drei Szenarien der LFS 3 zeigen, dass die Investitionen in Industrieanlagen im TN-Strom Szenario die höchsten sind, während diese im TN-PtG/PtL am niedrigsten ausfallen (Fraunhofer ISI; Consentec; IFEU; TU Berlin, 2021). Die Industrieanlagen-Investitionen im TN-H2 Szenario liegen mit rund 110 Mrd. € zwischen den beiden anderen Szenarien (Fraunhofer ISI et al. 2021).

**Tabelle 23 Gesamtinvestitionen in Mrd. € in die verschiedenen Endanwendungsbereichen<sup>27</sup>**

Mrd. €	Gebäude	Tankstelle	Fahrzeuge	Industrie
Krieg (2012)		9,86		
Robinius (2018)		15,6		
FVV (2022)			141,8	
Element Energy & E4tech (2018)	128,9 – 178,6 (114 - 158 Mrd. Pfund)			
LFS 3 - TN-Strom				119
LFS 3 - TN-H2				110
LFS 3 - TN-PtG/PtL				105

Quelle: (DVGW 2022b; Element Energy und E4Tech 2018; Fraunhofer ISI et al. 2021; Krieg 2012; Robinius et al. 2018; Terlouw et al. 2019)

Insgesamt führt das TN-H2 Szenarios in den LFS 3, welches einen breiten Einsatz von Wasserstoff fokussiert, zu ca. 250 Mrd. € höheren Kosten als das TN-Strom Szenario, welches einen Wasserstoff-Einsatz nur dort betrachtet, wo keine direkte Stromnutzung möglich ist. Durch den breiten Wasserstoffeinsatz wird im TN-H2 Szenario 305,5 Tsd. km mehr Wasserstoffnetz benötigt als im TN-Strom Szenario, was zu 809,41 Mio. € Mehrinvestitionen in das Wasserstoffnetz im TN-H2 Szenario führt. Dies entspricht ungefähr 0,3 % der gesamten Mehrkosten im TN-H2 Szenario ggü. dem TN-Strom Szenario (Fraunhofer ISI et al. 2021).

### 5.3 Kosten des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur und ihrer Umrüstung auf Wasserstoff

In diesem Kapitel werden die zwei folgenden Schritte eines mit Blick auf die Gasinfrastruktur und die Klimaschutzziele sinnvollen Entwicklungspfads für die LNG-Infrastruktur betrachtet, die auch zeitlich gestaffelt sein können und aufeinander aufbauen:

► 1. Schritt: Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Versorgung verbleibender Gasbedarfe

Dieser erste Schritt wird in Betracht gezogen, um bei einer verstärkten Umwidmung der Gasnetze hin zu Wasserstoff den verbleibenden Bedarf an methanhaltigen Gasen von ansonsten nicht mehr versorgten Verbrauchern in Deutschland zu decken. Aktuell kommt die Versorgungssicherheit für Erdgas hinzu, zu welche aufgrund des Angriffskriegs gegen die Ukraine wieder stärker in den Fokus gerückt ist.

► 2. Schritt: Umbau einer LNG-Infrastruktur auf den Import von Wasserstoff

- über Verdampfung von Flüssigwasserstoff (LH<sub>2</sub>)
- über Aufspaltung von Ammoniak (NH<sub>3</sub>)

Dieser Schritt betrifft einen späteren Umbau der LNG-Infrastruktur, für den Fall, dass der Zeitpunkt erreicht wird, dass keine Bedarf mehr für die Deckung verbleibender Gasbedarfe

<sup>27</sup> Für die Umrechnung der Kostenannahmen der Studie Jakobs, Element Energy (2018) wurde der Wechselkurs von 2018 mit 1 Pfund = 1.130435 € angenommen.

mehr besteht. Dann kommt eine Nutzung für den Transport von Wasserstoff von weit entfernten Erzeugern, zu denen eine Pipeline keine Option darstellt, in Betracht.

Diesbezüglich werden die technischen Anforderungen und die damit verbundenen Kosten im Folgenden näher beschrieben.

### 5.3.1 Wichtige Komponenten der LNG-Infrastruktur

LNG besteht primär aus Methan und kann auch einen gewissen Anteil an Ethan, Propan, Butan und Stickstoff enthalten. Es wird durch Kühlung auf  $-162\text{ °C}$  verflüssigt. Die Abkühlung von Erdgas auf  $-162\text{ °C}$  verringert das Volumen um den Faktor ca. 600, d. h. ein Liter LNG entspricht ca. 600 Litern Gas bei  $0\text{ °C}$  und 1023 mbar. LNG ist farb- und geruchlos. Es ist weder giftig noch korrosiv. Es ist in Wasser nicht löslich und leichter als Wasser (dena 2021c). In diesem Bericht wird davon ausgegangen, dass die LNG-Infrastruktur aus LNG-Importterminals (Abschnitt 5.3.1.1), LNG-Tankstellen (Abschnitt 5.3.1.2) und LNG-Verflüssigung (Abschnitt 5.3.1.3) besteht. Die Einzelheiten zu diesen Komponenten einer LNG-Infrastruktur sind unten aufgeführt.

#### 5.3.1.1 LNG-Importterminal

##### Komponenten

Eine LNG-Importanlage umfasst die folgenden wichtigen Komponenten:

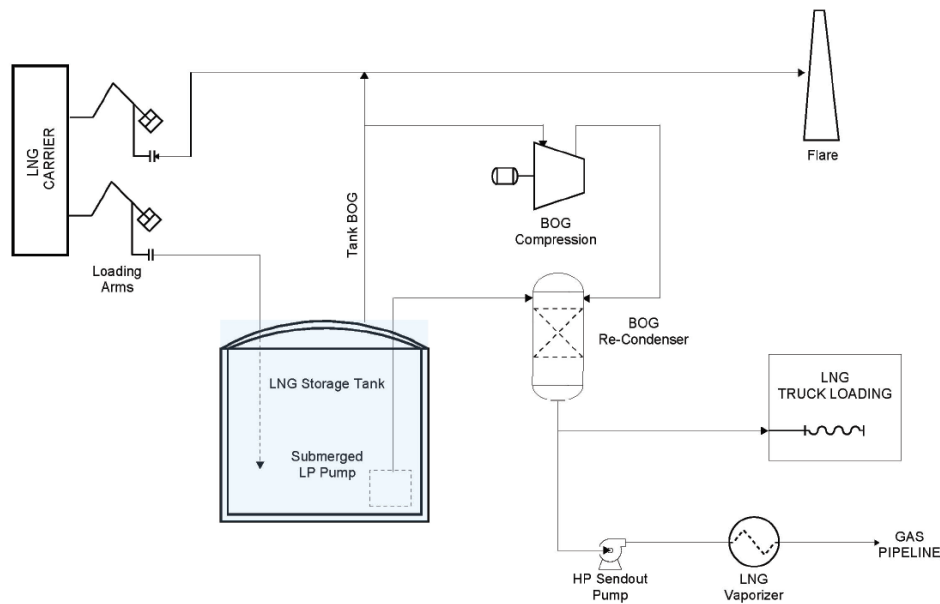
**Tabelle 24 Wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals**

Komponente	Erklärung
Speichertank	Hier wird das LNG bei tiefkalten Temperaturen ( $-162\text{ °C}$ , drucklos oder bei etwas höheren Temperaturen aber unter leichtem Druck) gelagert. Die doppelwandigen, isolierten Tanks sind so konstruiert, dass sie das Gas in flüssigem Zustand speichern und ein Verdampfen weitestgehend verhindern. Die nicht vermeidbare Verdampfung wird Boil-off genannt.
Boil-off-Gas (BOG) System	Die Lagerung einer kryogenen Flüssigkeit ist aufgrund des Wärmeeintrags aus der Umgebung sehr aufwendig. Die Dämpfe, die durch den Wärmeeintrag aus der Umgebung entstehen (während der Druck im Lagerbehälter konstant gehalten wird), werden als "Boil-off" bezeichnet. Mit einem BOG System wird das Boil-off-Gas entweder in seine flüssige Phase zurückgeführt (Wiederverflüssiger) und in den Tank geleitet, zum Abfackeln abgeleitet, in BHKW oder Brennstoffzellen genutzt oder im Notfall in die Umgebung abgegeben.
Flüssigkeitspumpen und Rohrleitungssystem	Diese sorgen dafür, dass das LNG im Terminal zu den erforderlichen Anlagen fließt, z. B. zur Regasifizierungsanlage.
LNG-Verdampfer (Regasifizierung)	Bei der Regasifizierung wird das LNG-Gas vom flüssigen in den gasförmigen Zustand umgewandelt. Zur Regasifizierung des LNG werden Wärmetauscher eingesetzt, nachdem es aus den Tanks entnommen und auf den gewünschten Druck komprimiert wurde.
Fackelsystem	Die Fackel ist als System im Regelbetrieb vorgeschrieben, um Gasmengen zu verbrennen, die nicht genutzt werden können, aber in die Umgebung abgegeben werden müssen. Dies kann bei Reparaturen oder beim Boil-Off der Fall sein.
Instrumentierung und Kontrollsystem	Umfasst u.a. Regelventile, Drucksicherheitsventile, Brand- und Gaswarnsysteme, Messgeräte und gewährleistet einen sicheren Betrieb des LNG-Terminals.

Quelle: (BV 2020; dena 2021c; Wärtsilä 2018)

Eine schematische Darstellung der wichtigsten Komponenten eines LNG-Importterminals ist in Abbildung 64 zu sehen.

**Abbildung 64 Wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals**



Quelle: (dena 2021c)

### Vorhandene und geplante Infrastruktur

In Deutschland werden Stand Mai 2022 keine LNG-Terminals betrieben. Nähere Informationen sind dem Bericht zu AP1 zu entnehmen.

Der Bau von LNG-Terminals in Deutschland wurde in der Regierungserklärung vom 27.02.2022 angekündigt. Detaillierte Informationen zu den geplanten LNG-Importterminals in Deutschland finden sich in Tabelle 6. Zudem wurde hinzugefügt, dass diese Terminals („klassische“ LNG Terminals) zukünftig auch für den Import von grünem Wasserstoff genutzt werden sollen. Für die Terminals in Brunsbüttel und Stade sollen dies in Form von Ammoniak und für Wilhelmshaven in Form von THG-neutralem LNG erfolgen (BMWK 2022a; Ehlerding 2022). Wie aus der Tabelle (Tabelle 24) ersichtlich ist, gibt es zwei Arten von LNG-Importterminals: Schwimmendes LNG-Terminal mit Regasifizierung (FSRU) und klassisches oder Onshore-LNG-Terminal mit Regasifizierung. Der größte Unterschied zwischen ihnen besteht darin, dass FSRU-LNG-Importterminals, wie der Name schon sagt, eine schwimmende Struktur sind, die es ermöglicht, LNG anzulanden, an Bord zu speichern und zu regasifizieren (Deutsche Welle (www.dw.com) 2022; NDR 2022a; NDR 2022b; BMWK 2022a). Das Regasifizierungssystem an Bord ermöglicht es dem FSRU, Erdgas entweder über ein Netz oder eine spezielle Pipeline direkt an den Endverbraucher zu liefern. Der FSRU-Markt ist in den letzten zehn Jahren exponentiell gewachsen, was vor allem auf die niedrigeren Kosten, die schnellere Realisierbarkeit, die kommerzielle Flexibilität und die Wiederverwendbarkeit von FSRUs im Vergleich zu Onshore LNG-Terminals zurückzuführen ist, die nicht verlegt werden können. Andererseits sind Onshore LNG-Terminals eher multifunktional, da sie auch eine Weiternutzung des LNGs in flüssiger Form erlauben. Zu diesen Funktionen können das Umladen von LNG-Feedern, das Bunkern von Schiffen und LNG-Tankwagen-Ladesysteme gehören, was für bestimmte Märkte und Infrastruktursysteme von Bedeutung sein kann (Handelsblatt 2022a; Norrgård 2018). In der Tabelle 24 ist dargestellt, dass derzeit (Stand Oktober 2022) in Deutschland sechs FSRU und drei klassische LNG-Terminals an vier verschiedenen Standorten geplant sind; Brunsbüttel,

Wilhelmshaven, Stade und Lubmin. Fünf der FSRUs sind vom Bund gechartert und eines davon in Lubmin wird von einem privaten Konsortium investiert. Die Bauarbeiten für die drei FSRU in Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Lubmin haben bereits begonnen, und es wird erwartet, dass sie bis Ende dieses Jahres betriebsbereit sind (Deutsche Welle (www.dw.com) 2022; NDR 2022a; NDR 2022b; BMWK 2022a). Die FSRU-Terminals in Wilhelmshaven und Brunsbüttel sind für 10 Jahre gemietet, mit einer Option, die Miete nach 5 Jahren vorzeitig zu kündigen. Und die in Stade und Lubmin wurden für 15 Jahre gemietet, mit der Möglichkeit, diese Zeit auf 10 Jahre zu verkürzen, Kündigung ist auch möglich (Ehlerding 2022). Der früheste Zeitpunkt für die Inbetriebnahme der klassischen LNG-Terminals in Deutschland (in Wilhelmshaven) ist für das Jahr 2025 geplant. Mit der Inbetriebnahme der klassischen LNG-Terminals werden die FSRU voraussichtlich außer Betrieb genommen. Es gibt jedoch keine genauen Termine dafür (Ehlerding 2022).

### 5.3.1.2 LNG-Tankstellen

Ein weiterer wichtiger Teil der LNG-Infrastruktur sind die Tankstellen. In diesem Abschnitt wird auf die wichtigen Komponenten von Tankstellen und die aktuelle und geplante Infrastruktur dargestellt.

#### Komponenten

LNG-Tankstellen können aus (i) vorübergehenden oder fest installierten Containerlösungen, (ii) mobilen Tankstellen (auf Anhängern), (iii) oder fest installierten Tankstellen bestehen. Die Containerlösung und die mobilen Tankstellen werden als temporäre Lösungen angesehen. Die Entwicklung eines Tankstellennetzes zur Versorgung von Lkw mit Kraftstoff erfordert jedoch den Bau von festen Anlagen. Diese Anlagen können als reine LNG-Tankstellen konzipiert werden. Es ist auch möglich, eine LNG-Tankstelle mit einer CNG(Compressed Natural Gas)-Tankstelle zu kombinieren. In diesem Fall kann das LNG für die Abgabe als CNG verdampft werden, und das Boil-off-Gas, das bei der Erwärmung des LNG im Lagertank entsteht, wird dem CNG zugeführt (Flex LNG 2021).

Für die Bereitstellung von LNG gibt es zwei Möglichkeiten. Zum einen kann LNG per LKW angeliefert werden. Zum anderen kann es vor Ort in einer an das Gasnetz angeschlossenen Verflüssigungsanlage produziert werden. In den meisten Fällen ist die LNG-Anlieferung per LKW-Tankwagen die wirtschaftlichste Lösung. Wenn ein sehr hoher LNG-Bedarf (z. B. an einem LNG Hub mit Schiffsanlage) angenommen wird, kann die LNG-Produktion vor Ort eine Alternative darstellen. Daher können die Komponenten einige Unterschiede aufweisen. In einer typischen LNG-Tankstation ohne Verflüssigung sind folgende Komponenten zu finden (Tabelle 25) (Flex LNG 2021):

**Tabelle 25 Wichtige Komponenten für LNG-Tankstelle**

Komponente	Erklärung
LNG-Tankkraftwagenstation	Der LNG-Speichertank wird mit einem Tankkraftwagen befüllt. Hierfür werden für LNG zugelassene Füllschläuche oder fest installierte Verladearme verwendet.
LNG-Speichertank	Der LNG-Lagertank ist ein zylindrischer, horizontaler oder vertikaler Druckbehälter. Die Tankgröße variiert normalerweise zwischen 20 m <sup>3</sup> und 80 m <sup>3</sup> geometrischem Volumen.
Druckaufbau-Verdampfer	Mit Hilfe einer Druckaufbaueinheit können der Druck und die Temperatur im LNG-Tank konditioniert werden.

Komponente	Erklärung
LNG-Pumpe	Während des Betankungsprozesses werden Pumpen eingesetzt. In der Regel werden Zentrifugalpumpen verwendet. Die Pumpen müssen vorgekühlt werden, um eine Gasbildung zu verhindern, so dass die Gefahr von Kavitationsschäden ausgeschlossen ist.
LNG-Vorwärmung	Diese Komponente dient der Vorbereitung des LNGs auf den gewünschten Betriebsdruck und die gewünschte Temperatur in den Fahrzeugtanks.
LNG-Tanksäulen (Dispenser)	Die LNG-Tanksäulen dienen der Einspeidung des LNGs in das Fahrzeug.
Rohrleitungen und Dämmung	Alle Rohrleitungen werden entsprechend den Anforderungen an Medium, Druck und Temperatur ausgelegt und bestehen in der Regel aus tieftemperaturbeständigen legierten Stählen. Um den Wärmeeintrag in das Rohrleitungssystem zu reduzieren, sind die Rohrleitungen kälteisoliert.

Quelle: (Flex LNG 2021)

### Vorhandene und geplante Infrastruktur

Laut DENA sind in Deutschland derzeit 110 LNG-Tankstellen in Betrieb und 51 LNG-Tankstellen in Planung (DVGW et al.).

#### 5.3.1.3 LNG-Verflüssigung

##### Komponenten

Einen zylinderförmigen Wärmetauscher (auch Chiller genannt) wurde verwendet, um Erdgas auf -162 °C bei atmosphärischem Druck abzukühlen. Vor dem Abkühlungsprozess müssen jedoch die im Erdgas enthaltenen Verunreinigungen entfernt werden, um das Ausfrieren dieser Komponenten und somit Verstopfungen und Schäden zu vermeiden. Das Erdgas wird dann durch ein wasserbasiertes Lösungsmittel geleitet, das z. B. Kohlenstoffdioxid und Schwefelwasserstoff in der Sauergasentfernungsanlage absorbiert. Wasser wird schlussendlich in der Dehydrierungsanlage mit Molekularsiebbett nahezu restlos entfernt. Die letzte Reinigungsstufe besteht in der Entfernung etwaiger Quecksilberreste. Die Hauptbestandteile des Erdgases, Methan und Ethan, werden dann in einer Vorkühlstufe von den schwereren Kohlenwasserstoffen getrennt (BP 2017; dena 2021b).

Die wesentlichen Komponenten einer LNG-Verflüssigungsanlage sind in Tabelle 26 aufgeführt:

**Tabelle 26 Wichtige Komponenten für LNG-Verflüssigungsanlage**

Komponente	Erklärung
Quecksilberentfernungsanlage	Quecksilber wird aus dem Erdgas entfernt.
Sauergasentfernungsanlage	Kohlendioxid und Schwefelwasserstoff werden aus dem Erdgas entfernt.
Dehydrierungsanlage	Wasser wird aus dem Erdgas entfernt.
Abscheider	Die verbleibenden leichteren Erdgasflüssigkeiten (Propan und Butan) werden entfernt.
Kryogener Wärmeaustauscher (auch Chiller genannt)	Erdgas wird von der Gasform in die Flüssigform umgewandelt.

Quelle: (Flüssiggas; Linde)

## Vorhandene und geplante Infrastruktur

Derzeit gibt es in Deutschland keine betriebsbereite großtechnische LNG-Verflüssigungsanlagen. Aktuell ist in Köln/Godorf eine Bio-LNG-Anlage mit einer LNG-Verflüssigung durch Shell geplant. Ihre Jahreskapazität soll 100.000 Tonnen betragen und sie soll 2022/2023 in Betrieb genommen werden (Shell 2022).

### 5.3.2 Umrüstung der LNG-Infrastruktur

#### 5.3.2.1 Umrüstung der LNG-Infrastruktur auf LH<sub>2</sub>

Der Begriff „H<sub>2</sub>-Ready LNG Terminals“ wird häufig für die geplanten LNG-Importterminals in Deutschland verwendet. In diesem Fall bedeutet „H<sub>2</sub>-Ready“ jedoch, dass sie nach einigen Änderungen für den Betrieb mit Ammoniak bereit sind. Sie sind nicht „H<sub>2</sub>-Ready“ für LH<sub>2</sub>-Betrieb (Biogaspartner 2022). Dennoch soll in diesem Kapitel die Möglichkeit der Umrüstung eines LNG-Importterminals auf LH<sub>2</sub> abgeschätzt werden.

Die physikalischen Eigenschaften von flüssigem Wasserstoff LH<sub>2</sub> unterscheiden sich von denen des LNGs. Die wichtigste davon ist der unterschiedliche Siedepunkt, der um fast 100 Kelvin niedriger liegt. Zur Verflüssigung von Wasserstoff muss dieser auf etwa -253 °C (bei Umgebungsdruck) gekühlt werden, im Gegensatz zu -162 °C bei Erdgas. Laut IEA werden, wenn der Wasserstoff selbst zur Bereitstellung der für seine Verflüssigung benötigten Energie verwendet wird, nach heutigem Stand der Technik zwischen 25 und 35 % der Ausgangsmenge an Wasserstoff verbraucht (bei Erdgas sind es 5 - 10 % der Ausgangsmenge). Ein weiterer wichtiger Punkt ist, dass die Boil-off Rate (Abdampftrate) von LH<sub>2</sub> viel höher ist als die von LNG. Daher ist die Lagerung von LH<sub>2</sub> in Import- und Exportterminals im Vergleich zu LNG auch relativ aufwendig und teuer (ACER 2021; BMWK 2022b).

Die meisten verfahrenstechnischen und sicherheitstechnischen Grundsätze, die sich auf LNG beziehen, gelten auch für Wasserstoff. Obwohl unterschiedliche Faktoren für die Sicherheitseinschätzung zu beachten sind, ist das Risikoniveau letztlich ähnlich einzuschätzen.

Die Verwendung von LH<sub>2</sub> selbst ist nicht neu, so dass die Ausrüstung und das Fachwissen vorhanden ist. Die LH<sub>2</sub>-Produktion, -Handling und -Vertrieb wird seit über 50 Jahren großtechnisch durchgeführt. Auch sind die allgemeinen Konstruktionsprinzipien ähnlich. Allerdings sind aufgrund des Temperaturunterschieds relevante Unterschiede in den Anforderungen der Komponenten wie Speichertank, Ventile, Rohrleitungen, Kryopumpen usw. zu beachten. Dies bedeutet, dass die für LNG ausgelegten Komponenten nicht für LH<sub>2</sub> nutzbar sind. Daher müssen sie ersetzt werden, was einem Neubau bzw. einer Neuausrüstung gleichkommt und somit mit hohen Kosten verbunden ist. Die höchsten Kosten fallen dabei für den Speichertank an (IEA 2019a). Als Fazit kann festgestellt werden, dass eine Umrüstung der LNG-Importterminals direkt auf LH<sub>2</sub> nicht ohne vollständige Neuausrüstung möglich ist. Insofern muss in der Regel ein Neubau des LH<sub>2</sub>-Importterminals in Betracht gezogen werden. Das Gleiche gilt auch für LH<sub>2</sub>-Tankstellen und für die Verflüssigungsanlagen. Für die Umrüstung von LNG-Tankstellen auf LH<sub>2</sub>-Tankstellen sind in der Literatur nicht viele Quellen zu finden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass da einige der für LNG verwendeten Komponenten wie Kryopumpen oder der Speichertank nicht für LH<sub>2</sub> geeignet sind, so dass LH<sub>2</sub>-Tankstellen neu gebaut werden müssten.

#### 5.3.2.2 Umrüstung der LNG-Infrastruktur auf Ammoniak

Ammoniak (NH<sub>3</sub>) ist ein farbloses Gas mit einem ausgeprägten Geruch. Es ist giftig, korrosiv und kann eine Gefahr für die Umwelt darstellen. Bei normaler Temperatur und normalem Druck liegt Ammoniak in gasförmigem Zustand vor. Sein Siedepunkt liegt bei -33 °C unter atmosphärischem



Druck (ENTSOG et al. 2022). Es kann auch durch Erhöhung des Drucks verflüssigt werden, bei 15 °C wird ein Druck von 7,5 bar benötigt, um Ammoniak zu verflüssigen (NIH 2022). Für die Umwandlung von Wasserstoff in Ammoniak werden zwischen 7 % und 18 % der im Wasserstoff enthaltenen Energie benötigt, und eine ähnliche Menge an Energie geht verloren, wenn das Ammoniak am Zielort wieder in hochreinen Wasserstoff und Stickstoff aufgespaltet werden muss. In Summe sind das 14 – 36 % an Verlusten, wobei die bei der Ammoniaksynthese entstehende Wärme je nach Gegebenheiten am Synthesestandort noch genutzt werden kann. Da Ammoniak als Transportmedium verwendet wird, ist jedoch zu beachten, dass die Ammoniaksynthese und die Ammoniakaufspaltung normalerweise in verschiedenen Terminals durchgeführt werden. Die Ammoniaksynthese wird am Exportterminal und die Ammoniakaufspaltung am Importterminal durchgeführt. Ammoniak ist deutlich leichter zu verflüssigen als Wasserstoff und enthält ca. 1,7 Mal mehr H<sub>2</sub> pro Kubikmeter Flüssigkeit als LH<sub>2</sub> (BMWK 2022b).

Bei der Umnutzung von LNG-Importterminals als Ammoniak-Importterminals müssen einige Komponenten modifiziert werden. Der LNG-Speichertank kann aufgrund der höheren Dichte von Ammoniak nicht mit voller Kapazität für Ammoniak verwendet werden. Dies bedeutet, dass er entweder schon beim Bau als LNG-Terminal verstärkt gebaut wird, um die volle Speicherkapazität bei der Ammoniaknutzung zur Verfügung zu stellen, oder die Speicherkapazität ist vermindert. Ansonsten sind die für LNG-Speichertanks verwendeten Materialien im Allgemeinen mit gekühltem Ammoniak kompatibel. Es ist jedoch bekannt, dass verflüssigtes Ammoniak unter bestimmten Bedingungen Spannungsrisskorrosion (SCC) in Stahl verursacht. Daher müssen die Lagertanks für die Verwendung von Ammoniak ausgetauscht oder neu ausgekleidet werden (dena 2021c).

Der BOG-Kompressor kann potenziell für den Ammoniakbetrieb wiederverwendet werden, wenn er z. B. mit einem Sperrgassystem nachgerüstet werden kann, was jedoch von Fall zu Fall im Detail geprüft werden muss (dena 2021c).

Die LNG-Pumpen können wegen der niedrigeren Auslegungstemperatur und des Dichtungsspiels nicht für Ammoniak aufgrund der höheren Temperaturen verwendet werden. Somit müssen die Pumpen (Niederdruck-Tauchpumpen [LP] und Hochdruck-Pumpen [HP]) für den Betrieb mit Ammoniak ersetzt werden. Die zugehörigen Rohrleitungen und Halterungen müssen möglicherweise modifiziert werden, da die Dichte von Ammoniak viel höher ist als die von LNG, und die Rohrleitungen müssen entsprechend verstärkt werden (dena 2021c).

Die Verladetemperatur des Ammoniaks kann aufgrund von Temperaturbeschränkungen bei der Konstruktion von Lastwagen und Rohrleitungen höher sein als die Lagertemperatur. Der vorhandene LNG-Verdampfer muss ebenfalls überprüft werden, ist aber grundsätzlich nutzbar (dena 2021c).

Das LNG-Fackelsystem ist für eine höhere Entlastungslast und einen höheren Heizwert ausgelegt. Das erforderliche Fackelsystem für Ammoniak mit niedrigerem Heizwert und geringerer Entlastungslast erfordert eine detaillierte Bewertung, um die Anwendung des bestehenden Fackelsystems und alle erforderlichen Änderungen zu ermitteln (dena 2021c). Da auch das Zündverhalten und Brennverhalten bei Ammoniak gegenüber Methan anders ist, wird ein neues Fackelsystem empfohlen.

Das Kontrollsystem der LNG-Importanlage besteht aus den folgenden Hauptkomponenten: Regelventile, Drucksicherheitsventile, Brand- und Gaswarnsystem, Messgeräte, Messpaket, Schalttafeln. Aufgrund der höheren Dichte von Ammoniak ist der Druckabfall durch das Regelventil höher. Daher muss es ausgetauscht werden. Drucksicherheitsventile müssen überprüft und gegebenenfalls ausgetauscht werden. Die Sensoren des Feuer- und Gassystems

und der Spezifikation sind für Kohlenwasserstoff ausgelegt, was für den Betrieb mit Ammoniak nicht zutrifft. Um eine sichere Auslegung zu gewährleisten, sollte eine Lecksuch- und Ausbreitungsstudie für Ammoniak durchgeführt werden. Die Messgeräte müssen üblicherweise ausgetauscht werden. Dabei ist zu erwarten, dass die Durchfluss- und Temperaturmessgeräte am stärksten betroffen sind (dena 2021c).

Darüber hinaus sollte das umgerüstete Terminal auch mit einer Ammoniakspaltanlage ausgestattet werden, um das H<sub>2</sub> vom Ammoniak zu trennen. Das H<sub>2</sub> kann dann in das Gasnetz eingespeist und über Pipelines zu den Endverbrauchern transportiert werden. Der Ammoniakaufspaltungsprozess ist die Umkehrung der Synthesereaktion, bei der Ammoniak in H<sub>2</sub> und Stickstoff (N<sub>2</sub>) aufgespalten wird. Es ist wichtig zu beachten, dass der Prozess endotherm ist und je nach verwendetem Katalysator die Temperaturen des Prozesses bei 650-700 °C liegen können. Wie oben erwähnt, wenn keine andere Energiequelle zur Verfügung stünde, müssten zwischen 7 - 18 % des verfügbaren H<sub>2</sub>-Energiegehalts verbrannt werden, um die Reaktionswärme zu liefern (BMWK 2022b; Engineering Toolbox).

### 5.3.3 Kostenannahmen zu Infrastrukturaufbau und -umrüstung in der Literatur für verschiedenen Entwicklungspfade

#### 5.3.3.1 Aufbau einer LNG-Infrastruktur für die Versorgung verbleibender Gasbedarfe

Der Anteil der Kostenstruktur der wichtigsten Komponenten für ein LNG-Importterminal ist in Tabelle 27 ersichtlich. Wie in der Tabelle dargestellt ist, ist der Speichertank die teuerste Komponente eines LNG-Importterminals.

**Tabelle 27 Anteil der Kosten für die wichtige Komponenten eines LNG-Importterminals**

Komponenten	Anteil der Komponentenkosten an den CAPEX
Speichertank	45 – 50 %
BOG-System	10 – 15 %
LNG-Pumpen	3 – 5 %
Rohrleitungen	5 – 10 %
Instrumentierung und Kontrollsystem	3 – 5 %

Quelle: (dena 2021c)

Die Investitionskosten für geplante LNG-Terminals in Deutschland sind in Tabelle 7 dargestellt. Da die Pläne für das Terminal Wilhelmshaven in der Vergangenheit mehrfach geändert wurden, gibt es keine aktualisierte letzte Version der Investitionskosten. Die Investitionskosten für Brunsbüttel und Stade liegen bei rund 450 Mio. € bzw. 1 Mrd. €.

In der Literatur werden die Investitionskosten für eine stationäre LNG-Tankstelle mit einer Bruttospeicherkapazität von 19 t LNG und zwei LNG-Dispensern mit rund 1 Mio. € angegeben (U.S. Department of Energy 2006).

#### 5.3.3.2 Umbau einer LNG-Infrastruktur auf LH<sub>2</sub>

Wie oben bereits erläutert, ist die Umrüstung der Anlagentechnik eines LNG-Importterminals für den LH<sub>2</sub>-Betrieb nicht möglich. Die Anlagentechnik eines LH<sub>2</sub>-Importterminals muss also komplett neu gebaut werden. Laut Literatur ist derzeit ein kommerzielles LH<sub>2</sub>-Terminal (Kobe

LH<sub>2</sub>-Terminal) in Betrieb, das sich in Japan befindet. Es wurde 2021 fertiggestellt und verfügt über eine Speicherkapazität für LH<sub>2</sub> von 2.250 m<sup>3</sup> (Bünger et al. 2016).

Die verschiedenen Kostenangaben für den LH<sub>2</sub>-Speichertank aus der gesammelten Literatur sind in Tabelle 28 zu finden.

**Tabelle 28 Kosten für den LH<sub>2</sub>-Speichertank**

Kosten (€/MWh H <sub>2</sub> )	Kosten (€/t H <sub>2</sub> )	Quelle
717	23.660	(Tank Storage 2021)
720	23.760	(Norwegian Centres of Expertise (NCE))
750	24.750	(IEA)
945	31.200	(Reuß et al. 2017)
1.712	56.500	(Sekkesæter 2019)
2.475	81.690	(ACER 2021)

Quellen: Siehe letzte Spalte

In der Literatur finden sich nicht viele Kostenangaben für das gesamte LH<sub>2</sub>-Importterminal. Nach (Lanphen 2019) werden die Anlagenkosten für ein LH<sub>2</sub>-Importterminal mit etwa 1,5 Mrd. € angegeben. In dem Papier wird von 7 Speichertanks mit einer Kapazität von je 50.000 m<sup>3</sup> (~ 3.550 t H<sub>2</sub>) ausgegangen.

Wenn die Kosten für den LH<sub>2</sub>-Speichertank mit den Gesamtkosten des LH<sub>2</sub>-Importterminals aus (Lanphen 2019) verglichen werden, zeigt sich, dass der Anteil des Speichertanks zwischen 40 % (berechnet für den ersten Wert in Tabelle 28) und 93 % (berechnet für den vorletzten Wert in Tabelle 28) der Gesamtkosten liegt. Die letzten Werte in Tabelle 28 für den LH<sub>2</sub>-Speichertank scheinen höher zu sein als die Gesamtkosten für dieses Beispiel. Aus diesen Werten ist ersichtlich, dass ein großer Teil der Investitionskosten aus den Kosten für den LH<sub>2</sub>-Speichertank besteht. Es ist jedoch zu beachten, dass die Gesamtkosten für das LH<sub>2</sub>-Importterminal nur aus einer Quelle stammen, während die Kosten für den Speichertank aus verschiedenen Quellen entnommen wurden. Die Annahmen zwischen diesen Kostenwerten können Unterschiede aufweisen.

### 5.3.3.3 Umbau einer LNG-Infrastruktur auf Ammoniak

Bereits bestehende LNG-Importterminals können in Importterminals für flüssiges Ammoniak umgerüstet werden, wobei jedoch einige Anpassungen vorgenommen werden müssen. So können zum Beispiel Speichertanks bei der Verwendung von Ammoniak nicht vollständig genutzt werden, wenn die Speichertanks nicht von vornherein für Ammoniak ausgelegt sind. Alternativ können LNG-Terminals als Ammoniak-tauglich designt und gebaut werden, das heißt, dass sie mit geringeren zusätzlichen Kosten auf die Verwendung von flüssigem Ammoniak umgerüstet werden können. Tabelle 29 zeigt die Höhe der Umrüstkosten in Bezug auf die ursprünglichen CAPEX für konventionelle LNG-Importterminals und Ammoniak-taugliche LNG-Importterminals.

**Tabelle 29** Auswirkung der Umrüstungskosten auf CAPEX für bereits bestehende LNG-Terminals und Ammoniak-taugliche LNG-Terminals

	Konventionelles LNG-Terminal	Ammoniak-taugliches LNG-Terminal
Komponenten	Umrüstungskosten bzgl. CAPEX	Umrüstungskosten bzgl. CAPEX
Speichertank	1 – 1,5 %	2 – 2,5 %
BOG System	5 – 8 %	3 – 6 %
LNG-Pumpen	1 – 3 %	0
Rohrleitungen	2 – 4 %	0,5 – 1 %
Instrumentierung und Kontrollsystem	2 – 3,5 %	1 – 2 %
SUMME	11 – 20 %	6,5 – 11,5 %

Quelle: (dena 2021c)

Die zusätzlichen Kosten für die Umrüstung eines konventionelles LNG-Importterminals werden auf 11 bis 20 % der ursprünglichen Investitionskosten für das LNG-Terminal geschätzt. Das heißt, wenn die ursprünglichen Investitionskosten für ein LNG-Terminal beispielsweise 400 Mio. € betragen, liegen die Umrüstungskosten für Ammoniakbetrieb zwischen 44 und 80 Mio. €. Diese zusätzlichen Kosten können jedoch auf 6,5 bis 11,5 % der Investitionskosten gesenkt werden (dritte Spalte in Tabelle 29), wenn das LNG-Importterminal in der Planungsphase Ammoniak-tauglich ausgelegt wird. Wie bereits erwähnt, müssen, selbst wenn sie Ammoniak-tauglich gebaut sind, einige Änderungen für den sicheren Betrieb vorgenommen werden (dena 2021c; Flex LNG 2021).

Informationen zu den Kosten für NH<sub>3</sub>-Speichertanks aus der Literatur sind in Tabelle 30 zu finden.

**Tabelle 30** Kosten für NH<sub>3</sub>-Speichertanks aus der Literatur

Kosten (€/MWh NH <sub>3</sub> )	Kosten (€/t NH <sub>3</sub> )	Quelle
115	680	(Ishimoto et al. 2020)
267	1.570	(ACER 2021)
337	1.990	(Sekkesæter 2019)

Quelle: siehe letzte Spalte

Nach (Lanphen 2019) werden die Anlagenkosten für ein neu gebautes Ammoniak-Importterminal mit etwa 300 Mio. € angegeben. In dem Papier wird von 3 Speichertanks mit einer Kapazität von je 50.000 t NH<sub>3</sub> ausgegangen.

Wenn die Kosten für den Ammoniak-Speichertank mit den Gesamtkosten des Ammoniak-Importterminals aus (Ishimoto, et al., 2020) verglichen werden, zeigt sich, dass der Anteil des Speichertanks zwischen ca. 35 % (berechnet für den ersten Wert in Tabelle 30) und ca. 80 % (berechnet für den mittleren Wert in Tabelle 30) der Gesamtkosten liegt. Die letzten Werte in Tabelle 30 für den Ammoniak-Speichertank scheinen fast gleich zu sein als die Gesamtkosten für dieses Beispiel. Auch hier zeigt sich, dass (wie bei LNG-Terminals und LH<sub>2</sub>-Terminals) der größte Teil der Terminalkosten auf den Speichertank entfällt. Es ist zu beachten, dass die

Gesamtkosten für das Ammoniak-Importterminal aus einer einzigen Quelle stammen, während die Kosten für den Speichertank aus mehreren Quellen entnommen wurden. Zwischen diesen Kostenwerten können Unterschiede in den Annahmen bestehen.

In einem Ammoniak-Importterminal muss die Rückkonvertierung in Wasserstoff durch Ammoniakspaltung als letzter Schritt erfolgen. Verschiedene Investitionskosten für die Anlage für Ammoniakspaltung aus der Literatur sind in Tabelle 31 angegeben.

**Tabelle 31 Investitionskosten für Ammoniakspaltungsanlage aus der Literatur**

Kosten (€/kt NH <sub>3</sub> .a)	Quelle
111.845	(DNV 2020)
115.022	(Reuß et al. 2017)
118.206	(DNV 2020)
282.000	(ACER 2021)

Quelle: siehe letzte Spalte

## 5.4 Schlussfolgerungen

### 5.4.1 Kosten des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur

Für die Kostenbetrachtung der Infrastrukturumstellung der Versorgung von Erdgas auf Wasserstoff wurden die Entwicklungspfade, Kostenannahmen und Investitionsbedarfe von 19 Studien miteinander verglichen. Der Großteil der berücksichtigten Studien betrachten einen breiten Einsatz von Wasserstoff in den Endanwendungen, welche über die Umrüstung von Erdgasleitungen zu Wasserstoffleitungen versorgt werden. Studien mit einem fokussierten Wasserstoffeinsatz im Verkehr betrachten einen parallelen Aufbau des benötigten Wasserstoffnetzes, während Studien mit dem Fokus auf den Industriesektor eine Umrüstung der vorhandenen Erdgasinfrastruktur betrachten. Dies kann daran liegen, dass es im Verkehrssektor bisher nur eine geringe Gasnachfrage gibt und somit nur zu einem geringen Umfang bestehende Gasinfrastruktur umgerüstet werden kann.

Die Investitionen in Leitungen in den betrachteten Studien beinhalten größtenteils Verlegekosten, welche abhängig von dem Rohrdurchmesser und der geografischen Lage der Verlegung (städtisch oder ländliche Lage) sind. Neue Transportnetzleitungen zeigen in den Studien größere Unterschiede in den Kostenannahmen auf Grund unterschiedlicher Durchmesser der Leitungen. Auf der Verteilnetzebene sind insbesondere die Länge der Leitungen und deren Verlegekosten Treiber für die Investitionshöhe. Für die Umrüstung der Transportnetzleitungen sind ebenfalls die Durchmesser und der entsprechende Materialaufwand für die Steigerung der Wasserstoffverträglichkeit Einflussfaktoren für die Leitungskosten. Hingegen müssen im Verteilnetz für die Wasserstoffverteilung lediglich Stahlleitungen angepasst werden.

Die Umrüstungs- oder Neubaukosten bei Endanwendungen zeigen in der betrachteten Literatur größere Unterschiede, insbesondere in Bezug auf Gaskessel, Ofen, Kochfelder und Tankstellen. Die Kosten für Brennstoffzellen-Pkw sind zwischen den Studien ähnlich hoch, aber größere Abweichungen zeigen die Annahmen für die Kosten von schweren Lkw und Bussen. Dies kann an einem unterschiedlichen Stand der Forschung liegen. Insgesamt sind die Kosten der Endanwendungen abhängig von der benötigten Leistung der Anwendung.

Für den Vergleich der Investitionen in den verschiedenen Entwicklungspfaden der Studien wurden nationale Studien mit einem Betrachtungsrahmen bis 2050 berücksichtigt. Studien mit einem europäischen Fokus wurde nicht verglichen. Der Vergleich zeigt auf Transportnetzebene, dass in den LFS 3 das TN-H<sub>2</sub> Szenario eine höhere Wasserstoffnachfrage als (Baufumé et al. 2013) und (Robinius et al. 2018) mit einem ähnlich großen Wasserstoffnetz betrachtet. Die Investitionen in den Wasserstoffnetzaufbau sind jedoch leicht geringer, da das Netz im TN-H<sub>2</sub>-Szenario umgerüstet wird, während in (Baufumé et al. 2013) und (Robinius et al. 2018) die Netze parallel zur Erdgasinfrastruktur neu gebaut werden. Zusätzlich betrachten (Baufumé et al. 2013) und (Robinius et al. 2018) einen ausschließlichen Einsatz von Wasserstoff im Verkehrssektor, während das TN-H<sub>2</sub>-Szenario einen breiten Einsatz bis in den Gebäudesektor berücksichtigt. Auf Verteilnetzebene betrachten Element Energy und E4Tech (2018) und das TN-H<sub>2</sub>-Szenario ähnliche Wasserstoffnachfragemengen mit einem breiten Einsatz inklusive dem Gebäudesektor und in beiden Betrachtungen wird das bestehende Gasnetz umgerüstet. Dennoch weist die Studie von Element Energy und E4Tech (2018) wesentlich höhere Investitionen aus, da auch die Investitionsbedarfe in den einzelnen Gebäuden, wie für Gaszähler und Hausleitungen, in den gesamten Infrastrukturinvestitionen berücksichtigt werden. Der Vergleich der gesamten Investitionen in das Wasserstoffnetz (Transport- und Verteilnetz) zeigt, dass auch bei einem breiten Einsatz im Gebäudesektor zwischen den Studien deutliche Unterschied in der Investitionshöhe auftreten, da auch hier die Nachfragemenge einen Einfluss hat. Somit führt die FVV-Studie (2022) zu Investitionen in Höhe von 163.000 Mio. € mit einer Wasserstoffnachfrage von 1.102 TWh, während das TN-H<sub>2</sub>-Szenario mit einer halb so hohen Wasserstoffnachfrage (551 TWh) zu Investitionen von 20.376 Mio. € führt. Setzt man diese Investitionen ins Verhältnis zu den benötigten Investitionen des erneuerbaren Energien-Ausbaus, zeigen die Ergebnisse der Dena-Leitstudie mit 450.000 Mio. € bis 2045 (Lange et al. 2021) und die BDI-Studie mit 170.000 Mio. € bis bereits 2030 (dena 2021a), dass die Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur mit Ausnahme der FVV-Studie (2022) vergleichsweise gering sind.

Ein Vergleich der Investitionen in die Endanwendungen ist zwischen den verschiedenen Studien schwierig, da unterschiedliche Rahmenannahmen und Storylines betrachtet wurden. Die Szenarien der LFS 3 zeigen, dass das TN-H<sub>2</sub>-Szenario mit einer breiten Anwendung von Wasserstoff zu insgesamt deutlichen Mehrinvestitionen als das TN-Strom Szenario mit einem Fokus auf Wasserstoffnutzung auf die Anwendungen im Industrie- und Verkehrssektor, für die keine Alternativen zur Wasserstoffnutzung bestehen, führt. Das deutlich größere Wasserstoffnetz im TN-H<sub>2</sub>-Szenario verursacht lediglich 0,3 % der gesamten Mehrkosten ggü. dem TN-Strom-Szenario.

#### **5.4.2 Kosten des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur und ihrer Umrüstung auf Wasserstoff**

LNG, LH<sub>2</sub> und Ammoniak (flüssig) haben unterschiedliche physikalische und chemische Eigenschaften. Daher gibt es erhebliche Unterschiede beim Transport und der Lagerung dieser Flüssigkeiten. Bei Umgebungsbedingungen befinden sie sich alle im gasförmigen Zustand. Um sie in ihrer flüssigen Phase zu halten, müssen sie abgekühlt werden. Flüssiger Wasserstoff muss bei -258 °C gelagert werden, während LNG und Ammoniak bei -162 bzw. -36 °C gelagert werden müssen.

Derzeit gibt es in Deutschland keine LNG-Terminals, jedoch sind neun in der Planung und Bau (sechs Schwimmende LNG-Terminals mit Regasifizierung (FSRU) und 3 „klassische“ LNG-Terminal mit Regasifizierung). Und einige dieser Terminals (Klassische LNG-Terminals in Stade und Brunsbüttel) werden als „H<sub>2</sub>-Ready“ gebaut. Mit dem Begriff H<sub>2</sub>-Ready ist nicht die Verwendung von LH<sub>2</sub> in diesen Terminals gemeint, sondern die Verwendung von Ammoniak. Aber auch bei H<sub>2</sub>-Ready müssen LNG-Terminals für die Verwendung von Ammoniak angepasst

werden. Allerdings sind die Anpassungen dann deutlich weniger gravierend als bei Terminals, die nicht für Ammoniak vorbereitet sind.

Bei einer Umrüstung von LNG-Importterminals auf LH<sub>2</sub> muss aufgrund des großen Temperaturunterschieds zwischen LNG und LH<sub>2</sub> von ca. 100 °C das Terminal praktisch neu errichtet werden. Nahezu alle Bauteile und auch der Speicher eines LNG-Terminals sind nicht für die tiefkalten Temperaturen von LH<sub>2</sub> ausgelegt.

Bei der Kostenbetrachtung fällt auf, dass der Anteil der Speichertankkosten an den Gesamtinvestitionskosten für ein Terminal (LNG, LH<sub>2</sub> oder Ammoniak) am höchsten ist. Allerdings sind die Speichertankkosten für LH<sub>2</sub> die höchsten, danach kommt LNG und dann Ammoniak. Die Daten aus der Literatur zeigen Unterschiede bei den Kosten für Speichertanks: im Durchschnitt sind die Kosten für einen LH<sub>2</sub>-Tank (€/tH<sub>2</sub>) jedoch etwa 30 Mal höher als die Kosten für einen Ammoniaktank (€/tNH<sub>3</sub>). Daher sind die Gesamtkosten eines neu gebauten Importterminals für LH<sub>2</sub> höher als für die anderen beiden Energieträger. Die Kosten für die Umrüstung eines LNG-Importterminal, das nicht Ammoniak-tauglich ausgelegt ist, belaufen sich auf 11 bis 20 % der Investitionskosten für das ursprüngliche LNG-Importterminal an. Bei Ammoniak-tauglich gebauten LNG-Terminals reduzieren sich die zusätzlichen Kosten auf 6,5 bis 11,5 % der Investitionskosten.

Die Kosten für den Transport wurden in diesem Bericht nicht berücksichtigt. Der Literatur zufolge sind die vielversprechendsten wasserstoffbasierten Energieträger jedoch Ammoniak, Methanol und synthetisches Methan. Dabei ist zu beachten, dass die Transportkosten für diese Flüssigkeiten mit zunehmender Distanz große Unterschiede aufweisen. Die Gesamtwirtschaftlichkeit von verflüssigtem reinem Wasserstoff ist im Vergleich zu den anderen Optionen aufgrund seiner geringeren Energiedichte selbst in der flüssigen Phase und des hohen Energiebedarfs für den Verflüssigungsprozess geringer.

## 6 Regulatorische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel wird zum einen der Transformationsaufwand in Bezug auf Planungs- und Genehmigungsverfahren für Infrastrukturen im begrenzten Rahmen untersucht und zum anderen einige Optionen für die Refinanzierung von Wasserstoffinfrastrukturen näher beleuchtet.

### 6.1 Analyse des Transformationsaufwands in Bezug auf Planungs- und Genehmigungsverfahren für Infrastrukturen

Um einen besseren Überblick über die genehmigungsrechtlichen Anforderungen für Wasserstoffnetze zu verschaffen, ist es sinnvoll, zwischen den Fernleitungs- und Verteilnetzebenen zu unterscheiden. Dabei werden sowohl die Fernleitungsnetze als auch die Verteilnetze in Bezug auf den Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur und die Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff separat betrachtet.

Wasserstoffnetze werden unter bestimmten Voraussetzungen von dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und der auf diesem Gesetz basierenden Rechtsrahmen erfasst (CMS 2022). Für die Regulierung von Wasserstoffnetzen existiert derzeit kein eigenständiges Regelwerk. Für die Genehmigung und den Betrieb von Wasserstoffnetzen könnte § 15a EnWG (Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber) relevant sein, sollte das Wasserstoffnetz begrifflich künftig als Gasversorgungsnetz betrachtet werden, was bisher nicht der Fall ist. Um diese Voraussetzung zu erfüllen, sollte eine neue Wasserstoffleitung ein Fernleitungsnetz oder Gasverteilernetz sein. In der Novellierung des EnWG (EnWG-E) vom Jahr 2021 (Lommerzheim 2021) sind die notwendigen rechtlichen Grundlagen der Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze erfasst (Weingart 2021). Dabei wird sowohl die Umstellung bestehender Erdgasinfrastrukturen auf Wasserstoff als auch der künftige Aufbau reiner Wasserstoffnetze behandelt. Es ist zu beachten, dass derzeit für Wasserstoffnetze kein klares Verfahren analog zum NEP existiert. Die folgenden Ausführungen beschreiben die derzeit praktizierte Vorgehensweise der Gasnetzbetreiber\*innen.

#### 6.1.1 Aufwand des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur im Fernleitungsnetzbereich

Gemäß § 15a EnWG (Bfj und BMJ 2005) haben die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Planungen jährlich innerhalb eines gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplans zu erstellen und zur Genehmigung der Bundesnetzagentur vorzulegen. Dieser muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten, die in den nächsten zehn Jahren netztechnisch für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Allerdings ist gemäß § 3 Nr. 19 EnWG vom Fernleitungsnetzbegriff nur der Transport von Erdgas und keine andere Gasarten, wie z. B. Wasserstoff, erfasst. Zurzeit gibt es in Deutschland keine öffentlichen Gasversorgungsnetze, die Wasserstoff transportieren.

Gemäß § 28q EnWG müssen die Betreiber von Wasserstoffnetzen und die Fernleitungsnetzbetreiber für die Genehmigung der Wasserstoffprojekte in jedem geraden Kalenderjahr einen Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung für Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 bei der Bundesnetzagentur einreichen. Auf Basis dieses Berichts kann die Bundesnetzagentur Empfehlungen zur rechtlichen Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans für Wasserstoff abgeben (siehe BMWK 2021b, BNetzA 2022).



Für Wasserstoff-Neubauprojekte wird in einem nächsten Schritt für die Genehmigung der Trasse ein Raumordnungsverfahren durchgeführt. Laut einer DVGW-Expertenbefragung nimmt das eigentliche Raumverordnungsverfahren in der Regel bis zu 9 Monate Zeit in Anspruch. Allerdings kann die Vorbereitung der Antragsunterlagen für Raumordnungsverfahren bis zu 12 Monate dauern. Einschließlich vorbereitender Machbarkeitsstudien und Raumwiderstandsanalysen ist eher von einem Zeitbedarf von 26 Monaten auszugehen.

Gemäß § 43 I EnWG bedarf es für die Errichtung und den Betrieb sowie die Änderung von Wasserstoffleitungen einschließlich der Anbindungsleitungen von Anlandungsterminals für Wasserstoff mit einem Durchmesser von mehr als 300 Millimetern der Planfeststellung. Außerdem könnte sich nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in Abhängigkeit von Länge und Durchmesser eine Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ergeben (BMJ und Bfj 1990). Gemäß §65 UVPG bedürfen die Wasserstofffernleitungen einer Planfeststellung, wenn sie UVP-pflichtig sind. Bei einem Planfeststellungsverfahren handelt es sich um ein Verwaltungsverfahren, welches die Zulässigkeit raumbedeutsamer Vorhaben und Infrastrukturmaßnahmen prüft. Wenn eine Rohrleitung nicht UVP-pflichtig ist, ist eine Plangenehmigung durchzuführen. Tabelle 32 gibt eine Übersicht über die Fallkonstellationen für das Planfeststellungsverfahren.

**Tabelle 32 Fallkonstellationen für das Planfeststellungsverfahren**

Gesetzliche Grundlage	Parameter 1 Leitungslänge	Parameter 2 Leitungsdurchmesser	Verfahrensart
§ 65 und Anlage 1 Nr. 19.5 UVPG	L > 40 km	D > 800 mm	UVP-Pflichtig
	L < 40 km	300 mm < D < 800 mm	Allgemeine Vorprüfung UVP-Pflicht: Planfeststellung Keine UVP-Pflicht: Plangenehmigung
	5 km < L < 40 km	D > 300 mm	Allgemeine Vorprüfung
	L < 5 km	D > 300 mm	Standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls

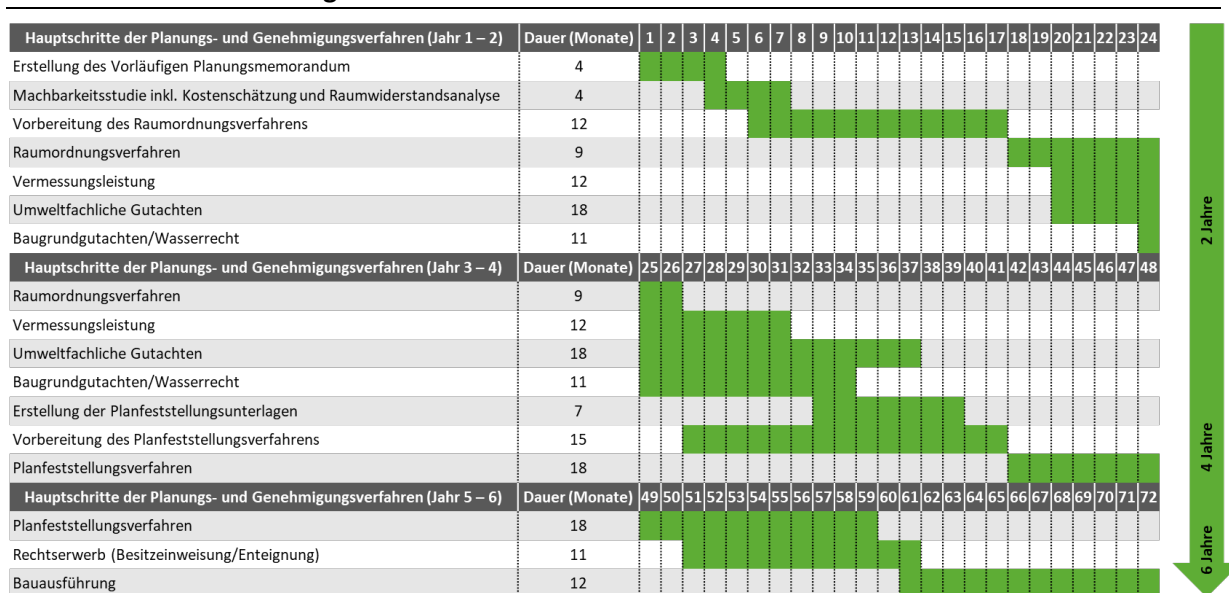
Quelle: BMJ und Bfj (1990)

Anhand der Tabelle 32 ist zu entnehmen, dass für Wasserstoffleitungen mit einem Durchmesser kleiner als 300 mm längenunabhängig weder Planfeststellungsverfahren noch Plangenehmigung erforderlich sind. Allerdings ist zu beachten, dass sich beim Erreichen bestimmter Drücke in den Rohrleitungen (Druck > 16 bar) neben der Umweltverträglichkeitsprüfung eine Anzeigepflicht gemäß Gashochdruckleitungsverordnung (BMJ und Bfj (2022)) ergibt. Laut einer DVGW-Expertenbefragung kann das Planfeststellungsverfahren einschließlich Umweltverträglichkeitsprüfung für Wasserstoff-Neubauprojekte in der Regel bis zu 18 Monate dauern. Vorbereitend sind die Leitungstrasse zu vermessen sowie umweltfachliche Gutachten und die Planfeststellungsunterlagen zu erstellen, wodurch sich der Aufwand auf in Summe ca. 42 Monate erhöht. Die vorbereitenden Schritte können allerdings schon parallel zueinander begonnen werden.

Nach dem Abschluss der Genehmigungsverfahren steht die Ausführung Neubauvorhabens an, welches den Beschaffungsprozess der benötigten Komponenten sowie die eigentliche

Bauvorbereitung und -ausführung umfasst, wofür in Summe nochmal ca. 12 Monate nötig sind. Insgesamt zieht die Umsetzung eines Leitungsneubaus damit nach der Aufnahme in den NEP ca. sechs Jahre hin. Die Hauptschritte der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Neubauprojekte sind in der Abbildung 64 entlang der Zeitachse dargestellt.

**Abbildung 65 Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Neubauprojekte im Fernleitungsnetzbereich**



Quelle: eigene Darstellung

### 6.1.2 Aufwand der Umstellung einer Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Fernleitungsnetzbereich

Die Umstellung bereits vorhandener Gasversorgungsleitungen zum Zwecke des Wasserstofftransportes wird in der Fachöffentlichkeit als Alternative zum kostenintensiven Neubau reiner Wasserstoffleitungen als prioritär angesehen. Anhand §113b EnWG-E sollen die behördlichen Genehmigungen für die Errichtung und den Betrieb einer Erdgasleitung auch für den Transport von Wasserstoff gelten. Fraglich ist, ob eine Änderung des Betriebskonzepts einer vorhandenen Erdgasleitung gemäß § 43f Abs. 2 EnWG eine Freistellung von Planfeststellungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung bewirkt.

Laut einer DVGW-Expertenbefragung können derzeit die Wasserstoff-Umstellungsprojekte hinsichtlich der Erlangung der notwendigen Betriebsgenehmigung genauso viel Zeit wie für Neubauprojekte in Anspruch nehmen. Dies liegt daran, dass viele umfangreiche technische Prüfungen zur Wasserstofftauglichkeit der bestehenden Erdgasinfrastrukturen bei unterschiedlichen Netzkomponenten wie z. B. Armaturen, Verdichter, Materialien usw. durchgeführt werden müssen. Zudem steht Wasserstoff derzeit nur im sehr begrenzten Umfang zur Verfügung. Diesbezüglich wird im Rahmen des künftigen Wasserstoffhochlaufs eine steile Lernkurve erwartet, wodurch sich die benötigte Zeit zum Erlangen der Betriebsgenehmigung etwa um die Hälfte verkürzen wird. Allerdings ist zu beachten, dass der Aufwand je nach Leitung unterschiedlich sein kann. Die Hauptschritte der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Umstellungsprojekte im Fernleitungsnetzbereich sind in der Abbildung 65 entlang der Zeitachse dargestellt.

**Abbildung 66 Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wasserstoff-Umstellungsprojekte im Fernleitungsbereich**

Hauptschritte der Planungs- und Genehmigungsverfahren (Jahr 1 – 2)	Dauer (Monate)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Erstellung des Vorläufigen Planungs Memorandum	2	■	■																
Machbarkeitsstudie inkl. Kostenschätzung	2		■	■															
Vorbereitung Anzeigeverfahren nach EnWG	7			■	■	■	■	■	■	■									
Planung der technischen Umsetzung	11				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
Vermessungsleistung	5					■	■	■	■	■									
Umweltfachliche Gutachten	7										■	■	■	■	■	■			
Baugrundgutachten/Wasserrecht	4																		
Erstellung der Antragsunterlagen	4																		
Einzelgenehmigungen inkl. Einvernehmen zum Thema Wasser und Leitungsrechte	7																		
Hauptschritte der Planungs- und Genehmigungsverfahren (Jahr 2 – 3)	Dauer (Monate)	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Einzelgenehmigungen inkl. Einvernehmen zum Thema Wasser und Leitungsrechte	7	■	■	■	■	■	■												
Anzeigeverfahren bei der Planfeststellungsbehörde	4																		
Bauausführung	8																		

Quelle: eigene Darstellung

### 6.1.3 Aufwand des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur sowie der Umstellung einer Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff im Verteilnetzbereich

Während im Fernleitungsbereich bei den Transportnetzbetreibern bereits erste Erfahrungen hinsichtlich der Planungen des Neubaus von Wasserstoffpipelines und der Umstellung vorhandener Erdgasleitungen auf Wasserstoff vorhanden sind, stellt sich die Situation bei den Verteilnetzbetreibern etwas anders dar. Zwar existieren auch bei den Verteilnetzbetreibern erste (Demonstrations-) Projekte mit dem Ziel der Zumischung von Wasserstoff in die bestehende Erdgasinfrastruktur, jedoch handelt es sich dabei zumeist um Beimischungen mit einem Anteil von derzeit maximal 30 Vol.-% Wasserstoff. Diesbezüglich hat der Netzbetreiber sicherzustellen, dass die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 260 „Gasbeschaffenheit“ eingehalten werden. Sofern die Anforderungen des G 260 eingehalten werden, ist eine gesonderte Betriebsgenehmigung für den Betrieb der Gasleitungen für Beimischungen von Wasserstoff in Erdgas nicht erforderlich.

Zudem werden derzeit erste (Demonstrations-) Projekte in Deutschland mit dem Ziel der Versorgung von Gaskunden mit reinem Wasserstoff avisiert. Zu nennen sind hier beispielsweise die beiden Projekte „H2-HoWi“ von der Westnetz GmbH als auch das Projekt „H2Direkt“ von der Thüga AG. Diese Projekte befinden sich derzeit allerdings noch in einer derart frühen Planungsphase, sodass zum jetzigen Zeitpunkt Informationen zum Genehmigungsprozedere nur schwer zu erhalten bzw. zu validieren sind.

Diesbezüglich kann daher an dieser Stelle nur auf das sich in Vorbereitung befindliche F&E-Projekt „PORTAL GREEN II – Entwicklung von Leitfäden zum Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur zur Integration erneuerbarer Energien“ verwiesen werden, welches im Auftrag des BMWK ab dem 01. Dezember 2022 bearbeitet werden soll. Im Rahmen dieses Projektes sollen die in diesem Kapitel angerissenen Fragestellungen rund um das Genehmigungsprozedere von H<sub>2</sub>-Leitungen (Neubau und Umstellung von Transport- und Verteilnetzen) detailliert erörtert werden. Derartige F&E-Projekte werden von den befragten DVGW-Mitgliedern sehr stark unterstützt, da diese in Analogie zu dem bereits veröffentlichten Vorgängerprojekt „PORTAL GREEN I – Entwicklung eines Power-to-Gas-Leitfadens zur Integration erneuerbarer Energien“ einen sehr hohen Praxisnutzen vorweisen (siehe Koralewicz 2020).

## 6.2 Finanzierung des Aufbaus und Betriebs von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen

Eine wichtige Frage in Bezug auf den Aufbau von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen ist, wie die Refinanzierung der Investitionen und des Betriebs der H<sub>2</sub>-Infrastrukturen erfolgen soll. Aktuell werden Bau und Betrieb von Strom- und Gasnetzinfrastrukturen vollständig über Entgelte der jeweiligen Nutzer finanziert. Auch die 2021 als Übergangsregelung bis zum Vorliegen des europäischen Ordnungsrahmens verabschiedete Wasserstoffnetzentgeltverordnung sieht (zumindest teilweise) eine Entgeltfinanzierung von Wasserstoffnetzen durch die Nutzer\*innen vor (siehe BMWK 2021c). Insofern ist es zunächst einmal naheliegend, dies zumindest als Zielmodell für die H<sub>2</sub>-Infrastrukturen anzusehen. Allerdings ist insbesondere während des H<sub>2</sub>-Markthochlaufs davon auszugehen, dass H<sub>2</sub>-Leitungen im Vergleich zu den transportierten Mengen überdimensioniert sein werden, um auf den weiteren Hochlauf vorbereitet zu sein. Dies würde aber ohne weitere Finanzierungselemente bedeuten, dass eine geringe Anzahl von Erzeuger\*innen und/oder Verbraucher\*innen vergleichsweise hohe Kosten zu tragen hätte. Des Weiteren sollte beachtet werden, dass der H<sub>2</sub>-Markthochlauf als Ganzes unter den derzeitigen Bedingungen in praktisch keinem Anwendungsgebiet ohne Förderungen kostendeckend durchführbar ist. Es existiert daher keine wirkliche Zahlungsbereitschaft für Wasserstoffinfrastrukturen; eine Wälzung der Kosten führt letzten Endes zu einer Erhöhung des Förderbedarfs an anderer Stelle. Daher wird in diesem Kapitel zunächst die Problematik weiter erläutert und anschließend werden einige Lösungsoptionen skizziert.

Im Allgemeinen sollen die Entgelte für die Nutzung monopolistischer Netzinfrastrukturen kostenbasiert bestimmt werden, wobei auf eingesetztes Eigenkapital eine Verzinsung gewährt wird. Je nachdem, ob und mittels welcher Kriterien eine regulatorische Effizienzprüfung der angesetzten Kosten durchgeführt wird und ob eine temporäre Entkopplung von Kosten und Erlösen (die sogenannte Anreizregulierung) vorgesehen wird, ergeben sich auf Seiten der Betreiber\*innen stärkere oder schwächere Anreize in Bezug auf einen möglichst effizienten Netzbetrieb. Ein grundsätzlicher Vorteil einer Finanzierung von Infrastrukturen ausschließlich über Netzentgelte der Nutzer\*innen ist, dass kein Anreiz steht, die Infrastrukturen übermäßig zu nutzen. Werden die Netzentgelte jedoch über anderweitige Förderungen getragen, z.B. in dem sie in Klimaschutzverträgen mitberücksichtigt werden, entfällt dieser Vorteil. Außerdem setzt die Generierung von Erlösen über die Eigenkapitalverzinsung bei den Betreiber\*innen einen Anreiz dazu, benötigte Infrastrukturen schnell aufzubauen. Allerdings kann eine Eigenkapitalverzinsung auch dazu führen, dass kapitalintensive Neuinvestitionen gegenüber weniger kapitalintensiven Umrüstungen bestehender Leitungen bevorzugt werden, obwohl dies zu höheren Kosten und damit höheren Netzentgelten führt.

Im Fall von separaten Netzentgelten für die Nutzer\*innen der Wasserstoffnetze ergeben sich jedoch gerade in der Phase des Markthochlaufs weitere Nachteile. Zum einen ist es sinnvoll, wie oben bereits erwähnt, anfangs eine Dimensionierung der H<sub>2</sub>-Netze nicht auf den aktuellen, sondern auf den absehbaren Bedarf an zu transportierendem Wasserstoff zu beziehen. Der künftige Bedarf und die künftige Anzahl an Nutzer\*innen kann dabei um ein Vielfaches höher liegen als der tatsächliche Nutzungsumfang zum jeweiligen zeitnahen Zeitpunkt. Dies bedeutet, dass vergleichsweise hohe Netzkosten auf eine vergleichsweise kleine Gruppe von Nutzer\*innen umgelegt werden, was für diese eine zusätzliche Bürde zu den anfangs voraussichtlich ebenfalls hohen Beschaffungskosten für grünen und emissionsarmen Wasserstoff darstellt. Zudem sind die erwartungsgemäß ersten industriellen Nutzer\*innen von Wasserstoff auf eine sichere und preisstabile Versorgung mit Wasserstoff angewiesen. Diesbezüglich stellt der Aufbau der H<sub>2</sub>-Infrastruktur und die damit verbundenen Netzentgelte ein schwer kalkulierbares Risiko dar, gegen das sie sich absichern müssen. Wird die Wasserstoffnutzung dieser Anwender\*innen staatlich gefördert, wie es aktuell beispielsweise über die Klimaschutzverträge vorgesehen ist,

erhöht sich der Förderbedarf entsprechend. Hier ist zu erwarten, dass ein direkter Einsatz der staatlichen Mittel zum Aufbau der Infrastrukturen volkswirtschaftlich günstiger ist als eine separate Risikoabsicherung aller Erstnutzer\*innen. Eine direkte Investitionsförderung ist jedoch im regulierten Umfeld wenig attraktiv, da ein staatlicher Mittelzufluss den Eigenkapitaleinsatz der Betreiber\*innen senkt und somit die erlösbaren Renditen schmälert (s.u.).

Auch grundsätzlich stellt sich die Frage, für welches unternehmerische Risiko die Renditen im Fall des Wasserstoffnetzausbaus eigentlich anfallen sollen. Der Staat muss in der frühen Phase des Hochlaufs ohnehin viele Risiken absichern. Fällt beispielsweise ein wichtiger Ankerkunde aus, erscheint es kontraproduktiv, die verbleibenden Kunden durch hohe Netzentgelte zu belasten. Es zeigt sich daher, dass eine Übertragung des Netzentgeltmodells von Erdgas auf Wasserstoff in der derzeitigen frühen Phase des Hochlaufs auf sehr grundsätzliche Konflikte trafe.

Zur Finanzierung des H<sub>2</sub>-Netzaufbaus/-betriebs werden aktuell folgende Alternativoptionen diskutiert:

- ▶ **Gemeinsame Netzentgelte für Wasserstoff und Erdgasnetz:** Auf Grund der geschilderten Problematik eines separaten Wasserstoffnetzentgelts und der starken Wechselwirkungen zwischen den bestehenden Gasnetzen und dem Aufbau von H<sub>2</sub>-Netzen ist auch die gemeinsame Finanzierung der Wasserstoff- und Erdgasnetze durch die Nutzer\*innen beider Netze in der Diskussion. Denn durch die breite Nutzerbasis könnten die Netzentgelte während des Markthochlaufs anfangs niedriger gehalten werden als bei einem reinen Wasserstoffnetzentgelt. Diesbezüglich ist allerdings fraglich, ob dies rechtlich zulässig ist, weil ggfs. zunächst die Erdgasnutzer\*innen den Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze querfinanzieren, obwohl sie selbst, zumindest teilweise, keinen Nutzen davon haben. Umgekehrt müssten unter Umständen später die Wasserstoffnutzer\*innen den Weiterbetrieb und/oder die Stilllegung des Erdgasnetzes finanzieren. Der Vorschlag im EU-Gaspaket erlaubt jedoch, zumindest unter gewissen Bedingungen, für maximal ein Drittel der Abschreibungsperiode eine Verschiebung von Kosten zwischen den bilanziell zu trennenden regulatorischen Anlagevermögen einer Betreiber\*in von Gas- und Wasserstoffnetzen (EC 2021a).
- ▶ **Investitionszuschüsse:** Staatliche Investitionszuschüsse zu H<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekten würden die kalkulatorischen Kosten der so geförderten Betriebsmittel reduzieren. Sie verringern damit den notwendigen Eigenkapitaleinsatz sowie die Risiken von Investitionen und darüber auch das anderweitig bereitzustellende Kapital. Für Projekte, deren gemeinsames europäisches Interesse von der EU anerkannt worden ist, gibt es diesbezüglich in der Regel keine beihilferechtlichen Restriktionen über die Vermeidung einer Doppelförderung hinaus. Nachteilig kann sein, dass mit dem eingesetzten Eigenkapital auch die Erlöse und der Anreiz für Aufbau und Betrieb der Netze sinken. Außerdem hätten die Netzbetreiber\*innen in der Regel eine niedrige Eigenkapitalquote, was die Mobilisierung zusätzlicher Finanzmittel erschweren und mit höheren Kapitalkosten einhergehen kann.
- ▶ **Betriebskostenzuschüsse:** Alternativ zu Investitionszuschüssen ist auch ein jährlicher Zuschuss zu den Betriebskosten von Wasserstoffnetzen möglich. Dies hätte den Vorteil, dass sich die Effizienz- und Kostenanerkennungsrisiken des Netzbetriebs zumindest reduzieren und die Anfangsinvestitionen in die Netze für Investoren attraktiver werden. Auch könnte dies einen Anreiz zur Umstellung von Erdgaspipelines schaffen. Nachteilig ist jedoch die Unsicherheit über die Dauer solcher Zuschüsse auf Grund staatlicher Haushaltsrestriktionen, wobei es auch nur um begrenzte Zeiträume geht. Außerdem wäre zu klären, inwiefern dies beihilferechtlich zulässig ist, weil die EU-Beihilfeleitlinien Betriebskostenzuschüsse nur zulassen, wenn diese dafür sorgen, dass umweltfreundlichere Betriebsentscheidungen getroffen werden, was zumindest fraglich erscheint.

- ▶ **Nicht kostendeckender Netzbetrieb:** Sofern der Betreiber eines Wasserstoffnetzes in staatlichem Besitz ist, könnte unter Umständen anfänglich für einen begrenzten Zeitraum auf eine vollständige Deckung der Kosten für den Aufbau des Netztes verzichtet werden. In diesem Fall müsste der Staat hinreichend Eigenkapital und Kredite zur Verfügung stellen, um die Liquidität dieses Netzbetreibers zu gewährleisten. Dadurch könnten die Netzentgelte für die anfangs wenigen Verbraucher begrenzt werden. Die so vorverauslagten Ausgaben könnten später über den dann größeren Nutzerpool refinanziert werden.

Wie sich die Alternativoption im Einzelnen auf den H<sub>2</sub>-Netzaufbau auswirken, kann im Rahmen dieser Studie nicht beantwortet werden. Dazu bedarf es umfangreicher vertiefender Analysen, auf deren Basis am Schluss ein politischer Abwägungsprozess nötig ist. Wie anfangs argumentiert ist allerdings zu erwarten, dass eine rein von den Nutzer\*innen finanzierte Aufbau gerade am Anfang des Markthochlaufs eine Hemmnis darstellt, dass die nötige Transformation substantiell bremsen kann. Dort, wo der Bedarf für den Aufbau von H<sub>2</sub>-Netzen bereits absehbar ist, also insbesondere zur Versorgung ausgewählter Industrien (vgl. Kapitel 7.2), scheint daher eine zumindest temporäre Vorfinanzierung durch die öffentliche Hand angebracht.

## 7 Roadmaps für den Übergang von Erdgas- zur Wasserstoffinfrastrukturen

Ziel dieses Kapitels ist es, in kompakter Form einen Eindruck des Übergangs von Erdgas- zur Wasserstoffinfrastrukturen zu vermitteln. Dabei sollen die wesentlichen Meilensteine, Hemmnisse, regulatorischen und technischen Anpassungsbedarfe im Verlauf des Transformationspfades dargestellt werden, unter Berücksichtigung der Anwendungsbreite von Wasserstoff und des Zeitpunkts des Wasserstoffbedarfs. Diesbezüglich sollen die prinzipiell denkbaren Entwicklungen bis zum Jahr 2045 des *Aufbaus einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur, des (Teil-)Umbaus der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff und der (Teil-)Stilllegung von Erdgasinfrastrukturen* integriert betrachtet werden, wobei drei Anwendungsbereiche von Wasserstoff unterschieden werden:

- ▶ **Anwendungsbereich 1:** Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien, welche über den Großteil der Studien hinweg als erforderlich angesehen wird. (Stahl, Chemie, Raffinerien und Stromerzeugung)
- ▶ **Anwendungsbereich 2:** Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor, über welche aktuell wegen konkurrierender Konzepte noch Unsicherheit herrscht.
- ▶ **Anwendungsbereich 3:** Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und in weiteren Industrien, welche vor dem Hintergrund eventueller Einschränkungen bei der Verfügbarkeit und hoher Kosten von grünem und emissionsarmen Wasserstoff umstritten ist.

Es soll für alle drei Anwendungsbereiche kenntlich gemacht werden, bis wann bestimmte Weichen gestellt werden müssen, welche Entscheidungen dafür getroffen werden müssen sowie welche Akteur\*innen jeweils aktiv werden müssen. Dabei steht insbesondere in den optionalen Anwendungsbereichen ein Strategie- und Planungsprozess, der für den weiteren Verlauf den Rahmen setzt, ob und in welcher Art und Umfang eine Anwendung stattfindet.

Das grundsätzliche Vorgehen orientiert sich an der Methodik des Roadmappings. Dabei wird im Sinne eines Backcasting-Ansatzes vom Zielzustand ausgegangen und von da aus Schritt für Schritt rückwärts festgelegt, welche Schritte durchlaufen worden sein müssen, um diesen Zielzustand bis zum Jahr 2045 zu erreichen.

Grundlage der Roadmap-Entwicklung war eine Reihe von Analysen auf Basis bestehender Szenarien, weiterer Literatur und Befragung von Expert\*innen. Zunächst wurden die aktuellen Planungen für die Gasnetze in Deutschland und der EU sowie die dahinterliegenden Treiber ausgewertet (Kapitel 2). Dann wurden die bestehenden mit den Klimaschutzzielen verträglichen Szenarien von BMWK, UBA und weiteren Akteur\*innen hinsichtlich der Entwicklung der Bedarfe an den unterschiedlichen gasförmigen Energieträgern in den verschiedenen Sektoren ausgewertet (Kapitel 3). Im nächsten Schritt wurden die verschiedenen Umnutzungsoptionen für die Gasnetze in Bezug auf ihre technische Machbarkeit und den jeweiligen zeitlichen, finanziellen und ökonomischen Aufwand untersucht (Kapitel 4). Schließlich wurden die verfügbaren Studien zu den Kosten des gesamten Transformationsprozesses vergleichend ausgewertet (Kapitel 5).

Auf Basis dieser Analysen wurde schließlich die Roadmap für die Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff erarbeitet, wofür in einem internen Expert\*innen-

Workshop die zentralen Meilensteine und Hemmnisse identifiziert, diskutiert und in der Folge weiter ausgearbeitet wurden. Dabei wurde eine vertiefende Analyse der Planungs- und Genehmigungsverfahren (Kapitel 6) sowie eine Kurzauswertung von Vorschlägen zur Finanzierung der Wasserstoffinfrastrukturen vorgenommen.

Die Roadmap selbst setzt sich aus einer Reihe von Leitplanken für die politischen und sektoralen Rahmensetzungen zusammen, welche die Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff innerhalb des durch die Klimaschutzziele vorgegebenen Rahmens aufzeigen. Diese Leitplanken stellen Meilensteine und Gestaltungsoptionen in Bezug auf die Herausforderungen und Hemmnisse dar, die sich aus den Analysen ableiten. Die identifizierten Leitplanken werden je nach ihrer Rolle für den Transformationspfad der Gasinfrastrukturen und dessen politische Beeinflussung in folgende vier Kategorien eingeteilt:

- ▶ *No-Regret-Leitplanken*: Diese zeigen Gestaltungsoptionen in Bezug auf Wasserstoffbedarfe auf, die in allen mit den Klimazielen verträglichen Szenarien relevant sind.
- ▶ *No-Lock-In-Leitplanken*: Diese beinhalten Gestaltungsoptionen, welche die Flexibilität für eine Ausweitung der Wasserstoffnutzung auf weitere Anwendungen gewährleisten.
- ▶ *Wegweiser-Leitplanken*: Diese beschreiben Pfadentscheidungsoptionen und Festlegungen, welche Umfang und Art der Transformation hin zu Wasserstoff festlegen.
- ▶ *Rollout-Leitplanken*: Diese beinhalten Anpassungsoptionen, die nur bei der Realisierung bestimmter Pfadentscheidungen und in dabei festgelegtem Umfang relevant werden.

In dieser Weise werden die Unterschiede und Gemeinsamkeiten für verschiedene Anwendungsbreiten von Wasserstoff herausgearbeitet, sodass sowohl davon unabhängige Schlüsselmaßnahmen als auch pfadabhängige Anpassungsbedarfe identifiziert werden, was jeweils unterschiedliche politische Handlungsspielräume nach sich zieht. So ist ein politisches Handeln bei No-Regret-Leitplanken in jedem Fall angeraten, während bei No-Lock-In-Leitplanken der Bedarf zur Aufrechterhaltung der Pfadoptioenen mit den volkswirtschaftlichen Kosten abzuwägen ist.

Der zeitliche Rahmen der Roadmap erstreckt sich bis zum Jahr 2045 und unterteilt die Zeitachse dabei in Abschnitte von jeweils fünf Jahren sowie den kurzfristigen Zeitraum bis 2025. Der zeitliche Verlauf spiegelt sich auch in der Klassifizierung der Leitplanken wider. So ist der Start von No-Regret-Leitplanken und Wegweiser-Leitplanken zeitlich eher kurzfristig einzuordnen, weil sie entweder nicht von der weiteren Entwicklung abhängen oder zur Beeinflussung dieser beitragen sollen. Zudem sind diese Leitplanken häufig bereits für heutige Rahmensetzungen relevant. No-Lock-In-Leitplanken kommen eher kurz- bis mittelfristig zum Tragen, weil es darum geht, sich bestimmte Entwicklungspfade offen zu halten. Rollout-Leitplanken spielen hingegen eher langfristig eine Rolle, weil sie Handlungen auf Basis noch zu treffender Entscheidungen oder zu erfolgreicher Planungen beinhalten.

## 7.1 Begrifflichkeiten

Hier werden zunächst einige Begrifflichkeiten definiert und voneinander abgegrenzt, die in der Folge eine wichtige Rolle spielen:

- ▶ *Gas*: Der Begriff „Gas“ wird in der Folge stellvertretend für methanreiche Gase verwendet, insbesondere für Erdgas, Biogas/Biomethan und weitere biogene Gase (Deponiegas,



Klärgas) sowie unter Einsatz von erneuerbarem Strom produziertes Methan (in der Folge synthetisches Methan).

- ▶ *Wasserstoff*: Der Begriff „Wasserstoff“ umfasst hier Gase mit einem Wasserstoffgehalt von nahezu 100 %, unabhängig von der Herstellung, weil diese für die Infrastrukturen in der Regel irrelevant ist. Zum Erreichen der Klimaschutzziele muss die Herstellung von Wasserstoff jedoch langfristig auf Basis erneuerbarer Energien erfolgen („grüner Wasserstoff“) und in der Zeit bis dahin zumindest eine substanzielle THG-Minderung<sup>28</sup> herbeiführen („kohlenstoffarmer Wasserstoff“).
- ▶ *Gassektor*: Unter dem Gassektor wird die Versorgung mit gasförmigen Energieträgern von der Herstellung bis zur Übergabe an den Endkunden verstanden. Der Fokus der Betrachtung ist die Rolle der Gasinfrastruktur im Kontext der Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite. Es handelt sich also nicht um eine Analyse des gesamten Energiesystems.
- ▶ *Netzausbau*: Erhöhung der Netzkapazität durch Verlegen zusätzlicher Leitungen entlang einer bestehenden Trasse oder Ersatz bestehender Leitungen durch Leitungen mit größerem Durchmesser.
- ▶ *Auf-/Neubau von Leitungen/Netzen*: Bau neuer Leitungen oder eines neuen Leitungssystems einschließlich Planung neuer Trassen.
- ▶ *Netzerweiterung*: Erweiterung eines bestehenden Verteilnetzgebiets durch Auf-/Neubau von Leitungen.
- ▶ *H<sub>2</sub>-Netzertüchtigung*: Sicherstellung der H<sub>2</sub>-Readiness eines Netzabschnitts durch Austausch von Betriebsmitteln und ggf. auch Leitungen.
- ▶ *H<sub>2</sub>-Netzumstellung*: Umstellung des Betriebs eines Netzabschnitts von einem methanreichen Gasgemisch auf ein überwiegend wasserstoffhaltiges Gasgemisch nach erfolgter H<sub>2</sub>-Netzertüchtigung.
- ▶ *H<sub>2</sub>-Netzbau*: Prozess der H<sub>2</sub>-Netzertüchtigung bei gleichzeitiger Schließung eventueller Lücken durch Neubau von H<sub>2</sub>-Leitungen.

In der Folge werden nun die drei anfangs erläuterten Anwendungsbereiche einer Transformation der Gasinfrastrukturen hin zu Wasserstoff näher beschrieben. Generell wird hier gemäß der deutschen Wasserstoffstrategie und einschlägiger Studien angenommen, dass die Realisierung einer H<sub>2</sub>-Infrastruktur wie im ersten Anwendungsbereich in jedem Fall erfolgt (*no regret*), wobei Art und Umfang der Ausgestaltung noch auf europäischer und deutscher Ebene abgestimmt werden. Für die beiden weiteren Anwendungsbereiche ist hingegen noch offen, ob entsprechende H<sub>2</sub>-Infrastrukturen realisiert werden sollen. Diesbezüglich sind neben den zentralen Pfadentscheidungen (*Wegweiser*) trotzdem bereits einige Maßnahmen zu ergreifen, um den Weg zu bereiten (*no lock-in*). Je nach Umfang der Wasserstoffnutzung ist dann in komplementärem Umfang auch die Stilllegung von Gasinfrastrukturen bzw. ihre Nutzung für alternative Nutzung als Leerrohre wie in Anwendungsbereich 3 dargestellt zu adressieren.

<sup>28</sup> Nach Planungen der EU-Kommission im EU-Gaspaket mindestens 70 % Minderung ggü. einem fossilen Referenzwert.

## 7.2 Anwendungsbereich 1: Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien

In allen ausgewerteten Klimaschutzszenarien (siehe Kapitel 3) wird die Verwendung von Wasserstoff in der Stahlindustrie, der Grundstoffchemie und für die residuale Stromerzeugung zum Erreichen von THG-Neutralität bis 2045 als techno-ökonomisch erforderlich angesehen. Auch für die Erzeugung THG-neutraler Kraftstoffe ist Wasserstoff auf jeden Fall von Bedeutung, wobei dies in vielen Fällen in neu aufgebauten Anlagen erfolgt, aber auch eine entsprechende Transformation heutiger Raffineriestandorte bedeuten kann. Der Aufbau von darauf zugeschnittenen H<sub>2</sub>-Infrastrukturen kann daher insgesamt als eine in jedem Fall sinnvolle Maßnahme angesehen werden (*No-regret*). Dabei wird auf Basis der ausgewerteten Szenarien davon ausgegangen, dass in diesen Industrien bis 2030 zusätzliche Wasserstoffbedarfe von ca. 18 - 58 TWh entstehen. Dazu kommt die Substitution der bisherigen fossilen Wasserstoffherstellung von ca. 30 TWh in der Grundstoffchemie und potenziell der Raffinerien, sofern diese nicht stillgelegt, sondern hin zu THG-neutralen Kraftstoffen transformiert werden. Bis zum Erreichen von THG-Neutralität steigt der Wasserstoffbedarf dieser Industrien und der Stromerzeugung in den Szenarien auf 196 – 243 TWh (vgl. Kapitel 3.2.4). In der Folge werden zentrale Meilensteine zum Aufbau geeigneter Infrastrukturen und die wichtigsten bestehenden Hemmnisse sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung beschrieben. Abschließend werden die Meilensteine und Hemmnisse in Abbildung 67 zusammenfassend entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt.

Zentrale **Meilensteine auf Ebene der Fernleitungsnetze** für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in Stahlindustrie, Grundstoffchemie, Raffinerien und der Stromerzeugung sind:

- ▶ **H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplan für Deutschland und EU als Wegweiser für FN-Umbau (FN1.0):** Das Vorliegen eines ersten H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplan für sowohl Deutschland als auch die EU stellt einen zentralen *Wegweiser* für die Transformation der Fernleitungsnetze dar. Denn hierüber wird auf Basis der absehbaren H<sub>2</sub>-Nachfragen und H<sub>2</sub>-Erzeugung festgelegt, an welchen Stellen neue H<sub>2</sub>-Leitungen zu bauen sind und welche Erdgasleitungen für eine Umstellung auf H<sub>2</sub> vorbereitet werden müssen. Da eine Umstellung von Leitungen in der Regel nicht forciert werden kann, wird hier deutlich, dass eine enge Abstimmung zwischen Gas- und H<sub>2</sub>-Netzbetreiber\*innen bei der Erstellung der jeweiligen Netzentwicklungspläne erfolgen muss. Grundlage dafür sollte eine energiesystemweite Systementwicklungsstrategie sein, die auch die Stromnetzplanung miteinschließt, welche relevant ist sowohl für die Erzeugung von grünem Wasserstoff als auch für die Möglichkeiten einer Elektrifizierung als in der Regel effizientere und daher bevorzugt zu prüfende Alternative zum Wasserstoffeinsatz. Ein dazu seitens der FNB zu leistender Input sind detaillierte Angaben, welche Leitungen unter welchen Umständen zu welchen Zeitpunkten umgestellt werden könnten. Dieser Meilenstein sollte so früh wie möglich erreicht werden. Auf EU-Ebene sieht der Vorschlag der EU-Kommission zur Anpassung der EU-Gas-Verordnung die Erstellung durch einen zu gründenden Zusammenschluss der europäischen H<sub>2</sub>-Netzbetreiber\*innen vor (EC 2021a). Um dies nicht zu gefährden, ist der schnelle Abschluss der Verhandlungen zum Gaspaket entscheidend (**FN1.H1**). Für Deutschland haben die Gas-FNB durch eine Abfrage der künftigen Transportbedarfe bereits eine wichtige Grundlage gelegt. Zudem haben die deutschen und europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSO-G) mit ihrem Hydrogen-Backbone-Konzept (van Rossum et al. 2022) bereits eine weitergehende Vision entwickelt. Solange diese Überlegungen nicht durch die H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne validiert sind, können sie ausschließlich der mittelfristigen

Orientierung dienen, wobei jedoch im Zuge der dynamischen Entwicklungen noch mit Anpassungen zu rechnen ist.

- ▶ **Nationales technisches Regelwerk für H<sub>2</sub>-Netze vollständig abstimmen (FN1.1):** Unabhängig vom genauen Zuschnitt eines künftigen H<sub>2</sub>-Netzes ist eine zentrale Voraussetzung für eine Transformation der Gasfernleitungsnetze hin zu Wasserstoff ein vollständig abgestimmtes nationales technisches Regelwerk über den Betrieb von H<sub>2</sub>-Netzen und H<sub>2</sub>-Anwendungen (*no-regret*). Dabei obliegt nach EnWG dem DVGW e.V. die Beschreibung des Standes der Technik, welcher in Form des DVGW-Regelwerkes verbrieft ist. Während bereits einige bestehende Regelwerke für H<sub>2</sub>-Netze und H<sub>2</sub>-Anwendungen angepasst und auch ausgewählte neue Regelwerke für H<sub>2</sub>-Netze und H<sub>2</sub>-Anwendungen entwickelt wurden (zu nennen sind an dieser Stelle allen voran die beiden einschlägigen DVGW-Regelwerke G 221 und G 655)<sup>29</sup>, befinden sich einige weitere Regelwerke derzeit noch in der Entwicklung und Abstimmung innerhalb der Gremien des DVGW. In den letzten Jahren konnte bereits ein Großteil der erforderlichen H<sub>2</sub>-Regelwerke fertiggestellt werden. Um einen reibungslosen Ablauf der Transformation der Gasnetze zu gewährleisten, wird dieser Prozess bis spätestens 2025 abgeschlossen sein.
- ▶ **H<sub>2</sub>-Ertüchtigung erster umzustellender FN-Leitungen inkl. Betriebsmittel für regionale H<sub>2</sub>-Startnetze (FN1.2a) und einen vollständigen H<sub>2</sub>-Backbone (FN1.2b):** Für die im Rahmen der IPCEI-Wasserstoff-Förderung vorausgewählten Netzabschnitte<sup>30</sup> soll das gemeinsame europäische Interesse und die Beihilfekonformität in Kürze durch die EU-Kommission notifiziert werden. Ist dies erfolgt, kann die H<sub>2</sub>-Ertüchtigung mittels national zur Verfügung gestellter Fördergelder unabhängig davon, ob der H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplan bereits vorliegt, begonnen werden und damit den Beginn der netzbasierten H<sub>2</sub>-Versorgung für ans FN angeschlossene Industrien wie die Grundstoffindustrie über regionale H<sub>2</sub>-Startnetze (FN1.2a) noch vor 2030 ermöglichen (*no lock-in*). Dies beinhaltet in der Regel einen Austausch von Teilen der Betriebsmittel, nicht jedoch der Leitungen selbst (siehe Kapitel 4.3) Je nach Material der Leitung ist jedoch ein detaillierteres Monitoring nach der Umstellung vorzubereiten. Dafür kann das im EU-Gaspaket vorgesehene Ownership Unbundling je nach Ausgestaltung ein Hemmnis darstellen (vgl. **FN1.H1**). Nach Vorliegen der H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne (vgl. **FN1.0**) sollten zur Schaffung eines vollständigen H<sub>2</sub>-Backbones (FN1.2b) alle dort ausgewiesenen Gas-Fernleitungen und die zugehörigen Betriebsmittel im vorgesehenen Umfang H<sub>2</sub>-ready gemacht werden, weil der Bedarf eindeutig festgestellt worden ist (*Rollout*). Dafür potenziell umzustellende Erdgasleitungen werden bereits im aktuellen deutschen Gas-Netzentwicklungsplan identifiziert (FNB Gas 2021a). Falls sich Verzögerungen beim H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplan abzeichnen, wäre zu prüfen, inwiefern dennoch ein so großes gemeinsames europäisches Interesse an der frühzeitigen Umwidmung besteht, dass zumindest ausgewählte weitere Leitungen auch vorab ertüchtigt werden können.
- ▶ **Regionale H<sub>2</sub>-Netze durch Umstellung und Anschluss erster Anbieter und Nachfrager schaffen (FN1.3):** Wichtige potenzielle H<sub>2</sub>-Nachfrager in der Industrie sind zum Teil direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossen. Dies betrifft insbesondere Gaskraftwerke und die stofflichen Nutzer, also Raffinerien und die Grundstoffchemie (siehe Kapitel 4.2). Da zum Teil heute bereits grauer Wasserstoff substituiert werden kann, sollte für diese möglichst

<sup>29</sup> G 221 Merkblatt 12/2021: Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerkes auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff  
G 655: Merkblatt 04/2021: Leitfaden H<sub>2</sub>-Readiness Gasanwendung

<sup>30</sup> Siehe Karte der deutschen IPCEI-Projekte: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/1/ipcei-standorte.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/1/ipcei-standorte.pdf?__blob=publicationFile&v=8)

frühzeitig, auf jeden Fall aber vor 2030 ein Zugang zu den regionalen H<sub>2</sub>-Startnetzen ermöglicht werden (*no-regret*), um die Versorgungssicherheit bzgl. Wasserstoff zu erhöhen. Daneben kann auch eine Nachfrage für die Versorgung erster umgestellter Verteilnetzleitungen unterhalb der H<sub>2</sub>-Startnetze bestehen (vgl. **VN1.1**). Dies betrifft aktuell primär die Stahlindustrie, die heute in der Regel an das Verteilnetz angeschlossen ist, was aber wegen der hohen Gasbedarfe der geplanten Direktreduktionsanlagen künftig geändert werden könnte. Die frühzeitige H<sub>2</sub>-Ertüchtigung erster umzuwidmender FN-Leitungen inkl. (vgl. **FN1.2a**) erlaubt es noch vor 2030 regionale H<sub>2</sub>-Startnetze zu schaffen, welche diese Nachfrager mit ersten Anbietern von kohlenstoffarmem Wasserstoff verbindet. Neben der Umstellung der ertüchtigten Leitungen kann dabei auch der Neubau von Anschlussleitungen für einzelne Nachfrager und Anbieter notwendig sein.<sup>31</sup> Die eigentliche Umstellung ist ein zeitlich sehr begrenzter Prozess von wenigen Wochen, bei denen die Leitungen zunächst komplett entleert werden und dann mit reinem Wasserstoff gefüllt werden und währenddessen die Verdichterleistungen angepasst und elektrifiziert werden (vgl. FN1.5). Der Neubau und anfangs auch die Umstellung von Leitungen brauchen aber zeitlich mehrere Jahre Vorlauf (vgl. Kapitel 6.1). Eine Hürde ist zudem, dass ausreichende Mengen an Wasserstoff für das Erreichen eines Mindestdrucks zur Verfügung stehen müssen.

- ▶ **Verbindung regionaler Netze zu H<sub>2</sub>-Backbone und Aufbau von Interkonnektoren mit europäischen H<sub>2</sub>-Netzen (FN1.4):** Um den energieintensiven Industrien mittelfristig erneuerbaren und kohlenstoffarmen Wasserstoff möglichst sicher und kostengünstig zur Verfügung stellen zu können, wird die Schaffung eines H<sub>2</sub>-Backbones auf europäischer Ebene, welcher kostengünstige Erzeugungsstandorte mit den Verbrauchsschwerpunkten verbindet, in allen relevanten Szenarien bis 2035 als kosteneffizient angesehen (*no-regret*, siehe Kapitel 5.4). Dazu sind die entstandenen regionalen H<sub>2</sub>-Startnetze zu verbinden und Interkonnektoren mit den H<sub>2</sub>-Netzen in den Nachbarländern zu schaffen. Dabei ist zunächst von einer Verbindung mit Nord- und Westeuropa auszugehen, im Verlauf der 2030er-Jahre auch mit Osteuropa. Hierfür gilt es bereits in den 2020er-Jahren auf politischer Ebene einheitliche technische Anforderungen an den H<sub>2</sub>-Transport abzustimmen und die Zusammenarbeit der H<sub>2</sub>-Netzbetreiber\*innen zu initiieren. Je nach Umstellungsoptionen bei den bestehenden Gasnetzen sind in diesem Schritt auch längere H<sub>2</sub>-Leistungsabschnitte neu zu bauen, um eventuelle Lücken zu schließen. Dies erfordert wegen der langen Planungsprozesse und umfangreichen Kapazitätserfordernisse (vgl. Kapitel 6.1) eine frühzeitige Vorbereitung.
- ▶ **Austausch erdgasbetriebener Kompressoren (FN1.5):** Steht an einer Verdichterstation ab einem gewissen Zeitpunkt kein Erdgas mehr zur Verfügung, ist der Weiterbetrieb nur durch vorherige Elektrifizierung des Verdichters oder einen Austausch gegen 100 %-H<sub>2</sub>-taugliche Kompressoren möglich. Dabei ist allerdings zu beachten, dass ggf. eine Anpassung von Zahl und Leistung der Verdichter erfolgt, um geänderten Drücken und Fließgeschwindigkeiten Rechnung zu tragen (siehe Kapitel 4.3). Für eine Elektrifizierung der Kompressoren spricht, dass bei Verwendung von Grünstrom THG-Emissionen eingespart werden (Köppel et al. 2019). Ein Betrieb mit Wasserstoff schafft hingegen eine Unabhängigkeit vom Stromnetz, wodurch eine zu starke Kopplung der kritischen Infrastrukturen vermieden wird. Bei einer Kompressorstation mit mehreren Kompressoren kann daher auch eine Kombination der verschiedenen Kompressortypen eine sinnvolle Option darstellen. Der Austausch der Kompressoren muss spätestens dann erfolgen, wenn

<sup>31</sup> Beispielsweise sieht der NEP 2020-2030 (FNB Gas 2021a) einen Neubaubedarf von ca. 100 km H<sub>2</sub>-Leitungen für ein regionales H<sub>2</sub>-Startnetz im Nordwesten. Zu beachten ist, dass diese Ergebnisse mögliche Auswirkungen reduzierter Gaslieferungen aus Russland erstellungsterminbedingt nicht berücksichtigen.

parallele Erdgasleitungen ebenfalls umgestellt oder die Kompressorleistung angepasst werden muss. Der genaue Zeitpunkt hängt dabei von der jeweiligen Verdichterstation ab. Aktuell werden teils Anpassungen an Kompressorstationen geplant, um Reverse Flows zu ermöglichen (Ragwitz et al. 2022), was sich unter Umständen mit einer Elektrifizierung verknüpfen lässt und den Vorteil hat, dass Gasverbrauch und THG-Emissionen eher verringert werden (*no-regret*). Um flexibel auf die Versorgung mit Wasserstoff über unterschiedliche Routen reagieren zu können, ist in der Regel das Ermöglichen von Reverse Flows auch im H<sub>2</sub>-Netz vorteilhaft.

- ▶ **Aufbau von H<sub>2</sub>-Speichern und Integration in H<sub>2</sub>-Backbone (FN1.6):** Der zentrale Vorteil einer netzgebundenen Versorgung mit Wasserstoff ist die höhere Versorgungssicherheit mit Wasserstoff zu akzeptablen Preisen. Dieser Vorteil kommt nur dann vollständig zum Tragen, wenn die Produktion von grünem Wasserstoff von der zeitlichen Verfügbarkeit ausreichend erneuerbaren Stroms entkoppelt wird. Dazu bedarf es der frühzeitigen Integration von ausreichend Speicherkapazitäten für Wasserstoff in den H<sub>2</sub>-Backbone; erst durch diese kann eine Versorgungssicherheit mit grünem Wasserstoff sichergestellt werden. Da die Nutzbarkeit von Porenspeichern für Wasserstoff aktuell noch fraglich ist, kommt hierfür primär die Nutzung von Kavernenspeichern in Frage, was bereits erprobt wurde (siehe Kapitel 4.3). Bei längerfristig sinkenden Speicherbedarfen für Erdgas können bestehende Kavernenspeicher umgestellt werden. Kurzfristig ist dies wegen der unsicheren Gaslieferungen aus Russland jedoch nicht absehbar, weswegen zunächst neue Kavernenspeicher entwickelt und ausgebaut werden sollten. Eine von INES, BVEG und DVGW beauftragten Studie (DBI, 2022) geht davon aus, dass lediglich vier der sechzehn Porenspeicher tauglich für eine Umstellung auf Wasserstoff sind, woraus sich eine Wasserstoffspeicherkapazität von insgesamt 32,4 TWh ergibt. Werden die Speicherbedarfe als Zielwerte genommen, die in den BMWK-Langfristszenarien als notwendig angesehen werden, ist ein Zubau von Wasserstoffspeichern zwischen 15 und 41 TWh erforderlich. Die errechneten Gesamtkosten von 12,8 Mrd. € für Umbau und Neubau können weiter gesenkt werden, indem diejenigen Porenspeicher, die sich nicht für die Speicherung von Wasserstoff eignen, zur Speicherung von Biomethan oder synthetischem Erdgas vorgesehen werden (DBI, 2022).

Zentrale **Meilensteine auf Ebene der Verteilnetze** für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in Stahlindustrie, Grundstoffchemie und Raffinerien sind:

- ▶ **H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne und Regelwerk liegen vor (FN1.0 und FN1.1 sind erreicht) (VN1.0):** Grundvoraussetzung auch für die Transformation der Gasverteilnetze ist, dass Klarheit darüber besteht, wie sich das vorgelagerte H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz im Zeitverlauf entwickelt und welche technischen Regeln für den H<sub>2</sub>-Netzbetrieb gelten. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff über das vorgelagerte Netz wird insbesondere entscheidend sein für den Zeitpunkt einer möglichen Umstellung erster redundantet Gasleitungen im Verteilnetz. Um hier zu einer frühzeitig abgestimmten Planung zu kommen, scheint eine stärkere Einbindung der Verteilnetzbetreiber\*innen in die Erstellung der Netzentwicklungspläne ratsam.
- ▶ **H<sub>2</sub>-Ertüchtigung von Teil-VN inkl. Betriebsmittel unterhalb der regionalen H<sub>2</sub>-Startnetze/des H<sub>2</sub>-Backbones (VN1.1a/b):** Einige wichtige potenzielle H<sub>2</sub>-Nachfrager in der Industrie sind bisher an das Gasverteilnetz angeschlossen (siehe Kapitel 4.2) insbesondere die Standorte der Primärstahlwerke, welche überwiegend durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden sollen; zunächst mit Erdgas und sukzessive mit Wasserstoff als Reduktionsmittel. Im Rahmen der IPCEI-Wasserstoff-Förderung sind bereits

einige Teil-VN vorausgewählt, die auf Wasserstoff umgestellt werden sollen und mit deren H<sub>2</sub>-Ertüchtigung analog zu den entsprechenden Fernleitungen ebenfalls begonnen werden kann, sobald eine Notifizierung der IPCEI-Förderung vorliegt **(VN1.1a)**, sodass die entsprechenden Klimaschutzbeiträge aus der Industrie schon vor 2030 realisiert werden können. Der Aufwand hierfür ist begrenzt (siehe Kapitel 4.3), jedoch können die Planungs- und Genehmigungsprozesse zeitintensiv sein (siehe Kapitel 6.1). Sobald mit dem Vorliegen der H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne Klarheit über weitere umzustellende Teil-VN herrscht, ist für diese analog zu verfahren **(VN1.1b)**.

- ▶ **Verhandelten Zugang zu regionalen H<sub>2</sub>-Netzen für an das VN angeschlossene Industrien ermöglichen (VN1.2):** Um Lock-Ins zu vermeiden, scheint es sinnvoll, potenziellen H<sub>2</sub>-Anwendern und weiteren Industrien frühzeitig die Möglichkeit zu geben, sich an die regional entstehenden H<sub>2</sub>-Netze anschließen zu lassen. In der Übergangsphase bis 2030 sieht der Vorschlag der EU-Kommission zur Anpassung der EU-Gas-Richtlinie die Möglichkeit vor, dass auf nationaler Ebene das Verfahren eines verhandlungsbasierten Zugangs für Dritte umgesetzt wird, bei welchem diesen der Zugang grundsätzlich offensteht, aber nicht notwendigerweise zu den gleichen Konditionen (EC 2021a). Damit kann Vorsorge geleistet werden, dass ein ggfs. höherer Aufwand für den Anschluss inkl. der Ertüchtigung auch refinanziert werden kann, ohne dass die anderen Nutzer die höheren Kosten mittragen müssen.
- ▶ **Diskriminierungsfreien Zugang zu H<sub>2</sub>-Backbone für Industrien im VN ermöglichen (VN1.3):** Nach 2030 sollte angestrebt werden, dass allen Industrien ein diskriminierungsfreier Zugang zu den H<sub>2</sub>-Netzen ermöglicht wird. Diskriminierungsfreiheit meint hierbei, dass allen Interessent\*innen aus dem Industriesektor ein Netzanschluss zu vergleichbaren Konditionen offensteht. Dabei gilt es allerdings zu berücksichtigen, dass die Kosten eines Anschlusses an das H<sub>2</sub>-Netz je nach Standort und Ausdehnung des H<sub>2</sub>-Netzes sehr unterschiedlich ausfallen können und eine angemessene Verteilung der Kosten zwischen Betreiber\*innen und Nutzer\*innen zu erreichen ist. Auch hierfür ist eine entsprechende Ausverhandlung des EU-Gaspakets geboten.

Wichtige bestehende **Hemmnisse** für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in Stahlindustrie, Grundstoffchemie, der Stromerzeugung und Raffinerien **auf Ebene der Fernleitungs- und Verteilnetze** sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung sind:

- ▶ **EU-Gaspaket nicht ausverhandelt und stellt potenziell Hürde für schnellen Aufbau dar (FN1/VN1.H0):** Die EU-Kommission hat Ende 2021 ein Gesetzespaket für Wasserstoff und dekarbonisierte Gasmärkte vorgelegt<sup>32</sup>, dessen Ausverhandlung im Rahmen des Trilog von EU-Parlament, EU-Rat und Kommission für die zweite Hälfte des Jahres 2022 geplant ist. Dieser Prozess sollte so früh wie möglich abgeschlossen werden, um den H<sub>2</sub>-Umbau der Fernleitungsnetze nicht zu verzögern. Im Ergebnis ist sicherzustellen, dass die Gasmarktverordnung und -richtlinie keine zu hohen Hürden für den zügigen H<sub>2</sub>-Umbau der Fernleitungs- und Verteilnetze errichtet (s.u. unter **FN1.H2-4**).
- ▶ **Keine hinreichenden Investitionsanreize zur Finanzierung des H<sub>2</sub>-Infrastrukturumbaus gegeben (FN1/VN1.H1):** Aktuell können Gasnetzbetreiber die Kosten einer H<sub>2</sub>-Ertüchtigung ihrer Netze bei der Erhebung der Gasnetzentgelte nicht

<sup>32</sup> Siehe [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package\\_en#:~:text=0n%2014%20July%202021%2C%20the%20Commission%20adopted%20the,production%20of%20renewabl e%20and%20low-carbon%20gases%2C%20including%20hydrogen.](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/hydrogen-and-decarbonised-gas-market-package_en#:~:text=0n%2014%20July%202021%2C%20the%20Commission%20adopted%20the,production%20of%20renewabl e%20and%20low-carbon%20gases%2C%20including%20hydrogen.)

geltend machen, weil dies nicht unter den Gasnetzbetrieb fällt. Damit soll vermieden werden, dass die Gasanwender, die nicht notwendigerweise später Wasserstoff nutzen, den Aufbau von Wasserstoffnetzen querfinanzieren. Dies riskiert jedoch, dass eine H<sub>2</sub>-Ertüchtigung auch dort, wo sie aus Systemsicht erstrebenswert ist, zunächst unterbleibt, selbst wenn dort Netzinstandhaltungsmaßnahmen vorgenommen werden. Eine Option könnte hier sein, eine Einzelfallprüfung des öffentlichen Interesses vorzunehmen, insbesondere bei Fernleitungen, und die Kosten nicht auf die Gasverbraucher umzulegen, sondern aus staatlichen Mitteln zu finanzieren. Die weitergehende Frage, welche Optionen für die Finanzierung von Aufbau und Betrieb der H<sub>2</sub>-Netze sinnvoll sind, kann hier nicht abschließend beantwortet werden. Es werden jedoch später einige Optionen beleuchtet (siehe Kapitel 6.2).

- ▶ **Erdgasnetzbetreiber\*innen können nicht Betreiber von H<sub>2</sub>-Netzen sein (“Ownership unbundling”) (FN1/VN1.H2):** Die Entflechtung von Besitzer\*innen und Betreiber\*innen monopolistischer Infrastrukturen stellt ein wichtiges Prinzip der europäischen Binnenmarktregulierung dar, sowohl was die Einbindung in Energieversorgungsunternehmen (vertikal) als auch Besitz und Betrieb mehrerer Infrastrukturen (horizontal) angeht. Entsprechend ist in dem Vorschlag der EU-Kommission zur EU-Gas-Richtlinie eine horizontale und vertikale Entflechtung von H<sub>2</sub>-Netzbetreiber\*innen vorgesehen, wobei bis 2030 gewisse Übergangsregeln gelten sollen (vgl. EC 2021a). Die mittelfristig erforderliche Entflechtung wird von Teilen der Gasnetzbetreiber\*innen und Stadtwerke kritisch gesehen, weil für die jetzigen Betreiber von Gasnetzen weder ein größerer Anreiz besteht, eine Umwidmung auf Wasserstoff in die Wege zu leiten, noch die H<sub>2</sub>-Readiness der Gasnetze sicherzustellen. Dies stellt potenziell ein größeres Hemmnis für den Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze dar, welches zu substantiellen Verzögerungen führen kann. Bei der Verhandlung über das Gaspaket ist daher abzuwägen zwischen der aus Wettbewerbssicht nötigen Strenge der Entflechtungsbestimmungen und dem erforderlichen Tempo beim Aufbau der Wasserstoffnetze. Ein im politischen Prozess zu prüfender Alternativvorschlag ist, die Anwendung der heute bei Gasnetzen bestehenden Praxis, insbesondere eine Differenzierung zwischen H<sub>2</sub>-Fernleitungs- und H<sub>2</sub>-Verteilnetzen und die im EU-Gaspaket nur bis 2030 zugelassene Anwendung des etablierten ITO-Modells („Independent Transmission Operator“) auch nach 2030.<sup>33</sup> Auch ein staatlicher Betrieb könnte im Kontext der bestehenden Unsicherheiten zumindest für eine Übergangszeit in Betracht gezogen werden. In jedem Fall braucht es eine frühzeitige Klärung von Betreibermodell und Besitzstruktur des H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetzes, weil hiervon viele weitere Punkte abhängen, insbesondere die Frage der Finanzierung (vgl. FN1/VN1.H1 und FN1/VN1.H3).
- ▶ **Gewährleistung von ausreichender Kapitalverzinsung fraglich (FN1/VN1.H3):** Die übergangsweise eingeführte Wasserstoffnetzentgeltverordnung (BMWK 2021c) sieht vor, dass für H<sub>2</sub>-Netze keine Anreizregulierung durchgeführt wird. Damit fallen auch Gasleitungen, die auf Wasserstoff umgestellt werden, aus der Anreizregulierung heraus und die Erlösobergrenze für die Erdgasnetzbetreiber\*innen sinkt. Stattdessen wird das betriebsnotwendige Eigenkapital höher verzinst. Diesbezüglich bleibt es bei der Deckelung bei 40 % Eigenkapitalanteil, aber der vorgeschriebene Zinssatz ist mit 9 % vor Steuern für Neuanlagen und für Altanlagen 7,73 % vor Steuern höher als für Gasnetze. Im Fall eines Verkaufs der Leitungen hat der Gasnetzbetreiber außerdem zusätzliche Gewinne, welche keinen Einfluss auf die Erlösobergrenze haben, also auch nicht begrenzt werden. Wenn es das Unbundling zulässt, dass der Gasnetzbetreiber auch Wasserstoffnetze betreiben darf,

<sup>33</sup> Siehe H<sub>2</sub>vorOrt, “ Die Auswirkungen des EU-Gaspakets auf die deutsche Energiewende”, <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/h2vorort-auswirkungen-eu-gaspaket-wasserstoff.pdf>

aber diese kaufmännisch trennen muss, sollte sich dies ähnlich in den Bilanzen auswirken. Es ist also genau zu prüfen, wie Unbundling (vgl. FN1/VN1.H2) und die Regulierung der Erlöse zusammenwirken.

Zentrale **Meilensteine für Import-Terminals** zur Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre industrielle Nutzung von Wasserstoff sind:

- ▶ **Seeimport-Strategie für grüne Brennstoffe als Wegweiser für Terminalinfrastruktur definieren (T1.1):** Aktuell werden bereits erste bilaterale Vereinbarungen über den Import von grünem Wasserstoff und Derivaten wie Ammoniak getroffen, insbesondere im Kontext entsprechender Energiepartnerschaften von Deutschland mit möglichen Exportländern und über das H<sub>2</sub>-Globalprogramm. Es gibt jedoch keine übergreifende Strategie, welche Importmengen verschiedener grüner Brennstoffe mittelfristig angestrebt werden und welche Infrastruktur hierfür benötigt wird. Eine solche Strategie sollte möglichst frühzeitig als zentraler *Wegweiser* für den Aufbau von Terminals und deren spätere Umstellung auf grüne Energieträger festgelegt werden. Bei der Kapazitätsplanung gilt es zu beachten, in welchem Umfang der in den H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplänen vorgesehene Aufbau der H<sub>2</sub>-Netze pipelinebasierte Importe ermöglicht, um Überkapazitäten bei Terminals zu vermeiden. Ein wichtiges Hemmnis stellt dabei die große Unsicherheit über die mittelfristige Nachfrage nach LNG-Importen und das mittelfristige Angebot an auf dem Seeweg transportierten Wasserstoff-Derivaten wie Ammoniak, LOHCs (liquid organic hydrogen carriers) und Methanol dar (vgl. T1.H1).
- ▶ **H<sub>2</sub>-Readiness von Planungsprozessen für Onshore-Terminals und Anschluss von FSRU-Terminals (T.1.2):** Für die Transformation der energieintensiven Industrien hin zu Wasserstoff stellt übergangsweise die sichere Versorgung mit Erdgas eine wichtige Randbedingung dar, weil anfangs die Verfügbarkeit von Wasserstoff begrenzt ist und alternativ Erdgas in wichtigen Anwendungen eingesetzt werden kann, dies gilt beispielsweise für die Stahlindustrie. Hier können die vorgesehenen Direktreduktionsanlagen zunächst bivalent, also für Erdgas und Wasserstoff, ausgestattet werden. In dieser Situation stellt der aktuell mögliche, kurzfristige Wegfall der Gasimporte aus Russland ein hohes Risiko dar. Auch bestehen größere Unsicherheiten, wie viel zusätzliches Gas über West- und Nordeuropa importiert werden können (Fraunhofer IGCV 2021). Vor diesem Hintergrund kann die Transformation durch eine kurzfristige Diversifizierung der Importwege durch die temporäre Installation schwimmender LNG-Terminals (FSRUs) unterstützt werden. Diese können nach Bedarf später durch Onshore-Terminals ersetzt werden, welche gemäß LNG-Beschleunigungsgesetz (Deutscher Bundestag 2022) mittelfristig auf den Import von grünem Wasserstoff in geeigneter Form umgestellt werden sollen, z. B. verflüssigt oder in Form von Ammoniak, was es bereits in den Planungsprozessen zu berücksichtigen gilt. Damit so erhaltener Wasserstoff dann auch weiter transportiert werden kann, sind insbesondere bereits die Anschlussleitungen für die FSRU-Terminals von vorn herein H<sub>2</sub>-ready auszulegen, was bei neugebauten Leitungen einen geringen Mehraufwand darstellt (siehe Kapitel 5.4.2). Ein Hemmnis für eine spätere Umwandlung stellt die fehlende Definition der H<sub>2</sub>-Readiness von Terminals und damit verbundener Anforderungen dar (vgl. T1.H2).
- ▶ **FSRUs gemäß Bedarfsplanung in Seeimport-Strategie durch umrüstbare Onshore-Terminals ersetzen (T1.3):** Die geplanten FSRUs mit einer Kapazität von ca. einem Viertel des aktuellen deutschen Gasverbrauchs von 90 Mrd. m<sup>3</sup> (vgl. Kapitel 2.4) stellen eine flexible Option dar, um kurzfristig hohe Importkapazitäten für LNG zu schaffen, die sich jedoch nicht direkt für Wasserstoff und Derivate daraus umnutzen lassen. Der Aufbau entsprechender



Onshore-Terminals nimmt einige Jahre in Anspruch, nach aktueller Erwartung bis ca. 2027. Diese weisen nach aktuellen Planungen jeweils eine höhere Kapazität auf als die FSRUs am jeweiligen Standort (vgl. Kapitel 2.4). Bis zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme dürfte sich auf Grund von aktuellen Anpassungsmaßnahmen im Kontext der reduzierten Gasimporte aus Russland der Bedarf an Erdgas reduziert oder zumindest nicht deutlich erhöht haben. Entsprechend ist davon auszugehen, dass weniger fest installierte Onshore-Terminals benötigt werden als die aktuell geplanten sechs FSRUs. Umgekehrt entsteht womöglich auf Grund begrenzter Verfügbarkeit von in der EU produziertem Wasserstoff oder mangels zu knapper Pipelinekapazitäten für inner europäischen Transport bereits Bedarf für den Seimport von Wasserstoff in geeigneter Form. Der Aufbau von Onshore-Terminalkapazitäten sollte sich deshalb an einer entsprechenden Seimport-Strategie ausrichten (vgl. T1.1). Wichtig ist dabei, dass die spätere Umstellung von Terminals auf den Import von Wasserstoff oder Derivaten daraus bereits bei der Planung berücksichtigt wird und die Komponenten soweit möglich so ausgelegt werden, dass sie später weitergenutzt werden können (vgl. Kapitel 5.3.2).

- ▶ **Onshore-Terminals auf grüne Wasserstoffderivate umstellen und verbleibende FSRU stilllegen (T1.4):** Teil der zu entwickelnden Importstrategie für grüne Gase (T1.1) sollte ein Fahrplan zur Stilllegung der FSRUs und der Umstellung der errichteten Onshore-Terminals auf geeignete grüne Wasserstoffderivate sein, wie Flüssigwasserstoff oder Ammoniak. Hier ist ein spätester Zeitpunkt für die Umstellung bis deutlich vor der für 2045 angestrebten THG-Neutralität sicherzustellen. Nach aktuellem Stand besteht die Option der Verkürzung der Charterdauer der FSRUs, was es in gewissem Umfang erlaubt, die Stilllegung an das Tempo des LNG-Importrückgangs anzupassen. Ein Hemmnis stellen hierbei aber unter Umständen länger laufende Anlandungsverträge für LNG dar. Durch eine Vorgabe von nach Terminal gestaffelten Maximallaufzeiten oder eine spätere Poolung einzelner Restverträge an einem Terminal kann eine sukzessive Umstellung auf grüne Wasserstoffderivate unterstützt werden. Erfolgt eine Umstellung eines Terminals auf Ammoniak stellt sich die Frage, wie viel des importierten Ammoniaks direkt genutzt werden kann, was auf Grund der vermiedenen Umwandlungsverluste energetisch vorteilhaft ist. Aus heutiger Sicht ist zu erwarten, dass dies nur einen geringen Teil ausmacht. Um das weitere Ammoniak zu nutzen, ist eine Anlage zur Spaltung in Wasserstoff und Stickstoff am Terminal zu installieren, was zu Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 10 % führt (siehe Kapitel 5.3.2). Stärker ins Gewicht fallen die zusätzlichen energetischen Verluste einer Aufspaltung. Ein Hemmnis stellt dabei dar, dass eine solche Aufspaltung bisher nicht im industriellen Maßstab erprobt wurde (vgl. T1.H3).

Wichtige bestehende **Hemmnisse auf Ebene der Import-Terminals** für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre industrielle Nutzung von Wasserstoff sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung sind:

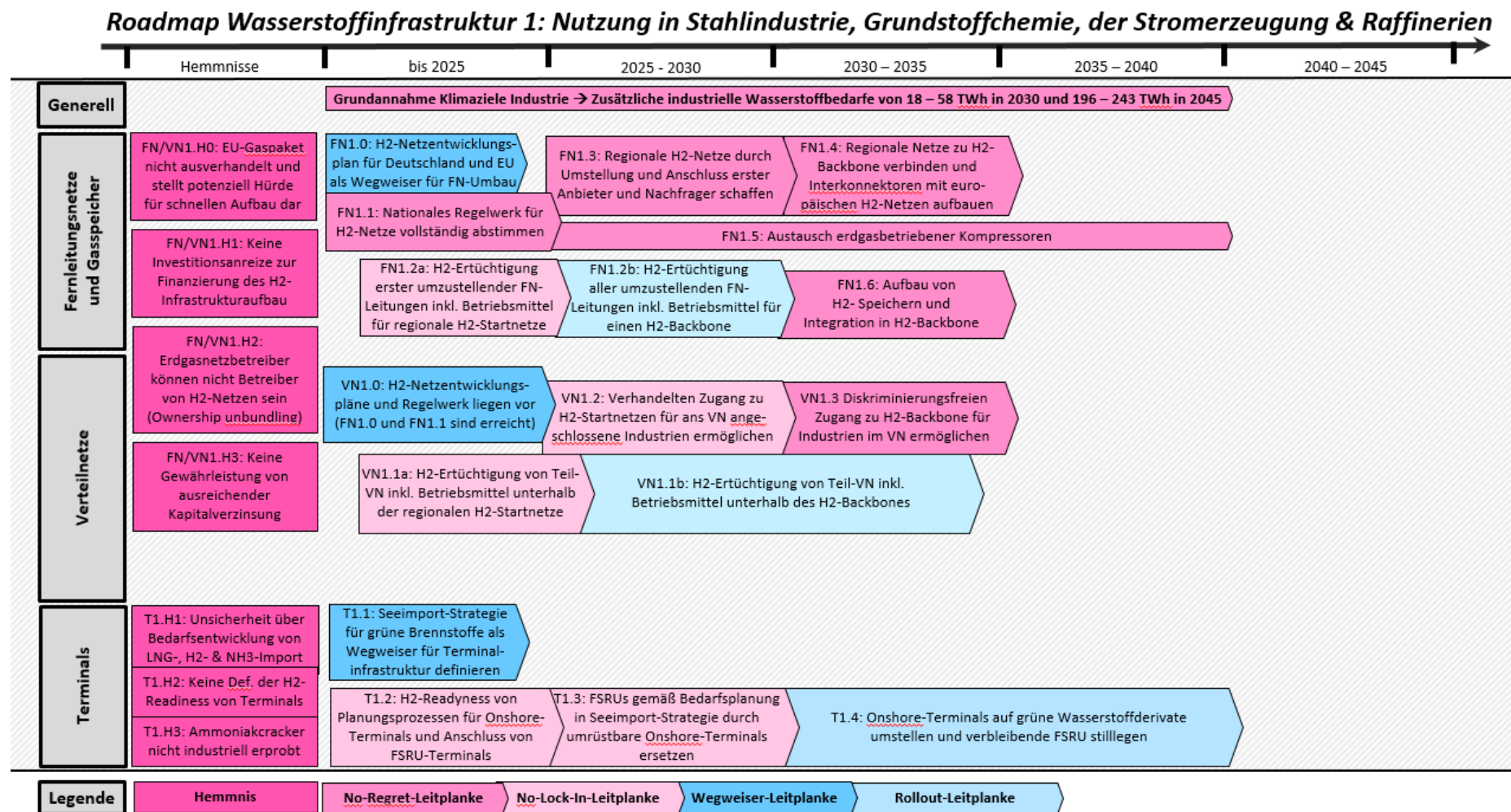
- ▶ **Unsicherheit über Bedarfsentwicklung von LNG-, H<sub>2</sub>- & NH<sub>3</sub>-Import (T1.H1):** Ein wichtiges Hemmnis für die Planung einer geeigneten Importterminal-Infrastruktur stellt die große Unsicherheit über die mittelfristige Nachfrage nach LNG-Importen und das mittelfristige Angebot an auf dem Seeweg transportierten Wasserstoff-Derivaten wie Ammoniak, LOHCs und Methanol dar. Denn die relevanten Szenarien sehen ein unterschiedliches Tempo beim Rückgang der Erdgasbedarfe (siehe Kapitel 3.2) und unterschiedliche Transportoptionen für den Import emissionsarmer Energieträger (IRENA 2022) vor. Um dieses Hemmnis zu überwinden, bedarf es einer robusten Analyse der jeweiligen Marktentwicklung, auf deren Basis eine Importstrategie für grüne Brennstoffe

definiert wird, die klare Eckpunkte enthält, welche Bandbreite an Importmengen je Energieträger im Zeitverlauf angestrebt wird.

- ▶ **Fehlende Definition der H<sub>2</sub>-Readiness von Terminals (T1.H2):** Bisher gibt es keine festgelegten Anforderungen an die Planungsprozesse (siehe Kapitel 6.1) und den Aufbau von LNG-Terminals, um deren spätere Umstellung auf Wasserstoff oder Derivate daraus zu unterstützen. Beispielsweise können durch eine entsprechende Auslegung während des Baus mit begrenztem Aufwand Kosten einer Umwidmung auf Ammoniak reduziert werden (siehe Kapitel 5.4.2). Ähnliches wäre für andere Konzepte denkbar, wobei Vorabkosten und späterer Nutzen gegeneinander abzuwägen sind. Entsprechende Vorgaben könnten entweder generell gesetzlich verankert oder zumindest mit der Gewährung finanzieller Unterstützung und/oder beschleunigter Genehmigungsverfahren verknüpft werden.
- ▶ **Ammoniakcracker nicht in industriellem Maßstab erprobt (T1.H3):** Bisher wurde die Aufspaltung von Ammoniak in Wasserstoff und Stickstoff nur in kleinerem Maßstab erprobt. Es sind jedoch erste industrielle Anlagen angekündigt. Sollte es Schwierigkeiten bei der Finanzierbarkeit solcher Demonstrationsprojekte geben, kann eine Förderung dieser Projekte und/oder Absicherung eventueller Risiken unterstützen, dass die Technologie rechtzeitig in industriellem Maßstab zur Verfügung steht. Dabei sollte insbesondere auf einen hohen Wirkungsgrad der Anlagen abgezielt werden.

Die Meilensteine und Hemmnisse für die Transformation der Gasinfrastrukturen für die prioritäre Nutzung von Wasserstoff in Stahlindustrie, Grundstoffchemie, der Stromerzeugung und Raffinerien sind in Abbildung 67 zusammenfassend entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt.

Abbildung 67 Meilensteine und Hemmnisse für den H<sub>2</sub>-Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff in ausgewählten Industrien und der Stromerzeugung



Quelle: eigene Darstellung

### 7.3 Anwendungsbereich 2: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor

Inwieweit neben synthetischen Kraftstoffen für die internationale Luft- und Schifffahrt auch eine direkte Anwendung von Wasserstoff im Verkehrssektor eine größere Rolle spielt, unterscheidet sich stark zwischen den verschiedenen Szenarien. Die BMWi-Langfristszenarien sehen hier eine substanzielle Nutzung erst nach 2030, welche sich bis zum Erreichen von THG-Neutralität je nach Szenario auf ca. 20 bis 130 TWh erhöht (Sensfuß et al. 2021). Andere ausgewertete Szenarien sehen sogar bis zu 200 TWh Wasserstoff im Verkehr (siehe Kapitel 3.2). Ausschlaggebend ist dabei vor allem, ob eine Nutzung im Güterverkehr, insbesondere bei schweren LKW, gesehen wird, während im PKW-Bereich hingegen maximal eine geringfügige Nutzung von Wasserstoff im Langstreckenverkehr und schweren Fahrzeugen gesehen wird. Hierfür gilt es zunächst Vorkehrungen zur Vermeidung von Verzögerungen bei der Transformation zu treffen (*no lock-in*) und später je nach angestrebter Strategie für den Güterverkehrssektor die notwendige Infrastruktur in entsprechender Art und Umfang auszurollen. Vorausgesetzt die Meilensteine des prioritären Anwendungsbereichs 1 werden wie oben beschrieben umgesetzt, kommt der Tankstelleninfrastruktur eine wichtige Rolle zu, mit welcher deshalb bei der Beschreibung der zentralen Meilensteine zur Transformation der Infrastrukturen begonnen wird. In der Folge werden die wichtigsten bestehenden Hemmnisse und anschließend Meilensteine und Hemmnisse auf Ebene der Fernleitungs- und Verteilnetze erörtert.

Zentrale **Meilensteine** für die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor **auf Ebene der Tankstellen und Import-Terminals** sind:

- ▶ **Mobilitätsstrategien und Verkehrsinfrastrukturaufbau europäisch regeln und mit LKW-Hersteller\*innen abstimmen (T2.0):** Aktuell ist nicht nur unklar, in welchem Umfang Wasserstoff künftig im Güterverkehr genutzt werden wird, sondern auch ob die Nutzung in LKWs in Form von Druck- oder Flüssigwasserstoff erfolgt. Bei Druckwasserstoff sind zudem je nach Hersteller und Einsatzbereich Druckniveaus von 350 und 700 bar in Planung, wobei sich ein Reichweitenvorteil ggü. Batterie-LKWs vermutlich nur bei höheren Drücken realisieren lässt. Diesbezüglich muss sich noch zeigen, welche Technologie(n) sich durchsetzen, wobei es hier im Kontext des Infrastrukturaufbaus Abstimmungen sowohl zwischen Nutzer\*innen und Hersteller\*innen von Fahrzeugen sowie Tankstellenbetreiber\*innen bedarf, als auch mit den europäischen Nachbarländern, um einen reibungsfreien, grenzübergreifenden Güterverkehr zu gewährleisten. Aus Sicht der Infrastruktur ist dabei auch zu adressieren, ob der Wasserstoff vor Ort oder per Trailer bereitgestellt werden soll, wobei auch Kombinationen denkbar sind. Eine Belieferung über das H<sub>2</sub>-Netz ist hingegen wegen der dann in der Regel notwendigen Aufbereitung für eine Nutzung in Brennstoffzellen voraussichtlich nur bei besonders günstigen lokalen Bedingungen sinnvoll.
- ▶ **Terminals für den Schiffsverkehr errichten (T2.1):** Die Nutzung von wasserstoffbasierten Treibstoffen stellt eine wichtige Option zur THG-Vermeidung für die Schifffahrt dar. Dabei bietet eine direkte Nutzung von Ammoniak die Option, diesen über umgestellte LNG-Terminals zu importieren (vgl. T1.4), ohne den Ammoniak anschließend wieder energieintensiv in Wasserstoff und Stickstoff aufspalten zu müssen (vgl. Kapitel 5.4.2). Auch die Nutzung von Wasserstoff würde aufgrund der höheren Energiedichten bevorzugt in der Form von Flüssig- oder Druckwasserstoff erfolgen, weswegen es auch hierfür entsprechender Terminals bedarf. Um hinreichend Zeit für die Umstellung der Schiffsflotten

auf die entsprechenden Treibstoffe zu haben, sollten die Terminals deutlich vor 2045 errichtet werden. Damit ein Beitrag zu den Zielen unter der Erneuerbaren-Richtlinie erbracht werden kann, würden erste Terminals und Schiffe bereits vor 2030 benötigt.

- ▶ **H<sub>2</sub>-Tankstellennetz (C-H<sub>2</sub> oder LH<sub>2</sub>) entlang zentraler Güterverkehrsrouten ausbauen (T2.2):** Ein Großteil des Straßengüterverkehrs verläuft entlang zentraler Güterverkehrsrouten, das TEN-T Comprehensive Network, welches europaweit die großen Logistikzentren miteinander verbindet. So decken allein die 60 % des TEN-T Core Network bereits 75 % des gesamten deutschen Güterverkehrs ab. Durch die Errichtung eines Tankstellennetzes entlang des Comprehensive Networks im Abstand von 100 km bis maximal 200 km, wie in der TEN-T-Verordnung bis 2030 für das Core Network vorgesehen, kann also bereits ein großer Teil des Straßengüterverkehrs auf Wasserstoff umgestellt werden. Hier ist bundesweit im Vergleich zu den heute ca. 100 H<sub>2</sub>-Tankstellen nur von unwesentlich mehr bis hin zu 300 H<sub>2</sub>-Tankstellen auszugehen. Zu erwähnen ist, dass die heute existierenden H<sub>2</sub>-Tankstellen für die Bedürfnisse von PKW ausgelegt sind und diese i.d.R. aufwendig umzurüsten sind für die Nutzung als LKW-Tankstellen. Die Tankstellen sind je nachdem, was die Abstimmungen zu Mobilitätsstrategien und Verkehrsinfrastrukturaufbau (vgl. T1.0) ergeben, mit Zapfsäulen und Speichermöglichkeiten für Druckwasserstoff und Flüssigwasserstoff auszustatten. Je nach Standort ist zwischen einer Erzeugung von Wasserstoff am Standort, einer Belieferung via H<sub>2</sub>-Netz und einer Belieferung mit Trailern abzuwägen.
- ▶ **H<sub>2</sub>-Tankstellennetz entlang des gesamten Straßengüterverkehrsnetzes vervollständigen (T2.3):** Sollen im weiteren Verlauf der Transformation bis spätestens 2040 auch die Nebenstrecken des Straßengüterverkehrs mit Wasserstoff-LKWs bedient werden, also das gesamte europäische Güterverkehrsnetz (TEN-T Comprehensive Network“), sind auch mind. 15 % der ca. 10.000 LKW-Tankstellen entlang der weiteren Autobahnen und Bundesstraßen mit entsprechenden Zapfsäulen und Speichermöglichkeiten auszustatten. Damit wird unter Umständen die Nutzung von Wasserstoff auf Grund höherer Reichweiten zumindest in gewissem Umfang auch eine Option für den Langstrecken-Individualverkehr.
- ▶ **Seeimport-Strategie für grüne Brennstoffe erweitern und Terminal-Kapazitäten je nach int. Marktentwicklung und zusätzlichem Bedarf an H<sub>2</sub> anpassen (T2.4):** Je nachdem, in welchem Umfang Wasserstoff auch im Verkehr genutzt wird, hat dies Auswirkungen darauf, was Art und Umfang der benötigten Terminalinfrastruktur angeht. Dies würde bei Ammoniak-Terminals den Bedarf zur anschließenden Aufspaltung weiter erhöhen und im Fall eines Neubaus von Terminals abhängig von der jeweiligen Marktentwicklung unter Umständen für andere Energieträger sprechen, wie LOHCs, Flüssig- oder Druckwasserstoff. Beispielsweise würde eine Nutzung von Flüssigwasserstoff im Güterverkehr dafürsprechen, auch Terminalkapazitäten für die Anlandung von Flüssigwasserstoff zu schaffen. Ein geringer Nutzungsumfang kann wiederum bedeuten, dass bereits entwickelte Terminalkapazitäten verringert werden können.

Wichtige bestehende **Hemmnisse auf Ebene der Tankstellen und Import-Terminals** für die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung sind:

- ▶ **Unvollständige Regelwerke zu Bau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur (T2.H1):** Ein Hemmnis für die Errichtung einer H<sub>2</sub>-Tankstelleninfrastruktur ist, dass bisher zum Teil noch an Standards und Normen fehlt, weil sich die Hersteller bisher nicht

abschließend über die bevorzugten Konzepte abgestimmt haben. Damit verbunden sind unvollständige Sicherheitskonzepte, z. B. die Anforderungen an den Explosionsschutz betreffend. Auch mangelt es bisher an einheitlichen Genehmigungsverfahren für den Bau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Tankstellen für LKW. Während H<sub>2</sub>-Tankstellen, welche auf die gängige 700 bar-Drucktanktechnologie zurückgreifen, insbesondere auf ISO-Ebene über eine sehr umfangreiche Standardisierung verfügen, sind auf dem Bereich der kryogenen H<sub>2</sub>-Tankstellen bis jetzt nur relativ wenig Standards vorhanden. Um diese Lücken zu schließen, befinden sich einige Standards auf ISO-Ebene in Vorbereitung. Diese umfassen sowohl den Betankungsvorgang als auch die Schnittstelle Tankstelle/Fahrzeug sowie die kryogenen Gastanks. Parallel mit der Abstimmung der entsprechenden Konzepte zwischen den Hersteller\*innen und über die europäischen Länder hinweg (vg. **T2.0**), gilt es – soweit noch nicht erfolgt – entsprechende Standardisierungsprozesse auf den Weg zu bringen.

- ▶ **Hoher H<sub>2</sub>-Kraftstoffbereitstellungspreis und unklare Marktentwicklung (T2.H3):** Die Kosten für die Herstellung von grünem und emissionsarmen Wasserstoff sind aktuell noch nicht wettbewerbsfähig. Während in der Industrie eine Förderung der Differenzkosten ggü. fossilen Alternativen absehbar ist, stellt sich dies für den Verkehr weniger klar dar. Dazu kommt die unklare Marktentwicklung auf Grund der konkurrierenden H<sub>2</sub>-Nutzung insbesondere aus der Industrie und den alternativen Antriebskonzepten wie E-LKWs. Sollte die abgestimmte Mobilitätsstrategie (vgl. **T2.0**) eine Rolle für Wasserstoff im Verkehr sehen, wäre daher zu prüfen, ob der Markthochlauf über Quotenregelungen abgesichert werden kann.

Zentrale **Meilensteine und Hemmnisse** für die Transformation der Gasinfrastrukturen **im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehrssektor auf Ebene der Fernleitungs- und Verteilnetze** sind:

- ▶ **Geeignete H<sub>2</sub>-Tankstellen werden an H<sub>2</sub>-Netz (FN und ggf. VN) angeschlossen (FN/VN2.1):** In der Regel werden H<sub>2</sub>-Tankstellen lokal Wasserstoff erzeugen oder mit Hilfe von Trailern versorgt werden, weil dies eine zusätzliche Aufbereitung spart. Ist jedoch ein weitreichendes H<sub>2</sub>-Netz in unmittelbarer Nähe verfügbar, kann es unter Effizienz- und Kostengesichtspunkten sinnvoll sein, die entsprechenden H<sub>2</sub>-Tankstellen sukzessive an das H<sub>2</sub>-Netz anzuschließen, je nach Standort direkt an das Fernleitungsnetz oder ggf. an vorhandene H<sub>2</sub>-Verteilnetze. Allerdings ist dies auf die Belieferung mit gasförmigem Wasserstoff beschränkt, da eine lokale Verflüssigung unwirtschaftlich ist.
- ▶ **Unsicherheit über Verfügbarkeit von hinreichend erneuerbarem und emissionsarmem Wasserstoff (FN2/3.H1):** Die Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff erfordert große Mengen an zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion, weil der Wirkungsgrad von Elektrolyseuren außer in den Anwendungsbereichen der Hochtemperaturelektrolyse auch längerfristig nicht deutlich über 70 % steigen können wird. Andererseits ist absehbar, dass zum Erreichen der Klimaziele viele Anwendungen elektrifiziert und mit erneuerbarem Strom betrieben werden sollen. Hier besteht also innersuropäisch eine starke Nutzungskonkurrenz. Im Hochlauf wird zudem voraussichtlich die Nutzung in ausgewählten Industrien wie der Stahlindustrie und von Derivaten für den Schiffs- und Flugverkehr priorisiert. Für nicht-erneuerbaren, emissionsarmen Wasserstoff, z. B. aus Erdgasreformierung in Kombination mit CCS, sind mit Blick auf die gesunkene Verfügbarkeit und gestiegenen Erdgaspreise auch Limitationen in der Verfügbarkeit absehbar. Außereuropäisch gibt es hohe nutzbare Potenziale zur erneuerbaren Stromerzeugung. Aber auch hier ist fraglich, wie schnell sich diese in welchem Umfang für den europäischen Markt erschließen lassen, weil auch hier einheimische und globale

Nachfragen in Konkurrenz stehen. Weiterhin müsste die Erneuerbaren-Stromerzeugung dort deutlich ausgebaut werden, die Elektroysekapazitäten hoch gefahren werden und die Transportinfrastruktur geschaffen werden, was zeit- und kapitalintensiv ist. Auch ist für eine langfristige Sicherheit der Investor\*innen zu sorgen. Vor diesem Hintergrund ist es eine Option, frühzeitig Energiepartnerschaften mit Ländern mit besonders hohen Potenzialen zu etablieren (vgl. Kapitel 2.3) und damit den Hochlauf von Importen in die Wege zu leiten.

Die Meilensteine und Hemmnisse für den Aufbau von H<sub>2</sub>-Infrastrukturen für die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Verkehr sind in Abbildung 68 am Ende des Kapitels entlang der Zeitachse bis 2045 dargestellt, zusammen mit denen für die Nutzung in Gebäuden und weiteren Industrien, welche im nächsten Unterkapitel näher beschrieben werden.

#### 7.4 Anwendungsbereich 3: Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und in weiteren Industrien

Nur wenige der ausgewerteten Szenarien sehen eine breite Anwendung von Wasserstoff bis in den Gebäudebereich und über alle Industrien hinweg (vgl. Kapitel 3.2). Der Hintergrund sind die vergleichsweise hohen Kosten von grünem Wasserstoff und die Unsicherheit über die verfügbaren Mengen. Nichtsdestotrotz können die Hürden für andere Dekarbonisierungsoptionen wie zu geringe Sanierungsraten und weitere Treiber, wie eine teils einfachere Umsetzung als bei der Prozesswärmeerzeugung, dafür sorgen, dass zumindest regional eine breitere Anwendung von Wasserstoff relevant wird (vgl. Herkel et al. 2022). Die entsprechenden Szenarien BMWi-LFS-TN-H<sub>2</sub>-G und dena-KN100 sehen hier zunächst eine geringfügige Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden von 4 – 8 TWh in 2030, welche sich bis zum Erreichen von THG-Neutralität auf ca. 80 – 180 TWh erhöht (vgl. Kapitel 3.2). Für die Nutzung von Wasserstoff in weiteren Industrien können in 2030 ca. 25 TWh und bis zum Erreichen von THG-Neutralität ca. 200 TWh hinzukommen (siehe Kapitel 3.2). Hierfür gilt es einerseits zunächst Vorkehrungen zur Vermeidung von Lock-Ins zu treffen (*no lock-in*) und andererseits die nötige Transformation der Gasinfrastrukturen dort, wo sich in der weiteren Planung eine Rolle von Wasserstoff abzeichnet, zügig umzusetzen. Wo dies nicht der Fall ist, ist hingegen eine Stilllegung der Gasinfrastrukturen zu adressieren. Vorausgesetzt die Meilensteine des prioritären Anwendungsbereichs 1 werden wie oben beschrieben umgesetzt, kommt beim Anwendungsbereich 3 den Verteilnetzen eine zentrale Bedeutung zu, welche deshalb bei der Beschreibung der wichtigsten Meilensteine zum Aufbau geeigneter Infrastrukturen im Fokus stehen. In der Folge werden wie zuvor die wichtigsten bestehenden Hemmnisse sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung beschrieben.

Zentrale **Meilensteine** für die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden und in weiteren Industrien **auf Ebene der Fernleitungsnetze und der Import-Terminals** sind:

- ▶ **Kommunale Wärmepläne als Wegweiser für Anschluss von VN ans H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz (FN3.0):** Das im Juli 2022 vorgelegte Klimaschutzsofortprogramm für Gebäude (BMWSB und BMWK 2022) sieht eine Verpflichtung der Länder zur flächendeckenden Umsetzung einer kommunalen Wärmeplanung vor, nach der jede Kommune mit über 20.000 Einwohner\*innen einen Plan und Maßnahmen für die Umsetzung der Wärmewende entwickeln muss. Solche kommunalen Wärmepläne sollten u. a. als Wegweiser dafür dienen, welche Rolle den lokalen Gasnetzen künftig zukommt, insbesondere ob eine Umstellung auf Wasserstoff angestrebt wird. Daraus ergibt sich

wiederum, in welchen Regionen künftig H<sub>2</sub>-Verteilnetze durch weitere Fernleitungen an den H<sub>2</sub>-Backbone anzuschließen sind, was sich dann in entsprechenden Updates der H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne widerspiegeln wird (vgl. **FN1.0**). Ein Hemmnis stellen diesbezüglich die aktuell noch offenen gesetzlichen Vorgaben für die kommunale Wärmeplanung dar (**VN3.H1**). Darüberhinaus erfordert eine sachgerechte Erstellung dieser Pläne einige standardisierte und zentralisierte Vorgaben, z.B. innerhalb welcher Zeiträume Gebiete an den Wasserstoffbackbone angeschlossen und mit ausreichenden H<sub>2</sub>-Mengen versorgt werden können und innerhalb welcher Bandbreiten sich der Bezugspreis für Wasserstoff vermutlich bewegen wird. Die Plausibilität der kommunalen Pläne bezüglich der zukünftigen H<sub>2</sub>-Bedarfe sollte von geeigneter Stelle auf Plausibilität überprüft werden.

- ▶ **H<sub>2</sub>-Backbone zu flächendeckendem FN erweitern und diskriminierungsfreien Zugang für alle Interessent\*innen inkl. VNB ermöglichen (FN3.1):** Sind im deutschen H<sub>2</sub>-Netzentwicklungsplan auf Basis der kommunalen Wärmeplanung und deren Prüfung weitere Transportbedarfe identifiziert, ist bei der Erstellung des Plans wieder zu prüfen, für welche Teile im gegebenen Zeitrahmen Leitungen des Gasfernleitungsnetzes umgestellt werden können und wo Lücken durch einen Neubau von H<sub>2</sub>-Leitungen zu schließen sind, wobei es wieder einer Kooperation zwischen Gas- und H<sub>2</sub>-Netzbetreiber\*innen bedarf. Sind die umzustellenden und neu zu bauenden Leitungen festgelegt, sind die Schritte analog zu denen des Anwendungsbereichs 1 (vgl. **FN1.2-4**).
- ▶ **Import-Strategie für zusätzlichen grünen Wasserstoff entwickeln und Interkonnektoren mit europäischen H<sub>2</sub>-Netzen je nach Bedarf ausbauen (FN3.2):** Eine Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor und über alle Industrien hinweg führt je nach Umfang zu einem enormen Anstieg des Bedarfs an grünem und emissionsarmem Wasserstoff, weswegen auch in diesem Fall (und noch mehr bei Nutzung in Gebäuden und im Verkehr) sichergestellt werden muss, dass hinreichend grüner Wasserstoff zu akzeptablen Preisen bereitgestellt werden kann. Dies wird neben zusätzlicher heimischer Produktion auch zusätzliche Importe erfordern, für deren Realisierung es einer Strategie bedarf, die festlegt über welche Routen die Mengen prioritär zu beschaffen sind. Ein wichtiges Hemmnis stellt hierbei wieder die Unsicherheit über die Verfügbarkeit von genügend Wasserstoff dar (vgl. **FN2.H2**). Basierend auf der Strategie muss anschließend sichergestellt werden, dass die entsprechenden Mengen Wasserstoff über den H<sub>2</sub>-Backbone und die Interkonnektoren mit den H<sub>2</sub>-Netzen der Nachbarländer transportiert werden können.

Zentrale **Meilensteine auf Ebene der Verteilnetze** für Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden und in weiteren Industrien sind:

- ▶ **Gasnetzgebietstransformationspläne (GTP) für Umstellungen auf H<sub>2</sub> und Stilllegungen gemäß kommunaler Wärmepläne anfertigen (VN3.1):** Ein wichtiger *Wegweiser* zur Vorbereitung des Transformationsprozesses eines Verteilnetzes ist die Erstellung eines Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) gemäß dem DVGW-Leitfaden dazu (DVGW und VKU 2022). Für Kommunen mit über 20.000 Einwohner\*innen hat dies unter Berücksichtigung der kommunalen Wärmeplanung zu erfolgen, für kleinere Kommunen möglichst unter Anwendung vergleichbarer Kriterien. Falls ein kommunaler Wärmeplan die Umstellung von Teilen der Gasnetze auf Wasserstoff vorsieht, ist im GTP eine Planung für den technischen, organisatorischen und zeitlichen Ablauf der Umstellung der entsprechenden Teilnetze zu entwickeln. Ergibt sich hingegen aus der kommunalen Wärmeplanung, dass Teile des Gasnetzes ab einem gewissen Zeitpunkt nicht mehr benötigt



werden, sind analog im GTP Planungen für die Gasnetzstilllegung abzubilden. Im Falle einer Stilllegung ist, falls zulässig, ein Rückbau zu vermeiden und andere Nutzungsoptionen der Leitungen, wie eine Verpachtung der Leerrohre, zu überprüfen (vgl. Kapitel 4.6.). Da u. U. auch innerhalb eines Verteilnetzes einzelne Teilnetze stillgelegt und andere auf Wasserstoff umgestellt werden sollen, scheint eine integrierte Planung von Stilllegungen und Umstellungen auf H<sub>2</sub> angebracht. Wichtig ist dabei eine Kaskadierung der Planungen über die nachgelagerten Netzebenen hinweg. Gegebenenfalls sind auch übergangsweise Zwischenzustände mit einer gemäß den gegebenen Regularien begrenzten Beimischung von Wasserstoff einzuplanen (heute bis zu 10 Vol-%, künftig voraussichtlich bis zu 20 %). Mit der Erstellung von GTPs sollte möglichst zeitnah durch jeden Gasverteilnetzbetreiber begonnen werden, da sie die Basis für ein kohärentes Zielbild der deutschen THG-neutralen Gasinfrastruktur der Zukunft sind. Zudem liefern die Erkenntnisse der ersten Schritte einen wichtigen Input für die Erstellung der kommunalen Wärmeplanung, deren Ergebnisse dann wieder in die finalen GTPs einfließen.

- ▶ **100 %-H<sub>2</sub>-Technologien für Endkunden am Markt etablieren (VN3.1):** Bisher stehen Technologien, welche sowohl mit methanreichen Gasgemischen als auch mit 100 % Wasserstoff betrieben werden können, nur für ausgewählte Segmente und in begrenztem Umfang zur Verfügung. Damit in Verteilnetzabschnitten mit GTP das Ausrollen der entsprechenden Technologien zügig vorantreiben kann, sind diese Technologien bereits jetzt am Markt zu etablieren und entsprechende Herstellungskapazitäten aufzubauen (*no lock-in*). Eine offene Frage diesbezüglich ist, welcher Anteil der 14,5 Millionen Marktlokationen von Letztverbraucher\*innen in Netzgebieten mit GTP liegen wird, was auch den Bedarf an Herstellungskapazitäten stark beeinflussen wird. In den BMWi-Langfristszenarien geht die Anzahl der Gaskessel je nach Szenario um 40 bis 100 % zurück (Mellwig et al. 2021). Dies würden bedeuten, dass bis zu 8 Millionen H<sub>2</sub>-taugliche Kessel installiert werden. Sobald die bundesweite Erstellung von GTPs abgeschlossen ist, liegen hierfür belastbarere Zahlen vor, auf deren Basis eine ausreichende Marktentwicklung überprüft werden kann.
- ▶ **Fachexpertise & Logistikkapazität für H<sub>2</sub>-Netzumbau aufbauen (VN3.2):** Bisher ist die Nutzung von Wasserstoff und ein entsprechender Netzumbau nicht etabliert und es gibt nur erste Erprobungen. Während die wenigen FNBS die nötige Fachexpertise relativ schnell aufbauen können, ist dies bei der Vielzahl an VNBS und auf der Ebene der für die Umsetzung nötigen Kapazitäten bei Handwerksbetrieben deutlich unsicherer. Um den im Wesentlichen grob im Zeitraum 2025 bis 2045 anstehenden Transformationsprozess stemmen zu können (vgl. VN3.H2), gilt es schon bis dahin mit dem nötigen Aufbau von Fachexpertise und Logistikkapazitäten zu beginnen (*no lock-in*). Dies beinhaltet ein breit aufgesetztes H<sub>2</sub>-Weiterbildungsprogramm für die Handwerksbranche, welches durch den DVGW angeboten wird. Der DVGW hat entsprechende H<sub>2</sub>-Weiterbildungsmodule inkl. der dazugehörigen Zertifikate von Grund auf neu entwickelt, sodass jährlich erfahrungsgemäß etwa 30.000 Installateur\*innen in den Genuss dieser Weiterbildungen kommen können.
- ▶ **Für H<sub>2</sub>-readiness der Endanwender\*innen in ersten/allen Teil-VN gemäß GTP sorgen (VN3.3a/b):** Damit ein Verteilnetzabschnitt, für den dies im GTP vorgesehen ist, auf Wasserstoff umgestellt werden kann, müssen auch alle Endanwender\*innen H<sub>2</sub>-ready sein, also angeschlossene Geräte mit Wasserstoff entsprechend der Spezifikationen im Regelwerk (vgl. VN 1.1) betreibbar sein. Geht man davon aus, dass ab 2025 nur noch solche Geräte am Markt sind (vgl. VN3.1) und die Endanwender\*innen ihre Geräte von sich aus nur bei Defekten und im Rahmen üblicher Erneuerungszyklen austauschen, ist dies ein langwieriger Prozess. So würde erst nach 15 Jahren der Großteil an Heizungsanlagen getauscht sein und

selbst dann noch einige Altanlagen für längere Zeiträume verbleiben. Insofern bedarf es hier eines regulatorischen Eingriffs, welcher den Austausch der Geräte in einem gewissen Zeitraum forciert. Geht man von einem Beginn des Prozesses nach 2025 und einem angestrebten Abschluss parallel mit der H<sub>2</sub>-Ertüchtigung (vgl. **VN3.4b**) bis 2040 aus, darf dieser Zeitraum maximal 15 Jahre betragen (**VN3.3b**). Um einen Beginn der Umstellungen bis 2030 und einen entsprechend früheren Beitrag zum THG-Minderungsziel zu ermöglichen, müsste dieser Zeitraum in geeigneten Verteilnetzgebieten entsprechend begrenzt und in den weiteren umzustellenden Netzgebieten zeitlich gestaffelt sein, was allerdings einen starken regulatorischen Eingriff darstellen würde und daher einer sorgfältigen Abwägung bedarf, unter welchen Bedingungen dies gerechtfertigt sein kann (**VN3.3a**). Es bedarf hier vermutlich entsprechender Förderprogramme und Kompensationen für Restwerte frühzeitig getauschter Anlagen.

- ▶ **H<sub>2</sub>-Ertüchtigung erster/aller Teil-VN gemäß GTP (VN3.4a/b):** Voraussetzung für eine H<sub>2</sub>-Umstellung von Verteilnetzen gemäß GTP ist die Sicherstellung ihrer Eignung für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff („H<sub>2</sub>-Readiness“). Insbesondere die Einflüsse auf Materialien, Komponenten und Anlagen erfordern eine Prüfung und ggf. einen Austausch (siehe Kapitel 4.3). Das im GTP-Leitfaden festgehaltene Ziel diesbezüglich ist, dass alle relevanten Verteilnetzabschnitte bis 2040 H<sub>2</sub>-ready sind, damit eine THG-neutrale Versorgung bis 2045 realisiert werden kann (**VN3.2b**). Dafür sollten insbesondere bis dahin anstehende Netzinstandhaltungsprozesse so durchgeführt werden, dass sie eine Ertüchtigung für den H<sub>2</sub>-Betrieb direkt miteinschließen. Um einerseits stets ausreichend Kapazitäten und Ressourcen für die Netzertüchtigung zu haben und andererseits frühzeitig zum THG-Minderungsziel im Gebäudesektor beitragen zu können, sollten erste Verteilnetzabschnitte bereits deutlich vor 2040 H<sub>2</sub>-ready sein (**VN3.2a**). Der frühestmögliche Zeitraum hierfür ist mit Blick auf die vorab notwendigen Planungs- und Genehmigungsprozesse 2025 – 2030. Ein entscheidender Faktor wird dabei sein, welcher Anteil der bestehenden Verteilnetze von ca. 550.000 Kilometer Länge (vgl. Kapitel 4.2) tatsächlich ertüchtigt wird. Unterstellt man die Bandbreite der Entwicklung aus den BMWi-Langfristszenarien (siehe Tabelle 41), variiert die nötige H<sub>2</sub>-Umstellung zwischen vernachlässigbarem Umfang und ca. 300.000 Kilometern, wobei letzteres bedeuten würde, dass ab 2025 durchschnittlich 20.000 km pro Jahr ertüchtigt werden. Allerdings sollten die systemmodellbasierten Ergebnisse der Langfristszenarien mit der Bottom-Up-Schätzung im Rahmen der bundesweiten Erstellung von GTPs abgeglichen und ggf. angepasst werden, um eine belastbarere Schätzung des Aufwands zu erhalten.
- ▶ **Erste/alle VN gemäß GTP auf H<sub>2</sub> umstellen (VN3.5a/b):** Ist die H<sub>2</sub>-Readiness sowohl der Verteilnetze mit GTP als auch aller dortigen Endanwender\*innen sichergestellt, kann die Umstellung erfolgen. Der Aufwand dafür ist, wie bei den Fernleitungsnetzen, begrenzt und es bedarf weniger Wochen. Allerdings sind dafür Zeiträume zu wählen, in denen insbesondere keine Heizungsanlagen benötigt werden, also außerhalb der Heizperiode, was den nötigen Zeitraum stark vergrößert. Während die Umstellung technisch am besten vergleichbar ist mit der Umstellung von Stadtgas auf Erdgas in den 70er Jahren in der Bundesrepublik, ist der logistische Ablauf analog zum Prozess der Umstellung von L-Gas auf H-Gas, welcher ca. ein Viertel aller mit Gas versorgten Haushalte betrifft und sich über mehr als eine Dekade hinzieht. Um das Ziel von THG-Neutralität des Gebäudebereichs und der Industrie zu erreichen, ist dieser Prozess bis 2045 abzuschließen. Auch dies spricht dafür, dass mit der Umstellung in ersten Netzgebieten ab spätestens 2030 zu beginnen ist, was wie unter **VN3.3a/b** beschrieben starker regulatorischer Eingriffe bedürfen würde. Ein Hemmnis stellt diesbezüglich die voraussichtlich begrenzte Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff dar (vgl.

**FN2/3.H1).** Analog zur oben beschriebenen H<sub>2</sub>-Ertüchtigung wären unter Umständen ab 2030 durchschnittlich 20.000 km pro Jahr umzustellen.

- ▶ **Rückstellungen für die Stilllegung erster Teil-VN gemäß GTP vornehmen (VN3.6):** Die Stilllegung von Gasnetzen ist mit Kosten verbunden, welche davon abhängen, ob die Leitungen nur versiegelt, verfüllt oder sogar zurückgebaut werden müssen. Im Verteilnetz ist in der Regel technisch gesehen eine Versiegelung ausreichend, welche die geringsten Kosten von 20.000 EUR pro km aufweist (Wachsmuth et al. 2019). Allerdings können haftungsrechtliche Gründe nach aktueller gesetzlicher Lage einen Rückbau erfordern. Außerdem können Netzbetreiber\*innen die Kosten einer Stilllegung unter Umständen nicht im Nachhinein wirtschaftlich verbuchen, weswegen rechtzeitig entsprechende Rückstellungen zu erfolgen haben. Dabei ist zu beachten, dass die Kostenprüfung für die fünfjährigen Regulierungsperioden stets im dritten Jahr der vorangehenden Periode stattfindet. Für die 5. und 6. Regulierungsperiode (2028-2032 bzw. 2033-2037) sind die Stichjahre entsprechend 2025 und 2030. Für Verteilnetze, die in diesen Perioden laut GTP stillgelegt werden sollen, muss dies also zu diesen Zeitpunkten bereits angezeigt werden und die Rückstellungen in den Jahren bis zur Stilllegung erfolgen. Es ist dabei zu beachten, dass die die Rückstellungen erheblichen Einfluss auf die Ausschüttungen von Stadtwerken an die kommunalen Haushalte haben können, weswegen es hier geeigneter rechtlicher Rahmensetzungen bedarf (vgl. **VN3.H4**).
- ▶ **Gasnutzung von Endanwender\*innen in ersten/allen Teil-VN gemäß GTP beenden (VN3.7a/b):** Voraussetzung für eine Stilllegung von Gas-Verteilnetzen gemäß GTP ist, dass alle Endanwender\*innen auf eine alternative Energieversorgung umgestellt wurden, z. B. mittels Fernwärme, Biomasse oder über Wärmepumpen. Auch wenn lokal teilweise schon substanzielle Wechsel stattfinden, würde sich dieser Prozess ähnlich wie die Umstellung auf wasserstoffverträgliche Geräte ohne Verpflichtung zum Wechsel innerhalb eines gewissen Zeitraums beliebig lange hinziehen. Dieser Prozess sollte so gestaffelt werden, dass spätestens 2044 die Endanwender\*innen in allen gemäß GTP stillzulegenden Teilnetzen anderweitig versorgt werden (vgl. **VN3.8b**). Im Zuge der Klimaschutzmaßnahmen zum Erreichen der Ziele des Gebäudesektors kann es aber in einigen Regionen schon bis 2030 zu einem starken Rückgang der Gasnutzer\*innen kommen. In entsprechenden Regionen kann es sinnvoll sein, den Wechsel der verbleibenden Gasnutzer\*innen durch entsprechende finanzielle Kompensation für den Austausch von Endgeräten vor dem Ende ihrer Lebenszeit zu beschleunigen, um zu vermeiden, dass die Kosten des Weiterbetriebs der Netze von den Endanwender\*innen über alle verbleibenden Gasnetze hinweg getragen werden müssen (**VN3.7a**).
- ▶ **Erste/alle Teil-VN gemäß GTP stilllegen (VN3.8a/b):** Aufgrund der in der Regel 20-jährigen Laufzeit der kommunalen Gasnetzkonzessionen kann sich die Umsetzung angestrebter Stilllegungen bis 2045 hinziehen, selbst wenn die entsprechende kommunale Wärmeplanung bis 2025 abgeschlossen ist. Der Prozess der Stilllegung nicht mehr benötigter Gasverteilnetze sollte über die Netzabschnitte entsprechend gestaffelt werden (**VN3.8b**). Auch dabei wird ein entscheidender Faktor sein, welcher Anteil der bestehenden Verteilnetze von ca. 550.000 Kilometer Länge tatsächlich stillgelegt wird. Unterstellt man wieder grob einen Umfang gemäß der Bandbreite in den BMWi-Langfristszenarien (siehe Tabelle 41), variiert dies zwischen ca 250.000 und 550.000 Kilometern, was bedeuten würde, dass selbst bei Beginn in 2030 bis 2045 durchschnittlich ca. 16.000 bis 37.000 km pro Jahr stillzulegen sind. Aufgrund dieses Umfangs und der erforderlichen Logistikkapazität erscheint es sinnvoll, die Stilllegungen so früh wie möglich zu beginnen (**VN3.4a**). Allerdings sollten auch diese systemmodellbasierten Ergebnisse der Langfristszenarien mit der

Bottom-Up-Schätzung im Rahmen der bundesweiten Erstellung von GTPs abgeglichen und ggf. angepasst werden, um eine belastbarere Schätzung des Umfangs zu erhalten.

Wichtige bestehende **Hemmnisse** für die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die optionale Nutzung von Wasserstoff in Gebäuden und in weiteren Industrien **auf Ebene der Fernleitungs- und Verteilnetze** sowie ausgewählte Optionen zu ihrer Überwindung sind:

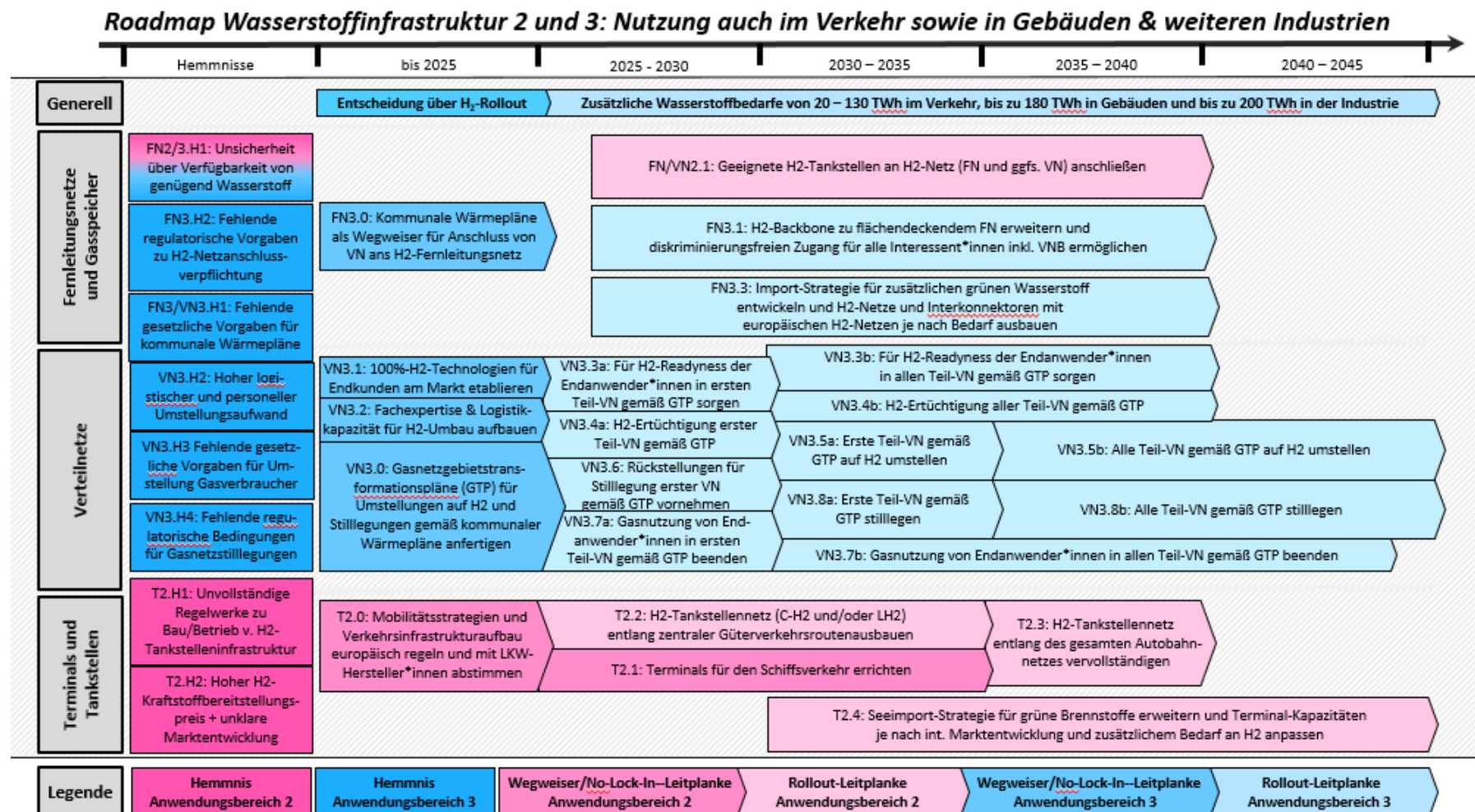
- ▶ **Fehlende gesetzliche Vorgaben für kommunale Wärmeplanung (FN3/VN3.H1):** Bisher liegt kein Entwurf für die genaue Ausgestaltung der kommunalen Wärmeplanung vor. Baden-Württemberg hat diese jedoch bereits 2020 eingeführt. Die Erfahrungen zeigen, dass es, um ein einheitliches Vorgehen sicherzustellen, hierfür klare Rahmenbedingungen geben sollte, insbesondere einen Szenariorahmen einschließlich Preisentwicklungen für verschiedene Energieträger und Maßnahmen. Zudem ist es erforderlich, mit der kommunalen Wärmeplanung auch Klarheit über die weitere Nutzung der jeweiligen Gasverteilnetze und ihrer Teilnetze herzustellen, also insbesondere, ob und wann eine Umstellung auf Wasserstoff oder eine Stilllegung vorgesehen ist. Auch hierfür sollte es klare Vorgaben geben, z. B. dahingehend, ob die Netze Industrien mit Wasserstoffanwendungen umfassen.
- ▶ **Fehlende regulatorische Vorgaben zu H<sub>2</sub>-Netzanschlussverpflichtung (FN3/VN3.H2):** Bisher ist nicht klar, unter welchen Bedingungen Interessent\*innen auf einen H<sub>2</sub>-Netzanschluss einen gesetzlichen Anspruch haben. Im Fall einer breiten Anwendung von Wasserstoff über alle Sektoren hinweg scheint es sinnvoll, hier einen Rahmen analog zu den heutigen Bestimmungen für Gasnetze zu schaffen. In der Übergangszeit bis zu einem entsprechend ausgebauten H<sub>2</sub>-Fernleitungsnetz und dem Anschluss aller umgestellten Verteilnetze kann es jedoch Ausnahmen bedürfen, um die Kosten der Netzanschlüsse zu begrenzen und die Verfügbarkeit von ausreichend Wasserstoff für die angeschlossenen Endanwender\*innen sicherzustellen.
- ▶ **Hoher logistischer und personeller Umstellungsaufwand (VN3.H2):** Belastbare Abschätzungen des Umstellungsaufwands werden mit den kommunalen Wärmeplänen und den bundesweiten GTPs vorliegen (vgl. **FN3.0** und **VN3.0**). Wie unter **VN3.4** und **VN3.8** grob abgeschätzt, sind je nach Umfang der H<sub>2</sub>-Umstellungen jährlich H<sub>2</sub>-Ertüchtigungen von Verteilnetzen von über 10.000 km notwendig sowie anschließend die eigentliche Umstellung aller Endverbraucher\*innen in den jeweiligen Netzgebieten im gleichen Umfang und parallel dazu eine Stilllegung von Leitungen in ähnlicher Größenordnung. Dies erfordert nicht nur eine im Vorfeld zu planende aufwendige Logistik, sondern auch einen großen Umfang an entsprechenden personellen Kapazitäten, was vor dem Hintergrund eines Fachkräftemangels leicht zu einem Engpass führen kann. Hier gilt es je nach Umfang der Umstellungen, in Abstimmung mit den Verbänden und Gewerkschaften frühzeitig geeignete Qualifizierungsmaßnahmen auf den Weg zu bringen. Zudem wird bereits während der Ertüchtigung für Prüfzwecke ausreichend Wasserstoff benötigt, dessen Verfügbarkeit hohe Priorität ggü. anderen Nachfragern einzuräumen ist.
- ▶ **Fehlende gesetzliche Vorgaben für Umstellung Gasverbraucher\*innen (VN3.H3):** Sollen tatsächlich Gasnetzgebiete komplett auf die Nutzung von Wasserstoff umgestellt (vgl. **VN3.3-5**) oder stillgelegt werden (vgl. **VN3.6-8**), muss jeweils sichergestellt werden, dass zu einem definierten Zeitpunkt alle bisherigen Endanwender\*innen auf die Umstellung bzw. Stilllegung durch Wechsel auf entsprechende Endgeräte vorbereitet sind. Dies kann den Austausch von Geräten deutlich vor dem Ende ihrer üblichen Lebenszeit erfordern. Hierfür braucht es, ähnlich wie für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas, entsprechend klarer

regulatorischer Vorgaben einschließlich der Möglichkeit zur finanziellen Kompensation eines frühzeitigen Gerätetausches.

- ▶ **Fehlende regulatorische Bedingungen und Leitfäden für Stilllegungen (VN3.H4):** Nach dem aktuellen gesetzlichen Rahmen in Deutschland obliegt eine mögliche Stilllegung des Gasnetzes dem Netzbetreiber, der von dieser Option im Fall der Unwirtschaftlichkeit des Betriebs Gebrauch machen kann. Zum Teil machen die Konzessionsverträge aus Gründen von Haftungsfragen einen Rückbau betreffend bereits gewisse Vorgaben. Um kommunale Entscheidungen über die Stilllegung aus Gründen des Klimaschutzes zu ermöglichen, müsste der Gesetzgeber den Kommunen die Option Vorgaben zur Stilllegung zu machen explizit einräumen. Dabei sollte möglichst eine Weiternutzung für andere Zwecke (siehe Kapitel 4.6) geprüft werden und ansonsten, falls nicht nur technisch, sondern auch haftungsrechtlich zulässig, statt eines Rückbaus eine Stilllegung durch Versiegelung erfolgen. Dies beinhaltet u.U. einen Übergang der Verantwortlichkeit von den Gasnetzbetreiber\*innen hin zu den Kommunen selbst. Zudem müsste für einen zeitlich begrenzten Weiterbetrieb der Netze der Zeitraum für die Konzessionsvergabe auf kürzere Zeiträume als 20 Jahre begrenzt werden können. Beidem steht das übergeordnete EU-Recht zumindest nicht grundsätzlich entgegen (SUER 2022). Für die genaue Ausgestaltung kann auf die Erfahrungen aus Dänemark und Flensburg zurückgegriffen werden, wo bereits weite Teile der Gasnetze stillgelegt wurden. Der GTP-Leitfaden enthält bisher keine expliziten Aussagen zu Stilllegungen und sollte dahingehend deutlicher werden, wie Stilllegungen in der Planung abzubilden sind.

Alle beschriebenen Meilensteine und Hemmnisse sind oben in Abbildung 68 gemeinsam mit denen des Anwendungsbereichs 2 dargestellt.

Abbildung 68 Meilensteine und Hemmnisse für den H<sub>2</sub>-Umbau von Infrastrukturen für die Nutzung von Wasserstoff im Verkehr, Gebäuden und über alle Industrien hinweg



Quelle: eigene Darstellung

## 8 Fazit in Bezug auf zentrale Weichenstellungen

In den vorangehenden Unterkapiteln wurden wesentliche Meilensteine, wichtige Hemmnisse und mögliche Lösungsoptionen für eine Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff beschrieben. Dabei wurden diese auf Basis der Anwendungsbreite von Wasserstoff in drei Anwendungsbereiche unterteilt:

1. Die Nutzung nur in ausgewählten Industrien und der Stromerzeugung, welche über den Großteil der Studien hinweg als erforderlich angesehen wird.
2. Die umfangreiche Nutzung auch im Verkehrssektor mit einem Schwerpunkt im Güterverkehr, über welche aktuell wegen konkurrierender Konzepte noch Unsicherheit herrscht.
3. Eine breite Nutzung über alle Industrien hinweg und bis in den Gebäudesektor hinein, welche vor dem Hintergrund eventueller Einschränkungen bei der Verfügbarkeit und hoher Kosten von grünem und emissionsarmen Wasserstoff umstritten ist.

Die Transformation der Gasinfrastrukturen im Hinblick auf die verschiedenen Anwendungsbereiche wird nicht zeitlich gestaffelt ablaufen, sondern sich ggf. parallel entfalten. Daher werden hier nochmals ausgewählte Kernpunkte für die Fernleitungs- und Verteilnetze sowie Tankstellen und Import-Terminals unabhängig von den Anwendungsbereichen zusammengefasst:

- ▶ **Fernleitungsnetze:** Der Aufbau eines H<sub>2</sub>-Backbones bis Mitte der 2030er Jahre, welcher eine Verbindung zwischen regionaler H<sub>2</sub>-Nachfrage- und Angebotsschwerpunkten schafft und dabei auch H<sub>2</sub>-Speicher integriert, ist der Kern jeder Transformation der Gasinfrastruktur hin zu Wasserstoff. Denn erst dies ermöglicht eine sichere und preisstabile Versorgung der Anwendungen, für die Wasserstoff als zentrale Klimaschutzoption angesehen wird (Stahlproduktion, Grundstoffchemie und residuale Stromerzeugung). Für den schnellen und kostengünstigen Aufbau des Backbones ist die Umstellung geeigneter Leitungen der Gas-Fernleitungsnetze ein wichtiger Faktor. Seitens des Bundes müssen möglichst schnell die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Aufbau und Betrieb von H<sub>2</sub>-Netzen festgezurrert werden, insbesondere im Rahmen des EU-Gaspakets. Bei den Unbundling-Regeln und der Refinanzierung gilt es dabei abzuwägen zwischen der mittelfristigen Schaffung eines integrierten, wettbewerblichen H<sub>2</sub>-Binnenmarktes sowie dem benötigten schnellen Hochlauf des Marktes und der dafür notwendigen Infrastruktur. Der Gassektor hat parallel dazu die Anpassung der Regelwerke an Wasserstoffnetze abzuschließen und innerhalb des gesetzten Rahmens die Planung und Ertüchtigung der Netze voranzutreiben, insbesondere über H<sub>2</sub>-Netzentwicklungspläne sowie eine H<sub>2</sub>-Tauglichkeitsprüfung und einen ggf. erforderlichen Austausch der Netzkomponenten. Aufgrund des aktuell erhöhten Speicherbedarfs für Erdgas ist zudem das Erschließen neuer Kavernenspeicher für die Wasserstoffspeicherung in Erwägung zu ziehen
- ▶ **Verteilnetze:** Dem Verteilnetz kommt eine besondere Bedeutung bei der Transformation der Gasnetze hin zur Klimaneutralität zu, da an diesem neben den etwa 20 Mio. gasversorgten Wärmekunden zusätzlich ca. 1,6 Mio. zumeist klein- und mittelständische Unternehmen angeschlossen sind. Die Rolle von Wasserstoff stellt sich dabei noch teilweise unklar dar. So lässt sich nicht am Reißbrett sagen, in welchem Umfang ein Bedarf zur Umstellung der Verteilnetze auf Wasserstoff besteht. Falls es keine Grundsatzentscheidung seitens des Bundes in dieser Hinsicht gibt, bedarf es hier zum einen seitens der öffentlichen Hand einer diesbezüglich eindeutigen, bundesweiten kommunalen Wärmeplanung, wofür der Bund die Rahmenbedingungen festzulegen hat, und zum anderen seitens des Gassektors

in Teilnetze untergliederte Gasnetzgebietstransformationspläne je Verteilnetz. Diese müssen sowohl die H<sub>2</sub>-Umbauprozesse in den Teilen der Verteilnetze, in denen die Wärmeplanung eine Rolle von Wasserstoff sieht, ausgestalten als auch für die Teile des Verteilnetzes, welche ab einem gewissen Zeitpunkt nicht mehr benötigt werden, die Stilllegung vorbereiten. Beide Prozesse, der H<sub>2</sub>-Umbau und die Stilllegung, sind wegen den notwendigen Umstellungen aller Endanwender\*innen zeitintensiv und müssen entlang der Zeitachse eng getaktet werden, damit sie bis zum angestrebten Erreichen von THG-Neutralität im Jahr 2045 abgeschlossen werden können. Zur rechtzeitigen Umstellung aller Endanwender\*innen bedarf es seitens des Bundes voraussichtlich teils starker regulatorischer Eingriffe und deren Abfederung durch eine finanzielle Kompensation sowie der Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen für die Stilllegung von Teilnetzen durch die Kommunen. Der technische Aufwand in Bezug auf die H<sub>2</sub>-Netzertüchtigung hält sich hingegen voraussichtlich in Grenzen, weil primär oberirdische Betriebsmittel auszutauschen sind.

- ▶ **Tankstellen:** Auch im Verkehrssektor besteht noch eine hohe Unsicherheit, inwieweit hier die direkte Wasserstoffnutzung eine substanzielle Rolle spielen wird. Hierzu bedarf es seitens der Hersteller\*innen und auf staatlicher Ebene einer Abstimmung über die präferierten Konzepte, insbesondere in Bezug auf Druckniveaus und die Verwendung von Flüssigwasserstoff. Darauf basierend kann dann beginnend bei den zentralen Güterverkehrsrouten bis 2040 ein entsprechendes H<sub>2</sub>-Tankstellennetz entwickelt werden, welches in der Regel über Trailer oder eine On-site-Erzeugung versorgt werden kann, bei geeigneten lokalen Gegebenheiten aber auch über das Gasnetz.
- ▶ **Import-Terminals:** Sowohl Art und Umfang der Wasserstoffnutzung als auch die Lieferbeziehungen entlang des Pipelinesystems haben starke Auswirkungen auf den Bedarf an Import-Terminals. Für diese stellt sich in jedem Fall die große Herausforderung, dass sowohl in Bezug auf den zeitlichen Verlauf des Rückgangs der Erdgasimportbedarfe als auch in Bezug auf Umfang und Art des Bedarfs an grünen Wasserstoff-Derivaten noch große Unsicherheit herrscht. Vor diesem Hintergrund ist seitens des Gassektors bei der Planung von Onshore-LNG-Terminals bereits ein möglichst flexibler Umbau auf die Anlandung von Wasserstoffderivaten vorzusehen. Hierfür werden seitens des Bundes klare Vorgaben benötigt, nicht nur, was die Anbindung der Terminals an die Netze anbelangt, sondern auch hinsichtlich ihrer technischen Spezifikationen.

Insgesamt gesehen ist es mit Blick auf den engen Zeitrahmen für die Schaffung der nötigen H<sub>2</sub>-Infrastrukturen von großer Wichtigkeit, die genannten Weichenstellungen seitens des Bundes und des Gassektors möglichst schnell anzugehen und die jeweiligen Prozesse in die Wege zu leiten. Hierfür kann die hier entwickelte Roadmap als grober Leitfaden dienen. Details zu dahinter stehenden Analysen sind in den jeweiligen Kapiteln zu finden, insbesondere zur Machbarkeit verschiedener Umnutzungsoptionen für die Gasnetze (Kapitel 4), den Kosten des gesamten Transformationsprozesses (Kapitel 5) und den regulatorischen Rahmenbedingungen (Kapitel 6). Zur Umsetzung der Transformation sind diese jedoch noch an zahlreichen Stellen um die Analyse einer Vielzahl von Detailspekten zu ergänzen.



## 9 Literatur

- ACER (2021): Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing. Online verfügbar unter [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure\\_Overview%20of%20studies.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf).
- Adam, P.; Heunemann, F.; Bussche, C. von dem; Engelshove, S.; Thiemann, T. (2020): White Paper | Wasserstoffinfrastruktur – tragende Säule der Energiewende - Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis.
- AG Energiebilanzen e. V. (2020): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2018 und die zugehörige Satellitenbilanz "Erneuerbare Energieträger. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- AGEB - AG Energiebilanzen e.V. (2020): Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland: Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken. Münster, Bergheim.
- Agora Energiewende; AFRY Management (2021): No-regret hydrogen: Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europe.
- Agora Energiewende; AFRY Management (2022): Publication - No-regret hydrogen. Charting early steps for H<sub>2</sub> infrastructure in Europ. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Agora Energiewende; Stiftung Klimaneutralität; Agora Verkehrswende (2021): Klimaneutrales Deutschland 2045. Online verfügbar unter [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_04\\_KNDE45/A-EW\\_231\\_KNDE2045\\_Langfassung\\_DE\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_04_KNDE45/A-EW_231_KNDE2045_Langfassung_DE_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2022.
- AirLiquide: myGas - Aligal 2. Online verfügbar unter <https://mygas.airliquide.de/catalog-gas-products/aligal%E2%84%A2-2>, zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- Baufumé, S.; Grüger, F.; Grube, T.; Krieg, D.; Linssen, J.; Weber, M.; Hake, J.-F.; Stolten, D. (2013): GIS-based scenario calculations for a nationwide German hydrogen pipeline infrastructure. In: International Journal of Hydrogen Energy, 38 (10), S. 3813–3829.
- Benrath, D. (2021): Rechtliche Rahmenbedingungen einer Kohlendioxidwirtschaft – Gutachten zu Fragestellungen aus der IN4climate.NRW-Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. Erarbeitet im Auftrag von IN4climate.NRW GmbH. Gelsenkirchen: IN4climate.
- Biogaspartner (2022): Shell plant Gas-Verflüssiger im Rheinland. Online verfügbar unter <https://www.biogaspartner.de/veroeffentlichungen/branchenmeldungen/shell-plant-gas-verfluessiger-im-rheinland/>, zuletzt geprüft am April 2022.
- Black & Veatch (2020): Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy. Online verfügbar unter <https://www.bv.com/perspectives/hybrid-lng-ammonia-infrastructure-key-green-economy>.
- Bos Elektro (2021): Installation Kabel. Online verfügbar unter <https://boselektro.com/de/catalog/kabel/installationskabel/>, zuletzt geprüft am September 2021.
- Bothe, D.; Janssen, M.; van der Poel, S.; Eich, T.; Bongers, T.; Kellermann, J.; Lück, L.; Chan, H.; Ahlert, M.; Quintero Borrás, C. A.; Corneille, M.; Kuhn, J. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse. Berlin: Frontier Economics Ltd.

- BP (2017): Going global: the journey of a natural gas molecule. Online verfügbar unter <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/the-science-behind-liquefied-natural-gas.html>, zuletzt geprüft am März 2022.
- BP (2020): Statistical Review of World Energy 2020. 69th edition. Online verfügbar unter <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- BP; Evonik; nowega; OGE; RWE (2021): Der Startschuss für die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Online verfügbar unter [https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/geth2-nukleus\\_praesentation\\_201127.pdf](https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/geth2-nukleus_praesentation_201127.pdf), zuletzt geprüft am 28.01.2021.
- Brandes, M. (2021): Wasserstoffhandel - Ideen für einen marktbasieren Hochlauf. In: Energie. Markt. Wettbewerb. (e|m|w), (04|2021), S. 2–5.
- Bundesamt für Justiz; Bundesministerium der Justiz (Hrsg.) (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). EnWG. Online verfügbar unter [http://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/EnWG.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf).
- Bundeskartellamt; Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2020 gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB Stand: 01. März 2021. Bonn.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000803377](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html#BJNR197010005BJNE000803377), zuletzt geprüft am 30.07.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (1990): Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG): In der Fassung der Bekanntmachung vom 18. März 2021 (BGBl. I S. 540), das durch Artikel 14 des Gesetzes vom 10. September 2021 (BGBl. I S. 4147) geändert worden ist.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung - GasNEV). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/gasnev/BJNR219700005.html#BJNR219700005BJNG000100000>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (2007): Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html#BJNR252910007BJNG000200000>, zuletzt geprüft am 30.07.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (2012): Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG). Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/kspg/BJNR172610012.html>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (2021a): Telekommunikationsgesetz (TKG) vom 22. Juni 2004 (BGBl. I S. 1190), das zuletzt durch Artikel 30 des Gesetzes vom 5. Juli 2021 (BGBl. I S. 3338) geändert worden ist. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/>, zuletzt geprüft am 25.10.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (2021b): Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen (Wasserstoffnetzentgeltverordnung - WasserstoffNEV). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/wasserstoffnev/BJNR495510021.html>, zuletzt geprüft am 06.12.2021.
- Bundesministerium der Justiz; Bundesamt für Justiz (Hrsg.) (2022): Verordnung über Gashochdruckleitungen. GasHDrLtgV. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/gashdriltgv\\_2011/BJNR092800011.html](https://www.gesetze-im-internet.de/gashdriltgv_2011/BJNR092800011.html).

- Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (2020): Verlegetechniken für den Breitbandausbau. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Atomausstieg bleibt sinnvoll und machbar. Online verfügbar unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/09/Meldung/di-berlin-atomausstieg-%20bleibt-sinnvoll-und-machbar.html>, zuletzt geprüft am März 2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020a): Kohleausstieg - Ein Grosser Schritt zur Umsetzung der Energiewende. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2020-05-kohleausstieg-ein-grosser-schritt-zur-umsetzung-der-energiewende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/2020-05-kohleausstieg-ein-grosser-schritt-zur-umsetzung-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=6), zuletzt geprüft am März 2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020b): Nationales Reformprogramm 2020 - Die Nationale Wasserstoffstrategie. Nationale Wasserstoffstrategie - Schlüsselement der Energiewende. Die Bundesregierung. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=20](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a): EEG 2021. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 28.01.2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b): Erdgasversorgung in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>, zuletzt geprüft am 13.07.2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021c): Gesetzesentwurf EnWG Novelle. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 22.04.2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021d): Reallabore der Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.energieforschung.de/spotlights/reallabore>, zuletzt geprüft am 06.10.2021.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021a): Deutsche Klimaschutzpolitik. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2021b): Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht. Gesetzesentwurf der Bundesregierung. 04 GE EnWG. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzentwurf-enwg-novelle.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 18.08.2022.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2021c): Verordnung über die Kosten und Entgelte für den Zugang zu Wasserstoffnetzen und zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-ueber-kosten-und-entgelte-fuer-zugang-zu-wasserstoffnetzen-und-aenderung-anreizregulierungsverordnung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/verordnung-ueber-kosten-und-entgelte-fuer-zugang-zu-wasserstoffnetzen-und-aenderung-anreizregulierungsverordnung.pdf?__blob=publicationFile&v=6).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022a): Dritter Fortschrittsbericht Energiesicherheit. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220720\\_dritter-](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/20220720_dritter-)

[fortschrittsbericht\\_energiesicherheit.pdf?\\_blob=publicationFile&v=12](#), zuletzt geprüft am 06.10.2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022b): FAQ-Liste LNG-Terminal in Deutschland. Online verfügbar unter [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-lng-terminal-in-deutschland.pdf?\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/faq-liste-lng-terminal-in-deutschland.pdf?_blob=publicationFile&v=8), zuletzt geprüft am März 2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022c). *Bundesminister Robert Habeck: „Wasserstoff-Zusammenarbeit mit den Vereinigten Arabischen Emiraten ausbauen“*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/03/20220321-bundesminister-robert-habeck-wasserstoff-zusammenarbeit-mit-den-vereinigten-arabischen-emiraten-ausbauen.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022d). *Habeck unterzeichnet Gemeinsame Absichtserklärung zur Deutsch-Indischen Wasserstoffkooperation Einleitung*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220502-habeck-unterzeichnet-gemeinsame-absichtserklaerung-zur-deutsch-indischen-wasserstoffkooperation.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022e). *Deutschland und Katar unterzeichnen Energiepartnerschaft Einleitung*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220520-deutschland-und-katar-unterzeichnen-energiepartnerschaft.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022f). *Die USA und Deutschland gründen eine Klima- und Energiepartnerschaft*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/05/20220527-die-usa-und-deutschland-gruenden-eine-klima-und-energiepartnerschaft.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022g). *Markthochlauf von grünem Wasserstoff beschleunigen: Kanada und Deutschland unterzeichnen Wasserstoffabkommen*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/08/20220823-markthochlauf-von-grunem-wasserstoff-beschleunigen-kanada-und-deutschland.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2022h). *Erste Wasserstofflieferung aus den Vereinigten Arabischen Emiraten in Deutschland eingetroffen*. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/09/20220915-erste-wasserstofflieferung-aus-den-vereinigten-arabischen-emiraten-in-deutschland-eingetroffen.html>.

Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): *Sofortprogramm gemäß § 8 Abs. 1 KSG für den Sektor Gebäude*. Online verfügbar unter [https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/bauen/sofortprogramm-sektor-gebaeude.pdf?\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/downloads/Webs/BMWSB/DE/veroeffentlichungen/bauen/sofortprogramm-sektor-gebaeude.pdf?_blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Bundesnetzagentur (2018a): *Beschluss in dem Streitbeilegungsverfahren aufgrund des Antrages vom 4.5.2018. BK11-18/005*. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK11-GZ/2018/BK11-18-0005/BK11-18-0005\\_Beschluss\\_download\\_BA.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK11-GZ/2018/BK11-18-0005/BK11-18-0005_Beschluss_download_BA.html), zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Bundesnetzagentur (2018b): *Bundesnetzagentur setzt Mitnutzungsentgelt für Breitbandausbau in städtischen Leerrohren fest*. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181106\\_BK11.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20181106_BK11.html), zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Bundesnetzagentur (2019): *Netzausbau - Erdkabel*. Bundesnetzagentur.

Bundesnetzagentur (2020): *Die Nationale Streitbeilegungsstelle informiert: Streitbeilegung nach dem DigiNetz-Gesetz (§77n TKG)*. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK11/BK11\\_91\\_Info/BK11\\_Info.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK11/BK11_91_Info/BK11_Info.html), zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Bundesnetzagentur (2021a): Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2020/Aenderungsverlangen.pdf;jsessionid=6AE73E95F7E939801B1AD360D558EB75?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Aenderungsverlangen.pdf;jsessionid=6AE73E95F7E939801B1AD360D558EB75?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 22.04.2021.

Bundesnetzagentur (2021b): Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html;jsessionid=F05839A752533AB9EEF3A7459672F1A5](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html;jsessionid=F05839A752533AB9EEF3A7459672F1A5), zuletzt geprüft am 30.07.2021.

Bundesnetzagentur (2021c): Infrastrukturbetreiber - Opt-In-Erklärung. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Wasserstoff/Infrastrukturbetreiber/start.html;jsessionid=3F88AC24EF064720CFC9308AD7C17DD5](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Wasserstoff/Infrastrukturbetreiber/start.html;jsessionid=3F88AC24EF064720CFC9308AD7C17DD5), zuletzt geprüft am 06.10.2021.

Bundesnetzagentur (2021d): Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandaufnahme. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 05.10.2021.

Bundesnetzagentur (2022): Regulierung von Wasserstoffnetzen - Bestandaufnahme. Online verfügbar unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Wasserstoff/Wasserstoffpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 18.08.2022.

Bundesnetzanzeiger Verlag (2019): Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus. Online verfügbar unter

[https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl111043.pdf%27%5D#\\_bgbl\\_%2F%2F%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%27%5D\\_1635161279668](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl111043.pdf%27%5D#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl119s0706.pdf%27%5D_1635161279668), zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI) (2021): Klimapfade 2.0. - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>.

Bundesverbandes der Deutschen Industrie (2018): Klimapfade für Deutschland. Online verfügbar unter

<https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Bünger, U.; Landinger, H.; Weindorf, W.; Wurster, R.; Zerhusen, J.; Zittel, W. (2016): Vergleich von CNG und LNG zum einsatz in LKW im Fernverkehr.

cefic The European Chemical Industry Council (2019): 2019 CEFIC Vision on Hydrogen. Online verfügbar unter

<https://cefic.org/app/uploads/2019/11/Cefic-position-on-Hydrogen-1.pdf>, zuletzt geprüft am 06.10.2022.

Cerniauskas, S.; Chavez Junco, A. J.; Grube, T.; Robinius, M.; Stolten, D. (2020): Options of Natural Gas Pipeline Reassignment for Hydrogen: Cost Assessment for a Germany Case Study.

CertifHy (2021): CertifHy - Project description. Online verfügbar unter <https://www.certifyhy.eu/project-description/project-description.html>, zuletzt geprüft am 08.10.2021.

Climeworks (2017): Climeworks makes history with world's first commercial CO<sub>2</sub> capture plant. Online verfügbar unter <https://climeworks.com/news/today-climeworks-is-unveiling-its-proudest-achievement>, zuletzt geprüft am 02.11.2021.

- Climeworks (2021): The world's largest climate-positive direct air capture plant: Orca! Online verfügbar unter <https://climeworks.com/roadmap/orca>, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- CMS (2020): Hydrogen law and regulation in Russia. Online verfügbar unter <https://cms.law/en/int/expert-guides/cms-expert-guide-to-hydrogen/russia>, zuletzt geprüft am 19.04.2021.
- CMS (2022): Rechtsrahmen für die Genehmigung von Wasserstoff-Infrastruktur. Online verfügbar unter <https://cms.law/de/deu/insight/wasserstoff/rechtsrahmen-fuer-die-genehmigung-von-wasserstoff-infrastruktur>, zuletzt geprüft am 18.08.2022.
- Denbury (2014): Aware - Denbury's Public Awareness Newsletter. Online verfügbar unter [https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc\\_responsibility/Aware/AWARE-Issue-2-122014.pdf](https://s1.q4cdn.com/594864049/files/doc_responsibility/Aware/AWARE-Issue-2-122014.pdf), zuletzt geprüft am Juli 2021.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2018a): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiawende/>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2018b): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen. Berlin, Germany.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2021a): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Online verfügbar unter [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf).
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2021b): Öffentliche LNG-Tankstellen in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/mobilitaet/lng-taskforce-und-initiative-erdgasmobilitaet/>, zuletzt geprüft am März 2022.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (2021c): Unfallhilfe & Bergen bei LNG-Fahrzeugen - Antworten auf häufig gestellte Fragen / FAQ (Frequently Asked Questions).
- Deutsche Glasfaser (2021): Installation des Glasfaseranschlusses. Online verfügbar unter [https://www.deutsche-glasfaser.de/fileadmin/content/pdf/downloads/sonstiges/DG\\_broschuere-leitungswege.pdf](https://www.deutsche-glasfaser.de/fileadmin/content/pdf/downloads/sonstiges/DG_broschuere-leitungswege.pdf), zuletzt geprüft am September 2021.
- Deutsche Welle (www.dw.com) (2022): Bundesregierung mietet fünftes Flüssiggas-Terminal | DW | 01.09.2022. Online verfügbar unter <https://www.dw.com/de/bundesregierung-mietet-f%C3%BCnftes-fl%C3%BCssiggas-terminal/a-62991618>, zuletzt geprüft am 06.10.2022.
- Deutscher Bundestag (2018): Unterrichtung durch die Bundesregierung. Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie. Drucksache 19/6891. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/19/068/1906891.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2022): Drucksache 20/1742 Gesetzentwurf der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Einsatzes verflüssigten Erdgases (LNG-Beschleunigungsgesetz – LNGG). Drucksache 20/1742. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/017/2001742.pdf>.
- Deutsch-russisches Rohstoff-Forum (2022): Statement des Schirmherren des DRRF. Prof. Dr. Klaus Töpfer, Bundesminister a.D. Online verfügbar unter <https://www.rohstoff-forum.org/>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Die niederländische Regierung (2019): Climate Agreement. Online verfügbar unter <https://www.government.nl/documents/reports/2019/06/28/climate-agreement>, zuletzt geprüft am April 2021.

- Dietsch, F.; Lange, R.; Schmidinger, J.; Steiner, M. (2016): Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas - Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2014. wvgw.
- DNV GL Netherlands B.V. (2020): Study on the Import of Liquid Renewable Energy: Technology Cost Assessment. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy\\_climate\\_change\\_environment/events/documents/04\\_05\\_mf34\\_background\\_document-gle-technologies\\_and\\_costs\\_analysis\\_on\\_imports\\_of\\_liquid\\_renewable\\_energy\\_v2.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/energy_climate_change_environment/events/documents/04_05_mf34_background_document-gle-technologies_and_costs_analysis_on_imports_of_liquid_renewable_energy_v2.pdf).
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2014): Abschlussbericht - Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2015): Stellungnahme - Referententwurf eines Gesetzes zur Erleichterung des Ausbaus digitaler Hochgeschwindigkeitsnetze (DigiNetzG).
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2018a): Technische Regel - Arbeitsblatt G 280 - Gasodrierung. Bonn.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2018b): Technische Regel für Gasinstallationen (TRGI) - DVGW G 600. Bonn.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2020): H2 vor Ort - Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/h2vorort-wasserstoff-gasverteilnetz-dvgw-broschuere.pdf>, zuletzt geprüft am 26.04.2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021a): Das Leistungsspektrum des DVGW – kompetent, innovativ und kooperativ. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/der-dvgw/was-wir-tun>, zuletzt geprüft am 15.09.2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021b): Forschungsprojekte - H2-Messrichtigkeit. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-h2-messrichtigkeit>, zuletzt geprüft am Oktober 2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021c): Gas Nr. 25 - Odrierung von Wasserstoff und wasserstoffreichen Gasen.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021d): Regelsetzung und Normung. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/der-dvgw/was-wir-tun/regelsetzung>, zuletzt geprüft am 15.09.2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021e): Technische Hinweis - Merkblatt - DVGW G 655 - Leitfaden H2\_readiness Gasanwendung. DVGW Regelwerk. Bonn.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021f): Technische Regel - Arbeitsblatt C 463 - Entwurf.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021g): Technische Regel C 260 - Entwurf - Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021h): Technischer Hinweis – Merkblatt G 438 - Rohrleitungssysteme für die technische Ausrüstung von Biogasanlagen.

- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021i): Wasserstoff und Energiewende. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/wasserstoff-und-energiewende>, zuletzt geprüft am 20.10.2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2021j): Zahlen und Fakten. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/der-dvgw/profil/zahlen-und-fakten>, zuletzt geprüft am 15.09.2021.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (Hrsg.) (2022a): Der Gasnetzgebietstransformationsplan. Ergebnisbericht 2022. Bonn.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein (2022b): H2 im Gasnetz. H2 im Gasnetz und die Interaktion mit Gasmotoren. Final Report. Online verfügbar unter [https://www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2\\_themen/publikationen/2022-juli-ewp-heneka.pdf](https://www.dvgw-ebi.de/medien/dvgw-ebi/2_themen/publikationen/2022-juli-ewp-heneka.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein; Deutsche Energie-Agentur GmbH; DBI: Genehmigungen von LNG-Tankstellen - Rechtliche, technische und sicherheitsrelevante Fragen. Im Auftrag der LNG Taskforce für schwere Nutzfahrzeuge, erstellt und bearbeitet vom DVGW mit Unterstützung des DBI.
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein; Verband Kommunaler Unternehmen (2022): Gasnetzgebietstransformationsplan - GTP. Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Leitfaden. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/gtp-2022-leitfaden.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- ECH2A (2021): European Clean Hydrogen Alliance. Online verfügbar unter <https://www.ech2a.eu/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.
- EEX (2021): EEX Group - engagiert für eine dekarbonisierte Zukunft. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/services/wasserstoff>, zuletzt geprüft am 08.10.2021.
- Ehlerding, S. (2022): Zwei LNG-Terminals sind wasserstoff-ready. In: Tagesspiegel Background Energie & Klima.
- EID Energie Informationsdienst GmbH. (2018): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. In: ERDÖL ERDGAS KOHLE, 11.
- Element Energy LTD; E4Tech (2018): Cost analysis of future heat infrastructure options. Report for National Infrastructure Commission. Online verfügbar unter <https://nic.org.uk/app/uploads/Element-Energy-and-E4techCost-analysis-of-future-heat-infrastructure-Final.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Enagás; Energinet; Belgium, F.; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga (2021): European Hydrogen Backbone. Online verfügbar unter <https://gasforclimate2050.eu/publications/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.
- Enel S.p.A. (2010): ENEL: AT FUSINA (VENICE), INAUGURATION OF FIRST INDUSTRIAL-SCALE HYDROGEN PLANT IN THE WORLD. Online verfügbar unter [https://www.enel.com/content/dam/enel-com/pressrelease/porting\\_pressrelease/1634798-2\\_PDF-1.pdf](https://www.enel.com/content/dam/enel-com/pressrelease/porting_pressrelease/1634798-2_PDF-1.pdf), zuletzt geprüft am 23.04.2021.
- energate (2018): Handwerker-Mangel bremst Energiewende. energate.
- Energy Community: Energy Community. Online verfügbar unter <https://www.energy-community.org/>, zuletzt geprüft am 28.01.2021.



Engineering Toolbox: Ammonia - Vapour Pressure at Gas-Liquid Equilibrium. Online verfügbar unter [https://www.engineeringtoolbox.com/ammonia-pressure-temperature-d\\_361.html](https://www.engineeringtoolbox.com/ammonia-pressure-temperature-d_361.html), zuletzt geprüft am April 2022.

ENTSOG (2020a): Gas Regional Investment Plan Southern Corridor. Online verfügbar unter [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-05/l\\_entsog\\_SC\\_GRIP\\_2019\\_15.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-05/l_entsog_SC_GRIP_2019_15.pdf).

ENTSOG (2020b): GAS REGIONAL INVESTMENT PLANS (GRIPs). Southern Corridor. Online verfügbar unter <https://www.entsog.eu/gas-regional-investment-plans-grips>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.

ENTSOG (2020c): Northwest Gas Regional Investment Plan (GRIP). Online verfügbar unter [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-06/ENTSOG\\_NW\\_GRIP\\_2020\\_web.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-06/ENTSOG_NW_GRIP_2020_web.pdf), zuletzt geprüft am December 2020.

ENTSOG (2020d): Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 - Annex A - Project Details. Online verfügbar unter [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/ENTSOG\\_TYNDP\\_2020\\_Annex\\_A\\_Projects\\_Details.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-11/ENTSOG_TYNDP_2020_Annex_A_Projects_Details.pdf).

ENTSOG (2021): Transparency Platform. Online verfügbar unter <https://transparency.entsog.eu/#/map>, zuletzt geprüft am April 2021.

ENTSOG (2022): Transmission Capacity And System Development Maps. Online verfügbar unter <https://www.entsog.eu/maps#>.

ENTSOG; GIE; Hydrogen Europe (2022): How to transport and store hydrogen - Facts and Figures. Online verfügbar unter [https://entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG\\_GIE\\_HydrogenEurope\\_QandA\\_hydrogen\\_transport\\_and\\_storage\\_FINAL\\_0.pdf](https://entsog.eu/sites/default/files/2021-05/ENTSOG_GIE_HydrogenEurope_QandA_hydrogen_transport_and_storage_FINAL_0.pdf), zuletzt geprüft am März 2022.

EUGAL (2021a): EUGAL-European Gas Pipeline Link. Online verfügbar unter <https://www.eugal.de/en/>, zuletzt geprüft am April 2021.

EUGAL (2021b): Press Release - EUGAL Full Capacities Available. Online verfügbar unter [https://www.eugal.de/fileadmin/Presse\\_PDF/2021/20210401\\_PI\\_EUGAL\\_Full\\_capacity\\_available\\_EN.pdf](https://www.eugal.de/fileadmin/Presse_PDF/2021/20210401_PI_EUGAL_Full_capacity_available_EN.pdf), zuletzt geprüft am April 2021.

Europäische Kommission (2020): Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>, zuletzt geprüft am 26.01.2021.

Europäische Kommission (2021): Europäischer Grüner Deal: Vorschläge der Kommission zu Entfernung, Recycling und nachhaltiger Speicherung von CO<sub>2</sub>. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip\\_21\\_6687](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_6687), zuletzt geprüft am 14.02.2022.

European Commission (2018): The Role of Trans-European Gas Infrastructure in the Light of the 2050 Decarbonisation Targets.

European Commission (2021a): EUR-Lex - 52021PC0804 - EN - EUR-Lex. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2021%3A804%3AFIN&qid=1640001545187>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

European Commission (2021b): Press Release - Commission welcomes provisional agreement on the European Climate Law. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_1828](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_1828), zuletzt geprüft am 26.04.2021.

European Commission (Hrsg.) (2022). *REPowerEU. A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition\**. Online verfügbar unter [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131).

- European Parliament (2020): Draft Report on Towards a WTO-compatible EU carbon border adjustment mechanism. Online verfügbar unter [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ENVI-PR-648519\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/ENVI-PR-648519_EN.pdf), zuletzt geprüft am 21.04.2021.
- European Union (2019): COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2020/389 of 31 October 2019 amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest. Online verfügbar unter [https://eur-lex.europa.eu/eli/reg\\_del/2020/389/oj](https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2020/389/oj), zuletzt geprüft am 09.04.2021.
- Fact Sheet: The Nord Stream 2 Project (2018): Online verfügbar unter <https://www.nord-stream2.com/media/documents/pdf/en/2018/07/factsheet-project-en.pdf>, zuletzt geprüft am November 2020.
- Feck, T. (2009): Wasserstoff-Emissionen und ihre Auswirkungen auf den arktischen Ozonverlust - Risikoanalyse einer globalen Wasserstoffwirtschaft.
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2019a): Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Online verfügbar unter [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2019\\_03\\_20\\_nep-gas-2018-2028\\_final\\_1\\_1-1.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/2019_03_20_nep-gas-2018-2028_final_1_1-1.pdf), zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2019b): Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028. Online verfügbar unter [https://www.fnb-gas.de/media/2019\\_03\\_20\\_nep-gas-2018-2028\\_final\\_1\\_1.pdf](https://www.fnb-gas.de/media/2019_03_20_nep-gas-2018-2028_final_1_1.pdf).
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2019c): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 - Szenariorahmen.
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 - Entwurf. Stand: Juli 2020. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2020/Entwurf.pdf;jsessionid=4405A39DF79EB5B4B78C6A9DBF471034?blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/Entwurf.pdf;jsessionid=4405A39DF79EB5B4B78C6A9DBF471034?blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Fernleitungsnetzbetreiber Gas (2021a): Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030. Stand: 26. Mai 2021. Online verfügbar unter [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb\\_gas\\_nep\\_gas\\_2020\\_de-1.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/fnb_gas_nep_gas_2020_de-1.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- FFE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2019): Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020 - 2030. Online verfügbar unter [Studie zur Regionalisierung von PtG-Leistungen für den Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030 \(fegmbh.de\)](http://www.fegmbh.de), zuletzt geprüft am 28.01.2021.
- Fleiter, T.; Schломann, B.; Eichhammer, W. (2013): Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien. Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Stuttgart: Fraunhofer-Verl.
- Flex LNG (2021): FSRU. Online verfügbar unter <https://www.flexlng.com/fsru/>, zuletzt geprüft am April 2022.
- Flüssiggas: LNG: Herstellung, Kosten, LNG-Anlage und mehr. Online verfügbar unter <https://fluessiggas.de/wissen/gewerbe/was-ist-lng/>, zuletzt geprüft am März 2022.
- FNB Gas (2021b): Gasmarkt mit "virtuellen Handelspunkten". Online verfügbar unter <https://www.fnb-gas.de/gasinfrastruktur/marktteilnehmer/haendler/>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.
- FNB Gas; Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2021): Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030. Berlin.
- Fraunhofer-Institut für Gießerei-, Composite- und Verarbeitungstechnik IGCV (2021): Hintergrundpapier zu Gasinfrastrukturen im Lichte des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Online verfügbar unter <https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/documents/Hintergrundpapier%20zu%20Gasinfrastruktur%20TransHyDE%20final.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; TU Berlin; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021): Langfristszenarien 3. Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands. Berlin, Karlsruhe.

Froggatt, A.; Stevens, P.; Bradley, S.: Expert Perspectives on Norway's Energy Future.

Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL; Frontier Economics Ltd (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse. Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). Köln: Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL; Frontier Economics Ltd.

FuelCellsWorks (2021): Enagás: Franco-Spanish Lacq Hydrogen Project Gets Underway. Online verfügbar unter <https://fuelcellsworks.com/news/enagas-franco-spanish-lacq-hydrogen-project-gets-underway/>, zuletzt geprüft am 08.04.2021.

Gas Processing News (2021): Gas and the energy transition—repurposing the system with hydrogen. Online verfügbar unter <http://gasprocessingnews.com/features/201904/gas-and-the-energy-transition%E2%80%94repurposing-the-system-with-hydrogen.aspx>, zuletzt geprüft am Juli 2021.

Gase Partner Online: Gase Partner Online - Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) - das Gas zum Prickeln. Online verfügbar unter <https://gase-kaufen.de/content/27-kohlenstoffdioxid-das-sollten-sie-ueber-co2-kohlensaeure-wissen>, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

Gase Partner Online (2018): Gase Partner Onlineshop - Was genau ist der Unterschied zwischen Lebensmittel CO<sub>2</sub> und Standard CO<sub>2</sub>. Online verfügbar unter <https://gase-kaufen.de/blog/was-genau-ist-der-unterschied-zwischen-lebensmittel-co2-und-standard-co2--n36>, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

GasLINE: GasLINE - Unsere Gesellschafter. Online verfügbar unter <https://www.gasline.de/topnavi/gasline/>, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

GASPOOL (2021): GASPOOL Balancing Services. Online verfügbar unter <https://www.gaspool.de/>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.

Gasunie (2018): Gasunie hydrogen pipeline from Dow to Yara brought into operation. Online verfügbar unter <https://www.gasunie.nl/en/news/gasunie-hydrogen-pipeline-from-dow-to-yara-brought-into-operation>, zuletzt geprüft am 20.04.2021.

Gazprom export LLC: Gazprom Export - Electronic Sales Platform. Online verfügbar unter <https://etp.gazpromexport.com/portal/>, zuletzt geprüft am 28.07.2021.

Gillessen, B.; Cerniauskas, S.; Linßen, J.; Grube, T.; Robinius, M.; Stolten, D. (2021): Umstellung von Erdgaspipelines auf Wasserstoff - eine wirtschaftliche Alternative für Deutschland? Online verfügbar unter [https://juser.fz-juelich.de/record/875357/files/Gillessen\\_Bastian\\_2020\\_et\\_Umstellung%20von%20Erdgaspipelines%20auf%20H2...pdf](https://juser.fz-juelich.de/record/875357/files/Gillessen_Bastian_2020_et_Umstellung%20von%20Erdgaspipelines%20auf%20H2...pdf), zuletzt geprüft am August 2021.

Government of the Netherlands (2020): Government Strategy on Hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.government.nl/documents/publications/2020/04/06/government-strategy-on-hydrogen>, zuletzt geprüft am 06 04 2021.

Guidehouse (2020): MosaHYc - Cross border retrofitting of natural gas pipelines. Online verfügbar unter <https://mstreport.gasforclimate2050.eu/showcase/infrastructure/hydrogen/mosahyc-cross-border-retrofitting-of-natural-gas-pipelines/>, zuletzt geprüft am 08 04 2021.

Handelsblatt (2022a): Betrieb ab Winter: Uniper darf sofort mit Bau des LNG-Terminals in Wilhelmshaven beginnen. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiekrise->

[betrieb-ab-winter-uniper-darf-sofort-mit-bau-des-lng-terminals-in-wilhelmshaven-beginnen/28479754.html](#), zuletzt geprüft am August 2022.

Handelsblatt (2022b): Minister: Baubeginn für LNG-Terminal Brunsbüttel im September. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energieversorgung-minister-baubeginn-fuer-lng-terminal-brunsbuettel-im-september/28534324.html>, zuletzt geprüft am August 2022.

Hemmelskamp, J. (1999): Umweltpolitik und technischer Fortschritt. Eine theoretische und empirische Untersuchung der Determinanten von Umweltinnovationen ; mit 44 Tabellen. Heidelberg: Physica-Verl.

Heneka, M.; Steyer, N.; Schuhmann, E.; Köppel, W.; Erler, R. (2020): Roadmap von Kraftstoffen zur Marktdurchdringung im Rahmen der Energiewende und die kurzfristige Umsetzung des Greening von LNG/CNG. Bonn.

Herkel, S.; Lenz, M.; Thomsen, J. (2022): ZWISCHENBERICHT ZUM PROJEKT BOTTOM-UP STUDIE ZU PFADOPTIONEN EINER EFFIZIENTEN UND SOZIALVERTRÄGLICHEN DEKARBONISIERUNG DES WÄRMESEKTORS. IM AUFTRAG DES NATIONALEN WASSERSTOFFRATES. Online verfügbar unter [https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30\\_NWR-Waermestudie\\_Zwischenergebnisse\\_FhG.pdf](https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-06-30_NWR-Waermestudie_Zwischenergebnisse_FhG.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2022.

Hornbach: CO<sub>2</sub> Kohlensäure Kohlendioxid. Online verfügbar unter <https://www.hornbach.de/shop/CO2-Kohlensaure-Kohlendioxid-10-kg-Fuellung/3629274/artikel.html>, zuletzt geprüft am 13.12.2021.

Hüttenrauch, J.; Sperlich, J. (2021): Roadmap Gas 2050. Beschreibung des Modells zur Ermittlung der Transformationspfade der Gasinfrastruktur unter Berücksichtigung erneuerbarer Gase. Meilensteinbericht 2.2. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein.

Hydrogen Europe (2017): members and projects. Online verfügbar unter <https://hydrogeneurope.eu/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.

IEAGHG (2013): CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure.

INES - Initiative Erdgasspeicher (2021): Gasspeicherstandorte. Online verfügbar unter <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherstandorte/>, zuletzt geprüft am 13.07.2021.

International Energy Agency (Hrsg.): Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells.

International Energy Agency (2016): Energy Policies of IEA Countries - Italy - Review.

International Energy Agency (2017): Energy Policies of IEA Countries - Norway.

International Energy Agency (2019a): The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities.

International Energy Agency (2019b): World Energy Outlook 2019. France.

International Energy Agency (2020): The Netherlands 2020 - Energy Policy Review.

International Exchange Inc. (2021): Markets ICE Endex. Online verfügbar unter <https://www.theice.com/endex>, zuletzt geprüft am 28.07.2021.

International Gas Union (2020): 2020 World LNG Report. Online verfügbar unter <https://igu.org/app/uploads-wp/2020/04/2020-World-LNG-Report.pdf>.

International Renewable Energy Agency (2022): GLOBAL HYDROGEN TRADE TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL. PART II TECHNOLOGY REVIEW OF HYDROGEN CARRIERS. Online verfügbar unter [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_Global\\_Trade\\_Hydrogen\\_2022.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_Global_Trade_Hydrogen_2022.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.

- International Trade Administration (2021): ITALY INVESTS IN GREEN HYDROGEN. Online verfügbar unter <https://www.trade.gov/market-intelligence/italy-invests-green-hydrogen>, zuletzt geprüft am 23.04.2021.
- Ishimoto, Y.; Voldsund, M.; Neksa, P.; Roussanaly, S.; Berstad, D.; Gardarsdottir, S. O. (2020): Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. In: Hydrogen Energy, S. 32865–32883.
- Jacobs; Element Energy LTD (2018): Hydrogen supply chain evidence base,
- Jens, J.; Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, D.; Buseman, M. (2021): Extending the European Hydrogen Backbone. A European hydrogen infra-structure vision covering 21 countries. Online verfügbar unter [https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/2021\\_European-Hydrogen-Backbone\\_Report.pdf](https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/2021_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2022.
- Kasten, P.; Mottschall, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Schmied, M.; Wüthrich, P. (2016): Erarbeitung einer fachlichen Strategie zur Energieversorgung des Verkehrs bis zum Jahr 2050. Endbericht.
- Kenton, C.; Silton, B. (2021): Repurposing Natural Gas Lines: The CO2 Opportunity. Online verfügbar unter <https://adventures.com/repurposing-natural-gas-lines-the-co2-opportunity/>, zuletzt geprüft am August 2021.
- Khrennikova, D.; Shiryayevskaya, A. (04.09.2020): Why the World Worries About Russia's Natural Gas Pipeline. In: The Washington Post. Online verfügbar unter [https://www.washingtonpost.com/business/energy/why-the-world-worries-about-russias-natural-gas-pipeline/2020/09/04/05537504-eeb7-11ea-bd08-1b10132b458f\\_story.html](https://www.washingtonpost.com/business/energy/why-the-world-worries-about-russias-natural-gas-pipeline/2020/09/04/05537504-eeb7-11ea-bd08-1b10132b458f_story.html), zuletzt geprüft am 30.09.2022.
- Kilgallon, R.; Gilfillan, S.; Haszeldine, R. S.; McDermott, C. I. (2015): Odourisation of CO2 pipelines in the UK: Historical and current impacts of smell during gas transport. In: Elsevier - International Journal of Greenhouse Gas Control, S. 504–512.
- Kirchberg, T. (2014): Anreizregulierung im deutschen Strom- und Gassektor. Auswirkungen auf die Rentabilität von Netzinvestitionen. Hamburg: Igel Verl. RWS.
- Klukas, A.; Köhler, J.; Timmerberg, S.; Stütz, S.; Dobers, K.; Kirsch, D. (2017): Teilstudie "Entwicklung von Maßnahmenbündeln zur Förderung von CNG/LNG zur Unterstützung der CPT-Initiative". Dortmund.
- Köppel, W.; Heneka, M.; Schuhmann, E.; Erler, R.; Prantl, P. (2020): LNG-Nutzungs- und Bereitstellungskonzepte für Süddeutschland am Beispiel Baden-Württembergs unter Einbindung von regionalen Energieversorgern und Stadtwerken.
- Köppel, W.; Wietschel, M.; Haendel, M.; Boßmann, T.; Deac, G.; Michaelis, J.; Doll, C.; Schломann, B.; Degünther, C. (2019): Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Elektrifizierung von Betriebsmitteln im Gasnetz. Abschlussbericht. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12\\_cc\\_03-2019\\_sektrokopplung\\_gasnetz.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-03-12_cc_03-2019_sektrokopplung_gasnetz.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Koralewicz, M. (2020): PORTAL-GREEN. Power-to-Gas-Leitfaden zur Integration erneuerbarer Energien : genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen : Errichtung und Betrieb. Köln: Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) gGmbH.
- Krieg, D. (2012): Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff. Jülich: Forschungszentrum Jülich.
- Kröger, K.; Köppel, W. (2018): Wissenschaftliche Begleitung eines Demonstrationsprojektes zum Einsatz von LNG als Kraftstoff für LKW. DVGW-Förderzeichen 1456/G20.
- Lange, R.; Schwigon, A.; Steiner, M. (2021): Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas – Ergebnisse aus den Jahren 2011 bis 2020. In: DVGW energie | wasser-praxis.

- Lanphen, S. (2019): Hydrogen Import Terminal - Providing insights in the cost of supply chain elements of various hydrogen carriers for the import of hydrogen.
- Linde (Hrsg.): LNG Technology - Optimised Solutions for small- to world-scale plants.
- Linde GmbH: Kohlendioxid. Kohlendioxid ist gasförmig erhältlich und findet Verwendung bei einer Vielzahl industrieller Anwendungen. Online verfügbar unter <https://www.linde-gas.de/shop/de/de-ig/gase-kaufen/kohlendioxid>, zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- Linnemann, M. (2021a): Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- Linnemann, M. (2021b): Energiewirtschaft für (Quer-)Einsteiger. Einmaleins der Stromwirtschaft. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- LNG Terminal Wilhelmshaven (LTew) (2020): Pressemitteilung. Online verfügbar unter [https://lng-wilhelmshaven.com/wp-content/uploads/2020/11/Pressemitteilung\\_6\\_November\\_2020.pdf](https://lng-wilhelmshaven.com/wp-content/uploads/2020/11/Pressemitteilung_6_November_2020.pdf).
- Lohmann, S.; Westphal, K. (2019): US-Russia Policy Hits European Energy Supply - Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP). Online verfügbar unter <https://www.swp-berlin.org/10.18449/2019C06/>, zuletzt geprüft am November 2020.
- Lommerzheim, S. (01.07.2021): Bundestag beschließt EnWG-Novelle zur Übergangsregulierung von H2-Netzen. In: CBH Cornelius Bartenbach Haesemann & Partner Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB. Online verfügbar unter <https://www.cbh.de/news/verwaltung-wirtschaft/bundestag-beschliesst-enwg-novelle-zur-uebergangsregulierung-von-h2-netzen/>, zuletzt geprüft am 18.08.2022.
- Luderer, G.; Kost, C.; Sörgel, D.; Günther, C.; Benke, F.; Auer, C.; Koller, F.; Herbst, A.; Reder, K.; Böttger, D.; Ueckerdt, F.; Benjamin Pfluger: Daniel Wrede Jessica; Anne, S.; Sebastian, M.; Kais, R.; Simon, S.; Michelle, S.; Christian, A.; Lavinia, B.; Moritz, B.; Jessica, B.; Markus, B.; Heike, B.; Julian, B.; Alexander, B.; Özcan, B.; Alois, D.; Ulrich, D.; Tobias, F.; Sabine, F.; David, F.; Norman, G.; Annika, G.; Friedemann, G.; Hasselwander, G. S.; Haun, M.; Heilig, J.; Hufendiek, K.; Joshi, J.; Jürgens, P.; Kaestner, K.; Kal-kuhl, M.; Kattelman, F.; Kittel, L.; Krekeler, R.; Liedtke, G.; Lücke, W.; Madeddu, S.; Marmullaku, D.; Matteis, T.; Matthias, V.; Mocanu, T.; Naegler, T.; Neuwirth, M.; Odenweller, A.; Österle, I.; Pape, C.; Pehl, M.; Pfennig, M.; Pietzcker, R.; Putatunda, A.; Rehfeldt, M.; Rodrigues, R.; Rottoli, M.; Sacchi, R.; Schreyer, F.; Sehn, V.; Seibert, D.; Senkpiel, C.; Seum, S.; Siegle, J.; Sievers, L.; Sommer, S. (2021): Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich | Ariadne. Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>, zuletzt geprüft am 14.10.2022.
- Mellwig, P.; Lempik, J.; Blömer, S.; Pehnt, M. (2021): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Modul Gebäude. Online verfügbar unter <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS-Gebaeude.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Meyer, R.; Herkel, S.; Kost, C. (2021): Die Rolle von Wasserstoff im Gebäudesektor: Vergleich technischer Möglichkeiten und Kosten defossilisierter Optionen der Wärmezeugung. Ariadne-Analyse. Gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung. Potsdam: Kopernikus-Projekt Ariadne.
- Ministère de l'économie des finances et de la relance (2020): Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France. Online verfügbar unter <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/DP%20-%20Strat%C3%A9gie%20nationale%20pour%20le%20d%C3%A9veloppement%20de%20l%27hydrog%C3%A8ne%20d%C3%A9carbon%C3%A9%20en%20France.pdf>, zuletzt geprüft am 2021 01 2021.
- Ministero dello sviluppo economico (2020): Strategia Nazionale Idrogeno Linee Guida Preliminari. Online verfügbar unter

- [https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia Nazionale Idrogeno Linee guida preliminar i\\_nov20.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/Strategia_Nazionale_Idrogeno_Linee_guida_preliminar_i_nov20.pdf), zuletzt geprüft am 20.04.2021.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Wehling, A.; Dannenberg, E.; Gladien, J.; Stötzel, M.; Möhrke, F.; Ortloff, F.; Kratz, F. (2018): Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21. Abschlussbericht. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/transformationen-treibhausgasneutralitaet-1810mueller.pdf>.
- National Library of Medicine (2022): PubChem - Compound Summary Ammonia. Online verfügbar unter <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Ammonia>, zuletzt geprüft am April 2022.
- NDR Norddeutscher Rundfunk. (21.09.2022a): Baubeginn für erstes LNG-Terminal in Lubmin. In: NDR. Online verfügbar unter <https://www.ndr.de/nachrichten/mecklenburg-vorpommern/Baubeginn-fuer-erstes-LNG-Terminal-in-Lubmin,lubmin628.html>, zuletzt geprüft am 06.10.2022.
- NDR Norddeutscher Rundfunk. (23.09.2022b): Baubeginn in Brunsbüttel: Die ersten Schritte zum LNG-Terminal. Online verfügbar unter <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Baubeginn-in-Brunsbuettel-Die-ersten-Schritte-zum-LNG-Terminal,lngterminal136.html>, zuletzt geprüft am 06.10.2022.
- NetConnect (2021): NetConnect Germany. Online verfügbar unter <https://www.net-connect-germany.de/de-de/>, zuletzt geprüft am 27.07.2021.
- Nord Stream 2 AG (2021): Construction. Nord Stream 2. Online verfügbar unter <https://www.nord-stream2.com/construction/overview/>.
- Norrgård, J. (2018): LNG terminals – land-based vs. floating storage and regasification technology. Online verfügbar unter <https://www.wartsila.com/insights/article/lng-terminals-land-based-vs-floating-storage-and-regasification-technology>, zuletzt geprüft am April 2022.
- Norwegian Centres of Expertise (NCE): Norwegian future value chains for liquid hydrogen. Norwegian Centres of Expertise (NCE).
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy; Norwegian Ministry of Climate and Environment (2020): The Norwegian Government's Hydrogen Strategy. Online verfügbar unter <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/hydrogenstrategien-engelsk.pdf>.
- NRW.Energy4CLIMATE: IN4Climate.nrw. Der Thinktank für die klimaneutrale Industrezukunft. Impulse für NRW und darüber hinaus. Online verfügbar unter <https://www.in4climate.nrw/>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- NRW.Energy4CLIMATE (2021): CO<sub>2</sub> in einer klimaneutralen Grundstoffindustrie: Infrastrukturanforderungen für NRW. Ein Diskussionspapier der Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. Gelsenkirchen. Online verfügbar unter [https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Nachrichten/2021/Diskussionspapier\\_CO2\\_Carbon\\_Management/in4climatenrw-diskussionspapier-co2-in-klimaneutraler-grundstoffindustrie.pdf](https://www.in4climate.nrw/fileadmin/Nachrichten/2021/Diskussionspapier_CO2_Carbon_Management/in4climatenrw-diskussionspapier-co2-in-klimaneutraler-grundstoffindustrie.pdf), zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- Oberle, S.; Neuwirth, M.; Gnann, T.; Wietschel, M. (voraussichtlich 2022/23): Can industry keep the German natural gas distribution network alive? Future development of the gas network in a decarbonized world. In: Utilities Policy.
- Panos, K. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Berlin, Heidelberg, Germany: Springer.
- PricewaterhouseCoopers (2021): HyWay 27: Hydrogen transmission using existing natural gas grid? Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. Online verfügbar unter

- [https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/490518/hyway27\\_final\\_report\\_uk\\_210630.pdf](https://energycentral.com/system/files/ece/nodes/490518/hyway27_final_report_uk_210630.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Purr, K.; Günther, J.; Lehmann, H.; Nuss, P. (2021): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE-Studie. 2. Auflage. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Rabindran, P.; Cote, H.; Winning, I. G. (2011): Integrity Management Approach to Reuse of Oil and Gas Pipelines for CO<sub>2</sub> Transportation.
- Ragwitz, M.; Müller-Kirchenbauer, J.; Klaußen, B.; Graf, M.; Herrmann, U.; Nolden, C.; Jiang, D.; Hurtig, K. (2022): Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland. Verfasst im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). Online verfügbar unter [https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Gutachten\\_Gasversorgungssicherheit\\_bei\\_unterbrochener\\_Versorgung\\_aus\\_Russland\\_Fraunhofer\\_TUBerlin\\_14072022.pdf](https://www.ieg.fraunhofer.de/content/dam/ieg/deutsch/dokumente/pressemitteilungen/Gutachten_Gasversorgungssicherheit_bei_unterbrochener_Versorgung_aus_Russland_Fraunhofer_TUBerlin_14072022.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Reuß, M.; Grube, T.; Robinus, M.; Preuster, P.; Wasserschied, P.; Stolten, D. (2017): Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply-chain model. In: Applied Energy, S. 290–302.
- Reuters Media. (06.09.2022): Russian gas flows to EU via Ukraine remain stable, Nord Stream stays shut. In: Reuters Media. Online verfügbar unter <https://www.reuters.com/business/energy/russian-gas-flows-eu-via-ukraine-remain-stable-nord-stream-stays-shut-2022-09-06/>, zuletzt geprüft am 14.10.2022.
- Robinus, M.; Linßen, J. F.; Grube, T. (2018): Comparative analysis of infrastructures: hydrogen fueling and electric charging of vehicles. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag.
- Ruppert, J. (2019): CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei der Zementherstellung. Workshop CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in NRW. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.vdz-online.de/fileadmin/Forschung/1.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- RWE (2021): GET H<sub>2</sub>: Sieben Unternehmen wollen Basis einer europäischen Infrastruktur für grünen Wasserstoff schaffen. Online verfügbar unter <https://news.rwe-gasstorage-west.com/de/get-h2-sieben-unternehmen-wollen-basis-einer-europaeischen-infrastruktur-fuer-gruenen-wasserstoff-schaffen/>, zuletzt geprüft am 06.10.2021.
- Savcenko, K.; Hornby, G. (2020): The future of European gas after Groningen. Natural gas special report February 2020. Online verfügbar unter <https://www.spglobal.com/commodityinsights/plattscontent/assets/files/en/specialreports/naturalgas/groningen-european-gas-report.pdf>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Schiffer, H.-W. (2019): Energiemarkt. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Schmidt-Hattenberger, C. (2019): CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland - Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin. Online verfügbar unter <https://www.vdz-online.de/fileadmin/Forschung/4.pdf>, zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- Schmitz Kabel (2021): Technisches Datenblatt - Erdkabel Starkstromkabel. Online verfügbar unter <https://schmitz-kabel.de/erdkabel-starkstromkabel-nyy-j-nyy-o/>, zuletzt geprüft am September 2021.
- Scholten, K. F.; Dörr, H.; Werschy, M. (2018): DVGW Forschung - Abschlussbericht - Mögliche Beeinflussung von Bauteilen der Gasinstallation durch Wasserstoffanteile im Erdgas unter Berücksichtigung der TRGI.
- Sekkesæter, Ø. (2019): Evaluation of Concepts and Systems for Marine Transportation of Hydrogen.
- Sensfuß, F.; Lux, B.; Bernath, C.; Kiefer, C.; Pfluger, B.; Kleinschmitt, C.; Franke, K.; Deac, G.; Brugger, H.; Fleiter, T.; Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea; Pia, M.; Neuwirth, M.; Wietschel, M.; Gnann, T.; Speth, D.; Krail, M.; Mellwig, P.; Blöhmer, S.; Tersteegen, B.; Maurer, C.; Ladermann, A.; Dröscher, T.; Willemsen, S.; Müller-



- Kirchenbauer, J.; Giehl, J.; Hilaire, M.; Schöngart, S.; Kurre, A.; Hollnagel, J.; Mikulicz-Radecki, F. von (2021): Langfristszenarien 3. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Kurzbericht: 3 Hauptszenarien. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Serpa, J.; Morbee, J.; Tzimas, E. (2011): Technical and Economic Characteristics of a CO2 Transmission Pipeline Infrastructure. Netherlands: European Commission.
- Shell (2021): Zur Sache: Inbetriebnahme von Europas größter PEM-Wasserstoff-Elektrolyse. Online verfügbar unter <https://www.shell.de/medien/zur-sache/shell-startet-europas-groesste-pem-wasserstoff-elektrolyse.html>, zuletzt geprüft am 06.10.2021.
- Shell (2022): Liquefied Natural Gas. Online verfügbar unter <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/liquefied-natural-gas-lng.html>, zuletzt geprüft am März 2022.
- Shell Deutschland und Wuppertal Institut (2017): Wasserstoff-Studie - Energie der Zukunft? - Nachhaltige Mobilität durch Brennstoffzelle und H2. Online verfügbar unter [https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647\\_Wasserstoff-Studie.pdf](https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6647/file/6647_Wasserstoff-Studie.pdf), zuletzt geprüft am Juni 2021.
- Shiryaevskaya, A.; Mazneva, E. (27.08.2018): Bloomberg. Why the World Worries About Russia's Natural Gas Pipeline. Online verfügbar unter <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-08-27/why-world-worries-about-russia-s-natural-gas-pipeline-quicktake?leadSource=verify%20wall>.
- Siegemund, S.; Trommler, M.; Zinnecker, V. (2018): LNG als alternativer Kraftstoff im Straßengüterverkehr: Handlungsempfehlungen zur Beschleunigung der Marktentwicklung. Berlin.
- Simon, F. (23.January.2019): EU continues to support France-Spain gas link, despite setback. In: EURACTIV. Online verfügbar unter <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-continues-to-support-france-spain-gas-link-despite-setback/>, zuletzt geprüft am December 2020.
- Simon, F. (23.01.2019): Regulators reject key section of planned France-Spain gas pipeline. In: EURACTIV. Online verfügbar unter <https://www.euractiv.com/section/energy/news/regulators-kill-key-section-of-planned-france-spain-gas-pipeline/>, zuletzt geprüft am 30.09.2022.
- Snam S.p.A. (2020): SNAM: HYDROGEN BLEND DOUBLED TO 10% IN CONTURSI TRIAL. Online verfügbar unter [https://www.snam.it/en/Media/news\\_events/2020/Snam\\_hydrogen\\_blend\\_doubled\\_in\\_Contursi\\_trial.html](https://www.snam.it/en/Media/news_events/2020/Snam_hydrogen_blend_doubled_in_Contursi_trial.html), zuletzt geprüft am 23.04.2021.
- Statista (2021a): Anzahl der Unternehmen im Gasmarkt in Deutschland nach Bereichen im Dezember 2020. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37976/umfrage/anzahl-der-gasversorger-in-deutschland-im-jahr-2008/>, zuletzt geprüft am 02.07.2021.
- Statista (2021b): Verteilung der Erdgasbezugsquellen Deutschlands im Jahr 2019. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151871/umfrage/erdgasbezug-deutschlands-aus-verschiedenen-laendern/>, zuletzt geprüft am 19.04.2021.
- Stiftung Klimaneutralität; Agora Energiewende; Agora Verkehrswende; Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. (BDI); Deutsche Energie-Agentur GmbH; Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Vergleich der "Big 5" Klimaneutralitätsszenarien. Online verfügbar unter [https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich\\_final.pdf](https://ariadneprojekt.de/media/2022/03/2022-03-16-Big5-Szenarienvergleich_final.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2022.
- Stiftung Umweltenergierecht (2022): Wärmeplanung und Gaskonzessionen. Eine Untersuchung der bestehenden kommunalen Spielräume in der Wärmeplanung unter besonderer Berücksichtigung von Wärmenetzen. Online verfügbar unter <https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp->

[content/uploads/2022/03/Stiftung\\_Umweltenergierecht\\_Senders\\_Waermeplanung-und-Gaskonzessionen\\_2022-03-30.pdf](#), zuletzt geprüft am 17.08.2022.

Susanne Tappe, N. L.; Rehrmann, M. (23.09.2022): Welche Perspektive haben die LNG-Terminals im Norden? In: NDR. Online verfügbar unter <https://www.ndr.de/nachrichten/info/Welche-Perspektive-haben-die-LNG-Terminals-im-Norden,lngterminals104.html>, zuletzt geprüft am 14.10.2022.

Sziklai, B. R.; Kóczy, L. Á.; Csércsik, D. (2020): The impact of Nord Stream 2 on the European gas market bargaining positions. In: Energy Policy, 144, S. 111692.

Tank Storage (2021): World's first liquefied hydrogen terminal complete. Online verfügbar unter <https://www.tankstoragemag.com/2021/01/25/worlds-first-liquefied-hydrogen-terminal-complete/>, zuletzt geprüft am April 2022.

Tatiana Mitrova, V. Y.: Russia's Energy Strategy - 2035: Struggling to Remain Relevant, Russie. Nei. Reports, No. 28. Ifri.

Teleglas - Glasfasersysteme: Leitfaden zur Leerrohrmitverlegung - Leerrohre verlegen - aber richtig. Der Weg zur FTTH-Erschließung in Landkreisen und Kommunen. Management Consulting GmbH.

TenneT Germany (2021): North Sea Wind Power Hub. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/our-key-tasks/innovations/north-sea-wind-power-hub/>, zuletzt geprüft am 06.04.2021.

Terlouw, W.; Peters, D.; van Tilburg, J.; Schimmel, M.; Berg, T.; Cihlar, J.; Mir, G. U. R.; Spöttle, M.; Staats, M.; Lejaretta, A. V.; Buseman, M.; Schenkel, M.; van Hoorn, I.; Wassmer, C.; Kamensek, E.; Fichter, T. (2019): Gas for Climate. The optimal role for gas in a net zero emissions energy system. Online verfügbar unter <https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2020/03/Navigant-Gas-for-Climate-The-optimal-role-for-gas-in-a-net-zero-emissions-energy-system-March-2019.pdf>, zuletzt geprüft am 18.08.2022.

The Oxford Institute for Energy Studies (2018a): Norwegian Gas Exports: Assessment of resources and Supply to 2035.

The Oxford Institute for Energy Studies (2018b): The Great Dutch Gas Transition.

TKI Nieuw Gas (2020): Overview of Hydrogen Projects in the Netherlands. Online verfügbar unter <https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/Overview%20Hydrogen%20projects%20in%20the%20Netherlands%20versie%201mei2020.pdf>, zuletzt geprüft am 06.04.2021.

Trading Hub Europe (2021): Trading Hub Europe > Unternehmen > Portrait & Gesellschafter. Online verfügbar unter <https://www.tradinghub.eu/de-de/Unternehmen/Portrait-Gesellschafter>, zuletzt geprüft am 07.10.2022.

Trans Adriatic Pipeline: TAP Starts Transporting First Gas. Online verfügbar unter <https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-starts-transporting-first-gas>, zuletzt geprüft am April 2021.

TransnetBW GmbH: Suedlink - Gleichstrom Erdkabel - Für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung. TransnetBW GmbH.

Transport Community: Transport Community. Online verfügbar unter <https://www.transport-community.org/>, zuletzt geprüft am 28.01.2021.

Tuschinski, M. (2021): Gebäude Energie Gesetz (GEG) 2020 - Kompakt und Praktisch. Online verfügbar unter [https://geg-info.de/geg\\_praxishilfen/M. Tuschinski GEG 2020 kompakt und praktisch.pdf](https://geg-info.de/geg_praxishilfen/M._Tuschinski_GEG_2020_kompakt_und_praktisch.pdf), zuletzt geprüft am Januar 2021.

TÜV Süd (2021): DIN ISO 55001 für Asset Managementsysteme. Online verfügbar unter <https://www.tuvsud.com/de-de/dienstleistungen/auditierung-und-zertifizierung/asset-management-iso-55001>, zuletzt geprüft am 15.09.2021.

- U.S. Department of Energy (2006): Potential roles of ammonia in a hydrogen economy. A Study of Issues Related to the Use Ammonia for On-Board Vehicular Hydrogen Storage. U.S. Department of Energy.
- Umweltbundesamt (2018): Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland - Kurzstudie.
- Umweltbundesamt (2019a): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Umweltbundesamt.
- Umweltbundesamt (2019b): Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue\\_studie\\_cc\\_36-2019\\_wege\\_in\\_eine\\_ressourcenschonende\\_treibhausgasneutralitaet\\_auflage2\\_juni-2021.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/rescue_studie_cc_36-2019_wege_in_eine_ressourcenschonende_treibhausgasneutralitaet_auflage2_juni-2021.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Umweltbundesamt (2019c): Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG). Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Umweltbundesamt (2021a): Carbon Capture and Storage. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#grundlegende-informationen>, zuletzt geprüft am 14.02.2022.
- Umweltbundesamt (2021b): Der Europäische Emissionshandel. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels>, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- Umweltbundesamt (2022): Treibhausgasminderungsziele Deutschlands. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#undefined>, zuletzt geprüft am 30.09.2022.
- Umweltbundesamt; Deutsche Emissionshandelsstelle (2021): Nationalen Emissionshandel verstehen. Online verfügbar unter [https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen\\_node.html](https://www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/nEHS-verstehen/nehs-verstehen_node.html), zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- van Gerwen, R.; Eijgelaar, M.; Bosma, T. (2019): Hydrogen in the electricity value chain DNV. Online verfügbar unter <https://www.dnv.com/publications/hydrogen-in-the-electricity-value-chain-225850>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- van Rossum, R.; Jens, J.; La Guardia, G.; Wang, A.; Kühnen, L.; Overgaag, M. (2022): European Hydrogen Backbone. A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES. Online verfügbar unter <https://www.ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (2020): Netzentwicklungsplan Gas 2020 - 2030. Online verfügbar unter <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>, zuletzt geprüft am 28.01.2021.
- Viessmann (2021): Klimaneutral heizen mit Wasserstoff. Online verfügbar unter <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/klimaneutral-heizen-mit-wasserstoff.html>, zuletzt geprüft am Oktober 2021.
- Vladimir Kutcherov; Maria Morgunova; Valery Bessel; Alexey Lopatin. (2020): Russian natural gas exports: An analysis of challenges and opportunities. In: ELSEVIER.

- VNG Gasspeicher (2019): H2-Forschungskaverne. Online verfügbar unter <https://www.vng-gasspeicher.de/documents/10184/162174/Pressemitteilung+zum+Energiepark+BDL/d05099c1-3ef7-4323-943c-23891f3b4cf1>, zuletzt geprüft am 06.10.2021.
- Wachsmuth, J.; Michaelis, J.; Neumann, F.; Wietschel, M.; Duscha, V.; Degünther, C.; Köppel, W.; Zubair, A. (2019): Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15\\_cc\\_12-2019\\_roadmap-gas\\_2.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-04-15_cc_12-2019_roadmap-gas_2.pdf), zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Wang, A.; Jens, J.; Mavins, D.; Moutak, M.; Schimmel, M.; van Kees; Leun, d.; Peters, D.; Buseman, M. (2021): EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE. Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen. Online verfügbar unter <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2022/01/Analysing-the-future-demand-supply-and-transport-of-hydrogen.pdf>, zuletzt geprüft am 17.08.2022.
- Wärtsilä (2018): Small- and medium scale LNG Terminals. Wärtsilä.
- Weingart, M. (2021): Die (Übergangs-) Regulierung von Wasserstoffnetzen im neuen EnWG 2021. Online verfügbar unter <https://raue.com/aktuell/branchen/energie-und-klimaschutz/energie/die-uebergangs-regulierung-von-wasserstoffnetzen-im-neuen-enwg-2021/>, zuletzt geprüft am 18.08.2022.
- Weltenergieerat (2020): International Hydrogen Strategies. Online verfügbar unter <https://www.weltenergieerat.de/international-hydrogen-strategies/>, zuletzt geprüft am 25.01.2021.
- Wettengel, J. (2018): Gas pipeline Nord Stream 2 links Germany to Russia, but splits Europe. Online verfügbar unter <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/gas-pipeline-nord-stream-2-links-germany-russia-splits-europe>, zuletzt geprüft am 14.10.2022.
- Wietschel, M.; Zheng, L.; Arens, M.; Hebling, C.; Ranzmeyer, O.; Schaadt, A.; Hank, C.; Sternberg, A.; Herkel (2021): Metastudie Wasserstoff - Auswertung von Energiesystemstudien. Studie im Auftrag des Nationalen Wasserstoffrats. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE; Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG.
- Witsch, K. (2022): „Bis zu 25 Prozent des Einkommens für Gas“: Experten warnen vor dem Winter. Online verfügbar unter <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/gaspreise-bis-zu-25-prozent-des-einkommens-fuer-gas-experten-warnen-vor-dem-winter/28708316.html>, zuletzt geprüft am 29.09.2022.
- Witte, K. (2019): Sci4Climate.nrw - CCS-Akzeptanzforschung: Learnings aus dem Kraftwerksbereich. Online verfügbar unter [https://www.vdz-online.de/fileadmin/Forschung/8\\_V2.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/Forschung/8_V2.pdf), zuletzt geprüft am 27.10.2021.
- Zweckverband Breitbandversorgung Schwarzwald-Baar (2019): Information zum Verlegen eines Leerrohres. Online verfügbar unter <https://www.breitband-sbk.de/wp-content/uploads/2019/07/Informationsblatt-Leerrohr.pdf>, zuletzt geprüft am October 2021.

## A Treiber-Hemmnisse-Listen für Multi-Impuls-Modelle der Nutzung, des Ausbaus und Aufbaus von Gasinfrastrukturen in Deutschland

Im Rahmen der Analyse werden zwei Arten von Einflussparametern unterschieden: Einflüsse auf den zügigen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft allgemein und Einflüsse für den Aufbau einer leitungsgebundenen Infrastruktur mit Fokus auf der Transportnetzebene. Es ist davon auszugehen, dass ein zügiger Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in der Tendenz die Netzentwicklung von Wasserstoffnetzen begünstigen wird. Da der leitungsgebundene Transport eine von mehreren Transportoptionen ist, werden im zweiten Schritt diejenigen Faktoren benannt, die explizit diese Transportform fördern oder hemmen.

**Tabelle 33** Treiber-Hemmnisse-Liste für Multi-Impuls-Modell des Ausbaus und Nutzung einer Methantransportinfrastruktur in Deutschland

Faktor	Maßnahme	Wirkung <sup>34</sup>	Bedeutung	
Regulativer Push	Treiber	Berücksichtigung im Gas-Netzentwicklungsplan (Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas, 2020)	◐	Einige der Maßnahmen betreffen nicht direkt die Gasinfrastruktur (z. B. Kohle- und Kernenergieausstieg, Verbot für Ölkessel, fehlende Zertifikate, usw.). Sie haben jedoch einen wichtigen Einfluss auf die Gasnachfrage, die wiederum einen großen Einfluss auf die Infrastruktur der Zukunft hat. Der Kohle- und Kernenergieausstieg hat einen Einfluss auf die kurz- mittelfristige Gasnachfrage, da Kohle und Kernkraft den größten Teil der Grundlast abdecken und dieser nicht so schnell durch erneuerbare Energie ersetzt werden kann. Daher werden diese Maßnahmen hier auch erwähnt. Zusammenfassend lässt sich daher sagen, dass die Hemmnisse jedoch eine deutlich
		Well-to-Wheel Ansatz bei Maut	●	
		Energiesteuerermäßigung für Erdgas als Kraftstoff (Klukas, et al., 2017)	○	
		Mautbefreiung für Erdgas-LKW (Klukas et al. 2017; Siegemund et al. 2018)	○	
		Kohle- und Kernausstieg (BMW, 2020) (BMW, 2014)	●	
		Verbot für neue Öl Kessel Installation ab 2026 (GEG 2020) (Tuschinski, 2021)	●	
	Hemmnisse	Keine bestimmte Definierung der EE-Gas im EnWG und EEG	●	
		Fehlende Zertifikate für EE-Methan (z. B. Guarantees of Origin)	●	
		Methanemissionen bei E&P (Exploitation and Production) (International Energy Agency (IEA), 2021)	●	

<sup>34</sup> Starke Wirkung | Mittlere Wirkung | Schwache Wirkung → ● | ◐ | ○

Faktor	Maßnahme	Wirkung <sup>34</sup>	Bedeutung	
	Es gibt keine spezifische Definition, wer die PtG-Anlagen betreiben soll (Strom-DSO/TSO oder Gas-DSO/TSO)	●	höhere Bedeutung haben als die wesentlichen Treiber.	
Zivilgesellschaftlicher Push	Treiber	Unterstützung für Energie- und Klimaziele (Umweltbundesamt (UBA), 2021)	Teilweise gab es Kritik an neuen Pipeline-Projekten, die jedoch durch Aufklärung über die Bedeutung von grünen Gasen entschärft werden könnte. In der öffentlichen Meinung überwiegen aktuell die Hemmnisse.	
		CO2-neutrales „Image“		
		Lokale Partizipation (Wertschöpfung) der Bevölkerung (Biogasanlagen, Verflüssigung, Kopplung mit PtG-Anlagen, Tankstellen)		
		Wenige Probleme an Bau der Erdgaspipeline als Stromleitung		
		Verringerung lokaler Emissionen (Erdgas-Fahrzeug (Kröger und Köppel 2018) (dena 2018b)		
	Hemmnisse	Schlechtes Image der Gaspipelines in der Gesellschaft (Staude, 2020) (Environmental Justice Atlas, 2019)		○
		Die Präferenz von Zivilgesellschaft für die Investition in erneuerbare Quellen statt in Gaspipelines (Staude, 2020) (Environmental Justice Atlas, 2019)		○
Methanschlupf (International Energy Agency (IEA), 2021)		◐		
Technology Push	Treiber	Entwicklung innovativer Methanisierungsverfahren für PtG-Anlagen (BDEW, 2020)	Das Gasnetz ist in Deutschland gut ausgebaut. Die maximale Nutzung der bereits vorhandenen Gasinfrastruktur würde also dazu beitragen, die Investitionskosten für die Energiewende zu senken. Wasserstoff kann bereits in der bereits bestehenden Pipeline transportiert werden (max. 20 Vol.-%). Zudem können die Verbesserungen bei der Abtrennung von Wasserstoff aus einem Methan-H <sub>2</sub> -Gemischs dazu beitragen, das bestehende Netz weiter auszubauen.	
		Entwicklung von Abtrennverfahren für Erdgas/Wasserstoffgemische		
		Erhöhung der installierten Leistung für Wind und PV in Verbindung mit Rückfahren der gesicherten Leistung		
		Hohe Dispatch-Kosten für Wind und PV können zur Installation der Elektrolysen zu führen		
	Hemmnisse	Wenig installierte Leistungen für Elektrolyseur und PtG Anlagen (BDEW, 2020)		●
		Hohe Erzeugungskosten bei lokaler Biomethan oder EE-Methan (Heneka et al. 2020)		●

Faktor	Maßnahme	Wirkung <sup>34</sup>	Bedeutung	
<b>Demand Pull</b>	<b>Treiber</b> Strategische Ausrichtung der Industrie, des Gewerbes und des Verkehrs (Arbeitsplätze, Wettbewerbsfähigkeit, H2-Readiness) Langfristige Investitionen durch Änderung der Prozesse und Infrastruktur mit langen Abschreibezeiten (Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas , 2020) (BMW, 2020) (BMW, 2014) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut , 2019) (Tuschinski, 2021)	●	Einige der energiestrategischen Ausrichtungen, die die deutsche Regierung verfolgt, würden wahrscheinlich in naher Zukunft Auswirkungen auf das Gastransportnetz haben. Die Nachfrage nach Kapazitätserweiterungen für zusätzliche Gaskraftwerke könnten aufgrund des Kohle- und Atomausstiegs steigen. Darüber hinaus ist der Fuel Switch auch in einigen der Schwerindustrien angedacht und geplant. Zum Beispiel wird Kohle auch in der Stahlindustrie, die zu den Schwerindustrien mit hohen Treibhausgasemissionen gehört, in großem Umfang eingesetzt. Dies könnte sich in Zukunft auch auf den Gasbedarf auswirken. Effiziente Sektorenkopplung und das Erreichen von Energieeffizienzzielen können ebenfalls als wichtige Treiber für den Gasbedarf angesehen werden. Andererseits ist die Switch auf eine brennstofffreie Energieversorgung im Raumheizung und Prozesswärme bis zum mittleren Temperaturniveau ein wichtiges Hindernis für den Gasbedarf.	
		●		
		●		
		●		
		●		
		●		
		●		
		●		
		○		
		<b>Hemmnisse</b>		Sinkendes Ölpreisniveau
	Niedrige Strompreise (im Bestand)			●
	Hohe Erzeugungskosten im Vergleich zu Konkurrenz Kosten Energie bei lokaler Biomethan-Erzeugung oder EE-Methan			●
	Hohe Sanierungsrate und Sanierungsqualität (dena, 2018)			●

Faktor	Maßnahme	Wirkung <sup>34</sup>	Bedeutung	
	Hoher Anteil der direkten Elektrifizierung in Industrie, Gewerbe und Wärmemarkt (dena, 2018)	●		
	Aufbau von Fern- und Nahwärmenetzen (insbesondere Aufbau von Kaltwärmenetzen)	●		
Vision Pull	Treiber	CO <sub>2</sub> -neutrales „Image“ von Industrie, Gewerbe, Verkehr bei Umstellung auf EE-Methan	Deutschland und die EU haben ehrgeizige Ziele, um bis 2050 Kohlenstoffneutralität zu erreichen. Ein THG-neutraler Umbau ist daher in allen Bereichen sehr wichtig. Um dieses Ziel zu erreichen, spielt die Gasinfrastruktur eine Schlüsselrolle. Die Vision der FNBS in Deutschland und die Vision von ENTSO-G gehen in die gleiche Richtung. Um die Energieversorgung zu diversifizieren, könnte die Gasinfrastruktur entscheidend sein, da grünes Methan in Zukunft über Pipelines aus den Nachbarländern importiert werden können. Außerdem könnte bis zu einem gewissen Grad Wasserstoff eingemischt werden, was bei kostengünstigen Abtrennverfahren sogar Wasserstoffanwendungen zulässt. Die Treiber überwiegen hier.	
		Diversifizierung der Energieversorgung		●
		Mitbenutzung & Umwidmung der Erdgasinfrastruktur für Wasserstoff (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2020) (Müller-Syring, et al., 2018)		●
		Methan als Brücke für die Langfristige Dekarbonisierung nutzen		●
	Hemmnisse	(Untertägige) CO <sub>2</sub> -Speicherung		●
		Intention zur Erhöhung der Sanierungsrate (mindestens 2%; derzeit 0,8% - 1%) im Gebäudesektor (DIW Berlin, 2011)		●
Anreiz Pull	Treiber	Anreizprogramm für energieeffiziente LKW (Rathmann, 2020) (Zukunft Erdgas, 2020) (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020)	○	
		CO <sub>2</sub> -Bepreisung fossiler Energieträger (EWI, E.ON ERC, 2019)	●	
		Förderung für den Austausch von Ölheizkesseln (GEG) (Tuschinski, 2021)	●	
		THG-Quotenanrechnung (z. B. von Biomethan aus Abfallstoffen) (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2017) (Bundesministerium für Umwelt NuR (BMU), 2020)	●	



Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>34</sup>	Bedeutung
	<b>Hemmnisse</b>	Keine Fördersysteme für Bio-Methan und EE-Methan	○	
<b>International</b>	<b>Treiber</b>	Diversifizierung der Energieversorgung	◐	Die Strategien der europäischen Länder sowie der Export/Import-Länder sind sehr wichtig, um die Auswirkungen auf das deutsche Gastransportnetz zu sehen. Einerseits wird aufgrund der H2-Strategien einiger Länder erwartet, dass der Gasbedarf dort sinkt. Andererseits planen einige Länder (z. B. Russland und Norwegen) kurz- bis mittelfristig weiterhin hohe Erdgaslieferungen nach Deutschland. Sowohl die Treiber als auch die Hemmnisse haben eine gleich große Bedeutung.
		Ambitionierte Ziele des EU Green Deals (European Commission)	●	
		Norwegens kurz- und langfristige Pläne sehen vor, dass grünen H2 mit EE-Methan in bereits bestehende Transportnetz-Pipelines zu mischen und nach Nordwesteuropa zu schicken (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020)	●	
		Geplante Pipelines (Endpunkt Italien) für südliche Gaskorridore (TAP, EastMED, Galsi) (ENTSOG, 2020) (Trans Adriatic Pipeline)	●	
		Russlands Pläne, den Gasfluss in die EU in Zukunft zu erhöhen (Russian natural gas exports: An analysis of challenges and opportunities, 2020) (Tatiana Mitrova, 2019)	●	
	Erschließung neuer Bezugsquelle (z. B. Vorzeitige Schließung des Gröninger Gasfeldes) (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019)	●		
	<b>Hemmnisse</b>	H2 Strategie der Niederlande	●	
		H2 Strategie von Norwegen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020)	●	
		Frankreichs Pläne, die Gasinfrastruktur in Zukunft weniger zu nutzen (European Commission, DG ENER, November 2018)	●	
		US Sanktionen gegen Nord Stream 2 Pipeline Projekt (Shiryayevskaya, 2019) (The impact of Nord Stream 2 on the European gas market bargainingpositions, 2020)	●	
<b>Sektorintern (Akteure)</b>	<b>Treiber</b>	Fernleitungsnetzbetreiber, teilweise Verteilnetzbetreiber	●	Insbesondere FNB sind aktive Akteure zu dem Ausbau und Nutzung einer Methantransportinfrastruktur.
	<b>Hemmnisse</b>			

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

**Tabelle 34 Einflussfaktoren für den allgemeinen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft**

	Treiber	Hemmnisse
Regulativer Push	CO <sub>2</sub> -Preis und EU-ETS verteuern fossile Energieträger in der Zukunft (BMU, 2020)	Beihilferechtliche Rahmenbedingungen (mit Blick auf höhere Betriebskosten in Chemie und Stahl-Industrie) in EU-Recht müssen noch geklärt werden (BMW <sub>i</sub> , 2020)
	-	Entflechtungsrecht (Trennung von Netzbetrieb und Erzeugung durch Entflechtungs-Vorgaben) (BMW <sub>i</sub> , 2021)
Zivilgesellschaftlicher Push	Laufende Projekte befassen sich mit der Akzeptanz von Wasserstoff-Anwendungen (SALCOS)	Geringer Ausbau von EE-Strom durch Akzeptanzprobleme (BMW <sub>i</sub> , 2020)
	Akzeptanz in der Gesellschaft bei Ausbau der Erneuerbaren Energien (Agentur für Erneuerbare Energiem (AEE), 2021)	Unfälle/Negativereignisse könne die Akzeptanz in der Bevölkerung gefährden, Vertrauen muss erst aufgebaut werden (BMW <sub>i</sub> , 2020)
	Elektrolyseure treten nicht dominant im Alltagsbild hervor (Köppel, et al., 2017)	-
	Lokale Partizipation der Bevölkerung (Windparks, Elektrolyse) (Ostwind-Bürgerbeteiligung)	-
Technology Push	Skaleneffekte und technologischer Fortschritt bei Elektrolyse (BMW <sub>i</sub> , 2020)	Fehlende Qualitätsinfrastruktur (Messmethoden zur Überwachung und Zertifizierung, regulatorische Verankerung) (BMW <sub>i</sub> , 2020)
	Entwicklung neuer innovativer Anwendungstechnologien wie Stahl-Direktreduktion, umstellbare Erdgas/H <sub>2</sub> -Heizgeräte, 100 % H <sub>2</sub> -Heizgeräte (SALCOS; Workcester-Bosch)	Restriktionen bei der Beimischung von Wasserstoff in die Gasnetze (Deutscher Bundestag, 2019)
	Alternative Erzeugungsverfahren wie die Methanpyrolyse (BASF)	Geringer Ausbaustand der Tankstelleninfrastruktur für LKW/ Nutzfahrzeuge (Fraunhofer ISI; Fraunhofer IML; PTV Group, 2017)
Demand Pull	Starke Bedarfssteigerung an THG-neutralem Wasserstoff durch Dekarbonisierung der Industrie (Raffinerien als First Mover, Ammoniakproduktion, Stahl-Direktreduktion) (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020; BMW <sub>i</sub> , 2020; GET H <sub>2</sub> Nukleus)	Grüner Wasserstoff noch nicht wirtschaftlich (durch niedrige Kosten fossiler Alternativen) (BMW <sub>i</sub> , 2020)
	Mäßige Bedarfssteigerung durch Dekarbonisierung im Verkehrssektor (Schwerlastverkehr, Luftfahrt, Schifffahrt)	-

	Treiber	Hemmnisse
	(Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020; BMWi, 2020)	
Vision Pull	Ambitionierte Klimaziele der EU (Green Deal) (BMWi, 2020; Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	-
	NWS sieht Aufbau eines Wasserstoffheimmarktes mit 5 GW Elektrolyseleistung bis 2030 und weiteren 5 GW bis spätestens 2040 vor (BMWi, 2020)	-
	Wertschöpfung durch Aufbau von Produktionskapazitäten und Lieferketten, Stärkung des Maschinen- und Anlagenbaus (BMWi, 2020; Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	-
	Europäische Wasserstoffstrategie (Europäische Kommission, 2020)	-
	Diversifizierung der Energieträger, Quellen und Transportrouten trägt zu gesteigerter Versorgungssicherheit bei (BMWi, 2020)	-
Anreiz Pull	EEG-Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff (BMWi, 2021)	Deutsche Umsetzung der RED II enthält keine Anreize für Brennstoffzellenfahrzeuge (BMU, 2020)
	Ausweitung der BesAR (Besondere Ausgleichsregelung zur Begrenzung der EEG-Umlage) (BMWi, 2021)	-
	Zertifizierungsmechanismen für grünen Wasserstoff werden bereits erprobt (CertifHy) (Hinico, 2021)	-
	Zahlreiche Förderprogramme der Bundesregierung (BMWi, 2020), wie z. B. das Nationale Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP) (Projekträger Jülich (PtJ), 2020)	-
	Sonstige staatliche Anreize in Planung (z. B. CO2-Differenzierung der LKW-Maut) (BMWi, 2020)	-
	Deutsche Umsetzung der RED II sieht in bisheriger Planung eine zweifache Anrechnung für grünen Wasserstoff in Raffinerien (BMU, 2020)	-

	Treiber	Hemmnisse
International	Umstellung der Niederlande vom Erdgaslieferland auf Wasserstofflieferland trägt zu Versorgungssicherheit für H2 bei (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	Fehlende internationale Standards und Normen (BMW, 2020; Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)
	Nationale Wasserstoffstrategien von 20 Ländern weltweit (u.a. Niederlande, Frankreich, Norwegen, Italien, ...) (Weltenergieat, 2020; Government of the Netherlands, 2020; Ministero dello sviluppo economico, 2020; Ministère de l'économie des finances et de la relance, 2020; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020)	Französische und russische Produktion von Wasserstoff mit Strom aus Atomkraftwerken (Weltenergieat, 2020)
	„European Clean Hydrogen Alliance“ dient als „Investitionspipeline“ (Europäische Kommission, 2020)	Russische Produktion von Wasserstoff basierend auf Erdgas (Weltenergieat, 2020) und geringer Ausbau von erneuerbarer Energie (Caspar, et al., 2021)
	Manifest zur Entwicklung einer europäischen Wasserstoffwertschöpfungskette mittels IPCEI-Projekte (Important Project of Common European Interest) (BMW, 2020)	-
	EU CO2-Grenzausgleichssystem für Importe erhöht Druck zur Produktion von grünem Wasserstoff in Exportländern (Caspar, et al., 2021; European Parliament, 2020; European Parliament, 2021)	-
	Verschiedene Länder haben sich das Ziel gesetzt Wasserstoff-Exportland zu werden, wie z. B. Russland und Spanien (Weltenergieat, 2020)	-
Sektorintern (Akteure)	Vernetzung der Akteure (Wasserstoffregion Lausitz, Get-H2, HZwo in Sachsen, H2live für Wasserstofftankstellen, Hydrogen Europe, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Expertengruppe im russisch-deutschen Rohstoff-Forum, ...) (HyStarter; GET-H2; HZwo; H2, 2021; Hydrogen; FCH; Weltenergieat, 2020)	-

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

**Tabelle 35 Einflussfaktoren für den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur**

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>35</sup>	Bedeutung
Regulativer Push	Treiber	EnWG Novelle schafft Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze und somit Rechtssicherheit für die erste Phase des Markthochlaufs (BMW, 2021)	●	Es besteht noch großer Klärungsbedarf insbesondere bezüglich der Refinanzierung von Netzinvestitionen und des Planungsrahmens von Wasserstoffnetzen, sodass die Übergangsregulierung für Wasserstoffnetze in der EnWG Novelle ein erster Schritt ist, aber die Hemmnisse überwiegen. Die Treiber des beschleunigten Genehmigungsverfahrens und der gleiche baugesetzliche Rechtsrahmen bei Wasserstoff- und Erdgasleitungen werden erst dann wirksam, wenn der Planungsrahmen klar geregelt wurde.
		Anzeigeverfahren für Umwidmung von Erdgasleitungen, kein neues Planfeststellungsverfahren, keine Umweltverträglichkeitsprüfung à Beschleunigte Genehmigung (BMW, 2021)	○	
		Baugesetzlicher Rechtsrahmen für Neubau von Wasserstoff-Leitungen entspricht dem Rechtsrahmen für Gasleitungen (BMW, 2021)	○	
	Hemmnisse	Es wurde aktiv dagegen entschieden, den Begriff Erdgas durch Gas zu ersetzen (BMW, 2021)	●	
		Refinanzierung Netzinvestitionen noch ungeklärt (keine Quersubventionierung!) (BMW, 2021; BP; Evonik; Nowega; OGE; RWE)	●	
Langfristige Regulierung im Rahmen des EU-Rechts noch unklar (BMW, 2021)		●		
Zivilgesellschaftlicher Push	Treiber	-		Die Einbindung der Zivilgesellschaft ist ausbaufähig. Zivilgesellschaftliche Umweltorganisationen werden bisher nur teilweise in die Planungen der Wasserstoffnetze eingebunden und es sind noch keine Akzeptanzstudien zum
	Hemmnisse	Lediglich zwei zivilgesellschaftliche Umweltorganisationen waren eingeladen sich der „Clean Hydrogen Alliance“ anzuschließen (WWF, 2020)	●	

<sup>35</sup> Starke Wirkung | Mittlere Wirkung | Schwache Wirkung → ● | ● | ○

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>35</sup>	Bedeutung
				Thema Wasserstoffpipelines bekannt.
Technology Push	Treiber	Umwidmung von Erdgasleitungen kurz- bis mittelfristig kostengünstig und technisch vergleichsweise <sup>36</sup> einfach, keine neuen Verdichterstationen benötigt (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020; Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	●	Kurz- bis mittelfristig ist die Umwidmung von Erdgasleitungen vergleichsweise kostengünstig und technisch einfach. In den Niederlanden konnte bereits eine Leitung erfolgreich umgewidmet werden. Durch die Umstellung von L- auf H-Gas werden im Nordwesten von Deutschland Leitungskapazitäten frei, welche für den Transport von Wasserstoff genutzt werden könnten. Langfristig könnten hohe Investitionen für neue Verdichterstationen benötigt werden, dennoch überwiegen die Treiber im Technology Push.
		Umstellung von L- auf H-Gas (L-Gas-Leitungen für Umwidmung verfügbar) (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	●	
		Entwicklung von Abtrennverfahren für Erdgas/Wasserstoffgemische kann Import über Beimischung in Erdgaspipeline z. B. von Russland ermöglichen (Evonik, 2020)	○	
		Erste erfolgreiche umgerüstete Erdgasleitung zur Wasserstoffleitung im kommerziellen Betrieb im Südwesten der Niederlande (Gasunie, 2018)	◐	
		Langfristiger Rückgang des Erdgasbedarfs (BCG; prognos, 2018; dena, 2018)	●	
		Parallele Erdgastransportleitungen ermöglichen die Umstellung von einer Leitung auf Wasserstofftransport (Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	◐	
	Hemmnisse	Technologische Hemmnisse der Umstellung (Wasserstoffversprödung, Messung und Überwachung) (Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	○	
		Langfristig können hohe Investitionen für neue Verdichterstationen notwendig werden (Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	◐	
		Entwicklung von Abtrennverfahren für Erdgas/Wasserstoffgemische kann Ausbau einer reinen Wasserstoffinfrastruktur hemmen (Evonik, 2020)	○	

<sup>36</sup> Gegenüber anderen Wasserstofftransportoptionen sind die technischen Herausforderungen vergleichsweise gering

Faktor	Maßnahme	Wirkung <sup>35</sup>	Bedeutung	
Demand Pull	Treiber	Konkrete Planungen für Wasserstoff-Startnetz mit 1236 km Länge im NEP 2020-2030 (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	◐	Der günstigere Import über Pipelines und die längeren Transportstrecken von der Erzeugung von Wasserstoff zu den Verbraucherzentren signalisieren einen klaren Bedarf für Wasserstoffpipelines. Dies haben auch die Fernleitungsnetzbetreiber erkannt und bereits einen Plan für ein deutschlandweites Wasserstoffnetz erarbeitet. Abgesehen von den überwiegenden Treibern wirkt sich eine kurz- bis mittelfristige Zunahme des Erdgasbedarfs hemmend auf die Umstellung auf Wasserstoffnetze aus.
		Leitungsgebundener Import günstiger als Import per Schiff (Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	●	
		Integration von Kavernenspeichern (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	◐	
		Vermeidung zu hoher Wasserstoffkonzentrationen in den Verteilnetzen durch gezielte, bedarfsgerechte Beimischung in die Verteilnetze aus separater Wasserstoff-Infrastruktur (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	○	
		Geeignete Elektrolysestandorte liegen vor allem in Küstennähe und somit zumeist fernab der Verbrauchszentren (FFE Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019)	●	
		Nach der Prämisse der Technologieoffenheit sollten Gasnetze offen sein für die Einspeisung aller THG-neutraler Gase (BDEW, 2020)	○	
		Zusammenschluss von 33 Gasverteilnetzbetreibern für die Umrüstung derer Gasverteilnetze zu Wasserstoff (DVGW, 2020)	◐	
	Hemmnisse	Kurz- bis mittelfristig könnte es zu einer Steigerung des Erdgasbedarfs kommen (Unsichere Prognose der Nachfrage) (BMW, 2019)	●	
Vision Pull	Treiber	Visionäres Wasserstoffnetz der FNB (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	●	In Deutschland und Europa gibt es durch die Visionen der Fernleitungsnetzbetreiber ein klarer Pull zur leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur mit den Planungen für Wasserstoffnetze der deutschen Fernleitungsnetzbetreibern und der Initiative „European
		European Hydrogen Backbone, Deutschland als wichtiges Transitland (BMW, 2020; Enagás; Energinet; Belgium, Fluxys; Gasunie; GRTgaz; NET4GAS; OGE; ONTRAS; Snam; Swedegas; Teréga, 2020)	●	
		Integrierte Netzplanung ermöglicht Entlastung des Stromnetzes (Stichwort Nord-Süd-Engpässe) (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V., 2020)	◐	
	Hemmnisse	-		

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>35</sup>	Bedeutung
				Hydrogen Backbone“, welches eine länderübergreifende Kooperation von Fernleitungsnetzbetreibern für den Aufbau eines europäischen Wasserstoffnetzes ist. Eine integrierte Netzplanung, welche eine Entlastung der Stromnetze ermöglicht, wird angestrebt, aber konkrete Planungen sind nicht bekannt. Hemmende Faktoren konnten bisher nicht identifiziert werden.
Anreiz Pull	Treiber	-		Es konnten bisher keine Anreizfaktoren für den Aufbau einer leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur identifiziert werden.
	Hemmnisse	-		
International	Treiber	Europäisches Wasserstoff Backbone Netz vorgeschlagen von einer Initiative aus Gasfernleitungsnetzbetreibern, welches 21 Ländern mit einschließt (Jens et al. 2021)	●	Starker Treiber der internationalen Zusammenarbeit für den Aufbau eines Wasserstoffnetzes ist die Initiative der Fernleitungsnetzbetreiber zum Aufbau eines Wasserstoff Backbone Netzes, welches 21 Länder mit Wasserstoff versorgen kann. In diesem Rahmen gibt es bereits weitere
		Kooperation zwischen Deutschland und den Niederlanden zur Stärkung der niederländischen Energie-Hub Stellung und somit Erschließung einer Importroute von Wasserstoff für Deutschland (Government of the Netherlands, 2020)	◐	
		Kooperation mit Deutschland als wichtiges Element der französischen Wasserstoffstrategie mit dem Ziel verschiedener Projekte, wie z. B. mosaHYc mit einer 70 km langen Wasserstoffpipeline (Ministère de l'économie des finances et de la relance, 2020; Guidehouse, 2020)	◐	



Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>35</sup>	Bedeutung
		Erleichterte Umstellung von Erdgasleitungen für den Wasserstoffimport von Nordafrika nach Italien auf Grund von fünf parallelen Erdgasleitungen (Jens et al. 2021)	◐	Kooperationen zwischen den Niederlanden, Frankreich und Deutschland. Allerdings müssen europäische Vorschriften noch für Wasserstoff angepasst werden, aber insgesamt überwiegen die Treiber gegenüber den Hemmnissen.
	Hemmnisse	Anpassungsbedarf von europäischen Vorschriften bei der Einführung von Wasserstoff, wie z. B. die Vorschrift für wettbewerbsorientierte dekarbonisierte Gasmärkte (Europäische Kommission, 2020)	●	
		Norwegen setzt weiterhin auf leitungsgebundenen Export von Erdgas mit anschließender CO2-Sequenzierung (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020)	○	
		Russischer Fernleitungsnetzbetreiber Gazprom plant möglichst lange Erdgas zu exportieren (Caspar, et al., 2021)	○	
Sektorintern (Akteure)	Treiber	Fernleitungsnetzbetreiber, teilweise Verteilnetzbetreiber	●	Insbesondere Fernleitungsnetzbetreiber sind aktive Akteure in der Entwicklung zu einer leitungsgebundenen Wasserstoffwirtschaft.
	Hemmnisse	-		

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

**Tabelle 36 Treiber-Hemmnisse-Liste für Multi-Impuls-Modell des Aufbaus einer LNG-Infrastruktur in Deutschland**

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
Regulativer Push	Treiber	Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland (Köppel, et al., Oktober 2020)	●	Die Large Scale LNG-Infrastruktur beinhaltet LNG-Terminals (oder Hubs), die eng mit der Gasinfrastruktur verbunden sind. Treiber und Hemmnisse der Gasinfrastruktur wirken sich daher in der Regel auch auf die LNG-Infrastruktur aus. Entscheidend sind in diesem Zusammenhang insbesondere die Entwicklung der Gasnachfrage, sowie politische Entscheidungen in Bezug auf die Anzahl und Art der zukünftigen Erdgasbezugsquellen (z. B. Import von Pipelinegas aus Russland vs. Import von LNG)
		Berücksichtigung im Gas-Netzentwicklungsplan (Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas , 2020)	◐	
		Well-to-Wheel Ansatz bei Maut	●	
		Energiesteuerermäßigung für LNG als Kraftstoff (Klukas, et al., 2017)	○	
		Mautbefreiung für LNG-LKW (Klukas, et al., 2017) (Siegemund, et al., 2018)	○	
		Kohle- und Kernenergieausstieg (BMW, 2020) (BMW, 2014)	●	
	Hemmnisse	Alternative Fuels Infrastructure Directive (ENTSO, 2020)	●	Der Bereich des Small Scale LNG ist dagegen weitestgehend von der Gasinfrastruktur entkoppelt und richtet den Fokus aktuell vor allem auf den Verkehrssektor. Durch verschiedene Förderprogramme und Maßnahmen wie z. B. das EEN-Förderprogramm für energieeffiziente Lkw oder die Mautbefreiung für Erdgas-LKW ist die Zahl an LNG-Lkw und –Tankstellen in den vergangenen Jahren stark gestiegen.  Im Bereich der Large Scale-Infrastruktur fällt die Nachfrage deutlich verhaltener aus.
		Fehlende Investitionssicherheit für zukünftige LNG Projekte als Konsequenz des EU Green Deal	●	
		Fehlende Investitionssicherheit für Grüngas-Projekte (z. B. Bio-LNG) aufgrund politischer Fokussierung auf Elektrifizierung und fehlender Anrechenbarkeit (z. B. Tank-to-Wheel-Ansatz bei CO <sub>2</sub> -Flottengrenzwerten)	●	

<sup>37</sup> Starke Wirkung | Mittlere Wirkung | Schwache Wirkung → ● | ◐ | ○

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
		Methanemissionen bei E&P (Exploitation and Production) und Fahrzeugbetrieb (International Energy Agency (IEA), 2021)	●	Aufgrund der guten Verfügbarkeit von Pipelinegas in Deutschland ist das Interesse auf Kundenseite an langfristigen LNG-Lieferverträgen aktuell eher gering. Daran ändern auch verbesserte Investitionsrahmenbedingungen für LNG-Terminals nur wenig.
		Es gibt keine spezifische Definition, wer die PtG-Anlagen betreiben soll (Strom-DSO/TSO oder Gas-DSO/TSO)	○	
		Fortführung der existierenden regulatorischen Anreize offen (bspw. Fortführung der Mautbefreiung für LNG-LKW, Anreizprogramm energieeffiziente LKW)	●	
Zivilgesellschaftlicher Push	Treiber	Unterstützung für Energie- und Klimaziele (Umweltbundesamt (UBA), 2021)	◐	Der Schwerlast- und Schiffsverkehr ist ein schwieriges Feld in Bezug auf die Senkung der THG-Emissionen. Eine Umstellung von Diesel auf LNG (vorzugsweise Bio-LNG) bei LKW und Schiffen könnte helfen, die THG-Emissionen kurzfristig drastisch zu reduzieren. Demgegenüber steht jedoch eine gewisse Grundskepsis der Gesellschaft insbesondere gegenüber LNG aus Fracking Gas und den damit verbundenen Umweltauswirkungen. Auch mögliche Methanemissionen bei Förderung, Transport und ggf. Fahrzeugbetrieb trüben die Aussicht auf eine breite Akzeptanz in der Bevölkerung für LNG,
		CO <sub>2</sub> -neutrales „Image“ [16] (ENTSOG, 2020) (Russ, 2017)	○	
		Lokale Partizipation (Wertschöpfung) der Bevölkerung (Biogasanlagen, Verflüssigung, Kopplung mit PtG-Anlagen, Tankstellen)	●	
		Schnelle Verringerung der THG-Emissionen (Fernverkehr, Schifffahrt) [16] (ENTSOG, 2020)	○	
	Hemmnisse	Skepsis gegenüber LNG aus den USA (Fracking) (Russ, 2017)	●	
		Die Präferenz von Zivilgesellschaft für die Investition in erneuerbare Quellen statt in Gaspipelines und LNG	○	
		Methanschlupf (International Energy Agency (IEA), 2021)	◐	

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
Technology Push	Treiber	Entwicklung innovativer Methanisierungsverfahren für PtG-Anlagen (BDEW, 2020)	●	Eine Steigerung der Effizienz bei den LNG-Motoren, eine weitere Verringerung der Methanemissionen sowie Effizienzsteigerungen bei Small Scale Verflüssigungsanlagen sind wichtige Treiber für einen beschleunigten Markteintritt von LNG bzw. Bio- und EE-LNG.  Auf der anderen Seite stellen die geringe installierte Kapazität für PtG-Anlagen und Elektrolyseure sowie die aktuell noch zu hohen Produktionskosten von Bio-LNG und EE-LNG ein Hemmnis dar.
		Entwicklung effizienter Verbrennungsmotoren für LKW (HPDI- und SI-Technologie) (international Gas Union)	●	
		Entwicklung effizienter Verflüssigungstechnologien im Small Scale LNG Bereich (→Bio-LNG) (Köppel, et al., Oktober 2020) (Edel, et al., 2019)	●	
	Hemmnisse	Wenig installierte Leistungen für Elektrolyseur und PtG Anlagen (BDEW, 2020)	●	
		Hohe Erzeugungskosten bei lokaler Bio-LNG (Heneka, et al., 2020) (Heneka, et al., 2020)	●	
		Preiswettbewerb mit Pipeline Gas	●	
Demand Pull	Treiber	Strategische Ausrichtung der Industrie, des Gewerbes und des Verkehrs (Arbeitsplätze, Wettbewerbsfähigkeit, H2-Readiness)	●	
		Langfristige Investitionen durch Änderung der Prozesse und Infrastruktur mit langen Abschreibenzeiten (Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas, 2020) (BMW, 2020) (BMW, 2014) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2019) (Tuschinski, 2021)	●	
		Weiterer Einsatz von BHKWs zu dezentralen Strom- und Wärmeversorgung	○	

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
		Kohle zu Gas Wechsel im Energiesektor und im Stahlindustrie (Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas , 2020) (Agora Energiewende und Wuppertal Institut , 2019)	●	Kohle- und Atomausstiegs erhöhen, und Erdgas kann in einer Übergangszeit eine wesentliche Energiequelle sein. Darüber hinaus ist der Brennstoffwechsel auch in einigen Schwerindustrien sowie im Transportsektor für LNG von Bedeutung. Inwieweit die LNG-Infrastruktur von einer steigenden Nachfrage nach Gas profitiert, hängt jedoch im Wesentlichen von politischen Entscheidungen (Diversifizierung der Gasversorgung) und dem zukünftigen Preiswettbewerb zwischen Pipelinegas und LNG aus Übersee ab. Die Nachfrage im Small Scale Bereich wird nahezu ausschließlich durch die Entwicklungen im (Schwerlast-)Verkehr bestimmt und ist von der klassischen Large Scale Gasinfrastruktur entkoppelt.
		Diesel-zu-LNG-Wechsel bei Schiffen und LKW	●	
		Herstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme mit Gas statt Kohle (Umweltbundesamt (UBA), 2019)	●	
		Austausch der Ölheizung im Gebäudesektor (Tuschinski, 2021)	◐	
		Niedrige Sanierungsrate im Gebäudesektor (DENA, 2018) (DENA, 2016) (DIW Berlin, 2011)	◐	
		Schwacher Ausbau von elektrischen Wärmepumpen (im Bestand) (BDEW, 2020)	◐	
		Geringe Elektrifizierung der Gewerbesektor (Umweltbundesamt (UBA), 2019) (dena, 2018)	◐	
	Lokale gesundheitsschädliche Schadstoffe (Feinstaub, NOx) Emission bei LNG Nutzung im LKW und Schiffen [16] (Kerstin, et al., 2018)	○		
	Hemmnisse	Sinkendes Ölpreisniveau	●	
		Niedrige Strompreise (im Bestand)	●	
Hohe Erzeugungskosten im Vergleich zu Konkurrenz Kosten Energie bei lokaler Biomethan-Erzeugung oder EE-Methan		●		

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
		Hohe Sanierungsrate (dena, 2018)	●	
		Hoher Anteil der direkten Elektrifizierung in Industrie, Gewerbe und Wärmemarkt (dena, 2018)	●	
		Aufbau von Fern- und Nahwärmenetzen (insbesondere Aufbau von Kaltwärmenetzen)	●	
Vision Pull	Treiber	CO <sub>2</sub> -neutrales „Image“ von Verkehr bei Umstellung auf Bio-LNG (Edel, et al., 2019)	●	Deutschland und die EU haben das ehrgeizige Ziel, bis 2050 THG-Neutralität zu erreichen. Gleichzeitig steht jedoch nur ein stark begrenztes CO <sub>2</sub> -Budget zur Verfügung. Um die Klimaziele zu erreichen, müssen die THG-Emissionen daher schnell und drastisch gesenkt werden. Insbesondere in Bereichen, in denen „Nullemissionstechnologien“ in absehbarer Zeit noch keine praktikable Lösung darstellen, wird (erneuerbaren) Gasen und damit der Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle zuteil. Die aktuelle Fokussierung auf Effizienzsteigerungen in Verbindung mit dem Ausstieg aus Bestandstechnologien (z. B. Verbrennungsmotor) führt jedoch zu einem unsicheren Investitionsklima, welche den Markteintritt von grünem Methan tendenziell verzögert und damit zu Lock-in-Effekten führt.
		Diversifizierung der Energieversorgung	●	
		Errichtung heimischer LNG-Importterminals	●	
	Hemmnisse	Methan als Brücke für die Langfristige Dekarbonisierung nutzen (Edel, et al., 2019)	●	
		(Untertägige) CO <sub>2</sub> -Speicherung	●	
		Verbot von Verbrennungsmotoren, Technologie Ausstieg seitens OEM (Lock-in Effect) (Köllner, 2021)	●	

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
Anreiz Pull	Treiber	Anreizprogramm für energieeffiziente LKW (Rathmann, 2020) (Zukunft Erdgas, 2020) (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), 2020)	●	Durch verschiedene Anreizprogramme profitiert LNG aktuell von einem verstärkten Einsatz im Bereich der Lkw. Eine Verlängerung der zeitlich begrenzten Maßnahmen ist jedoch nicht absehbar. Ferner fehlt es an Anreizen für einen beschleunigten Markteintritt von grünem LNG. Die Kosten von Grüngasprojekten sind aktuell noch zu hoch und können ohne entsprechende Anreize nicht gegen fossile Bezugsquellen konkurrieren. Der mit dem BEHG eingeführte CO <sub>2</sub> -Preis für fossile Energieträger ändert daran nur wenig. Grund dafür ist der für die Anfangsphase festgeschriebene (niedrige) Preiskorridor, der erst ab 2027 in eine (unbegrenzte) Versteigerungsphase übergeht.
		CO <sub>2</sub> -Bepreisung fossiler Energieträger (EWI, E.ON ERC, 2019)	●	
		THG-Quotenanrechnung (z. B. Bio-LNG) (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2017) (Bundesministerium für Umwelt NuR (BMU), 2020)	●	
	Hemmnisse	Wenige Anreize für Umstieg auf grünes LNG	●	
International	Treiber	Diversifizierung der Energieversorgung	◐	Das Handelsvolumen von LNG nimmt weltweit zu, während speziell in Deutschland die Zahl der Bezugsländer für Pipelinegas abnimmt. Durch den Import von LNG kann Deutschland mittelfristig vom Preiswettbewerb zwischen Pipelinegas und LNG profitieren. Gleichzeitig trägt der Aufbau einer LNG-Infrastruktur zu einer zukünftigen Diversifizierung der Gasversorgung bei und ermöglicht mittelfristig den Import von
		Ambitionierte Ziele des EU Green Deals (European Commission)	●	
		Fortschreitender Ausbau globaler Export- und Importkapazitäten	●	
		Nennenswerter Anstieg des globalen LNG-Handelsvolumens (ENTSOG, 2020)	●	

Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
		USA, Katar, Australien wollen LNG nach Europa exportieren (ENTSOG, 2020)	●	grünen Gasen aus Übersee in Form von EE-LNG. Europa steht dabei jedoch in Konkurrenz mit dem asiatischen LNG-Markt, in dem sich für LNG-Exporteure in der Regel höhere Preise erzielen lassen.
		Erschließung neuer Bezugsquelle (z. B. wegen vorzeitiger Schließung des Gröninger Gasfeldes) (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019)	●	
	Hemmnisse	H <sub>2</sub> Strategie der Niederlande	●	Außerdem haben die H <sub>2</sub> -Strategien einiger Nachbarländer und einiger wichtiger Exportländer einen negativen Einfluss auf die zukünftige Nachfrage nach Methan und senken dadurch die Investitionsbereitschaft für neue LNG-Infrastrukturprojekte. Insgesamt halten sich Treiber und Hemmnisse im internationalen Umfeld die Waage. Die Entscheidung für oder gegen LNG wird hier stark von politischen Entscheidungen und Strategien beeinflusst.
		H <sub>2</sub> Strategie von Norwegen (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy and Norwegian Ministry of Climate and Environment, 2020)	●	
Sektorintern (Akteure)	Treiber	Fernleitungsnetzbetreiber, teilweise Verteilnetzbetreiber	●	Insbesondere FNB sind aktive Akteure für den Ausbau und die Nutzung einer Methantransportinfrastruktur. Die fehlende Nachfrage nach LNG auf Kundenseite wirkt sich dabei hemmend auf den Aufbau einer Large Scale LNG-Infrastruktur in Deutschland aus.  Im Bereich des Small Scale LNG treiben Kraftstoffinverkehrbringer aufgrund der starken Nachfrage nach LNG im Straßenfernverkehr und in der Schifffahrt derzeit den Aufbau einer LNG-
		Kraftstoffinverkehrbringer (z. B. Shell)	●	
	Hemmnisse	Unsicheres Investitionsklima aufgrund politischer Rahmenbedingungen und guter Verführbarkeit von Pipelinegas		



Faktor		Maßnahme	Wirkung <sup>37</sup>	Bedeutung
				Tankinfrastruktur voran. Die Versorgung der Tankstellen erfolgt dabei durch die direkte Verflüssigung von Pipelinegas bzw. bilanziellem Biomethan (Shell) oder über die LNG-Terminals der Nachbarländer (z. B. Belgien, Niederlande):

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

## B Übersicht über die verschiedenen Entwicklungspfade in der betrachteten Literatur

**Tabelle 37** Übersicht über die Entwicklungspfade in der betrachteten Literatur

Literatur	Netzebene	Land/ Region	Betrachtungs- zeitraum	Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur			(Teil-) Umbau der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff		
				Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel-sektoren	Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel- sektoren
Sensfuß et al. (2021) – BMWK- Langfristszenarien 3	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	-	TN-H2-Szenario	TN-Strom- Szenario/ PtG/PtL- Szenario	-
Krieg (2012)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	Fokus Straßenverkehr	-	-	-
Wachsmuth et al. (2019) – UBA Roadmap Gas	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	-	95% H2- Szenario	-	95% CH4- Szenario
Baufumé et al. (2013)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	Verschiedene Markthochlauf- Szenarien für FCEV Tankstellen	-	-	-
Terlouw et al. (2019) – Gas for Climate	Transport- und Verteilnetz	Europa	Bis 2050	"Optimized gas" Szenario	-	-	-	-	-
Robinius et al. (2018)	Transportnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	Vergleich verschiedener Markthochläuf	-	-	-

Literatur	Netzebene	Land/ Region	Betrachtungs- zeitraum	Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur			(Teil-) Umbau der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff		
				Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel-sektoren	Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel- sektoren
						e und deren Infrastrukturko- sten für FCEV und EV			
<b>Wang et al. (2021)</b> – European Hydrogen Backbone	Transportnetz	19 EU- Mitglieds- staaten, Vereinigtes Königreich und die Schweiz	Bis 2050	-	-	-	Breite Anwendung	-	-
<b>Jens et al. (2021)</b> – Extending the European Hydrogen Backbone	Transportnetz	21 Länder in Europa	Bis 2040	-	-	-	Breite Anwendung	-	-
<b>FNB Gas (2021a) – NEP 2020-2030</b>	Transportnetz	Deutschland	Bis 2030	-	-	-	-	Grüngasvaria- nte	-
<b>AGORA und AFRY (2022)</b>	Transportnetz	Europa	Bis 2050	-	-	-	-	-	Fokus Industrie
<b>van Gerwen et al. (2019)</b> – DNV GL	Transportnetz	Europa	Bis 2050	Breite Anwendung	-	-	-	-	-

Literatur	Netzebene	Land/ Region	Betrachtungs- zeitraum	Aufbau einer parallelen Wasserstoffinfrastruktur			(Teil-) Umbau der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff		
				Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel-sektoren	Breite Anwendung mit Gebäude	Mehrere Sektoren ohne Gebäude	Einzel- sektoren
DVGW (2022b) – Roadmap Gas	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	-	Beispiel- szenario betrachtet lediglich 20 Vol.-% H <sub>2</sub> Einspeisung	-	-
Müller-Syring et al. (2018) - DVGW – Transformations-pfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	-	Schritt für Schritt wird die H <sub>2</sub> - Verträglichkeit auf 100 Vol.-% erhöht	-	-
DVGW (2022b)	Transport- und Verteilnetz	Deutschland / Europa	Bis 2050	-	-	-	Breite Anwendung	-	-
Meyer et al. (2021) – Ariadne	Transport- und Verteilnetz	Deutschland	Bis 2050	-	-	-	Gebäude	-	-
Element Energy und E4Tech (2018)	Transport- und Verteilnetz	UK	Bis 2050	Transportnetz	-	-	Verteilnetz	-	-
Jacobs und Element Energy (2018)	Transport- und Verteilnetz	UK	Bis 2050	Transportnetz	-	-	Verteilnetz	-	-

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen



## B.1 Wasserstoffnetzlängen und Wasserstoffnachfragen in den betrachteten Studien

Tabelle 38 Wasserstoffnetzlängen und Wasserstoffnachfragen in den betrachteten Studien

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	H2 Nachfrage in TWh im Betrachtungsjahr				
						Gebäude	GHD	Industrie	Verkehr	Energie-wirtschaft
Sensfuß et al. (2021) – BMWK- Langfristszenarien 3	TN-Strom	Transportnetz	2050	7,20		0,00	0,00	155,90	19,32	42,20
		Verteilnetz		0,00						
	TN-H2	Transportnetz		10,20		178,30	noch nicht veröffentlicht	359,06	129,23	8,20
		Verteilnetz		302,50						
	TN-PtG/PtL	Transportnetz		2,90		0,00	noch nicht veröffentlicht	0,35	33,74	28,40
		Verteilnetz		0,00						
Krieg (2012)		Transportnetz	2050	12,00		-	-	-	179,98	-
		Verteilnetz	36,00	-		-	-	-		
Wachsmuth et al. (2019) – UBA Roadmap Gas	95%-CH4	Transport- und Verteilnetz	2050		22.000,00	44,50		34,70		52,20
		Transportnetz		154.816,00						
	Verteilnetz	2050	-	351.168,00						
Baufumé et al. (2013)	Verschiedenen Markthochläufen von FCEV	Transportnetz	2050	12,10					139,99	
		Verteilnetz		27,99					(4.200.000 t/a)	
Terlouw et al. (2019) – Gas for Climate	"Optimized gas"	Transportnetz	2050			46,00		627,00	252,00	0,79
PWC (2021) HyWay 27 PWC (2021) – HyWay 27	Conservative scenario	Transportnetz	2030	12,00			4,67			
		Verteilnetz		130,00						
	Medium	Transportnetz		12,00						

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetz-länge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	H2 Nachfrage in TWh im Betrachtungsjahr				
						Gebäude	GHD	Industrie	Verkehr	Energie-wirtschaft
		Verteilnetz		130,00						
	Progressive	Transportnetz		12,00		37,01				
		Verteilnetz		130,00						
Robinius et al. (2018)	20 Mio. FCEV							60,66		
	1 Mio. FCEV	Transportnetz	2050	12,40				3,03		
	0,1 Mio. FCEV							0,30		
Wang et al. (2021) – European Hydrogen Backbone		Transportnetz	2050			150,00		1.200,00	300,00	650,00
Jens et al. (2021) – Extending the European Hydrogen Backbone		Transportnetz	2040	39,70						
FNB Gas (2021a) – NEP 2020-2030		Transportnetz	2030	1,24		94,40				
AGORA und AFRY (2022)		Transportnetz	2050					270,00		
van Gerwen et al. (2019) – DNV GL						143,32		413,29	203,31	86,66
Müller-Syring et al. (2018) - DVGW – Transformations-pfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21 <sup>38</sup>		Transport- und Verteilnetz	2050			51,92			189,98	167,56
	100 Vol.-% H2	Transportnetz	2050	33,60		947,00			155,00	

<sup>38</sup> Wasserstoffnachfrage in DVGW (2018) basiert auf Heizwert und wurde mit Faktor = 1,18 Brennwert/Heizwert umgerechnet.

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetz- länge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	H2 Nachfrage in TWh im Betrachtungsjahr				
						Gebäude	GHD	Industrie	Verkehr	Energie- wirtschaft
DVGW (2022b) – FVV - Transportnetze	Baseline	Verteilnetz		522,10		1,00		74,00	108,00	
		Transport- und Verteilnetz								
Element Energy und E4Tech (2018)	Hydrogen Grid	Transportnetz	2050	6,30		446,00				
		Verteilnetz								
Jacobs und Element Energy (2018)		Transportnetz		0,00						
		Verteilnetz		256,61						
Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd (2017)	Strom und Grünes Gas	Transportnetz	2050			322,50				
		Verteilnetz								
	Strom und Gasspeicher	Transportnetz	2050		22.500,00			0,00		
		Verteilnetz			481.000,00					

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

## B.2 Kostenannahmen für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Gasleitungen

Tabelle 39 Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Gasleitungen

Literatur	Beschreibung	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
Krieg (2012)	100 mm, 100 bar	296 – 420 (Mittlere Kosten = 352)	€/m				
	200 mm, 100 bar	385 – 577 (Mittlere Kosten = 469)	€/m				
	300 mm, 100 bar	508 – 830 (Mittlere Kosten = 650)	€/m				
	400 mm, 100 bar	630 – 1.108 (Mittlere Kosten = 826)	€/m				



Literatur	Beschreibung	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
	500 mm, 100 bar	773 – 1.441 (Mittlere Kosten = 1.052)	€/m				
	600 mm, 100 bar	935 – 1.910 (Mittlere Kosten = 1.300)	€/m				
<b>Wachsmuth et al. (2019)</b> – UBA Roadmap Gas	Transportnetz					113.000,00	€/km
	Verteilnetz			1.790 – 4.697	Mio. €		
<b>Baufumé et al. (2013)</b>	Transportnetz	591.000,00	€2010/km				
	Verteilnetz	401.000,00	€2010/km				
<b>Terlouw et al. (2019)</b> – Gas for Climate	Transportnetz, 100 bar	1.007.942,00	€/km				
	Verteilnetz, 80 bar	249.903,00	€/km				
	Verteilnetz, 7 bar	416.505,00	€/km				
<b>Wang et al. (2021)</b> – European Hydrogen Backbone	48 Zoll	2.750,00	€/m	500	€/m		
	36 Zoll	2.200,00	€/m	400	€/m		
	20 Zoll	1.510,00	€/m	275	€/m		
<b>Jens et al. (2021)</b> – Extending the European Hydrogen Backbone	< 700 mm	1.400.000 – 1.800.000	€/km	200.000 – 500.000	€/km		
	700 - 950 mm	2.000.000 – 2.700.000	€/km	200.000 – 500.000	€/km		
	>950 mm	2.500.000 – 3.400.000	€/km	300.000 – 600.000	€/km		

Literatur	Beschreibung	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
<b>FNB Gas (2021a)</b> – NEP2020-2030		1.333.333 – 1.878.378	€/km	141.818 – 2.342.857	€/km		
<b>van Gerwen et al. (2019)</b> – DNV GL	7 Zoll (50 km)	500,00	€/km				
	10 Zoll (50 km)	560,00	€/km				
	7 Zoll (100 km)	500,00	€/km				
	10 Zoll (100 km)	560,00	€/km				
<b>Müller-Syring et al. (2018) - DVGW - Transformationspfade zur THG- Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21</b>	Transportnetz			1.000.000,00	€/km		
	Verteilnetz Stahl > 16 bar			800.000,00	€/km		
	Verteilnetz Stahl < 16 bar			700.000,00	€/km		
<b>DVGW (2022b)</b>	Transportnetz, Stahl, <= DN 400, DP 80	1.496,00	€/m	275,00	€/m		
	Transportnetz, Stahl, > DN 400 - 700, DP 80	1.815,00	€/m	330,00	€/m		
	Transportnetz, Stahl, > DN 700 - 1000, DP 80	2.420,00	€/m	440,00	€/m		
	Transportnetz, Stahl, > DN 1000 - 1300, DP 80	3.146,00	€/m	572,00	€/m		
	Transportnetz, Stahl, > DN 1300, DP 80	3.982,00	€/m	724,00	€/m		

Literatur	Beschreibung	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
	Transportnetz, Stahl <= DP 16	1.045,00	€/m	190,00	€/m		
	Verteilnetz, Stahl, > 16 bar	1.430,00	€/m	130,00	€/m		
	Verteilnetz, Stahl, <= 16 bar	950,00	€/m				
	Verteilnetz, PE/PVC	850,00	€/m				
	Verteilnetz, GGG	850,00	€/m				
	Verteilnetz, Material unbekannt	850,00	€/m				
<b>Jacobs und Element Energy (2018)</b>	Verteilnetz, Niederdruck, Eisen/ Stahl, 172 mm			200.000,00	£/km		
	Verteilnetz, Mitteldruck, Eisen/ Stahl, 229 mm			350.000,00	£/km		
	Verteilnetz Eisen/ Stahl, 268 mm			400.000,00	£/km		
<b>Bothe et al. (2017)</b>	Transportnetz, Rückbau					800.000,00	€/km
	Transportnetz, Verdämmung/ Versiegelung					200.000,00	€/km

Literatur	Beschreibung	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
	Transportnetz, Versiegelung					20.000,00	€/km
	Verteilnetz, Rückbau					28.000,00	€/km
	Verteilnetz, Verdämmung/ Versiegelung					70.000,00 <sup>39</sup>	€/km
	Verteilnetz, Versiegelung					20.000,00	€/km

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

<sup>39</sup> In der Studie Wachsmuth et al. (2019) wird darauf hingewiesen, dass in Frontier Economics IAEW 4Management EMCEL und Frontier Economics Ltd (2017) in der zusammenfassenden Tabelle 200 Tsd. €/km steht, aber den dortigen Ergebnissen und dem Begleittext zu folge, wurde mit 70 Tsd. €/km gerechnet (35 % von 200).

### B.3 Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Verdichtern

**Tabelle 40 Annahmen der Kosten für den Neubau, die Umrüstung und die Stilllegung von Verdichtern**

Literatur	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
Krieg (2012)	22,00	€/kW <sub>H2</sub>				
Wachsmuth et al. (2019) – UBA Roadmap Gas	1.056,00	Mio. €			22,00	Mio. €/ Einheit
Robinius et al. (2018)	1.500,00	Mio. €				
Wang et al. (2021) - European Hydrogen Backbone			3.400,00	€/kW		
Jens et al. (2021) - Extending the European Hydrogen Backbone	2.200,00 – 6.700,00	€/kW				
FNB Gas (2021a) – NEP 2020-2030	3.400,00	€/kW				
van Gerwen et al. (2019) – DNV GL	3.322,00 – 3.714,00	€/kg <sub>H2</sub>				
Müller-Syring et al. (2018) - Transformationspfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21 - Transportnetz			1.300,00	€/kW		

Literatur	Neubau	Einheit	Umbau	Einheit	Stilllegung	Einheit
DVGW (2022b) – FVV	6.120,00	€/kW	1.300,00	€/kW		
Bothe et al. (2017) – Transportnetz					44.835,00	Mio. €/ Einheit

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

## B.4 Investitionen in das Wasserstoffnetz und Betriebskosten in den betrachteten Studien

Tabelle 41 Investitionen in das Wasserstoffnetz und Betriebskosten in den betrachteten Studien<sup>40</sup>

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	Investitionen in Mio. € bis Betrachtungsjahr			jährliche Betriebskosten in Mio. € im Betrachtungsjahr	
						Neubau	Umbau	Rückbau	H2	CH4
Sensfuß et al. (2021) – BMWK- Langfristszenarien 3	TN-Strom	Transportnetz	2050	7,20			4.840,77	3.243,45	600,91	0,00
		Verteilnetz		0,00				23.520,00		
	TN-H2	Transportnetz		10,20			4.950,18	2.875,32	1.250,53	0,00
		Verteilnetz		302,50			3.310,00	9.240,00	1.760,00	
	TN-PtG/PtL	Transportnetz		2,90			2.285,22	448,77	195,46	449,96
		Verteilnetz		0,00				6.720,00		1.970,00
	TN-H2 flächendeckend	Transportnetz		32,00			5.709,99	30,66	1.456,00	
		Verteilnetz		-			-	-	-	-
Krieg (2012)		Transportnetz	2050	12,00						

<sup>40</sup> In dieser Tabelle sind die Investitionen aller betrachteten Studien aufgeführt, auch die Studien mit Fokus auf Europa, die Niederlande oder das Vereinigte Königreich

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	Investitionen in Mio. € bis Betrachtungsjahr			jährliche Betriebskosten in Mio. € im Betrachtungsjahr	
						Neubau	Umbau	Rückbau	H2	CH4
		Verteilnetz		36,00		ca. 23.000 (18.000 – 30.000)				
<b>Wachsmuth et al. (2019) – UBA Roadmap Gas</b>	95%-H2	Transportnetz	2050		22.000,00				0-101 (1,2 €/MWh)	
		Verteilnetz			154.816,00 – 351.168,00				(2,1 – 15,7 €/MWh)	
<b>Baufumé et al. (2013)</b>	Verschiedene Markthochläufen von FCEV	Transportnetz	2050	12,10		7.150,00				
		Verteilnetz		27,99		11.220,00				
<b>Terlouw et al. (2019) - Navigant - Gas for Climate</b>	"Optimized gas"	Transportnetz	2050							
		Verteilnetz								
<b>PWC (2021) HyWay 27</b>	Conservative scenario	Transportnetz	2030	12,00		667,00	873,00			
		Verteilnetz		130,00						



Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	Investitionen in Mio. € bis Betrachtungsjahr			jährliche Betriebskosten in Mio. € im Betrachtungsjahr	
						Neubau	Umbau	Rückbau	H2	CH4
Robinius et al. (2018)	Medium	Transportnetz	2050	12,00		5.900,00				
		Verteilnetz		130,00						
	Progressive	Transportnetz		12,00						
		Verteilnetz		130,00						
	20 Mio. FCEV	Transportnetz		12,40						
	1 Mio. FCEV									
0,1 Mio. FCEV										
Wang et al. (2021) - European Hydrogen Backbone		Transportnetz	2050							
Jens et al. (2021) - Extending the European Hydrogen Backbone		Transportnetz	2040	39,70		43.000 – 81.000 (69 % Umbau, 31% Neubau)			1.700 – 3.800	
FNB Gas (2021a) - NEP2020-2030		Transportnetz	2030	1,24		220,00	310,00			
AGORA und AFRY (2022)		Transportnetz	2050							

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	Investitionen in Mio. € bis Betrachtungsjahr			jährliche Betriebskosten in Mio. € im Betrachtungsjahr	
						Neubau	Umbau	Rückbau	H2	CH4
van Gerwen et al. (2019) - DNV GL										
Müller-Syring et al. (2018) - DVGW - Transformationspfade zur THG-Neutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21		Transport- und Verteilnetz	2050							
DVGW (2022b)	100 Vol.-% H2	Transportnetz	2050	33,60			163.000,00			
		Verteilnetz		522,10						
	Baseline	Transport- und Verteilnetz								
Element Energy und E4Tech (2018)	Hydrogen Grid	Transportnetz	2050	6,30		5.652 (5.000 Mio. Pfund) <sup>41</sup>				

<sup>41</sup> Umrechnung basierend auf 1 Pfund (2018) = 1,130435 €

Literatur	Szenarien	Netzebene	Betrachtungsjahr	Wasserstoffnetzlänge in Tsd. km in Betrachtungsjahr	Stillgelegte Netzlänge in km	Investitionen in Mio. € bis Betrachtungsjahr			jährliche Betriebskosten in Mio. € im Betrachtungsjahr	
						Neubau	Umbau	Rückbau	H2	CH4
Jacobs und Element Energy (2018)		Verteilnetz	2050				25.096 (22.200 Mio. Pfund)			
		Transportnetz		-		-				
		Verteilnetz		256,61		25.075 (22.181 Mio. Pfund)				
Bothe et al. (2017)	Strom und Gasspeicher	Transportnetz	2050		22.500,00			3.100,00		
		Verteilnetz			481.000,00			20.100,00		

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen

### B.5 Kostenannahmen für Endanwendungen

Tabelle 42: Kostenannahmen für Endanwendungen in der Literatur

	Gebäude			Verkehr			Energiewirtschaft			Industrie		
	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit
Krieg (2012)				Tankstelle	1,00	Mio. €/Tankstelle						
				Tankstelle	41,00	€/MWh						

	Gebäude			Verkehr			Energiewirtschaft			Industrie		
	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit
<b>Terlouw et al. (2019) – Gas for Climate</b>				Pkw (kompakt/mittel)	25.000,00	€						
				Pkw (groß)	39.000,00	€						
				Lkw (leicht)	30.000,00	€						
				Lkw (mittel)	69.000,00	€						
				Lkw (schwer)	142.000,00	€						
				Stadtbus	372.000,00	€						
<b>Robinius et al. (2018)</b>				Reisebus	461.000,00	€						
<b>van Gerwen et al. (2019) – DNV GL</b>	Gaskessel	90,00	€/kWth				Gasmotor	780,00	€/kW			
							Gasturbine	450,00	€/kW			
							Brennstoffzelle	500,00	€/kW			
<b>DVGW (2022b)</b>	Gaskessel	6.050 – 9.350	€/Stück	Lkw-Tankstelle	1.234 – 1.383	Tsd. €	BHKW <= 10 kW	16.236,00	€/kW			
	Warmwasserboiler	3.300,00	€/Stück	Pkw-Tankstelle	829 – 1.000	Tsd. €	BHKW <= 50 kW	4.788,00	€/kW			
	Heizungssystem	3.300,00	€/Stück	Pkw	10.129 – 37.782	€	BHKW <= 500 kW	1.125,00	€/kW			
	Gasherd und -ofen	385,00	€/Stück	Lkw	81.910,00	€	BHKW <= 2000 kW	510,00	€/kW			
	Hausanschlussleitung	400,00	€/m	Buse	275.209,00	€	BHKW <= 10000	215,00	€/kW			
	Hauptabsperr-einrichtung	800,00	€/Stück				BHKW > 10000	208,00	€/kW			
	Hausanschluss	800,00	€/Stück									
	Hausdruckregler	170,00	€/Stück									

	Gebäude			Verkehr			Energiewirtschaft			Industrie		
	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit	Technologie	Kosten	Einheit
<b>Meyer et al. (2021) – Ariadne</b>	Gaszähler	160,00	€/Stück									
	Gaskessel	97 - 336	€/kWth									
	Brennstoffzellen-Heizung - primäre Wärmeerzeugung	486 – 3.126	€/kWth									
<b>Sensfuß et al. (2021) – BMWK-Langfrist-szenarien 3</b>	Brennstoffzellen-Heizung - sekundäre Wärmeerzeugung	97 - 269	€/kWth									
<b>Element Energy und E4Tech (2018)</b>	Ofen und Kochfeld	120,00	Pfund/Wohnung									
<b>Jacobs und Element Energy (2018)</b>	Gaskessel	1.000 – 2.500	Pfund/Stück							Kommerzielle Gaskessel	56 - 650	Pfund/kW
	Hausleitungen	500.00	Pfund/Haushalt							Glass-Produktion	1.000,00	Pfund/kW
	Kochfeld	750.00	Pfund/Stück							Raumwärme	50,00	Pfund/kW
	Ofen	450.00	Pfund/Stück							Prozesswärme	250,00	Pfund/kW
										BHKW	2.643 – 21.792	Pfund/kWe

Quelle: eigene Auswertung der in der Tabelle angegebenen Quellen