



Wasserstoffinfrastruktur- Roadmap

Ergebnisse aus dem TransHyDE-
Projekt Systemanalyse

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU



Verfasserinnen:

Dr. Michaela Löffler – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.

Anne-Marie Isbert – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Stephanie Anderseck – Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS

Mit Unterstützung von:

Dr. Simon Pichlmaier – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Dr. Ewa Dönitz – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI

Dr. Matthias Jahn – Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme IKTS

Dr. Damien Rolland – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V.

Verantwortliche im Sinne des Presserechts

Dr. Michaela Löffler

Disclaimer

Die Erarbeitung des Positionspapiers erfolgte durch eine ausgewählte Autorenschaft aus dem Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE. Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des gesamten Leitprojekts wider.

Die H₂-Infrastruktur Roadmap wurde im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse entwickelt. Neben Personen und Instituten aus dem TransHyDE-Projekt Systemanalyse waren sowohl Akteur:innen anderer TransHyDE-Projekte als auch verschiedene Stakeholder:innen aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft an der Erstellung beteiligt.

Dokument zur TransHyDE-Roadmap Webseite

TransHyDE-Projekt Systemanalyse – Systemanalyse zu Transportlösungen für grünen Wasserstoff

www.transhyde.de

Bitte zitieren als

DECHEMA, FfE, Fraunhofer IKTS: TransHyDE Wasserstoffinfrastruktur-Roadmap. Frankfurt am Main, München, Dresden 2025.

ISBN: 978-3-89746-256-4

Mitwirkende

Das Roadmapping-Team des TransHyDE-Projekts Systemanalyse:

Stephanie Anderseck – Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS)

Dr. Ewa Dönitz – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Anne-Marie Isbert – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Dr. Matthias Jahn – Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme (IKTS)

Dr. Michaela Löffler – Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (DECHEMA)

Dr. Sabrina Müller – Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (DECHEMA)

Dr. Anika Neitz-Regett – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Dr. Simon Pichlmaier – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Dr. Damien Rolland – Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V. (DECHEMA)

Vielen Dank an die Mitwirkenden der TransHyDE-Projekte:

Veronika Engwerth – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Dr. Ann-Christin Fleer – Open Grid Europe GmbH (OGE)

Dr. Tobias Fleiter – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Joshua Fragoso García – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Michael Haendel – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Maximilian Heneka – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Dr. Philipp Hauser – VNG AG

Stephan Kigle – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Wolfgang Köppel – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

Dr. Pia Manz – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Friedrich Mendler – Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE)

Tim Mielich – Technische Universität Berlin

Stephan Mohr – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Amanda Pleier – Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE)

Dr. Benjamin Pfluger – Fraunhofer Research Institution for Energy Infrastructures and Geothermal Systems (IEG)

Christoph Tewis – Tewis Projektmanagement GmbH

Frank Erik Walter – Hydrogenious LOHC Technologies GmbH

Dr. Elke Wanzenberg – Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH

Impressum

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main
T +49 (0) 69 / 75 64-0
info@dechema.de
www.dechema.de



DECHEMA

Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Am Blütenanger 71
80995 München
T +49 (0) 89 / 15 81 21-0
info@ffe.de
www.ffe.de



Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme

Winterbergstr. 28
01277 Dresden
T +49 (0) 351 / 2553-7700
info@ikts.fraunhofer.de
<https://www.ikts.fraunhofer.de/>



Fraunhofer

IKTS



Mitwirkende je Kapitel

Kapitel 2: Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden?

Die Fact Sheets wurden unter Mitwirkung der Teilnehmer eines Workshops im Rahmen der TransHyDE-Vollversammlung in Goslar am 10.05.2023 und unter Mitwirkung von folgenden Personen und Organisationen erstellt:

2.1 Gasförmiger Wasserstoff (GH₂) – Fernleitungspipeline: Elke Wanzenberg, Ann-Christin Fleer

2.2 Flüssigwasserstoff (LH₂) – Transport per Schiff: TransHyDE-Projekt ApplHy!

2.3 Flüssige, organische Wasserstoffträgermaterialien (LOHC) – Transport per Schiff: Frank Erik Walter, Christoph Tewis

2.5 Wasserstoffterminals: TransHyDE-Projekt LNG2Hydrogen

2.6 Wasserstoffspeicher: Ann-Christin Fleer, Philipp Hauser

Vielen Dank auch an Stephan Mohr, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), für die fachliche Unterstützung und wertvolle Zusammenarbeit an den folgenden Fact Sheets: Gasförmiger Wasserstoff (GH₂), Flüssigwasserstoff (LH₂), Flüssige, organische Wasserstoffträgermaterialien (LOHC) sowie Ammoniak (NH₃).

Kapitel 3: Was braucht es in Deutschland und der EU, um eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten?

Treiber und Hemmnisse für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur wurden mit verschiedenen Stakeholder:innen in unterschiedlichen Formaten diskutiert. Wir danken den Teilnehmenden

- des Zukunftsdialogs Wasserstoff am Standort Salzgitter am 08.03.2023,
- sowie des Workshops des TransHyDE-Projekts Systemanalyse in Hildesheim am 18.05.2022.

Wir sind auch dankbar für Rückmeldungen

- einer Roadmap-Abfrage innerhalb des gesamten TransHyDE-Projekts im Oktober 2022, sowie
- von Jan Hildebrand und Pantea Razavi (IZES GmbH).

Die Handlungsoptionen für eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur wurden in einem Stakeholder-Dialog am 18. April 2024 mit etwa 45 Teilnehmern aus der Politik, Forschung, Netzwerken & Industrieverbänden sowie NGOs entwickelt. Dabei waren Vertreter:innen der gesamten Wertschöpfungskette anwesend.

Vielen Dank auch an Anna Kirstgen, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), für die wertvolle Zusammenarbeit sowie die Gestaltung und Organisation des Stakeholder-Diologs am 18. April 2024 in Berlin.

Kapitel 4: Wie kann sich das Wasserstoffgesamtsystem in der Zukunft entwickeln?

Die Darstellung der Kernaussagen und robusten Ergebnisse sowie die Modellierungsergebnisse wurden basierend auf den Ergebnissen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse und unter Mitwirkung der beteiligten Institute erarbeitet.

4.1 Robuste Ergebnisse und Kernaussagen: Wolfgang Köppel, Stephan Kigle, Stephan Mohr, Amanda Pleier, Friedrich Mender, Tobias Fleiter, Michael Haendel, Benjamin Pfluger, Tim Mielich

4.2.1 Akteursperspektive: Maximilian Heneka, Stephan Kigle, Stephan Mohr, Veronika Engwerth, Amanda Pleier

4.2.2 Systemperspektive: Pia Manz, Joshua Fragoso, Tim Mielich



Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

1 	Einleitung	S. 11
2 	Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden?	S. 12
	2.1 Gasförmiger Wasserstoff (GH_2) – Fernleitungspipeline	S. 14
	2.1.1 Schematische Prozesskette	S. 16
	2.1.2 Vorteile	S. 16
	2.1.3 Nachteile	S. 16
	2.1.4 Aktueller Entwicklungsstand	S. 17
	2.1.5 Herausforderung in der Umsetzung	S. 17
	2.1.6 Mögliche Anwendungen	S. 17
	2.1.7 H_2 -Transportkosten	S. 18
	2.1.8 Ökologie	S. 19
	2.1.9 Sicherheit	S. 19
	2.2 Flüssigwasserstoff (LH_2) – Transport per Schiff	S. 19
	2.2.1 Schematische Prozesskette	S. 19
	2.2.2 Vorteile	S. 20
	2.2.3 Nachteile	S. 20
	2.2.4 Aktueller Entwicklungsstand	S. 21
	2.2.5 Herausforderung in der Umsetzung	S. 21
	2.2.6 Mögliche Anwendungen	S. 22
	2.2.7 H_2 -Transportkosten	S. 22
	2.2.8 Ökologie	S. 22
	2.2.9 Sicherheit	S. 23
	2.3 Flüssige, organische Wasserstoffträgermaterialien (LOHC) – Transport per Schiff	S. 23
	2.3.1 Schematische Prozesskette	S. 23
	2.3.2 Vorteile	S. 24
	2.3.3 Nachteile	S. 24
	2.3.4 Aktueller Entwicklungsstand	S. 24
	2.3.5 Herausforderung in der Umsetzung	S. 25
	2.3.6 Mögliche Anwendungen	S. 25
	2.3.7 H_2 -Transportkosten	S. 25
	2.3.8 Ökologie	S. 26
	2.3.9 Sicherheit	S. 26
	2.4 Ammoniak (NH_3) – Transport per Schiff	S. 27
	2.4.1 Schematische Prozesskette	S. 27
	2.4.2 Vorteile	S. 28
	2.4.3 Nachteile	S. 28
	2.4.4 Aktueller Entwicklungsstand	S. 28

2.4.5	Herausforderung in der Umsetzung	S. 29
2.4.6	Mögliche Anwendungen	S. 29
2.4.7	H ₂ -Transportkosten	S. 29
2.4.8	Ökologie	S. 30
2.4.9	Sicherheit	S. 30
2.5	Wasserstoffterminals	S. 30
2.5.1	Landterminals	S. 30
2.5.2	Schwimmende Terminals (FSRU)	S. 31
2.5.3	Aufbau eines Terminals	S. 31
2.6	Wasserstoffspeicher	S. 32
2.6.1	Übersicht Speichertechnologien	S. 32
2.6.2	Fokus Unterspeicher	S. 33
2.6.3	Aktueller Entwicklungsstand	S. 34
2.6.4	Herausforderungen in der Umsetzung	S. 35
2.6.5	Gegenüberstellung von Salzkavernen und Porenspeichern	S. 35
2.6.6	Fazit	S. 35
3 	Was braucht es in Deutschland und der EU, um eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten	S. 37
3.1	Treiber und Hemmnisse	S. 38
3.1.1	Kommunikation	S. 38
3.1.2	Strukturelle Maßnahmen	S. 39
3.1.3	Sicherheit und Risikokommunikation	S. 39
3.1.4	Sicherheitswahrnehmung: Gefahrgut	S. 39
3.1.5	Teilhabe und Partizipation	S. 40
3.1.6	Finanzierung: wirtschaftliche Lage	S. 40
3.1.7	Finanzierung: Geschäftsmodelle	S. 40
3.1.8	Finanzierung: Betriebskosten	S. 41
3.1.9	First Mover Disadvantage	S. 41
3.1.10	Fehlende Normen und Standards	S. 41
3.1.11	Fördermaßnahmen	S. 42
3.1.12	Politische Zielsetzung: DE und EU	S. 42
3.1.13	Politische Zielsetzung: global	S. 43
3.1.14	Fachkräfteverfügbarkeit	S. 43
3.1.15	Verfügbarkeit (kritischer) Rohstoffe	S. 44
3.1.16	Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und Wasser	S. 44
3.1.17	Versorgungssicherheit	S. 45
3.1.18	Verfügbarkeit weiterer Infrastrukturen	S. 45
3.1.19	Umsetzungshorizont Wasserstoffspeicher	S. 46
3.1.20	CO ₂ -Preis	S. 46
3.1.21	Klimaschutzverträge	S. 47
3.1.22	Regulatorik: Komplexität	S. 47
3.1.23	EU-Regularien: Komplexität	S. 47
3.1.24	EU-Regularien: Entflechtung	S. 48
3.1.25	EU-Regularien: Grüner Wasserstoff	S. 48
3.1.26	Regulatorik: Wasserstoffspeicher	S. 48
3.1.27	Regulatorische Auswirkungen: Finanzierung	S. 49
3.1.28	Regulatorische Auswirkungen: Opt-In-Maßnahmen	S. 49
3.1.29	Zertifizierung	S. 49
3.1.30	Herkunftsnachweise	S. 50
3.1.31	Genehmigungsverfahren: Bedarfsgerechtigkeitsprüfung	S. 50
3.1.32	Genehmigungsverfahren: Planfeststellung	S. 50
3.2	Handlungsoptionen für eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur	S. 51
3.2.1	Akzeptanz des CO ₂ -Preises steigern	S. 51
3.2.2	Langfristige Energieversorgungsstrategie kommunizieren	S. 51
3.2.3	Klar kommunizieren für Akzeptanz	S. 52
3.2.4	Internationale Partnerschaften schließen	S. 53
3.2.5	Aus- und Weiterbildung anstoßen	S. 54
3.2.6	Forschung und Entwicklung fördern	S. 55

3.2.7	Wasserstoffinitiativen gründen	S. 56
3.2.8	Investitionen anreizen	S. 56
3.2.9	Klimaschutzdifferenzverträge abschließen	S. 57
3.2.10	Periphere Systeme mitdenken	S. 58
3.2.11	Ausbau erneuerbarer Energien und Ressourcen stärken	S. 59
3.2.12	Transportlücken schließen	S. 60
3.2.13	Zertifizierungsschemata anerkennen	S. 60
3.2.14	Speicherstrategie beschließen	S. 61
3.2.15	Genehmigungsprozesse vereinfachen	S. 61
4 	Wie kann sich das Wasserstoffgesamtsystem in der Zukunft entwickeln?	S. 63
4.1	Robuste Ergebnisse und Kernaussagen	S. 64
4.1.1	Importe und europäische Wasserstoffinfrastrukturen	S. 64
4.1.2	Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland	S. 66
4.1.3	Wasserstoffspeicherung – ein essenzieller Baustein	S. 69
4.2	Modellierungsergebnisse	S. 70
4.2.1	Akteursperspektive	S. 71
4.2.2	Systemperspektive	S. 86
5 	Über das Projekt	S.105
5.1	Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE	S.105
5.2	TransHyDE-Systemanalyse	S.105
5.3	Die Wasserstoff-Infrastruktur- Roadmap	S.105

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schematische Prozesskette gasförmiger Wasserstoff.	16
2.2	Bestandsanalyse des Ordnungsrahmens für GH ₂	17
2.3	Umwandlungs- und Transportkosten H ₂ -basierter Energieträger/Grundstoffe. Aus dem H ₂ -Berechnungstool der Publikation „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030“. NH ₃ : Ammoniak für die stoffliche Nutzung, NH ₃ HC: Ammoniak als Wasserstoffträgermedium (HC: hydrogen carrier), CH ₄ : Methan, CH ₃ OH: Methanol, FT-Produkte: Fischer-Tropsch-Produkte (e-crude) [4].	18
2.4	Lebenszyklusemissionen von der Wasserstoffproduktion bis zur Rückumwandlung. Darstellung des FfE e.V. GH ₂ : gasförmiger Wasserstoff, LH ₂ : Flüssigwasserstoff, NH ₃ : Ammoniak, LOHC: Flüssiges Wasserstoffträgermedium. . .	19
2.5	Schematische Prozesskette Flüssigwasserstoff.	20
2.6	Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für Flüssigwasserstoff.	21
2.7	Schematische Prozesskette LOHC.	24
2.8	Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für LOHC.	25
2.9	Schematische Prozesskette Ammoniak.	27
2.10	Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für Ammoniak.	28
2.11	Übersicht über weltweit vorhandene Häfen und Terminals und die gehandelten Stoffe. Zu sehen sind Ammoniak (grün, Ammonia), Flüssigwasserstoff (rot, Liquid Hydrogen), Flüssigerdgas (gelb, LNG), Flüssiggas (lila, Liquid Petroleum Gas), Methanol (blau) und Ölprodukte (braune Punkte, Oil Product). Darstellung des Fraunhofer ISE.	30
2.12	Übersicht über den schematischen Aufbau eines schwimmenden Terminals. Darstellung des DVGW in Anlehnung an [65].	31
2.13	Eigenschaften der Transportmedien (*bezogen auf den damit transportierten Wasserstoff).	33
2.14	Vergleichende Darstellung eines schematischen Hohlraumspeichers und eines schematischen Porenspeichers. Darstellung nach Fraunhofer IKTS.	34
4.1	Wasserstoffnachfrage je NUTS-3-Region, installierte Wasserstoff-Elektrolysekapazität je Land, Exportsaldo zwischen Nachbarländern und importierte Wasserstoffmengen per Schiff oder Pipeline von außerhalb der EU27+3 im BASE-Szenario. Elektrolysekapazitäten von weniger als einem Gigawatt (GW) pro Land sind in der Abbildung nicht dargestellt. [90]	64
4.2	Nachfrage weiterer Moleküle in Terawattstunden (TWh) des Basis-Szenarios aus Akteurssicht. Eigene Darstellung basierend auf [90]	65
4.3	Importkosten der Energieträger an der europäischen Grenze inklusive Rückumwandlung in € pro Megawattstunde, bezogen auf den unteren Heizwert (MWh_LHV). Eigene Darstellung basierend auf [90]	66
4.4	Wasserstoffbilanz der EU-27+3 in TWh für die Szenarien der Akteurssicht. Eigene Darstellung basierend auf [90] .	66
4.5	Zusammenhang der Nachfrage nach H ₂ (Hydrogen demand) in Tonnen pro Tag, der Transportdistanz (transport distance) in Kilometern und der Transportkosten von H ₂ (levelised costs of hydrogen transport, LCOHT) in Euro pro Kilogramm. Die Farben der Linien spiegelt die Transportkosten von H ₂ und die Flächen die jeweilige Transportoption wider. Die schwarzen Linien separieren die kostengünstigsten Transportoptionen [91].	67

4.6	Abbildung kostengünstigster Technologien für Transportverbindungen in verschiedenen Szenarien des Wasserstoffsystems von Ostwestfalen-Lippe, dargestellt durch die Farbe der Kreise. Weitere wichtige Faktoren neben dem H_2 -Bedarf in Tonnen pro Jahr und der Entfernung in Kilometern sind die jährliche Auslastung der jeweiligen Transportverbindung und die Möglichkeit, Infrastrukturen mehrfach zu nutzen. Darstellung des Fraunhofer ISE.	68
4.7	Beispiel einer zukünftig exportorientierten Region. Hier Ostwestfalen-Lippe im Nordwesten Deutschlands. Links: autarke Versorgung der Bedarfe, rechts: Exporte über Kernnetzanschluss, da die lokalen Produktionskosten unter den angenommenen Wasserstoffpreisen aus dem Kernnetz (im Jahresdurchschnitt 5,68 €/kg) liegen. Die zusätzlichen Erlöse ermöglichen eine günstigere Versorgung der lokalen Bedarfe. Darstellung des Fraunhofer ISE.	68
4.8	Beispiel einer zukünftig importorientierten Region. Hier Südbaden im Südwesten Deutschlands. Links: autarke Versorgung der Bedarfe, rechts: Versorgung über Importe aus dem Kernnetz, da die lokalen Produktionskosten nicht konkurrenzfähig zu den angenommenen Wasserstoffpreisen aus dem Kernnetz (im Jahresdurchschnitt 5,79 €/kg) sind. Die dargestellten Elektrolyseure am Hochrhein sind aufgrund von Projektankündigungen gesetzt. Darstellung des Fraunhofer ISE.	69
4.9	Übersicht über geplante europäische Speichervorhaben bis zum Jahr 2040. Darstellung des DVGW-ebi.	70
4.10	Beispielhafte Wasserstoffspeicherstände verschiedener Szenarien im Jahresverlauf in Terawattstunden. Darstellung des Fraunhofer ISI.	70
4.11	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2030. Darstellung der FfE.	71
4.12	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2040. Darstellung der FfE.	72
4.13	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2050. Darstellung der FfE.	72
4.14	Aufschlüsselung des in Deutschland genutzten Wasserstoffs nach Quellen. Fossile Kohlenwasserstoffe, die als Grundlage dienen können, werden sukzessive durch importierte synthetische Alternativen ersetzt. Darstellung der FfE.	72
4.15	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2030. Darstellung der FfE.	73
4.16	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2040. Darstellung der FfE.	73
4.17	Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2050. Darstellung der FfE.	74
4.18	Aufschlüsselung des in Europa bereitgestellten Wasserstoffs nach Quellen. Darstellung der FfE.	74
4.19	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2030. Darstellungen der FfE.	75
4.20	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der FfE.	75
4.21	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der FfE.	75
4.22	Wasserstoffspeichervorhaben in Europa im Jahr 2030. Darstellung des DVGW-ebi.	76
4.23	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2030. Darstellungen der FfE.	77
4.24	Modell des EHB im Jahr 2030 mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H_2 -Terminals und H_2 -Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.	77
4.25	Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2030. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H_2 aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.	77
4.26	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der FfE.	78
4.27	Modell des EHB im Jahr 2040 mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H_2 -Terminals und H_2 -Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.	79
4.28	Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2040. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H_2 aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.	79
4.29	Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der FfE.	79
4.30	Modell des EHB im Jahr 2050, das hier als Basis dient, mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H_2 -Terminals und H_2 -Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.	80

4.31	Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2050. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H_2 aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.	80
4.32	Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Energieträger im Akteursszenario in Deutschland. Darstellung der FfE.	80
4.33	Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Sektor im Akteursszenario in Deutschland. Darstellung der FfE.	80
4.34	Aus Sicht europäischer Akteur:innen zeigen Modellergebnisse einen Einsatz von Wasserstoff in der Breite. Hohe Nachfragen ergeben sich meist an Industriestandorten. Darstellungen der FfE.	81
4.35	Wasserstoffnachfrage in Deutschland als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren aus Akteursperspektive. Darstellung der FfE.	81
4.36	Wasserstoffverbrauch in der Industrie in Deutschland nach Anwendung. Darstellung der FfE.	81
4.37	Wasserstoffverbrauch des Gebäudesektors in Deutschland nach Anwendung. Darstellung der FfE.	82
4.38	Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor in Deutschland nach Verkehrsträger. Darstellung der FfE.	82
4.39	Nachfrage nach (synthetischen) Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Europa im Akteursszenario. Darstellung der FfE.	82
4.40	Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Energieträger im Akteursszenario in Europa. Darstellung der FfE.	83
4.41	Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Sektor im Akteursszenario in Europa. Darstellung der FfE.	83
4.42	Aus Sicht europäischer Akteur:innen zeigen Modellergebnisse einen Einsatz von Wasserstoff in der Breite. Hohe Nachfragen ergeben sich meist an Industriestandorten. Darstellungen der FfE.	83
4.43	Wasserstoffbedarf als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren. Darstellung der FfE.	84
4.44	Wasserstoffverbrauch in der Industrie in Europa nach Anwendung. Darstellung der FfE.	84
4.45	Wasserstoffverbrauch des Gebäudesektors in Europa nach Anwendung. Darstellung der FfE.	84
4.46	Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor in Europa nach Verkehrsträger. Darstellung der FfE.	84
4.47	Nachfrage nach (synthetischen) Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Europa im Akteursszenario. Darstellung der FfE.	85
4.48	Wasserstoffbedarf als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren. Darstellung der FfE.	86
4.49	H_2 -Erzeugung im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.	86
4.50	Schematische Darstellung eines Elektrolyseurs. Darstellung der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.	87
4.51	Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2030. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	88
4.52	Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2040. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	88
4.53	Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	88
4.54	H_2 -Bereitstellung im No-Regret-Szenario. Daten des Fraunhofer ISI.	89
4.55	H_2 -Bereitstellung im Wasserstoffszenario. Daten des Fraunhofer ISI.	89
4.56	Handelsflüsse von Wasserstoff im No-Regret-Szenario. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	89
4.57	Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2030. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	90
4.58	Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2040. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	90
4.59	Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	90
4.60	Handelsflüsse der beiden Szenarien im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.	91
4.61	Geplanter jährlicher Fortschritt des Aufbaus des Wasserstoffkernnetzes. Darstellung der TU Berlin.	91
4.62	Ausspeiseleistung des FNB-Szenarios. Darstellung der TU Berlin.	91
4.63	Einspeiseleistung des FNB-Szenarios. Darstellung der TU Berlin.	91
4.64	Übersicht über verschiedene Wasserstoffausspeisemengen in verschiedenen Szenarien. Daten der TU Berlin.	92
4.65	Vergleich von Angebot und Nachfrage der No-Regret-Szenarien 2030 und 2045. Darstellungen der TU Berlin.	92
4.66	No-Regret-Szenario des Jahres 2030 in der strömungmechanischen Validierung des Wasserstoffkernnetzes (Stand 2032) mit geringer (links) und hoher Ausspeisung (rechts). Darstellungen der TU Berlin.	93
4.67	No-Regret-Szenario des Jahres 2045 in der strömungmechanischen Validierung des Wasserstoffkernnetzes (Stand 2032) mit geringer (links) und hoher Ausspeisung (rechts). Darstellungen der TU Berlin.	93
4.68	Modellierungsergebnisse der europäischen Erdgasnetze für die Jahre 2030 und 2040. Darstellungen der TU Berlin E&R.	94
4.69	Gegenüberstellung von Erdgas- und Wasserstoffnetz im Jahr 2030 in Europa. Darstellungen der TU Berlin E&R.	94
4.70	Gegenüberstellung von Erdgas- und Wasserstoffnetz im Jahr 2030 in Europa. Darstellungen der TU Berlin E&R.	95
4.71	Gegenüberstellung von Wasserstoff- und Erdgasnetz, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der TUB E&R.	95
4.72	Strömungsmechanische Simulationsergebnisse für Wasserstoff und Erdgas für das Jahr 2040. Darstellungen der TUB E&R.	96
4.73	Darstellung des Wasserstoffnetz, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der TUB E&R.	96
4.74	Strömungsmechanische Simulationsergebnisse für Wasserstoff im Jahr 2050. Darstellung der TU Berlin E&R.	96
4.75	Gesamtenergienachfrage in Deutschland im No-Regret-Szenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.	97
4.76	Gesamtenergienachfrage in Deutschland im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.	97

4.77	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Industrie in DE. Daten des Fraunhofer ISI.	97
4.78	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Industrie in DE.	98
4.79	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in Gebäuden in DE.	98
4.80	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in Gebäuden in DE.	98
4.81	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Mobilität in DE.	99
4.82	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Mobilität in DE.	99
4.83	Wasserstoffnachfrage in TWh 2050 in Deutschland.	99
4.84	Typischer Aufbau eines Kraftwerkes mit einer Gasturbine, welche auch zur Erzeugung von Fernwärme dient. Unterteilt in verschiedene Bereiche: Brennstoffzulieferung, Gasturbine, Wärmerückgewinnung, Rauchgasreinigung und Fernwärmeauskopplung. Darstellung der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.	100
4.85	Gesamtenergienachfrage in Europa im No-Regret-Szenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.	101
4.86	Gesamtenergienachfrage in Europa im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.	101
4.87	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Industrie in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	101
4.88	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Industrie in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	101
4.89	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in Gebäuden in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	102
4.90	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in Gebäuden in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	102
4.91	No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Mobilität in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	102
4.92	Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Mobilität in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	102
4.93	Wasserstoffnachfrage in TWh 2050 in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.	103

1

Einleitung

Die Transformation des Energiesystems, mit dem Ziel die Klimaneutralität in Deutschland zum Jahr 2045 und in Europa bis zum Jahr 2050 zu erreichen, erfordert einen starken Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Da jedoch nicht alle Energiebedarfe in den unterschiedlichen Sektoren (Mobilität, Industrie und Gewerbe sowie Strom und Wärme) mittels elektrischer Energie gedeckt werden können, werden auch klimaneutrale chemische Energieträger benötigt. Dafür bietet sich über die Elektrolyse erzeugter grüner Wasserstoff und daraus erzeugte Folgeprodukte, auch als Derivate bezeichnet, an. Da die Erzeugung bevorzugt an den Orten erfolgt, an denen Wind- und Sonnenenergie in großer Menge und hoher zeitlicher Kontinuität verfügbar sind, die Industriegebiete mit großen Energiebedarfen jedoch häufig historisch in anderen Regionen entstanden sind, wie etwa das Ruhrgebiet in Deutschland, ist eine Versorgungsinfrastruktur für Wasserstoff erforderlich.

Hier setzen die vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt (BMFTR) geförderten TransHyDE-Projekte an, welche sich mit der gesamten Kette von der Wasserstoffherzeugung über den Transport bis zur Wasserstoffnutzung befassen, wobei der Aufbau der Infrastruktur den Schwerpunkt darstellt. Als eines dieser Projekte betrachtet das TransHyDE-Projekt Systemanalyse das Gesamtsystem und die Verzahnung einzelner Glieder der Kette. Das Projekt befasst sich damit, wie ein bedarfsgerechter und effizienter Aufbau einer dazu passenden Wasserstoffinfrastruktur gelingen könnte. Da die Transformation des Energiesystems eine Abkehr von den etablierten fossilen Energieträgern bedeutet, sind grundsätzlich alle Sektoren davon betroffen.

Das Erreichen der Klimaneutralität und der damit einhergehende Umbau des Energiesystems stellen gesamtgesellschaftliche Aufgaben dar. Daher wurde im TransHyDE-Projekt System-

analyse der mögliche Aufbau der Infrastruktur für grünen Wasserstoff gemeinsam mit relevanten Akteur:innen erarbeitet und unter Beteiligung von Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft vorgestellt und diskutiert.

Im Rahmen des TransHyDE-Projektes Systemanalyse wurden daher Modellierungen des Energiesystems aus verschiedenen Perspektiven und mit unterschiedlichen Annahmen durchgeführt. So konnten Gemeinsamkeiten und robuste Ergebnisse kostenoptimaler Systembetrachtungen und Betrachtungen aus Sicht von Akteur:innen erarbeitet werden. Weiterhin wurden Dialogveranstaltungen mit regionaler und überregionaler Beteiligung durchgeführt. Die Zusammenführung der Ergebnisse erfolgte durch die Ausarbeitung einer Roadmap, welche in digitaler Form auf der Homepage <https://www.transhyde.de/> verfügbar ist. Das vorliegende Dokument fasst die Inhalte der Webseite zusammen. Im Mittelpunkt stehen die Einordnung und Ausarbeitung von Optionen zum Aufbau der Wasserstoff-Infrastruktur. Zur Orientierung werden dabei Technologien zum Transport von Wasserstoff - sowohl per Schiff als auch per Pipelines einschließlich der relevanten Trägermedien - dargestellt. Für eine weitergehende und tiefere Betrachtung wird auf die zitierte Fachliteratur verwiesen.

Die Roadmap des TransHyDE-Projekts Systemanalyse wurde mit dem Ziel erarbeitet Politik, Industrie und Gesellschaft konkrete Ansatzpunkte für die Transformation hin zu einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und der EU aufzuzeigen. Im Zentrum steht dabei nicht die Vorhersage einer festen Entwicklung, sondern die explorative Darstellung unterschiedlicher Pfade. Sie schafft Transparenz über zentrale Einflussfaktoren, Herausforderungen und mögliche Lösungsansätze. Das methodische Vorgehen verbindet technologische Grundlagen mit systemanalytischen Modellen und praxisnahen Einschätzungen aus

Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Die Erstellung der Roadmap basiert auf einem mehrstufigen methodischen Vorgehen:

1. Erstellung von Factsheets zu Transportoptionen

Die im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse erstellten Factsheets basieren zum einen auf einer Literaturrecherche und zum anderen auf Workshops und Interviews mit Expert:innen der TransHyDE-Projekte.

2. Analyse von Treibern und Hemmnissen

Zentrale Einflussfaktoren für den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur wurden systematisch identifiziert. Grundlage hierfür bildeten Literaturrecherchen, Stakeholder:innenbefragungen, ein Workshop sowie Expert:inneninterviews. Treiber und Hemmnisse wurden in vier Kategorien eingeordnet: Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz und Nachhaltigkeit, Ressourcen und Grundvoraussetzungen sowie Regulatorik. Jede Einflussgröße wurde nach einem einheitlichen Schema beschrieben, zeitlich in der Roadmap verortet und im Hinblick auf Wechselwirkungen mit anderen Faktoren analysiert. Aus dieser Analyse wurde meist eine konkrete Handlungsoption abgeleitet.

3. Erarbeitung von Handlungsoptionen

Aufbauend auf den identifizierten Treibern und Hemmnissen wurden im April 2024 in einem Workshop mit Vertreter:innen aus Industrie, Wissenschaft und Gesellschaft Handlungsoptionen entwickelt. Sie beinhalten eine kurze Beschreibung, benennen relevante Akteur:innen, verorten den zeitlichen Rahmen und adressieren die jeweils zugrunde liegenden Treiber und Hemmnisse.

4. Energiesystemmodellierung

Ergänzend wurden ausgewählte Ergebnisse der innerhalb des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführten Energiesystemmodellierungen aufbereitet. Diese analysieren über verschiedene Szenarien die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur bis 2050. Zur Aufstellung der Szenarien wurden umfangreiche Recherchen und Befragungen bei den Akteuren durchgeführt, welche u.a. den Ausbau der erneuerbaren Energien als auch den Energiebedarf betreffen. Bei der Durchführung der Simulationsrechnungen steht die Beantwortung von Wenn-Dann-Fragen im Vordergrund – es handelt sich ausdrücklich nicht um Prognosen, sondern um eine explorative Ausleuchtung des möglichen Lösungsraums. Die Modellierung betrachtet einerseits Daten und Annahmen einzelner wirtschaftlicher sowie gesellschaftlicher Akteur:innen und andererseits eine systemische volkswirtschaftliche Perspektive. Grundlage sind Annahmen zur Einhaltung der Klimaschutzziele und die Bedarfe in den Sektoren, die u.a. auf den aktuellen Produktionsmengen in der Industrie und Prognosen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien und Wasserstoff basieren.

2

Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden?

Damit Angebot und Nachfrage zueinanderfinden, muss Wasserstoff teilweise über weite Strecken transportiert werden. Dafür stehen viele verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung: in gasförmiger oder flüssiger Form, gebunden an Trägermaterial oder in (Zwischen-)Produkten, wie beispielsweise Ammoniak.

Im Folgenden werden die im Rahmen von TransHyDE untersuchten Transportoptionen in vier Factsheets genauer beleuchtet. Diese können auch unter www.transhyde/technologien eingesehen werden. Zunächst wird die Prozesskette mit ihren Energiebedarfen umrissen. Anschließend werden Vor- und Nachteile der Transportoption erörtert und der aktuelle Entwicklungsstand (zum Zeitpunkt 07/2025) dargestellt. Es folgen eventuelle Herausforderungen, Anwendungsfälle, Transportkosten, sowie Ökologie- und Sicherheitsaspekte.

Zusätzlich wurden zwei kurze Exkurse zur Wasserstoffspeicherung im Untergrund sowie zu Terminals an Seehäfen erstellt, da diese essentielle Bausteine einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur darstellen.

Inhaltsübersicht des Kapitels

2.1	Gasförmiger Wasserstoff (GH ₂) – Fernleitungspipeline	S. 16
2.1.1	Schematische Prozesskette	S. 16
2.1.2	Vorteile	S. 16
2.1.3	Nachteile	S. 16
2.1.4	Aktueller Entwicklungsstand	S. 17
2.1.5	Herausforderung in der Umsetzung	S. 17
2.1.6	Mögliche Anwendungen	S. 17
2.1.7	H ₂ -Transportkosten	S. 18
2.1.8	Ökologie	S. 19
2.1.9	Sicherheit	S. 19
2.2	Flüssigwasserstoff (LH ₂) – Transport per Schiff	S. 19
2.2.1	Schematische Prozesskette	S. 19
2.2.2	Vorteile	S. 20
2.2.3	Nachteile	S. 20
2.2.4	Aktueller Entwicklungsstand	S. 21
2.2.5	Herausforderung in der Umsetzung	S. 21
2.2.6	Mögliche Anwendungen	S. 22

2.2.7	H ₂ -Transportkosten	S. 22
2.2.8	Ökologie	S. 22
2.2.9	Sicherheit	S. 23
2.3	Flüssige, organische Wasserstoffträgermaterialien (LOHC) – Transport per Schiff	S. 23
2.3.1	Schematische Prozesskette	S. 23
2.3.2	Vorteile	S. 24
2.3.3	Nachteile	S. 24
2.3.4	Aktueller Entwicklungsstand	S. 24
2.3.5	Herausforderung in der Umsetzung	S. 25
2.3.6	Mögliche Anwendungen	S. 25
2.3.7	H ₂ -Transportkosten	S. 25
2.3.8	Ökologie	S. 26
2.3.9	Sicherheit	S. 26
2.4	Ammoniak (NH ₃) – Transport per Schiff	S. 27
2.4.1	Schematische Prozesskette	S. 27
2.4.2	Vorteile	S. 28
2.4.3	Nachteile	S. 28
2.4.4	Aktueller Entwicklungsstand	S. 28
2.4.5	Herausforderung in der Umsetzung	S. 29
2.4.6	Mögliche Anwendungen	S. 29
2.4.7	H ₂ -Transportkosten	S. 29
2.4.8	Ökologie	S. 30
2.4.9	Sicherheit	S. 30
2.5	Wasserstoffterminals	S. 30
2.5.1	Landterminals	S. 30
2.5.2	Schwimmende Terminals (FSRU)	S. 31
2.5.3	Aufbau eines Terminals	S. 31
2.6	Wasserstoffspeicher	S. 32
2.6.1	Übersicht Speichertechnologien	S. 32
2.6.2	Fokus Untergrundspeicher	S. 33
2.6.3	Aktueller Entwicklungsstand	S. 34
2.6.4	Herausforderungen in der Umsetzung	S. 35
2.6.5	Gegenüberstellung von Salzkavernen und Porenspeichern	S. 35
2.6.6	Fazit	S. 35

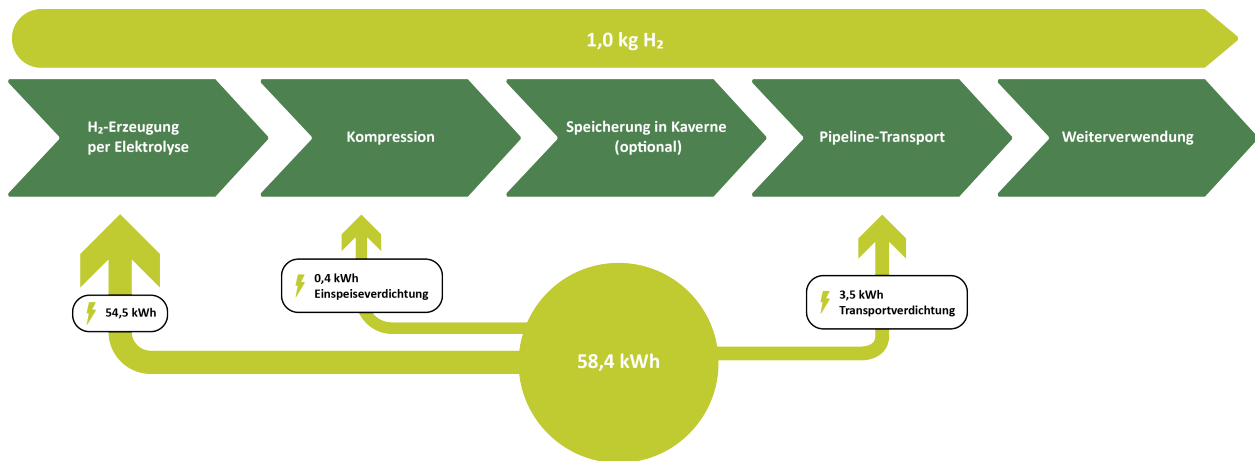


Abbildung 2.1. Schematische Prozesskette gasförmiger Wasserstoff.

2.1. Gasförmiger Wasserstoff (GH₂) – Fernleitungspipeline

Wasserstoff ist unter Normalbedingungen gasförmig. Das bedeutet, dass dieser für den Transport in Pipelines verdichtet werden muss (Abbildung 2.1). Pipelines sind insbesondere für vergleichsweise kurze Distanzen vorgesehen, beispielsweise für den Import aus dem Norden oder Süden Europas.

2.1.1. Schematische Prozesskette

Verdichtung

Zur Einspeisung in die Pipeline muss der Druck des Wasserstoffs dem Pipelinedruck angepasst werden. Typische Pipelinedrücke liegen zwischen 50 und 80 bar [1]. Die Verdichtung von Wasserstoff, beginnend bei einem Ausgangsdruck einer Elektrolyseanlage von 30 bar, auf einen Druck von etwa 70 bar in der Pipeline benötigt etwa 0,4 kWh_{el}.

Es werden Wasserstoffverluste kleiner 1 Prozent (%) erwartet [2, 3].

Speicherung

Die Fluktuationen, die sich durch den Einsatz erneuerbaren Stroms in der Wasserstoffherzeugung ergeben, lassen sich durch eine Speicherung des komprimierten Wasserstoffs ausgleichen. Wird keine Speicherung verwendet, so sollte die Entnahme an die schwankende Einspeisung angepasst sein [4]. Die Speicherung stellt somit nur einen optionalen Teil in der Prozesskette dar. Für die Speicherung wird ein zusätzlicher Energieeinsatz notwendig. Zum einen muss der Wasserstoff auf höhere Drücke komprimiert werden: Typische Drücke in Kavernenspeichern liegen zwischen 50 und 175 bar [2]. Zum anderen ist nach der Speicherung und vor der Verwendung eine Gastrocknung und Reinigung notwendig [5]. Der Energieaufwand dafür hängt vom notwendigen Reinheitsgrad ab.

Als großskalige Wasserstoffspeicher kommen vor allem Salzkavernen in Frage, wie sie auch aktuell für die Speicherung von Erdgas genutzt werden. Wasserstoffverluste bei der Speicherung werden nicht erwartet [6].

Transport des gasförmigen Wasserstoffs per Pipeline

Für den Pipelinetransport müssen in regelmäßigen Abständen Verdichter betrieben werden, um den Druck aufrechtzuhalten. Der entsprechende Energieverbrauch hängt vom Pipelinedurchmesser und den Druckniveaus ab und wird hier mit 0,85 kWh_{el}

pro kg H₂ pro 1.000km abgeschätzt (Annahme aus [1] für eine 48-inch (DN1200) Pipeline und einem 100% load factor).

Für umgestellte Gasleitungen gilt eine H₂-Reinheit von ≥98% und ein Druck von 100bar [7]. Aktuell wird über eine höhere H₂-Reinheit in den Pipelines diskutiert.

Um die Materialstabilität zu gewährleisten, sollten große Druckschwankungen vermieden werden [1]. Wasserstoff könnte im Vergleich zu Methan auf Grund seiner kleineren Molekülgröße leichter entweichen. Regelmäßige Prüfungen der Integrität von Pipelines und Verdichter könnten daher Materialschädigungen vorbeugen und Wasserstoffverluste vermeiden [1]. Für den Transport von Wasserstoff per Pipeline ist im Vergleich zu Erdgas deutlich mehr Volumen nötig bzw. es sind höhere Flussgeschwindigkeiten erforderlich [1, 8].

2.1.2. Vorteile

Effiziente Kurzstrecke

Die Prozesskette des gasförmigen Wasserstoffs kann eine hohe Energieeffizienz aufweisen. Nur die Verdichtung sowie die eventuell vorher erforderliche Aufreinigung sind energieintensiv [4]. Daher ist eine Energie- und Kosteneffizienz nur für Strecken bis ca. 7.500 km gegeben.

Umwidmung möglich

Ein Großteil des bestehenden Erdgasnetzes kann in Deutschland und Europa für den gasförmigen H₂-Transport, -Speicherung und -Verteilung umgestellt werden [8, 9]. Dadurch können Kosten und Zeit eingespart werden.

Direkter Einsatz von H₂

Wasserstoff aus der Pipeline kann direkt verwendet werden und muss nicht zunächst von einem Trägermedium gelöst werden.

2.1.3. Nachteile

Investitionsbedarf

Da mit dem Neubau oder der Umstellung von Pipelines erhebliche Investitionen einhergehen, sind Geschäftsmodelle erst bei großen Abnahmevolumina tragfähig [8].

Reinigung bei Umstellung

Bei der Umstellung vorhandener Leitungen auf Wasserstoff ist mindestens eine initiale Reinigung zu erwarten [10].

Energiedichte

Im Vergleich zu schiffsgebundenem Transport weist Pipeline-transport von Wasserstoff eine geringere Energiedichte auf [4].

2.1.4. Aktueller Entwicklungsstand

Umsetzungshorizont

Der Antrag für das H₂-Kernnetz wurde im August 2024 eingereicht [11].

Aktuell sind mehrere Vorhaben zur Umstellung von Erdgasleitungen oder zum Neubau von Wasserstoffnetzen in Planung, darunter 15 BMWF-geförderte Projekte aus der IPCEI-Linie (Important Projects of Common European Interest). Diese bilden zusammen den Kern des Wasserstoff-Startnetzes. [12]

Für die Umstellung von Gasleitungen auf den Transport von Wasserstoff existiert ein DVGW-Regelwerk [13]. Umsetzungshorizont für die Umstellung bestehender Pipelines beträgt 3 bis 5 Jahre.

Im Gegensatz dazu beträgt der Umsetzungshorizont 6 bis 7 Jahre für Planung, Genehmigung und Bau neuer Pipelines [14]. Im TransHyDE-Projekt Sichere Infrastruktur wurde ein Verteilnetz erfolgreich auf Wasserstoff umgestellt.

Technologiereifegrad (TRL)

Pipeline-Transport: 9

Transport von Wasserstoff zwischen Industriestandorten wird seit Jahrzehnten praktiziert. Zeitweise wurde in einigen Regionen Deutschlands mit wasserstoffhaltigem Gas geheizt (sog. Stadtgas) [4].

Verdichtung: 7 bis 9

Es befinden sich neue Verdichter in Entwicklung, die auf erneuerbarer Energie basieren.

Normung

Im Rahmen einer Bestandsanalyse identifizierte das TransHyDE-Projekt Norm 410 relevante Regelwerke für den leitungsgebundenen Transport von gasförmigem Wasserstoff (Abbildung 2.2). Diese betreffen vor allem den Infrastrukturbereich und sind meist historisch aus der Gasversorgung entstanden. [15]

2.1.5. Herausforderung in der Umsetzung

Neubau

Es kann nicht auf bestehende Genehmigungen, Landnutzungsrechte und Pipelines aufgebaut werden. Nicht alle bestehenden Pipelines können umgewidmet werden.

Umwidmung

Die Versorgung mit Erdgas muss parallel weiterhin sichergestellt werden. Jede Pipeline sollte vorab geprüft werden.

Auslegung

Bei stark schwankendem Betriebsdruck (hohen Drucklastwechseln) könnte es im Laufe der Zeit zu einer Versprödung des Materials kommen [1]. Neben möglichen Beschichtungen wird vor allem auf eine resiliente Auslegung der Bauteile gesetzt, um negative Auswirkungen durch versprödungsbedingte Risse zu minimieren [1, 16].

Bestandsanalyse zum bestehenden technischen und gesetzlichen Ordnungsrahmen für GH₂

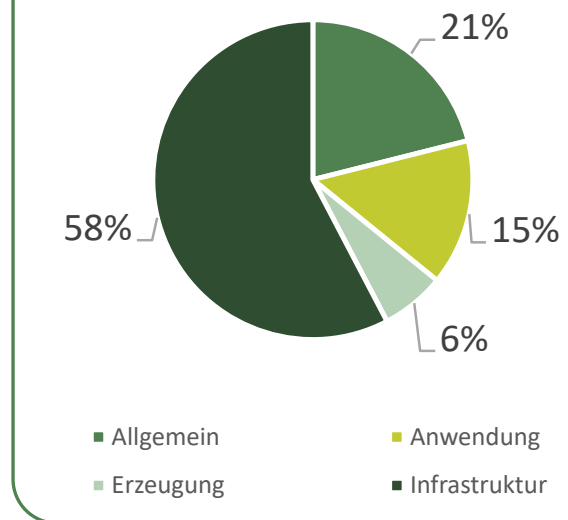


Abbildung 2.2. Bestandsanalyse des Ordnungsrahmens für GH₂.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Verdichter

(Weiter-)Entwicklung von elektrischen Verdichtern für Pipelines [1, 8, 17].

Rolle der Gasverteilnetze

An das derzeitige Erdgastransportnetz sind 500 Großkunden (Großindustrie) angeschlossen. In den nachgelagerten Gasverteilnetzen befinden sich weitere ca. 1,7 Mio. industrielle und gewerbliche Letztverbraucher. Die Planungen zum H₂-Kernnetz sind bisher weitgehend ohne die Berücksichtigung nachgelagerter Verteilnetze erfolgt. Die Erbringung der „letzten Meile“ ist noch teilweise unklar.

Monitoring

Nachdem erste H₂-Transportnetze und -Speicher in Betrieb gegangen sind, werden umfangreiche Monitoringuntersuchungen erfolgen müssen. Dabei sind die Gasbeschaffenheit, Materialfragen, Gasanlagen, Verdichter sowie die Entwicklung geeigneter Sensorik und Monitoringmethoden (Analytik, Leckagedetektion, Ferndetektion, Odorierung, Messtechnik) zu berücksichtigen.

2.1.6. Mögliche Anwendungen

Stoffliche Nutzung

GH₂ wird aktuell in der chemischen Industrie produziert und genutzt, beispielsweise zur Herstellung von Ammoniak, aus dem wiederum Düngemittel gewonnen werden. Wasserstoff wird teilweise auch als Schutz vor Oxidation eingesetzt.

Energetische Nutzung

GH₂ könnte auch direkt in Brennern oder Brennstoffzellen zur Gewinnung von Strom und Wärme genutzt werden. Dabei werden besonders Mittel- (>100 °C bis 500 °C) und Hochtemperaturwärme (>500 °C) in den Fokus genommen, für die bisher kein effizienter erneuerbarer Ansatz existiert.

Reinheit

Für manche Anwendungen, die sehr reinen Wasserstoff benötigen – beispielsweise Brennstoffzellen – wäre unter Umständen eine energieintensive Aufreinigung nötig.

Bei hohen festgelegten Reinheitsbestimmungen für die Pipelines könnte dieser energieintensive Schritt für die H₂-Produzenten nötig werden.

2.1.7. H₂-Transportkosten

Die Kosten für den Transport können als Anhaltspunkt für die spätere Preisbildung von Wasserstoff dienen. Jedoch beeinflussen viele verschiedene Faktoren den Preis für Endkund:innen.

Die folgende Abbildung 2.3 stellt die H₂-Transportkosten pro transportierter Kilowattstunde Wasserstoff - von der Wasserstoffherzeugung, über die Umwandlung in das Trägermedium, den entsprechenden Transport bis hin zur Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff, teilweise mit Abwärmenutzung - in Abhängigkeit der Transportdistanz dar. Die Abbildung basiert auf den Daten der Publikation der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ des Akademienprojektes Energiesysteme der Zukunft (ESYS) und kann als Excel-Tool heruntergeladen werden [4].

Bei den entfernungsunabhängigen Kosten (Schnittpunkt mit der y-Achse) wird deutlich, dass die initialen H₂-Transportkosten für die Trägermedien LH₂, LOHC oder NH₃ im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff deutlich höher sind. Dies ist den höheren initialen Kosten für die Synthese und/oder Kompression geschuldet. Über weite Distanzen nehmen die Transportkosten per Schiff jedoch nur kaum zu.

Grundsätzlich steigen die Kosten für den pipelinegebundenen Transport mit zunehmender Distanz stärker an. Daher ergeben sich nach Pipeline (Durchmesser, Neubau oder Umrüstung) mögliche wirtschaftliche Distanzen von wenigen Hundert bis zu mehreren Tausend Kilometern.

TransHyDE-Projekt Systemanalyse: Analyse der H₂-Transportkosten

In einer im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführten Untersuchung wurden die **Kosten der Wasserstofftransportoptionen**, einschließlich der Kosten der Rückumwandlung, einander gegenübergestellt.

Unter Berücksichtigung der Transportdistanz ist laut der vorliegenden Untersuchung der Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff bis zu einer Entfernung von 1.600 km kostengünstiger. Nach diesem Schwellenwert sind die Transporte per Schiff die günstigere Option.

Die Studie identifiziert den Strompreis als entscheidenden Faktor für den Break-Even-Punkt zwischen Pipeline- und Schiffs-transport. Da die Bereitstellung von Wärme für die Rückgewinnung von LOHC und Ammoniak nach der Verschiffung ebenfalls als elektrisch angenommen wird, sind diese beiden Energieträger von hohen Strompreisen im Importland besonders betroffen. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [3] verwiesen.

Zudem wurde eine **Meta-Analyse zu H₂-Bereitstellungskosten** durchgeführt. In dieser Analyse wurden die geschätzten Bereitstellungskosten grüner chemischer Energieträger exklusive der Rückumwandlung an der europäischen Grenze anhand eines Datensatzes von 1050 Datenpunkten aus 30 Studien untersucht. Mithilfe statistischer Analysen wurden Unterschiede zwischen den Studien hervorgehoben.

Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Hauptfaktoren für die Kostenunterschiede die schwankenden Produktionskosten sind. Im Besonderen gilt dies für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und Investitionsausgaben für erneuerbare Energiequellen, Elektrolyseure und trägerspezifische Umwandlungsprozesse.

Zudem zeigt die Untersuchung, dass die Bereitstellung von NH₃ und LOHC die geringsten durchschnittlichen Kosten aufweisen. Jedoch werden Kosten für die Rückgewinnung von Wasserstoff bzw. des Ammoniak-Crackings nicht berücksichtigt. Im Jahr 2030 sind sie um 41 % und im Jahr 2050 um 47 % günstiger

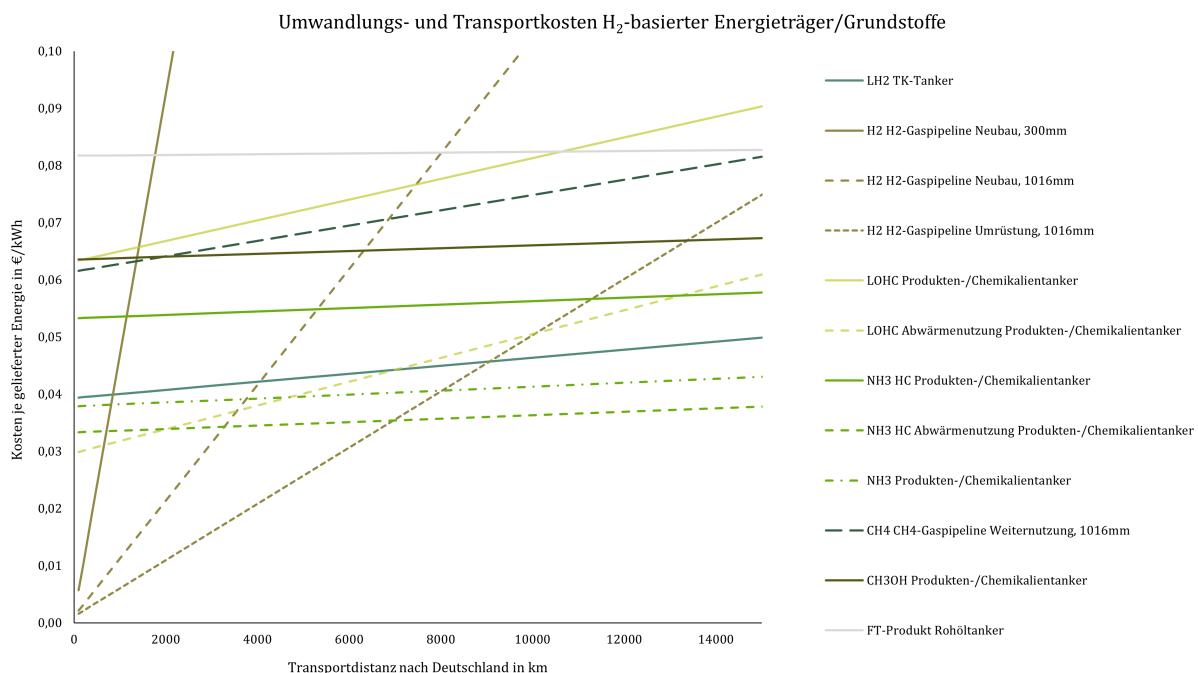


Abbildung 2.3. Umwandlungs- und Transportkosten H₂-basierter Energieträger/Grundstoffe. Aus dem H₂-Berechnungstool der Publikation „Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030“. NH₃: Ammoniak für die stoffliche Nutzung, NH₃ HC: Ammoniak als Wasserstoffträgermedium (HC: hydrogen carrier), CH₄: Methan, CH₃OH: Methanol, FT-Produkte: Fischer-Tropsch-Produkte (e-crude) [4].

als die Energieträger LH_2 , Methanol (MeOH), flüssiges Methan (CH_4) und Kraftstoffe auf Fischer-Tropsch-Basis (FT).

Hierbei liegen die Bereitstellungskosten von NH_3 im Mittel bei 100 Euro pro MWh. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [18] verwiesen.

2.1.8. Ökologie

Lebenszyklusemissionen

Eine im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführte Metastudie [19] verdeutlicht, dass sich Ökobilanzergebnisse in der Literatur insbesondere auf Grund unterschiedlicher Systemgrenzen und Datenqualität unterscheiden. Dies erschwert den Vergleich. Nichtsdestotrotz werden einige Tendenzen deutlich.

Abbildung 2.4 zeigt einen Boxplot und stellt die Verteilung des Datensatzes dar. Hierbei zeigt die Box die mittleren 50% der Daten. Die Linie innerhalb der Box stellt den Median des Datensatzes dar, also den Wert, der die Daten in zwei Hälften teilt.

Das Kreuz zeigt den Mittelpunkt der Daten und die Punkte die Ausreißer.

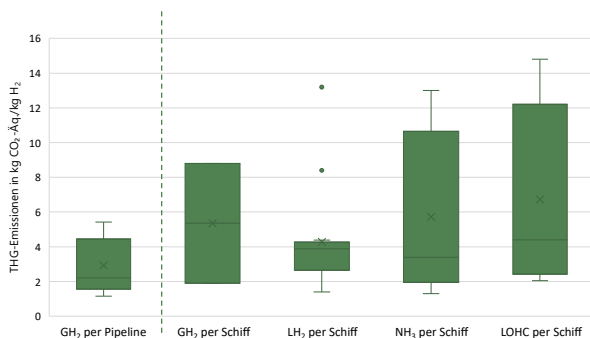


Abbildung 2.4. Lebenszyklusemissionen von der Wasserstoffproduktion bis zur Rückumwandlung. Darstellung des FfE e.V. GH₂: gasförmiger Wasserstoff, LH₂: Flüssigwasserstoff, NH₃: Ammoniak, LOHC: Flüssiges Wasserstoffträgermedium.

Grundsätzlich zeichnen sich laut der Metastudie [19] folgende Trends aus der Literatur ab:

- Flüssigwasserstoff ist bei längeren Distanzen (über 1.000 km) tendenziell das Trägermedium mit dem geringsten ökologischen Fußabdruck.
- Gasförmiger Wasserstoff weist niedrige Treibhausgas-Emissionen auf (insbesondere bei kürzeren Transportdistanzen).
- Der H₂-Transport mittels chemischer Trägermedien ist im Vergleich zu gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff mit höheren Treibhausgas-Emissionen verbunden. Die verschiedenen Wasserstoffträgermedien unterscheiden sich dabei nur geringfügig.

Die Emissionshotspots des Transports unterscheiden sich je nach Trägermedium und werden insbesondere durch energieintensive Umwandlungs- oder Rückumwandlungsschritte verursacht. So liegt der Hotspot im GH₂-Transport per LKW in den Transportemissionen, die durch die angenommene Transportdistanz beeinflusst werden. Der Hotspot im GH₂-Transport per Pipeline liegt im Betrieb der Kompressorstationen für die Einspeise- und Transportverdichtung. Laut [20] kann ein umweltfreundlicher GH₂-Transport nur dann gewährleistet werden,

Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden?

wenn Einspeise- und Transportverdichtung über Strom aus erneuerbaren Energien betrieben werden. [19]

2.1.9. Sicherheit

Gefahrgut: Wie auch bei anderen Trägermedien, chemischen Verbindungen, Kraft- und Brennstoffen, sollte die Sicherheit beachtet werden.

Explosionsgefahr

Verdichteter, gasförmiger Wasserstoff kann bei Erwärmung explosiv reagieren. Das Risiko der Bildung explosiver Atmosphären besteht. [21]

Entflammbarkeit

Verdichteter Wasserstoff ist extrem entzündlich [21]. Bei Leckagen verflüchtigt sich Wasserstoff aufgrund seiner hohen Diffusivität schnell.

Keine Personengefährdung

Es liegt kein direktes Gefährdungspotential für Personen vor [21].

Keine Umweltgefährdung

Wasserstoff weist ein geringes indirektes Treibhausgaspotential auf [22]. Hierzu besteht noch Forschungsbedarf.

2.2. Flüssigwasserstoff (LH₂) – Transport per Schiff

Wird Wasserstoff stark verdichtet und/oder heruntergekühlt (-253°C), so wird er flüssig. Dadurch erhöht sich die Energiedichte und Wasserstoff kann so in Tanks gespeichert und transportiert werden (Abbildung 2.5). Steigt die Temperatur wieder, so wird Wasserstoff wieder gasförmig und kann im Transport verlustig werden (sogenannter boil-off).

2.2.1. Schematische Prozesskette

Verflüssigung

Wasserstoff muss auf -253 °C heruntergekühlt werden, um einen flüssigen Zustand zu erreichen [4]. Dafür sind mehrere Kühlzyklen nötig [8].

Die Verflüssigung ist energieaufwändig: Mit aktueller Technik werden für 1 kg H₂ bei einem Druck von 30 bar (Druckbetrieb der PEM-Elektrolyse) ca. 8,5 kWh Strom benötigt. Das entspricht etwa 25 % des Wasserstoff-Heizwerts [4, 23].

Zusätzlich wird die Energie zur Verflüssigung im Herkunftsland aufgebracht, welche idealerweise aus erneuerbaren Energien bereitgestellt würde [4].

Speicherung am Exportterminal

Flüssiger Wasserstoff wird in thermisch isolierten Tanks gelagert, um Kälteverluste zu vermeiden [4].

Trotz der thermischen Isolation dringt Wärme in die Tanks ein und sorgt für Verdampfen von LH₂. Das entstehende Wasserstoffgas sammelt sich im Tank, was zu einem langsamen Druckanstieg führt. Bei längeren Haltezeiten, abhängig von der Druckfestigkeit des Tanks, muss das Wasserstoffgas als sogenannter Boil-Off aus dem Tank entfernt werden, um einen Druckanstieg über den maximalen Arbeitsdruck des Tanks zu vermeiden [4, 23].

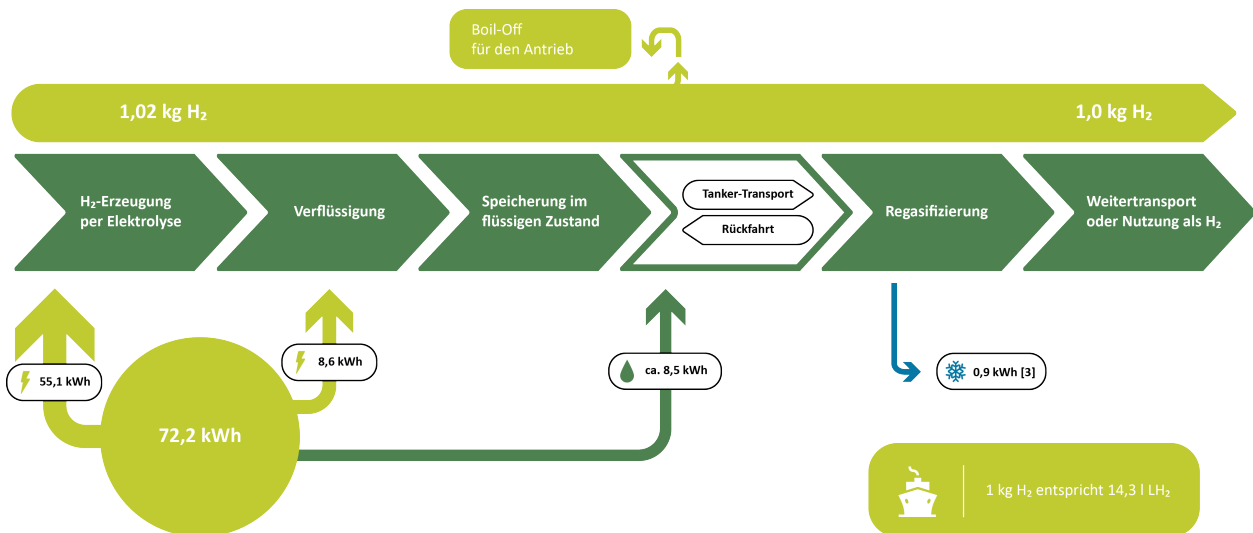


Abbildung 2.5. Schematische Prozesskette Flüssigwasserstoff.

Boil-Off-Raten bewegen sich zwischen 0,03 % und 0,18 % pro Tag, abhängig von der Größe des verwendeten Tanks. Größere Tanks haben hierbei geringere Boil-Off-Raten, da das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen geringer ist [23].

Wenn möglich, könnte dieser Boil-Off aufgefangen und einer weiteren Verwendung zugeführt werden, sodass es nicht zu einem Verlust käme. Befinden sich die Tanks in der Nähe der Verflüssigungsanlage, so könnte der Boil-Off wieder verflüssigt werden. Auch eine direkte energetische Nutzung in Brennstoffzellen wäre denkbar.

Beladung des Tankers, Transport und Entladung am Zielhafen

Die Be- und Entladung eines LH₂-Tankers funktioniert technisch ähnlich wie bei LNG-Terminals. [4]

Bei kürzeren Transportdistanzen (unter 2.000 km) ist der Druckanstieg im Tank minimal, das Boil-Off-Gas bleibt im Tank.

Bei längeren Transportdistanzen auf Schiffen ohne Rückverflüssigungsanlage wird Boil-Off auftreten. Der Boil-Off auf dem Schiff kann aufgefangen und für den Schiffsantrieb genutzt werden [24]. Bei Schiffen mit Tanks 20.000 - 40.000 m³ Größe rechnet man mit einem Boil-Off von 0,03 % pro Tag [25]. Bei Schiffen mit einer Kapazität von 200.000 m³ werden pro Tag und transportiertem kg H₂ etwa 0,01 kWh Energie frei.

Während der Entladung am Importterminal kann ebenfalls Boil-Off auftreten. Dieses kann aufgefangen und im gasförmigen Zustand direkt der Wasserstoff-Pipeline zugeführt werden, sodass kein Verlust auftritt.

Während der Beladung kann Boil-Off auftreten, dieses Gas kann jedoch vor Ort in der Verflüssigungsanlage wieder verflüssigt werden, sodass ein Verlust vermieden wird.

Bei längeren Transportdistanzen bieten sich Schiffe mit integrierter Rückverflüssigungsanlage an, wie auch bei LNG-Carriern praktiziert. Etwa 70-80% des Boil-Off-Gases werden rückverflüssigt, während die übrigen 20-30 % zur Gewinnung der erforderlichen Energie genutzt werden.

Typischerweise reicht der Boil-Off nicht für die vollständige Bereitstellung der Antriebsenergie aus. Basierend auf historischen Verbrauchsdaten für große (> 200.000 m³) LNG-Tanker [26] werden für den Transport über 16.000 km sowie die Rückfahrt des Schiffes insgesamt etwa 8,5 kWh Antriebsenergie pro kg Wasserstoff benötigt. Diese Zahlen hängen jedoch stark von der Geschwindigkeit sowie dem Typ des Schiffes ab.

Regasifizierung am Zielhafen und Weitertransport

Für die Regasifizierung ist ein Aufwärmen des Wasserstoffs auf über -253 °C ausreichend. Dafür genügt bereits Umgebungswärme [23].

Für den Weitertransport des gasförmigen Wasserstoffs in der Pipeline muss der Wasserstoff einen Druck von 70 bar aufweisen. Dies könnte durch Regasifizierung unter Druck erreicht werden. Eine energieaufwändige Verdichtung in teuren Kompressoren könnte entfallen.

Das Verfahren ähnelt der Pipeline-Einspeisung von regasifiziertem LNG. Das eröffnet die Möglichkeit, Peak-Shaving im Gasnetz durchzuführen [27].

Der Weitertransport ist nach Regasifizierung gasförmig per Pipeline oder flüssig per Trailer auf der Straße möglich [23].

2.2.2. Vorteile

Regasifizierung

Um flüssigen Wasserstoff in gasförmigen umzuwandeln („Regasifizierung“), muss die Flüssigkeit verdampft werden. Dazu reicht Umgebungswärme aus [23]. Im Anschluss kann die Infrastruktur für gasförmigen Wasserstoff genutzt werden.

Reinheit

Bei der Verflüssigung gelangt Wasserstoff kaum mit anderen Chemikalien in Kontakt. Damit ist LH₂ auch für eine direkte Anwendung mit hohem Reinheitsanspruch, wie etwa Brennstoffzellen, geeignet [4, 23].

Energiedichte

Flüssiger Wasserstoff hat eine höhere volumetrische Energiedichte als gasförmiger Wasserstoff und steht gleichzeitig nach Regasifizierung für die direkte Wasserstoffnutzung zur Verfügung.

2.2.3. Nachteile

Um Wasserstoff zu verflüssigen, muss er auf -253 °C abgekühlt werden. Dafür werden mit modernen Verfahren etwa 25% der im H₂ gespeicherten Energie benötigt. Dem Optimierungspotential sind physikalische Grenzen gesetzt [2, 8, 28].

Trotz Isolation von Speichern ist ein geringer Wärmefluss nicht zu vermeiden. Der dadurch verdampfende Wasserstoff erhöht den Druck innerhalb des Speichers und muss abgelassen

werden, um ein Bersten des Speichers zu vermeiden. Dieses Gas wird „Boil-Off“ genannt und kann je nach Speicher zwischen 0,03 % und 0,18 % pro Tag betragen [2, 8, 28].

Wird ein warmer Speicher mit LH₂ befüllt, kommt es beim Einkühlen des Speichers ebenfalls zu Wasserstoffverdampfung. Normalerweise muss der Speicher auch bei Nichtbenutzung durch Vorhalten einer Restmenge LH₂ im kalten Zustand gehalten werden [2, 28].

Geringe Wärmeeinwirkung reicht aus, um flüssigen Wasserstoff in den gasförmigen Zustand zu verdampfen. Um den Wärmefluss so gering wie möglich zu halten, sind effiziente Isolierungen notwendig. Die Werkstoffe müssen sowohl mit der Temperatur des flüssigen Wasserstoffs als auch mit der Umgebungstemperatur kompatibel sein. Diese Werkstoffe sind bekannt und in der LH₂-Logistik etabliert [8, 28].

Boil-Off kann in vielen Fällen genutzt oder wiederverflüssigt werden. Ist das nicht möglich, etwa bei Endnutzeranwendungen wie Tankstellen, bedeutet der Boil-Off einen zusätzlichen Verlust [28].

2.2.4. Aktueller Entwicklungsstand

Das erste Demonstrationsprojekt im Industriemaßstab wurde abgeschlossen [4, 23].

Umsetzungshorizont

Der Umsetzungshorizont für den Transport größerer Mengen LH₂ per Schiff wird aktuell auf etwa 5 bis 6 Jahre geschätzt.

Technologiereifegrad (TRL)

Verflüssigungsanlagen: 9

Die bisherige Infrastruktur ist nur für kleine LH₂-Verbräuche ausgelegt, z.B. in der Halbleiterindustrie [4, 23].

Einsatz als Flugzeug-Treibstoff: 7 bis 8

Erste bemannte Flüge durchgeführt [8].

Flüssigspeicher: 9

Es sind Großspeicher zur Nutzung von LH₂ als Raketentreibstoff in der Raumfahrt und an großen Wasserstoffverflüssigungsstandorten vorhanden [23]. Die Entwicklung größerer Speicher wird vorangetrieben [4, 23].

Einsatz als LKW-Treibstoff: 8 bis 9

Erste kommerzielle Nutzung [29].

Einsatz als Schiffstreibstoff: 8 bis 9

Erste kommerzielle Projekte im Fährverkehr [23].

Terminals und Schiffe: 7

Das erste Demonstrationsprojekt für den Wasserstofftransport ist abgeschlossen: der Schiffstransport durch die Suiso Frontier mit einer Kapazität von ca. 100 t Flüssigwasserstoff [4, 23].

Die Entwicklung von größeren Schiffen (> 10.000 t pro Schiff) wird vorangetrieben [4].

Normung

Eine Bestandsanalyse durch das TransHyDE-Projekt Norm identifizierte für das Trägermedium Flüssigwasserstoff 64 relevante Regelwerke (Abbildung 2.6). Diese betreffen insbesondere die Sicherheit von Lagerung und den Transport. [15]

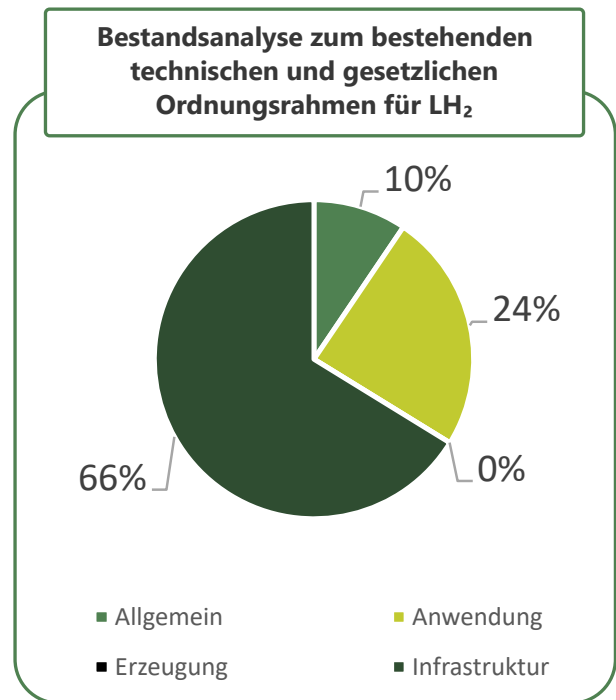


Abbildung 2.6. Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für Flüssigwasserstoff.

2.2.5. Herausforderung in der Umsetzung

Hochskalierung

Es wird eine Hochskalierung der Technologien notwendig. Je nach Element der Prozesskette wird ein Skalierungsfaktor zwischen 6 und 15 erwartet.

Energiebedarf Verflüssigung

Selbst bei vollständiger Ausschöpfung des Optimierungsbedarfs für den Energiebedarf zur Verflüssigung liegt dieser im Bereich von 6 kWh pro kg statt 8,5 kWh pro kg H₂ [23].

Investitionsausgaben

Es bestehen hohe Kosten für den Bau der Infrastruktur [8]. Eine Umrüstung von LNG-Importterminals auf LH₂ ist technisch machbar aber möglicherweise aufwendig, da neue Tanks notwendig sein könnten [4, 30, 31]. Die Kosten der Umrüstung sind Gegenstand der aktuell laufenden TransHyDE-Studie LNG2Hydrogen.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Kältenutzung

Die Gesamteffizienz der Transportkette kann durch eine mögliche Kältenutzung am Importstandort gesteigert werden.

Nutzung Boil-Off

Durch Verdampfen treten Verluste beim Transport und bei der Lagerung auf (Boil-Off). Kann dieser nun gasförmige Wasserstoff aufgefangen und genutzt werden, etwa als Schiffsantrieb, so würde sich die Effizienz der Gesamtkette erhöhen.

Speicher und Schiffe

Für den Transport von LH₂ besteht noch Entwicklungsbedarf für Transportschiffe und Speicher, um den Boil-Off zu verringern oder nutzbar zu machen.

2.2.6. Mögliche Anwendungen

Kraftstoff

Nutzung als flüssiger Treibstoff in LKW, Schiffen, Luft- und Raumfahrt möglich [32–34].

Hohe Reinheitsanforderungen

Eine hohe Wasserstoffreinheit ist für die Verwendung von Wasserstoff in Brennstoffzellen notwendig, da diese sonst Schaden nehmen könnten [35]. Auch Anwendungen in der Halbleiterindustrie setzen eine hohe Wasserstoffreinheit voraus [36].

Transport und Speicherung

Aufgrund der höheren Dichte ist der Platzbedarf von flüssigem Wasserstoff geringer als bei gasförmigem Wasserstoff. Daher bietet sich LH₂ für den Transport über größere Distanzen an. Zudem kann LH₂ auch dezentral gelagert werden, etwa an Tankstellen. [37]

Kältebedarf als Standortvorteil

Die anfallende Kälte könnte in industriellen Prozessen mit hohen Kälteanforderungen genutzt werden und so etwa flüssigen Stickstoff ersetzen. Aufgrund der niedrigen Temperatur könnte auch die Kühlung von Supraleitern möglich werden [23].

2.2.7. H₂-Transportkosten

Kosten für den Transport können einen Anhaltspunkt für die spätere Preisbildung von Wasserstoff geben. Jedoch beeinflussen viele verschiedene Faktoren den Preis für Endkund:innen.

Abbildung 2.3 stellt die H₂-Transportkosten pro transportierter Kilowattstunde Wasserstoff - von der Wasserstofferzeugung, über die Umwandlung in das Trägermedium, den entsprechenden Transport bis hin zur Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff, teilweise mit Abwärmenutzung - in Abhängigkeit der Transportdistanz dar. Die Abbildung basiert auf den Daten der Publikation der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft (ESYS) und kann als Excel-Tool heruntergeladen werden [4].

Im Falle der entfernungsunabhängigen Kosten (Schnittpunkt mit der y-Achse) wird deutlich, dass die initialen H₂-Transportkosten für die Trägermedien LH₂, LOHC oder NH₃ im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff deutlich höher sind. Dies ist den höheren initialen Kosten von Synthese und/oder Kompression geschuldet. Über weite Distanzen nehmen die Transportkosten per Schiff jedoch nur kaum zu.

Grundsätzlich steigen die Kosten für den Transport über Pipelines mit zunehmender Distanz stärker an. Daher ergeben sich nach Pipeline (Durchmesser, Neubau oder Umrüstung) mögliche wirtschaftliche Distanzen von wenigen Hundert bis mehreren Tausend Kilometern.

TransHyDE-Projekt Systemanalyse: Analyse der H₂-Transportkosten

In einer im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführten Untersuchung wurden die **Kosten der Wasserstofftransportoptionen**, einschließlich der Kosten der Rückumwandlung, einander gegenübergestellt.

Unter Berücksichtigung der Transportdistanz ist laut der vorliegenden Untersuchung der Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff bis zu einer Entfernung von 1.600 km kostengünsti-

ger. Nach diesem Schwellenwert sind die Transporte per Schiff die günstigere Option.

Die Studie identifiziert den Strompreis als entscheidenden Faktor für den Break-Even-Punkt zwischen Pipeline- und Schiffs-transport. Da die Bereitstellung von Wärme für die Rückgewinnung von LOHC und Ammoniak nach der Verschiffung ebenfalls als elektrisch angenommen wird, sind diese beiden Energieträger von hohen Strompreisen im Importland besonders betroffen. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [3] verwiesen.

Zudem wurde eine **Meta-Analyse zu H₂-Bereitstellungskosten** durchgeführt. In dieser Analyse wurden die geschätzten Bereitstellungskosten grüner chemischer Energieträger exklusive der Rückumwandlung an der europäischen Grenze anhand eines Datensatzes von 1050 Datenpunkten aus 30 Studien untersucht. Mithilfe statistischer Analysen wurden Unterschiede zwischen den Studien hervorgehoben.

Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Hauptfaktoren für die Kostenunterschiede die schwankenden Produktionskosten sind. Im Besonderen gilt dies für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und Investitionsausgaben für erneuerbare Energiequellen, Elektrolyseure und trägerspezifische Umwandlungsprozesse.

Die Untersuchung zeigt zudem, dass die Bereitstellung von NH₃ und LOHC die geringsten durchschnittlichen Kosten aufweist. Jedoch werden Kosten für die Rückgewinnung von Wasserstoff bzw. des Ammoniak-Crackings nicht berücksichtigt. Für das Jahr 2030 sind sie um 41 % und im Jahr 2050 um 47 % günstiger als die Energieträger LH₂, Methanol (MeOH), flüssiges Methan (CH₄) und Kraftstoffe auf Fischer-Tropsch-Basis (FT).

Hierbei liegen die Bereitstellungskosten von NH₃ im Mittel bei 100 Euro pro MWh. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [18] verwiesen.

2.2.8. Ökologie

Lebenszyklusemissionen

Eine im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführte Metastudie [19] verdeutlicht, dass sich Ökobilanzergebnisse in der Literatur insbesondere auf Grund unterschiedlicher Systemgrenzen und ihrer Datenqualität unterscheiden. Dies erschwert den Vergleich. Nichtsdestotrotz werden einige Tendenzen deutlich.

Abbildung 2.4 zeigt einen Boxplot und stellt die Verteilung des Datensatzes dar. Hierbei zeigt die Box die mittleren 50 % der Daten. Die Linie innerhalb der Box stellt den Median des Datensatzes dar, also den Wert, der die Daten in zwei Hälften teilt.

Grundsätzlich zeichnen sich laut der Metastudie [19] folgende Trends aus der Literatur ab:

- Flüssigwasserstoff ist bei längeren Distanzen (über 1.000 km) tendenziell das Trägermedium mit dem geringsten ökologischen Fußabdruck.
- Gasförmiger Wasserstoff weist niedrige Treibhausgas-Emissionen auf (insbesondere bei kürzeren Transportdistanzen).
- Der H₂-Transport mittels chemischer Trägermedien ist im Vergleich zu gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff mit höheren Treibhausgas-Emissionen verbunden. Die verschiedenen Wasserstoffträgermedien unterscheiden sich dabei nur geringfügig.

Die Emissionshotspots des Transports unterscheiden sich je nach Trägermedium und werden insbesondere durch energieintensive Umwandlungs- oder Rückumwandlungsschritte verursacht. So liegt der Hotspot im Flüssigwasserstofftransport per Schiff und LKW in der energieintensiven Verflüssigung des Wasserstoffs, verursacht durch die Verwendung von fossilem Netzstrom.

Einflussfaktoren auf die Gesamtemissionen sind Transportdistanz und Kraftstoffwahl. So nimmt der Einfluss des Transports mit steigender Transportdistanz auf die Gesamtemissionen zu. Zudem können indirekte Emissionen durch entweichendes Boil-off-Gas entstehen, insbesondere in den Prozessschritten der Verflüssigung und des Transports [19].

2.2.9. Sicherheit

Gefahrgut: Wie auch bei anderen Trägermedien, chemischen Verbindungen, Kraft- und Brennstoffen, sollte die Sicherheit bedacht werden.

Explosionsgefahr

Das Risiko der Bildung explosiver Atmosphären besteht [38].

Entflammbarkeit

Bei Übergang in die Gasphase ist zu beachten, dass gasförmiger Wasserstoff extrem entzündlich ist [21].

Keine Personengefährdung

Es liegt kein direktes Gefährdungspotential für Personen vor [21].

Keine Umweltgefährdung

Wasserstoff weist ein geringes indirektes Treibhausgaspotential auf [22]. Hierzu besteht noch Forschungsbedarf.

2.3. Flüssige, organische Wasserstoffträgermaterialien (LOHC) – Transport per Schiff

Flüssige, organische Wasserstoffträgermedien (Liquid Organic Hydrogen Carrier bzw. LOHC) sind chemische Verbindungen, die reversibel mit Wasserstoff beladen (hydriert) und bei Bedarf wieder entladen (dehydriert) werden können (Abbildung 2.7).

LOHC sind meist zyklische Kohlenstoffverbindungen, also ringförmige Moleküle. Diese werden aus Erdöl oder Kohle gewonnen. Sie weisen ähnliche Eigenschaften wie konventionelle, flüssige Mineralölprodukte auf.

2.3.1. Schematische Prozesskette

Hydrierung

Bei der Hydrierung wird Wasserstoff unter moderatem Druck in einem katalytischen Prozess chemisch an das Trägermedium gebunden [2, 4, 8].

Durch die Hydrierung kann im LOHC Benzyltoluol 6,2 Massenprozent Wasserstoff gespeichert werden [39]. Somit ist in 16,1 kg beladenem Benzyltoluol 1 kg H_2 enthalten. Mit einer Dichte von beladenem Benzyltoluol von 0,869-0,881 g/cm³ entspricht dies einem Volumen von 18,2-18,5 Litern [40].

Wird der Wasserstoff mittels PEM-Elektrolyse unter Druck von 30 bar produziert, ist für die Hydrierung kein zusätzlicher

Energieeinsatz für die Kompression notwendig [41]. Einzig anfallender Energieaufwand sind Balance-Of-Plant Komponenten, die etwa 0,5 kWh pro kg Wasserstoff ausmachen [42].

Dieser Prozessschritt verläuft exotherm, und die freiwerdende Wärme kann genutzt werden [4, 8]. Die freigesetzte Menge hängt von der spezifisch eingesetzten LOHC-Verbindung ab. Bei Benzyltoluol sind dies etwa 9 kWh pro kg H_2 [42] bei Temperaturen von 100 bis 250 °C [8].

Speicherung in Tanklagern

Da LOHC ähnliche Eigenschaften aufweisen wie Mineralölprodukte, können diese in konventionellen Tanks der Mineralölwirtschaft ohne größere technische Anpassungen gelagert werden [2].

Transport des Trägermediums per Schiff

LOHC kann in Öl- und Chemikaliientankern transportiert werden [8].

Die für den Transport benötigte Energie könnte mithilfe von klimaneutralen Kraftstoffen, wie z. B. synthetischem Schiffsdiesel, bereitgestellt werden. Perspektivisch könnte auch Wasserstoff aus LOHC zur Bereitstellung der Antriebsenergie genutzt werden. In diesem Fall würde an Bord eine entsprechende Dehydrierungsanlage sowie eine Brennstoffzelle oder eine Wasserstoffturbine benötigt werden [8].

Basierend auf historischen Verbrauchsdaten für große (> 200.000 t) Mineralöltanker [26] werden für den Transport über 16.000 km sowie die Rückfahrt des Schiffes zusätzlich etwa 6,4 kWh Antriebsenergie pro kg Wasserstoff benötigt. Diese Zahl kann jedoch stark von der Geschwindigkeit sowie dem Typ des Schiffes abhängen.

Anders als in den Fällen von Ammoniak oder Flüssigwasserstoff fährt das Schiff nicht leer zurück, sondern wird für den Rücktransport des Trägermediums genutzt [8].

Dehydrierung

Nach dem Transport wird der Wasserstoff aus dem Trägermedium zurückgewonnen bzw. das Trägermedium entladen [4].

Das Trägermedium wird anschließend zurück zum Exportland transportiert, um es dort erneut zu beladen [4].

Wasserstoffverluste werden bei der Dehydrierung nicht erwartet [43].

Dieser Prozessschritt verläuft endotherm, das heißt, es muss Energie aufgewendet werden [4]. Hierfür könnte anderweitig nicht genutzte Prozesswärme (notwendiges Temperaturniveau: 300 °C [42]) verwendet werden, wodurch sich die energetische Effizienz der Transportkette erhöht [4].

Für die Dehydrierung wird eine thermische Energie von etwa 11 kWh pro kg H_2 benötigt. Zusätzlich fallen rund 1,5 kWh pro kg H_2 elektrische Energie für Balance-of-Plant Komponenten an [42].

Weitertransport

Nach der Dehydrierung liegt der Wasserstoff unter Umgebungsdruck vor [41]. Daher ist für den eventuellen Weitertransport in einer Pipeline eine Kompression erforderlich (auf etwa 70 bar), was bei einer angenommenen Kompressoreffizienz von 70 % einen Stromverbrauch von etwa 2 kWh pro kg H_2 nach sich zieht.

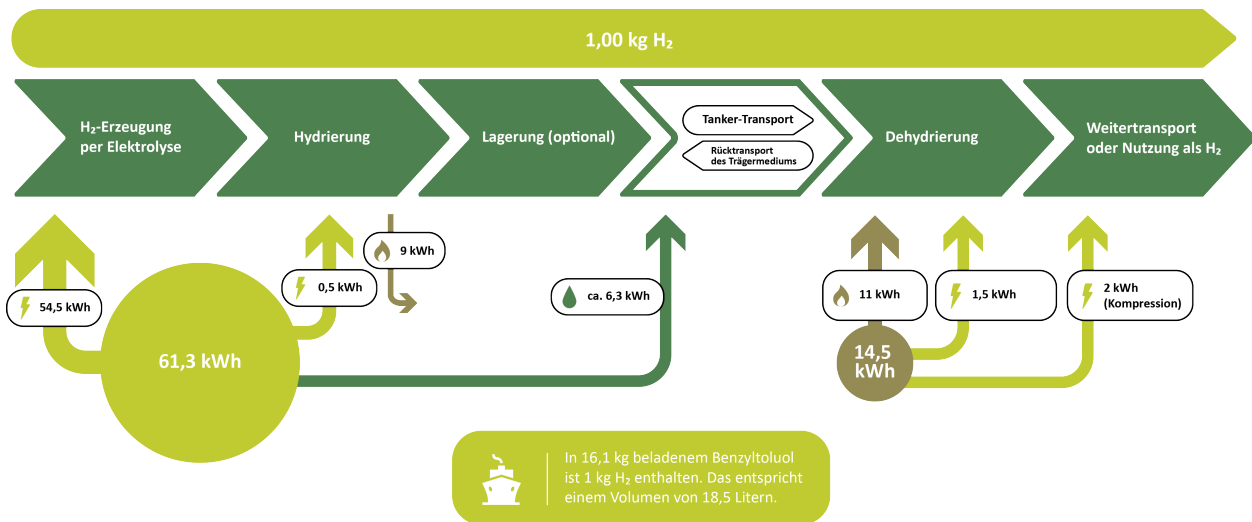


Abbildung 2.7. Schematische Prozesskette LOHC.

2.3.2. Vorteile

Weiternutzung von Infrastruktur

Da sich LOHC wie Mineralölprodukte verhalten, könnten teilweise bestehende Infrastrukturen der Mineralölwirtschaft verwendet und LOHC entsprechend transportiert und gelagert werden [2, 4, 8, 30]. Diese Verwendung ist nach einer entsprechenden Umwidmung möglich [4].

Zudem sind durch den schon weltweiten Handel mit Ölen Verlade- und Speicherkapazitäten vorhanden [44]. Auch die Verschiffung könnte mit begrenzten Anpassungen wie beim heutigen Öltransport erfolgen [8]. Neben Tankern, Speichern und der Hafeninfrastruktur besteht jedoch Entwicklungs- und Skalierungsbedarf bei den Dehydrierungsanlagen [4]. Diese werden aktuell primär als Forschungs- und Entwicklungsanlagen betrieben. [8]

Lager- und Transportstabilität

Die LOHC-Verbindungen zeichnen sich durch hohe Stabilität aus und es sind keine großen Verluste zu erwarten [8]. Zusätzlich wird das Trägermedium nicht verbraucht, sondern kann nach Entladung erneut zum H₂-Transport wiederverwendet werden.

Erfahrungen mit Ölprodukten

Es bestehen Erfahrungen im internationalen Handel und Transport mit Erdölprodukten. Diese können teilweise auf den Umgang mit bestimmten LOHC übertragen werden.

2.3.3. Nachteile

Energiebedarf der Dehydrierung

Da auf Erzeugungsseite bei der Hydrierung (exothermer Prozess) Wärme freigesetzt wird und auf Anwendungsseite bei der Dehydrierung (endothermer Prozess) Prozesswärme in Höhe von circa 12,5 kWh pro Kilogramm H₂ benötigt wird, hängt die Effizienz der Prozesskette davon ab, inwiefern die freiwerdende Energie genutzt bzw. benötigte Energie aus anderen Prozessen integriert werden kann [4]. Da weiterhin der Prozessschritt der Dehydrierung im Importland stattfindet, müsste ein Teil der Energie (25-30 %) im Importland aufgewendet werden [8].

Leerfahrt

Um Wasserstoff transportieren zu können, muss unbeladenes LOHC in das Exportland zurücktransportiert werden. Das höhere

Gewicht des beladenen Schiffes führt zu höherem Kraftstoffverbrauch beim Transport [1].

Investitionsausgaben

LOHCs sind teilweise noch nicht in benötigten Mengen vorhanden. Bisher werden hohe spezifische Kosten für das Trägermedium erwartet. [2, 8, 45]

2.3.4. Aktueller Entwicklungsstand

Eine erste (kommerzielle) Wasserstoff-Lieferkette basierend auf Benzyltoluol wurde 2022 mit der Wasserstofftankstelle Erlangen in Betrieb genommen [37].

Die meisten bisher erforschten LOHC-Verbindungen sind Toluol-basiert (Toluol, Dibenzyltoluol, Benzyltoluol). Aktuell ist keine großskalige Produktion dieser Verbindungen für den Transport von Wasserstoff vorhanden [4].

Umsetzungshorizont

Erste Pilotanlagen im industriellen Maßstab für den Markthochlauf werden in 3 bis 5 Jahren erwartet [4].

Akteur:innen aus dem TransHyDE-Projekt Helgoland gehen davon aus, dass großskalige Anlagen bis 2030 umgesetzt werden können.

Für die Realisierung eines großtechnischen Transports per Schiff wird mit 8 bis 10 Jahren gerechnet [4].

Technologiereifegrad (TRL)

LOHC-Hydrierung: 5 bis 7

Die LOHC-Hydrierung wird aktuell nur in Pilotprojekten durchgeführt. Zudem besteht ein Entwicklungs- und Skalierungsbedarf (International Renewable Energy Agency, 2022; International Energy Agency, 2024). Die Hydrierung ähnlicher Substanzen (Aromaten) ist bereits etabliert [46].

LOHC-Schiffstransport: 6 bis 9

Der bestehende Schiffstransport der Mineralölwirtschaft kann nach einer entsprechenden Umwidmung auch für den LOHC Transport verwendet werden [8, 47].

LOHC-Dehydrierung: 5 bis 8

Die LOHC-Dehydrierung wird aktuell in Pilotprojekten durch-

geführt. Zudem besteht ein Entwicklungs- und Skalierungsbedarf [8, 47].

Normung

Eine Bestandsanalyse durch das TransHyDE-Projekt Norm identifizierte für das Trägermedium LOHC ein sehr umfangreiches Regelwerk, welches auch den Wasserstofftransport per LOHC abdeckt (Abbildung 2.8). 420 weitere Regelwerke könnten auch Anwendung finden. [15]

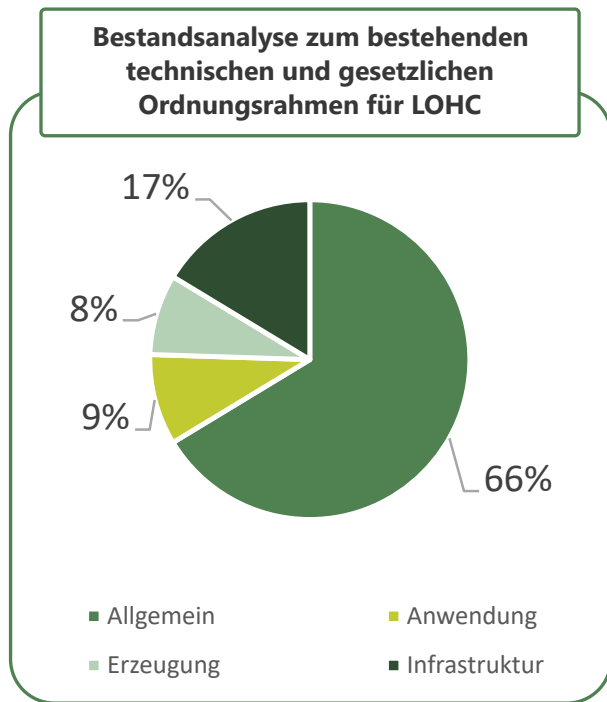


Abbildung 2.8. Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für LOHC.

2.3.5. Herausforderung in der Umsetzung

Fehlende Produktionskapazitäten

Da die meisten LOHCs aktuell nur in begrenzten Mengen hergestellt werden, müssten die Produktionskapazitäten für einen weltweiten H₂-Transport via LOHC deutlich erhöht werden [4]. Die Knappheit sowie der investitionsintensive Aufbau neuer Kapazitäten, kann höhere Preise bedingen.

Temperaturanforderungen

Dehydrierungsanlagen werden aktuell primär als Forschungs- und Entwicklungsanlagen betrieben. Bei der Dehydrierung werden Temperaturen von 270 bis 320 °C benötigt. Diese Temperaturanforderungen können auch bei effizienteren Prozessen kaum reduziert werden [8].

Verlust Trägermedium

Pro Be-/Entladungszyklus kann das Trägermedium degradieren. Die Höhe der Verluste unterscheiden sich hier je nach genutzten LOHC. Bei Benzyltoluol sollen laut dem TransHyDE-Projekt Helgoland bis zu 0,1 % und bei Toluol bis zu 2 % Verluste zu erwarten sein.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Hydrierung und Dehydrierung

Es besteht Forschungs- und Entwicklungsbedarf bei der Skalierung der Hydrier- und Dehydrieranlagen, sowie der Erforschung

Wie kann Wasserstoff transportiert und gespeichert werden?

dynamischer Lastprofile, der Direktelektrifizierung der Dehydrierung und bei der Optimierung von Reaktordesigns.

Katalysatoren

Ein Scale-Up von Katalysatoren ist nötig, sowie ein Langfrist-Performance-Monitoring von Katalysatoren.

Schiffsantrieb

Nutzung von LOHC-gebundenem H₂ als Kraftstoff und Skalierung von Dehydrieranlagen an Bord stellen noch offene Forschungsfragen dar.

2.3.6. Mögliche Anwendungen

Transport und Lagerung

Flüssige, organische Trägermedien eignen sich in erster Linie als Trägermaterial für die Speicherung und den Transport großer Mengen Wasserstoff über lange Distanzen.

Eine Verbrennung des Trägermediums ist nicht vorgesehen.

Abwärmenutzung

Anfallende Abwärme des Hydrierprozesses könnte für industrielle Prozesse oder zur Bereitstellung von Gebäudewärme genutzt werden. Auch könnte für den Dehydrierprozess vorhandene (industrielle) Überschuss-/Abwärme für die Freisetzung des Wasserstoffs genutzt werden [4].

Nutzung des H₂

Grundlegend ist der transportierte Wasserstoff nach der Entladung in allen Wasserstoffanwendungen einsetzbar. Für den Einsatz in Anwendungen mit höheren Reinheitsanforderungen, wie bspw. in Brennstoffzellen, müssten eventuelle Verunreinigungen über Reinigungsprozesse entfernt werden [4].

Aufreinigung

Nach dem Transport und der Dehydrierung (Rückgewinnung von H₂) kann eine Aufreinigung für manche Anwendungen nötig sein.

2.3.7. H₂-Transportkosten

Kosten für den Transport können einen Anhaltspunkt für die spätere Preisbildung von Wasserstoff geben. Jedoch beeinflussen viele verschiedene Faktoren den Preis für Endkund:innen.

Abbildung 2.3 stellt die H₂-Transportkosten pro transportierter Kilowattstunde Wasserstoff - von der Wasserstofferzeugung, über die Umwandlung in das Trägermedium, den entsprechenden Transport bis hin zur Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff, teilweise mit Abwärmenutzung - in Abhängigkeit der Transportdistanz dar. Die Abbildung basiert auf den Daten der Publikation der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft (ESYS) und kann als Excel-Tool heruntergeladen werden [4].

Im Falle der entfernungsunabhängigen Kosten (Schnittpunkt mit der y-Achse) wird deutlich, dass die initialen H₂-Transportkosten für die Trägermedien LH₂, LOHC oder NH₃ im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff deutlich höher sind. Dies ist den höheren initialen Kosten von Synthese und/oder Kompression geschuldet. Über weite Distanzen nehmen die Transportkosten per Schiff jedoch nur kaum zu.

Grundsätzlich steigen die Kosten für den pipelinegebundenen Transport stärker mit der zurückgelegten Distanz an. Daher

ergeben sich nach Pipeline (Durchmesser, Neubau oder Umrüstung) mögliche wirtschaftliche Distanzen von wenigen Hundert bis mehreren Tausend Kilometern.

TransHyDE-Projekt Systemanalyse: Analyse der H₂-Transportkosten

In einer im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführten Untersuchung wurden die **Kosten der Wasserstofftransportoptionen**, einschließlich der Kosten der Rückumwandlung, einander gegenübergestellt.

Unter Berücksichtigung der Transportdistanz ist laut der vorliegenden Untersuchung der Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff bis zu einer Entfernung von 1.600 km kostengünstiger. Nach diesem Schwellenwert sind die Transporte per Schiff die günstigere Option.

Die Studie identifiziert den Strompreis als entscheidenden Faktor für den Break-Even-Punkt zwischen Pipeline- und Schiffs-transport. Da die Bereitstellung von Wärme für die Rückgewinnung von LOHC und Ammoniak nach der Verschiffung ebenfalls als elektrisch angenommen wird, sind diese beiden Energieträger von hohen Strompreisen im Importland besonders betroffen. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [3] verwiesen.

Zudem wurde eine **Meta-Analyse zu H₂-Bereitstellungskosten** durchgeführt. In dieser Analyse wurden die geschätzten Bereitstellungskosten grüner chemischer Energieträger exklusive der Rückumwandlung an der europäischen Grenze anhand eines Datensatzes von 1050 Datenpunkten aus 30 Studien untersucht. Mithilfe statistischer Analysen wurden Unterschiede zwischen den Studien hervorgehoben.

Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Hauptfaktoren für die Kostenunterschiede die schwankenden Produktionskosten sind. Im Besonderen gilt dies für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und Investitionsausgaben für erneuerbare Energiequellen, Elektrolyseure und trägerspezifische Umwandlungsprozesse.

Zudem zeigt die Untersuchung, dass die Bereitstellung von NH₃ und LOHC die geringsten durchschnittlichen Kosten aufweisen. Jedoch werden Kosten für die Rückgewinnung von Wasserstoff bzw. des Ammoniak-Crackings nicht berücksichtigt. Für das Jahr 2030 sind sie um 41% und im Jahr 2050 um 47% günstiger als die Energieträger LH₂, Methanol (MeOH), flüssiges Methan (CH₄) und Kraftstoffe auf Fischer-Tropsch-Basis (FT).

Hierbei liegen die Bereitstellungskosten von NH₃ im Mittel bei 100 Euro pro MWh. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [18] verwiesen.

2.3.8. Ökologie

Lebenszyklusemissionen

Eine im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführte Metastudie [19] verdeutlicht, dass sich Ökobilanzergebnisse in der Literatur insbesondere auf Grund unterschiedlicher Systemgrenzen und ihrer Datenqualität unterscheiden. Dies erschwert den Vergleich. Nichtsdestotrotz werden einige Tendenzen deutlich.

Abbildung 2.4 zeigt einen Boxplot und stellt die Verteilung des Datensatzes dar. Hierbei zeigt die Box die mittleren 50 % der Daten. Die Linie innerhalb der Box stellt den Median des Datensatzes dar, also den Wert, der die Daten in zwei Hälften teilt.

Grundsätzlich zeichnen sich laut der Metastudie [19] folgende Trends aus der Literatur ab:

- Flüssigwasserstoff ist bei längeren Distanzen (über 1.000 km) tendenziell das Trägermedium mit dem geringsten ökologischen Fußabdruck.
- Gasförmiger Wasserstoff weist niedrige Treibhausgas-Emissionen auf (insbesondere bei kürzeren Transportdistanzen).
- Der H₂-Transport mittels chemischer Trägermedien ist im Vergleich zu gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff mit höheren Treibhausgas-Emissionen verbunden. Die verschiedenen Wasserstoffträgermedien unterscheiden sich dabei nur geringfügig.

Die Emissionshotspots des Transports unterscheiden sich je nach Trägermedium und werden insbesondere durch energieintensive Umwandlungs- oder Rückumwandlungsschritte verursacht. So liegt der Hotspot im Flüssigwasserstofftransport per Schiff und LKW in der energieintensiven Verflüssigung des Wasserstoffs, verursacht durch die Verwendung von fossilem Netzstrom.

Einflussfaktoren auf die Gesamtemissionen sind Transportdistanz und Kraftstoffwahl. So nimmt der Einfluss des Transports mit steigender Transportdistanz auf die Gesamtemissionen zu. Außerdem sind indirekte Emissionen durch entweichendes Boil-Off Gas, insbesondere im Prozessschritt der Verflüssigung und des Transports, möglich. [19]

2.3.9. Sicherheit

Gefahrgut: Wie auch bei anderen Trägermedien, chemischen Verbindungen, Kraft- und Brennstoffen, sollte die Sicherheit beachtet werden. Verschiedene LOHC-Verbindungen weisen unterschiedliche Profile auf.

Explosionsgefahr

Die meisten LOHC-Verbindungen sind nicht explosiv.

Entflammbarkeit

Die Entflammbarkeit der möglichen LOHC-Verbindungen unterscheidet sich deutlich. Das im TransHyDE-Projekt Helgoland verwendete Benzyltoluol weist einen hohen Flammpunkt (ca. 130 °C) auf und ist somit schwer entflammbar [8, 43]. Andere LOHC-Verbindungen, wie etwa Methylcyclohexan, sind dagegen leicht entflammbar [48, 49].

Personengefährdung

LOHC-Verbindungen, wie beispielsweise Benzyltoluol können hautreizend wirken und könnten bei Verschlucken oder Einatmen zum Tode führen [48–50].

Auch eine Gefährdung der Fruchtbarkeit [48, 49] Organschäden [48, 49] oder Benommenheit [48, 49] können auftreten.

Umweltgefährdung

Manche LOHC-Verbindungen, wie beispielsweise Benzyltoluol, können wassergefährdend wirken [4, 48–50]. Manche LOHC-Verbindungen sind sehr giftig für Wasserorganismen [48].

Bei einer Havarie ist mit langfristigen Umweltfolgen zu rechnen [4].

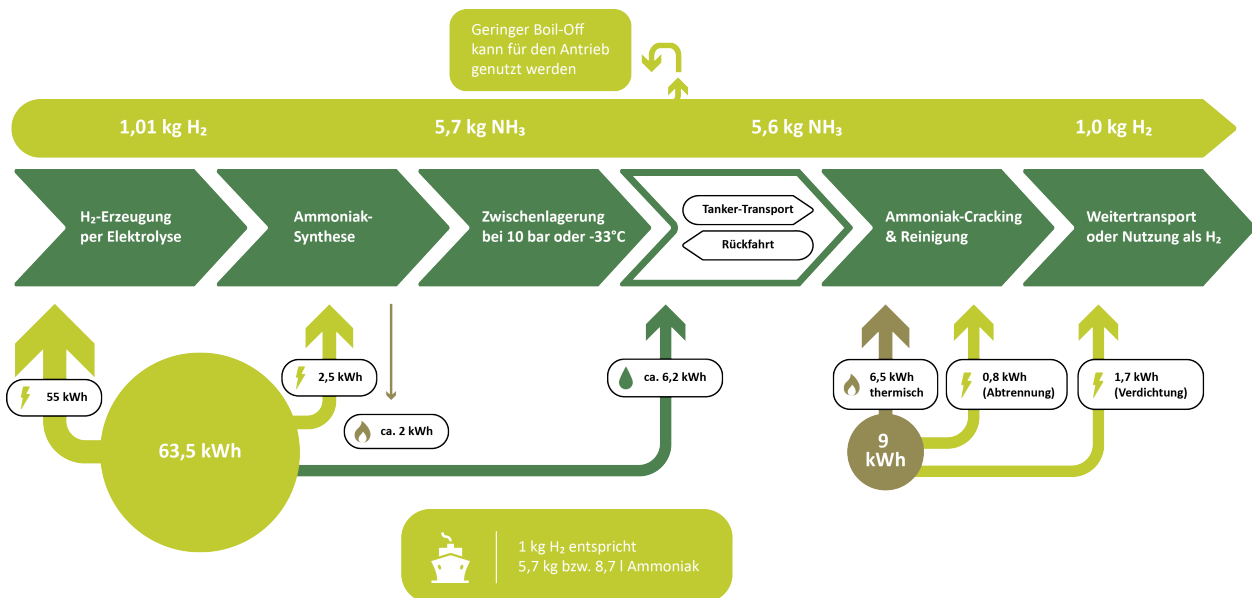


Abbildung 2.9. Schematische Prozesskette Ammoniak.

2.4. Ammoniak (NH₃) – Transport per Schiff

Wasserstoff (H₂) kann mit Stickstoff (N₂) in einem industriell etablierten Verfahren zu Ammoniak umgewandelt werden. Dieses kann bereits bei -33 °C verflüssigt werden und ist vor allem für den Transport über weite Strecken angedacht (Abbildung 2.9).

Ammoniak ist ein Grundstoff der chemischen Industrie, könnte aber auch als reines Wasserstoffträgermedium dienen. Dazu würde NH₃ katalytisch wieder in H₂ und N₂ gespalten (sog. Cracking).

2.4.1. Schematische Prozesskette

Ammoniaksynthese

Ammoniak wird im Haber-Bosch-Verfahren aus Wasserstoff und Stickstoff synthetisiert. Der benötigte Stickstoff wird über Luftzerlegungsanlagen gewonnen [51]. Derzeit stammt der Wasserstoff aus der Erdgasdampfpreformierung. Das dabei anfallende Kohlenstoffmonoxid (CO) wird über die Wasser-Gas-Shift-Reaktion zu CO₂ umgewandelt und für die spätere Harnstoffsynthese verwendet.

Die Reaktion ist exotherm und findet üblicherweise bei Temperaturen von 400-650 °C statt, was eine Abwärmenutzung von bis zu 2 kWh pro kg H₂ möglich macht [8].

Für die Ammoniaksynthese werden Wasserstoff und Stickstoff auf einen Druck zwischen 150 und 300 bar komprimiert [52].

Der Energieverbrauch ist vor allem durch die notwendige Kompression und Luftzerlegung begründet und beläuft sich auf etwa 4,16 kWh pro kg H₂, wenn der Wasserstoff bei Atmosphärendruck vorliegt [53]. Durch einen Druckbetrieb der Elektrolyse könnte bereits mit komprimiertem Wasserstoff gestartet werden, wodurch sich der Energiebedarf verringern würde. Hier wird von 30 bar ausgegangen, was eine Reduktion um etwa 2 kWh pro kg H₂ bedeutet.

Speicherung

Ammoniak kann bei 20 °C und 7,5 bar oder -33 °C und 1 bar verflüssigt werden. Boil-Off (Gasverluste durch verdampfendes Ammoniak im Tank) werden in geringem Umfang erwartet [4].

Die Verflüssigung kann mittels Kompression oder Kühlung erfolgen und benötigt etwa 0,1 kWh pro kg NH₃. Wird Ammoniak mittels der Haber-Bosch-Synthese gewonnen, befindet es sich bereits unter Druck und wird bei Abkühlung auf Umgebungstemperatur automatisch flüssig [52].

Transport per LPG-Tanker

Be- und Entladung könnten über umgerüstete LNG-Terminals erfolgen. Technische Anpassungen sind aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften von Ammoniak und LNG notwendig [4, 31, 54].

Basierend auf historischen Verbrauchsdaten für große (> 50.000 m³) LPG-Tanker [26] werden für den Transport über 16.000 km sowie die Rückfahrt des Schiffes etwa 6,2 kWh Antriebsenergie pro kg Wasserstoff benötigt. Diese Zahl kann jedoch stark von der Geschwindigkeit sowie dem Typ des Schiffes abhängen.

Beim Transport könnte Ammoniak als Energieträger zum Antrieb des Schiffes genutzt werden [4].

Der Boil-Off auf dem Schiff liegt bei etwa 0,04 % pro Tag [55]. Die dadurch freiwerdende Energie, welche für den Antrieb genutzt werden könnte, betrüge damit etwa 0,2 kWh während der gesamten Fahrt.

Direktnutzung von Ammoniak

Ammoniak könnte für einige Anwendungen ohne Rückumwandlung zu Wasserstoff genutzt werden, z. B. in der Chemieindustrie oder als Kraft- oder Treibstoff [4]. Hierbei sind Investitionen in den Umbau bestehender Prozesse zu erwarten.

Ammoniak-Cracking

Zur Rückgewinnung von Wasserstoff wird das Ammoniak unter hohen Temperaturen und in der Gegenwart von Katalysatoren in Wasserstoff und Stickstoff gespalten [51].

Um möglichst hohe Reaktionsumsätze zu erreichen, findet die Reaktion bei niedrigen Drücken um 2 bar statt [56]. Um weiterhin den Reaktionsumsatz zu maximieren, wird nach dem Cracking-Prozess der Restbestandteil Ammoniak abgetrennt und in den Cracker zurückgeführt [51].

Es wird mit geringen Wasserstoffverlusten während des Crackens gerechnet.

Die Reaktion ist endotherm, verbraucht also Energie, und findet je nach Katalysator bei Temperaturen zwischen 500 bis 1.000 °C statt. Mit neuen Katalysatoren könnten auch niedrigere Temperaturen möglich werden [8].

Der Energieverbrauch für das Cracking beträgt etwa 6,6 kWh_{th} pro kg H₂ thermische Energie, sowie etwa 0,8 kWh_{th} pro kg H₂ elektrische Energie für die Aufreinigung [51].

Weitertransport

Zum Einspeisen in eine Pipeline muss der Wasserstoff auf den Eingangsdruck der Pipeline komprimiert werden [4].

Für die Kompression von 2 bar nach dem Ammoniak-Cracking auf 70 bar Pipelinedruck sind bei einer Kompressoreffizienz von 70 % etwa 1,7 kWh pro kg H₂ nötig.

2.4.2. Vorteile

Dualität

Ammoniak kann entweder als Grundstoff in der chemischen Industrie oder als Wasserstoffträgermedium verwendet werden. Könnte Ammoniak ohne Rückumwandlung zu Wasserstoff genutzt werden, entfielen der Rückwandlungsschritt, und es ergäbe sich eine höhere Gesamteffizienz in der Transportkette [8].

Internationaler Handel

Ammoniak wird bereits heute international gehandelt. Daher sind Erfahrungen, Transportmittel und Technologien für den Umgang damit vorhanden.

Bekannte Synthese und Technologien

Das Haber-Bosch-Verfahren zur Ammoniaksynthese kann sofort mit grünem Wasserstoff betrieben werden [4, 8, 57]. Es besteht langjährige Erfahrung im Umgang mit Ammoniak.

2.4.3. Nachteile

Energieintensive Rückgewinnung

Das Cracken von Ammoniak ist ein relativ hoher Energieeinsatz (13-34 % der im Ammoniak gespeicherten Energie) im Hochtemperaturbereich (500 bis 900 °C, je nach Katalysator) im Importland notwendig [8]. Katalysatoren, die niedrigere Temperaturen möglich machen könnten, sind aktuell in der Entwicklung, aber noch nicht wirtschaftlich erprobt [57].

Energieintensive Produktion

Die Ammoniakproduktion über das Haber-Bosch-Verfahren ist energieaufwändig. Hier werden etwa 12-26% des Energiegehalts des Wasserstoffs benötigt [8].

Fehlende CO₂-Quelle für Düngemittelproduktion

Die chemische Industrie in Deutschland produziert Ammoniak auf Basis von Erdgas und Stickstoff aus der Luft. Das Erdgas wird vorab mit Wasser zu Syngas (H₂ + CO) verarbeitet.

Im ersten Schritt (Haber-Bosch) entsteht Ammoniak aus Wasserstoff und Stickstoff.

Bei der Düngemittelproduktion wird im nächsten Schritt (Harnstoffsynthese) der Kohlenstoffanteil des ursprünglichen Erdgases benötigt.

Sollte grüner Wasserstoff für den ersten Schritt verwendet werden, so müssten für den nächsten Schritt neue Kohlenstoffquellen aufgetan werden.

2.4.4. Aktueller Entwicklungsstand

Umwidmung von Terminals: LNG-Terminals könnten zur Verladung von Ammoniak umgerüstet werden [8, 31].

Umsetzungshorizont

Es wird mit einer Umsetzung der Gesamtwertschöpfungskette, sowie ersten Importen grünen Ammoniaks, ab 2030 gerechnet [4, 58].

Technologiereifegrad (TRL)

Ammoniakproduktion: 9

Aktuelle Produktion (183 Mt pro Jahr) fast ausschließlich aus fossilem Wasserstoff. Für erneuerbares Ammoniak sind bis 2030 weltweit Projekte mit einer Kapazität von 34 Mt pro Jahr geplant [8]. Weitere Projekte befinden sich in der Konzeptphase [59].

Ammoniak-Cracking: TRL 7

Erste Pilotprojekte großer, industrieller Ammoniak-Cracker sind angekündigt [60, 61].

Transport: TRL 9

Ammoniak wird bereits weltweit gehandelt (knapp 10% der weltweiten Produktion werden international verschifft) und eine entsprechende Infrastruktur ist in vielen Ländern vorhanden. Für eine Nutzung als Energieträger muss diese Infrastruktur ausgebaut werden [8].

Normung

Eine Bestandsanalyse durch das TransHyDE-Projekt Norm identifizierte für das Trägermedium Ammoniak 110 relevante Regelwerke (Abbildung 2.10). Diese betreffen insbesondere die Betrachtung von Ammoniak als chemisches Erzeugnis und den Bereich der Kältetechnik. [15]

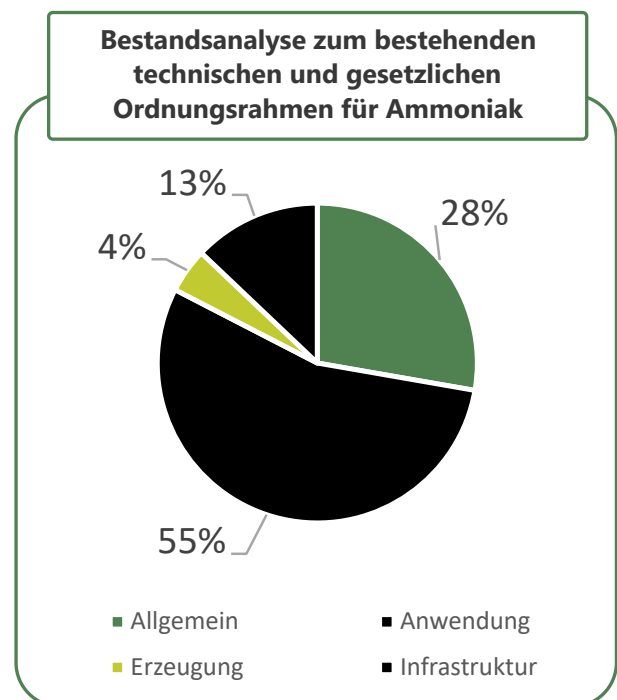


Abbildung 2.10. Bestandsanalyse zum Ordnungsrahmen für Ammoniak.

2.4.5. Herausforderung in der Umsetzung

Umstellung auf nachhaltige Cracker

Der industrielle Prozess des Ammoniak-Crackings ähnelt der etablierten Dampfreformierung. Dieser Prozess muss jedoch von Erdgas auf klimaneutrale Energieträger umgestellt und noch zu industriellem Einsatz gebracht werden [4, 57]. Dies erfordert Investitionen in größerem Umfang.

Nachhaltige Ammoniakproduktion

Nur rund 1 % des aktuell produzierten Ammoniaks stammt aus erneuerbaren Quellen [8]. Eine Skalierung der weltweiten klimaneutralen Produktionskapazitäten steht noch aus.

Investitionsbedarf

Eine Umstellung auf importierten, grünen Ammoniak in der deutschen Chemieindustrie wird einen hohen Investitionsbedarf, sowie die Erschließung nachhaltiger Kohlenstoffquellen, erfordern. Es könnte Abwanderungsgefahr bestehen.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Produktion: Abwärmenutzung

Steigerung der Gesamteffizienz durch eine mögliche Abwärmenutzung bei der Ammoniaksynthese [8].

Cracking: Katalysatoren- und Reaktorforschung

Steigerung von Effizienz und Wasserstoffreinheit beim Ammoniak-Cracking [62].

Cracking: Systemintegration und Skalierung

Für den breiten Einsatz ist eine Skalierung der Technologie erforderlich.

2.4.6. Mögliche Anwendungen

Stoffliche Nutzung von Ammoniak

Ammoniak dient als Grundstoff der Düngemittelproduktion. Die Produktion in Deutschland geschieht an integrierten Standorten. Die Nutzung von importiertem, grünen Ammoniak erfordert neue, nachhaltige Kohlenstoffquellen in entsprechendem Umfang, sowie Investitionen in die Umstrukturierung.

Ammoniak als Wasserstoffträgermedium

NH₃ kann 3 Atome Wasserstoff binden und weist bessere Transporteigenschaften als molekularer Wasserstoff für weitere Strecken auf. Bei hohen Reinheitsanforderungen an den Wasserstoff könnte eine dem Cracken nachgelagerte Reinigung erforderlich werden. [4]

Ammoniak als Kraft- und Brennstoff

Derzeit wird der Einsatz von Ammoniak als grüner Treibstoff für Transportschiffe untersucht [4]. Auch andere Hochtemperaturanwendungen könnten Ammoniak verbrennen. Diese Forschung steht jedoch noch am Anfang und entstehende NO_x-Emissionen müssten vermieden werden.

2.4.7. H₂-Transportkosten

Kosten für den Transport können einen Anhaltspunkt für die spätere Preisbildung von Wasserstoff geben. Jedoch beeinflussen viele verschiedene Faktoren den Preis für Endkund:innen.

Abbildung 2.3 stellt die H₂-Transportkosten pro transportierter Kilowattstunde Wasserstoff - von der Wasserstoffherzeugung, über die Umwandlung in das Trägermedium, den entsprechenden Transport bis hin zur Rückumwandlung in gasförmigen Wasserstoff, teilweise mit Abwärmenutzung - in Abhängigkeit der Transportdistanz dar. Die Abbildung basiert auf den Daten der Publikation der Arbeitsgruppe „Wasserstoffwirtschaft 2030“ des Akademienprojekts Energiesysteme der Zukunft (ESYS) und kann als Excel-Tool heruntergeladen werden [4].

Im Falle der entfernungsunabhängigen Kosten (Schnittpunkt mit der y-Achse) wird deutlich, dass die initialen H₂-Transportkosten für die Trägermedien LH₂, LOHC oder NH₃ im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff deutlich höher sind. Dies ist den höheren initialen Kosten von Synthese und/oder Kompression geschuldet. Über weite Distanzen nehmen die Transportkosten per Schiff jedoch nur kaum zu.

Grundsätzlich steigen die Kosten für den pipelinegebundenen Transport stärker mit der zurückgelegten Distanz an. Daher ergeben sich nach Pipeline (Durchmesser, Neubau oder Umrüstung) mögliche wirtschaftliche Distanzen von wenigen Hundert bis mehreren Tausend Kilometern.

TransHyDE-Projekt Systemanalyse: Analyse der H₂-Transportkosten

In einer im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführten Untersuchung wurden die **Kosten der Wasserstofftransportoptionen**, einschließlich der Kosten der Rückumwandlung, einander gegenübergestellt.

Unter Berücksichtigung der Transportdistanz ist laut der vorliegenden Untersuchung der Pipelinetransport von gasförmigem Wasserstoff bis zu einer Entfernung von 1.600 km kostengünstiger. Nach diesem Schwellenwert sind die Transporte per Schiff die günstigere Option.

Die Studie identifiziert den Strompreis als entscheidenden Faktor für den Break-Even-Punkt zwischen Pipeline- und Schiffs-transport. Da die Bereitstellung von Wärme für die Rückgewinnung von LOHC und Ammoniak nach der Verschiffung ebenfalls als elektrisch angenommen wird, sind diese beiden Energieträger von hohen Strompreisen im Importland besonders betroffen. Für detaillierte Informationen wird auf die Veröffentlichung von [3] verwiesen.

Zudem wurde eine **Meta-Analyse zu H₂-Bereitstellungskosten** durchgeführt. In dieser Analyse wurden die geschätzten Bereitstellungskosten grüner chemischer Energieträger exklusive der Rückumwandlung an der europäischen Grenze anhand eines Datensatzes von 1050 Datenpunkten aus 30 Studien untersucht. Mithilfe statistischer Analysen wurden Unterschiede zwischen den Studien hervorgehoben.

Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass die Hauptfaktoren für die Kostenunterschiede die schwankenden Produktionskosten sind. Im Besonderen gilt dies für die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten und Investitionsausgaben für erneuerbare Energiequellen, Elektrolyseure und trägerspezifische Umwandlungsprozesse.

Zudem zeigt die Untersuchung, dass die Bereitstellung von NH₃ und LOHC die geringsten durchschnittlichen Kosten aufweisen. Jedoch werden Kosten für die Rückgewinnung von Wasserstoff bzw. des Ammoniak-Crackings nicht berücksichtigt. Für das Jahr 2030 sind sie um 41% und im Jahr 2050 um 47% günstiger als die Energieträger LH₂, Methanol (MeOH), flüssiges Methan (CH₄) und Kraftstoffe auf Fischer-Tropsch-Basis (FT).

Hierbei liegen die Bereitstellungskosten von NH₃ im Mittel bei 100 Euro pro MWh. Für detaillierte Informationen wird auf

die Veröffentlichung von [18] verwiesen.

2.4.8. Ökologie

Lebenszyklusemissionen

Eine im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse durchgeführte Metastudie [19] verdeutlicht, dass sich Ökobilanzergebnisse in der Literatur insbesondere auf Grund unterschiedlicher Systemgrenzen und Datenqualität unterscheiden. Dies erschwert den Vergleich. Nichtsdestotrotz werden einige Tendenzen deutlich.

Abbildung 2.4 zeigt einen Boxplot und stellt die Verteilung des Datensatzes dar. Hierbei zeigt die Box die mittleren 50 % der Daten. Die Linie innerhalb der Box stellt den Median des Datensatzes dar, also den Wert, der die Daten in zwei Hälften teilt. Das Kreuz zeigt den Mittelpunkt der Daten und die Punkte die Ausreißer.

Grundsätzlich zeichnen sich laut der Metastudie [19] folgende Trends aus der Literatur ab:

- Flüssigwasserstoff ist bei längeren Distanzen (über 1.000 km) tendenziell das Trägermedium mit dem geringsten ökologischen Fußabdruck.
- Gasförmiger Wasserstoff weist niedrige Treibhausgas-Emissionen auf (insbesondere bei kürzeren Transportdistanzen).
- Der H₂-Transport mittels chemischer Trägermedien ist im Vergleich zu gasförmigem oder flüssigem Wasserstoff mit höheren Treibhausgas-Emissionen verbunden. Die verschiedenen Wasserstoffträgermedien unterscheiden sich dabei nur geringfügig.

Die Emissionshotspots des Transports unterscheiden sich je nach Trägermedium und werden insbesondere durch energieintensive Umwandlungs- oder Rückumwandlungsschritte verursacht. So liegt der Hotspot im Ammoniaktransport per Schiff und LKW in der Rückgewinnung von Wasserstoff durch Ammoniak-Cracking, insbesondere aufgrund der benötigten Energie zur Erreichung der hohen Reaktionstemperaturen.

Einflussfaktoren auf die Gesamtemissionen sind Transportdistanz und Kraftstoffwahl. So nimmt der Einfluss des Transports mit steigender Transportdistanz auf die Gesamtemissionen zu. [19]

2.4.9. Sicherheit

Gefahrgut: Wie auch bei anderen Trägermedien, chemischen Verbindungen, Kraft- und Brennstoffen, sollte die Sicherheit bedacht werden.

Explosionsgefahr

Verdichteter, gasförmiger Ammoniak kann bei Erwärmung explosiv reagieren [63].

Entflammbarkeit

Ammoniak ist entzündlich [63].

Personengefährdung

Ammoniak kann schwere Verätzungen und Augenschäden hervorrufen [63]. Einatmen kann zu Vergiftung mit möglicher Todesfolge führen [64].

Umweltgefährdung

NH₃ ist sehr giftig für Wasserorganismen. Bei einer Havarie ist mit langfristigen Umweltfolgen zu rechnen. [63]

2.5. Wasserstoffterminals

Häfen sind wichtige Umschlagpunkte für importierte Waren und Energieträger. Hier wird umgeladen, ab- und weitertransportiert. Sie stellen somit eine wichtige Schnittstelle in der Infrastruktur dar.

Im Rahmen einer künftigen Wasserstoffwirtschaft sind besonders Wasserstoff (H₂) und dessen Derivate an Häfen und Importterminals zu erwarten. Je nach Transportdistanz und Energieträger kommen unterschiedliche Transportwege zum Tragen (Abbildung 2.11).

Es gibt zwei grundlegende Arten von Importterminals. Diese unterscheiden sich zunächst durch ihren Standort: Sie befinden sich an Land oder auf See. Dies bedingt wiederum Unterschiede in den technologischen Ausführungen.

2.5.1. Landterminals

Alle wichtigen Anlagen finden sich an Land.

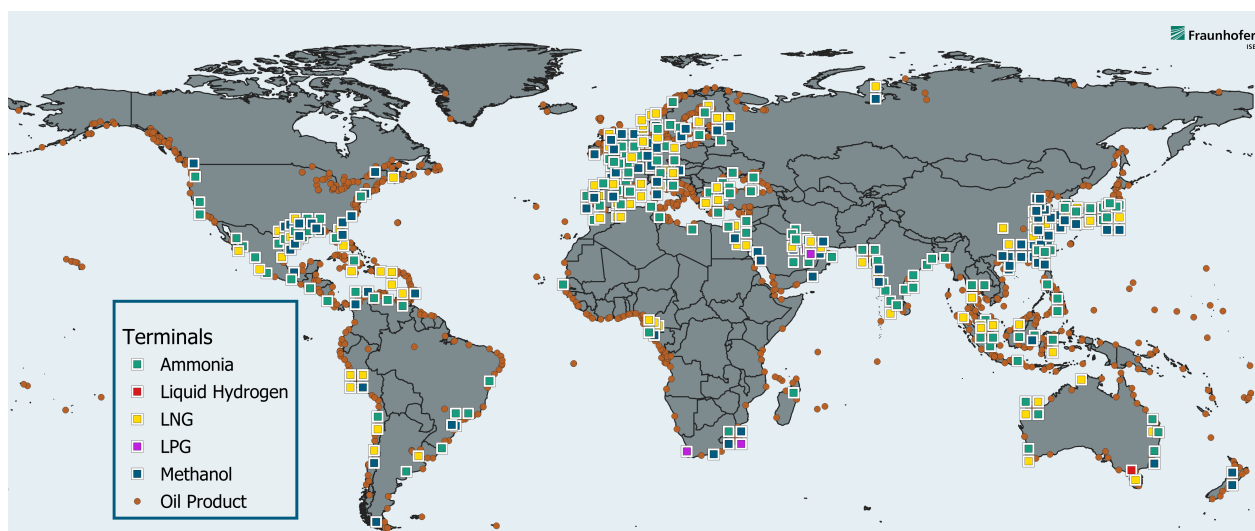


Abbildung 2.11. Übersicht über weltweit vorhandene Häfen und Terminals und die gehandelten Stoffe. Zu sehen sind Ammoniak (grün, Ammonia), Flüssigwasserstoff (rot, Liquid Hydrogen), Flüssigerdgas (gelb, LNG), Flüssiggas (lila, Liquid Petroleum Gas), Methanol (blau) und Ölprodukte (braune Punkte, Oil Product). Darstellung des Fraunhofer ISE.

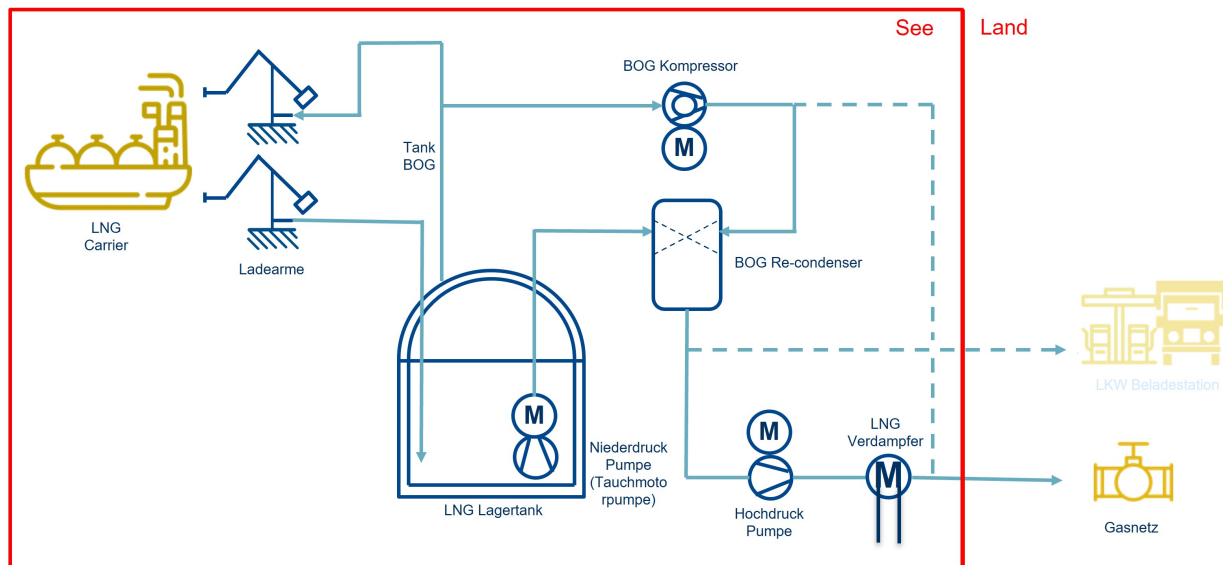


Abbildung 2.12. Übersicht über den schematischen Aufbau eines schwimmenden Terminals. Darstellung des DVGW in Anlehnung an [65].

Die Ladung wird am Anleger mithilfe von Ladeärmen übergeben.

2.5.2. Schwimmende Terminals (FSRU)

Alle wichtigen Komponenten befinden sich auf der schwimmenden Einheit.

Die Ladung wird am Anleger mithilfe von Schläuchen übergeben (Abbildung 2.12).

2.5.3. Aufbau eines Terminals

Anlandung von Energieträgern

Entladung

Die Entladung geschieht bei Landterminals mithilfe kryogener Ladeärme.

Bei schwimmenden Terminals werden kryogene Schläuche verwendet.

Lagerung

Die Lagerung dient als Zwischenspeicher, um eine kontinuierliche Bereitstellung zu sichern.

Die Tanksysteme unterscheiden sich bei den Terminalvarianten.

Über ein Pumpensystem mit Nieder- und Hochdruckpumpe wird der Energieträger zur Regasifizierungseinheit transportiert.

Regasifizierung

Viele anlandende Energieträger werden gekühlt oder komprimiert verschifft. Für die weitere Nutzung oder Einspeisung in einem Netz ist meist eine Regasifizierung nötig, beispielsweise bei flüssigem Wasserstoff, Ammoniak oder LNG (verflüssigtes Erdgas, liquid natural gas).

Sowohl an Land als auch auf See wird Erdgas für die Verdampfung verbrannt.

Bei schwimmenden Terminals kann auch Seewasser oder geladenes LNG genutzt werden.

Eine direkte Betankung von Trailern oder LKW kann vorangeschaltet werden.

Nutzung von Boil-Off-Gas

Boil-Off-Gas (BOG) entsteht, wenn sich Teile des gekühlten Energieträgers erwärmen oder alternativ Teile des komprimierten

Energieträgers entspannen. Dadurch wird aus der flüssigen eine gasförmige Phase.

Im Re-Condenser kann der verdampfte Anteil des Energieträgers mithilfe des BOG-Kompressors wieder einkondensiert werden.

Dieser ist zwischen Nieder- und Hochdruckpumpe geschaltet und führt das komprimierte BOG zurück in die kalte Flüssigkeit.

Hauptkomponenten eines Terminals

Je nach Terminaltyp können sich Komponenten unterscheiden. Dies ist den standortspezifischen Gegebenheiten zuzuschreiben und betrifft besonders die Regasifizierungsanlage und den Tank. So kann ein Tank an Land ohne große Rücksicht auf das Gewicht mithilfe von Stahlbeton konzipiert werden, ein Tank auf See (schwimmende Terminals; FSRU: floating storage and regasification unit) allerdings nicht.

Anleger

Notabschaltung Schiff-Land-Verbindung, Feuerlöschanlage, Ladeärme, Festmacher, Dalben.

Steg

Verbindung Anleger und Land, Rohrbrücke mit Versorgungs- und Gasleitungen.

Ladeärme

In- und Outboard-Arm, Notabschaltung Schiff-Schiff und Schiff-Land.

Land: Flachbodentank

Innen- und Außentank aus Spezialstahl und Stahlbeton, erdbebensicher.

See: Membrantank

Membrantrennung von Innen- und Außenbereich, auch an Land möglich.

Tankanschluss

Leitungen, Sicherheitsventile, Überwachung Füllstand, Druck und Temperatur.

Niederdruckpumpe

Eingebaut in Pumpensäule.

Hochdruckpumpe

Eingebaut in Pumpenbehälter.

BOG-Kompressor

Kolben- oder Turboverdichter.

Re-Condenser

Druckbehälter.

Land: Open Rack Verdampfer

Wärmeübertrager aus Aluminiumlegierung.

Land: Tauchflammen-Verdampfer

Brenner und Kamin, Wärmeübertrager, Wasserbad, Gebläse.

See: Indirekter Verdampfer

Wärmeübertrager, Zwischenmedium (Propan oder Wasser/Glykol) und Pumpen.

LKW-Beladestation

Übergabestation, Tankwagen.

Rohrleitungen

Leitungen verbinden verschiedene Komponenten.

Mess- und Regelinstrumente

Dient der Anlagenüberwachung; Thermometer, Manometer, Regelventile, Durchflussmesser, Füllstandsmesser.

Kontroll- und Steuerungssystem

Dient der Anlagensteuerung; SPS, Bedieneinheiten.

Elektrisches System

Motorkontrollzentrum, Motoren, Starter.

Sicherheitssystem

Notabschaltungssysteme, Explosionsschutz, Brandschutz, Gasdetektion, Brandbekämpfungsmittel, Fluchtequipment.

Fackel (Flare)

Dient dem kontrollierten Abbrennen; Brenner, Rohrleitung, Flammenüberwachung.

Energieträger und Transportvektoren

Flüssigwasserstoff (LH₂)

LH₂ ist verflüssigter, stark gekühlter Wasserstoff (H₂).

Ammoniak (NH₃)

NH₃ stellt unter anderem einen Ausgangsstoff für die Herstellung von Düngemitteln dar. Eine energetische Nutzung wird derzeit häufig diskutiert.

Synthetisches Methan (SNG)

SNG (synthetic natural gas) entspricht einer reineren Form von Erdgas, wird jedoch mit grünem H₂ und nachhaltigem CO₂ erneuerbar hergestellt.

Methanol (MeOH)

MeOH ist ein Grundstoff für viele weitere Produkte der chemischen Industrie. Es wird aktuell beispielsweise als Basis für e-Kerosin diskutiert.

Flüssige, organische Trägermoleküle (LOHC)

LOHC sind ölähnliche Substanzen, in denen Wasserstoff gespeichert und damit transportiert werden kann. Aufgrund der Vielfältigkeit sind Spannweiten angegeben.

Kohlenstoffdioxid (CO₂)

CO₂ kann als Rohstoff für synthetische Kraft- und Brennstoffe dienen oder zur Verpressung transportiert werden.

2.6. Wasserstoffspeicher

Die Speicherung von Energie, insbesondere in Form von Wasserstoff, wird im zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle einnehmen.

Speicher ermöglichen die Verknüpfung fluktuierender Energiegewinnung mit kontinuierlichem Bedarf an Energie und bewirken somit eine zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Für die weitere Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur ist es erforderlich, die Standorte der Speicher bereits bei der Planung zu berücksichtigen, insbesondere mit Blick auf die Versorgungssicherheit.

Verschiedene Speicherformen sind für unterschiedliche Einsatzzwecke und Zeiträume sinnvoll. Da sich Unterspeicher besonders gut für die langfristige Speicherung von Wasserstoff in einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur eignen, wird nach einer Übersicht zu Speichertechnologien diese Speicherform im Anschluss näher beleuchtet

2.6.1. Übersicht Speichertechnologien

Mit Hilfe von Speichern kann Wasserstoff (in unterschiedlichen Zuständen) gelagert werden, um zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die enthaltene Energie wieder benötigt wird, genutzt zu werden. Es werden drei grundlegende Speichermechanismen unterschieden:

Physikalische Speicher

Speicherung im geologischen Untergrund

Gasförmiger Wasserstoff (GH₂) Zur Speicherung in Kavernen wird Wasserstoff komprimiert und in durch Aussolung künstlich errichteten Hohlräumen gelagert. Besonders Kavernenspeicher werden aufgrund potenziell höherer Ein- und Ausspeicherraten sowie ihrer Flexibilität (Umschlagshäufigkeit) präferiert.

Für die Speicherung in Porenspeichern wird Wasserstoff komprimiert und unter Druck in natürlichen porösen Gesteinsschichten gelagert.

Speicherung in Tanks

gasförmiger Wasserstoff (GH₂)

Für die Speicherung in Drucktanks wird gasförmiger Wasserstoff komprimiert. Hochdrucktanks eignen sich besonders gut für die kurzfristige Zwischenspeicherung von kleinen Volumina.

— —
flüssiger Wasserstoff (LH₂)

Für die Speicherung von flüssigem Wasserstoff in Kryotanks wird dieser auf –253 °C heruntergekühlt. Dadurch wird die Energiedichte im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff erhöht. Der

Eigenschaften der Transportmedien

	Zustand	Druck (bar)	Temperatur (°C)	Energiegehalt (kWh/kg)
LH ₂	flüssig	1,013	-253	33,3
NH ₃	flüssig	1,013 oder >8,6	-33 oder +20	5,2
SNG	flüssig	1,013	-161	13,9
MeOH	flüssig	1,013	20	5,6
LOHC	flüssig	1,013 oder >8,6	-33 oder +20	2,1 bis 5,2*
CO ₂	flüssig	7 bis 15	-52 bis -30	-

Abbildung 2.13. Eigenschaften der Transportmedien (*bezogen auf den damit transportierten Wasserstoff).

Transport über größere Distanzen könnte mit dieser Speichervariante möglich sein.

Chemische Speicher

Wasserstoff kann in flüssigen Trägermedien oder Folgeprodukten gebunden werden. Diese unterscheiden sich in ihren Eigenschaften für Lagerung und Transport, weisen aber auch andere Anforderungen an die Sicherheit auf.

Flüssige, organische Trägermedien (LOHC)

Für die Speicherung von Wasserstoff in dem Trägermedium LOHC wird Wasserstoff unter moderatem Druck in einem katalytischen Prozess (Hydrierung) chemisch an eine organische Trägerflüssigkeit gebunden und kann in konventionellen Öl-Tanks gespeichert werden. Der Wasserstoff kann anschließend durch Dehydrierung — einem endothermen Prozess unter Aufwendung von Energie — aus dem Trägermedium zurückgewonnen werden.

Wasserstofffolgeprodukte

Ammoniak (NH₃)

Für die Umwandlung in Ammoniak wird Wasserstoff zusammen mit aus der Luft gewonnenem Stickstoff komprimiert und im Haber-Bosch-Verfahren zu Ammoniak synthetisiert. Für die Lagerung in konventionellen Flüssigtanks wird das gasförmige Ammoniak auf -33 °C gekühlt. Wasserstoff kann durch die katalytische Ammoniak-Spaltung zurückgewonnen werden. Es wird jedoch auch der direkte Einsatz von Ammoniak in Energiesystemmodellierungen gesehen.

— —

Methanol

Mithilfe der reversen Wassergas-Shift-Reaktion könnte künftig der Grundstoff Methanol unter Nutzung von CO₂ und grünem Wasserstoff erzeugt werden. Dies kann als Ausgangsstoff für weitere chemische Produkte, wie Aromaten oder Olefine, dienen. Die nachhaltige Bereitstellung von CO₂ in großen Mengen könnte noch eine Hürde darstellen. Daneben kann Methanol auch zu Dimethylether (DME) weiterverarbeitet werden, welcher als Kraftstoff verwendet werden kann.

— —

Synthetisches Methan

Es ist möglich Wasserstoff über den Sabatier-Prozess mithilfe von CO₂ zu synthetischem Methan, auch e-Methan genannt, weiterzuverarbeiten. Dieses e-Methan könnte in der bestehenden Energieinfrastruktur ohne weitere Barrieren genutzt werden. Auch für den Sabatier-Prozess müsste eine große Menge nachhaltiges CO₂ bereitgestellt werden.

— —

Fischer-Tropsch-Produkte

Auch die Verarbeitung zu Fischer-Tropsch-Produkten ist möglich. Hier würde nachhaltiges CO₂ in großen Mengen benötigt werden. Über diesen Prozess kann ein breites Produktspektrum erzeugt werden, etwa Kraftstoffe wie e-Diesel oder e-Kerosin, oder synthetisches Naphtha, das in bestehenden Raffinerien eingesetzt werden könnte. Dadurch könnten Koppelprodukte des Raffineriebetriebes, wie beispielsweise Schmierstoffe, weiterhin zur Verfügung stehen.

Feststoffspeicher

Adsorbiert in festen Trägermedien

Bestimmte Feststoffe können aufgrund ihrer Porengröße und Oberflächenbeschaffenheit Wasserstoff an ihren Oberflächen adsorbieren.

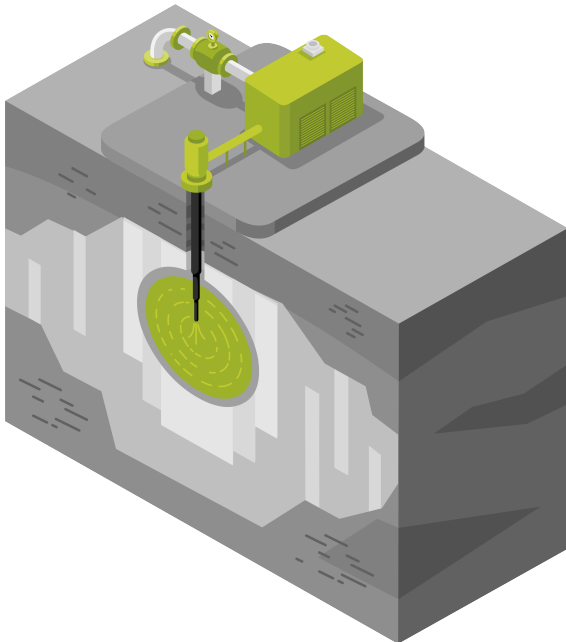
Sie funktionieren wie ein Schwamm, der Wasserstoff aufnehmen und wieder abgeben kann. Die Rückgewinnung des Wasserstoffs erfolgt beispielsweise durch Niedertemperaturwärme (bis zu 100 °C).

Dies geschieht in metall-organischen Verbindungen (Metal Organic Frameworks; MOF), an Metallhydriden (z.B. NaBH₄), an natürlichen (Zeolithe) oder nanokristallinen Strukturen (Pd) [66, 67].

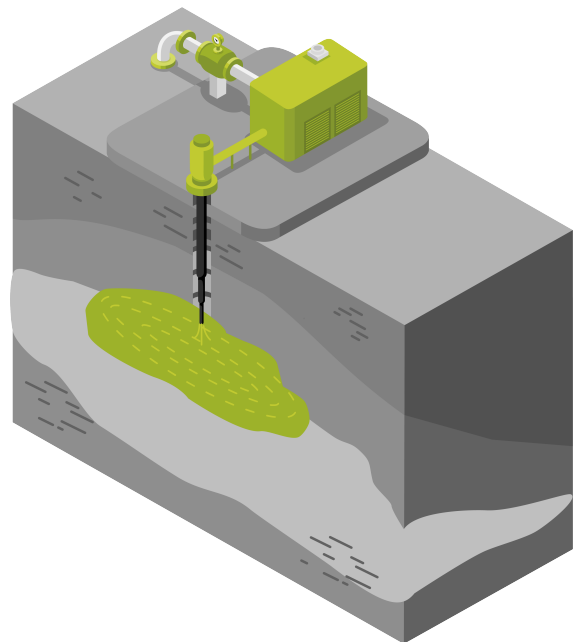
2.6.2. Fokus Untergrundspeicher

Geologische Formationen

Geologische Untergrundspeicher werden in Porenspeicher und Hohlraumspeicher unterteilt [2]. Zu den Hohlraumspeichern



(a) Speicherung von Wasserstoff in unterirdischen Hohlräumen, wie beispielsweise Salzkavernen.



(b) Speicherung von Wasserstoff in Faltenstrukturen poröser Gesteinsschichten. Hier wurde eine Falte angedeutet.

Abbildung 2.14. Vergleichende Darstellung eines schematischen Hohlraumspeichers und eines schematischen Porenspeichers. Darstellung nach Fraunhofer IKTS.

zählen Salz- und Felskavernen.

Salzkavernen sind künstlich erzeugte Hohlräume unter der Erdoberfläche, welche durch Ausspülung (sogenanntes Solen) von Salzstöcken oder Schichtensalz entstanden sind [68].

Felskavernen sind durch Bergbau geschaffene Hohlräume im Felsgestein, die mit einer nicht reaktiven Auskleidung gegen Austreten von Gasen und chemische Reaktionen gesichert werden müssen [69]. Felskavernen als Untergrundspeicher erscheinen derzeit in Deutschland nicht von Relevanz.

In Porenspeichern kann das Gas in porösen und durchlässigen Gesteinsschichten, umgeben von undurchlässigem Barrieregestein, beispielsweise Tonstein, gespeichert werden [70]. Dabei kann es sich beispielsweise um ausgeförderte Öl- und Gasfelder oder Aquifere (Grundwasserleiter) handeln.

2.6.3. Aktueller Entwicklungsstand

Umsetzungszeiträume

Salzkavernen

Die Umwidmung bestehender Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff beträgt bis zu sieben Jahre, die Zeit für einen Kavernenneubau kann bis zu 11 Jahre betragen (auf Grund der notwendigen Solung der Kavernen). Die Zeitdauer für die Umrüstung ist kavernen- und lokationsspezifisch.

Porenspeicher

Die Umwidmung von Porenspeichern beträgt knapp 6 Jahre, für einen Neubau wird mit bis zu 10 Jahren Bauzeit gerechnet [71]. Jedoch variieren diese Zeitangaben je nach Standort. Die Eignung des Standortes für eine Speicherung von Wasserstoff muss im Vorfeld einzeln geprüft werden.

Projekte und Standorte

Salzkavernen

In den USA und Großbritannien sind Wasserstoff-Salzkavernenspeicher für die chemische Industrie seit mehr als 30 Jahren in Betrieb.

In Deutschland gibt es mehrere Demonstrationsanlagen für Salzkavernenspeicher. Beispielsweise wird ab 2026 eine Kaverne in Bad Lauchstädt durch VNG betrieben [71]. Eine Versuchskaverne wird durch die EWE Gasspeicher GmbH im Projekt HyCAVmobil in Rüdersdorf betrieben [72]. Weitere Kavernen sind in Etzel seit 2024 (Projekt H2CAST) [73], in Krummhörn seit 2024 [74], Gronau-Epe ab 2027 [75] und in Huntorf ab 2027 [72] geplant oder bereits im Probetrieb.

Porenspeicher

Beispiele für Demonstrationsanlagen von Wasserstoffporenspeichern sind das Forschungsprojekt Underground Sun Storage der RAG in Österreich [76]. Seit April 2023 soll 4,2 Millionen Kilowattstunden (kWh) „Sommerstrom“ in grünen Wasserstoff umgewandelt und mit 90 bar für die Speicherung in einer ausgeförderten Erdgaslagerstätte komprimiert werden [77]. Zudem erfolgt im Erdgas-Porenspeicher Bierwang im Landkreis Mühldorf versuchsweise eine Beimischung von 25 Prozent Wasserstoff zum Erdgas [78]. Die Porenspeicher weisen eine hohe Varianz auf, daher muss jeder Standort im Einzelfall geprüft werden.

Die Tauglichkeit von Porenspeichern für die Wasserstoffspeicherung muss immer individuell geprüft und bewertet werden. Im Jahr 2022 wurden vier von 16 betrachteten Porenspeichern für die Speicherung von 100 Prozent Wasserstoff als geeignet angenommen [5].

Technologiereifegrad (TRL)

Felskavernen weisen einen TRL 5 für die Speicherung von Wasserstoff auf [79].

Salzkavernen zur Speicherung von Wasserstoff weisen einen TRL von etwa 5 bis 6 in einem Energiesystem mit schnellen Förderzyklen und einen TRL 9 für statische Speicherung beziehungsweise eine geringe Anzahl von Förderzyklen auf [80]. Porenspeicher in ausgeförderten Gasfeldern haben einen TRL zwischen 3 und 4 zur Speicherung von Wasserstoff und einen TRL 8 für eine Wasserstoff-Beimischung von 10 Prozent [80].

2.6.4. Herausforderungen in der Umsetzung

Kissengas

In Abhängigkeit von der Nutzung von Salzkavernen oder Porenspeichern für die Wasserstoffspeicherung kann der Kissengasanteil einen hohen Investitionsanteil betragen [81].

H2-Sicherheitsanforderungen

Die Um- und Nachrüstung zusätzlicher an Wasserstoff angepasster Sicherheits- und Dichtungstechnik ist erforderlich [82]. Genehmigungen seitens der zuständigen Behörden, auch wegen fehlender Normen und Standards bezüglich der Wasserstofftauglichkeit, erfordern daher immer noch Einzelfallentscheidungen.

Mikrobielle Aktivität

Bei Porenspeichern besteht im Einzelfall das Risiko bakterieller Umwandlung von Wasserstoff, beispielsweise einer Methanogenese, Sulfat- und Eisenreduktion und eventuell einer Acetogenese. Dadurch sind Verluste des eingespeisten Wasserstoffs durch mikrobielle Reaktionen sowie unerwünschte Reaktionsprodukte möglich [69, 83]. Auch in Salzkavernen sollten standortabhängig mikrobielle Reaktionen überwacht werden, da diese von angepassten Mikroorganismen besiedelt sein können [84].

Werkstofftauglichkeit

Leckagen und Wasserstoffaustritt durch Diffusionsneigung sind möglich — beispielsweise verursacht durch Versprödung von eingesetzten Werkstoffen unter Wasserstoffatmosphäre [82]. Dies sollte bei der Auswahl von Materialien der Bohrungsinstallationen beachtet werden.

Standortprüfung

Die geologischen Strukturen und Schichten, in denen sich Porenspeicher befinden, sind sehr heterogen. Jedes Vorhaben erfordert somit standortbezogene Einzelfallprüfungen, unter anderem bezüglich mikrobieller Aktivitäten sowie physikalischer und chemischer Randbedingungen [5].

Verunreinigungen

In Salzkavernen und Porenspeichern sind im Einzelfall Verunreinigungen während der Speicherung des Wasserstoffs möglich. Weitere standortbezogene Forschung ist notwendig [82,83]. Verunreinigungen können weitere Aufreinigungsschritte erfordern.

Umgang mit Sole

Der Neubau von Salzkavernen erfordert eine Verwertungs- oder Entsorgungsmöglichkeit für die dabei entstehende Sole [85]. Für das Solen werden auch ausreichende Wasserressourcen nötig.

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

Standortprüfung

Hauptforschungsthemen bei Salzkavernen sind zum einen der standortspezifische Integritätsnachweis der Salzkavernen sowie eine für die Wasserstoffspeicherung (100 Prozent) geeignete Bohrungsinstallation und zum anderen ein Betrieb mit schnellen Ein- und Ausspeicherzyklen sowie Risiken in den Bereichen Umwandlung, Verlust und Verunreinigung [79].

Eignung von Porenspeichern

Bei Porenspeichern fehlen noch allgemeine Erkenntnisse zur Speicherung von 100 % Wasserstoff. Die Eignung von Anlagen,

Bohrungen, Rohren und Lagerstätten muss jeweils einzeln standortspezifisch geprüft werden [79].

Mikrobielle Aktivität

Bei Porenspeichern besteht das Risiko einer bakteriellen Umwandlung von Wasserstoff, beispielsweise in Form einer Methanogenese, Sulfat- und Eisenreduktion und eventuell einer Acetogenese. Dadurch sind geringe Verluste des eingespeisten Wasserstoffs durch mikrobielle Reaktionen, sowie ungewünschte Reaktionsprodukte, möglich [69, 83]. Auch in Salzkavernen sollten mikrobielle Reaktionen überwacht werden, da diese von angepassten Mikroorganismen besiedelt sein können [84].

Grundlagenforschung Felskavernen

Bei Felskavernen wurde eine Erweiterung auf höhere Volumina noch nicht umgesetzt. Zudem wird das Material zur Auskleidung der Felskavernen weiter erforscht und Erkenntnisse aus der einzigen Demonstrationsanlage in Schweden sollen noch auf andere Standorte übertragen werden [79].

Kompressoren für die Speicherung

Die Forschung an neuen Verdichtern für Wasserstoff kann zu besserer Effizienz und daher geringeren Betriebskosten führen [86].

2.6.5. Gegenüberstellung von Salzkavernen und Porenspeichern

Eine detaillierter Vergleich zwischen Salzkavernen und Porenspeichern befindet sich in Tabelle 2.1.

2.6.6. Fazit

Salzkavernen

Erste Erkenntnisse liegen von mehreren Kavernenspeicherstandorten vor und der Nachweis über Dichtigkeit wurde erbracht. Besonders große Volumina, kombiniert mit einer hohen Flexibilität, können in diesem Untergrundspeichertyp gespeichert werden.

Porenspeicher

Eine Einzelfallbetrachtung der jeweiligen Porenspeicherstandorte ist aufgrund des derzeitigen Wissensstandes erforderlich. Es besteht Forschungsbedarf zu den Themen Dichtigkeit und mikrobielle Aktivität. Porenspeicher könnten bei individueller Eignung auch eine großvolumige Speicherung ermöglichen.

Felskavernen

Bisher wird die Speicherung von Wasserstoff in Felskavernen in Deutschland kaum untersucht. Eine Umsetzung in großem Stil ist nicht zu erwarten.

Tabelle 2.1. Gegenüberstellung von Salzkavernen und Porenspeichern.

Salzkavernen	Porenspeicher
Salzkavernen besitzen typischerweise ein nutzbares Hohlraumvolumen von 250.000 bis zu 1.000.000 m ³ , eine Höhe von 300 bis 500 m und einen Durchmesser im Bereich von 50 bis 100 m [68].	Das Volumen von Porenspeichern kann von einer Million Kubikmetern (m ³) bis mehreren Tausend Millionen m ³ reichen [87].
Das Druckniveau in Salzkavernen ist abhängig von Teufenlage (Tiefe), Größe und Form der Kaverne. Das nutzbare Druckspiel (Differenz zwischen minimalem und maximalem Speicherdruck) von Salzkavernen liegt zwischen 10 und 200 bar variierend mit Teufenlage und Größe der Kaverne [82].	Das Druckniveau in Porenspeichern liegt zwischen zehn und mehreren 100 bar [87].
In Salzkavernen können bis zu zehn Förder- und Einspeisezyklen im Jahr erfolgen [69], laut [68] sind diese sowohl als Stunden- als auch Monatsspeicher einsetzbar. Die erhöhte Speicherzyklenzahl von Salzkavernen kann einen ökonomischen Vorteil darstellen.	Porenspeicher könnten als langfristige, weniger flexible Speicher mit ein bis maximal zwei Füll- und Entnahmephasen pro Jahr genutzt werden [69].
In Salzkavernen ist das Verhältnis von Arbeitsgas zu Kissengas < 20 Prozent in Abhängigkeit von Teufenlage und Druckspiel.	Für alte Öl- und Gasfelder wird ein Anteil von bis zu 50 Prozent Kissengas benötigt, um die Hohlraumstabilität zu gewährleisten.
Die Umwidmung bestehender Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff beträgt bis zu sieben Jahre, die Zeit für einen Kavernenneubau kann bis zu elf Jahre betragen (auf Grund der notwendigen Solung der Kavernen). Die Zeitdauer für die Umrüstung ist kavernen- und lokationsspezifisch.	Die Umwidmung von Porenspeichern beträgt knapp sechs Jahre, für einen Neubau wird mit bis zu zehn Jahren Bauzeit gerechnet [88].
Geeignete Salzkavernenstandorte befinden sich fast ausschließlich in Mittel- und Norddeutschland [81]. Bezogen auf die Möglichkeit zur Errichtung von Salzkavernen an Land hat Deutschland im Vergleich mit anderen europäischen Ländern das größte Speicherpotenzial [85].	Potenzielle zukünftige Porenspeicher liegen über Deutschland verteilt, von besonderem Interesse für die Energieversorgung könnten vorhandene Porenspeicher im Süden Deutschlands sein [89].

3

Was braucht es in Deutschland und der EU, um eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur zu gewährleisten?

Der Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und der Europäischen Union ist ein komplexes Vorhaben, das technologische, wirtschaftliche, regulatorische und gesellschaftliche Dimensionen miteinander verknüpft. Um zu verstehen, welche Faktoren diesen Prozess beschleunigen oder behindern können, sowie welche Maßnahmen notwendig sind, bedarf es einer systematischen Betrachtung.

Dieses Kapitel ist in zwei Teile gegliedert: Zunächst werden Treiber und Hemmnisse vorgestellt, die den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur maßgeblich beeinflussen. Diese Analyse stützt sich auf Recherchen, Stakeholder:innenbefragungen, einem Workshop sowie Expert:inneninterviews. Insgesamt wurden 32 Treiber und Hemmnisse identifiziert und in vier Kategorien eingeordnet: Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz und Nachhaltigkeit, Ressourcen und Grundvoraussetzungen sowie Regulatorik. Jede dieser Einflussgrößen wird nach einem einheitlichen Schema beschrieben, das ihre Bedeutung für die Weiterentwicklung in Deutschland verdeutlicht, zeitlich innerhalb der Roadmap verortet und Wechselwirkungen mit anderen Kategorien aufzeigt. Darüber hinaus wird jeweils eine konkrete Handlungsoption abgeleitet.

Aufbauend auf dieser Analyse werden im zweiten Teil Handlungsoptionen für den erfolgreichen Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur vorgestellt. Diese wurden im Rahmen eines Workshops im April 2024 gemeinsam mit Vertreter:innen aus Industrie, Wissenschaft, Politik und Gesellschaft erarbeitet und zuletzt im März 2025 aktualisiert. Insgesamt liegen 15 Handlungsoptionen vor, die eine kurze Beschreibung, die relevanten Akteur:innen, einen zeitlichen Bezug sowie die adressierten Treiber und Hemmnisse enthalten. Ziel ist es, konkrete Ansatzpunkte für Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft aufzuzeigen, auf dem Weg hin zu einer tragfähigen Wasserstoffinfrastruktur.

Damit bietet Kapitel 3 sowohl eine umfassende Analyse der Ausgangslage als auch praxisorientierte Handlungsoptionen, die zusammen ein Bild davon zeichnen, was es in Deutschland und der EU braucht, um Wasserstoff als zentrale Säule einer nachhaltigen Energieversorgung zu verankern.

Inhaltsübersicht des Kapitels

3.1	Treiber und Hemmnisse	S. 38
3.1.1	Kommunikation	S. 38
3.1.2	Strukturelle Maßnahmen	S. 39
3.1.3	Sicherheit und Risikokommunikation	S. 39
3.1.4	Sicherheitswahrnehmung: Gefahrgut	S. 39
3.1.5	Teilhabe und Partizipation	S. 40
3.1.6	Finanzierung: wirtschaftliche Lage	S. 40

3.1.7	Finanzierung: Geschäftsmodelle	S. 40
3.1.8	Finanzierung: Betriebskosten	S. 41
3.1.9	First Mover Disadvantage	S. 41
3.1.10	Fehlende Normen und Standards	S. 41
3.1.11	Fördermaßnahmen	S. 42
3.1.12	Politische Zielsetzung: DE und EU	S. 42
3.1.13	Politische Zielsetzung: global	S. 43
3.1.14	Fachkräfteverfügbarkeit	S. 43
3.1.15	Verfügbarkeit (kritischer) Rohstoffe	S. 44
3.1.16	Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und Wasser	S. 44
3.1.17	Versorgungssicherheit	S. 45
3.1.18	Verfügbarkeit weiterer Infrastrukturen	S. 45
3.1.19	Umsetzungshorizont Wasserstoffspeicher	S. 46
3.1.20	CO ₂ -Preis	S. 46
3.1.21	Klimaschutzverträge	S. 47
3.1.22	Regulatorik: Komplexität	S. 47
3.1.23	EU-Regularien: Komplexität	S. 47
3.1.24	EU-Regularien: Entflechtung	S. 48
3.1.25	EU-Regularien: Grüner Wasserstoff	S. 48
3.1.26	Regulatorik: Wasserstoffspeicher	S. 48
3.1.27	Regulatorische Auswirkungen: Finanzierung	S. 49
3.1.28	Regulatorische Auswirkungen: Opt-In-Maßnahmen	S. 49
3.1.29	Zertifizierung	S. 49
3.1.30	Herkunftsnachweise	S. 50
3.1.31	Genehmigungsverfahren: Bedarfsgerechtigkeitsprüfung	S. 50
3.1.32	Genehmigungsverfahren: Planfeststellung	S. 50
3.2	Handlungsoptionen für eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur	S. 51
3.2.1	Akzeptanz des CO ₂ -Preises steigern	S. 51
3.2.2	Langfristige Energieversorgungsstrategie kommunizieren	S. 51
3.2.3	Klar kommunizieren für Akzeptanz	S. 52
3.2.4	Internationale Partnerschaften schließen	S. 53
3.2.5	Aus- und Weiterbildung anstoßen	S. 54
3.2.6	Forschung und Entwicklung fördern	S. 55
3.2.7	Wasserstoffinitiativen gründen	S. 56
3.2.8	Investitionen anreizen	S. 56
3.2.9	Klimaschutzdifferenzverträge abschließen	S. 57
3.2.10	Periphere Systeme mitdenken	S. 58
3.2.11	Ausbau erneuerbarer Energien und Ressourcen stärken	S. 59
3.2.12	Transportlücken schließen	S. 60
3.2.13	Zertifizierungsschemata anerkennen	S. 60
3.2.14	Speicherstrategie beschließen	S. 61
3.2.15	Genehmigungsprozesse vereinfachen	S. 61

3.1. Treiber und Hemmnisse

Treiber und Hemmnisse einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur Die folgenden Treiber und Hemmnisse einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur basieren auf Recherchen, Abfragen von Stakeholder:innen, einem Workshop, sowie Expert:inneninterviews. Diese fallen in die Kategorien Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz und Nachhaltigkeit, Ressourcen und Grundvoraussetzungen sowie Regulatorik. Es kann zu Wechselwirkungen zwischen Kategorien kommen.

3.1.1. Kommunikation



Beschreibung:

Kommunikation stellt das Rückgrat aller Maßnahmen und Projekte dar. Je nach Zielgruppe und Zielsetzung bieten sich unterschiedliche Formate zur Kommunikation an. Mögliche Zielgruppen umfassen: Politiker:innen, Forschende, Unternehmen oder die breite Öffentlichkeit.



Treiber:

Klare und zielgerichtete Kommunikation kann Projekte konstruktiv begleiten, Missverständnisse vermeiden und zur Versachlichung der Debatte beitragen. Eine transparente Vermittlung von Informationen stärkt das Vertrauen der Zielgruppen und kann die Akzeptanz von Maßnahmen erhöhen.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase, jedoch wird gute Kommunikation kontinuierlich wichtig bleiben.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.



Handlungsoptionen:

Klar kommunizieren für Akzeptanz
Wasserstoffinitiativen gründen

3.1.2. Strukturelle Maßnahmen



Treiber:

Die Schaffung klarer Strukturen mit kompetenten Ansprechpartner:innen kann akzeptanzfördernd wirken. Auch bei etablierten Marktteilnehmenden kann eine neutrale Institution als zentrale Stelle positiv wahrgenommen werden.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Regulatorik, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.



Handlungsoptionen:

Wasserstoffinitiativen gründen

3.1.3. Sicherheit und Risikokommunikation



Hinweis:

Kommunikations- und Sicherheitsmaßnahmen sind ein zweischneidiges Schwert für die Akzeptanz von Wasserstoff und dessen Folgeprodukten.



Treiber:

Zum einen kann dadurch die Wahrnehmung von Sicherheit steigen, wenn deutlich Wissen und Erfahrung sowie klare Sicherheitsmaßnahmen kommuniziert werden.



Hemmnis:

Zum anderen wird auf die Gefahr aufmerksam gemacht, was auch negative Folgen für die Akzeptanz haben kann.



Zeitraum:

Kontinuierlich.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.



Handlungsoptionen:

Klar kommunizieren für Akzeptanz

3.1.4. Sicherheitswahrnehmung: Gefahrgut

**Beschreibung:**

Bei Wasserstoff und seinen Derivaten handelt es sich um Gefahrgut.

**Hemmnis:**

Durch die Kategorisierung von Wasserstoff und Derivaten als Gefahrgut ergeben sich zusätzliche Einschränkungen und Sicherheitsmaßnahmen für Transport und Lagerung, die beachtet werden müssen.

Für den Transport von Wasserstoff und dessen Derivate stellt der Umgang beziehungsweise die Klassifizierung als Gefahrgut eventuell ein höheres Risiko in der Wahrnehmung dar. Bei der Risikowahrnehmung in der Bevölkerung könnte es Unterschiede bei den Derivaten oder den verschiedenen Transportmethoden geben.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.

**Wechselwirkungen:**

Regulatorik.

**Handlungsoptionen:**

Klar kommunizieren für Akzeptanz

3.1.5. Teilhabe und Partizipation

**Hinweis:**

Die Einbindung der Öffentlichkeit kann sich auf den Projektfortschritt auswirken.

**Treiber:**

Eine frühzeitige, transparente und gut strukturierte Beteiligung der Öffentlichkeit kann die Akzeptanz und Unterstützung von Projekten stärken. Durch den Einbezug relevanter Stakeholder:innen lassen sich potenzielle Herausforderungen frühzeitig identifizieren und konstruktiv adressieren.

**Hemmnis:**

Wenn Partizipationsprozesse nicht angemessen gestaltet werden, besteht das Risiko, dass Beteiligte sich nicht ausreichend einbezogen fühlen. Dies kann zu Vorbehalten oder Widerstand führen, insbesondere wenn Entscheidungen als bereits getroffen wahrgenommen werden. Widerstände können zu Verzögerungen führen.

**Zeitraum:**

Kontinuierlich.

**Wechselwirkungen:**

Regulatorik, Ressourcen und Grundvoraussetzungen, Wirtschaftlichkeit.

3.1.6. Finanzierung: wirtschaftliche Lage

**Treiber:**

Ein niedriger Zinssatz kann eher Anreize für langjährige Investitionen, wie sie für den Aufbau einer zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur benötigt werden, setzen und sowohl zu einer höheren Investitionsbereitschaft als auch zu einem stärkeren Wirtschaftswachstum beitragen.

**Hemmnis:**

In einer Rezession oder bei steigender Inflation können bei Unternehmen Unsicherheiten bezüglich geplanter Investitionen entstehen. Dienstleistungen, Arbeiten, Material und Produkte können sich deutlich verteuern. Dadurch sinkt die Akzeptanz für finale Investitionsentscheidungen zur Umstellung auf nachhaltigere Produktionswege.

**Zeitraum:**

Kontinuierlich.

**Wechselwirkungen:**

Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.

**Handlungsoptionen:**

Investitionen anreizen

3.1.7. Finanzierung: Geschäftsmodelle

**Beschreibung:**

Eine künftige Wasserstoffwirtschaft benötigt nachhaltige, selbsttragende Geschäftsmodelle aller Akteur:innen.

**Hemmnis:**

Für die Erarbeitung von validen Geschäftsmodellen sind sehr viele Daten und vertrauenswürdige Abschätzungen nötig. Aufgrund von regulatorischen Verzögerungen und Veränderungen der wirtschaftlichen Lage kann sich dies schwierig gestalten.

Diese Unsicherheiten, besonders auch die Abschätzung zukünftiger Erlöse, können die Kreditwürdigkeit von Unterfangen negativ beeinflussen.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.

**Wechselwirkungen:**

Regulatorik.

**Handlungsoptionen:**

Investitionen anreizen

3.1.8. Finanzierung: Betriebskosten

**Beschreibung:**

Für den Betrieb einer Wasserstoffinfrastruktur werden erhebliche Mengen erneuerbarer Energie benötigt. Viele bisher fossile Prozesse müssen elektrifiziert oder mit alternativen Kraftstoffen betrieben werden. Darunter fallen unter anderem Kompressoren für den pipelinegebundenen Transport, welche derzeit noch mit Erdgas betrieben werden.

**Hemmnis:**

Daher sind künftige Beschaffungskosten für erneuerbare Energie(träger), welche auch für Infrastrukturen einen großen Punkt der Betriebskosten bilden, derzeit schlecht abschätzbar.

Dies ist auch schwer an Kund:innen kommunizierbar und kann akzeptanzhemmend wirken.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.

**Wechselwirkungen:**

Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.

**Handlungsoptionen:**

Investitionen anreizen

3.1.9. First Mover Disadvantage

**Beschreibung:**

Technologiekosten sind ein Einflussfaktor für die Entwicklung neuer Energiestrukturen, das gilt auch für Wasserstofftransportinfrastrukturen.

**Hemmnis:**

Hohe anstehende Investitionsausgaben können einen Umstieg auf neue Technologien verlangsamen oder verhindern. Besonders sogenannte first mover (Unternehmen, die zuerst investieren) zahlen im Vergleich zu nachziehenden Unternehmen mehr aufgrund geringerer Stückzahlen und höherer Forschungs- und Entwicklungskosten.

Dies kann dazu führen, dass die Akzeptanz für die Umstellung auf nachhaltigere Produktionswege gering bleibt.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.

**Wechselwirkungen:**

Akzeptanz.

**Handlungsoptionen:**

Investitionen anreizen

Klimaschutzdifferenzverträge abschließen

3.1.10. Fehlende Normen und Standards



Hinweis:

Auf technische Normen und Standards wird in Gesetzen und Richtlinien verwiesen. Normen werden meist durch Unternehmen und Verbände bei Normungsorganisationen (DIN, DVGW, VDE) in Auftrag gegeben.



Treiber:

Ein Verweis auf vorhandene Normen beziehungsweise Standards kann Genehmigungsverfahren beschleunigen, da kein separates Gutachten mehr nötig ist.



Hemmnis:

Die Wasserstofftauglichkeit von Materialien ist heute noch nicht komplett vollständig belegt und Richtlinien, zum Beispiel Handlungsanweisungen zur Umwidmung des Erdgasnetzes, fehlen.

Für den Nachweis einer Wasserstofftauglichkeit von Materialien können noch gesonderte Abnahmen und Freigaben von Sachverständigen nötig sein, welche Genehmigungsverfahren verteuern und verlangsamen.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Regulatorik.

3.1.11. Fördermaßnahmen



Beschreibung:

Fördermaßnahmen können den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft und -infrastruktur begleitend unterstützen und investitionsintensive Hürden verringern.



Treiber:

Neben der finanziellen und strukturellen Hilfestellung können Fördermaßnahmen politischen Willen signalisieren und damit akzeptanzfördernd wirken.

Beispielsweise könnte die Rückverstromung von Wasserstoff im Rahmen einer Vergütung im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine Speicherinfrastruktur anregen.

Auch durch die gezielte Förderung von Forschung und Entwicklung könnten schneller höhere Technologiereifegrad erlangt werden.



Zeitraum:

Kontinuierlich. Gezielte Förderung kann die Hochlaufphase unterstützen.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Forschung und Entwicklung fördern

3.1.12. Politische Zielsetzung: DE und EU

Beschreibung:

Die ambitionierten Klimapläne der EU und ihrer Mitgliedsstaaten haben das Ziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf weniger als 1,5 Grad zu begrenzen.

Die EU-Mitgliedsstaaten haben sich vorgenommen, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen.

Deutschland hat diese Klimaschutzvorgaben verschärft und die Treibhausgasneutralität bis 2045 im Klimaschutzgesetz verankert. Zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels hat sich Deutschland vorgenommen, die CO₂-Emissionen bis 2030 um 65 Prozent statt um 55 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Zudem wurden Ausbauziele für erneuerbaren Strom aus Wind und Sonne definiert sowie Ausstiegspläne für konventionelle Energieträger wie Kohle beschlossen.

Treiber:

Eine klare politische Zielsetzung wirkt richtungsweisend und kann damit Interesse generieren und Akzeptanz schaffen. Politische Entscheidungen für Wasserstoff, etwa im Rahmen von nationalen Strategien, haben Strahlkraft und können zur Nachahmung durch andere Nationen führen. Dies birgt Potenzial für künftige Wasserstoffhandelsbeziehungen. Eine frühzeitige politische Entscheidung für Wasserstoff kann Stabilität und klare Absatzmärkte kommunizieren. Zusätzlich ergibt sich hier Vorsprung in der Forschung und Entwicklung relevanter und nötiger Technologien. Daran kann auch ein Wissens- und Ausbildungsvorsprung von Fachkräften und Expert:innen gekoppelt sein.

Zeitraum:

Politische Entscheidungen können kontinuierlich Einfluss ausüben.

Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Regulatorik, Wirtschaftlichkeit.

3.1.13. Politische Zielsetzung: global

Hinweis:

Deutschlands Wasserstoffstrategie ist eingebettet in die europäische und internationale Politik sowohl in Bezug auf den Ausbau der Wasserstoffproduktion als auch in Bezug auf Partnerschaften für Wasserstoffimporte.

Treiber:

Eine klare politische Zielsetzung wirkt richtungsweisend und kann damit Interesse generieren und Akzeptanz schaffen. Auch die technologische Vorreiterrolle Deutschlands könnte mit Partnerschaften gesichert werden. Für die zuverlässige Versorgung mit Wasserstoff in Deutschland und Europa spielen zuverlässige Partner eine wichtige Rolle. Basis für gegenseitige Anerkennung von Zertifizierungen, Standards und Regularien oder für Handelsabkommen ist die internationale Zusammen- und Entwicklungsarbeit der Nationen.

Politische Entscheidungen für Wasserstoff, etwa im Rahmen von nationalen Strategien, haben Strahlkraft und können zur Nachahmung durch andere Nationen führen. Dies birgt Potenzial für künftige Wasserstoffhandelsbeziehungen. Eine frühzeitige politische Entscheidung für Wasserstoff kann Stabilität und klare Absatzmärkte kommunizieren. Zusätzlich ergibt sich hier Vorsprung in der Forschung und Entwicklung relevanter und nötiger Technologien. Daran kann auch ein Wissens- und Ausbildungsvorsprung von Fachkräften und Expert:innen gekoppelt sein.

Hemmnis:

Derzeit existieren über 40 Strategien und Roadmaps zur Produktion, Nutzung und Export/Import von Wasserstoff. Diese können wichtige Handelspartner aufzeigen, bilden aber auch eine steigende Konkurrenzsituation ab.

Politische Entscheidungen können auch die Nutzung im eigenen Land priorisieren und damit Exporte nach Deutschland und dafür nötige Infrastruktur weniger attraktiv gestalten.

Aus diesem Grund sind Ausbauziele für Wasserstoffherzeugung und -import innerhalb sowie außerhalb der EU stets abhängig von anderen Staaten und deren Zielsetzung.

Zeitraum:

Beziehungen müssen kontinuierlich gepflegt werden.

Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz, Regulatorik.

Handlungsoptionen:

Internationale Partnerschaften schließen

3.1.14. Fachkräfteverfügbarkeit

Beschreibung:

Für Deutschland und einige andere Industrieländer gilt bereits: Die alternden Gesellschaften sind auch die am stärksten schrumpfenden Gesellschaften.

Die Zahl der Erwerbspersonen geht schneller zurück als die Gesamtbevölkerung, was langfristig zu einem Mangel an Fachkräften führen kann. Somit wirkt sich der demografische Wandel auch auf die Fachkräfteverfügbarkeit der Wasserstoffinfrastruktur aus.

Hemmnis:

Die mangelnde Fachkräfteverfügbarkeit und Altersstruktur der Behörden können zu verzögerten Genehmigungsverfahren führen und den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur behindern.

Zudem zeigt sich mittelfristig, dass durch den Fachkräftemangel die Knappheit an Handwerksleistungen, die entscheidend für die Umsetzung der Energiewende sein werden, zunehmen wird.

Zeitraum:

Kontinuierlich.

Wechselwirkungen:

Regulatorik, Wirtschaftlichkeit.

Handlungsoptionen:

Aus- und Weiterbildung anstoßen

Internationale Partnerschaften schließen

Wasserstoffinitiativen gründen

3.1.15. Verfügbarkeit (kritischer) Rohstoffe

Beschreibung:

Für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur werden große Mengen Material benötigt. In der derzeitigen Lage kann es zu Lieferengpässen und erhöhten Kosten kommen.

Um einen raschen Hochlauf zu erreichen, sollte die Verfügbarkeit von Rohstoffen und Material gesichert sein. Besonderes Augenmerk sollte auf kritischen Rohstoffen liegen.

Hemmnis:

Einige Rohstoffe sind für die Energiewende ausschlaggebend, weisen allerdings bereits heute hohe Versorgungsrisiken auf. Es könnte zu einseitigen Abhängigkeiten in einem teils undurchsichtigen Markt kommen.

Zeitraum:

Kontinuierlich.

Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Regulatorik.

3.1.16. Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und Wasser



Hinweis:

Für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft stellen erneuerbare Energie und Wasser sowie daraus erzeugter Wasserstoff Grundvoraussetzungen dar.



Treiber:

Insbesondere der Ausbau des Stromnetzes und die Verfügbarkeit erneuerbarer Energien fördern den Ausbau und eine schnelle Skalierung der Wasserstoffherzeugung.

Für die Elektrolyse ist neben grüner Energie auch Wasser nötig. In Deutschland gibt es derzeit eine sehr gute Versorgungsinfrastruktur.

Größere Mengen heimisch erzeugten Wasserstoffs stellen einen Anreiz für einen schnelleren Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur dar, besonders vor dem Hintergrund unsicherer Versorgung über Importe.



Hemmnis:

Da Energie für Elektrolyseure zusätzlich erzeugt werden muss, müssen Wind- und Solarparks stärker ausgebaut werden. Auch das Stromnetz muss sich an neue Erzeugerstandorte anpassen und erweitert werden — dies stößt nicht überall auf Akzeptanz.

Auch in Deutschland gibt es konkurrierende Wassernutzungen (Energie, Bergbau, Gewerbe, öffentliche Versorgung, Landwirtschaft).



Zeitraum:

Kontinuierlich.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Periphere Systeme mitdenken

Ausbau erneuerbarer Energien und Ressourcen stärken

3.1.17. Versorgungssicherheit



Hinweis:

Für Verbraucher:innen und Unternehmen muss die Energieversorgung gewährleistet sein.



Treiber:

Eine sichere Versorgungslage mit benötigten Energieträgern, wie z. B. Wasserstoff, kann eine frühzeitige Umstellung auf erneuerbare Alternativen anreizen.



Hemmnis:

Die Versorgungssicherheit mit Erdgas ist wichtig für die Gebäudewärme.

Dies kann jedoch die Umstellung auf erneuerbare Alternativen verzögern, da der Status quo keine Investitionskosten verursacht.



Zeitraum:

Kontinuierlich.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, Regulatorik.



Handlungsoptionen:

Wasserstoffinitiativen gründen

Langfristige Energieversorgungsstrategie kommunizieren

3.1.18. Verfügbarkeit weiterer Infrastrukturen



Hinweis:

Eine künftige Wasserstofftransportinfrastruktur ist abhängig von IT/Digitalisierung, Wasser- und Wärmeversorgung, Stromnetzen, Straßen- und Schienenverkehr sowie Häfen.



Treiber:

Ein paralleler Hochlauf von Infrastrukturen kann Synergien nutzen.



Hemmnis:

Durch gegenseitige Abhängigkeiten können sich Verzögerungen fortsetzen.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, Regulatorik.



Handlungsoptionen:

Periphere Systeme mitdenken
Wasserstoffinitiativen gründen

3.1.19. Umsetzungshorizont Wasserstoffspeicher



Beschreibung:

Im Rahmen der Transportinfrastruktur spielt auch die Wasserstoffspeicherung eine zentrale Rolle. Großskalige Speicherung wird in Salzkavernen angedacht.



Hemmnis:

Umsetzungszeiträume für Umwidmung oder Neubau von Wasserstoffuntergrundspeichern werden auf sechs bis elf Jahre geschätzt.

Der Speicherbedarf und der Hochlauf der Infrastruktur sind bislang nicht harmonisiert (09/2024).

Angekündigte Projekte besitzen meist Demonstrations- oder Forschungscharakter und decken die erwartete Nachfrage bis 2030 nicht.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit, Regulatorik.



Handlungsoptionen:

Speicherstrategie beschließen

3.1.20. CO₂-Preis

Hinweis:

Die durch fossile Energieträger erzeugten CO₂-Emissionen werden im Emissionshandel bepreist. Steigende CO₂-Preise verteuern Erdgas und Erdöl. Zwar schwanken die Preise im EU-ETS, jedoch zeigt sich seit 2020 ein deutlicher Anstieg. Für 2050 sieht das Net-Zero-Szenario der IEA CO₂-Preise bis zu 250 US-Dollar pro Tonne vor.



Treiber:

Der CO₂-Preis gilt als einer der wichtigsten Mechanismen zur Emissionsminderung. Steigende CO₂-Preise treiben erneuerbare Energieträger wie grünen Wasserstoff.



Hemmnis:

Aufgrund steigender Verbraucherpreise genießt der Mechanismus geringe Akzeptanz bei Unternehmen und Bevölkerung.



Zeitraum:

Kontinuierlich.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Akzeptanz des CO₂-Preises steigern

3.1.21. Klimaschutzverträge

Beschreibung:

Klimaschutzverträge sind ein zentrales Förderinstrument für die Nutzung von Wasserstoff. Sie bieten die Möglichkeit, die Markteinführung klimafreundlicher Prozesse in den Grundstoffindustrien deutlich vorzuziehen. Im konkreten Fall garantiert die Bundesregierung die Förderung der Differenzkosten zwischen tatsächlichen projektbezogenen Minderungskosten und EU-ETS-Preisen.



Treiber:

Die Förderung von Wasserstoffnutzung unterstützt zukunftsgerichtete Investitionen in Wasserstofftransportinfrastruktur.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase. Der Treiber kann langfristig Wirkung zeigen.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Klimaschutzdifferenzverträge abschließen

3.1.22. Regulatorik: Komplexität

Beschreibung:

Die regulatorischen Rahmenbedingungen weisen einen hohen Komplexitätsgrad aufgrund verschiedener politischer Ebenen (EU, Deutschland, Bundesländer) und ineinandergreifender Regularien auf.



Hemmnis:

Dies kann insbesondere für KMUs eine große Hürde darstellen und Umsetzungszeiträume verlängern.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase; es kann aber langfristig bestehen.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Klar kommunizieren für Akzeptanz

3.1.23. EU-Regularien: Komplexität



Hinweis:

Ein verlässlicher rechtlicher Rahmen ist eine Grundvoraussetzung für den Wasserstoffhochlauf. Die EU hat hierfür u. a. das Legislativpaket für Wasserstoff und dekarbonisierte Gase entwickelt.



Treiber:

Klare Regularien sind wichtig und wegweisend für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft und deren Infrastruktur.



Hemmnis:

Wasserstoff wird in verschiedenen Verordnungen genannt, die teils unzureichend aufeinander abgestimmt sind. Hohe Anforderungen, z. B. zu grünem Wasserstoff oder Entflechtung, erhöhen die Komplexität. Die Übersetzung europäischer Vorgaben in deutsches Recht führt zu Anpassungen und Verzögerungen.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase, kann aber kontinuierlich auftreten.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz.

3.1.24. EU-Regularien: Entflechtung



Beschreibung:

Es bestehen europäische Vorgaben zur horizontalen und vertikalen Entflechtung, die z. B. Erdgasfernleitungsbetreiber betreffen, die Wasserstoffnetze betreiben möchten.



Hemmnis:

Etwas Synergien beim Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur können eventuell nicht genutzt werden.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit.

3.1.25. EU-Regularien: Grüner Wasserstoff



Hinweis:

Die EU-Definition für Grünen Wasserstoff wurde 2023 final veröffentlicht und ist ein wesentlicher Treiber für den Markthochlauf. Wasserstoff, der nicht den Anforderungen entspricht, ist schwer vermarktbare, da er nicht anrechenbar ist.



Treiber:

Regelungen der grünen Eigenschaft von Wasserstoff schaffen Klarheit und können akzeptanzfördernd wirken.



Hemmnis:

Strikte Strombezugskriterien können den Zubau von Elektrolyse verzögern. Dadurch kann auch die Transportinfrastruktur indirekt beeinträchtigt werden.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.

3.1.26. Regulatorik: Wasserstoffspeicher



Hinweis:

Speicherkonzepte müssen zwischen ober- und unterirdischen Anlagen unterscheiden; viele Regelungen und Leitfäden fehlen.



Treiber:

Die Einführung eindeutiger Regelungen und Leitfäden gibt Planungssicherheit für Betreiber.



Hemmnis:

Es fehlen eindeutige energierechtliche Einordnungen und UVP-Regelungen für Wasserstoffspeicher. Umwidmung von Erdgasspeichern ist nicht privilegiert. Technische Leitfäden fehlen.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit.



Handlungsoptionen:

Speicherstrategie beschließen

3.1.27. Regulatorische Auswirkungen: Finanzierung



Hinweis:

Infrastrukturen erfordern hohe Investitionsausgaben.



Treiber:

Klare Regelungen können akzeptanz- und nutzungsfördernd wirken, wie die Genehmigung des Wasserstoffkernnetzes 2024 zeigt.



Hemmnis:

Unklarheit über Kostentragung kann Infrastrukturaufbau hemmen, besonders bei Speichern (02/2025).



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.



Handlungsoptionen:

Investitionen anreizen

Klimaschutzdifferenzverträge abschließen

3.1.28. Regulatorische Auswirkungen: Opt-In-Maßnahmen



Hinweis:

Opt-In-Maßnahmen bedeuten, dass Netzanschlüsse nicht automatisch, sondern bei Bedarf eingerichtet werden.



Treiber:

Durch Anschluss bei Bedarf werden keine jetzigen Kosten auf zukünftige Nutzende verteilt; dies kann Ablehnung reduzieren.



Hemmnis:

First-Mover tragen höhere Belastungen (z. B. Netzentgelte). Die Akzeptanz kann anfangs gering sein.



Zeitraum:

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase.



Wechselwirkungen:

Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen, Wirtschaftlichkeit.

3.1.29. Zertifizierung

**Hinweis:**

Zertifizierungsschemata garantieren die Einhaltung deutscher und europäischer Vorgaben.

**Treiber:**

Eine Zertifizierung kann die Nachfrage nach grünen Produkten erhöhen.

**Hemmnis:**

Die Anerkennung ausländischer Standards und Zertifizierungen ist eine Hürde.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase; kann langfristig wirken.

**Wechselwirkungen:**

Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz, Ressourcen und Grundvoraussetzungen.

**Handlungsoptionen:**

Zertifizierungsschemata **anerkennen**

3.1.30. Herkunftsnachweise

**Hinweis:**

Herkunftsnachweise sind ein freiwilliges Instrument. Ein Register für Strom, gasförmige Energieträger, Wärme/Kälte und Abwärme soll 2026 durch das Umweltbundesamt umgesetzt werden.

**Treiber:**

Durch Nachweisbarkeit der grünen Eigenschaften kann ein Markt für grüne Produkte geschaffen und Akzeptanz gefördert werden.

**Hemmnis:**

Die noch ausstehende Umsetzung kann zu Verzögerungen führen.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase; Treiber kann langfristig wirken.

**Wechselwirkungen:**

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.

3.1.31. Genehmigungsverfahren: Bedarfsgerechtigkeitsprüfung

**Hinweis:**

Die Prüfung dient dazu, Über- oder Unterdimensionierung von Wasserstoffnetzen zu vermeiden.

**Treiber:**

Vermeidung von Unter- oder Überdimensionierung ist wichtig für Betriebskosten und Effizienz.

**Hemmnis:**

Die Prüfung verlängert das Verfahren.

**Zeitraum:**

Betroffen ist besonders die Hochlaufphase; besteht kontinuierlich.







**Wechselwirkungen:**

Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.

**Handlungsoptionen:**

Genehmigungsprozesse **vereinfachen**

3.1.32. Genehmigungsverfahren: Planfeststellung

	Hinweis: Wasserstoffnetze wurden in das energiewirtschaftliche Planfeststellungsregime überführt.
	Treiber: Die Möglichkeit der Planfeststellung bündelt Verfahren und erleichtert Projektträgern die Planung.
	Hemmnis: Durch §43l EnWG ergeben sich längere Genehmigungszeiten.
	Zeitraum: Kontinuierlich.
	Wechselwirkungen: Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit.
	Handlungsoptionen: Genehmigungsprozesse vereinfachen







3.2. Handlungsoptionen für eine nachhaltige Wasserstoffinfrastruktur

Welche Schritte könnten den Aufbau einer nachhaltigen Wasserstoffinfrastruktur erleichtern?

Mögliche Handlungsoptionen wurden aufbauend auf Treibern und Hemmnissen in einem Workshop mit Teilnehmenden aus Industrie, Wissenschaft und Gesellschaft im April 2024 erarbeitet.

Die Handlungsoptionen wurden zuletzt im März 2025 aktualisiert.

3.2.1. Akzeptanz des CO₂-Preises steigern

	Beschreibung: Grundlegende Motivation für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und der dafür benötigten Infrastruktur ist die Reduktion der CO ₂ -Emissionen. Dabei kann der CO ₂ -Preis eine wichtige Maßnahme für die Begrenzung des emittierten CO ₂ darstellen. Jedoch führt diese Maßnahme zu einer generellen Verteuerung, basierend auf der Preiserhöhung fossiler Kraft- und Brennstoffe. Eine Herausforderung sind dabei die Auswirkungen des CO ₂ -Preises auf schwächer gestellte gesellschaftliche Gruppen. Generelle Verteuerung kann hier zu finanziellen und sozialen Härten führen; dies ist besonders bei Heizkosten zu erwarten. Unter diesen Auswirkungen kann auch die allgemeine Akzeptanz der Energiewende leiden. Ein Lösungsansatz könnte in einer gezielten, finanziellen Unterstützung benachteiligter Gesellschaftsschichten liegen.
	Zielgruppe: Zivilgesellschaft, Industrie und Verbände
	Akteur:innen: Politik
	Aktionslevel: national, europäisch
	Zeitraum: Diese Handlungsoption wäre an die Laufzeit der CO ₂ -Bepreisungsmaßnahmen gekoppelt.
	Treiber und Hemmnisse: CO ₂ -Preis

3.2.2. Langfristige Energieversorgungsstrategie kommunizieren

Beschreibung:

Klare und deutliche Kommunikation rund um das Thema Energieversorgung der Zukunft kann die Akzeptanz fördern.

Realistisch gesetzte Ziele können eine Einhaltung gewährleisten aber auch Lösungsräume schaffen, die Diskussionen und zielgerichtete Ansätze erlauben.

Durch das Aufgreifen bestehender Ängste zur Versorgungssicherheit wird Vertrauen in die Energieversorgung geschaffen.



Zielgruppe:

breite Öffentlichkeit, Bevölkerung, Wissenschaft, Industrie, Medien



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch



Zeitraum:

Diese Handlungsoption betrifft besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur.



Treiber und Hemmnisse:

Versorgungssicherheit

3.2.3. Klar kommunizieren für Akzeptanz

Beschreibung:

Wissensvermittlung kann Akzeptanz für das komplexe Thema Wasserstoffinfrastruktur schaffen. Dies kann durch unterschiedliche Kommunikations- und Veranstaltungsformate auf verschiedene Zielgruppen angepasst werden.



Auch die Verbreitung über verschiedene Multiplikator:innen kann mehrere Zielgruppen erschließen. Beispielsweise kann zur Verbesserung der Risikowahrnehmung von Wasserstoff und dessen Derivaten und des damit einhergehenden Sicherheitsgefühls fundiertes Wissen klar, einfach und verständlich für eine breite Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden.

Erklärungen, die Analogien nutzen, Fakten ins Verhältnis setzen und auf bereits vorhandene Erfahrungen Bezug nehmen, können faktenbasiertes Wissen vermitteln und einordnen.



Zielgruppe:

breite Öffentlichkeit, Politik, Unternehmen, Universitäten und Forschungseinrichtungen



Akteur:innen:

Unternehmen, Politik, organisierte Zivilgesellschaft, Hochschulen, Universitäten und Forschungseinrichtungen



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch, international



Beschreibung:

Einfache und zielgerichtete Kommunikation regulatorischer Anforderungen kann bei den umsetzenden Akteur:innen Klarheit schaffen und zu einer schnelleren Umsetzung von Maßnahmen beitragen.



Zielgruppe:

Industrie, Wissenschaft, Medien



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch, international



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur, könnten jedoch dauerhaft sinnvoll sein.



Treiber und Hemmnisse:

Kommunikation

Regulatorik: Komplexität

Sicherheit und Risikokommunikation

Sicherheitswahrnehmung: Gefahrgut

3.2.4. Internationale Partnerschaften schließen



Beschreibung:

Vernetzung zwischen Akteur:innen, sowie auf internationaler Ebene, ist ein wesentlicher Schritt, um Kräfte und Kompetenzen zu bündeln.

Langfristige Partnerschaften können Sicherheit schaffen.

Bilaterale Partnerschaften zwischen Nationen können zu Transfer von Wissen, Gütern und Fachkräften führen.



Zielgruppe:

Nationen, Universitäten und Forschungseinrichtungen, Unternehmen und Verbände



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

national, europäisch



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen wären dauerhaft sinnvoll, um langfristige, wertvolle Partnerschaften zu schaffen oder aufrechtzuerhalten.



Treiber und Hemmnisse:

Politische Zielsetzung: global

3.2.5. Aus- und Weiterbildung anstoßen

Beschreibung:

Aus- und Bildungsmaßnahmen müssen zeitnah angestoßen werden, damit in Zukunft motivierte, passend ausgebildete Fachkräfte an der Energiewende mitwirken können.

Bereits in die Schulbildung könnten mehr Inhalte über Energiewende und Wasserstoff einfließen und dadurch ein besseres Bild über die Wasserstoffwirtschaft für die Berufswahl vermitteln.

Spezifische Inhalte oder niederschwellige Bezüge zu Wasserstoff in den Fächern Mathematik, Informatik, Naturwissenschaften und Technik (MINT) könnten sich positiv auf die Fachkraftverfügbarkeit in der Zukunft auswirken.



Zielgruppe:

Lehrende, Schüler:innen



Akteur:innen:

Politik, Bildungsministerien, Lehrende



Aktionslevel:

lokal, regional

Beschreibung:

Um Fachkräfte im Bereich des Wasserstoffs auszubilden, zu gewinnen und langfristig zu binden, können passende Inhalte an Universitäten und in Ausbildungsprogrammen gelehrt werden.



Zielgruppe:

Lehrende, Studierende



Akteur:innen:

Politik, Bildungsministerien, Ausbildungsstätten, Universitäten



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Beschreibung:

Um die Attraktivität von Stellen- und Ausbildungsangeboten zu erhöhen, könnten regionale Cleantech-Initiativen entstehen.



Zielgruppe:

Fachkräfte, Schulabgänger:innen



Akteur:innen:

Unternehmen, Verwaltung, Ausbildungsstätten, Universitäten



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Beschreibung:

Eine Fachcommunity für Fort- und Weiterbildungen im Bereich Wasserstoff könnte aufgebaut werden, um den Austausch zu fördern und die Qualität der Bildungsmaßnahmen auf hohem Niveau zu halten.



Zielgruppe:

Trainer:innen, Ausbildungsstätten



Akteur:innen:

Trainer:innen, Ausbildungsstätten



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur, da Fachkräfte von morgen heute ausgebildet werden müssten.



Treiber und Hemmnisse:

Fachkräfteverfügbarkeit

3.2.6. Forschung und Entwicklung fördern

Beschreibung:

Auch zukünftig sind Forschung und Entwicklung, beispielsweise an Infrastrukturtechnologien, wichtig. Der Stellenwert von Forschung und Entwicklung (F&E) ist nicht zu unterschätzen. Technologieführerschaft beruht meist auf Wissensvorsprüngen.

So könnten künftig internationale Abhängigkeiten, etwa von kritischen Rohstoffen, abgemildert werden.

Forschungsprojekte dienen auch zur Ausbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses und können Bestandteil internationaler Partnerschaften sein.



Zielgruppe:

Wissenschaft, Unternehmen



Akteur:innen:

Politik, Unternehmen, Verbände, Wissenschaft



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Zeitraum:

Diese Handlungsoption wäre dauerhaft sinnvoll, da neben aktuellen Forschungsfragen und Entwicklungsschritten weiterhin künftige Technologien erforscht werden sollten.



Treiber und Hemmnisse:

Fördermaßnahmen

3.2.7. Wasserstoffinitiativen gründen

Beschreibung:

Wasserstoffinitiativen können Kräfte und Kompetenzen bündeln, um wichtige Themen, wie beispielsweise die Gewinnung von Fachkräften, Netzwerkarbeit oder Marktabfragen, gemeinsam strategisch zu gestalten.

Durch Kooperationen könnten zudem Kosten gesenkt und die Bereitschaft regionaler Akteur:innen an Wasserstoffprojekten mitzuwirken gefördert werden.

Durch eine Vernetzung dieser Wasserstoff-Hubs kann zudem der Wissenstransfer untereinander unterstützt werden.



Zielgruppe:

Unternehmen, Bundesländer, Regionen und Kommunen, Hochschulen, Universitäten und Forschungseinrichtungen



Akteur:innen:

Unternehmen, Bundesländer, Regionen und Kommunen, Hochschulen, Universitäten und Forschungseinrichtungen



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch, international



Zeitraum:

Diese Handlungsoption betrifft besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur.



Treiber und Hemmnisse:

Versorgungssicherheit

Fachkräfteverfügbarkeit

Kommunikation

Strukturelle Maßnahmen

3.2.8. Investitionen anreizen

Beschreibung:

Potentielle Erlöse sind derzeit schlecht abschätzbar und initiale Kosten für die Umstellung auf klimafreundliche Technologien sind noch hoch.

Daher werden derzeit nur wenige positive finale Investitionsentscheidungen getroffen.

Um insbesondere first mover (Unternehmen, die zuerst investieren) in ihrer Investitionsentscheidung zu unterstützen, können diese durch geeignete Fördermaßnahmen abgesichert werden.

Während der Gesetzgeber dafür den regulatorischen Rahmen schaffen kann, können Interessensverbände diesen unterstützen und fachliche Informationen beisteuern.



Zielgruppe:

Unternehmen



Akteur:innen:

Politik, Verbände



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch

Beschreibung:

Fördermaßnahmen, die auf Wasserstoffinfrastrukturprojekte abzielen, könnten die gesamte

Wertschöpfungskette mit ihren Zulieferern und Endkund:innen berücksichtigen.

So können integrierte Wasserstoffökosysteme mit entsprechender Planungs- und Investitionssicherheit entstehen.



Zielgruppe:

Unternehmen, Verbände, Wissenschaft



Akteur:innen:

Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Beschreibung:

Mit der Entwicklung eines Programmes analog zum Inflation Reduction Act (IRA) der USA für Europa oder Deutschland könnte der Markthochlauf erneuerbarer Energien, spezifisch der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur in Europa, gezielt gefördert werden.



Zielgruppe:

Unternehmen, Verbände



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

national, europäisch



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur.



Treiber und Hemmnisse:

First Mover Disadvantage

Finanzierung: Betriebskosten

Finanzierung: Geschäftsmodelle

3.2.9. Klimaschutzdifferenzverträge abschließen

Beschreibung:

Klimaschutzverträge oder Carbon Contracts for Difference (CCfD) schließen Differenzkostenlücken zwischen fossilem und grünem Produkt.

Die CCfD ermöglichen den Ersatz fossiler Produkte zum gleichen Preispunkt.

Auf dieser Basis lassen sich langfristige Verträge zwischen Lieferant:innen und Abnehmenden verhandeln und damit kann ein nachhaltiger Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft auf den Weg gebracht werden.

Insgesamt kann so die Planungssicherheit gesteigert und Risiken gesenkt werden.



Zielgruppe:

Unternehmen



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Zeitraum:

Diese Handlungsoption wäre an die Erreichung der Klimaneutralitätsziele gekoppelt.



Treiber und Hemmnisse:

Klimaschutzverträge

Finanzierung: Betriebskosten

Finanzierung: Geschäftsmodelle

3.2.10. Periphere Systeme mitdenken



Beschreibung:

Bei dem Aufbau von Wasserstoffinfrastruktur sollten auch damit verknüpfte Systeme mitgedacht werden. Die Speicherung von Wasserstoff und dessen Derivaten wird einen essenziellen Baustein eines künftigen Energiesystems darstellen.

Bau- und Umwidmungszeiträume umfassen mehr als fünf Jahre und derzeit steht eine Harmonisierung mit der geplanten H₂-Infrastruktur noch aus.



Zielgruppe:

Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch



Beschreibung:

Unter anderem benötigt die Wasserstoffwirtschaft auch entsprechend angepasste Datenplattformen und IT-Infrastrukturen.



Zielgruppe:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch



Beschreibung:

Auch für die Wasserstoffinfrastruktur ist die Bereitstellung erneuerbarer Energie entscheidend, beispielsweise zum Betrieb von Kompressoren.

Dies erfordert auch einen Ausbau der Strominfrastruktur.



Zielgruppe:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national, europäisch



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur.



Treiber und Hemmnisse:

Verfügbarkeit (kritischer) Rohstoffe

Verfügbarkeit weiterer Infrastrukturen

Umsetzungshorizont Wasserstoffspeicher

3.2.11. Ausbau erneuerbarer Energien und Ressourcen stärken



Beschreibung:

Für den Betrieb einer Wasserstoffinfrastruktur sind erneuerbare Energien in Form von Elektrizität und Wasserstoff nötig.

Mit Ressourcen sollte schonend umgegangen werden.

Elektrische Energie wird für die Produktion von Wasserstoff, aber auch für den Betrieb von Infrastruktur benötigt werden, etwa für Kompressoren und Aufreinigungsanlagen.

Dies erfordert einen schnellen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland.



Zielgruppe:

breite Öffentlichkeit, Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Beschreibung:

Bei der Wasserstoffproduktion sollte auch die Wasserversorgung bedacht werden.



Zielgruppe:

breite Öffentlichkeit, Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.



Treiber und Hemmnisse:

Verfügbarkeit erneuerbarer Energien und Wasser

Verfügbarkeit (kritischer) Rohstoffe

3.2.12. Transportlücken schließen



Beschreibung:

Nicht alle Akteur:innen werden (zeitnah) an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen.

Für die Unternehmen und Projekte, die nicht zeitnah an das Wasserstoffkernnetz angeschlossen werden, müssten Lösungen zum Transport bis auf das Betriebsgelände gefunden werden.



Zielgruppe:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Zeitraum:

Diese Handlungsoption ist an den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur gekoppelt.



Treiber und Hemmnisse:

Verfügbarkeit weiterer Infrastrukturen

3.2.13. Zertifizierungsschemata anerkennen

Beschreibung:

Zertifizierungsschemata garantieren, dass deutsche beziehungsweise europäische Verordnungen eingehalten werden.



Am 19.12.2024 wurden mehrere freiwillige Zertifizierungsschemata, beispielsweise CertifHy, anerkannt. Für den Import von grünem Wasserstoff muss eine Zertifizierung der grünen Eigenschaft im Ausland möglich sein. Eine Anerkennung bestimmter Zertifikate beziehungsweise Schemata aus dem Ausland kann hier Klarheit und Investitionssicherheit schaffen.

Dies sollte vor Ankunft erster Importe, etwa aus den Auktionen von H2Global, geschehen.



Zielgruppe:

Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

national, europäisch



Zeitraum:

Diese Handlungsoption betrifft besonders den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft.



Treiber und Hemmnisse:

Zertifizierung

3.2.14. Speicherstrategie beschließen

Beschreibung:

Die Speicherung von Wasserstoff ist essenziell für den Betrieb von Wasserstoffinfrastruktur.



Eine Wasserstoffspeicherstrategie könnte klare Regelungen, beispielsweise zur Finanzierung von Speicherinfrastruktur oder einer Anknüpfung an das Kernnetz, schaffen.

Zusätzlich wird sich hierbei eine Akzeptanzsteigerung bei verschiedenen Zielgruppen, etwa Investor:innen, erhofft.



Zielgruppe:

Investor:innen, breite Öffentlichkeit, Wissenschaft, Unternehmen, Verbände, Politik, Verwaltung



Akteur:innen:

Politik



Aktionslevel:

national



Zeitraum:

Diese Handlungsoption wäre sehr kurzfristig nötig, da sie Voraussetzungen für den Hochlauf der Wasserstoffspeicher schaffen könnte.



Treiber und Hemmnisse:

Regulatorik: Wasserstoffspeicher

Umsetzungshorizont Wasserstoffspeicher

3.2.15. Genehmigungsprozesse vereinfachen

Beschreibung:

Genehmigungsverfahren stellen teilweise einen zeitaufwändigen Prozess dar, welcher für Antragstellende und Genehmiger:innen vereinfacht werden könnte.

Genehmigungsprozesse könnten insbesondere durch Standardisierung und Leitfäden oder Musteranträge vereinfacht und beschleunigt werden.

Durch diese Standardisierung könnte der Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur beschleunigt und Kosten, die im Rahmen der Genehmigungsvorbereitung entstehen können, gesenkt werden.

Als analoges Praxisbeispiel könnten die Leitfäden für die Genehmigung von Elektrolyseuren einiger Bundesländer herangezogen werden.



Zielgruppe:

Verwaltung



Akteur:innen:

Politik, Verwaltung, Unternehmen, Verbände, Wissenschaft



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Beschreibung:

Wie im Entwurf Wasserstoffbeschleunigungsgesetz vorgesehen, könnten Genehmigungsprozesse von der Digitalisierung profitieren.



Zielgruppe:

Verwaltung



Akteur:innen:

Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national

Beschreibung:

Wasserstoffinfrastrukturen sollen nach dem Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes im überragenden öffentlichen Interesse liegen und damit einem vereinfachten Verfahren unterzogen werden.



Zielgruppe:

Verwaltung



Akteur:innen:

Politik, Verwaltung



Aktionslevel:

lokal, regional, national



Zeitraum:

Diese Handlungsoptionen betreffen besonders den Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur.



Treiber und Hemmnisse:

Genehmigungsverfahren: Bedarfsgerechtigkeitsprüfung

Genehmigungsverfahren: Planfeststellung

4

Wie kann sich das Wasserstoffgesamtsystem in der Zukunft entwickeln?

Die zukünftige Entwicklung des Wasserstoffgesamtsystems wird im TransHyDE-Projekt Systemanalyse anhand von Energiesystemmodellen betrachtet. Hierbei wurden verschiedene Szenarien für die Anwendung, Bereitstellung und den Transport von Wasserstoff erarbeitet, welche die mögliche Entwicklung bis 2050 aufzeigen. Die Verknüpfung von Anwendung, Nutzung und Infrastruktur zeichnet ein mögliches Bild des künftigen Energiesystems. Die Ergebnisse geben Antworten auf Wenn-Dann-Fragestellungen.

Zu Beginn werden in Abschnitt 4.1 robuste Ergebnisse und Kernergebnisse dargestellt. Diese zeigen die Quintessenz aus allen Szenarien und fassen die Hauptergebnisse zusammen. Im Anschluss werden in Abschnitt 4.2 die detaillierten Modellierungsergebnissen - aufgeschlüsselt nach Anwendung, Bereitstellung und Infrastruktur - aufgezeigt. Hierbei wurden Anwendung, Bereitstellung und Infrastruktur jeweils aus zwei Perspektiven betrachtet, der Akteurs- und der Systemperspektive. Die Akteursperspektive bezieht ihre Anwendungsdaten aus Gesprächen mit Stakeholder:innen aus den wichtigsten Industriezweigen. In der Systemperspektive wurde eine umfangreiche Recherche zu den bestehenden Energiebedarfen in den Sektoren durchgeführt und es wurden verschiedene Szenarien für den Einsatz von Wasserstoff betrachtet. Auf dieser Basis wurden kostenoptimierte Lösungen für die Wasserstoffbereitstellung und den Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur ermittelt. Durch die zwei Perspektiven entstehen verschiedene Modellierungsergebnisse. Durch ein Übereinanderlegen der Ergebnisse können wiederum robuste Ergebnisse und Kernaussagen generiert werden.

Inhaltsübersicht des Kapitels

4.1	Robuste Ergebnisse und Kernaussagen	S. 64
4.1.1	Importe und europäische Wasserstoffinfrastrukturen	S. 64
4.1.2	Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland	S. 66
4.1.3	Wasserstoffspeicherung – ein essenzieller Baustein	S. 69
4.2	Modellierungsergebnisse	S. 70
4.2.1	Akteursperspektive	S. 71
4.2.2	Systemperspektive	S. 86
5.1	Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE	S.105
5.2	TransHyDE-Systemanalyse	S.105
5.3	Die Wasserstoff-Infrastruktur- Roadmap	S.105

4.1. Robuste Ergebnisse und Kernaussagen

Mithilfe von Energiesystemmodellen wurden im TransHyDE-Projekt Systemanalyse verschiedene Szenarien berechnet. Ergebnisse, die über alle Szenarien hinweg auftraten, wurden als robust angesehen. Im Folgenden werden diese robusten Ergebnisse und Kernaussagen zu Importen, europäischer und nationaler Wasserstoffinfrastruktur, sowie zur Wasserstoffspeicherung, beleuchtet.

4.1.1. Importe und europäische Wasserstoffinfrastrukturen

Die zukünftige Infrastruktur von Wasserstoff verbindet europäische Bedarfs- und Erzeugungsstandorte und ermöglicht Importe via Schiff und Pipeline, beispielsweise aus Nordafrika. Der Anteil dieser Importe hängt sowohl von dem zukünftigen Wasserstoffbedarf als auch von dem Ausbau erneuerbarer Energien ab.

Anteil der Wasserstoffimporte nach Europa

Welchen Anteil Importe von anderen Kontinenten an der Versorgung des europäischen Wasserstoffbedarfs haben, hängt von den benötigten Mengen und damit einhergehend von der Nachfrage einzelner Sektoren sowie vom Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wasserstoffherzeugung in Europa ab. Die Anwendung des Wasserstoffs (H_2) kann dabei sowohl stofflich als auch energetisch erfolgen.

Die Nachfrage nach Wasserstoff und seinen Derivaten kann somit das Angebot anreizen und deren Importanteil beeinflussen. Dabei spielt aus Sicht der Akteur:innen der Preis eine entscheidende Rolle. Energiesystemmodelle rechnen kostenoptimale Lösungen meist mit gezieltem Einsatz von Wasserstoff.

Deutlichen Einfluss auf die Nachfrage hat die Stromproduk-

tion. Thermische Kraftwerke weisen einen erhöhten Bedarf in den Wintermonaten auf. Hierdurch ergibt sich auch verstärkter Import von Wasserstoff, da die Erzeugungsleistung von Solarthermie und PV im Winter nachlässt. Höheren Preisen und Versorgungsengpässen könnte mit Wasserstoffspeichern begegnet werden.

Pipeline- und Schiffsimporte

Die Wasserstoffimporte bestehen in allen Szenarien des TransHyDE-Projekts Systemanalyse zu großen Teilen aus Pipelineimporten aus Nordafrika über Spanien und Italien. Voraussetzung für ebendiese Pipelineimporte sind neben der Verfügbarkeit der notwendigen Infrastruktur vor allem Kooperationen und Verträge zwischen den Import-, Transit-, und Exportländern.

Schiffsimporte von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten mit anschließender Rückgewinnung des Wasserstoffs stellen in den Modellen aufgrund ihrer benötigten Umwandlungsschritte und der damit einhergehenden Gesamtkosten lediglich eine geringfügige Ergänzung für die Deckung der Wasserstoffbedarfe in Europa dar. Sie können jedoch generell zu einer Diversifizierung des Angebots führen, welche einseitige Abhängigkeiten vermindern kann. Zudem spielen Schiffsimporte für die Deckung von Bedarfen an Wasserstoffderivaten wie Ammoniak, Methanol oder synthetischem Kerosin eine wichtige Rolle.

Versorgungskorridore für mitteleuropäische Bedarfe

Der Großteil der Wasserstoffbedarfe befindet sich in Mitteleuropa, insbesondere Westdeutschland, Belgien und Niederlande (Abbildung 4.1). Unabhängig von der detaillierten Ausgestaltung der Szenarien werden diese Bedarfe von den gleichen Versorgungsrouten bedient:

- Nordseekorridor mit Importen aus Großbritannien

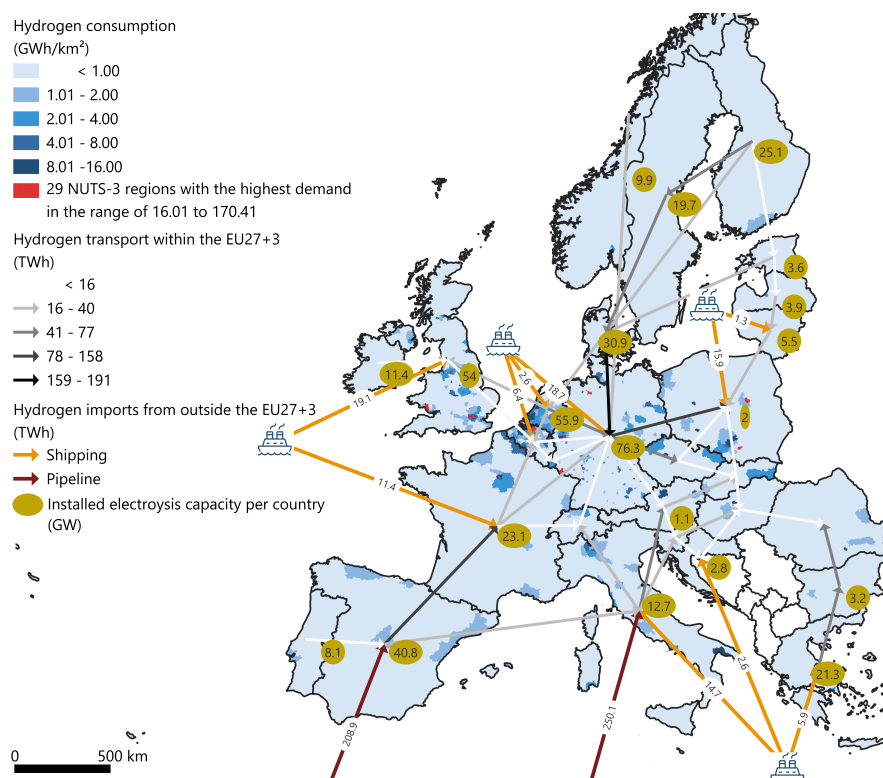


Abbildung 4.1. Wasserstoffnachfrage je NUTS-3-Region, installierte Wasserstoff-Elektrolysekapazität je Land, Exportsaldo zwischen Nachbarländern und importierte Wasserstoffmengen per Schiff oder Pipeline von außerhalb der EU27+3 im BASE-Szenario. Elektrolysekapazitäten von weniger als einem Gigawatt (GW) pro Land sind in der Abbildung nicht dargestellt. [90]

- Adriatischer Korridor mit Importen aus Tunesien über Italien und Österreich
- Iberischer Korridor mit Importen aus Marokko über die iberische Halbinsel und Frankreich

Durch den Nordseekorridor werden große Mengen Wasserstoff transportiert. Der Adriatische und der Iberische Korridor bilden jeweils sowohl die Verbindung der innereuropäischen Erzeugungs- und Bedarfszentren für Wasserstoff als auch die europäischen Importkorridore aus Nordafrika ab. Der Ausbau aller drei Korridore stellt ein robustes Ergebnis der verschiedenen Modellierungen dar.

Import von Derivaten

Neben des pipelinegebundenen Imports von gasförmigen Wasserstoff, gibt es diverse Schiffsimporte mit einem breiten Spektrum an Energie- beziehungsweise Wasserstoffträgern. Besonders Augenmerk fällt hier meist auf Transportoptionen wie Flüssigwasserstoff (LH₂) und flüssige, organische Trägermedien (LOHC), Fischer-Tropsch-Produkte wie Kerosin und Basischemikalien wie Methanol und Ammoniak (NH₃), wobei die Syntheseprodukte mit Ausnahme von Ammoniak ohne eine Rückumwandlung direkt eingesetzt werden.

Zukünftig werden auch steigende Bedarfe für die Derivate erwartet (Abbildung 4.2). So wird Ammoniak bereits heute basierend auf fossilem Erdgas produziert, um in der Folge Düngemittel herzustellen. Flüssige Kohlenwasserstoffe, insbesondere Kerosin, werden auch in Zukunft zum Einsatz kommen und Methanol wird zunehmend interessant als Kraftstoff für Schiffsantriebe, sowie als Ausgangsbasis für grüne Produkte der chemischen Industrie. Auch der Einsatz synthetischen Methans ist denkbar. Für die Produktion dieser Derivate beziehungsweise deren Produkte müssen nachhaltige Kohlenstoffquellen erschlossen werden, wobei im Falle von Kraftstoffen eine Abtrennung von CO₂ aus Luft erforderlich ist, um einen klimaneutralen Betrieb zu erreichen.

In den Modellen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse würden die Bedarfe für die Derivate zu großen Teilen durch den Schiffsimport gedeckt werden. Die große Herausforderung bei den kohlenstoffhaltigen Wasserstoffderivaten ist insbesondere die benötigte Kohlenstoffquelle im Erzeugungsland. Die Bereit-

stellung von Kohlenstoff wurde in den vorliegenden Fällen nicht näher analysiert.

Einfluss der Nachfrage auf die Importkosten

Eine Analyse des TransHyDE-Projekts Systemanalyse hinsichtlich des Einflusses einer saisonalen europäischen Nachfrage auf die Importkosten konnte zeigen, dass der Import von Flüssigwasserstoff und Ammoniak per Schiff inklusive Rückumwandlung zu Wasserstoff im Vergleich zum Import von gasförmigem Wasserstoff mit höheren Kosten verbunden ist.

Auf Grund der saisonal schwankenden Produktions- und Nachfragemengen ergeben sich unterschiedliche Importkosten in unterschiedlichen Jahreszeiten. In den Wintermonaten wird weniger Wasserstoff (H₂) produziert, jedoch mehr für den Einsatz in thermischen Kraftwerken benötigt. Somit ergeben sich in den Wintermonaten tendenziell höhere Importpreise (Abbildung 4.3).

Einfluss der Erzeugung Erneuerbarer Energien

Neben den Wasserstoffbedarfen ist die innereuropäische Erschließung von Potenzialen zur Produktion Erneuerbarer Energien (EE) der wichtigste Einflussfaktor auf die Anteile der Importe (Abbildung 4.3). Je mehr Windkraft und Photovoltaik in Europa ausgebaut werden, desto mehr Wasserstoff kann in Europa produziert werden und desto geringer könnten somit Importe ausfallen.

Aus Sicht von Akteur:innen und auch nicht in allen Szenarien werden theoretisch mögliche EE-Potenziale vollständig ausgeschöpft. Ein zukünftiges, europäisches H₂-Transportnetz kann den Aufbau grüner Wasserstofferzeugung fördern, da diese Infrastruktur die Vernetzung zwischen Angebot und Nachfrage ermöglicht. Bei hoher Nachfrage können somit neue Erzeugungsstandorte erschlossen werden. Dies würde bei elektrolytisch gewonnenem Wasserstoff einen EE-Ausbau bedingen.

So wurden in Modellierungen der Akteurssicht die Auswirkungen des EE-Abaus auf den europäischen Wasserstoffimportbedarf untersucht. Das Basis-Szenario entspricht hier den Zielvorstellungen der an der Energiewende beteiligten Akteur:innen und basiert somit aus den Ausbauzielen europäischer Netz-

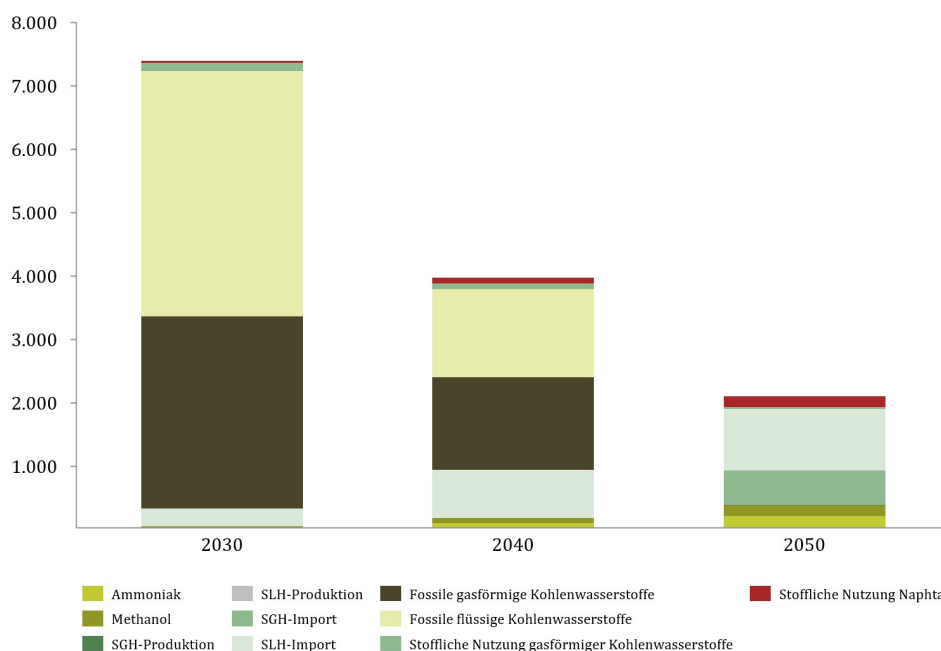


Abbildung 4.2. Nachfrage weiterer Moleküle in Terawattstunden (TWh) des Basis-Szenarios aus Akteurssicht. Eigene Darstellung basierend auf [90]

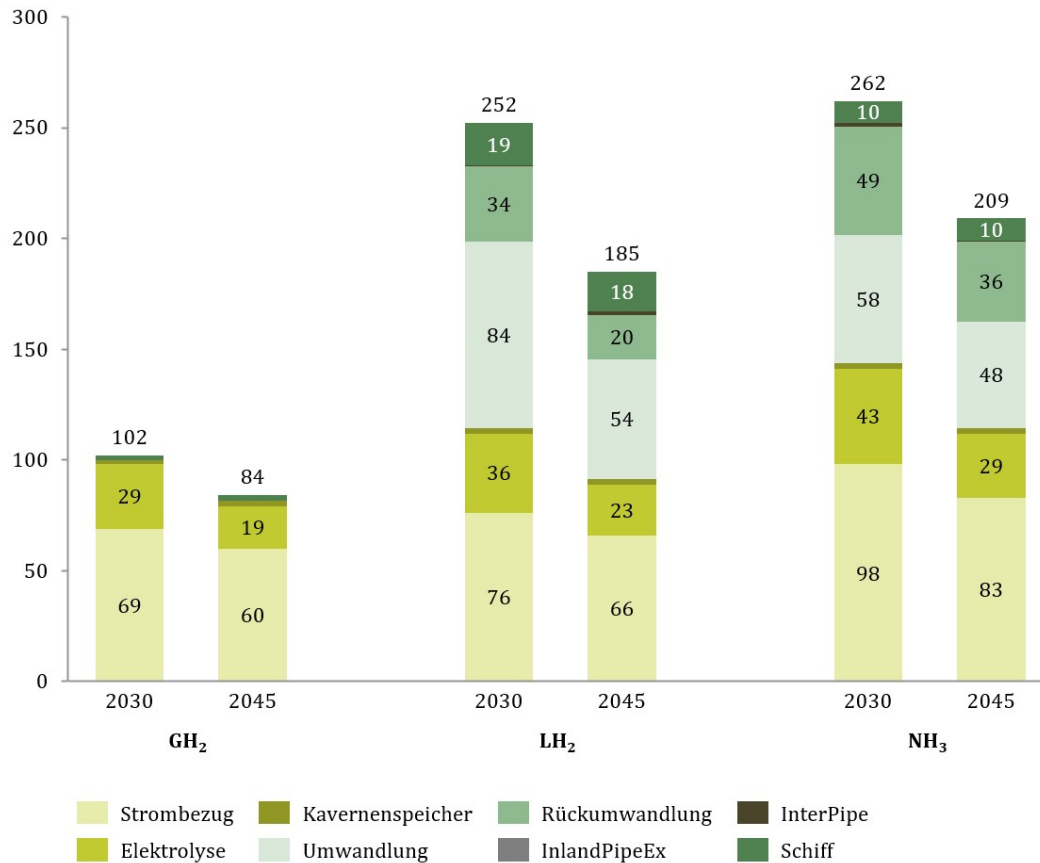


Abbildung 4.3. Importkosten der Energieträger an der europäischen Grenze inklusive Rückumwandlung in € pro Megawattstunde, bezogen auf den unteren Heizwert (MWh_{LHV}). Eigene Darstellung basierend auf [90]

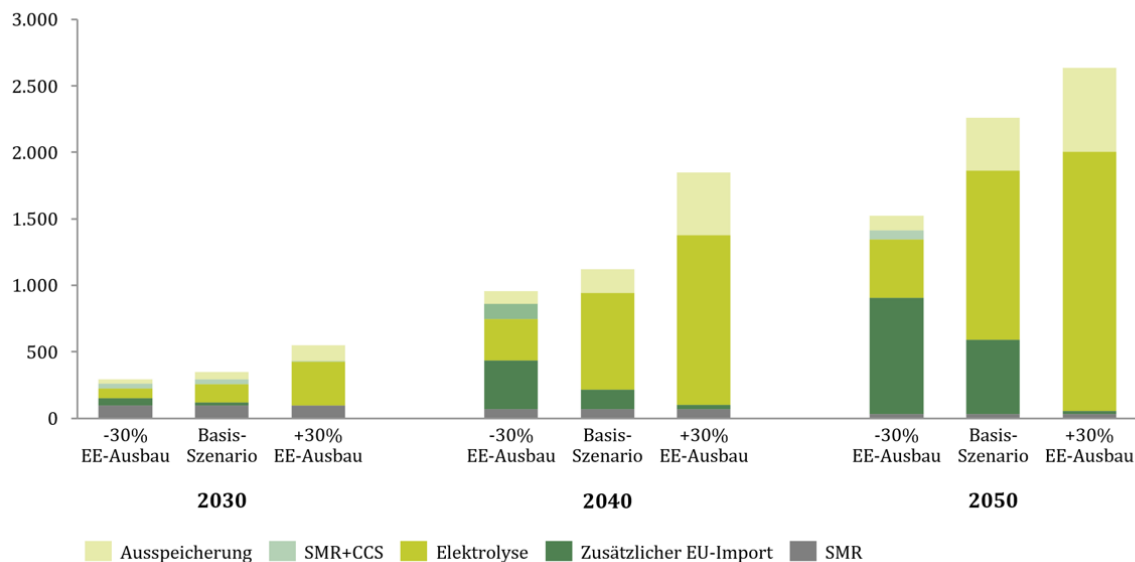


Abbildung 4.4. Wasserstoffbilanz der EU-27+3 in TWh für die Szenarien der Akteurssicht. Eigene Darstellung basierend auf [90]

betreiber. Es wird deutlich, dass eine Verfehlung der Ausbauziele der europäischen Netzbetreiber (-30 % EE-Ausbau) stets höhere Importanteile im Vergleich zu dem grundlegenden europäischen Transformationsszenario aus Akteurssicht (Basis-Szenario) verursachen kann.

4.1.2. Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland

Um den Wasserstoff von der Erzeugung zur Anwendung transportieren zu können, ist eine entsprechende Infrastruktur essenziell. Für die Verteilung von großen Mengen gasförmigen

Wasserstoffs innerhalb Deutschlands ist ein Pipelinenetz, das sogenannte Wasserstoff-Kernnetz vorgesehen.

Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernetzes

Für die Verteilung von gasförmigem Wasserstoff hat sich die Bundesregierung zusammen mit den verantwortlichen Fernnetzbetreibern im Juli 2024 auf die Ausgestaltung des Wasserstoff-Kernetzes bis 2032 geeinigt. Im Oktober 2024 wurde dieses durch die Bundesnetzagentur mit einer Gesamtlänge von 9.040 km genehmigt und soll zu etwa 60 Prozent aus umgewidme-

ten Erdgasleitungen bestehen. Die Kosten für die Investition betragen 18,9 Milliarden Euro. Dieses Pipelinenetz soll sowohl Erzeugungs- und Verbrauchsstandorte effizient miteinander verbinden als auch stets genügend Transportkapazitäten aufweisen, um die Versorgungssicherheit auch bei großen Transportmengen zu gewährleisten.

In diesem Zusammenhang untersuchte eine Modellierung im TransHyDE-Projekt Systemanalyse die Transportkapazitäten des Wasserstoff-Kernnetzes in Hinblick auf verschiedene Verbrauchsszenarien. Die Modellierung konnte zeigen, dass das Wasserstoff-Kernnetz die Versorgungsaufgabe für alle Szenarien für das Jahr 2030 erfüllen kann. Auch für wesentlich höheren Bedarfsmengen im Jahr 2045 in den niedrigen bis mittleren Verbrauchsszenarien stellt bereits das für das Jahr 2032 geplante Wasserstoff-Kernnetz ausreichend Transportkapazitäten bereit.

Verteilung in die Breite

Überall, wo kein Netz vorhanden ist, wird die Nachfrage nach Wasserstoff auf anderem Wege, beispielsweise über die Straße oder Schiene, befriedigt werden müssen.

In den Diskussionen um Wasserstoff geht es meist nicht nur um Wasserstoff in seiner Reinform, sondern auch um dessen Derivate. Die am häufigsten diskutierten Derivate sind Ammoniak (NH_3), Methan (CH_4), Methanol (CH_3OH) sowie weitere flüssige Kohlenwasserstoffe, wie beispielsweise synthetisches Kerosin (Abbildung 4.5). Außerdem kann sich für den Transport auch Wasserstoff als Flüssigwasserstoff (bei -253°C) oder Wasserstoff gebunden an ein flüssiges, organisches Trägermedium (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC) eignen. Für unterschiedliche Transportoptionen sind teils auch unterschiedliche Infrastrukturen nötig. In allen Modellen der TransHyDE Systemanalyse werden Wasserstoffderivate in unterschiedlicher Höhe und Zusammensetzung benötigt.

Zur Versorgung netzferner Bedarfsregionen besteht zudem die Möglichkeit des Trailertransports, entweder mittels Wasserstoff-LKW oder über die Schiene. Auch könnte künftig eine Stichleitung zum Kernnetz in Betracht gezogen werden.

Abhängig von der Strecke zwischen Erzeugung und Verbrauchsort, beziehungsweise der Schnittstelle mit dem Wasserstoff-Kernnetz und den entsprechenden Wasserstoffbedarfen, wurden im TransHyDE-Projekt Systemanalyse unterschiedliche Lösungen für die kosteneffizienteste Versorgung untersucht.

Die Analyse kam zu dem Ergebnis, dass bei niedrigen Bedarfen und bei längeren Strecken der Transport per Trailer die vorteilhafteste Option ist (Abbildung 4.6). Ab einem Wasserstoffbedarf von etwa 40 Tonnen pro Tag stellt jedoch eine Pipeline unabhängig der Transportdistanz die kostengünstigste Versorgungsoption in dieser Modellierung dar. Eine Pipeline kann auch bei kürzeren Transportdistanzen, auf denen die Be- und Entladevorgänge der Trailer stärker ins Gewicht fallen, eine wirtschaftliche Option darstellen.

Neben der Transportdistanz und der Bedarfshöhe können weitere Faktoren Einfluss auf die Transportkosten haben. Dazu zählen der zeitliche Verlauf der Lieferung (konstant oder flexibel), die Verfügbarkeit von bestehender Infrastruktur, beispielsweise Schienennetzen, sowie die Möglichkeit von geteilter Infrastruktur, wie Trailerabfüllstation für Transporte, welche vom gleichen Standort starten.

So ergaben die zeitlich und räumlich aufgelöste Optimierungen von möglichen Wasserstofflieferketten in konkreten Modellregionen ein diverseres Bild. Die Grenzen zwischen den kostengünstigsten Transporttechnologien sind hierbei fließend. So kann beispielsweise auch der Transport über die Schiene an geeigneten Standorten eine Rolle spielen.

Stranded Assets unterschiedlicher Regionen im Kontext des H_2 -Kernnetzes

Um den Wasserstoff-Bedarf in verschiedenen Regionen Deutschlands und Europas decken zu können, können bereits vor der Fertigstellung des H_2 -Kernnetzes und eines europäischen H_2 -Netzes kleinere Wasserstoffökosysteme entstehen (Abbildung 4.7). Deren spätere Refinanzierung ist von einer Reihe von Faktoren abhängig, unter anderem der Etablierung (inter-)nationaler Lie-

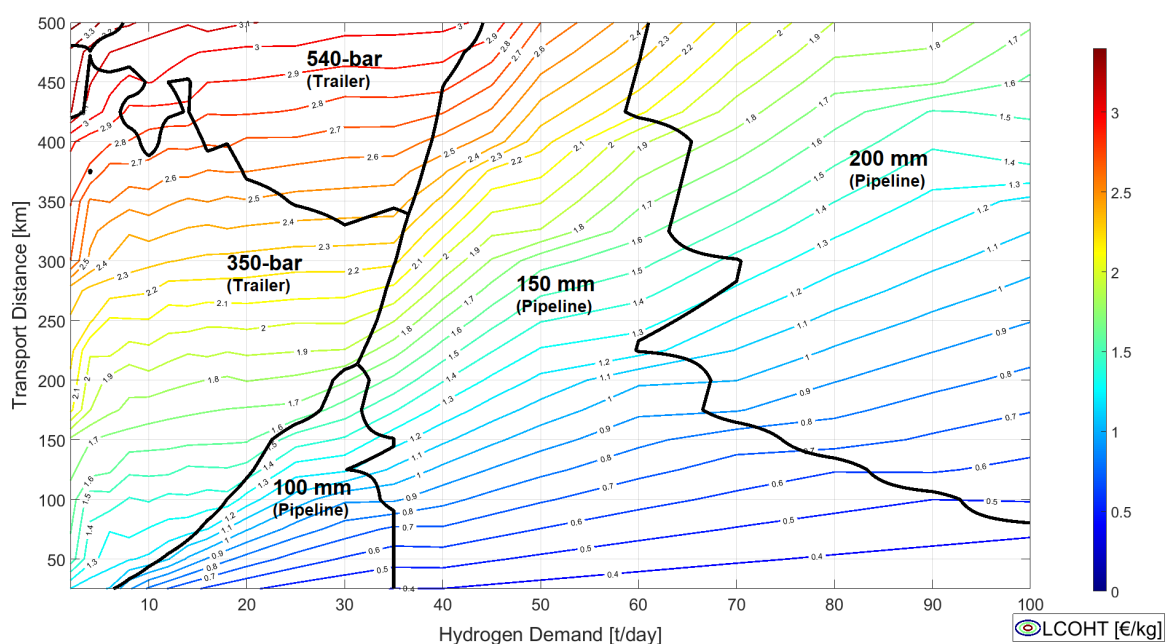


Abbildung 4.5. Zusammenhang der Nachfrage nach H_2 (Hydrogen demand) in Tonnen pro Tag, der Transportdistanz (transport distance) in Kilometern und der Transportkosten von H_2 (levelised costs of hydrogen transport, LCOHT) in Euro pro Kilogramm. Die Farben der Linien spiegelt die Transportkosten von H_2 und die Flächen die jeweilige Transportoption wider. Die schwarzen Linien separieren die kostengünstigsten Transportoptionen [91].

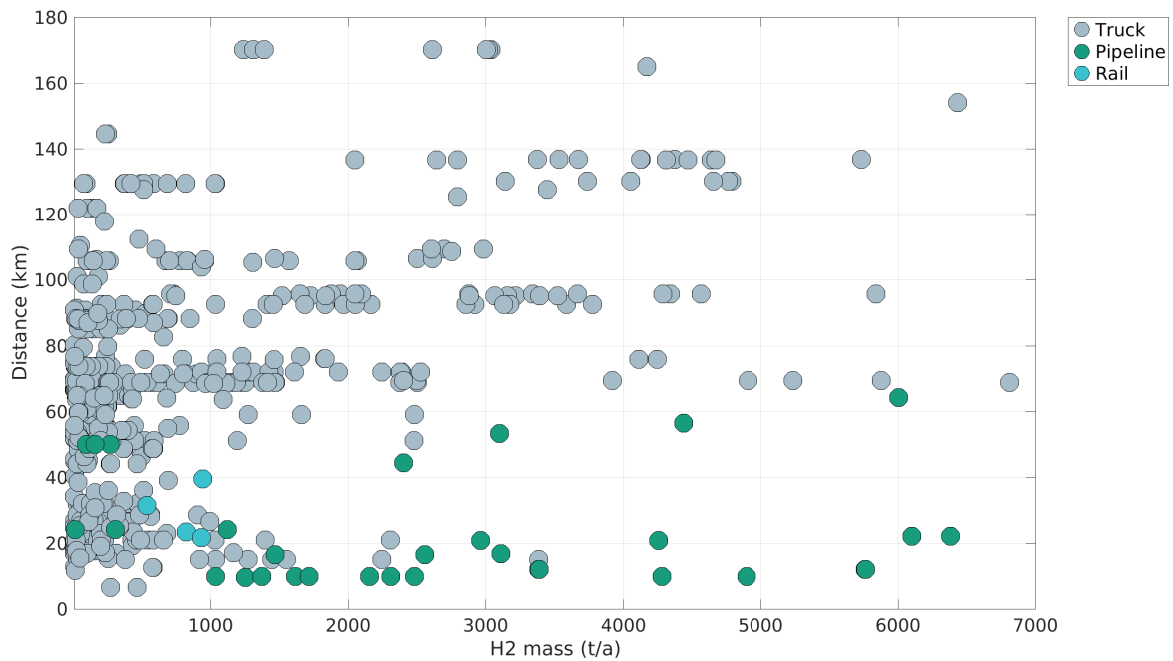


Abbildung 4.6. Abbildung kostengünstigster Technologien für Transportverbindungen in verschiedenen Szenarien des Wasserstoffsystems von Ostwestfalen-Lippe, dargestellt durch die Farbe der Kreise. Weitere wichtige Faktoren neben dem H₂-Bedarf in Tonnen pro Jahr und der Entfernung in Kilometern sind die jährliche Auslastung der jeweiligen Transportverbindung und die Möglichkeit, Infrastrukturen mehrfach zu nutzen. Darstellung des Fraunhofer ISE.

ferketten, der Kernnetzimplementierung, der Ausgestaltung der regulatorischen Anforderungen oder der Entwicklung der globalen Nachfrage und der Zinsrate.

So wurde im TransHyDE-Projekt Systemanalyse in einer Modellierung eines kostenoptimalen Systems untersucht, inwiefern sich diese kleineren Wasserstoffökosysteme vor und nach Anschluss an ein Wasserstoff-Kernnetz entwickeln könnten. Diese Modellierung ergab, dass die Investitionen in Elektrolyseure, PV- und Windkraftanlagen einer zukünftig exportorientierten Region durch den Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz ansteigen, solange Exporterlöse erzielt werden können, die höher als die lokalen Produktionskosten sind. Somit kann davon ausgegangen werden, dass die Auslastung beziehungsweise die

Ausbaukosten entsprechender Assets tendenziell steigen.

Anders verhält es sich in Regionen mit geringeren lokalen Potenzialen zur Erzeugung erneuerbarer Energien (Abbildung 4.8). Solange diese Regionen nicht an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen sind, sind lokale Elektrolyseure notwendig, um ihren Wasserstoffbedarf zu decken. Wenn der importierte Wasserstoff günstiger ist, kann nach einem Anschluss an ein Kernnetz die Gefahr bestehen, dass diese Elektrolyseure nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können.

Um somit Investitionsrisiken für die jeweiligen Akteur:innen zu verringern, ist es wesentlich, die Planungssicherheit durch klare Rahmenbedingungen zu erhöhen. Ebenso sind realistische Prognosen für Preise und Verfügbarkeiten von Wasserstoff aus

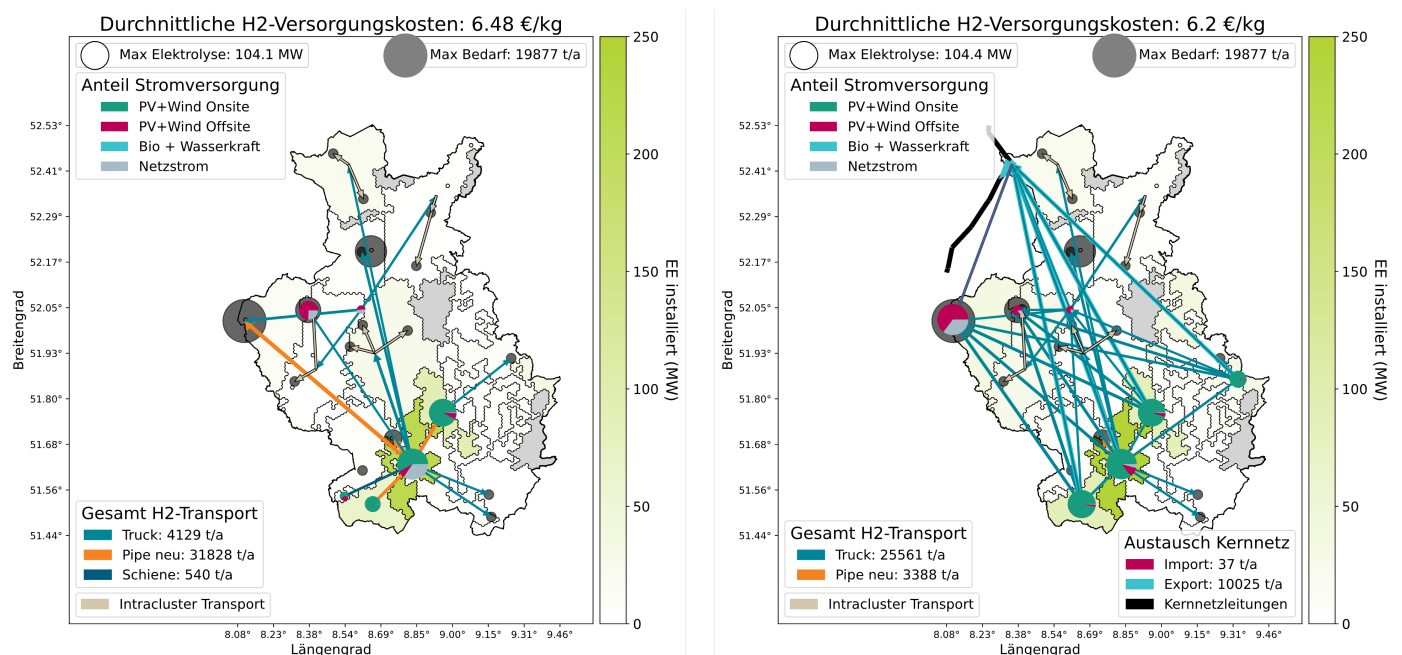


Abbildung 4.7. Beispiel einer zukünftig exportorientierten Region. Hier Ostwestfalen-Lippe im Nordwesten Deutschlands. Links: autarke Versorgung der Bedarfe, rechts: Exporte über Kernnetzanschluss, da die lokalen Produktionskosten unter den angenommenen Wasserstoffpreisen aus dem Kernnetz (im Jahresdurchschnitt 5,68 €/kg) liegen. Die zusätzlichen Erlöse ermöglichen eine günstigere Versorgung der lokalen Bedarfe. Darstellung des Fraunhofer ISE.

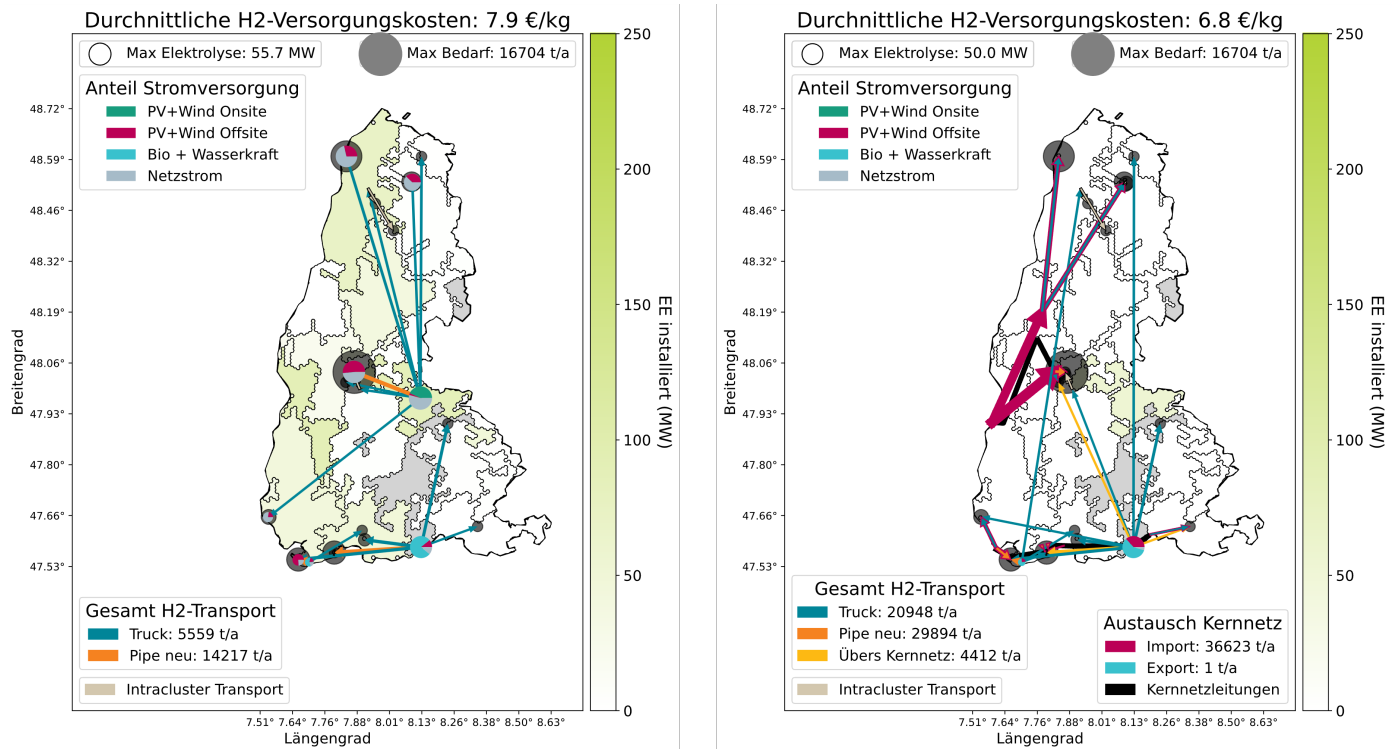


Abbildung 4.8. Beispiel einer zukünftig importorientierten Region. Hier Südbaden im Südwesten Deutschlands. Links: autarke Versorgung der Bedarfe, rechts: Versorgung über Importe aus dem Kernnetz, da die lokalen Produktionskosten nicht konkurrenzfähig zu den angenommenen Wasserstoffpreisen aus dem Kernnetz (im Jahresdurchschnitt 5,79 €/kg) sind. Die dargestellten Elektrolyseure am Hochrhein sind aufgrund von Projektankündigungen gesetzt. Darstellung des Fraunhofer ISE.

dem Kernnetz notwendig. Dies schafft Vertrauen und ermöglicht eine verlässliche Grundlage für zukünftige Investitionen.

4.1.3. Wasserstoffspeicherung – ein essenzieller Baustein

Energiespeicher sind ein essenzieller Baustein des zukünftigen Energiesystems. Aufgrund langer Bau- und Umrüstungszeiträume (durchschnittlich sechs bis elf Jahre) und derzeitigen regulatorischen Hürden besteht bereits heute Handlungsbedarf.

Speicherung für saisonalen Ausgleich

Speicher kommen immer dann zum Einsatz, wenn Angebot und Nachfrage zeitlich und örtlich entkoppelt werden sollen. Gründe dafür können vielfältig sein. Etwa, um Infrastrukturen mit Zwischenspeichern zu entlasten oder saisonale Schwankungen in Angebot, Nachfrage aufzufangen oder Versorgungssicherheit während einer Dunkelflaute zu gewährleisten.

Grundlegende Informationen zur Speicherung von Wasserstoff (H_2) finden sie im dazugehörigen Factsheet.

Aus den Modellierungen, die in dem TransHyDE-Projekt Systemanalyse entstanden sind, geht insbesondere die Notwendigkeit eines saisonalen Ausgleichs hervor. Dieser Ausgleich geschieht mithilfe von Wasserstoffgroßspeichern (Kavernen). Dadurch stellen H_2 -Speicher einen essenziellen Baustein unseres zukünftigen Energiesystems dar, welcher in allen Szenarien bereits innerhalb der nächsten Jahre unerlässlich ist.

Lange Umsetzungszeiträume

Wasserstoffkavernen sind ein essenzieller Baustein des zukünftigen Energiesystems. Aufgrund langer Bau- und Umrüstungszeiträume von mehr als sechs Jahren im Durchschnitt [88] und derzeitigen regulatorischen Hürden besteht bereits heute Handlungsbedarf.

Potentiale in Deutschland und Europa

Deutschland weist das größte technische Potential für Salzkavernen als H_2 -Speicher in Europa auf [85] und könnte demnach auch künftig Wasserstoff für europäische Nachbarn speichern.

In den Modellierungen sind im Jahr 2045 Speicherbedarfe zwischen 80 und 380 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff in Europa zu decken, davon etwa 40 bis 100 TWh in Deutschland. Bis 2040 sind einige neue Speicher in Europa geplant (Abbildung 4.9).

Würden alle bestehenden Salzkavernen zur Erdgasspeicherung in Deutschland umgerüstet (etwa 170 TWh Erdgas), so stünden jedoch nach Umrüstung nur etwa 33 TWh H_2 -Speicher zur Verfügung. Dadurch ergäbe sich eine nicht unerhebliche Zahl an Kavernenspeichern, die bis zum Jahr 2045 neu gesolt werden müssten. Insbesondere, da während des Wasserstoffhochlaufes gleichzeitig weiterhin eine Versorgungssicherheit mit Erdgas gewahrt werden muss. Die Kapazitäten aktueller Vorhaben werden den modellierten Bedarf nicht erfüllen können.

Porenspeicher könnten in Regionen ohne geologische Salzformationen zusätzliche Speicherkapazitäten schaffen. Aufgrund noch offener Forschungsfragen sollten poröse Strukturen im Einzelfall für die Einigung als Wasserstoffspeicher geprüft werden. Auch lokale Speicher von Zwischenprodukten könnten einzeln sinnvoll sein.

Nutzen von Speichern

Speicher übernehmen zwei wichtige Aufgaben im künftigen Energiesystem. In beiden Modellansätzen (Akteurs- bzw. System-sicht) war dies Ergebnis der Modellierung (Abbildung 4.10).

Stabilisierung des Stromsystems

Auch bei ambitioniertem Ausbau erneuerbarer Energien ergeben sich in den Modellen saisonale Unterschiede in der Stromnachfrage und -produktion, die mithilfe von

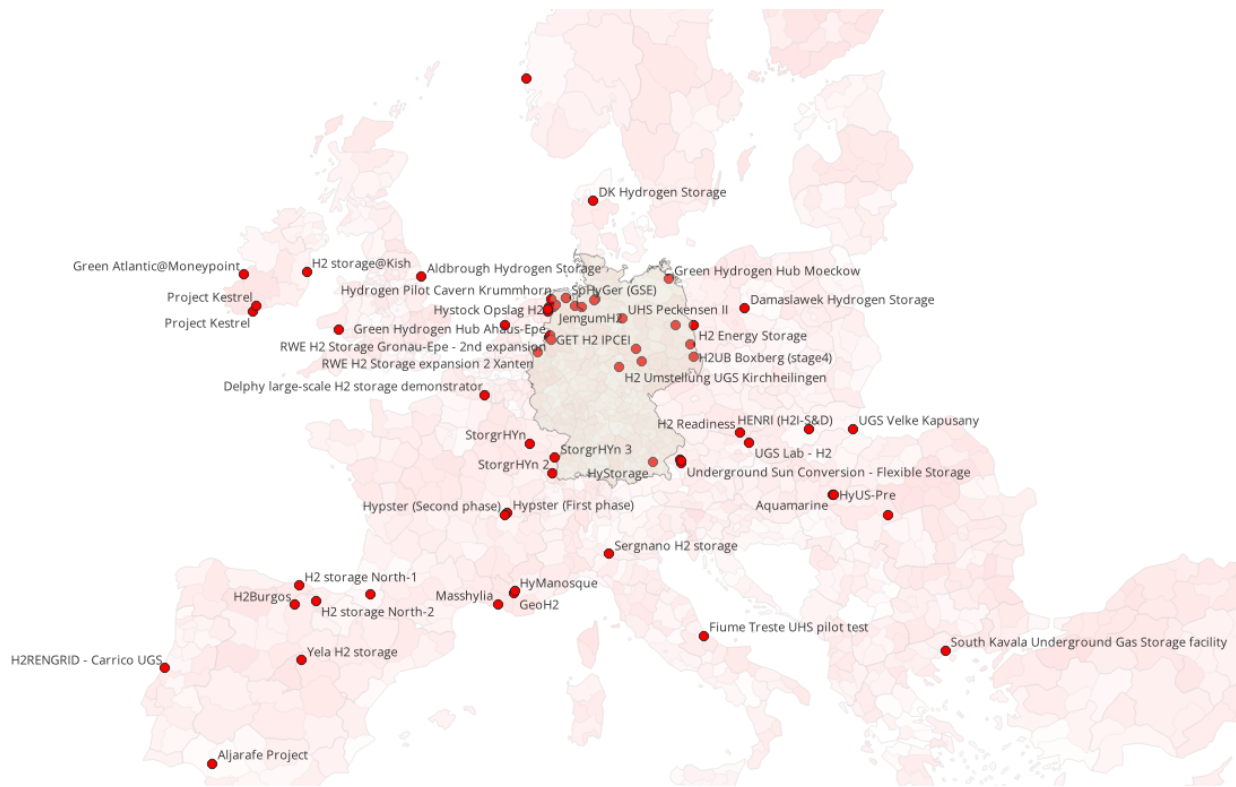


Abbildung 4.9. Übersicht über geplante europäische Speichervorhaben bis zum Jahr 2040. Darstellung des DVGW-ebi.

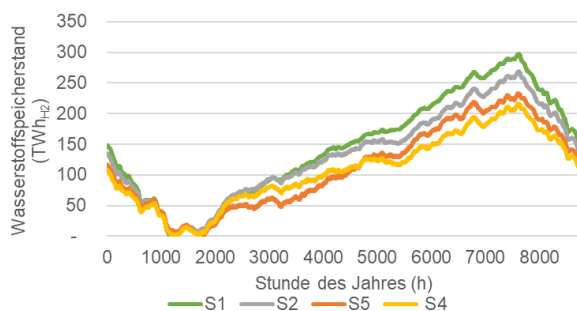


Abbildung 4.10. Beispielhafte Wasserstoffspeicherstände verschiedener Szenarien im Jahresverlauf in Terawattstunden. Darstellung des Fraunhofer ISI.

H₂-Rückverstromung ausgeglichen werden können. In den Wintermonaten wird eine höhere Last erwartet, bedingt durch die elektrifizierte Wärmebereitstellung. Hinzu kommt die hohe Strom- und Wasserstoffproduktion in den Sommermonaten durch Stromerzeugung mit Photovoltaikmodulen. Daher ist eine Einspeicherung von Wasserstoff im Sommer für den Ausgleich nötig. Sollte die Elektrolyse systemdienlich im Stromsystem eingesetzt werden, bedeutet das, dass diese dann flexibel betrieben werden müssten. In diesem Falle könnte eine regulatorische Begünstigung in Betracht gezogen werden.

Preisausgleich von Importen

Kosten für die Produktion von Wasserstoff folgen den Kosten für die dafür nötigen erneuerbaren Energien. Eine Speicherung von Wasserstoff und Derivaten im Sommer, wenn Preise geringer sein sollten, ist daher eine kostenoptimale Maßnahme in den Modellen, selbst bei hoher Flexibilität der Importmöglichkeiten. Durch die saisonale Speicherung von Wasserstoff könnten dessen Preise sogar unterhalb des Strompreises liegen. Subventionen oder Zwischenspeicherung in den Erzeugerländern könnten jedoch Einfluss auf den oben beschriebenen Zusammenhang nehmen.

4.2. Modellierungsergebnisse

Die Modellierung des Energiesystems zeigt Szenarien für die Entwicklung der Energieverbräuche verschiedener Energieträger und deren Bereitstellung auf und kombiniert diese im Zuge der Infrastruktur-Modellierung.

Die Methodik wird insbesondere dafür verwendet, um bei der Ausgestaltung des Energiesystems möglichst günstige Gesamtlösungen unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen zu entwickeln. Die Rahmenbedingungen enthalten dabei unter anderem Entwicklungen von Energieverbräuchen, CO₂-Preisen oder Gaspreisen.

In der Folge dient die Energiesystemmodellierung insbesondere der Beantwortung von Wenn-Dann-Fragen mithilfe von Szenarien und ist damit explizit abzugrenzen von Prognosen. Mit diesem Vorgehen wird explorativ der mögliche Lösungsraum ausgeleuchtet.

Im Unterschied zu den häufigen Modellansätzen, die sich nur auf einzelne Energieträger beziehen, besteht durch die Kooperation der vielen beteiligten Institute unter anderem die Möglichkeit, die Modelle für den Strom- und Gastransport gekoppelt zu betrachten. In dem TransHyDE-Projekt Systemanalyse erfolgte eine orts aufgelöste Betrachtung mit den vorhandenen Industriestandorten und den auf realen Wetterdaten basierenden berechneten Potentialen der erneuerbaren Energien. Außerdem wurden die Standorte für Wasserstoffspeicher und Kraftwerke für die Rückverstromung von Wasserstoff berücksichtigt.

Da für den Zeitraum bis zum Jahr 2045 die Entwicklung noch nicht exakt vorhergesagt werden kann, wurden unterschiedliche Szenarien betrachtet. Die zentralen Unterschiede in den verschiedenen Szenarien, die in der Energiesystemmodellierung analysiert werden, beziehen sich auf die Endenergiebedarfe. So unterscheiden sich auch die hier präsentierten Modellansätze der Akteurs- und Systemperspektive insbesondere durch die unterschiedliche Herangehensweise in der Entwicklung dieser.

Akteursperspektive

Die Modellierung in der Akteursperspektive bezieht veröffentlichte Pläne einzelner Wirtschaftsbranchen ein und optimiert diese im Gesamtsystem. Die Daten für die Verbrauchsentwicklung basieren auf der Zusammenarbeit mit Branchenvertreter:innen der energieintensiven Industrie im Rahmen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse, den nationalen Energie- und Klimaplänen der einzelnen Mitgliedstaaten und Erwartungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zum Ausbau erneuerbarer Energien.

Systemperspektive

Modellierungen der Systemperspektive streben kostenoptimale Modelllösungen an. Hierbei werden zur Verfügung stehende techno-ökonomischen Optionen unter der Berücksichtigung von sektorspezifischen Hemmnissen für die Nachfragesektoren abgebildet. Es wurden verschiedene Modelle zur Modellierung des zukünftigen Wasserstoffsystems kombiniert. Für die Modellierung wurden im Projektverlauf mehr als fünf unterschiedliche Szenarien definiert und durchgerechnet, die sich in den Annahmen zum Wasserstoffverbrauch der Sektoren unterscheiden.

durch den Import von Wasserstoff aus den europäischen Nachbarländern und in Teilen aus Übersee mithilfe von Schiffen. Ähnlich zu den europäischen Ergebnissen setzt sich in der Modellierung die Wasserstoffbereitstellung in Deutschland aus etwa zwei Drittel eigener Erzeugung und einem Drittel Wasserstoffimporten zusammen. Die Importmenge beträgt dabei knapp 100 Terawattstunden (TWh), wobei lediglich circa ein Fünftel des Wasserstoffs per Schiff importiert wird.

Regionale Verteilung der Wasserstoffproduktion:

Der Hochlauf der deutschen Wasserstoffproduktion aus Wasserelektrolyse läuft in diesem Szenario langsam an. Die größten Erzeugungskapazitäten befinden sich im Norden Deutschlands.

Die regionale Verteilung der Entwicklung der Wasserstoff-erzeugung aus Elektrolyse und Dampfreformierung mit CCS in den Jahren 2030, 2040 und 2050 auf Landkreisebene ist in den nachfolgenden Grafiken dargestellt. Die regionale Verteilung der Elektrolysekapazität ist dabei von vielen Faktoren abhängig. Im Folgenden ist eine exemplarische Verortung dargestellt.

Wasserstoffquellen:

Grundsätzlich wird ein Großteil des in Deutschland genutzten Wasserstoffs selbst produziert, vor allem mittels Wasserelektrolyse. Nur zu Anfang findet blauer Wasserstoff in geringem Umfang Verwendung.

Etwa zwei Drittel des im Jahr 2050 genutzten Wasserstoffs stammt in diesem Szenario aus deutscher Wasserelektrolyse. Das restliche Drittel wird importiert, wobei Schiffsimporte nachrangiger Natur sind.

4.2.1. Akteursperspektive

Die Modellierung in der Akteursperspektive bezieht veröffentlichte Pläne einzelner Wirtschaftsbranchen, sowie gesellschaftlicher und politischer Stakeholder:innen ein und optimiert diese im Gesamtsystem. Die Daten für die Verbrauchsentwicklung basieren auf der Zusammenarbeit mit Branchenvertreter:innen der energieintensiven Industrie, den nationalen Energie- und Klimaplänen der einzelnen Mitgliedstaaten und Erwartungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber zum Ausbau erneuerbarer Energien. Dies dient als Input für die Berechnung beziehungsweise techno-ökonomische Optimierung des zukünftigen Energiesystems inklusive der damit einhergehenden Wasserstoffnachfrage und -infrastruktur. Dazu werden verschiedene Einzelmodelle, wie beispielsweise Nachfragesektoren oder Energiebereitstellung, kombiniert und ein Szenario aus Akteursperspektive berechnet.

Grundlegend wurde dabei angenommen, dass die europäischen Klimaziele eingehalten werden und dass Wohlstand und Lebensqualität aufrechterhalten oder gesteigert werden, und dass ein entsprechendes Wirtschaftswachstum vorliegt. Für Deutschland beinhalten die Erwartungen zum Ausbau erneuerbarer Energien auch die ambitionierten Ausbaupläne für Erneuerbare Energie wie sie im EEG festgeschrieben sind.

Der Modellrahmen umfasst „EU27+3“, also die Europäische Union, das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen. Als Wetterjahr für die Modellierung wird das Jahr 2012 und als Modellebene NUTS-3 (Landkreise) verwendet. Möglicher Strom- und Wasserstoffhandel zwischen Deutschland und seinen europäischen Nachbarländern wird entsprechend abgebildet.

Entwicklung der deutschen Wasserstoffproduktion

Mit einem Hochlauf der erneuerbaren Energien steigt in Deutschland auch die Produktion von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse an. Ergänzt wird die deutsche Produktion

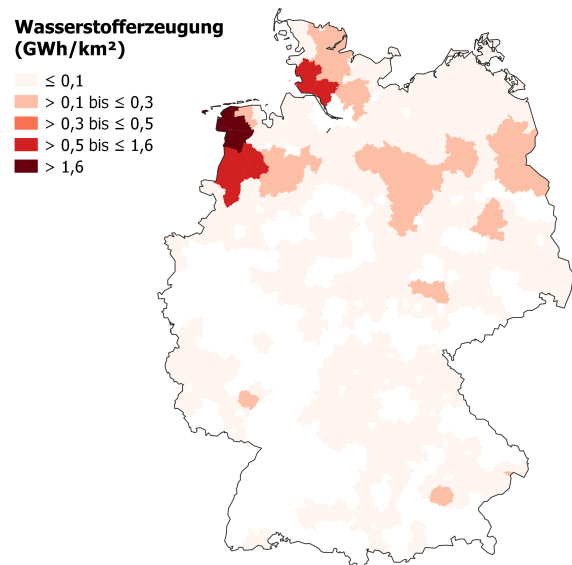


Abbildung 4.11. Regionale Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2030. Darstellung der FfE.

Wasserstoffproduktion 2030

Die Ergebnisse zeigen, dass die größten Erzeugungskapazitäten im Jahr 2030 sich im Norden Deutschlands befinden (Abbildung 4.11). Im Vergleich zu Süddeutschland ist die installierte Erzeugungsleistung erneuerbarer Energien dort höher. Zusätzlich können damit über ein entsprechendes Wasserstoffnetz hohe Wasserstoffbedarfe im Westen und Norden Deutschlands, wie beispielsweise der Region Hamburg, adressiert werden. Insgesamt werden in Deutschland im Jahr 2030 etwa 18 TWh Wasser-

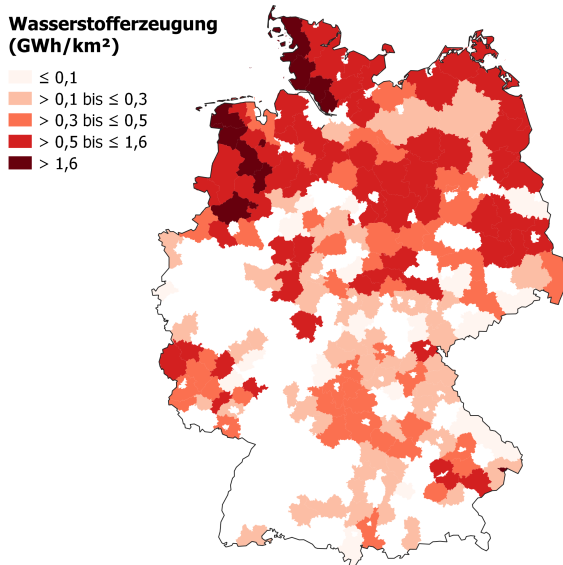


Abbildung 4.12. Regionale Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2040. Darstellung der FfE.

stoff mittels Wasserelektrolyse hergestellt. Ergänzt wird diese Produktion durch etwas mehr als sechs TWh blauen Wasserstoffs. Die Erzeugung von grauem Wasserstoff beträgt 16 TWh.

Wasserstoffherzeugung 2040

Mit dem Aufbau des Kernnetzes, dem Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Hochlauf des Wasserstoffbedarfs wird in diesem Szenario im Jahr 2040 bereits in vielen deutschen Landkreisen Wasserstoff mittels Elektrolyse produziert (Abbildung 4.12).

Die insgesamt installierte Elektrolyseleistung in der Modellierung beträgt 56 Gigawatt (GW). Im Norden Deutschlands sind die größten installierten Leistungen angesiedelt. Im Gegensatz dazu finden sich geringere Erzeugungsleistungen im Westen und Süden Deutschlands.

Wasserstoffherzeugung 2050

In diesem Szenario setzt sich dieser Trend bis zum Jahr 2050 fort und vorhandene Erzeugungskapazitäten werden weiter ausgebaut (Abbildung 4.13). Ein Großteil der Wasserstoffherzeugung wird in diesem Szenario in Norddeutschland verortet. Im Vergleich zum Jahr 2040 produzieren kaum zusätzliche Landkreise Wasserstoff. Jedoch steigert sich häufig die erzeugte Wasserstoffmenge eines Landkreises bis zum Jahr 2050. Insgesamt sind in Deutschland im Jahr 2050 bis zu 76 GW Elektrolyseleistung installiert. Damit werden insgesamt circa 210 TWh grüner Wasserstoff erzeugt.

Wasserstoffquellen

Die fossile Erzeugung von grauem Wasserstoff, der in der Industrie beispielsweise zur Herstellung von Ammoniak und Methanol genutzt wird, geht bis zum Zieljahr 2050 sukzessive zurück und wird vor allem durch grünen Wasserstoff ersetzt (Abbildung 4.14). Blauer Wasserstoff spielt in den Modellergebnissen lediglich in der Hochlaufphase eine untergeordnete Rolle. So werden im Jahr 2030 beispielsweise sechs TWh blauer Wasserstoff erzeugt.

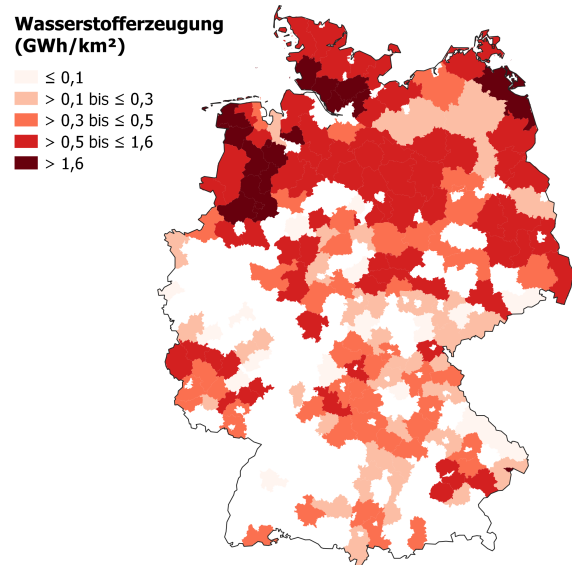


Abbildung 4.13. Regionale Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2050. Darstellung der FfE.

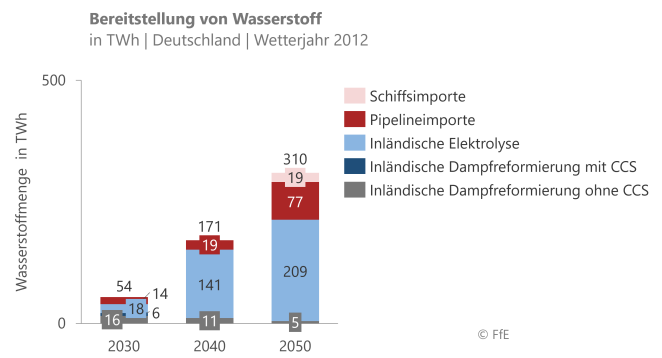


Abbildung 4.14. Aufschlüsselung des in Deutschland genutzten Wasserstoffs nach Quellen. Fossile Kohlenwasserstoffe, die als Grundlage dienen können, werden sukzessive durch importierte synthetische Alternativen ersetzt. Darstellung der FfE.

Circa zwei Drittel der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 (etwa 210 TWh) wird in den Modellergebnissen aus heimischer Erzeugung mittels Elektrolyse gedeckt. Von Erzeugungszentren wird dieser mittels des Wasserstoffkernnetzes zu den entsprechenden Nachfragezentren transportiert. Zusätzlich notwendige Importe (etwa ein Drittel) stammen zum Großteil aus europäischen Nachbarländern. Der Import erfolgt über Pipelines. Mit Hilfe von Schiffen werden nur kleine Mengen aus weiter entfernten Regionen importiert.

Entwicklung der europäischen Wasserstoffherzeugung

Mit einem Hochlauf der erneuerbaren Energien steigt in Europa auch die Produktion von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse an. Ergänzt wird die europäische Produktion durch den Import von Wasserstoff via Pipeline aus Nordafrika und geringe Mengen an Schiffsimporten. Im Jahr 2050 teilt sich die Wasserstoffbereitstellung aus Sicht der Akteursperspektive wie folgt auf: etwa zwei Drittel der Wasserstoffnachfrage wird durch Elektrolyse innerhalb Europas und etwa ein Drittel durch den Import von Wasserstoff gedeckt.

Regionale Verteilung der Wasserstoffproduktion:

Insgesamt werden in den EU27+3 im Jahr 2030 etwa 140 TWh Wasserstoff aus Elektrolyse hergestellt. Ergänzt wird diese Produktion durch etwas mehr als 30 TWh blauen Wasserstoff und 95 TWh grauen Wasserstoff. Die regionale Verteilung der Entwicklung der Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse und Dampfreformierung mit CCS in den Jahren 2030, 2040 und 2050 je NUTS-3 Region ist in den nachfolgenden Grafiken dargestellt.

Wasserstoffquellen:

In diesem Szenario wird die europäische Wasserstoffnachfrage hauptsächlich durch heimische Erzeugung gedeckt. So wird circa zwei Drittel der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 wird aus innereuropäischer Wasserelektrolyse gedeckt. Dieser wird innerhalb Europas meist durch ein Pipelinenetz verteilt. Nur zu Anfang findet blauer Wasserstoff in geringem Umfang Verwendung. Importe machen etwa ein Drittel aus und erfolgen in erster Linie über Pipelines.

Wasserstoffherzeugung 2030

Die größten Erzeugungskapazitäten befinden sich im Jahr 2030 in Finnland, Deutschland, Spanien und Dänemark. In Abbildung 4.15 dargestellt ist die Wasserstoffherzeugung je Quadratkilometer.

Bezogen auf die Fläche wird in Nordwestdeutschland und in Teilen Dänemarks am meisten Wasserstoff erzeugt.

Insgesamt werden in Europa im Jahr 2030 circa 140 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse hergestellt. Ergänzt wird diese Produktion durch etwas mehr als 30 TWh blauen Wasserstoff und 95 TWh grauen Wasserstoff.

Wasserstoffherzeugung (GWh/km²)

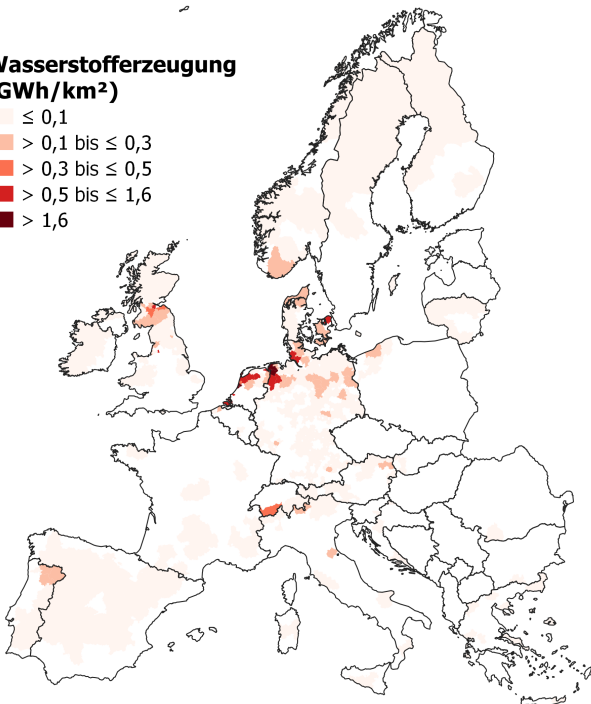
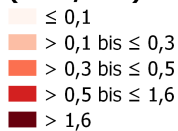


Abbildung 4.15. Regionale Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2030. Darstellung der FfE.

Wasserstoffherzeugung 2040

Im Jahr 2040 produzieren viele europäische Regionen größere Mengen Wasserstoff (Abbildung 4.16). Der Ausbau der Erzeu-

gungskapazitäten findet besonders in den Nord- und Ostseerainern, Spanien, Portugal und Griechenland statt. Deutschland spielt aufgrund seiner Ausbauziele für erneuerbare Energien bei der Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse eine entscheidende Rolle.

Wasserstoffherzeugung (GWh/km²)

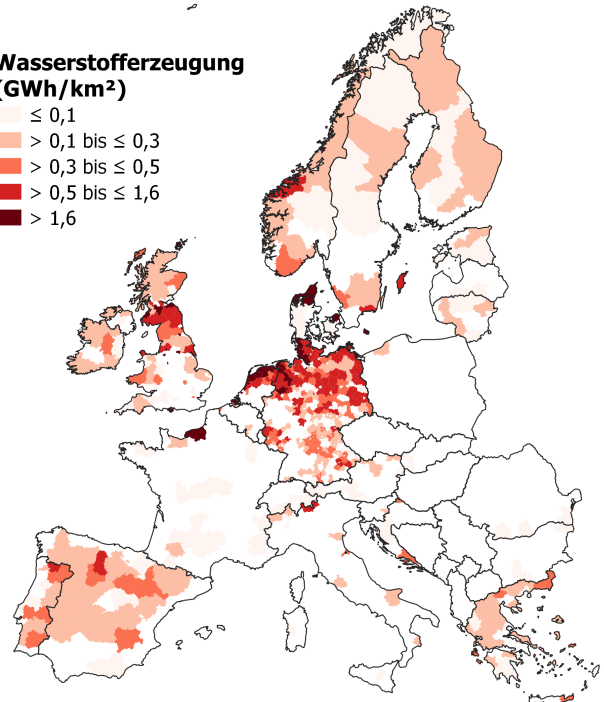
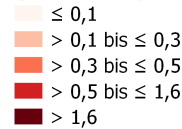


Abbildung 4.16. Regionale Wasserstoffherzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2040. Darstellung der FfE.

Wasserstoffherzeugung 2050

Bis zum Jahr 2050 setzt sich der Trend fort und vorhandene Erzeugungskapazitäten werden weiter ausgebaut (Abbildung 4.17). Insgesamt sind in Europa 414 Gigawatt (GW) Elektrolyseleistung installiert. Damit werden insgesamt circa 1.270 TWh Wasserstoff erzeugt.

Die höchste Erzeugung weisen Deutschland (209 TWh), die Niederlande (195 TWh), das Vereinigte Königreich (155 TWh) und Dänemark (123 TWh) auf. Dabei korreliert die erzeugte Wasserstoffmenge stark mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Wasserstoffquellen

Die fossile Erzeugung von grauem Wasserstoff, der in der Industrie beispielsweise zur Herstellung von Ammoniak und Methanol genutzt wird, geht bis zum Zieljahr 2050 sukzessive zurück und wird vor allem durch die Produktion von grünem Wasserstoff ersetzt (Abbildung 4.18).

Circa zwei Drittel der Wasserstoffnachfrage im Jahr 2050 (etwa 1.270 TWh) wird in den Modellergebnissen aus innereuropäischer Erzeugung mittels Elektrolyse gedeckt. Dieser wird innerhalb Europas durch ein Pipelinenetz verteilt.

Blauer Wasserstoff spielt in den Modellergebnissen lediglich in der Hochlaufphase eine untergeordnete Rolle. So werden im Jahr 2030 beispielsweise 34 TWh blauen Wasserstoffs erzeugt.

Zusätzliche Importe (etwa ein Drittel) stammen zumeist aus Nordafrika. Der Import erfolgt in erster Linie über Pipelines. Mit Hilfe von Schiffen werden nur kleine Mengen aus weiter

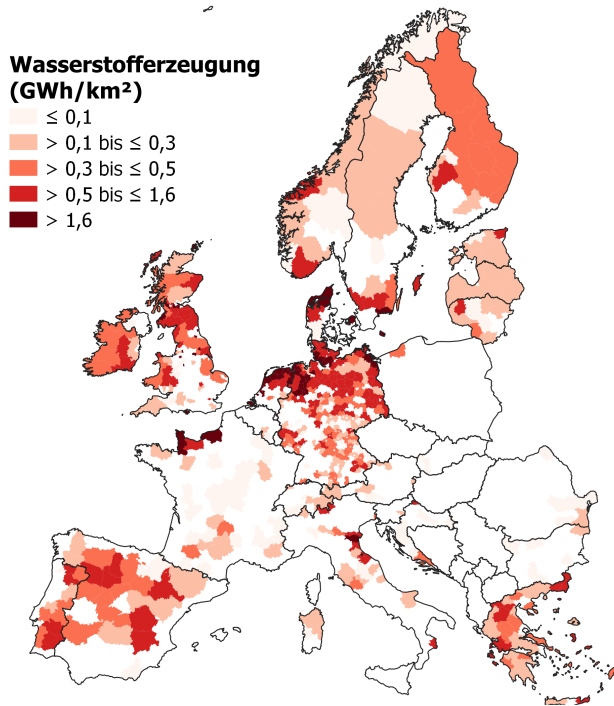


Abbildung 4.17. Regionale Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse in Gigawattstunden (GWh) pro Quadratkilometer im Akteursszenario im Jahr 2050. Darstellung der FfE.

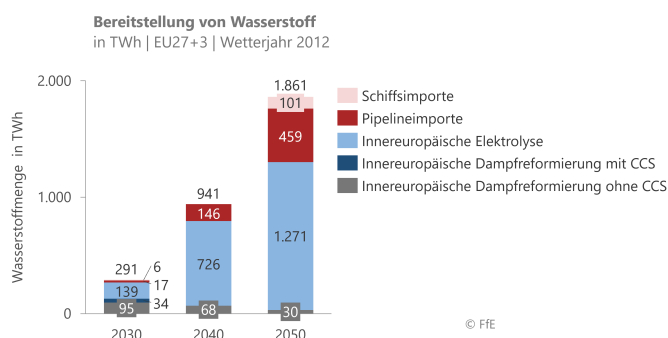


Abbildung 4.18. Aufschlüsselung des in Europa bereitgestellten Wasserstoffs nach Quellen. Darstellung der FfE.

entfernten Regionen importiert.

Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

Um Akteur:innen zuverlässig mit Wasserstoff (H_2) zu versorgen bedarf es einer Wasserstoffinfrastruktur. Diese umfasst sowohl Importe aus Europa und dem Rest der Welt, als auch den innerdeutschen Wasserstofftransport. Die Wasserstoffpipelineinfrastruktur wird sich in Zukunft nach Netzentwicklungsplan entwickeln. Dies wird jedoch in dieser techno-ökonomischen Modellierung noch nicht abgebildet. Die Modelloptimierung erfolgt für jedes Stützjahr einzeln, jedoch wird die Infrastruktur des vorherigen Jahres als gegeben angenommen. Die Stützjahre stellen daher einen aufeinander aufbauenden Ausbaupfad für das Leitungsnetz bis 2050 dar.

Ein künftiges Wasserstoffpipelinennetz stellt das Bindeglied zwischen Wasserstofferzeugung und Wasserstoffbedarfen dar.

Die Karten in Abbildungen 4.19 bis 4.21 zeigen die Modellierungsergebnisse der Akteursperspektive. In diesem Fall den optimierten Leitungsverlauf für den Neubau von Wasserstoffleitungen und die Umwidmung von bestehenden Erdgasfernlei-

tungen zu Wasserstoff. Dargestellt sind nur Leitungen mit einer Transportkapazität größer als drei Terawattstunden (TWh) pro Jahr.

Um auch Standorte mit kleinerer Wasserstoffnachfrage zu versorgen, kann zukünftig neben dem Transportnetz ein Wasserstoffverteilnetz, ergänzt mit alternativen Transportoptionen wie LKW oder Güterzügen notwendig werden. Über das heutige Erdgasverteilnetz sind auch mittlere und große Industrieabnehmer angeschlossen.

Da die Infrastrukturmodellierung auf Landkreisebene erfolgt, wurde die standortscharfe Verteilung von Wasserstoff nicht abgebildet. In der Modellierung werden vereinfacht alle Landkreisverbindungen mit Transportkapazitäten von weniger als drei TWh als „Verteilnetz“ definiert.

Wasserstofffernleitungs- und -Verteilnetz 2030

Fernleitungen

Das modellierte H_2 -Netz verbindet im Jahr 2030 deutsche Standorte der Erzeugung und Nachfrage (Abbildung 4.19). Da im Jahr 2030 im Akteursszenario noch wenig Wasserstoff nachgefragt wird, sind wenige Transportleitungen ausreichend zur Wasserstoffversorgung.

Verteilung

Aufgrund weitflächiger dezentraler Wasserstoffnachfrage sind bereits im Jahr 2030 Verteilungen notwendig für die Wasserstoffversorgung der First Mover. Aufgrund der antizipierten steigenden Nachfrage bei diesen Akteur:innen in den Folgejahren können die Verteilungen aber bereits mit größeren Durchmessern für zukünftig benötigte Transportkapazitäten geplant werden.

Wasserstofffernleitungs- und -Verteilnetz 2040

Fernleitungen

Steigende Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2040 führt zu einer stärkeren Verästlung der Transportleitung in den Modellierungsergebnissen (Abbildung 4.20). Die Leitungsverläufe ähneln in Teilen den Plänen des deutschen H_2 -Kernnetzes.

Verteilung

Mittlerweile ist ein Großteil der modellierten Landkreise an ein Verteilnetz angebunden. Viele der dargestellten Verteilungen können dabei aber auch beispielsweise durch Lastkraftwagen- (LKW) Transporte ersetzt oder ergänzt werden.

Wasserstofffernleitungs- und -Verteilnetz 2050

Fernleitungen

Das Transportnetz im Jahr 2050 ist großflächig angelegt (Abbildung 4.21). Die größten Kapazitäten sind für Wasserstoffimporte aus Ländern wie Italien, Spanien und Norddeutschland nach Zentraleuropa notwendig.

Verteilung

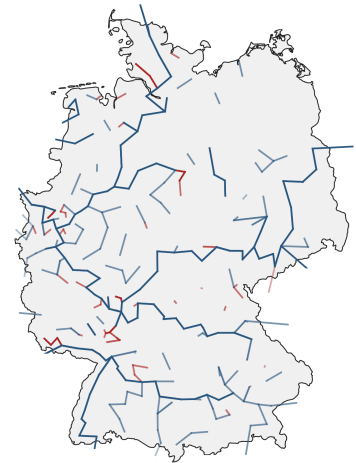
Die dargestellten Verteilungen stehen für einen Transportbedarf zur Versorgung lokaler, eher gering ausfallenden, Nachfrage. Hierbei ist unter anderem auch die Umwidmung bestehender Erdgasverteilnetze in den entsprechenden Landkreisen eine Option.

**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

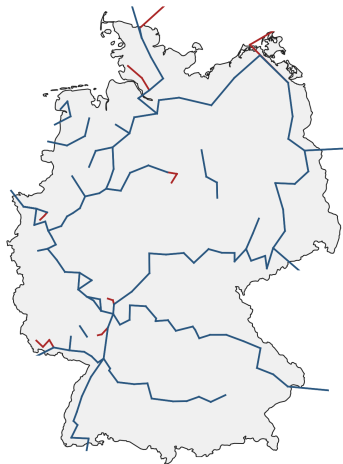
**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

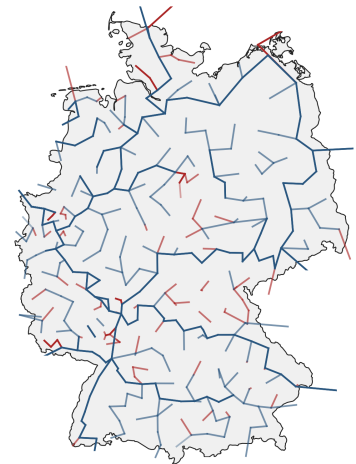
Abbildung 4.19. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2030. Darstellungen der FfE.

**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

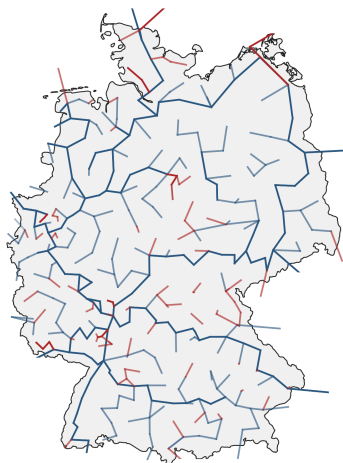
**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

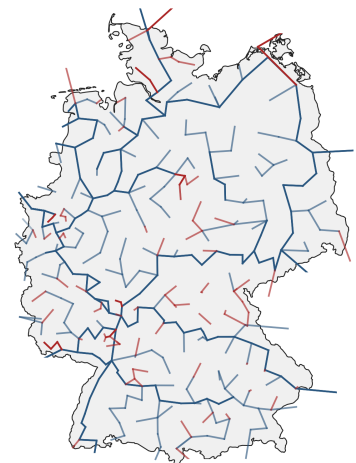
Abbildung 4.20. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der FfE.

**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

**Transportleitung
> 1 GW ***
— neu
— umgewidmet



* Basierend auf Annahme
5000 Volllaststunden pro Jahr

Abbildung 4.21. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der FfE.

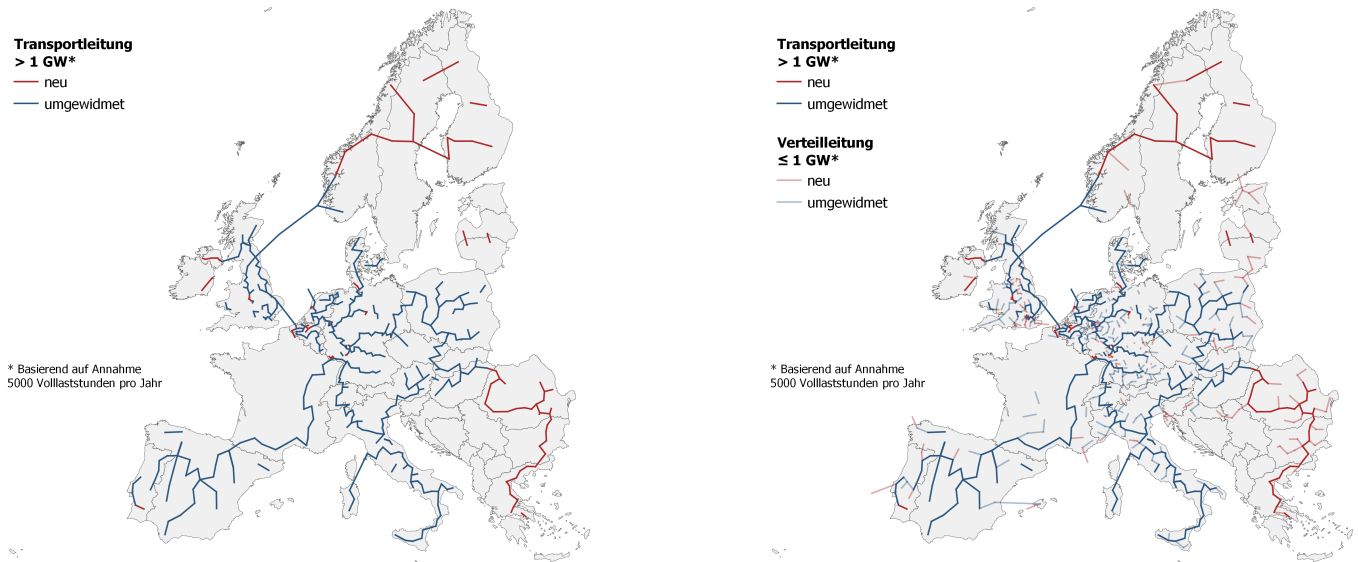


Abbildung 4.23. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2030. Darstellungen der FfE.

bereits im Jahr 2030 Verteilungen notwendig für die Wasserstoffversorgung der First-Mover. Aufgrund der antizipierten steigenden Nachfrage bei diesen Akteur:innen in den Folgejahren können die Verteilungen aber bereits mit größeren Durchmessern für zukünftig benötigte Transportkapazitäten geplant werden.

Hydraulische Netzberechnung

Das europäische Wasserstofftransportnetz liegt im Jahr 2030 noch sehr lückenhaft vor und beinhaltet viele Teilnetze. Aus dem Szenario der Akteursperspektive folgt, dass Wasserstoff über zwei Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien sowie über drei H₂-Terminals (Irland, Kroatien, Griechenland) nach

Europa importiert werden kann. Zusätzlich stehen insgesamt 30 Untertagegasspeicher in neun Ländern zur Verfügung. Die netzhdraulische Berechnung für den Zeitpunkt der maximalen Wasserstoffnachfrage zeigt, dass keine kritischen Drücke erreicht werden (Abbildung 4.24, Abbildung 4.25). Die Versorgungsaufgabe ist lösbar.

Das Ergebnis der hydraulischen Netzberechnung beruht auf den Ergebnissen des maximalen Wasserstoffverbrauchs in Europa im betrachteten Stützjahr. Die Linienfarbe verdeutlicht den Druck innerhalb der Leitungen, die Linienstärke den Gasfluss. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Rotfärbung hervorgehoben werden. Dun-

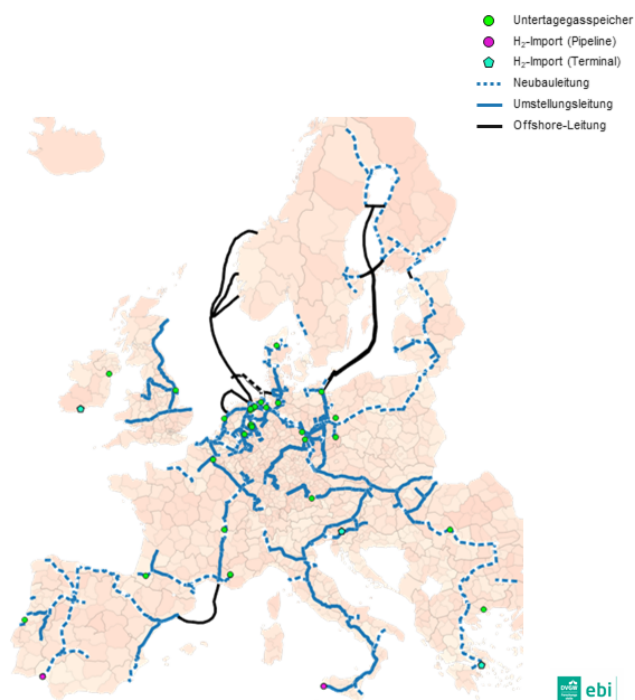


Abbildung 4.24. Modell des EHB im Jahr 2030 mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H₂-Terminals und H₂-Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.

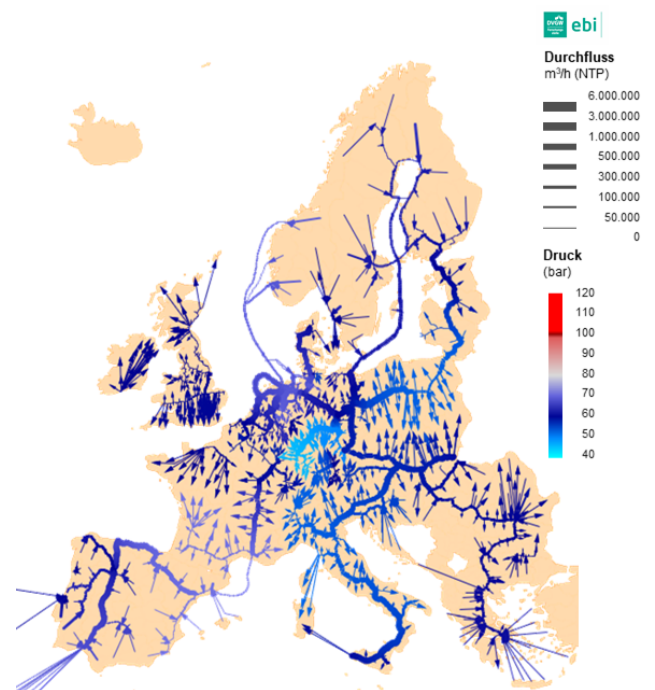


Abbildung 4.25. Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2030. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H₂ aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.

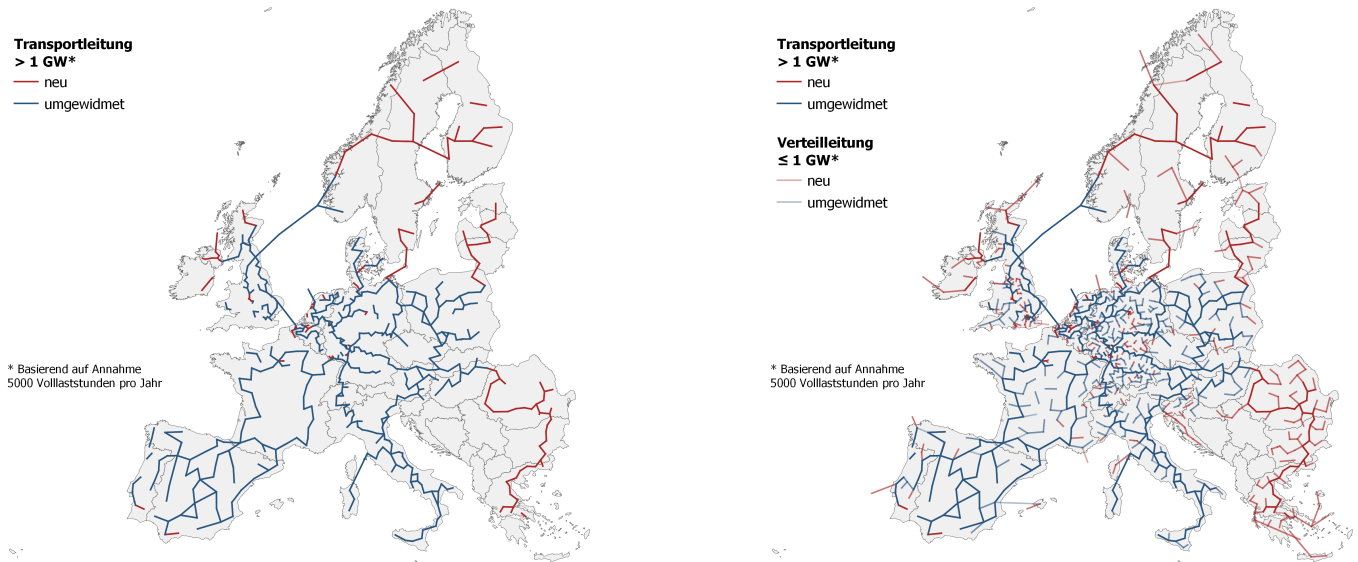


Abbildung 4.26. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der FfE.

kelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Druckbereich dar, hellere Blautöne zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Wasserstofffernleitungs- und -Verteilnetz 2040

Fernleitungen

Steigende Wasserstoffnachfrage bis zum Jahr 2040 führt zu einer stärkeren Verästlung der Transportleitung in den Modellierungsergebnissen (Abbildung 4.26). Die Leitungsverläufe ähneln den Plänen der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber in ihrer Vision vom European Hydrogen Backbone.

Verteilung

Mittlerweile ist ein Großteil der modellierten Landkreise an ein Verteilnetz angebunden. Viele der dargestellten Verteilleitungen können dabei aber auch beispielsweise durch Lastkraftwagen (LKW) Transporte ersetzt oder ergänzt werden.

Hydraulische Netzberechnung

Im Jahr 2040 liegt der European Hydrogen Backbone bereits als zusammenhängendes Flächennetz vor (Abbildung 4.27, Abbildung 4.28). Aus dem Szenario der Akteursperspektive folgt, dass Wasserstoff in diesem Stützjahr ausschließlich über die beiden Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien nach Europa importiert wird. Es findet kein Wasserstoffbezug über H₂-Terminals statt. Zusätzlich stehen insgesamt 45 Untertagegasspeicher in 12 Ländern zur Verfügung.

Die netzhdraulische Berechnung für den Zeitpunkt der maximalen Wasserstoffnachfrage zeigt eine kritische Versorgungssituation aufgrund der Überlastung der beiden Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien. Fehlende Pipelinekapazitäten beziehungsweise geringer Anzahl an Pipelineverbindungen nach Zentraleuropa, sowie Wasserstoffüberschüsse entlang der Transportleitungen verstärken diesen Effekt. In diesem Szenario ist die Versorgungsaufgabe nicht lösbar.

Das Ergebnis der hydraulischen Netzberechnung beruht auf den Ergebnissen des maximalen Wasserstoffverbrauchs in Europa im betrachteten Stützjahr. Die Linienfarbe verdeutlicht den Druck innerhalb der Leitungen, die Linienstärke den Gasfluss. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Rotfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Druckbereich dar, hellere Blautöne zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

zustände durch eine Rotfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Druckbereich dar, hellere Blautöne zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Wasserstofffernleitungs- und -Verteilnetz 2050

Fernleitungen

Das Transportnetz im Jahr 2050 ist großflächig angelegt (Abbildung 4.29). Die größten Kapazitäten sind für die Routen des importierten Wasserstoffs aus Importländern wie Italien, Spanien und Norddeutschland nach Zentraleuropa notwendig.

Verteilung

Die dargestellten Verteilleitungen stehen für einen Transportbedarf zur Versorgung geringer Nachfrage. Hierbei ist unter anderem auch die Umwidmung bestehender Erdgasverteilnetze in den entsprechenden Landkreisen eine Option.

Hydraulische Netzberechnung

Für das Jahr 2050 sieht das Szenario der Akteursperspektive neben dem Import über die Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien auch einen H₂-Import über 26 Terminalstandorte in 18 Ländern vor (Abbildung 4.30, Abbildung 4.31). Die Zahl der Untertagegasspeicher bleibt unverändert bei 45. Trotz der größeren Anzahl an H₂-Importoptionen zeigt die hydraulische Netzberechnung eine kritische Versorgungssituation im Jahr 2050. Sowohl der spanische, als auch der italienische, Pipelineimportpunkt sind deutlich überlastet. In diesem Szenario ist die Versorgungsaufgabe nicht lösbar.

Das Ergebnis der hydraulischen Netzberechnung beruht auf den Ergebnissen des maximalen Wasserstoffverbrauchs in Europa im betrachteten Stützjahr. Die Linienfarbe verdeutlicht den Druck innerhalb der Leitungen, die Linienstärke den Gasfluss. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Rotfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Druckbereich dar, hellere Blautöne zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Wasserstoffspeicherung im Untergrund

Einen wichtigen Baustein, der möglicherweise zur Entlastung von Infrastrukturen beitragen könnte, stellen Wasserstoffspeicher dar. Besonders die Speicherung in Salzkavernen wird hierbei aufgrund der hohen Volumina verfolgt.

Deutschland weist die größten Salzlagerstätten und damit auch ein sehr hohes technisches Speicherpotential. Große Salzvorkommen ziehen sich von Großbritannien über Deutschland nach Polen.

Die Karte in Abbildung 4.9 zeigt aktuelle europäische H₂-Speichervorhaben. Der Großteil davon ist in Salzkavernen geplant.

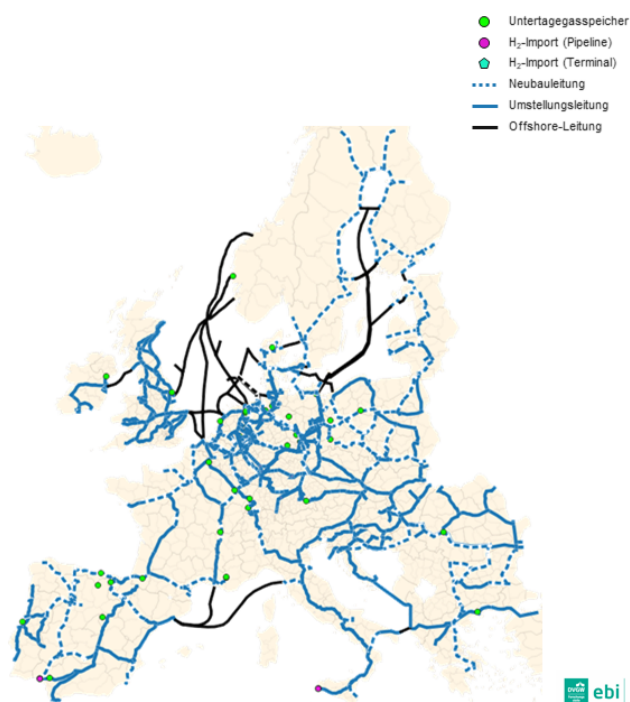


Abbildung 4.27. Modell des EHB im Jahr 2040 mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H₂-Terminals und H₂-Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.

Entwicklung der deutschen Wasserstoffnachfrage

Die mit der Energiewende einhergehende Technologietransformation steigert die Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Deutschland. Über alle Stützjahre hinweg dominiert der Industriesektor diese Nachfrage. Im Jahr 2050 teilt sich der deutsche Wasserstoffverbrauch aus Akteursperspektive in etwa wie folgt auf: Ungefähr die Hälfte wird im Industriesektor verbraucht, circa 20 Prozent im Verkehrssektor und jeweils etwa ein Achtel im Gebäude- und Energiesektor.

Endenergienachfrage Deutschlands

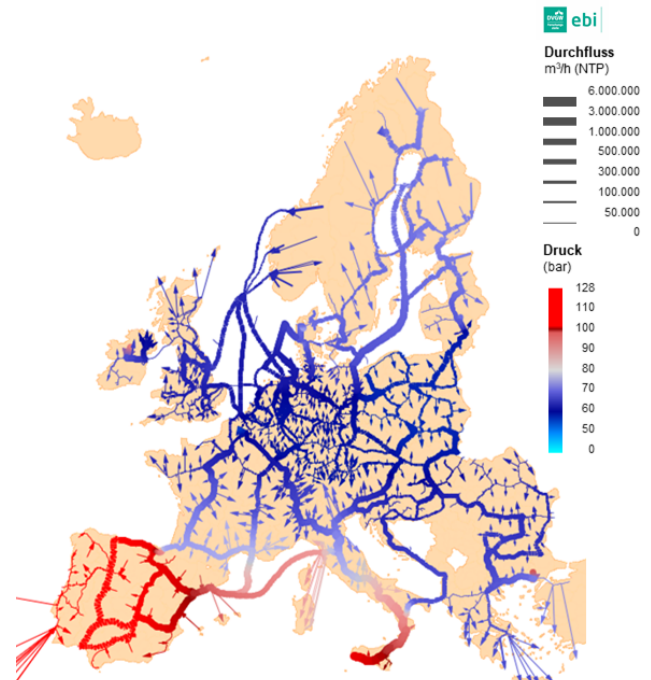


Abbildung 4.28. Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2040. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H₂ aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.

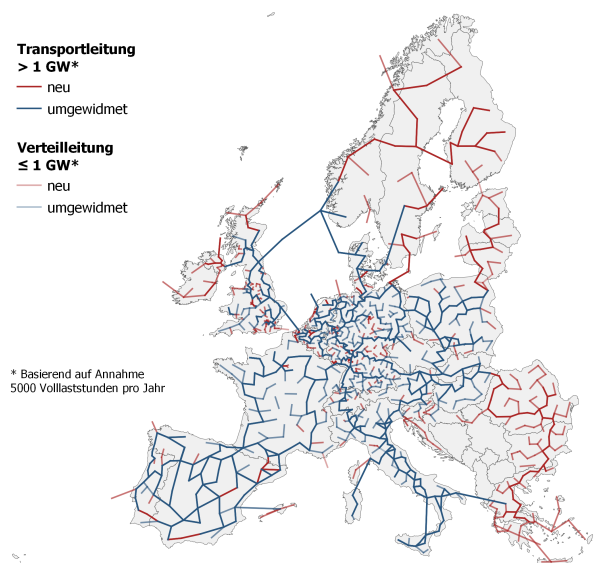
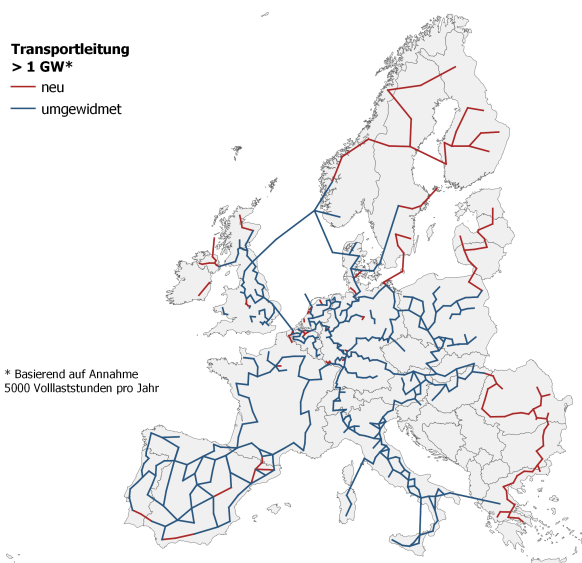


Abbildung 4.29. Gegenüberstellung von Fern- und Verteilnetzleitungen in Europa, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der FfE.

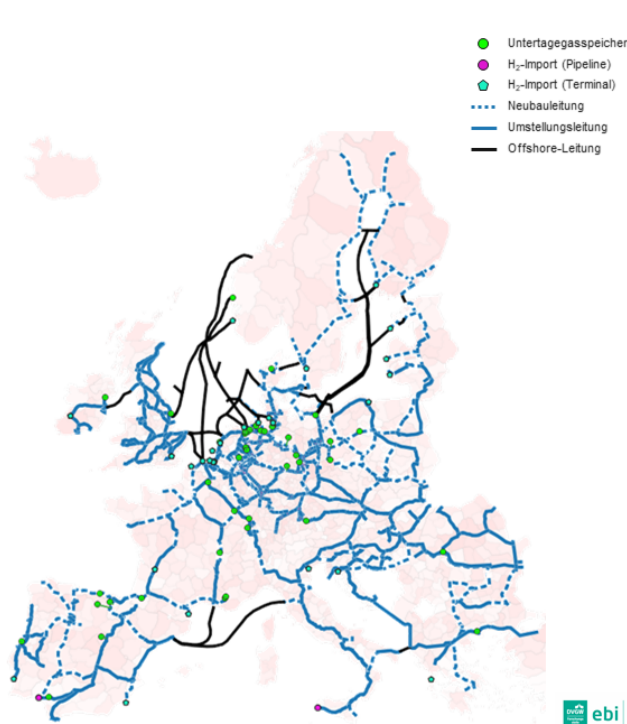


Abbildung 4.30. Modell des EHB im Jahr 2050, das hier als Basis dient, mit geplantem Leitungsverlauf und den von der Energiesystemmodellierung berücksichtigten Wasserstoffimportpunkten (H_2 -Terminals und H_2 -Pipelineimporte) und Untertagegasspeichern. Darstellung des DVGW-ebi.

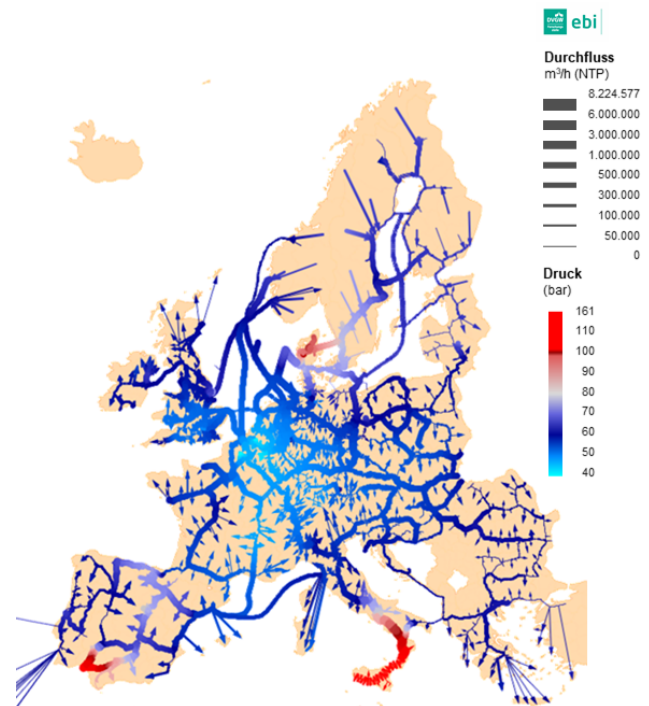


Abbildung 4.31. Ergebnisse der hydraulischen Berechnungen für das Jahr 2050. Die zahlreichen, vom European Hydrogen Backbone abgehenden Leitungen verdeutlichen den Abfluss von H_2 aus dem EHB in die Landkreisebene beziehungsweise die Einspeisung von Wasserstoff aus einer Region. Die Pfeilrichtung gibt an, ob es sich um eine Ein- oder eine Ausspeisung handelt. Darstellung des DVGW-ebi.

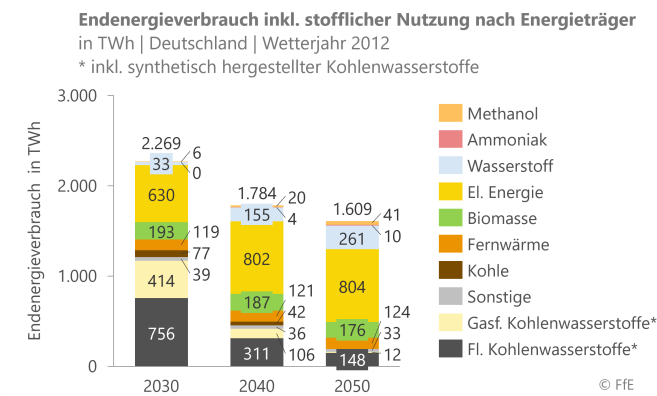


Abbildung 4.32. Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Energieträger im Akteursszenario in Deutschland. Darstellung der FfE.

Der Endenergieverbrauch der Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sinkt in der Modellierung der Akteursperspektive über die Zeit von etwa 2.270 auf etwa 1.600 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2050 (Abbildung 4.32). Dies ist, neben effizienzsteigernden Maßnahmen für vorhandene Technologien, vor allem auf die höhere primärenergetische Effizienz klimaneutraler Technologien, wie beispielsweise Elektroautomobile, zurückzuführen.

Im sektoralen Vergleich fallen diese Effizienzgewinne im Industriesektor, der den höchsten Wasserstoffverbrauch aufweist, am geringsten aus (Abbildung 4.33). Um die Klimaziele, die eine Prämisse der Modellierung sind, erreichen zu können, müssen weiterhin genutzte flüssige oder gasförmige Kohlenwasserstoffe über die Zeit anteilig durch synthetisch erzeugte Kraft- und Brennstoffe ersetzt werden.

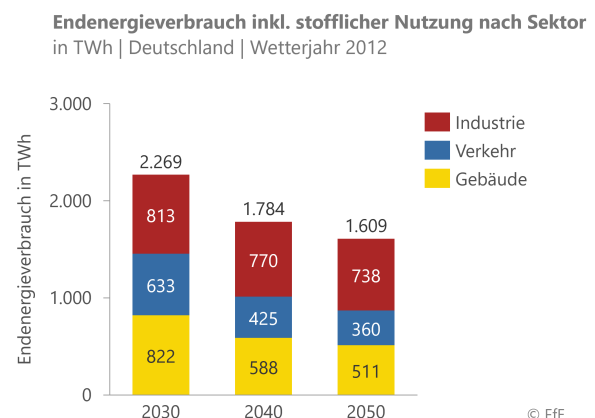


Abbildung 4.33. Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Sektor im Akteursszenario in Deutschland. Darstellung der FfE.

Regionale Wasserstoffnachfrage Deutschlands

Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt kontinuierlich an. Die regionale Verteilung des Hochlaufs der Wasserstoffnachfrage pro Quadratkilometer für die Jahre 2030, 2040 und 2050 je Landkreis ist Abbildung 4.34 zu entnehmen. Im Jahr 2030 konzentriert sich die flächenbezogene Wasserstoffnachfrage insbesondere auf Industriestandorte wie zum Beispiel das Ruhrgebiet oder die Regionen um Hamburg und Saarbrücken. Bis 2050 nimmt der Verbrauch in der Fläche zu und hohe Bedarfe treten zusätzlich beispielsweise auch an Verkehrsknotenpunkten auf.

Sektorale Wasserstoffnachfrage Deutschlands

Die Wasserstoffnachfrage steigt über alle Sektoren hinweg bis 2050 stetig an und erreicht 305 TWh (Abbildung 4.35). Der größte Anteil davon entfällt auf den Industriesektor, in dem bereits im Startjahr der Modellierung (2019) 20 TWh überwiegend grau-

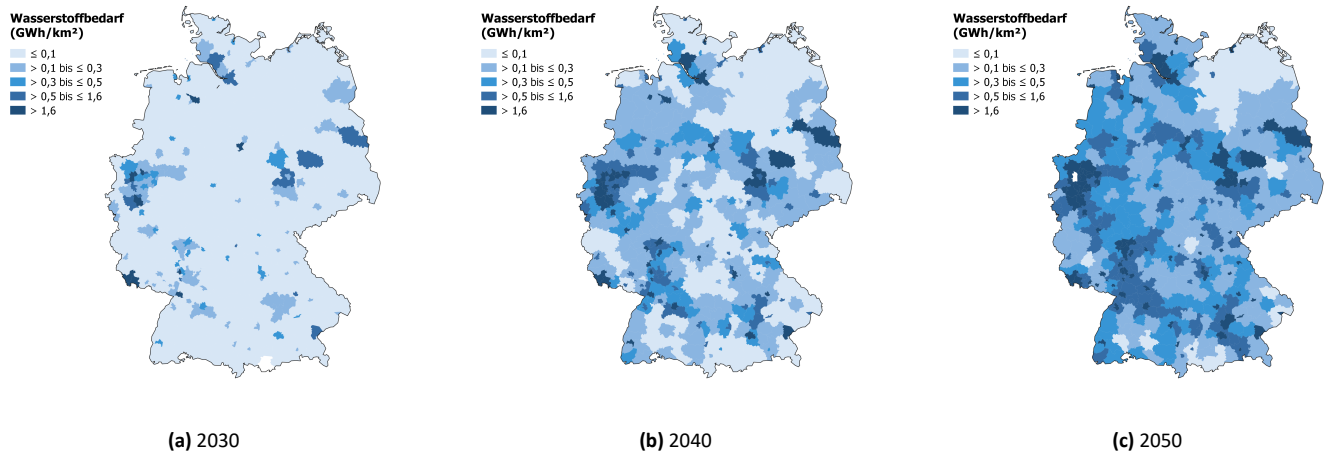


Abbildung 4.34. Aus Sicht europäischer Akteur:innen zeigen Modellergebnisse einen Einsatz von Wasserstoff in der Breite. Hohe Nachfragen ergeben sich meist an Industriestandorten. Darstellungen der FfE.

en Wasserstoffs verbraucht werden. 64 TWh gehen im Jahr 2050 auf den Verkehrssektor, inklusive des internationalen Verkehrs, zurück. Die verbleibende Nachfrage teilt sich im Zieljahr 2050 in etwa gleich auf den Energie- und Gebäudesektor auf.

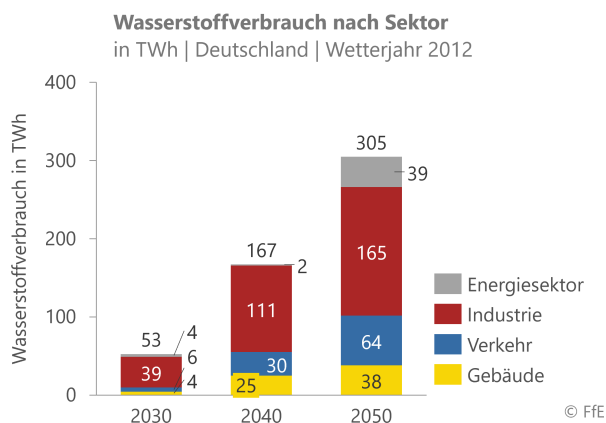


Abbildung 4.35. Wasserstoffnachfrage in Deutschland als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren aus Akteursperspektive. Darstellung der FfE.

Der Energiesektor enthält die Nachfrage aus Kraftwerken, durch das Blending von Wasserstoff sowie den in Raffinerien eingesetzten Wasserstoff. Der Gebäudesektor setzt sich aus den privaten Haushalten und dem Sektor Gewerbe-Handel-Dienstleistungen zusammen. Der Wasserstoffverbrauch des Industriesektors enthält den Endenergieverbrauch, die stoffliche Nutzung sowie den Energieverbrauch für Carbon-Capture Maßnahmen.

Wasserstoff in der Industrie

Die Wasserstoffnachfrage der Industrie im Akteursszenario steigt bis auf etwa 160 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 4.36). Fossile Kohlenwasserstoffe werden zunehmend durch klimaneutrale oder biomassebasierte Alternativen ersetzt. Durch die zunehmende Elektrifizierung sinkt der Gesamtenergieverbrauch in der Modellierung von etwa 810 TWh auf etwa 740 TWh.

Der Wasserstoffeinsatz in der Industrie ist in der Akteursperspektive von drei Anwendungen geprägt:

- Der Hochtemperaturprozesswärme (Temperaturen über 500 °C),

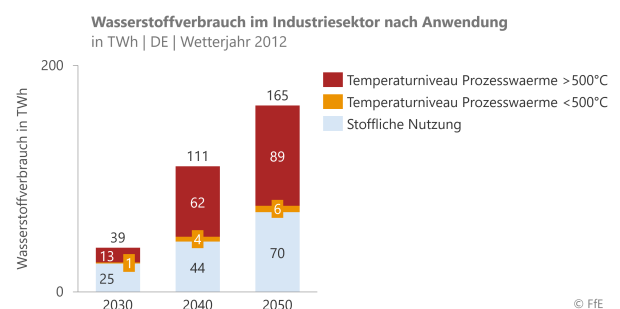


Abbildung 4.36. Wasserstoffverbrauch in der Industrie in Deutschland nach Anwendung. Darstellung der FfE.

- Der stofflichen Nutzung von Wasserstoff und
- Der Nieder- und Mitteltemperaturprozesswärme (Temperaturen kleiner als 500 °C).

Der größte anteilige Zuwachs in der industriellen Wasserstoffnachfrage erfolgt in diesem Szenario zwischen 2030 und 2040. In diesem Zeitraum verdoppelt sich in etwa die Nachfrage durch das Hochfahren innovativer Produktionsprozesse. Größte Treiber hierfür sind die Rohstahlherstellung mittels Direktreduktion, in der Wasserstoff sowohl für die Prozesswärme als auch für die stoffliche Nutzung eingesetzt wird, sowie die stoffliche Nutzung und die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme in mehreren Prozessen der Chemieindustrie.

Wasserstoff in Gebäuden

Wasserstoff spielt im Gebäudesektor im Szenario aus Akteursperspektive nur eine untergeordnete Rolle (Abbildung 4.37). Im Jahr 2050 werden in Deutschland 38 TWh Wasserstoff aus diesem Sektor in der Modellierung nachgefragt, was circa 7 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs ausmacht. Primär geht

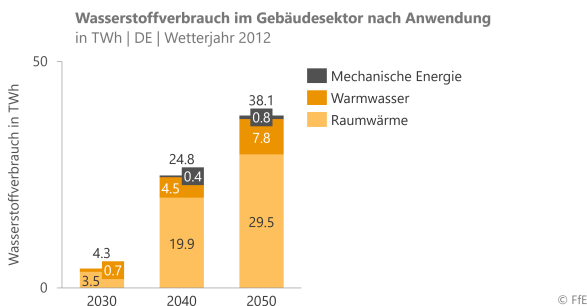


Abbildung 4.37. Wasserstoffverbrauch des Gebäudesektors in Deutschland nach Anwendung. Darstellung der FfE.

der Wasserstoffverbrauch auf Heizsysteme beziehungsweise die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser zurück. Kleine Mengen werden auch durch den heterogenen Maschinenpark des Sektors Gewerbe-Handel-Dienstleistung zur Erzeugung mechanischer Energie nachgefragt. Unter diese Anwendung fallen beispielsweise auch Fahrzeuge, die in diesem Sektor eingesetzt werden. Für alle Anwendungen findet der überwiegende Hochlauf der Wasserstofftechnologien, der häufig erst nach Umstellung des Gasverteilnetzes erfolgt, in den 2030er und 2040er Jahren statt.

Wasserstoff in der Mobilität

Die Bedeutung von Wasserstoff im Verkehrssektor hängt im Akteursszenario vom jeweiligen Verkehrsträger ab (Abbildung 4.38). Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt bis zum Jahr 2050 auf etwa 60 TWh an. Flüssige Kohlenwasserstoffe finden nach 2045 nur noch vereinzelt Anwendung und fossile Kohlenwasserstoffe werden zunehmend durch klimaneutrale oder biomassebasierte Alternativen ersetzt. Über alle Verkehrsträger hinweg liegt im Jahr 2050 eine Wasserstoffnachfrage von etwa 64 TWh vor. Davon sind circa 36 TWh auf Lastkraftwagen (LKW) und circa 21 TWh auf den Flugverkehr zurückzuführen. Beim Verkehrsträger LKW kommen Brennstoffzellenfahrzeuge insbesondere im Schwerlastverkehr zum Einsatz. Diese decken dort 2050 etwa 45 Prozent der Endenergienachfrage ab. Im Flugverkehr wird Wasserstoff vor allem im grenzüberschreitenden und internationalen Verkehr eingesetzt und macht hier etwa 20 Prozent von dessen Endenergieverbrauch aus. Dabei wird nur der Verbrauch derjenigen Flüge dem deutschen Endenergieverbrauch zugerechnet, die in Deutschland aufgetankt werden. Weitere Verkehrsträger, bei denen Wasserstoff zum Einsatz kommt sind Schiffsverkehr, Eisenbahnverkehr, Busse und Personenkraftwagen (PKW). Im Verhältnis zum gesamten

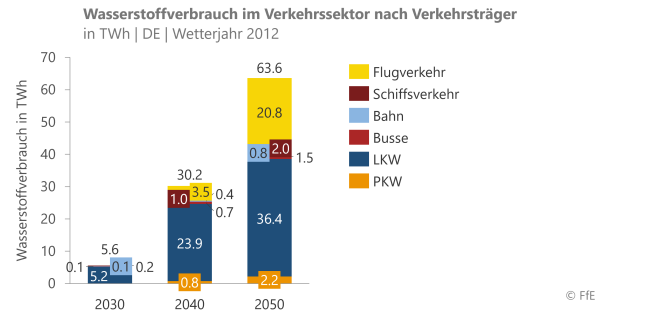


Abbildung 4.38. Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor in Deutschland nach Verkehrsträger. Darstellung der FfE.

Endenergieverbrauch der jeweiligen Verkehrsträger wird im Busverkehr mit etwa 15 Prozent der höchste Wasserstoffanteil erreicht und bei den PKW mit etwa 3 Prozent der geringste. Der zeitliche Verlauf der Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor zeigt, dass der Hochlauf insbesondere nach 2030 einsetzt. In den früheren Jahren ist die Nachfrage der LKW dominant, während der Flugverkehr vor allem in den 2040er Jahren aufholt.

Wasserstoffnachfrage nach Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Deutschland

Im Rahmen der Transformation nimmt die Nachfrage nach fossilen Kohlenwasserstoffen generell ab, wohingegen jene nach klimaneutralen Alternativen wächst. Bis zum Zieljahr der europäischen Klimaneutralität können nicht alle gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffe substituiert werden (Abbildung 4.39). Um die Klimaziele dennoch einzuhalten, müssen diese Bedarf-

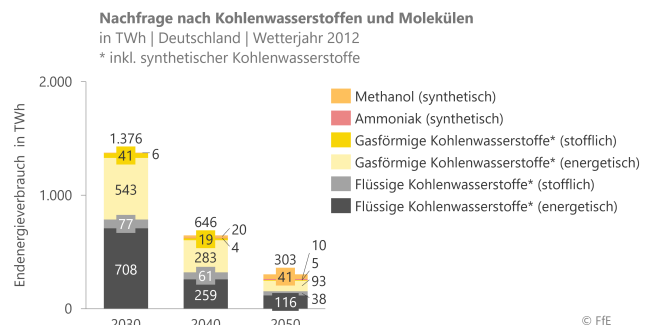


Abbildung 4.39. Nachfrage nach (synthetischen) Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Europa im Akteursszenario. Darstellung der FfE.

fe sukzessive durch synthetische Kraft- und Brennstoffe ersetzt werden. Ein Großteil der Restverbräuche an flüssigen Kohlenwasserstoffen geht auf den Verkehrssektor zurück. Dieser zeigt gleichzeitig auch eine wachsende Nachfrage nach Ammoniak als Schiffskraftstoff. Methanol wird in diesem Szenario ausschließlich im Industriesektor verbraucht.

Entwicklung der europäischen Wasserstoffnachfrage

Die mit der Energiewende einhergehende Technologietransformation steigert die Nachfrage nach grünem Wasserstoff in Europa. Über alle Stützjahre hinweg dominiert der Industriesektor diese Nachfrage. Im Jahr 2050 teilt sich der Wasserverbrauch aus Akteursperspektive in etwa wie folgt auf: Etwa 40 Prozent wird im Industriesektor verbraucht, jeweils etwa ein Viertel im

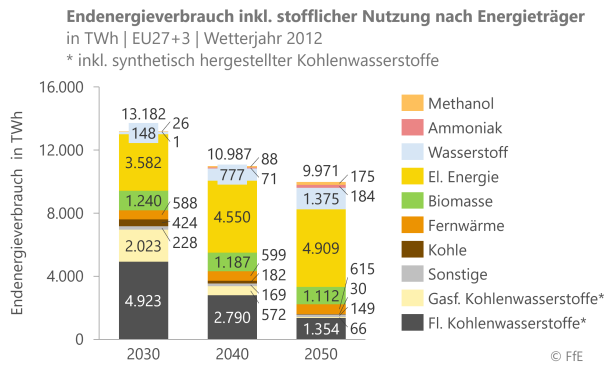


Abbildung 4.40. Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Energieträger im Akteursszenario in Europa. Darstellung der FfE.

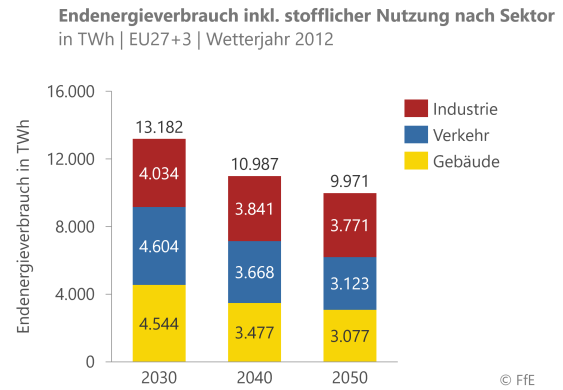


Abbildung 4.41. Endenergieverbrauch, inklusive stofflicher Nutzung, nach Sektor im Akteursszenario in Europa. Darstellung der FfE.

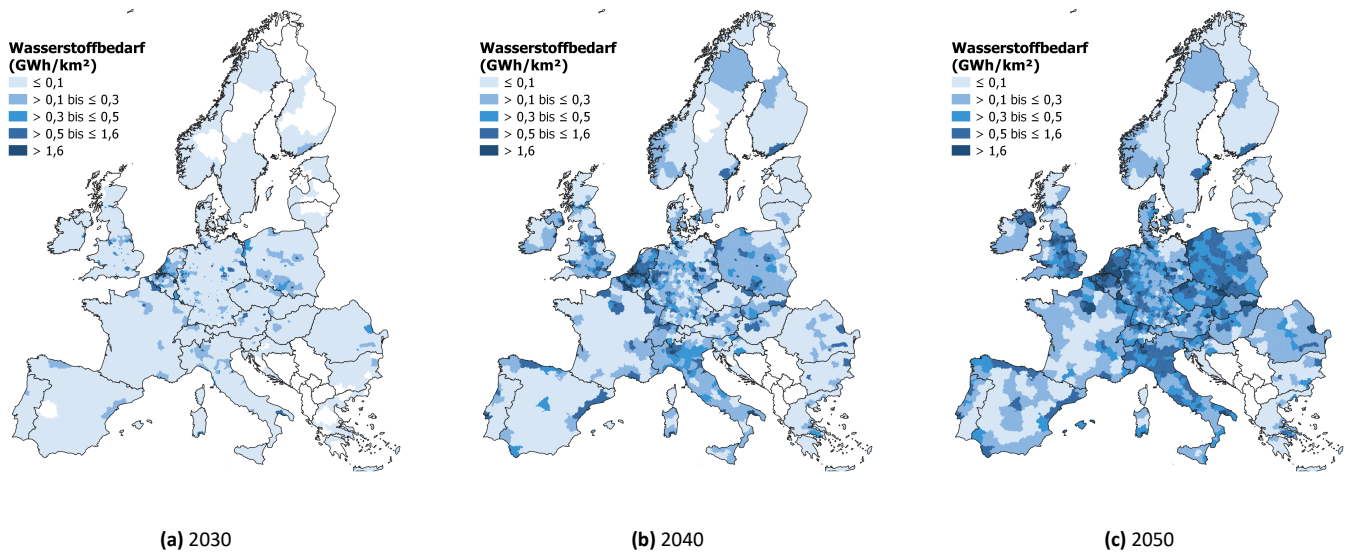


Abbildung 4.42. Aus Sicht europäischer Akteur:innen zeigen Modellergebnisse einen Einsatz von Wasserstoff in der Breite. Hohe Nachfragen ergeben sich meist an Industriestandorten. Darstellungen der FfE.

Energie- und Verkehrssektor und die übrigen etwa 10 Prozent im Gebäudesektor.

Endenergienachfrage Europas

Der Endenergieverbrauch der Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr sinkt in der Modellierung der Akteursperspektive über die Zeit von etwa 13.200 auf etwa 9.970 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2050 (Abbildung 4.40). Dies ist, neben effizienzsteigernden Maßnahmen für vorhandene Technologien, vor allem auf die höhere primärenergetische Effizienz klimaneutraler Technologien, wie beispielsweise Elektroautos, zurückzuführen.

Im sektoralen Vergleich fallen diese Effizienzgewinne im Industriesektor, der den höchsten Wasserstoffverbrauch aufweist, am geringsten aus (Abbildung 4.41). Um die Klimaziele, die eine Prämisse der Modellierung sind, erreichen zu können, müssen weiterhin genutzte flüssige oder gasförmige Kohlenwasserstoffe über die Zeit anteilig durch synthetisch erzeugte Kraft- und Brennstoffe ersetzt werden.

Regionale Wasserstoffnachfrage Europas

Die Nachfrage nach Wasserstoff steigt kontinuierlich an (Abbildung 4.42). Die regionale Verteilung des Hochlaufs der Wasserstoffnachfrage pro Quadratkilometer für die Jahre 2030, 2040 und 2050 je NUTS-3-Region ist in den folgenden Grafiken zu dargestellt. Im Jahr 2050 verteilt sich die Nachfrage von 1.841 TWh

grünen Wasserstoff auf alle modellierten Regionen. Bezogen auf den Wasserstoffverbrauch pro Fläche stellen dabei insbesondere Nordseeanrainer, wie Deutschland, Großbritannien und die niederländisch-belgische Küstenregion, Nachfragezentren dar.

Sektorale Wasserstoffnachfrage Europas

Die europäische Wasserstoffnachfrage steigt über alle Sektoren hinweg mit der Zeit: Von etwa 290 Terawattstunden (TWh) im Jahr 2030 auf bis zu etwa 1.840 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 4.43).

Der größte Anteil davon entfällt auf den Industriesektor, in dem bereits im Startjahr der Modellierung (2019) 117 TWh überwiegend grauen Wasserstoffs verbraucht werden. Der Wasserstoffverbrauch des Industriesektors enthält den Endenergieverbrauch, die stoffliche Nutzung sowie den Energieverbrauch für Carbon-Capture Maßnahmen. Im Jahr 2050 gehen 431 TWh auf den Energiesektor zurück. Der Energiesektor enthält die Nachfrage aus Kraftwerken, durch das Blending von Wasserstoff sowie den in Raffinerien eingesetzten Wasserstoff.

Weitere 419 TWh gehen im Jahr 2050 auf den Verkehrssektor inklusive des internationalen Verkehrs. Weniger als die Hälfte davon werden aus dem Gebäudesektor, der sich aus privaten Haushalten und dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zusammensetzt, nachgefragt.

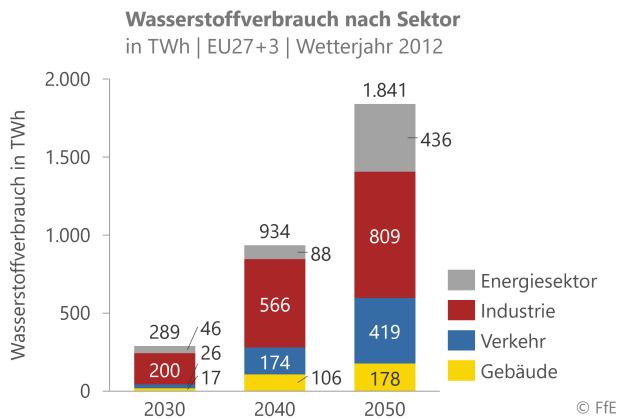


Abbildung 4.43. Wasserstoffbedarf als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren. Darstellung der FfE.

Wasserstoff in der Industrie

Der Endenergiebedarf europäischer Industrieanwendungen sinkt über die Zeit von etwa 4.000 Terawattstunden (TWh) auf etwa 3.800 TWh bis zum Jahr 2050 in der Modellierung (Abbildung 4.41). Dies geht mit einer fortlaufenden Elektrifizierung von Anlagen einher. Parallel dazu steigt die Wasserstoffnachfrage von 200 TWh auf etwa 800 TWh im selben Zeitraum (Abbildung 4.44).

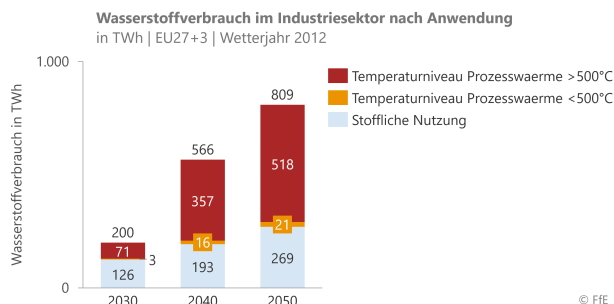


Abbildung 4.44. Wasserstoffverbrauch in der Industrie in Europa nach Anwendung. Darstellung der FfE.

Bedarfe an kohlenwasserstoffbasierten Kraft- und Brennstoffen werden zunehmend über klimaneutrale Alternativen gedeckt. Wasserstoff wird in diesem Szenario hauptsächlich stofflich und für Hochtemperaturwärme oberhalb von 500°C verwendet.

Wasserstoff in Gebäuden

Wasserstoff spielt im Gebäudesektor im Szenario aus Akteursperspektive nur eine untergeordnete Rolle. Europaweit werden im Jahr 2050 circa 178 TWh Wasserstoff aus diesem Sektor nachgefragt. Dies entspricht etwa 6 Prozent des gesamten Endenergieverbrauchs der Gebäude (Abbildung 4.45).

Primär geht der Wasserstoffverbrauch auf Heizsysteme beziehungsweise die Anwendungen Raumwärme und Warmwasser zurück. Kleine Mengen werden auch durch den heterogenen Maschinenpark des Sektors Gewerbe-Handel-Dienstleistung zur Erzeugung mechanischer Energie nachgefragt. Unter diese Anwendung fallen beispielsweise auch Fahrzeuge, die in diesem Sektor tätig sind. Für alle Anwendungen findet der überwiegende Hochlauf der Wasserstofftechnologien in den 2030er und 2040er Jahren statt.

Im europäischen Vergleich tritt die Wasserstoffnachfrage aus

den Gebäuden im Akteursszenario insbesondere in Regionen, die heute über ein Gasnetz verfügen, auf. Diese Regionen sind vorwiegend in West-, Mittel- und Osteuropa zu lokalisieren.

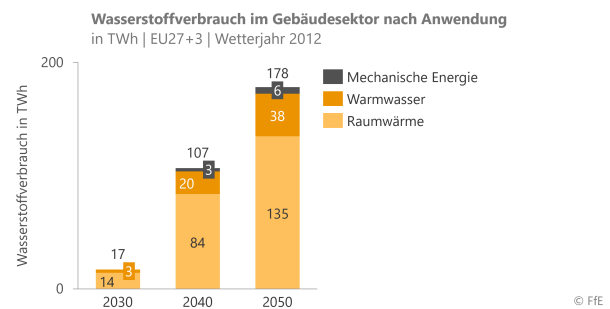


Abbildung 4.45. Wasserstoffverbrauch des Gebäudesektors in Europa nach Anwendung. Darstellung der FfE.

Wasserstoff in der Mobilität

Die Bedeutung von Wasserstoff im Verkehrssektor hängt im Akteursszenario vom jeweiligen Verkehrsträger ab (Abbildung 4.46). Es fallen bis zu 419 TWh Wasserstoffbedarfe im Jahr 2050 an. Internationale Verkehre, besonders große LKW, spielen bei der Nachfrage nach Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen im Zieljahr 2050 eine wichtige Rolle. Es bestehen allerdings noch Unsicherheiten darüber, wie sich die europäische und internationale Transportlogistik entwickeln wird.

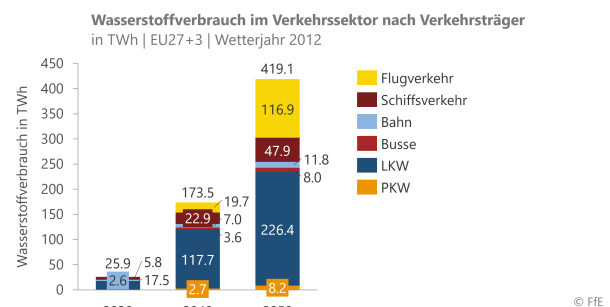


Abbildung 4.46. Wasserstoffeinsatz im Verkehrssektor in Europa nach Verkehrsträger. Darstellung der FfE.

Über alle Verkehrsträger hinweg liegt im Jahr 2050 eine Wasserstoffnachfrage von etwa 419 TWh vor. Davon sind etwa 226 TWh auf Lastkraftwagen (LKW), etwa 117 TWh auf den Flugverkehr und etwa 48 TWh auf den Schiffsverkehr zurückzuführen. Beim Verkehrsträger LKW kommen Brennstoffzellenfahrzeuge insbesondere im Schwerlastverkehr zum Einsatz. Diese decken dort 2050 circa 29 Prozent der Endenergienachfrage ab. Beim Flugverkehr wird Wasserstoff vor allem im internationalen Verkehr eingesetzt und macht hier etwa 20 Prozent von dessen Endenergieverbrauch aus. Auch im Schiffsverkehr wird Wasserstoff direkt (ohne Umwandlung in ein Derivat) genutzt. Hier beträgt der Anteil am Endenergieverbrauch allerdings nur 9 Prozent.

Weitere Verkehrsträger, bei denen Wasserstoff zum Einsatz kommt, sind Schienenverkehr, Busse und Personenkraftwagen (PKW). Im Verhältnis zum gesamten Endenergieverbrauch der jeweiligen Verkehrsträger wird bei PKW mit circa 1 Prozent der geringste Wasserstoffanteil erreicht. Der zeitliche Verlauf der Wasserstoffnachfrage aus dem Verkehrssektor zeigt, dass der Hochlauf insbesondere nach 2030 einsetzt. In den früheren Jahren ist die Nachfrage der LKW dominant, während die Nachfrage aus dem Flugverkehr vor allem in den 2040er Jahren steigt.

Wasserstoffnachfrage nach Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Europa

Im Rahmen der Transformation nimmt die Nachfrage nach fossilen Kohlenwasserstoffen generell ab, wohingegen jene nach klimaneutralen Alternativen wächst. Bis zum Zieljahr der europäischen Klimaneutralität können nicht alle gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffe substituiert werden (Abbildung 4.47).

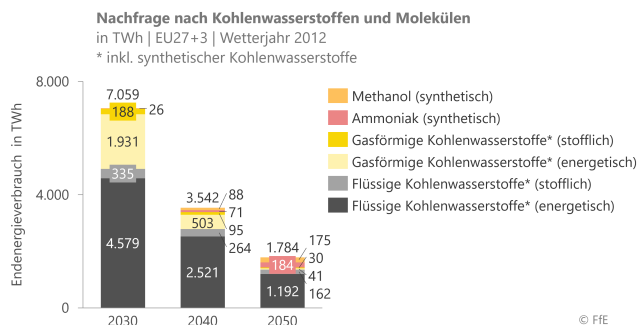


Abbildung 4.47. Nachfrage nach (synthetischen) Kraft-, Brenn- und Grundstoffen in Europa im Akteursszenario. Darstellung der FfE.

Um die Klimaziele dennoch einzuhalten, müssen diese Bedarfe sukzessive durch synthetische Kraft- und Brennstoffe ersetzt werden. Ein Großteil der Restverbräuche an flüssigen Kohlenwasserstoffen geht auf den Verkehrssektor zurück. Dieser zeigt gleichzeitig auch eine wachsende Nachfrage nach Ammoniak als Schiffskraftstoff. Methanol wird in diesem Szenario ausschließlich im Industriesektor verbraucht.

Modelle, Datenbasis und Annahmen

Wasserstofferzeugung und Anwendung

Modellergebnisse für die Energienachfrage und Energiebereitstellung im Akteurszenario wurden mit der Modelllandschaft der FfE berechnet. Die Modelllandschaft besteht aus den Nachfragemodellen Smind (Industrie), PriHM (Private Haushalte), TerM (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) und TraM (Verkehr) und dem Energiebereitstellungsmodell ISAaR. ISAaR ist ein lineares Optimierungsmodell, das den Anlageneinsatz und -ausbau hinsichtlich der Minimierung der Systemgesamtkosten optimiert.

Der gesamte Modellrahmen umfasst „EU27+3“, also die Europäische Union, das Vereinigte Königreich, die Schweiz und Norwegen, in stündlicher Auflösung je Berechnungsjahr und einer räumlichen Auflösung von NUTS-3.

Details zu den Inputparametern für die Szenarienerstellung in TransHyDE und weitere Ergebnisse sind in den verlinkten Veröffentlichungen dargestellt. Die regionalisierten Daten stellen eine Möglichkeit für die Verortung von Elektrolyseleistung dar. Die konkrete Verteilung hängt allerdings von vielen Faktoren ab und kann sich in der Realität entsprechend von den dargestellten Werten unterscheiden.

Weiterführende Links:

- [SmInd – Sektormodell Industrie - FfE](#)
- [TraM – Transport-Modell - FfE](#)
- [ISAaR – Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung - FfE](#)
- [Modeling Transformation Pathways of European Final Energy Consumption in the Transport and Buildings Sector Using Country Clustering](#)

- [Standortfaktoren zur Verortung von Elektrolyseanlagen - FfE](#)

Wasserstoffinfrastruktur

Das **InfraInt-Modell** ist ein Optimierungsmodell, das den Ausbaubedarf für Wasserstoffleitungen analysiert. Es berücksichtigt sowohl die Umwidmung bestehender Erdgasfernleitungen als auch den Neubau von Wasserstoffleitungen. Dabei bestimmt das Modell kostenoptimal die Standorte von Elektrolyseanlagen und ein Leitungsnetz, um die Nachfrage nach Wasserstoff zu decken. Das Modell arbeitet auf Landkreisebene, was eine detaillierte regionale Analyse ermöglicht. Die zeitliche Auflösung entspricht einem Jahr, sodass keine hydraulische Modellierung vorgenommen wird, sondern lediglich der Leitungsbedarf für den jährlichen Wasserstofftransportbedarf ausgewiesen wird. Wasserstoffspeicher werden in der Betrachtung vernachlässigt.

Das Modell verwendet eine gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung, welche die Gesamtkosten für die Transportinfrastruktur minimiert. Das Modell ist in Python implementiert, wobei Gurobi als Solver genutzt wird.

Datenbasis

- Regionalisierte Wasserstoffbedarfe auf Landkreisebene
- Modell des bestehenden Erdgastransportnetzes
- Strombedarf und -angebot aus erneuerbaren Energien

Annahmen

- Spezifische Kosten für Neubau und Umwidmung von Leitungen abhängig von Leitungsdurchmesser und Leitungslänge
- Kosten für Elektrolyse abhängig von der Kapazität
- Stromnetzkosten für den Bezug von Elektrolysestrom
- Deckung des Wasserstoffs in jedem Landkreis durch die Wasserstoffversorgung per Leitung
- Begrenzung der Gasflüsse durch Leitungskapazitäten

4.2.2. Systemperspektive

Modellierungen der Systemperspektive streben kostenoptimale Modelllösungen an. Hierbei werden zur Verfügung stehende techno-ökonomischen Optionen unter der Berücksichtigung von sektorspezifischen Hemmnissen für die Nachfragesektoren abgebildet. Es wurden verschiedene Modelle zur Modellierung des zukünftigen Wasserstoffsystems kombiniert. Im Projektverlauf wurden mehr als fünf unterschiedliche Szenarien definiert und modelliert. Diese Szenarien unterscheiden sich in den Annahmen zum Wasserstoffverbrauch der Sektoren.

Die TransHyDE Roadmap zeigt anhand von zwei Szenarien die mögliche Breite der Wasserstoffnachfrage und ihre Auswirkung auf Bereitstellung und Infrastruktur auf. Das No-Regret-Szenario basiert auf einer Mindestnachfrage nach Wasserstoff in den Industriesektoren Stahl und Chemie, wohingegen das Wasserstoffszenario Auswirkungen einer breiten Nachfrage nach Wasserstoff in allen Sektoren aufzeigt.

Alle Szenarien basieren auf folgenden Annahmen, die den Rahmen der Modellanalyse definieren: Sie erreichen die Ziele der Klimaneutralität in 2045, der Einsatz von Biomasse ist begrenzt, der CO₂-Preis beträgt 350 Euro pro Tonne bis 2045 und Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) wird nur dort zugelassen, wo es voraussichtlich keine alternativen Maßnahmen gibt. Weiterhin wird angenommen, dass synthetische Kraftstoffe für den Industrie- und Verkehrssektor von außerhalb der EU importiert werden. Der hier dargestellte Modellrahmen umfasst die Europäische Union und das Vereinigte Königreich (EU27+UK) und bezieht sich auf das Wetterjahr 2010. Die Modellierung verfügt über eine räumliche Auflösung auf NUTS-1-Ebene, die für Deutschland auf NUTS-3 erhöht wurde.

Wasserstoffherzeugung in Deutschland

Die Erzeugung von Wasserstoff (H₂) mittels Elektrolyse in Deutschland konzentriert sich besonders auf den Norden. Dies geht mit einem rapiden Ausbau erneuerbarer Energien einher.

Wasserstoffherzeugung in Deutschland

Im Jahr 2050 wird im gesamten Bundesgebiet Wasserstoff erzeugt. Größere Mengen werden allerdings hauptsächlich in den Nord- und Ostseebundesländern produziert.

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario wird die heimische Wasserstoffherzeugung bis zum Jahr 2050 etwa 60 Terawattstunden (TWh) betragen (Abbildung 4.48). Dazu kommen Importe in gleicher oder etwa doppelter Höhe.

Wasserstoffszenario

In diesem Szenario wird H₂ in allen Stützjahren deutlich mehr Wasserstoff benötigt, welcher hauptsächlich über Importe bereitgestellt wird. Die deutsche Wasserstoffherzeugung mittels Wasserelektrolyse steigt von Null im Jahr 2030 auf bis zu 130 TWh im Jahr 2050. Zusätzlich werden im Jahr 2050 bis zu 350 TWh Wasserstoff importiert (Abbildung 4.49).

Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung ist ein Konzept, das darauf abzielt, verschiedene Sektoren wie Energie, Verkehr, Industrie und Gebäude miteinander zu verbinden, um eine effiziente und nachhaltige Nutzung von Ressourcen zu erreichen. So können Überschüsse in einem Bereich genutzt werden, um Bedürfnisse in anderen Bereichen zu decken. Zum Beispiel kann überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energiequellen in Form von Wasserstoff gespeichert und später in der Industrie genutzt werden. Dieser Ansatz kann dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren, die Treibhausgasemissionen zu verringern und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu mindern. Die Sektorenkopplung ist ein wichtiger Schritt in Richtung einer nachhaltigeren und klimafreundlicheren Zukunft.

Deutsche Wasserstoffherzeugung 2030

No-Regret-Szenario

Die Wasserstoffherzeugung richtet sich nach den großen Erzeugungsleistungen der erneuerbaren Energien und ist daher im Norden Deutschlands verortet (Abbildung 4.51).

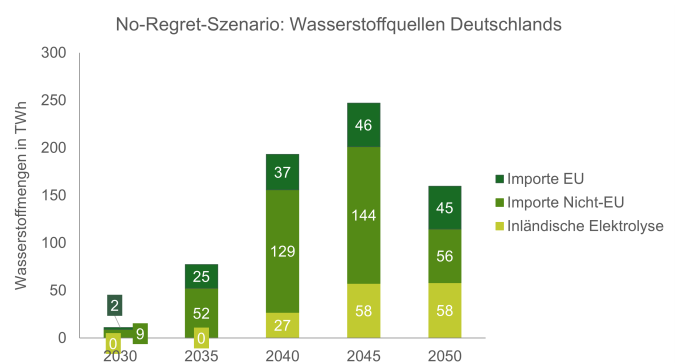


Abbildung 4.48. Wasserstoffbedarf als Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren. Darstellung der FfE.

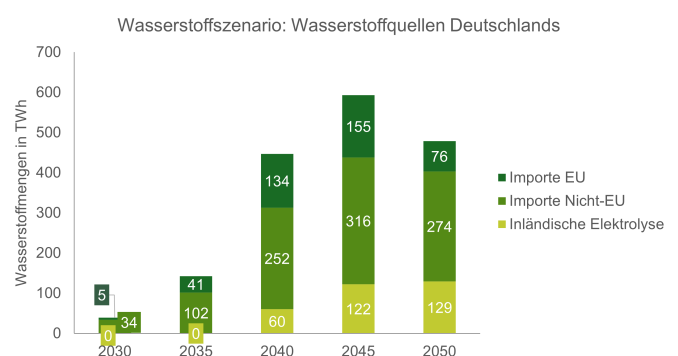


Abbildung 4.49. H₂-Erzeugung im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoffszenario

Auch im Wasserstoffszenario liegt die Erzeugung im Norden Deutschlands. Es werden jedoch etwa ein Drittel mehr erzeugt.

Deutsche Wasserstoffherzeugung 2040

No-Regret-Szenario

Die Wasserstoffherzeugung weitet sich im No-Regret-Szenario bis zum Jahr 2040 auf Mittel- und Ostdeutschland aus (Abbildung 4.52).

Wasserstoffszenario

Zusätzlich zu den Regionen des No-Regret-Szenarios werden im Wasserstoffszenario auch geringe Mengen Wasserstoff im Süden Deutschlands erzeugt.

Deutsche Wasserstoffherzeugung 2050

No-Regret-Szenario

Im Vergleich zum Jahr 2040 kommen keine weiteren Erzeugungsregionen dazu (Abbildung 4.53). Nur die Produktionsvolumina verlagern sich etwas in die Mitte und den Osten Deutschlands.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird in der gesamten Bundesrepublik Wasserstoff produziert. Schwerpunkt stellt hierbei immer noch der Norden Deutschlands dar.

Abwärme von Elektrolyseuren nutzen

In Elektrolyseanlagen wird Wasserstoff und Sauerstoff aus Wasser gewonnen. Dabei entsteht überschüssige Wärme. Diese könnte in lokalen Nah- und Fernwärmenetzen genutzt werden. Die lokale Versorgung mit Wasserstoff und Abwärme kann die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung erhöhen. Ideale Standorte für Elektrolyseanlagen hängen von lokalen Gegebenheiten, wie beispielsweise der vorhandenen Infrastruktur oder einer zuverlässigen Stromversorgung ab.

Forschungsergebnisse zeigen, dass der Elektrolysestack den größten Teil der Gesamtwärme erzeugt, aber auch andere Komponenten, beispielsweise Gleichrichter, einen entscheidenden Beitrag leisten. Berechnungen der Wärmemenge der Elektrolyseanlage mit Berücksichtigung aller Komponenten und Peripherie (Balance of Plant) können hier Entscheidungen erleichtern.

Ein etwa 17 Megawatt (MW) großer Elektrolyseur beispielsweise kann neben etwa 330 Kilogramm Wasserstoff pro Stunde auch bis zu etwa 3.900 Kilowattstunden (kWh) Wärme produzieren. Diese Wärmemenge könnte in ein Nah- oder Fernwärmenetz eingespeist werden (Abbildung 4.50).

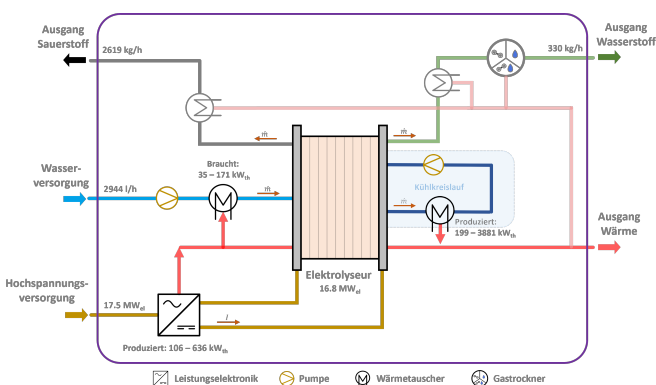


Abbildung 4.50. Schematische Darstellung eines Elektrolyseurs. Darstellung der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.

Wasserstoffherzeugung in Europa

Wasserstoff (H_2) wird in Europa dort verortet, wo ausreichend erneuerbare Energie zur Verfügung steht. Dies führt zu hoher Wasserstoffproduktion in den Nordseeanrainerstaaten, sowie dem Süden Europas.

Wasserstoffherzeugung in Europa

Im hier gezeigten Wasserstoffszenario wird großskalig in ganz Europa Wasserstoff produziert. Mit der Zeit verlagert sich die höchste Wasserstoffproduktion aus dem Nordwesten Europas in den Süden.

No-Regret-Szenario

Der größte Teil des in Europa genutzten Wasserstoffs wird im No-Regret-Szenario auch innereuropäisch produziert. Bei 1.590 von etwa 1.650 Terawattstunden (TWh) entspricht das etwa 96 Prozent im Jahr 2050 (Abbildung 4.54).

Wasserstoffszenario

Auch im Wasserstoffszenario wird H_2 vor allem aus innereuropäischer Elektrolyse bereitgestellt. Die Importmenge geht zwischen den Jahren 2045 und 2050 wieder etwas zurück. Dennoch werden weiterhin etwa 11 Prozent des genutzten Wasserstoffs importiert (Abbildung 4.55).

Europäischer Handel mit Wasserstoff

Hohe Handelsflüsse entstehen in der Modellierung im Nordseeraum. Wasserstoff wird besonders aus dem Süden und Westen Europas in mitteleuropäische Industrieregion transportiert. Im hier gezeigten No-Regret-Szenario spielt besonders das Vereinigte Königreich eine große Rolle (Abbildung 4.56).

Europäische Wasserstoffherzeugung 2030

No-Regret-Szenario

Im Jahr 2030 wird im No-Regret-Szenario hauptsächlich von Nordseeanrainern Wasserstoff in größerem Maßstab produziert (Abbildung 4.57). Besonders stechen hier Deutschland und das Vereinigte Königreich mit jeweils 15 Gigawatt (GW) installierter Leistung hervor. In beiden Ländern wird die Wasserstoffproduktion durch Windenergie gestützt.

Wasserstoffszenario

Die größten Wasserstoffherzeugungskapazitäten des Jahres 2030 liegen im Wasserstoffszenario in Deutschland mit 23 GW, dicht gefolgt vom Vereinigten Königreich. Auch hier entfällt die Erzeugung vor allem auf den Nordseeraum, jedoch wird auch im Süden Europa Wasserstoff produziert.

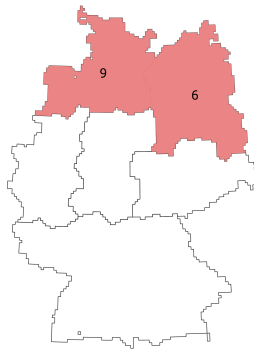
Im Laufe des Wasserstoffhochlaufs, kommt die Energie für die Wasserstoffproduktion in Südeuropa zunehmend aus Solarstrom.

Europäische Wasserstoffherzeugung 2040

No-Regret-Szenario

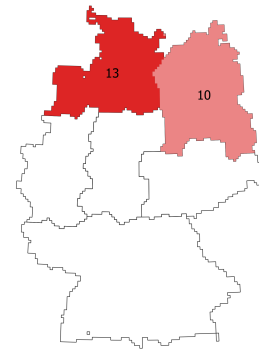
Über die Zeit verlagert sich die Wasserstoffherzeugung im No-Regret-Szenario nach Süden und folgt damit der Erzeugung erneuerbarer Energie mittels Photovoltaik anstelle von Windenergie (Abbildung 4.58). Auch im Jahr 2040 liegen die größten Produktionskapazitäten in Deutschland mit 72 GW installierter Leistung.

Leistung in GW
 <5
 5 - 10
 10 - 15
 15 - 20
 >20



(a) No-Regret

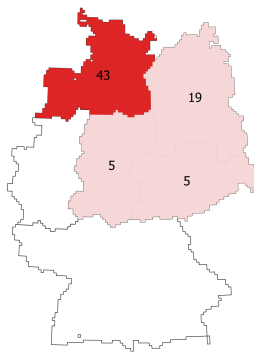
Leistung in GW
 <5
 5 - 10
 10 - 15
 15 - 20
 >20



(b) H₂

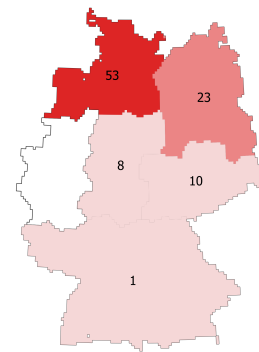
Abbildung 4.51. Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2030. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

Leistung in GW
 <20
 20 - 40
 40 - 60
 60 - 80
 >80



(a) No-Regret

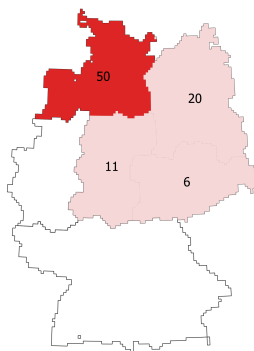
Leistung in GW
 <20
 20 - 40
 40 - 60
 60 - 80
 >80



(b) H₂

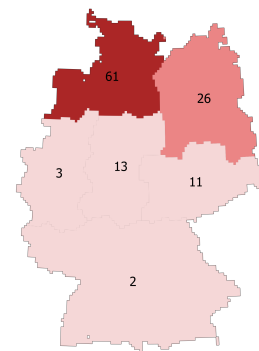
Abbildung 4.52. Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2040. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

Leistung in GW
 <20
 20 - 40
 40 - 60
 60 - 80
 >80



(a) No-Regret

Leistung in GW
 <20
 20 - 40
 40 - 60
 60 - 80
 >80



(b) H₂

Abbildung 4.53. Vergleich der Wasserstofferzeugung im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

Wasserstoffszenario

Derselbe Trend ist im Wasserstoffszenario erkennbar. Auch hier erfolgt ein Großteil der europäischen Wasserstoffherzeugung im Süden Europas. Mit 95 GW wird in Deutschland im Jahr 2040 die größte Erzeugungskapazität verzeichnet.

Europäische Wasserstoffherzeugung 2050

No-Regret-Szenario

Bis zum Jahr 2050 steigt die Produktionskapazität von Wasserstoff in Deutschland zwar weiter an, die höchsten installierten Leistungen entfallen im No-Regret-Szenario nun jedoch auf das Vereinigte Königreich und Frankreich (Abbildung 4.59).

Wasserstoffszenario

Auch im Wasserstoffszenario steigt die installierte Leistung in Deutschland bis zum Jahr 2050 leicht an, bleibt mit 103 GW jedoch nur noch viertgrößter europäischer Wasserstoffherzeugungsraum. Die höchsten Produktionskapazitäten entfallen auf Spanien und Portugal, sowie das Vereinigte Königreich.

Handelsflüsse im Vergleich

No-Regret-Szenario

Handelsflüsse von Wasserstoff im Jahr 2050 folgen der europäischen Verteilung von Angebot und Nachfrage des No-Regret-Szenarios. Die Produktion liegt eher im Westen und Süden, wohingegen die Nachfrage in die industriellen Zentren in der Mitte Europas angesiedelt ist. So ergeben sich hohe Wasserstoffflüsse von den britischen Inseln, beispielsweise nach Belgien (Abbildung 4.60).

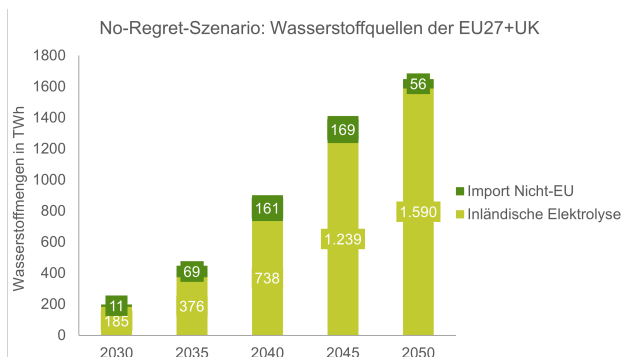


Abbildung 4.54. H₂-Bereitstellung im No-Regret-Szenario. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoffszenario

Ein ähnliches Bild ergibt sich für das Wasserstoffszenario im Jahr 2050, da auch hier der Großteil der Nachfrage in den industriellen Zentren Mitteleuropas zu finden ist. Besonders spiegelt sich hier auch die große Wasserstoffproduktion Spaniens und Portugals wider. Dies kann zu einer hohen Infrastrukturauslastung führen.

Das deutsche Wasserstoffkernnetz

Ein deutschlandweites, effizientes und schnell realisierbares Wasserstoffkernnetz ist für einen Wasserstoffhochlauf notwendig. Da eine Wasserstoffinfrastruktur sowohl für die Klimaneutralität Deutschlands als auch die Versorgungssicherheit unabdingbar ist, haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber im Juli 2024 einen gemeinsamen Antrag für das Wasserstoffkernnetz bei der Bundesnetzagentur vorgelegt. Das im Oktober 2024 genehmigte Wasserstoffkernnetz beinhaltet insgesamt 9.040 Kilometer Leitungen mit einem Neubauanteil von 44 Prozent. Inklusive der Verdichterstationen sollten die Investitionen für das Netz, das bis 2032 fertig gebaut und alle Bundesländer anschließen werden soll, bei etwa 18,8 Milliarden Euro liegen.

Entwicklung der Infrastruktur im genehmigten Kernnetzaufbau

Als Ausgangsbasis des deutschen Wasserstoffkernnetzes und der Identifikation der relevanten angeschlossenen Regionen wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern ein Szenario definiert, das auf der Wasserstoff-Marktpartnerabfrage im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 durchgeführt wurde. Die potenziellen Erzeuger und Verbraucher von Wasserstoff wurden

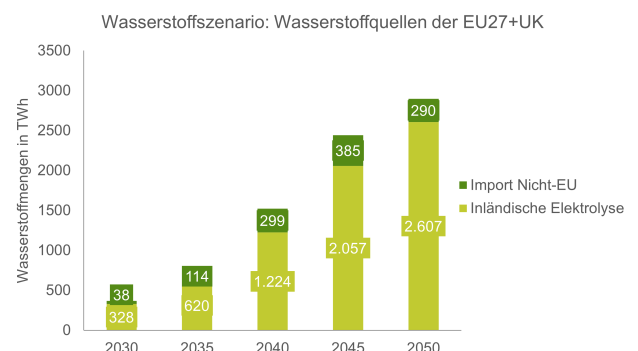
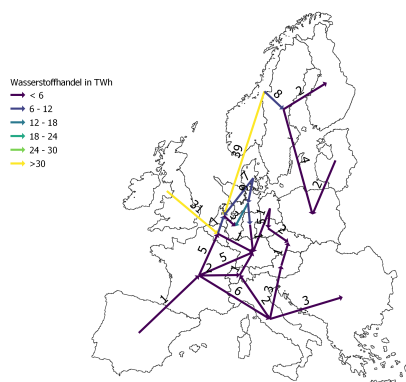
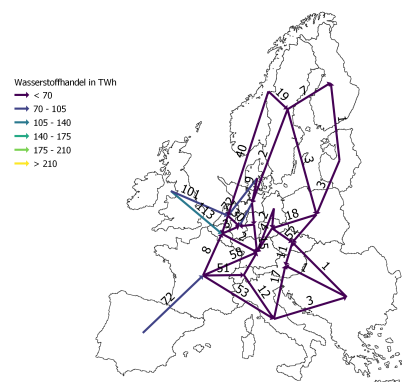


Abbildung 4.55. H₂-Bereitstellung im Wasserstoffszenario. Daten des Fraunhofer ISI.



(a) 2030



(b) 2050

Abbildung 4.56. Handelsflüsse von Wasserstoff im No-Regret-Szenario. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

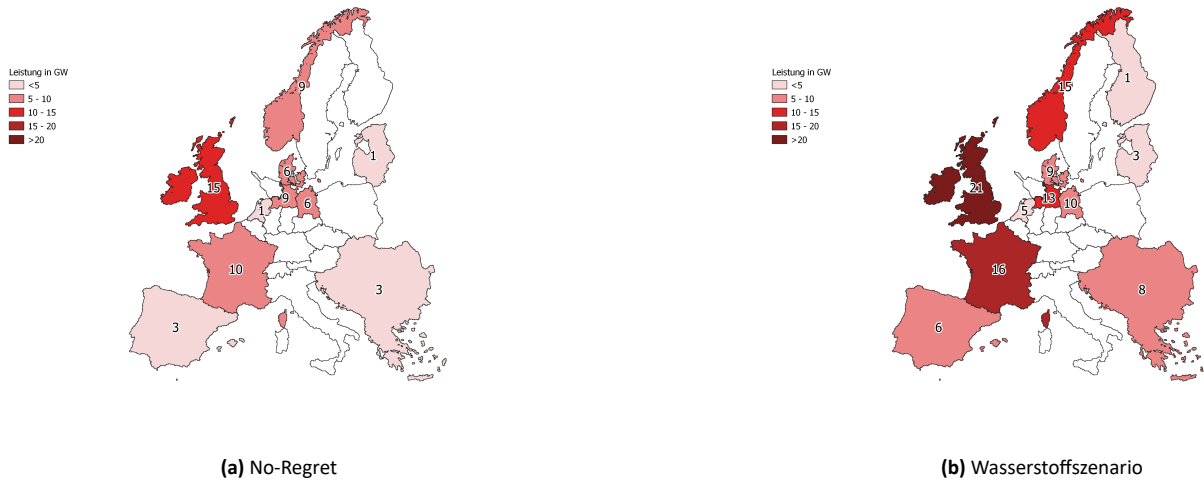


Abbildung 4.57. Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2030. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

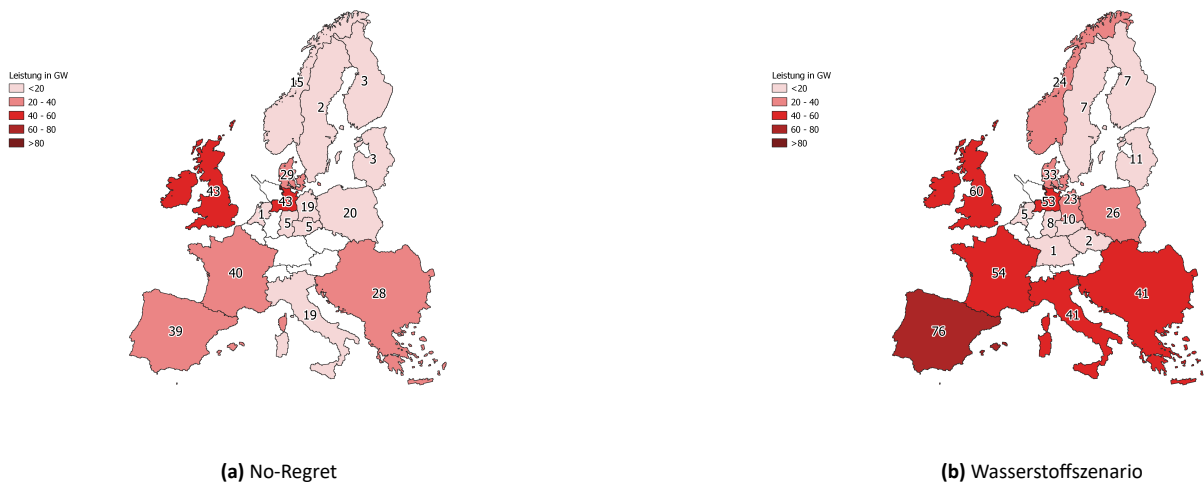


Abbildung 4.58. Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2040. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

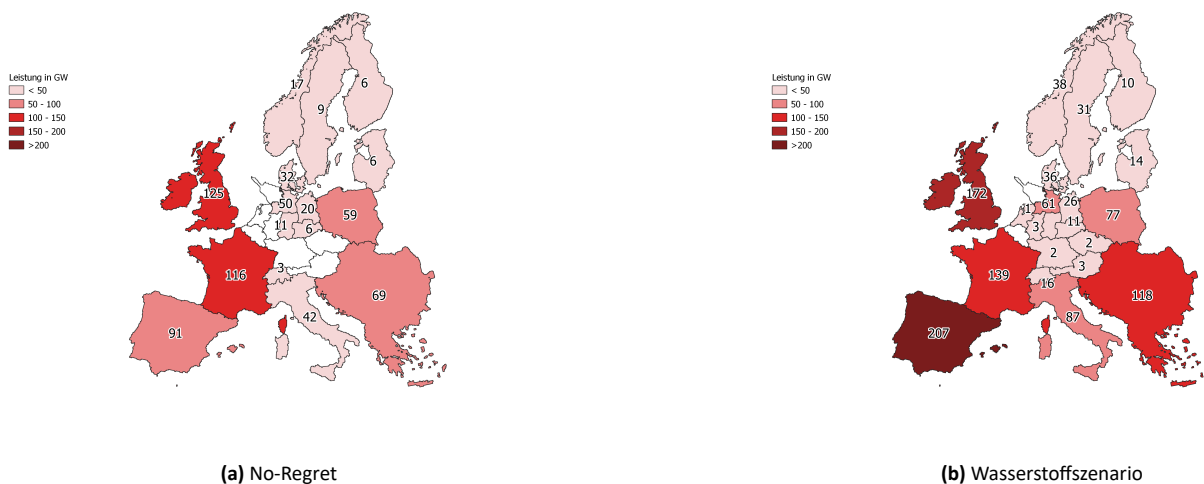


Abbildung 4.59. Installierte Wasserstofferzeugungskapazitäten der beiden Szenarien im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

abgefragt, ob und wie viel Wasserstoff sie perspektivisch aus einem Wasserstoffnetz bräuchten. Basierend auf diesen Bedarfen wurde das Wasserstoffkernnetz beantragt und genehmigt.

Transportnetz

Die Planungen für die Leitungsabschnitte, die bis Ende 2027 fertiggestellt werden sollen, haben eine Gesamtlänge von etwa 2.200 Kilometern. Im Jahr 2030 erreicht das Wasserstoffkernnetz eine Länge von etwa 6.250 Kilometern und wächst bis 2032 auf

eine Gesamtlänge von 9.040 Kilometern an (Abbildung 4.61).

Rahmendaten des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes

Das Kernnetz verbindet auf der Ausspeiseseite Bedarfe der Kraftwerke und energieintensiver Industriezweige wie die Roheisen- und Stahlherstellung, die Chemie-, Glas- und Keramikindustrie, sowie Raffinerien (Abbildung 4.62).

Auf der Angebotsseite werden Grenzübergangspunkte, Elektrolyseanlagen, sowie Häfen und Terminals als Einspeisepunkte



Abbildung 4.60. Handelsflüsse der beiden Szenarien im Jahr 2050. Darstellungen des Fraunhofer ISI.

von Wasserstoff (H_2) dargestellt (Abbildung 4.63). Auf der Angebotsseite stehen so 101 Gigawatt (GW) Einspeiseleistung in das Wasserstoffkernnetz im genehmigten Szenariorahmen zur Verfügung.

Des Weiteren sind große Vorhaben eingelossen, wie die

europäischen Important Projects of Common European Interest (IPCEI) und Projects of Common Interest (PCI). Auch die durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Reallabore und Projekte, die perspektivisch der europäischen Einbindung des Kernnetzes dienen sollen, wurden

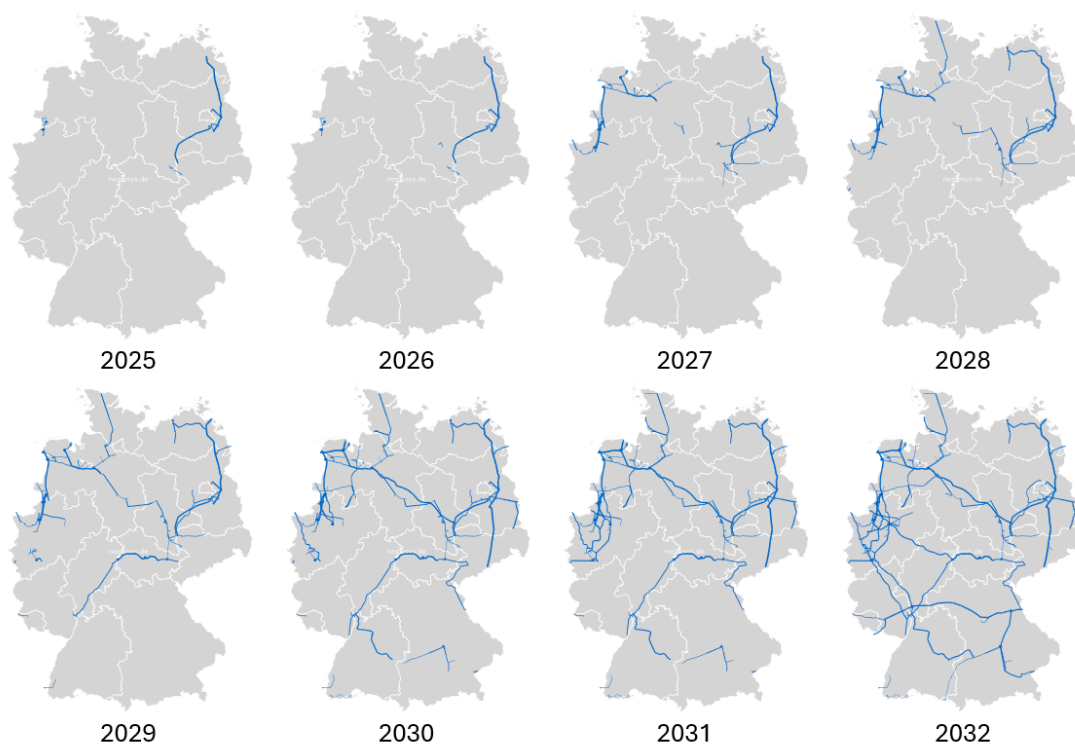


Abbildung 4.61. Geplanter jährlicher Fortschritt des Aufbaus des Wasserstoffkernnetzes. Darstellung der TU Berlin.

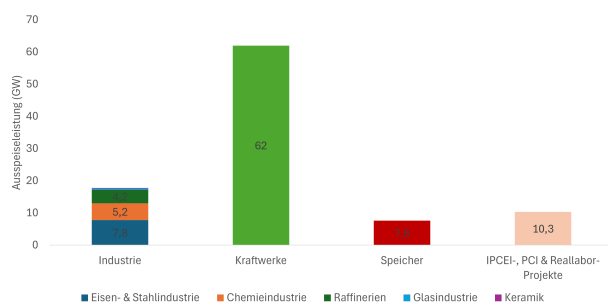


Abbildung 4.62. Ausspeiseleistung des FNB-Szenarios. Darstellung der TU Berlin.

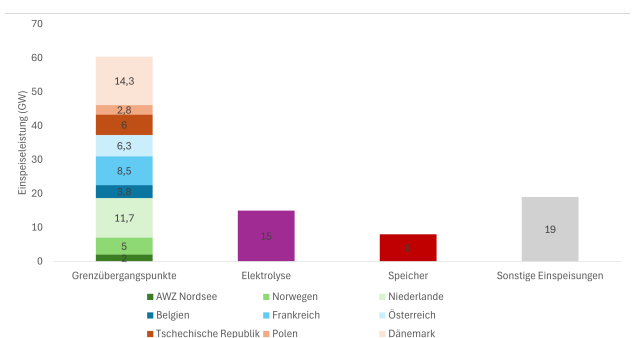


Abbildung 4.63. Einspeiseleistung des FNB-Szenarios. Darstellung der TU Berlin.

in das Szenario aufgenommen. In Summe werden im Jahr 279 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff mit einer Ausspeiseleistung von insgesamt 86,5 GW nachgefragt.

Das Wasserstoffkernnetz aus der Systemperspektive

Im Rahmen dieser Analyse wurde das Wasserstoffkernnetz in seiner genehmigten Form nicht nur mit dem Kernnetz-Szenario der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), sondern auch mit einigen TransHyDE-Szenarien (S1 bis S5) strömungsmechanisch modelliert. Um eine große Bandbreite an Angebot und Nachfrage abzudecken, wurden neben Szenariendaten aus den Jahren 2030/2032 auch Daten für das Jahr 2045 untersucht (Abbildung 4.64).

Räumliche Auflösung von Angebot und Nachfrage

In den strömungsmechanischen Simulationen sind einzelne Stunden abgebildet, daher entspricht das Angebot immer der Nachfrage (Abbildung 4.65). Die Höchstlaststunde des hier gezeigten No-Regret-Szenarios erreicht eine maximale Ausspeiseleistung von 26 GW im Jahr 2030, was etwa 30 Prozent der gesamten Ausspeiseleistung des Kernnetzzenarios entspricht. An dem

anderen Ende der zeitlichen Schiene, im Jahr 2045, erreicht das No-Regret-Szenario in der Höchstlaststunde die doppelte Ausspeiseleistung des Kernnetzzenarios.

Ergebnisse der strömungsmechanischen Validierung

Das Wasserstoffkernnetz wurde für höhere H₂-Bedarfe und -Flüsse ausgelegt. Da die Höchstlaststunde des No-Regret-Szenarios im Jahr 2030 über nur etwa 30 Prozent dieser Ausspeiseleistung verfügt, erfolgt die Validierung in diesem Netznutzungsfall bereits in physikalischen Grenzen der Flussgeschwindigkeiten und Druckniveaus. Aufgrund der geringen Netzbelastung kann der Wasserstofftransport in diesem Szenario unter der Annahme, dass Wasserstoff aus dem Ausland bei etwa 45 bar importiert wird, sogar ohne den Einsatz aktiver Verdichterstationen erfolgen.

Eine strömungsmechanische Validierung des genehmigten Wasserstoffkernnetzes mit den No-Regret-Szenariodaten ist bis zu einer Ausspeiseleistung von etwa 110 GW unter Einhaltung der physikalischen Grenzen von Druck und Geschwindigkeit im Wasserstofftransportnetz möglich – allerdings unter Einbezie-

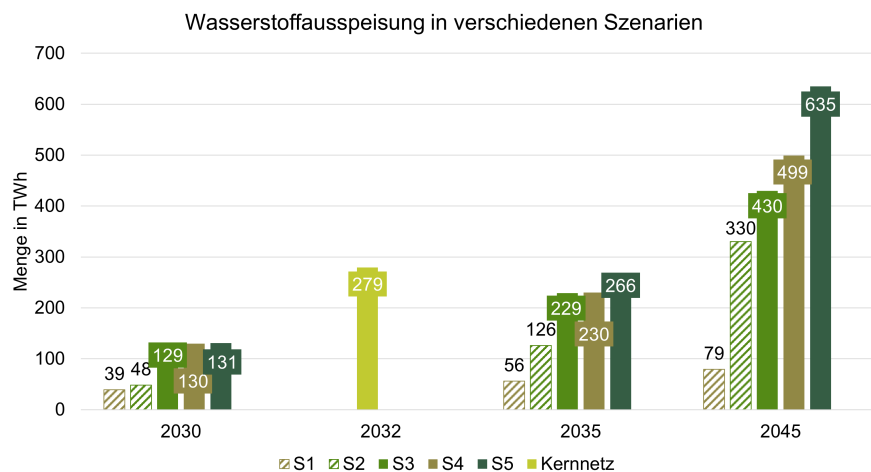


Abbildung 4.64. Übersicht über verschiedene Wasserstoffausspeisemengen in verschiedenen Szenarien. Daten der TU Berlin.

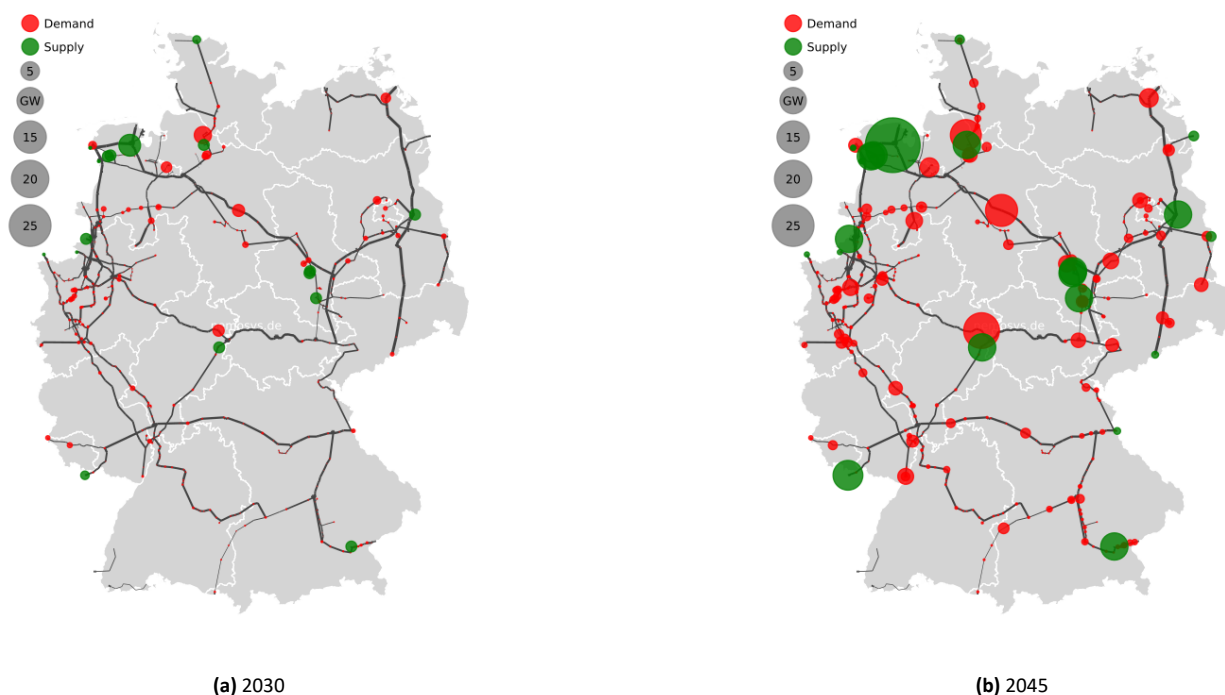


Abbildung 4.65. Vergleich von Angebot und Nachfrage der No-Regret-Szenarien 2030 und 2045. Darstellungen der TU Berlin.

hung der Verdichterstationen. Für das Jahr 2045 steigt die maximale Ausspeiseleistung in einer Dunkelflautensituation des No-Regret-Szenarios auf 171 GW. Eine Simulation und Validierung dieses Netznutzungsfalles mit dem bestehenden Wasserstoffkernnetz von 2032 zeigt, dass dabei physikalische Grenzen der Strömungsmechanik, insbesondere im Nordwesten Deutschlands, überschritten werden. Eine Einhaltung dieser Grenzen wäre jedoch durch zusätzliche Leitungskapazitäten und gezielte Netzergänzungen nach 2032 realisierbar (Abbildung 4.66, Abbildung 4.67).

Entwicklung der europäischen Wasserstoffinfrastruktur

Um sowohl die Industrie als auch Kraftwerke zuverlässig mit Wasserstoff (H_2) zu versorgen, bedarf es einer Wasserstoffinfrastruktur. Diese umfasst sowohl Importe aus außereuropäischen Ländern als auch den innereuropäischen Wasserstofftransport.

Wasserstofftransportnetz

Ein künftiges Wasserstoffpipelinesnetz stellt das Bindeglied zwischen Wasserstofferzeugung und Wasserstoffbedarfen dar. Hier wurde der Leitungsverlauf für den Neubau von Wasserstoffleitungen und die Umwidmung von bestehenden Erdgasfernleitungen zu Wasserstoff iterativ modelliert.

Die Modellierung erfolgt für jedes Stützjahr einzeln; jedoch wird die Infrastruktur des vorherigen Jahres als gegeben angenommen. Die Stützjahre stellen daher einen aufeinander aufbauenden Ausbaupfad für das Leitungsnetz bis 2050 dar.

Erdgastransportnetz

In den transformativen Jahren zwischen 2030 und 2040 werden in Europa zeitgleich zwei Gastransportinfrastrukturen benötigt. Einerseits wird der Aufbau eines Wasserstofftransportnetzes stattfinden, um Wasserstofferzeugungscluster an den europäischen Rändern mit den Nachfragzentren in Deutschland, Niederlande und Belgien zu verbinden. Andererseits wird es in Europa in den kommenden Jahren einen verstärkten Einsatz von Erdgas als Brückentechnologie geben und somit in den Jahren bis 2040 notwendig sein, ein gesamteuropäisches Erdgastransportnetz zu erhalten. Dementsprechend ist es sinnvoll, bei der Modellierung der zukünftigen Wasserstoffnetze die Entwicklung der Erdgasrestnetze auch zu betrachten (Abbildung 4.68).

Fluid-dynamische Netzsimulationen

Basierend auf den zuvor gezeigten Netzmodellierungen wurde eine strömungsmechanische Validierung des Netzes durchge-

führt. Unter Nutzung der No-Regret-Szenariodaten aus der Energiesystemmodellierung wurde dann eine fluid-dynamische Netzberechnung für einen kritischen Netzzustand (Maximallastfall) durchgeführt und die Robustheit des Netzes hinsichtlich der gestellten Versorgungsaufgabe anhand strömungsmechanischer Kenngrößen wie Druck, Fließgeschwindigkeit und Durchfluss bewertet.

Die Karten zeigen die Modellierungsergebnisse der strömungsmechanischen Auslastung für das modellierte Netz in den betrachteten Stützjahren 2030, 2040 und 2050. Die Netzberechnung wurde jeweils für den Zeitpunkt des maximalen Wasserstoffverbrauchs in Europa im betrachteten Stützjahr durchgeführt.

Wasserstoff- und Erdgastransportnetz 2030

Wasserstoff

Das hier betrachtete europäische Wasserstofftransportnetz verbindet im Jahr 2030 nur den nordwestlichen Teil Deutschlands mit Belgien und den Niederlanden (Abbildung 4.69). Es umfasst eine ungefähre Gesamtlänge von 3.180 Kilometern. Davon entfallen 3.100 Kilometer auf wiederverwendete Leitungen aus dem bestehenden Erdgasnetz und 80 Kilometer auf neu zu bauenden Pipelines. Letztere wurden hinzugefügt, um den Transport von Wasserstoff zu Spitzenlastzeiten zu garantieren.

Erdgas

Im Jahr 2030 umfasst das europäische Erdgasnetz über 180.000 Kilometer Leitungen und verbindet alle Regionen der EU27+3. Das Erdgasnetz beinhaltet zudem 177 Verdichterstationen.

Fluid-dynamische Netzsimulationen

Die beiden Abbildungen zeigen die strömungsmechanischen Netzsimulationen für das Wasserstoff- und Erdgastransportnetz für das Jahr 2030 (Abbildung 4.70). Die Simulation wurde mit Ergebnissen aus der Energiesystemmodellierung des No-Regret-Szenarios jeweils für den Zeitpunkt des maximalen Wasserstoff- bzw. Erdgasverbrauchs in Europa im Jahr 2030 durchgeführt.

Die Linienfarbe verdeutlicht den Gasfluss in den Leitungen. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Gelbfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Bereich dar, grün bis gelbe Färbungen zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Die Höchstlast beträgt für Wasserstoff im Jahr 2030 47 Giga-

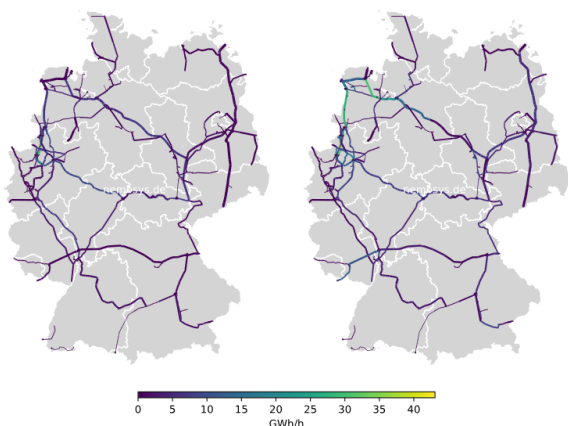


Abbildung 4.66. No-Regret-Szenario des Jahres 2030 in der strömungsmechanischen Validierung des Wasserstoffkernnetzes (Stand 2032) mit geringer (links) und hoher Ausspeisung (rechts). Darstellungen der TU Berlin.

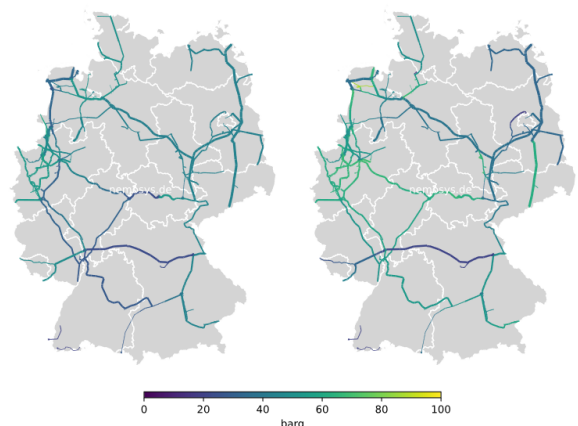


Abbildung 4.67. No-Regret-Szenario des Jahres 2045 in der strömungsmechanischen Validierung des Wasserstoffkernnetzes (Stand 2032) mit geringer (links) und hoher Ausspeisung (rechts). Darstellungen der TU Berlin.



Abbildung 4.68. Modellierungsergebnisse der europäischen Erdgasnetze für die Jahre 2030 und 2040. Darstellungen der TU Berlin E&R.

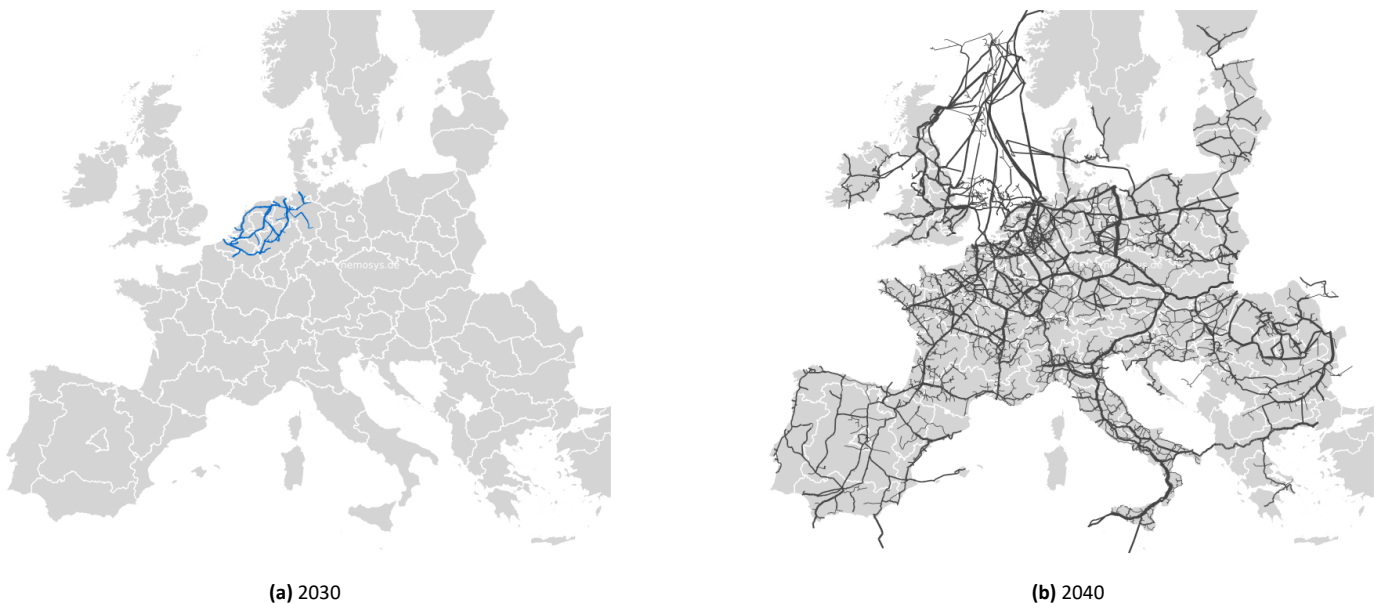


Abbildung 4.69. Gegenüberstellung von Erdgas- und Wasserstoffnetz im Jahr 2030 in Europa. Darstellungen der TU Berlin E&R.

watt (GW), wovon 90 Prozent auf Kraftwerksnachfragen entfallen. Diese Last wird zu zwei Dritteln aus Speichern gedeckt und einem Drittel aus maritimen Importen. Für Erdgas beträgt die Höchstlast im Jahr 2030 513 GW, wovon lediglich zwölf Prozent auf Kraftwerksnachfragen entfallen. Die Last wird hierbei zu 50 Prozent aus Speichern bedient.

Wasserstoff- und Erdgastransportnetz 2040

Wasserstoff

Das für das Jahr 2040 europaweit modellierte Wasserstofftransportnetz erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 38.000 Kilometern (Abbildung 4.71). Dabei besteht das Netz aus mehr als 37.500 Kilometern bestehenden Pipelines (98 Prozent). Die verbleibenden zwei Prozent des Netzes wurden aufgrund der strömungsmechanischen Anforderungen in der Höchstlaststunde neu gebaut.

Erdgas

Tendenziell findet ein Rückbau statt. Im Jahr 2040 umfasst des

europäische Erdgasnetz über 138.000 Kilometer Leitungen. Das Erdgasnetz beinhaltet zudem noch 151 Verdichterstationen.

Fluid-dynamische Netzsimulationen

Das Jahr 2040 war für die strömungsmechanische Simulation besonders herausfordernd, da in diesem Jahr Nachfragen nach Wasserstoff und Erdgas im Höchstlastfall ähnlich hoch ausfallen und so schon bedeutende Teile der Erdgasinfrastruktur umgewidmet werden müssen (Abbildung 4.72).

Die Linienfarbe verdeutlicht den Gasfluss in den Leitungen. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Gelbfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Bereich dar, grün bis gelbe Färbungen zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Die Höchstlast beträgt für Wasserstoff im Jahr 2040 307 GW, wovon 74 Prozent auf Kraftwerksnachfragen entfallen. Diese Last wird zu zwei Dritteln aus Speichern gedeckt und zu einem Drittel aus maritimen und pipelinegebundenen Importen.

Für Erdgas beträgt die Höchstlast im Jahr 2040 300 GW, wo-

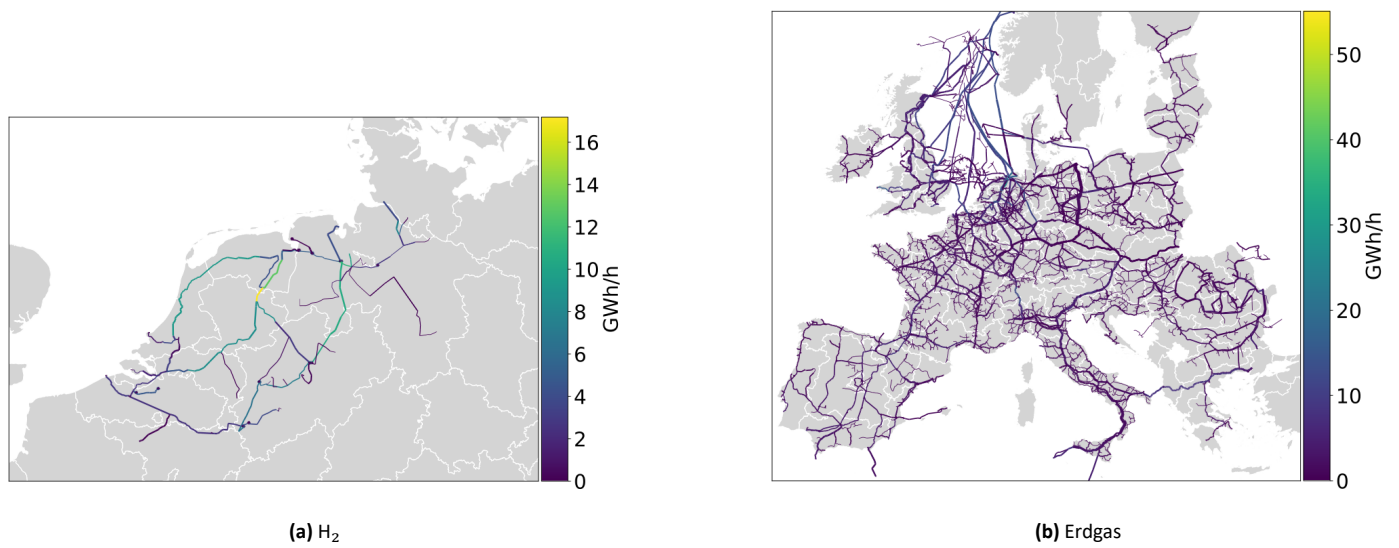


Abbildung 4.70. Gegenüberstellung von Erdgas- und Wasserstoffnetz im Jahr 2030 in Europa. Darstellungen der TU Berlin E&R.

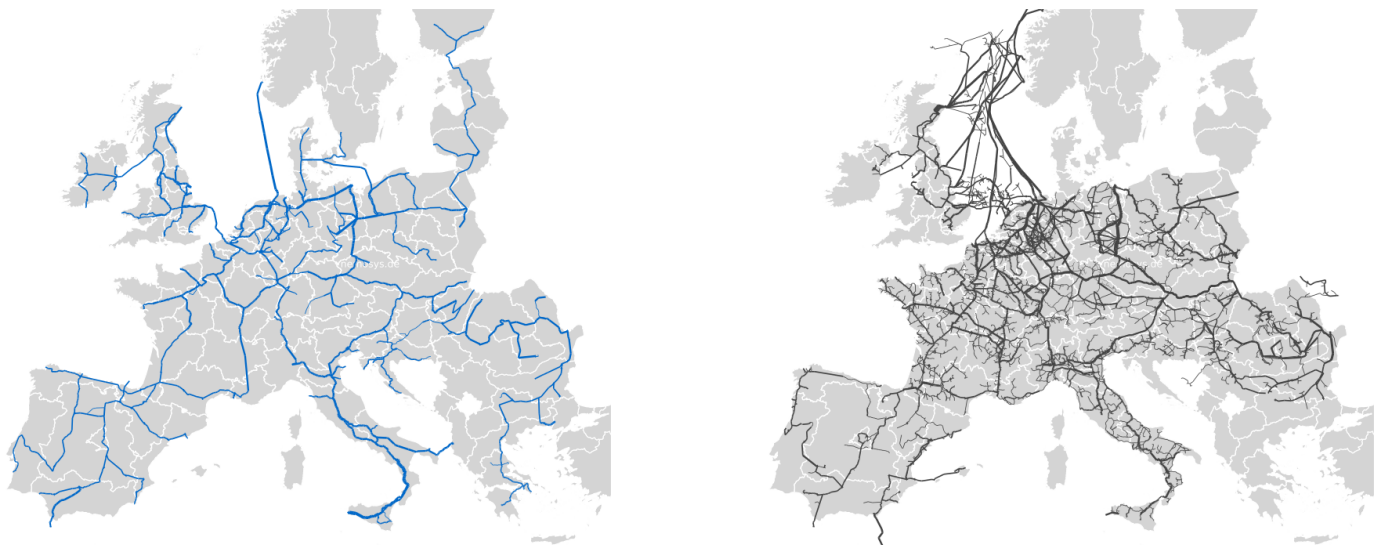


Abbildung 4.71. Gegenüberstellung von Wasserstoff- und Erdgasnetz, modelliert für das Jahr 2040. Darstellungen der TUB E&R.

von lediglich 14 Prozent auf Kraftwerksnachfragen entfallen. Die Last wird hierbei zu 92 Prozent aus Speichern bedient.

Wasserstofftransportnetz 2050

Bis 2050 wird das Wasserstofftransportnetz verzweigter (Abbildung 4.73). Die Gesamtlänge des Netzes beläuft sich nun auf 52.880 Kilometer, von denen 1.500 Kilometer neu gebaut werden. Angebot und Nachfrage an den Knotenpunkten belaufen sich insgesamt auf 622 GW belaufen.

Ein Erdgastransportnetz besteht nicht mehr.

Fluid-dynamische Netzsimulationen

Die Höchstlast beträgt für Wasserstoff im Jahr 2050 622 GW, wovon 67 Prozent auf Kraftwerksnachfragen entfallen (Abbildung 4.74). Diese Last wird zur Hälfte aus Speichern gedeckt und zu je einem Viertel aus maritimen und pipelinegebundenen Importen. Vor allem die großen Importmengen aus Südeuropa, besonders Italien, stellen eine große Herausforderung für die Leitungen dar und führten zu wesentlichen Neubauten.

Die Linienfarbe verdeutlicht den Gasfluss in den Leitungen. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Gelbfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Bereich dar, grün bis gelbe Färbungen zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme aufweisen.

Entwicklung der deutschen Wasserstoffnachfrage

Die Transformation zur Klimaneutralität erfordert tiefgreifende Veränderungen in den Nachfragesektoren. Fossile Kohlenwasserstoffe werden fortschreitend durch andere Energieträger ersetzt. Neue strombasierte Technologien, Ausschöpfung der Effizienzpotenziale sowie Fortschritte in der Materialeffizienz führen zu einem insgesamt sinkenden Endenergiebedarf Deutschlands bis 2050. Die Stromnachfrage steigt durch die Elektrifizierung vieler Anwendungen (insbesondere für Wärme und Mobilität) an.

Technologien zur Nutzung von Wasserstoff (H_2) werden in allen drei Nachfragesektoren – Industrie, Verkehr und Gebäude – für verschiedene Anwendungen und Endnutzungen diskutiert. In den meisten Anwendungen konkurriert Wasserstoff mit anderen klimaneutralen Alternativen wie der direkten Elektrifizierung oder der Nutzung biogener Energieträger. Die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff hängt von verschiedenen Faktoren ab, darunter der technologische Reifegrad wasserstoffbasierter Technologien und ihrer Wettbewerber, die Effizienz der Technologien sowie weitere Faktoren wie lokale Speicherfähigkeit, Infrastrukturbedarf und Kompatibilität mit dem bestehenden System. Diese Faktoren unterscheiden sich je nach Anwendung.

Die Nachfrage nach Wasserstoff (H_2) im No-Regret-Szenario konzentriert sich besonders auf Industrieanwendungen mit etwa 160 Terawattstunden (TWh), nur in geringem Umfang auf Mobilitätsanwendungen mit etwa 4 TWh und kaum die Bereit-

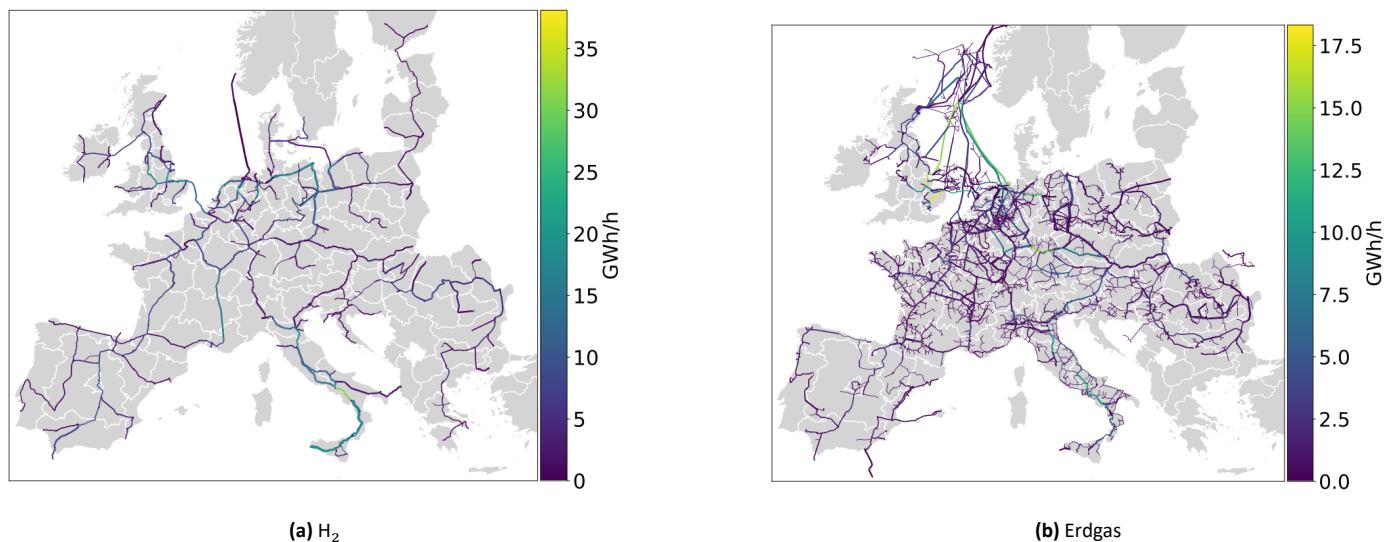


Abbildung 4.72. Strömungsmechanische Simulationsergebnisse für Wasserstoff und Erdgas für das Jahr 2040. Darstellungen der TUB E&R.

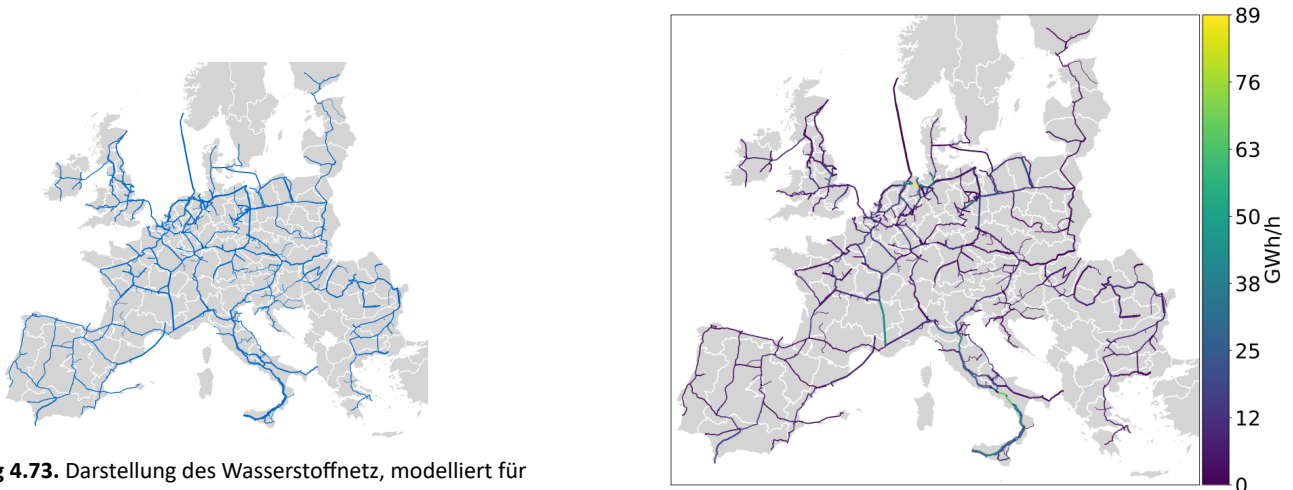


Abbildung 4.73. Darstellung des Wasserstoffnetzes, modelliert für das Jahr 2050. Darstellungen der TUB E&R.

Abbildung 4.74. Strömungsmechanische Simulationsergebnisse für Wasserstoff im Jahr 2050. Darstellung der TU Berlin E&R.

stellung von Gebäudewärme mit nur circa 2 Gigawattstunden (GWh).

Die Nachfrage nach verschiedenen Energieträgern wandelt sich mit voranschreitender Energiewende. Durch die zunehmende Elektrifizierung von Anwendungen sinkt der Gesamtenergiebedarf Deutschlands. Fossile Kohlenwasserstoffe werden fort-schreitend durch andere Energieträger ersetzt. Die potenziellen Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff in den Nachfragesektoren lassen sich in zwei Hauptanwendungsbereiche unterteilen: Anwendungen, in denen Wasserstoff aufgrund seiner chemischen Eigenschaften als Rohstoff benötigt wird, und Anwendungen, in denen Wasserstoff als Energieträger eingesetzt werden könnte. Dies kann mit technischen Vorteilen einhergehen, aber mit anderen Energieträgern wie der direkten Elektrifizierung oder der Nutzung von Biomasse konkurrieren.

Energie- und H₂-Bedarf im No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario werden vor allem Branchen ohne alternative Dekarbonisierungsoptionen, insbesondere die Chemie- und Rohstahlherstellung sowie der nationale Flugverkehr, mit Wasserstoff versorgt (Abbildung 4.75). Darüber hinaus steht Wasserstoff für Industrieöfen mit hoher Temperatur zur Verfügung. Die Wertschöpfungsketten von Produkten der Grundstoffchemie verlagern sich in diesem Szenario teilweise ins Ausland, so dass Produkte wie Ammoniak, Methanol und hochwertige Chemikalien (HVC: high-value chemicals) zum Teil importiert werden und zu einem Bedarf an importierten synthetischen Kraftstoffen von 216 Terawattstunden (TWh) führen. Dies resultiert in einem H₂-Bedarf von 176 TWh in Deutschland im Jahr 2050.

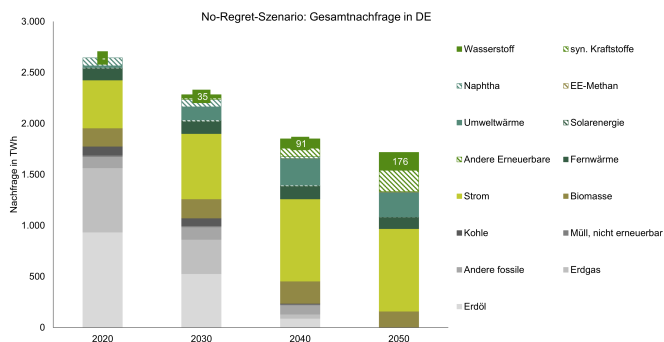


Abbildung 4.75. Gesamtenergienachfrage in Deutschland im No-Regret-Szenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.

Energie- und H₂-Bedarf im Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario fällt der deutsche Wasserstoffbedarf aufgrund des breiten Anwendungsfeldes mit 571 TWh im Jahr 2050 deutlich höher aus (Abbildung 4.76). Im Industriesektor steht Wasserstoff für die breite Anwendung in Industrieöfen sowie auch teilweise für die Dampferzeugung zur Verfügung. Im Verkehrssektor steht Wasserstoff auch für Langstrecken-LKW zur Verfügung, wo der Wettbewerb zwischen Elektrifizierungsoptionen und Wasserstoffantrieben derzeit noch unklar ist. Die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen sinkt durch den geringeren Import im Industriesektor im Vergleich zum No-Regret-Szenario auf 157 TWh. Darüber hinaus steht im Gebäudesektor Wasserstoff für die Wärmeversorgung zur Verfügung, was teils eine Verfügbarkeit von Verteilnetzen voraussetzt.

Wasserstoff in der Industrie

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario beträgt die Wasserstoffnachfrage durch

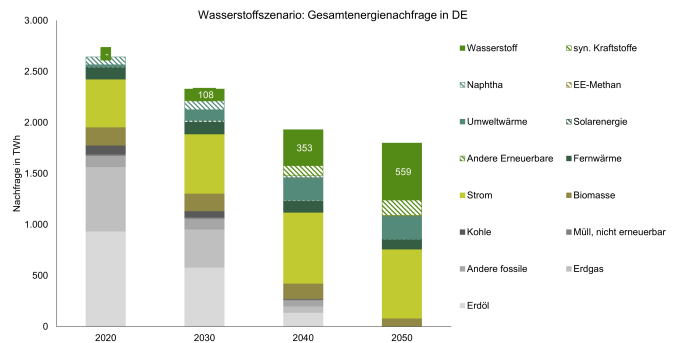


Abbildung 4.76. Gesamtenergienachfrage in Deutschland im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.

die Industrie 171 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 4.77). Wasserstoff wird zur Produktion von Stahl, Ethylen (und anderen Olefinen), Methanol und Ammoniak, sowie in ausgewählten Anwendungen in der Industrie verwendet, bei denen die Elektrifizierung aufgrund hoher Temperaturen und Energiedichten schwierig ist. Teilweise werden energieintensive Zwischenprodukte (Eisenschwamm, Ammoniak) importiert.

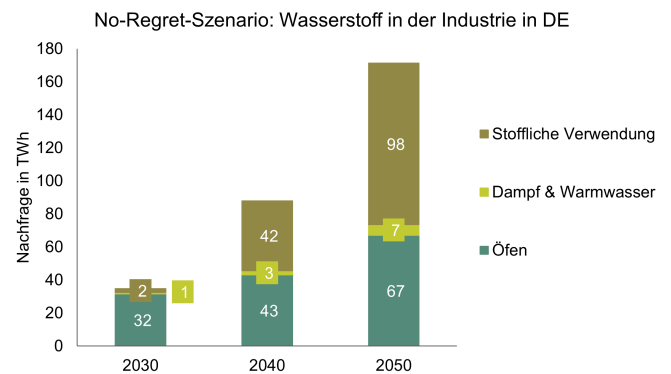


Abbildung 4.77. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Industrie in DE. Daten des Fraunhofer ISI.

Besonders herausfordernd für die direkte Elektrifizierung ist die Bereitstellung von Prozesswärme mit hohen Temperaturen und hoher Energiedichte, die derzeit weiterhin eine Weiterentwicklung, Demonstration und Skalierung der Technologien erfordert. Wasserstoff könnte hier Vorteile bieten, benötigt jedoch ebenfalls weitere technologische Entwicklungen. Insgesamt variiert die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff oder direkter Elektrifizierung zur Bereitstellung von Hochtemperaturprozesswärme in Öfen je nach den spezifischen technischen Parametern und betrieblichen Anforderungen der verschiedenen Prozesse und Sektoren.

Die Eisen- und Stahlindustrie durchläuft einen transformierenden Wandel hin zur wasserstoffbasierten Direktreduktion von Eisenerz (H₂-DRI). H₂-DRI wird die Hochofenroute zur Erzeugung von Primärstahl aufgrund des Wettbewerbs mit Importen von Eisenschwamm, vollständig in diesem Szenario ersetzen.

Die Ethylenproduktion wird teilweise auf den Import von klimaneutralem Methanol umgestellt werden, in der Methanol-to-Olefins-Route (MTO). Das Methanol wird auf Basis von grünem Wasserstoff hergestellt. Teilweise wird in diesem Szenario importiertes klimaneutrales Naphtha in elektrischen Steamcrackern verwendet. Ammoniak wird teilweise aus grünem Wasserstoff im Jahr 2050 hergestellt, was die Erdgasreformierung und damit die Produktion grauen Wasserstoffs ersetzt, teilweise importiert. Importiertes Ammoniak dient dabei größtenteils als Wasserstoffträger.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird Wasserstoff auch zur Versorgung anderer Bereiche der Prozesswärme im mittleren und niedrigen Temperaturbereich eingesetzt, die im No-Regret-Szenario elektrifiziert sind, wie beispielsweise die Erzeugung von Dampf (Abbildung 4.78).

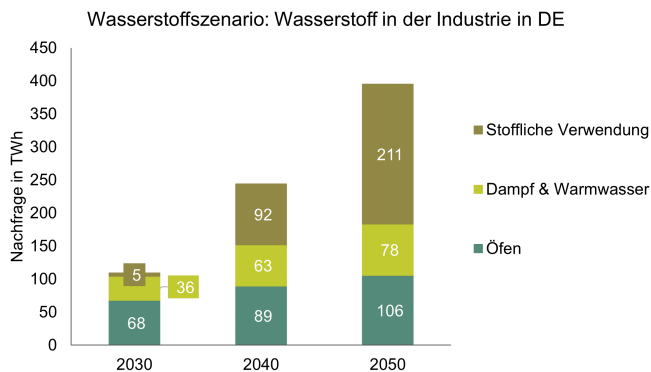


Abbildung 4.78. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Industrie in DE.

Direkte Elektrifizierung und Wärmepumpen spielen weiterhin eine große Rolle. Produkte der Grundstoffchemie (Ammoniak, Methanol, Ethylen) und Eisenschwamm für die Stahlherstellung werden nicht importiert und resultieren in einem höheren Wasserstoffbedarf von bis zu 395 TWh im Jahr 2050.

Wasserstoff in Gebäuden

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario steht Wasserstoff für den Gebäudesektor nur in vernachlässigbarer Höhe zur Verfügung (Abbildung 4.79). Wärmepumpen decken bis zu 75 Prozent des gesamten Heizbedarfs (Raumwärme und Warmwasser) in Einfamilienhäusern; in Mehrfamilienhäusern und in Nichtwohngebäuden zwischen 47 Prozent und 55 Prozent bis 2050. Die Bedeutung der Fernwärme bleibt in Nichtwohngebäuden über die Szenarien hinweg relativ robust, ungefähr 8 Prozent des Heizbedarfs werden in allen Szenarien durch Fernwärme gedeckt. Dieser Anteil liegt bei Einfamilienhäusern bei 17 Prozent und bei Mehrfamilienhäusern bei 23 Prozent.

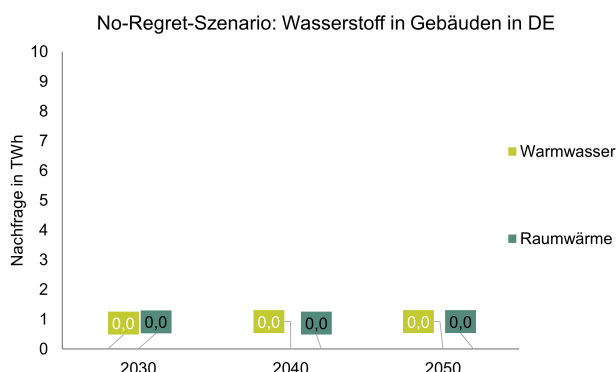


Abbildung 4.79. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in Gebäuden in DE.

Biomasse ist ebenfalls ein wichtiger konkurrierender Energieträger mit einem Anteil von etwa 19 Prozent für die Beheizung von Mehrfamilienhäusern und 16 Prozent für die Beheizung von Gebäuden des Dienstleistungssektors. In Nichtwohngebäuden erweist sich Biogas auch als ein wichtiger Energieträger. Wenn

der Biogasbedarf zur Biomasse hinzugerechnet wird, steigt der Anteil in diesem Gebäudesegment auf etwa 45 Prozent.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird Wasserstoff zusätzlich zur Beheizung von Gebäuden in Höhe von etwa 100 TWh eingesetzt (Abbildung 4.80). Obwohl elektrische Wärmepumpen weiterhin den größten Teil des Heizbestands dominieren, spielen wasserstoffbetriebene Heizungssysteme in einigen Segmenten ebenfalls eine gewisse Rolle. Es wird angenommen, dass das heutige Gasverteilungsnetz ab etwa 2035 angepasst und für Wasserstoff genutzt wird. In 2050 deckt Wasserstoff 28 Prozent des gesamten Heizbedarfs in Mehrfamilienhäusern, wobei dieses Gebäudesegment die größte Bandbreite zwischen den Szenarien hinsichtlich des Anteils von Wärmepumpen zeigt. Dies zeigt, dass die Verfügbarkeit von Wasserstoff ab 2030 vor allem mit dem weiteren Ausbau von Wärmepumpen in diesem Gebäudesegment konkurriert. Auch in Nichtwohngebäuden deckt Wasserstoff 25 Prozent des gesamten Raumwärmebedarfs.

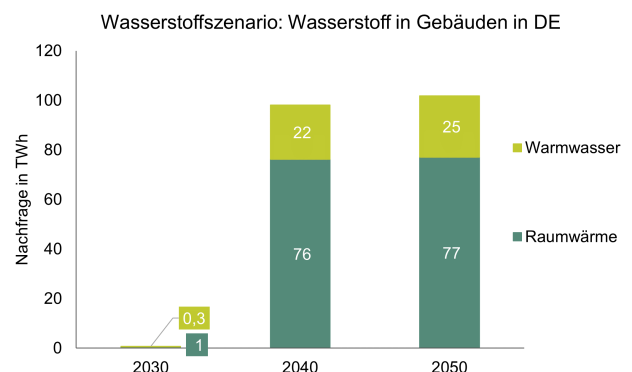


Abbildung 4.80. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in Gebäuden in DE.

Der Anteil der Fernwärme an der Heizung liegt bei Einfamilienhäusern bei 12 Prozent und bei Mehrfamilienhäusern bei 13 Prozent. Der Biomasseanteil in Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden liegt aufgrund der Konkurrenz mit Wasserstoff zwischen 13 Prozent und 16 Prozent.

Wasserstoff in Gebäuden

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario werden vier TWh Wasserstoff für den inländischen Flugverkehr genutzt, sowie geringe Anteile durch Langstrecken-LKW (Abbildung 4.81). Synthetische Kraftstoffe werden großflächig für Flugzeuge und Schiffe im Verkehrssektor eingesetzt, da ein direkter Einsatz von Wasserstoff in diesen Anwendungen aufgrund der niedrigeren Energiedichte schwieriger ist. Der straßengebundene Güterverkehr wird durch Batterie- und Oberleitungstechnologien elektrifiziert.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario geht man davon aus, dass zusätzlich ein hoher Anteil des Güterverkehrs über lange Strecken auf Wasserstoff als Energieträger umgestellt wird und damit der Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor in der Höhe von 74 TWh ist. Diese Unsicherheit hängt von der Preisstruktur und der auszubauenden Infrastruktur ab. Weiterhin wird ein größerer Anteil von Wasserstoff für Schiffsverkehr und Kurzstreckenflüge genutzt (Abbildung 4.82). Für Personenkraftwagen bleibt der Wasserstoffantrieb jedoch ein Nischenmarkt und elektrische Personenkraftwagen dominieren die Fahrzeugflotte.

Modellierungsergebnis als Nachfragekarte 2050

Im Jahr 2050 stehen circa 176 TWh Wasserstoffnachfrage im No-Regret-Szenario etwa 571 TWh im Wasserstoffszenario gegenüber. Ein Vergleich der Wasserstoffnachfrage über verschiedene Gebiete zeigt, dass die Industriestandorte der Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage in Deutschland sind (Abbildung 4.83).

No-Regret-Szenario

Die etwa 20 Standorte der Grundstoffindustrie, wie beispielsweise der Rohstahlherstellung oder der chemischen Industrie, haben im No-Regret-Szenario den höchsten Wasserstoffbedarf und machen etwa 70 Prozent der gesamten H_2 -Nachfrage aus.

Wasserstoffszenario

Auch im Wasserstoffszenario sind Industriestandorte ein Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage, etwa über die Prozesswärmeerzeugung. Aufgrund ihrer großen Produktionsmengen entfällt selbst in diesem Szenario noch etwa die Hälfte der gesamten Wasserstoffnachfrage auf diese Regionen.

Zusätzlich wird durch die Sektoren Gebäude und Verkehr Wasserstoff in allen betrachteten Regionen nachgefragt, vor allem in Städten mit hoher Bevölkerungsdichte, vorhandener Infrastruktur (Gasnetz) und damit einhergehenden Heizwärmebedarf, sowie durch Tankstellen für Wasserstoff-LKW.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die regionalen Stadtwerke treiben ihre Wärmewende voran und stehen vor weitreichenden Investitionsentscheidungen im Kontext der Sektorenkopplung (Abbildung 4.84). Derzeit geschieht dies meist über erdgasbetriebenen Gasturbinen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die sowohl Fernwärme als auch Strom für die Stadt bereitstellen. Betreiber stehen nun vor der Frage, ob das Kraftwerk eine Umrüstung, einen sogenannten Retrofit, auf Wasserstoff als Brennstoff durchlaufen wird.

Da KWK-Anlagen eine Doppelrolle als Wärme- und Stromerzeuger einnehmen, hat die Wahl der Technologie direkte Auswirkungen auf die gesamte Energieversorgung der Stadt. Die Umstellung auf Wasserstoff verändert nicht nur den Betrieb des Kraftwerks für die Wärme, sondern hat auch Auswirkungen auf die Stromerzeugung und die Effizienz der Wärmeversorgung.

Für eine fundierte Entscheidung müssen insbesondere die technischen Herausforderungen einer Umrüstung auf Wasserstoff genau betrachtet werden.

Vier zentrale Bereiche im Kraftwerk sind dabei besonders betroffen.

1. **Brennstoffzulieferungssystem:** Das Gas kommt mit höherem Druck aus der Pipeline und wird auf den Druck des Kraftwerks reduziert. Zusätzlich gibt es verschiedene Si-

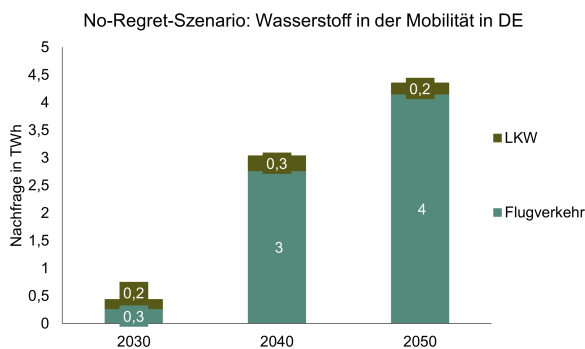


Abbildung 4.81. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Mobilität in DE.

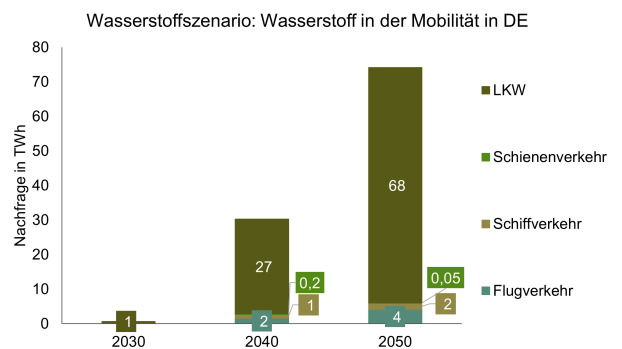
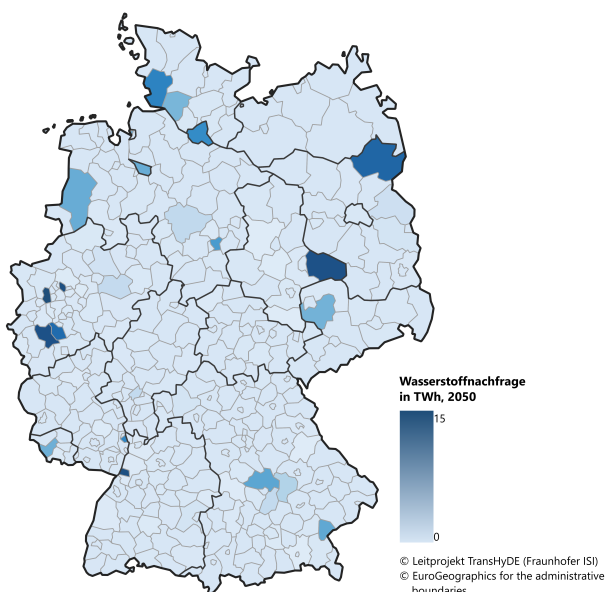
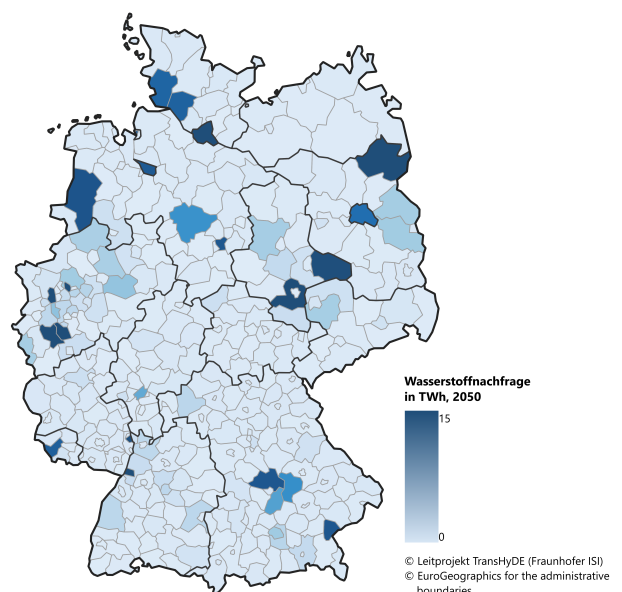


Abbildung 4.82. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Mobilität in DE.



(a) No-Regret-Szenario



(b) Wasserstoffszenario

Abbildung 4.83. Wasserstoffnachfrage in TWh 2050 in Deutschland.

cherheitsventile und Gasvorwärmer sowie Filter, um das Gas für die Verbrennung in der Turbine vorzubereiten.

2. **Gasturbinensystem:** Hier findet die Verbrennung statt.
3. **Wärmerückgewinnungssystem:** Entstehende Wärme wird abgeführt und nutzbar gemacht mithilfe eines Abhitzekekessels und Dampfturbinen mit verschiedenen Druckstufen, um das Abgas optimal auszunutzen.
4. **Rauchgasreinigung:** Reinigung des Abgases durch Entfernen von Stickoxiden, Staub und Schwefel, bevor es an die Umwelt abgegeben wird.

Die Entwicklung wasserstofffähiger Gasturbinen ist bereits ein Fokus der Hersteller, doch auch Anpassungen an Rohrleitungen, Armaturen und der gesamten Prozessführung spielen eine entscheidende Rolle. Zudem beeinflusst die veränderte Abgaszusammensetzung sowohl die Wärmerückgewinnung als auch die Rauchgasreinigung, insbesondere durch mehr Wasserdampf in dem Abgas.

Durch die enge Verzahnung von Strom-, Wärme- und Gasinfrastruktur ist diese Entscheidung nicht nur eine Frage der Wärmeversorgung, sondern ein zentraler Bestandteil der Sektorenkopplung. Stadtwerke müssen daher technische, wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen berücksichtigen, um eine zukunftssichere Lösung für ihre Energieversorgung und ihre Kund:innen zu finden.

Entwicklung der europäischen Wasserstoffnachfrage

Die Transformation zur Klimaneutralität erfordert tiefgreifende Veränderungen in den Nachfragesektoren. Fossile Kohlenwasserstoffe werden fortschreitend durch andere Energieträger ersetzt.

Neue strombasierte Technologien, Ausschöpfung der Effizienzpotenziale sowie Fortschritte in der Materialeffizienz führen zu einem insgesamt sinkenden Endenergiebedarf Europas bis 2050. Die Stromnachfrage steigt durch die Elektrifizierung vieler Anwendungen (insbesondere für Wärme und Mobilität) an.

Technologien zur Nutzung von Wasserstoff (H_2) werden in allen drei Nachfragesektoren – Industrie, Verkehr und Gebäude – für verschiedene Anwendungen und Endnutzungen diskutiert. In den meisten Anwendungen konkurriert Wasserstoff mit anderen klimaneutralen Alternativen wie der direkten Elektrifizierung oder der Nutzung biogener Energieträger. Die Wettbewerbsfähigkeit von Wasserstoff hängt von verschiedenen Faktoren ab, darunter der technologische Reifegrad wasserstoffbasierter Technologien und ihrer Wettbewerber, die Effizienz der Technologien sowie weitere Faktoren wie lokale Speicherkapazität, Infrastrukturbedarf und Kompatibilität mit dem bestehenden System. Diese Faktoren unterscheiden sich je nach Anwendung.

Die Nachfrage nach Wasserstoff (H_2) im No-Regret-Szenario konzentriert sich besonders auf Industrieanwendungen mit etwa 666 Terawattstunden (TWh), nur in geringem Umfang auf Mobilitätsanwendungen mit etwa 65 TWh und kaum die Bereitstellung von Gebäudewärme mit nur circa 83 Gigawattstunden (GWh).

Die Nachfrage nach verschiedenen Energieträgern wandelt sich mit voranschreitender Energiewende. Durch die zunehmende Elektrifizierung von Anwendungen sinkt der Gesamtenergiebedarf Europas. Fossile Kohlenwasserstoffe werden fortschreitend durch andere Energieträger ersetzt.

Energie- und H_2 -Bedarf im No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario werden vor allem Branchen ohne alternative Dekarbonisierungsoptionen, insbesondere die Chemie-

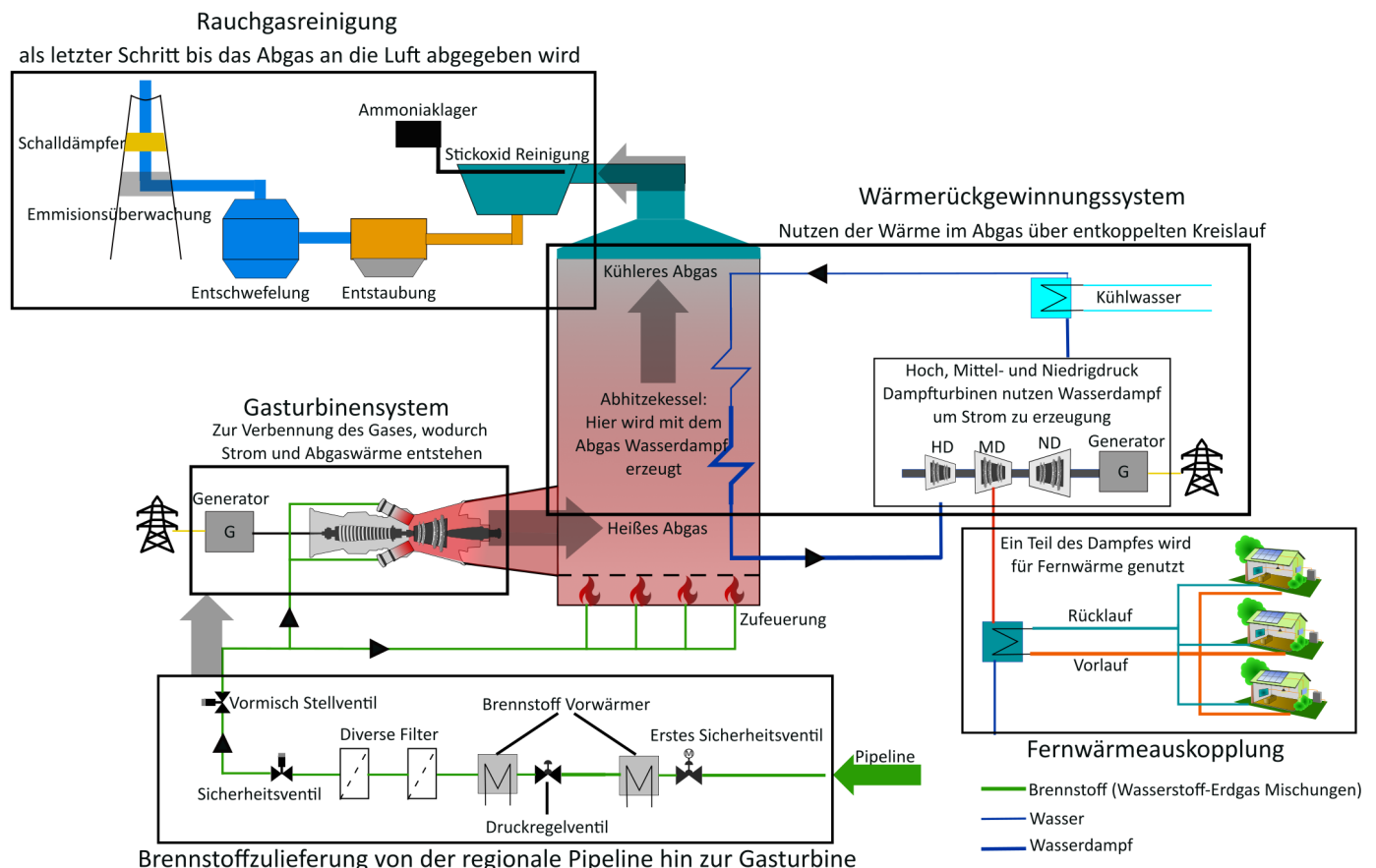


Abbildung 4.84. Typischer Aufbau eines Kraftwerkes mit einer Gasturbine, welche auch zur Erzeugung von Fernwärme dient. Unterteilt in verschiedene Bereiche: Brennstoffzufuhr, Gasturbine, Wärmerückgewinnung, Rauchgasreinigung und Fernwärmeauskopplung. Darstellung der Hochschule Bonn-Rhein-Sieg.

und Rohstahlherstellung sowie der nationale Flugverkehr, mit Wasserstoff versorgt. Darüber hinaus steht Wasserstoff für Industrieöfen mit hoher Temperatur zur Verfügung. Die Wertschöpfungsketten von Produkten der Grundstoffchemie verlagern sich in diesem Szenario teilweise ins Ausland, so dass Produkte wie Ammoniak, Methanol und hochwertige Chemikalien (HVC: high-value chemicals) zum Teil importiert werden und zu einem Bedarf an importierten synthetischen Kraftstoffen von 1.266 Terawattstunden (TWh) führen. Dies resultiert in einem H₂-Bedarf von 731 TWh in Europa im Jahr 2050 (Abbildung 4.85).

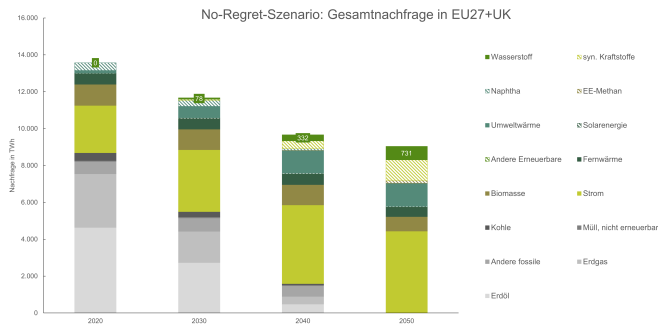


Abbildung 4.85. Gesamtenergienachfrage in Europa im No-Regret-Szenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.

Energie- und H₂-Bedarf im Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario fällt der europäische Wasserstoffbedarf aufgrund des breiten Anwendungsfeldes mit 2.717 TWh im Jahr 2050 deutlich höher aus (Abbildung 4.86). Im Industriesektor steht Wasserstoff für die breite Anwendung in Industrieöfen sowie auch teilweise für die Dampferzeugung zur Verfügung. Im Verkehrssektor steht Wasserstoff auch für Langstrecken-LKW zur Verfügung, wo der Wettbewerb zwischen Elektrifizierungsoptionen und Wasserstoffantrieben derzeit noch unklar ist. Die Nachfrage nach synthetischen Kraftstoffen sinkt durch den geringeren Import im Industriesektor im Vergleich zum No-Regret-Szenario auf 836 TWh. Darüber hinaus steht im Gebäudesektor Wasserstoff für die Wärmeversorgung zur Verfügung, was teils eine Verfügbarkeit von Verteilnetzen voraussetzt.

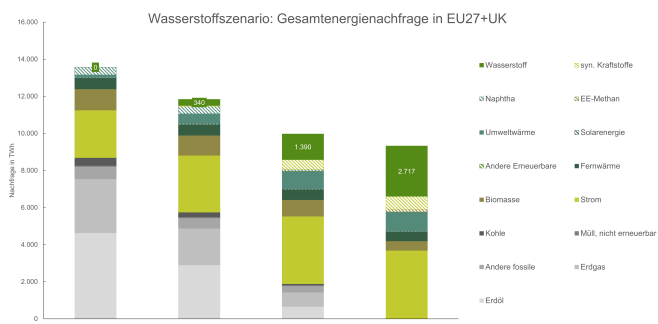


Abbildung 4.86. Gesamtenergienachfrage in Europa im Wasserstoffszenario über die Zeit. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoff in der Industrie

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario beträgt die Wasserstoffnachfrage durch die Industrie 666 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 4.87). Wasserstoff wird zur Produktion von Stahl, Ethylen (und anderen Olefinen), Methanol und Ammoniak, sowie in ausgewählten Anwendungen in der Industrie verwendet, bei denen die Elektrifizierung aufgrund hoher Temperaturen und Energiedichten schwierig ist. Teilweise werden energieintensive Zwischenprodukte (Eisenschwamm, Ammoniak) importiert.

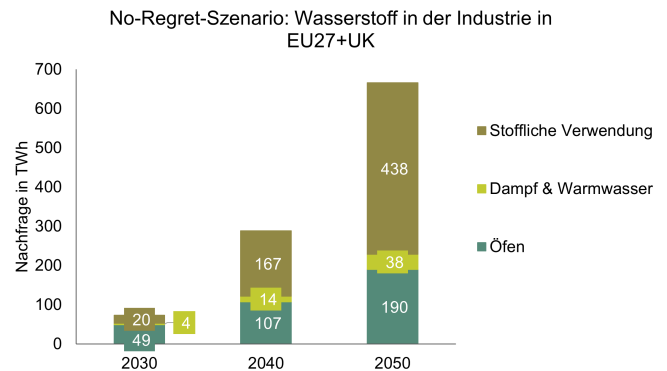


Abbildung 4.87. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Industrie in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird Wasserstoff auch zur Versorgung anderer Bereiche der Prozesswärme im mittleren und niedrigen Temperaturbereich eingesetzt, die im No-Regret-Szenario elektrifiziert sind, wie beispielsweise die Dampferzeugung (Abbildung 4.88). Direkte Elektrifizierung und Wärmepumpen spielen weiterhin eine große Rolle. Produkte der Grundstoffchemie (Ammoniak, Methanol, Ethylen) und Eisenschwamm für die Stahlherstellung werden nicht importiert und resultieren in einem höheren Wasserstoffbedarf von bis zu 1.758 TWh im Jahr 2050.

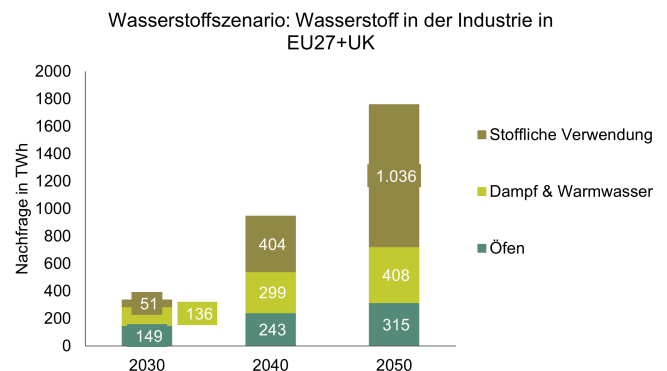


Abbildung 4.88. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Industrie in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoff in Gebäuden

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario steht Wasserstoff für den Gebäudesektor kaum zur Verfügung (Abbildung 4.89). Wärmepumpen decken bis zu 75 Prozent des gesamten Heizbedarfs (Raumwärme und Warmwasser) in Einfamilienhäusern; in Mehrfamilienhäusern und in Nichtwohngebäuden etwa 50 Prozent bis 2050. Die Bedeutung der Fernwärme bleibt in Nichtwohngebäuden über

die Szenarien hinweg relativ robust, ungefähr 15 bis 18 Prozent des Heizbedarfs werden in allen Szenarien durch Fernwärme gedeckt. Dieser Anteil liegt bei Einfamilienhäusern in allen Szenarien bei etwa 10 Prozent.

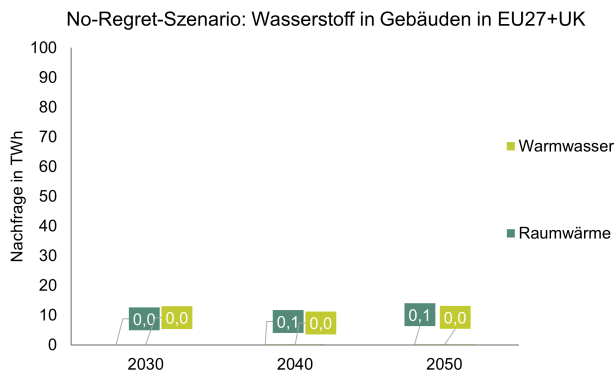


Abbildung 4.89. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in Gebäuden in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Biomasse ist der zweitwichtigste konkurrierende Energieträger mit einem Anteil von etwa 25 Prozent für die Beheizung von Mehrfamilienhäusern und 15 Prozent für die Beheizung von Gebäuden des Dienstleistungssektors. Zusammen mit Biogas deckt die Biomasse auch in Nichtwohngebäuden etwa 25 Prozent des Heizbedarfs ab.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird Wasserstoff zusätzlich zur Beheizung von Gebäuden in Höhe von etwa 500 TWh eingesetzt (Abbildung 4.90). Obwohl elektrische Wärmepumpen weiterhin den größten Teil des Heizbestands dominieren, spielen wasserstoffbetriebene Heizungssysteme in einigen Segmenten ebenfalls eine gewisse Rolle. Es wird angenommen, dass das heutige Gasverteilungsnetz ab etwa 2035 angepasst und für Wasserstoff genutzt wird. In 2050 deckt Wasserstoff 33 Prozent des gesamten Heizbedarfs in Mehrfamilienhäusern. Dieser Gebäudetyp zeigt jedoch auch die größte Varianz beim Einsatz von Wärmepumpen. Der Biomasseanteil in Mehrfamilienhäusern und Nichtwohngebäuden liegt zwischen 12 Prozent und 16 Prozent.

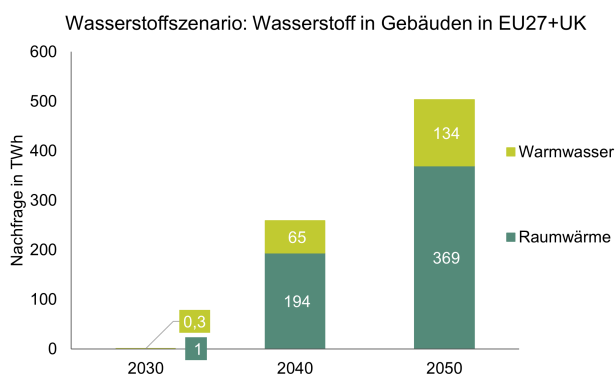


Abbildung 4.90. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in Gebäuden in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoff in der Mobilität

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario werden 65 TWh Wasserstoff für den inländischen Flugverkehr genutzt, sowie geringe Anteile durch

Langstrecken-LKW (Abbildung 4.91). Synthetische Kraftstoffe werden großflächig für Flugzeuge und Schiffe im Verkehrssektor eingesetzt, da ein direkter Einsatz von Wasserstoff in diesen Anwendungen aufgrund der niedrigeren Energiedichte schwieriger ist. Der straßengebundene Güterverkehr wird durch Batterie- und Oberleitungstechnologien elektrifiziert.

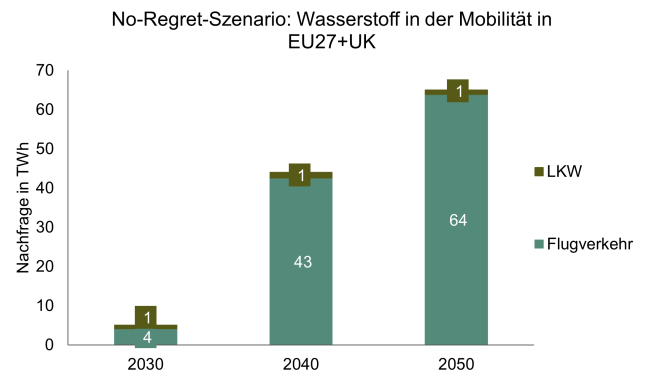


Abbildung 4.91. No-Regret-Szenario: Wasserstoff in der Mobilität in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

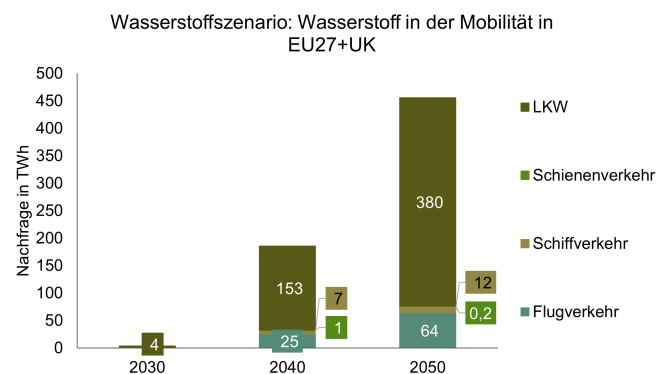


Abbildung 4.92. Wasserstoffszenario: Wasserstoff in der Mobilität in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Wasserstoffszenario

Im Wasserstoffszenario wird davon ausgegangen, dass zusätzlich ein hoher Anteil des Güterverkehrs über lange Strecken auf Wasserstoff als Energieträger umgestellt wird und damit der Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage im Verkehrssektor in der Höhe von 456 TWh ist (Abbildung 4.92). Diese Unsicherheit hängt von der Preisstruktur und der auszubauenden Infrastruktur ab. Weiterhin wird ein größerer Anteil von Wasserstoff für Schiffsverkehr und Kurzstreckenflüge genutzt. Für Personenkraftwagen bleibt der Wasserstoffantrieb jedoch ein Nischenmarkt und elektrische Personenkraftwagen dominieren die Fahrzeugflotte.

Modellierungsergebnis als Nachfragekarte 2050

Im Jahr 2050 stehen circa 731 TWh Wasserstoffnachfrage im No-Regret-Szenario etwa 2.717 TWh im Wasserstoffszenario gegenüber. Ein Vergleich der Wasserstoffnachfrage über verschiedene Gebiete zeigt, dass die Industriestandorte der Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage in Deutschland sind.

No-Regret-Szenario

Im No-Regret-Szenario haben Standorte der Chemie- und Stahlindustrie einen signifikant höheren Wasserstoffbedarf bis 2050 als die übrigen Regionen. Insgesamt entsteht so ein Bedarf von etwa zehn TWh (Abbildung 4.93).

Wasserstoffszenario

Auch im Wasserstoffszenario sind Industriestandorte ein Haupttreiber der Wasserstoffnachfrage, etwa durch die Prozesswärmeerzeugung. In diesem Szenario fällt etwa 50 Prozent der Wasserstoffnachfrage in den etwa 20 Regionen der Chemieindustrie und Stahlherstellung an.

Zusätzlich wird durch die Sektoren Gebäude und Verkehr Wasserstoff in allen betrachteten Regionen nachgefragt, vor allem in Städten mit hoher Bevölkerungsdichte, vorhandener Infrastruktur (Gasnetz) und damit einhergehenden Heizwärmebedarf, sowie durch Tankstellen für Wasserstoff-LKW.

Modelle, Datenbasis und Annahmen

Wasserstoffherzeugung

Modell

ENERTILE ist ein systemoptimierendes Kostenminimierungsmodell, das zur Modellierung der Angebotsseite des Energiesystems eingesetzt wird. Es berechnet gleichzeitig die Bereitstellung von Strom, Wärme und Wasserstoff für gegebene exogene Anforderungen unter Verwendung der zuvor ermittelten erneuerbaren Potenziale. Sein Hauptziel ist es, den kostengünstigsten Einsatz und Ausbau der Erzeugung, Umwandlung und Verteilung dieser Energieträger in den gegebenen Enertile-Regionen zu finden.

Für die Wasserstoffversorgung betrachtet ENERTILE Elektrolyseurtechnologien, Wasserstoffspeicheroptionen und Wasserstofftransportpipelines. Der Ausbau und die Nutzung von Strom- und Wasserstofftransportnetzen über die Modellregionen hinweg werden durch Nettotransferkapazitäten simuliert.

Der Aspekt der Elektrizitätsversorgung umfasst sowohl konventionelle als auch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien, einschließlich Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), Speichertechnologien und Stromübertragungsnetze.

Technische Aspekte von Elektrolyseuren

Weitere Informationen finden sich auf der Website des TransHyDE Systemanalyse Unterprojekts Mechamod.

- [Home | enertile](#)
- [TransHyDE-Sys-MechaMod | Hochschule Bonn-Rhein-Sieg \(H-BRS\)](#)

Wasserstoffinfrastruktur

Modelle

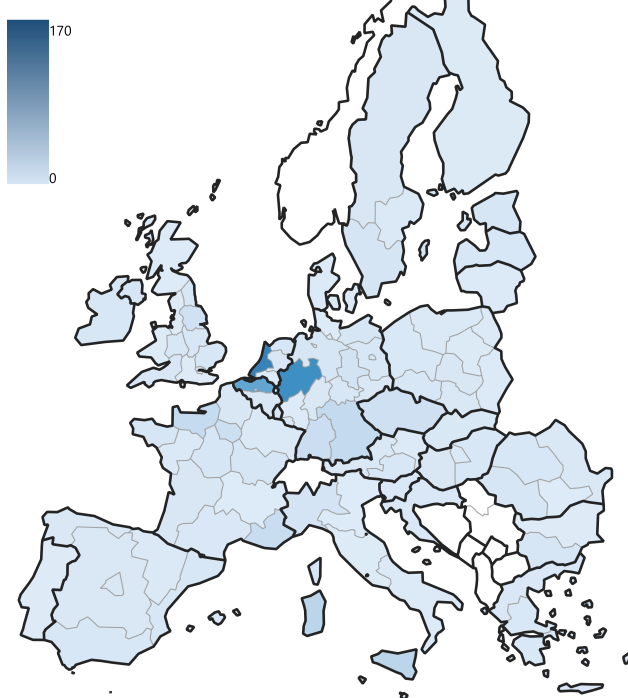
Die Modellierung von Gasnetzen erfordert umfassende Datenbanken und eine genaue Datenverwaltung in verschiedenen Bereichen, um den Aufbau und das Verhalten des Netzes effektiv zu analysieren und zu simulieren. Hierfür wurde ein methodischer Aufbau entwickelt, der eine Network-Modelling-Systematik beschreibt und strukturiert. Hierbei gibt es drei Sphären die elementar sind: Szenariodaten-sphäre, Netztopologiesphäre, Netzsimulations-sphäre.

In der Szenariodaten-sphäre werden die Szenariodaten, die Daten für das Angebot und die Nachfrage beinhalten, für weitere Bearbeitungsschritte aufbereitet, indem sie anhand der sektorspezifischen Lastprofile und räumlichen Verteilungen zeitlich und räumlich aufgeteilt werden.

In der Netztopologiesphäre werden für die Anforderungen der Szenariodaten Netztopologien erstellt. Dabei werden anhand der Transportbilanzmodelle oder verschiedener Graph-Algorithmen Gasnetze leitungsscharf modelliert.

Die aufbereiteten Szenariodaten und erstellten Netztopologien werden in der Netzsimulations-sphäre knotenscharf strömungsmechanisch simuliert. Als Ergebnis werden Netztopologien verifiziert und Engpässe identifiziert.

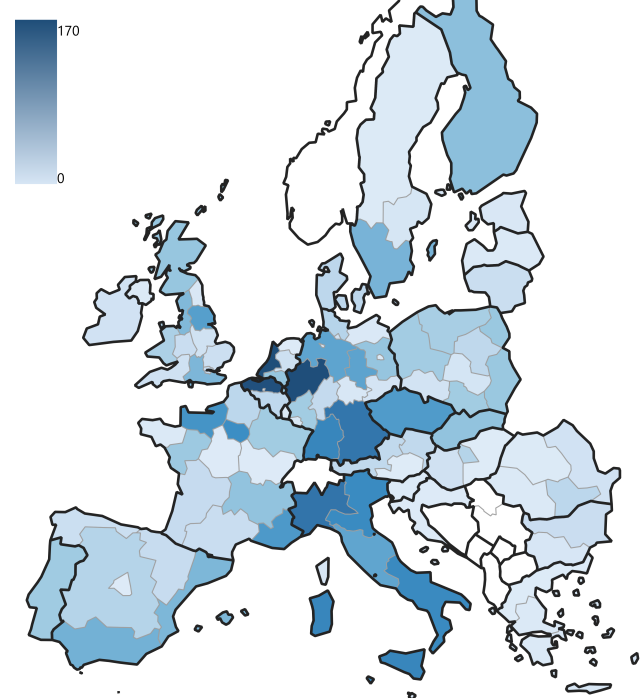
Wasserstoffnachfrage
in TWh, 2050



© Leitprojekt TransHyDE (Fraunhofer ISI)
© EuroGeographics for the administrative boundaries

(a) No-Regret-Szenario

Wasserstoffnachfrage
in TWh, 2050



© Leitprojekt TransHyDE (Fraunhofer ISI)
© EuroGeographics for the administrative boundaries

(b) Wasserstoffsszenario

Abbildung 4.93. Wasserstoffnachfrage in TWh 2050 in EU27+UK. Daten des Fraunhofer ISI.

Kernnetz

Ein deutschlandweites Wasserstoffkernnetz ist im §28q EnWG gesetzlich verankert [92]. Im Juli 2024 haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Antrag für das Wasserstoffkernnetz bei der Bundesnetzagentur vorgelegt [93, 94]. Im Jahr 2030 erreicht das Wasserstoffkernnetz eine Länge von etwa 6.250 km und bis 2032 die Gesamtlänge von 9.040 km [95]. Der Nachbau des genehmigten Wasserstoffkernnetzes basiert auf [96].

Datenbasis

- Regionalisierte Wasserstoff- und Erdgasbedarfe auf Landkreisebene
- Wasserstoff- und Erdgasangebot
- Modell des bestehenden Erdgastransportnetzes
- Öffentlich zugänglich Informationen über geplante Projekte

Annahmen

- Spezifische Kosten für Neubau und Umwidmung von Leitungen abhängig von Leitungsdurchmesser und Leitungslänge
- Begrenzung der Gasflüsse durch Leitungskapazitäten und physikalische Limitationen

Strömungsmechanische Simulationen

Mithilfe der Netzberechnungssoftwares SIMONE und MYNTS wurde ein strömungsmechanisches Netzmodell entwickelt, das die modellierten Netze für die Jahre 2030, 2040 und 2050 widerspiegelt. Für Deutschland wurde der Genehmigungsstand des deutschen Wasserstoff-Kernnetzes vom Oktober 2024 betrachtet.

- [A Network Modeling Systematics for Transition Paths Toward Climate Neutral Gas Networks—NeMoSys \[’nemosis\] – - Müller-Kirchenbauer - 2025 - Energy Technology - Wiley Online Library](#)
- [Germany’s Way from Russian Natural Gas to Green Hydrogen: Network Data, Procedures, and Topologies for Feasible Transition Paths to a Green Hydrogen Transport Infrastructure in Germany, GreenHyDE \[gri:n’haɪdə\] – - Müller-Kirchenbauer - 2025 - Energy Technology - Wiley Online Library](#)
- [MYNTS – multiphysikalischer Netzwerksimulator - Fraunhofer SCAI](#)

Wasserstoffanwendungen

Modelle

Die Energienachfragedaten basieren auf dem FORECAST-Modell, für verkehrsspezifische Daten wird das Modell ALADIN genutzt. FORECAST berücksichtigt sowohl kurzfristige Einflussfaktoren wie Wetter und Konjunktur als auch langfristige Einflussfaktoren wie zum Beispiel sozioökonomische Trends, technologischen Wandel und Energieeffizienzpolitik. Die Methodik zur Regionalisierung der Energienachfrage nimmt an, dass alle betrachteten Standorte erhalten bleiben und die gleiche Transformationsgeschwindigkeit haben.

Modellierungen aus der Systemperspektive bilden zur Verfügung stehende techno-ökonomischen Optionen und

mögliche Entscheidungen unter der Berücksichtigung von sektorspezifischen Hemmnissen für die Nachfragesektoren ab. Zur Modellierung wurden detaillierte Sektormodelle eingesetzt, um alternative Pfade für die Entwicklung der Wasserstoffnachfrage zu entwickeln. Die Sektormodelle weisen ein sehr hohes Maß an Detailgenauigkeit auf und berücksichtigen Marktdynamiken, indem sie den Technologiewettbewerb durch einen Total Cost of Ownership-Ansatz simulieren, der um verhaltensbezogene Parameter erweitert wird. Alle Nachfragemodelle simulieren den Technologiewettbewerb und Investitionen auf nationaler Ebene für die EU27+UK-Länder und berechnen die Energienachfrage für jedes Jahr bis 2050. Die resultierende nationale Energienachfrage wird auf einzelne NUTS-1-Regionen disaggregiert, um die räumliche Auflösung zu verbessern. Für Deutschland ermöglicht die Datenverfügbarkeit eine höhere Auflösung auf NUTS-3-Ebene.

Datenbasis

Die Modelle nutzen größtenteils öffentlich verfügbare und aktuelle Daten von EUROSTAT, dem statistischen Bundesamt, der Internationalen Energieagentur (IEA), MOP, REM2030 sowie viele weitere Datenquellen und Datenbanken für technologische Details.

Annahmen

Alle Szenarien basieren auf folgenden Annahmen, die den Rahmen der Modellanalyse definieren: Sie erreichen die Ziele der Klimaneutralität in 2045, der Einsatz von Biomasse ist begrenzt, der CO₂-Preis beträgt 350 €/t bis 2045 und Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) wird nur dort zugelassen, wo es vorrausichtlich keine alternativen Maßnahmen gibt. Weiterhin wird angenommen, dass synthetische Kraftstoffe für den Industrie- und Verkehrssektor von außerhalb der EU importiert werden. Weitere Informationen finden sich in der TransHyDE Systemanalyse Flagship Publikation *European Hydrogen Infrastructure Planning*.

Technische Aspekte der KWK-Anlagen

Weitere Informationen finden sich auf der Website des TransHyDE Systemanalyse Unterprojekts *Mechamod*.

5

Über das Projekt

5.1. Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

Das TransHyDE-Projekt Systemanalyse ist Teil des Wasserstoff-Leitprojekts TransHyDE, welches Technologien für eine Wasserstoffinfrastruktur erforscht, weiterentwickelt und demonstriert. Das Projekt wird vom Bundesministerium für Forschung, Technologien und Raumfahrt (BMFTR) gefördert und ist Bestandteil der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung.

5.2. TransHyDE-Systemanalyse

Der Kern des TransHyDE-Projekts Systemanalyse umfasst die Modellierung der Wasserstoffinfrastruktursysteme. Die Entwicklungsperspektiven der Wasserstoffinfrastruktur werden durch zwei komplementäre Ansätze abgebildet: Die mögliche Entwicklung wird zum einen basierend auf den Daten einzelner wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Akteur:innen und zum anderen aus einer systemischen, volkswirtschaftlichen Perspektive betrachtet. Die Modellierung der zukünftigen Transportinfrastruktur stützt sich auf Daten und Annahmen zur Anwendung und Erzeugung von Wasserstoff sowie anderer Energieträger in verschiedenen Sektoren. Video zum TransHyDE-Projekt Systemanalyse: [TransHyDE-Projekt Systemanalyse: Die Pfade des Wasserstoffs – Transport- und Infrastrukturlösungen](#)

5.3. Die Wasserstoff-Infrastruktur-Roadmap

Die Roadmap gibt einen Überblick zu denen im Gesamtprojekt untersuchten Infrastrukturtechnologien, identifiziert Treiber und Hemmnisse für die Weiterentwicklung von Infrastrukturen und leitet gemeinsam mit relevanten Stakeholder:innen Handlungsoptionen ab. Darüber hinaus stellt sie mögliche Treiber und Hemmnisse der Entwicklung der Infrastruktur dar und zeigt etwaige Handlungsoptionen auf.

Die Ergebnisse der Systemanalyse werden durch Ergebnisse aus allen Forschungs- und Umsetzungsverbünden, sowie durch einzelne Deep Dives in Wasserstoff-Infrastrukturthemen ergänzt.

Literaturverzeichnis

- [1] Guidehouse, "European Hydrogen Backbone. Analysing Future Demand, Supply, and Transport of Hydrogen," 2021.
- [2] M. E. Reuß, *Techno-ökonomische Analyse alternativer Wasserstoffinfrastruktur*, ser. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, 2019, vol. 465.
- [3] FfE, "Wasserstofftransport: Analyse der Prozessketten, Kostenbewertung und gegenüberstellender Vergleich," 2022.
- [4] ESYS, "Optionen für den Import grünen Wasserstoffs nach Deutschland bis zum Jahr 2030: Transportwege-Länderbewertungen-Realisierungserfordernisse," 2022.
- [5] Initiative Energien Speichern e.V., Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V., and Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., "Wasserstoff speichern - So viel ist sicher. Transformationspfade für Gasspeicher," 2022.
- [6] S. Muhammed, B. Haq, D. Al Sheri, A. Al-Ahmed, M. M. Rahman, and E. Zaman, "A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 461–499, 2022.
- [7] Deutsche Vereinigung des Gas und Wasserfaches e.V., "Technische Regel - Arbeitsblatt: DVGW G 260 (A). Gasbeschaffenheit," 2021.
- [8] International Renewable Energy Agency, "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II - Technology Review of Hydrogen Carriers," 2022.
- [9] Kearney Energy Transition Institute. (2020) Hydrogen Applications and Business Models. Going Blue and Green. [Online]. URL: <https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/Hydrogen-FactBook-Final-June-2020.pdf>
- [10] DNV New Energy, "Conversion of a natural gas pipeline to hydrogen transport and the effects of impurities on the hydrogen quality," 2022.
- [11] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas). (2024) Wasserstoff-Kernnetz. [Online]. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/>
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. IPCEI Wasserstoff (BMWK). o.J. [Online]. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html>
- [13] Deutsche Vereinigung des Gas und Wasserfaches e.V., "Technischer Hinweis - Merkblatt: DVGW G 409 (M). Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff," 2020.
- [14] A. Graßmann, "Planung und Bau von Gasdruckhochleitungen," in *DVGW Gaskursus 2023*, 2023.
- [15] TransHyDE-Projekt, "TransHyDE-Projekt Norm," 2025, Projekt-Norm / internes Dokument.
- [16] Nationaler Wasserstoffrat. (2021) Wasserstofftransport. Grundlagenpapier. [Online]. URL: <https://www.wasserstoffrat.de/veroeffentlichungen/grundlagen-und-informationspapiere#c23403>

- [17] Siemens Energy, Gascade Gastransport GmbH, and Nowega GmbH. (2020) Wasserstoffinfrastruktur - tragende Säule der Energiewende. Umstellung von Ferngasnetzen auf Wasserstoffbetrieb in der Praxis. [Online]. URL: <https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/wasserstoff/whitepaper-h2-infrastruktur.pdf>
- [18] L. Genge, F. Scheller, and F. Müsgens, "Supply costs of green chemical energy carriers at the European border: A meta-analysis," *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023.
- [19] FfE. (2025) Ökobilanzen der Wasserstoffinfrastruktur - eine Übersicht. [Online]. URL: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/oekobilanzen-der-wasserstoffinfrastruktur-eine-uebersicht>
- [20] M. T. C. M. T. Hermesmann, "The environmental impact of renewable hydrogen supply chains: Local vs. remote production and long-distance hydrogen transport," *Applied Energy*, p. 121920, 2023.
- [21] Linde. (2022) Wasserstoff, verdichtet. Gasförmiger Wasserstoff. Sicherheitsdatenblatt. [Online]. URL: https://produkte.linde-gas.at/sdb_konform/H2_10021694DE.pdf
- [22] Department for Business, Energy & Industrial Strategy (BEIS), "Atmospheric Implications of Increased Hydrogen Use," 2022.
- [23] Linde. (2023) Linde Start Up Supply to World's First Hydrogen Ferry. [Online]. URL: <https://www.linde.com/news-media/press-releases/2023/linde-starts-up-supply-to-world-s-first-hydrogen-ferry>
- [24] C. Hank, A. Sternberg, N. Köppel, M. Holst, A. Schaadt, C. Hebling, and H. M. Henning, "Energy efficiency and economic assessment of imported energy carriers based on renewable electricity," *Sustainable Energy & Fuels*, 2020.
- [25] U.S. Drive, Department of Energy, "Hydrogen delivery: Technical team roadmap," U.S. Department of Energy, Tech. Rep., 2017, accessed: 2025-12-03. [Online]. URL: https://www.energy.gov/sites/default/files/2017/08/f36/hdtt_roadmap_July2017.pdf
- [26] T. Smith, E. O'Keeffe, L. Aldous, and P. Angolucci, "Assessment of Shipping's Efficiency Using Satellite AIS data," —, Tech. Rep., 2013.
- [27] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). (2024) TransHyDE - Wasserstoff-Transporttechnologien. [Online]. URL: <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/bekanntmachungen/de/2021/06/2021-06-11-Bekanntmachung-TransHyDE.html>
- [28] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Hydrogen Transport Options for Germany," 2023.
- [29] Agora Energiewende, "Die Rolle von Wasserstoff im klimaneutralen Energiesystem Deutschlands," 2023.
- [30] FNB Gas e.V. (2024) Planungsstand Wasserstoffnetz 2024. [Online]. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz/planungsstand/>
- [31] European Commission, "A Hydrogen Strategy for a Climate-Neutral Europe," 2020.
- [32] Deutsche Energie-Agentur (dena). (2022) Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität – Wasserstoffnetz 2030. [Online]. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9269_Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf
- [33] International Energy Agency (IEA), "Global Hydrogen Review 2021," 2021.
- [34] R. Tahvonen and K. Lehtonen, "Hydrogen pipeline conversion challenges and materials performance," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, pp. 11 964–11 975, 2022.
- [35] Council of European Energy Regulators, "Hydrogen Networks and Regulation: CEER Paper," 2022.
- [36] Bundesnetzagentur. (2023) Monitoringbericht Energie 2023 – Wasserstoffinfrastruktur. [Online]. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html
- [37] International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy (IPHE), "Hydrogen Production and Infrastructure Development – Global Status 2021," 2021.
- [38] Nowega GmbH. (2024) H2-Transportnetz Deutschland – Planung und Umsetzung. [Online]. URL: <https://www.nowega.de/h2/transportnetz/>
- [39] B. Platzer and S. Neumann, "Technische Herausforderungen beim Umbau von Erdgasnetzen zu Wasserstoffnetzen," *etz – Elektrotechnik und Informationstechnik*, vol. 137, pp. 578–585, 2020.
- [40] Deutsche Energie-Agentur (dena), "Leitstudie Integrierte Energiewende. Wasserstoffnetz-Transformationspfade," 2020.
- [41] H2Global Foundation. (2023) Förderinstrumente für internationalen Wasserstoffhandel. [Online]. URL: <https://h2-global.de>

- [42] D. Böttner, *Wasserstoffinfrastruktur und Energiesystemintegration*. Springer Vieweg, 2022.
- [43] McKinsey & Company, "The Hydrogen Decade: How to Scale Up the Clean Hydrogen Economy," 2021.
- [44] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). (2023) Hydrogen in Europe – Supply Scenarios 2030. [Online]. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de>
- [45] H2 Mobility Deutschland GmbH, "Entwicklung der Wasserstofftankstelleninfrastruktur in Deutschland," 2022.
- [46] F. Bauer and L. Treyer, "The role of hydrogen in the future European energy system – an LCA perspective," *Journal of Cleaner Production*, 2021.
- [47] Shell Deutschland GmbH, "Shell Hydrogen Study: Energy Transition and Hydrogen Infrastructure," 2022.
- [48] Fraunhofer ISE, "Wasserstoff in der Industrie: Potenziale und Herausforderungen," 2021.
- [49] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2023) Nationale Wasserstoffstrategie – Fortschreibung 2023. [Online]. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Nationale-Wasserstoffstrategie-2023.pdf>
- [50] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V., "DVGW-Studie: Wasserstofftoleranz in Gasverteilnetzen," 2019.
- [51] RWE Gas Storage West GmbH. (2024) WasserstoffSpeicher RWE Epe-H2. RWE plant die Einrichtung eines ersten deutschen Wasserstoff-Speichers zur kommerziellen Nutzung. [Online]. URL: <https://www.rwe-gasstorage-west.com/wasserstoff/>
- [52] H2Cast Etzel. (2023) Conversion of caverns for hydrogen storage test operation carried out at H2CAST Etzel. [Online]. URL: <https://h2cast.com/news/detail/conversion-of-caverns-for-hydrogen-storage-test-operation-carried-out-at-h2cast-etzel>
- [53] Uniper. (2024) Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn. [Online]. URL: <https://www.uniper.energy/de/hydrogen-pilot-cavern>
- [54] RAG Austria AG. (2023) Underground Sun Storage: Weltweit erster geologischer Wasserstoffspeicher. [Online]. URL: <https://www.uss-2030.at/presse/publikationen/presse/details/article/underground-sun-storage-weltweit-erster-geologische-r-wasserstoffspeicher-geht-in-betrieb.html>
- [55] RAG Austria AG. (2023) Underground Storage: Publizierbarer Endbericht. [Online]. URL: <https://www.rag-austria.at/kontakt/presse/pressemeldungen/details/article/underground-sun-storage-weltweit-erster-geologischer-wasserstoffspeicher-geht-in-betrieb-1.html>
- [56] Süddeutsche Zeitung. (2024) Wasserstoff aus der Tiefe. [Online]. URL: <https://www.sueddeutsche.de/bayern/aiwanger-speicher-bierwang-wasserstoff-1.6447068>
- [57] Hydrogen Task TCP 42, "Underground Hydrogen Storage: Technology Monitor Report," 2023.
- [58] RAG Austria AG. (2017) Underground Storage: Weltweit erster geologischer Wasserstoffspeicher geht in Betrieb. [Online]. URL: https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf
- [59] A. Malachowska, N. Lukasik, J. Mioduska, and J. Gebicki, "Hydrogen Storage in Geological Formations- The Potential of Salt Caverns," *Energies*, vol. 15, no. 14, pp. 1–19, 2022.
- [60] T. Plankenbühler, S. Kolb, K. Herkendell, and J. Karl, "Screening Wasserstoff Technik," 2022.
- [61] N. Dopffel, S. Jansen, and J. Gerritse, "Microbial side effects of underground hydrogen (g) storage - Knowledge gaps, risks, and opportunities for successful implementation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 12, pp. 89 594–8606, 2021.
- [62] L. Schwab, D. Popp, G. Nowack, P. Bombach, C. Vogt, and H. H. Richnow, "Structural analysis of microbiomes from salt caverns used for underground gas storage," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 47, pp. 20 684–20 694, 2022.
- [63] D. G. Caglayan, N. Weber, H. Heinrichs, H. Linßen, M. Robinius, P. A. Kukla, and D. Stolten, "Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–68 065, 2020.
- [64] M. A. Khan, C. Yong, C. MacKinnon, and D. Layzell, "The Techno-Economics of Hydrogen Compression," *Transition Accelerator Technical Briefs*, Tech. Rep. 1, 2021.
- [65] O. Kruck, F. Crotogino, R. Perlicz, and T. Rudolf, "Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage. Bericht des EU-Projekts HyUnder," 2013.

- [66] Initiative Energie Speichern e.V. (2024) INES Speicherkarte. [Online]. URL: <https://h2cast.com/news/detail/conversion-of-caverns-for-hydrogen-storage-test-operation-carried-out-at-h2cast-etzel>
- [67] Bundesministerium für Umweltschutz, "Eckpunkte für eine Förderrichtlinie Klimaschutzverträge zur Umsetzung des Pilotprogramms „Carbon Contracts for Difference“,“ 2021.
- [68] Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität, "TransHyDE-Studie zum Rechtsrahmen einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft," 2022.
- [69] M. E. Elspas, C. Lindau, and S. R. Ramsauer, "Die neuen Regelungen im EnWG zum Wasserstoff," 2021.
- [70] Bundestag, "Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften," Tech. Rep., 2024.
- [71] M. D. Solomon, W. Heineken, S. M., and T. Birth-Reichert, "Cost Optimization of Compressed Hydrogen Gas Transport via Trucks and Pipelines," *Energy Technology*, vol. 12, p. 2300785, 2023.
- [72] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz-EnWG). (2023) EnWG 2005. [Online]. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html
- [73] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2024) Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032. [Online]. URL: https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024_03_20_NEP-2022_Gas_FINAL_DE.pdf
- [74] Bundesnetzagentur. (2024) Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online]. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240723_Wasserstoff.html
- [75] J. Müller-Kirchenbauer, M. Evers, J. Hollnagel, B. Kuzyaka, D. Jiang, O. Akca, T. Mielich, M. Kalz, and P. A. Verwiebe, "Germany's Way from Russian Natural Gas to Green Hydrogen: Network Data, Procedures, and Topologies for Feasible Transition Paths to a Green Hydrogen Transport Infrastructure in Germany," *Energy Technology*, vol. 13, no. 2, pp. 1–21, 2025.
- [76] Guidehouse. (2020) European Hydrogen Backbone. How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can Be Created. [Online]. URL: https://www.safetydelta.nl/wp-content/uploads/2023/09/2020_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf
- [77] United States Driving Research and Innovation for Vehicle efficiency and Energy Sustainability. (2017) Hydrogen Delivery Technical Team Roadmap. [Online]. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/hydrogen-delivery-roadmap>
- [78] BurrIDGE. (2023) Air Liquide Builds Pilot Ammonia Cracking Plant. [Online]. URL: <https://www.chemanager-online.com/en/news/air-liquide-builds-pilot-ammonia-cracking-plant>
- [79] BurrIDGE. (2023) Aramco and Linde Link on Ammonia Cracking. [Online]. URL: <https://www.chemanager-online.com/en/news/aramco-and-linde-link-ammonia-cracking>
- [80] EnergyNews. (2023) Yara and VNG partner to produce green hydrogen from ammonia. [Online]. URL: <https://energynews.biz/yara-and-vng-partner-to-produce-green-hydrogen-from-ammonia>
- [81] K. E. Lamb, M. D. Dolan, and D. F. Kennedy, "Ammonia for Hydrogen Storage: A Review of Catalytic Ammonia Decomposition and Hydrogen Separation and Purification," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 7, pp. 3580–3593, 2019.
- [82] Linde. (2023) Ammoniak, wasserfrei. Ammoniak. Sicherheitsdatenblatt.
- [83] Agency for Toxic Substances and Disease Registry, "Toxicological Profile for Ammonia," Tech. Rep., 2006.
- [84] Black and Veatch, "Hybrid LNG & Ammonia Infrastructure: Key to a Green Economy."
- [85] Solarwatt GmbH. (2022) Wasserstoffspeicher. [Online]. URL: <https://solarenergie.de/hintergrundwissen/wasserstoff/speicher>
- [86] SFC Energy. (2024) Metallhydridspeicher. [Online]. URL: <https://www.sfc.com/de/glossar/metallhydridspeicher/>
- [87] S. Donadei and G. S. Schneider, "Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen," in *Wasserstoff und Brennstoffzelle*. Springer, 2017.
- [88] S. Kigle, N. Helmer, and T. Schmidt-Achert, "Fast enough? The consequences of delayed renewable energy expansion on european hydrogen import needs," *Applied Energy*, vol. 400, p. 126556, 2025.
- [89] M. Warnecke and S. Röhling, "Umständliche Speicherung von Wasserstoff - Status quo," *Zeitung der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 2021.

- [90] H2Cast Etzel. (2023) Conversion of caverns for hydrogen storage test operation carried out at H2CAST Etzel. [Online]. URL: <https://h2cast.com/news/detail/conversion-of-caverns-for-hydrogen-storage-test-operation-carried-out-at-h2cast-etzel>
- [91] Uniper. (2024) Hydrogen Pilot Cavern Krummhörn. [Online]. URL: <https://www.uniper.energy/de/hydrogen-pilot-cavern>
- [92] RWE Gas Storage West GmbH. (2024) WasserstoffSpeicher RWE Epe-H2. RWE plant die Einrichtung eines ersten deutschen Wasserstoff-Speichers zur kommerziellen Nutzung. [Online]. URL: <https://www.rwe-gasstorage-west.com/wasserstoff/>
- [93] RAG Austria AG. (2017) Underground Storage: Weltweit erster geologischer Wasserstoffspeicher geht in Betrieb. [Online]. URL: https://www.underground-sun-storage.at/fileadmin/bilder/SUNSTORAGE/Publikationen/UndergroundSunStorage_Publizierbarer_Endbericht_3.1_web.pdf
- [94] A. Malachowska, N. Lukasik, J. Mioduska, and J. Gebicki, "Hydrogen Storage in Geological Formations- The Potential of Salt Caverns," *Energies*, vol. 15, no. 14, pp. 1–19, 2022.
- [95] T. Plankenbühler, S. Kolb, K. Herkendell, and J. Karl, "Screening Wasserstoff Technik," 2022.
- [96] N. Dopffel, S. Jansen, and J. Gerritse, "Microbial side effects of underground hydrogen (g) storage - Knowledge gaps, risks, and opportunities for successful implementation," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 12, pp. 89 594–8606, 2021.