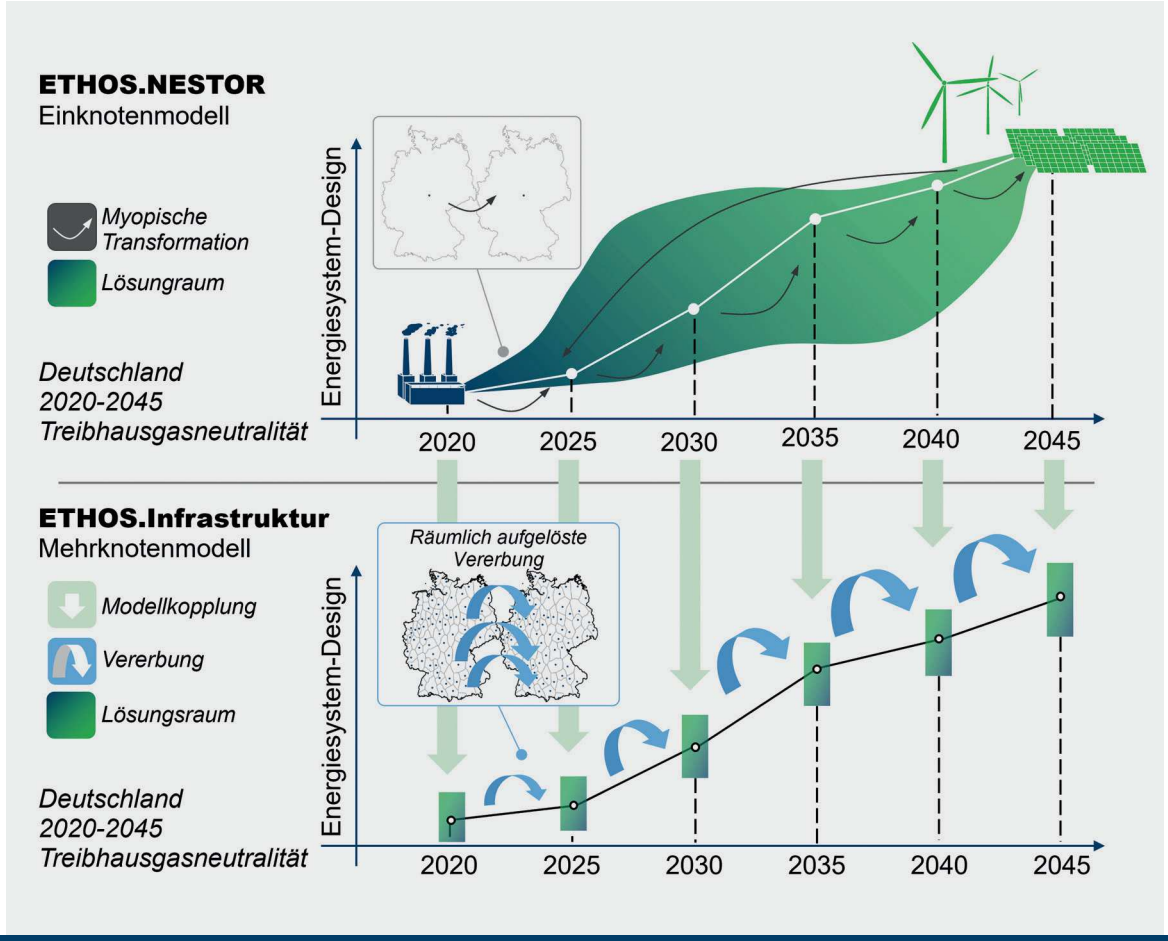


No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung mit Fokus auf Wasserstoff

Toni Gustav Busch

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 711
ISBN 978-3-95806-923-7

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum

No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung mit Fokus auf Wasserstoff

No-Regret Measures for Integrated Grid Planning with a Focus on Hydrogen

Von der Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Toni Gustav Busch

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Detlef Stolten
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dr. rer. pol. habil. Michael Lauster

Tag der mündlichen Prüfung: 11. Februar 2026

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institute of Climate and Energy Systems (ICE)
Jülicher Systemanalyse (ICE-2)

No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung mit Fokus auf Wasserstoff

Toni Gustav Busch

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 711

ISSN 1866-1793 ISBN 978-3-95806-923-7

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.

Herausgeber und Vertrieb:	Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag 52425 Jülich Tel.: +49 2461 61-5368 Fax: +49 2461 61-6103 zb-publikation@fz-juelich.de www.fz-juelich.de/zb
Umschlaggestaltung:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Druck:	Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH
Copyright:	Forschungszentrum Jülich 2026

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment, Band / Volume 711

D 82 (Diss. RWTH Aachen University, 2026)

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-95806-922-0 (Print)
ISBN 978-3-95806-923-7 (E-Book)

Vollständig frei verfügbar über das Publikationsportal des Forschungszentrums Jülich (JuSER)
unter www.fz-juelich.de/zb/openaccess.



This is an Open Access publication distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

Kurzfassung

Im Kampf gegen die Klimakrise ist der Aufbau treibhausgasneutraler Energie- und Wirtschaftssysteme von zentraler Bedeutung. Fluktuierende erneuerbare Energien, Sektorkopplung und steigender Speicherbedarf führen zu einer erheblichen Zunahme der Systemkomplexität zukünftiger Energiesysteme. Diese Komplexität wird in der heutigen Infrastrukturplanung nur unzureichend berücksichtigt. Die integrierte Netzplanung hingegen ermöglicht die Optimierung des zunehmend diversifizierten Energiesystems über verschiedene Energieträger hinweg.

Ziel der Arbeit ist es, auf Basis eines integrierten, räumlich hoch aufgelösten Energiesystemmodells Perspektiven für die Energieinfrastruktur in Deutschland zu entwickeln. Untersucht wird die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem im Jahr 2045. Da Wasserstoff als ein zentraler Baustein dieser Transformation gilt, sind in den nächsten Jahren und Jahrzehnten erhebliche Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur erforderlich. Ein Schwerpunkt der Arbeit liegt auf der Identifikation sogenannter „No-Regret-Maßnahmen“ der Wasserstoffinfrastruktur. Dies sind Maßnahmen, die mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft wirtschaftlich „nicht bereut“ werden.

Grundlage der hier durchgeführten Analyse ist das räumlich und zeitlich hoch aufgelöste Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure, das in dieser Arbeit umfassend erweitert wird. In ETHOS.Infrastructure werden die Infrastrukturen der Energieträger Strom, Wasserstoff, Erdgas/Methan und Wärme integriert optimiert und stehen dabei in direktem Wettbewerb zueinander. Das Modell wurde um die Abbildung konsistenter Transformationspfade bis zum Jahr 2045 erweitert. Ein Szenarienrahmen ermöglicht die Analyse von Einflussfaktoren wie Import- und Transportrestriktionen, Wasserstoffreinheiten und Flüssigwasserstoff. Infrastrukturen, die szenarioübergreifend und konsistent über den Transformationspfad aufgebaut werden, gelten als No-Regret-Maßnahmen.

Die Platzierung von Elektrolyseuren an der Nord- und Ostseeküste und der Import von Wasserstoff im Süden zur lokalen Bedarfsdeckung stellen zentrale No-Regret-Maßnahmen dar. Zur saisonalen Speicherung erfolgt in allen untersuchten Szenarien eine Umwidmung von Salzkavernenspeichern im Nordwesten und in Mitteldeutschland. Wasserstoffkraftwerke zur Überbrückung von Dunkelflauten werden bevorzugt in der Nähe dieser Kavernenspeicher platziert. Bis 2045 werden im Modell 18.060 km Wasserstoffpipelines ausgebaut, davon 200-300 km durch Neubau, der Rest durch Umwidmung. Der Neubau von Pipelines wird stärker forciert, wenn unterschiedliche Wasserstoffreinheitsklassen berücksichtigt werden. Der Transport von flüssigem Wasserstoff ist nur dann wirtschaftlich, wenn eine entsprechende Endenergienachfrage besteht. Die beiden letztgenannten Maßnahmen sind daher keine No-Regret-Maßnahmen und stellen nur in ausgewählten Szenarien kostenoptimale Lösungen dar.

Schlagworte: Integrierte Netzplanung, No-Regret-Maßnahmen, Wasserstoffinfrastruktur, Transformationspfad, Sektorkopplung, Treibhausgasneutralität

Abstract

The fight against the climate crisis requires the development of greenhouse gas-neutral energy and economic systems. Fluctuating renewable energy sources, sector coupling, and the growing need for storage will lead to a significant increase in energy system complexity. This complexity is insufficiently considered in today's infrastructure planning. Integrated network planning, on the other hand, enables the optimization of the increasingly diversified energy system across different energy sources.

The aim of this work is to develop perspectives for Germany's energy infrastructure based on an integrated, spatially high-resolution energy system model. The transformation to a greenhouse gas-neutral energy system in 2045 is examined. Since hydrogen is considered to be a central component of this transformation, considerable investments in the hydrogen infrastructure will be required in the coming years and decades. The focus of the work is the identification of so-called „No-Regret measures" of the hydrogen infrastructure. These are measures that are highly likely to be economically „not regretted" in the future.

The analysis is based on the spatially and temporally highly resolved energy system model ETHOS.Infrastructure, which is extensively extended in this thesis. In ETHOS.Infrastructure, the infrastructures of electricity, hydrogen, natural gas/methane and heat are optimized in an integrated way. This integrated approach means that the energy sectors and infrastructures are in direct competition with each other. The model is extended to map consistent transformation paths up to the year 2045. A scenario framework allows the analysis of influencing factors such as import and transport restrictions, hydrogen purity and liquid hydrogen. Infrastructures that are built across scenarios and consistently over the transformation path are considered No-Regret measures.

Placing electrolyzers on the North and Baltic Sea coasts and importing hydrogen in the south to meet local demand are key No-Regret measures. For seasonal storage, underground salt caverns in northwest and central Germany are retrofitted in all scenarios. Hydrogen power plants to bridge dark lulls are preferably placed near these cavern storage facilities. By 2045, 18,060 km of hydrogen pipelines will be built in the model, of which 200-300 km will be newly built and the rest will be retrofitted. The construction of new pipelines is higher when different hydrogen purity classes are considered. The transport of liquid hydrogen is only economically viable if there is a corresponding final energy demand. The latter two measures are therefore not No-Regret measures and represent cost-optimal solutions only in selected scenarios.

Keywords: integrated grid planning, no-regret measures, hydrogen infrastructure, transformation pathway, sector coupling, greenhouse gas neutrality

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung iii

Abstract v

Abbildungsverzeichnis xv

Tabellenverzeichnis xviii

Abkürzungsverzeichnis xix

1 Einleitung 1
1.1 Motivation . . . 1
1.2 Zielsetzung der Arbeit . . . 1
1.3 Struktur der Arbeit . . . 3

2 Energiesystemtransformation und Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft 7
2.1 Klima- und wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen . . . 8
2.1.1 Klima- und Wasserstoffausbauziele in Europa . . . 8
2.1.2 Klima- und Wasserstoffausbauziele in Deutschland . . . 9
2.2 Stand der Wasserstoff-Infrastrukturplanung . . . 11
2.2.1 European Hydrogen Backbone . . . 11
2.2.2 Netzentwicklungsplan der Gasnetzbetreiber . . . 14
2.3 Studien zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes . . . 17
2.3.1 Die Rolle von Wasserstoff zur Umsetzung des KSG . . . 17
2.3.2 Zukünftige Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland . . . 19
2.4 Zwischenfazit und Einordnung . . . 25

3 Daten & Methoden zur Erweiterung von ETHOS.Infrastructure 29
3.1 Integrierte Netzplanung mit Wasserstofffokus . . . 29
3.1.1 Integrierte Netzplanung in energiepolitischen Studien . . . 31
3.1.2 Integrierte Netzplanung in wissenschaftlichen Studien . . . 32
3.1.3 Einordnung von ETHOS . . . 34
3.2 Modellkopplung und Regionalisierung . . . 35
3.3 Transformationspfadanalyse . . . 38

3.4 No-Regret-Maßnahmen der Wasserstoffwirtschaft 40
3.4.1 No-Regret Wasserstoffbedarfe 40
3.4.2 No-Regret Wasserstoffinfrastrukturen 43
3.4.3 Zusammenfassung und Einordnung 45
3.5 Wasserstoffreinheit und Flüssigwasserstoff 47
3.5.1 Wasserstoffreinheitsklassen 47
3.5.2 Produktion von Wasserstoff 49
3.5.3 Aufreinigung von Wasserstoff 50
3.5.4 Transport von Wasserstoff 52
3.5.5 Speicherung von Wasserstoff 54
3.5.6 Anwendung von Wasserstoff 56
3.5.7 Die Rolle von Flüssigwasserstoff im Energiesystem 60

4 Entwickelte Methodik und Szenarien 67
4.1 Aufbau von ETHOS.Infrastructure 68
4.1.1 Grundlagen 68
4.1.2 Modellkopplung 70
4.2 Energiebedarfregionalisierung 72
4.3 Transformationspfad 77
4.4 Wasserstoffreinheitsklassen 81
4.5 Flüssigwasserstoffnachfragen und - transport 83
4.6 EHB-Importpotenziale 87
4.7 Szenarien 88

5 Modellbeschreibung von ETHOS.Infrastructure 93
5.1 Scope der Arbeit 95
5.2 Transmission 96
5.2.1 Stromübertragungsnetze 97
5.2.2 LH_2-Transport 99
5.2.3 Wasserstoff- und Methanpipelinenetze 100
5.2.4 Überregionale Wärmenetze 101
5.3 Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien 102
5.3.1 Windkraft 102
5.3.2 Photovoltaik-Anlagen 106
5.3.3 Bioenergie 109
5.3.4 Konventionelle Kraftwerke 110
5.3.5 Wasserstofftechnologien 111
5.3.6 Wärmeerzeugungstechnologien 112
5.4 Im- und Exporte 113
5.5 Endenergienachfragen 118
5.5.1 Stromnachfrage 118
5.5.2 Erdgas/Methan-Nachfrage 120

5.5.3 Wasserstoffnachfrage . . . 123
5.5.4 Netzgebundene Wärmenachfrage . . . 126
5.6 Speichertechnologien . . . 129

6 Ergebnisse und Diskussion 131
6.1 Referenzszenario im Jahr 2045 . . . 132
6.1.1 Zusammenspiel der Energiesektoren auf nationaler Ebene . . . 134
6.1.2 Stromsektor . . . 142
6.1.3 Wärmesektor . . . 150
6.1.4 Methansektor . . . 154
6.1.5 Wasserstoffsektor . . . 159
6.2 Szenarienvergleich . . . 172
6.2.1 Szenariengruppe Wasserstoffpipeline-Ausbau . . . 173
6.2.2 Szenariengruppe EHB-Importpotenziale . . . 179
6.2.3 Szenariengruppe Wasserstoffimport . . . 185
6.2.4 Szenariengruppe Wasserstoffreinheit . . . 193
6.2.5 Szenariengruppe Flüssigwasserstoff . . . 201
6.3 Analyse des Transformationspfads bis 2045 . . . 208
6.3.1 Szenario *ohne Vererbung* der Infrastrukturen . . . 208
6.3.2 Szenario *mit Vererbung* der Infrastrukturen . . . 214
6.4 No-Regret-Maßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur . . . 222
6.4.1 No-Regret-Maßnahmen Elektrolyse . . . 222
6.4.2 No-Regret-Maßnahmen Wasserstoffimport . . . 223
6.4.3 No-Regret-Maßnahmen Rückverstromung . . . 224
6.4.4 No-Regret-Maßnahmen Salzkavernenspeicher . . . 224
6.4.5 Wasserstofftransport . . . 224
6.5 Vergleich zum *Wasserstoff-Kernnetz* der FNB Gas . . . 232

7 Zusammenfassung 239
7.1 Ziel der Arbeit . . . 239
7.2 Methodik zur Modellerweiterung und Szenarienentwicklung . . . 239
7.3 Beantwortung der Forschungsfragen . . . 241
7.4 Fazit . . . 246

Anhang A 249
A.1 Wasserstoffreinheit . . . 249
A.2 Scope der Arbeit . . . 264
A.3 Erzeugungs-, Umwandlungs- und Transmissionstechnologien . . . 266
A.3.1 Erneuerbare Energien . . . 266
A.3.2 Konventionelle Kraftwerke . . . 268
A.3.3 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung . . . 271
A.4 EHB-Importpotenziale nach Szenario . . . 274

A.5 Regionalisierung der Endenergienachfragen 280
A.5.1 Regionalisierung der Endenergiebadarfe nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln 280
A.5.2 Regionalisierung der Endenergiebedarfe nach Groß (2023) . . 287
A.5.3 Nachfrageprofile der Endenergiebedarfe 293
A.6 Untergrundspeicher 299

Literaturverzeichnis **301**

Abbildungsverzeichnis

1.1 Struktur der Arbeit. 5

2.1 CO_2eq-Emissionsgrenzen gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz (2021). 10
2.2 Wasserstoffversorgungskorridore gemäß European Hydrogen Backbone. 12
2.3 Netto-Wasserstoffproduktion und -bedarf in Europa und den Anrainerstaaten gemäß EHB. 14
2.4 Projekte, die im Rahmen der Marktabfrage „Wasserstoffproduktion und -nachfrage“ für den Szenariorahmen 2022 des NEP 2032 gemeldet wurden. 16
2.5 Wasserstoffnachfragen im Studienvergleich in Szenarien mit Treibhausgasneutralität bis 2045. 18
2.6 Wasserstoffversorgung im Studienvergleich in Szenarien mit Treibhausgasneutralität bis 2045. 19

3.1 Maßnahmen zur globalen CO_2eq-Emissionsreduktion im Energiesektor durch nachhaltige Entwicklung. 30
3.2 Schematische Darstellung der Dimensionen, über die eine integrierte Optimierung in ETHOS stattfindet. 34
3.3 Schematische Unterscheidung von Modellkopplungsansätzen. 35
3.4 Schematischer Vergleich von *myopic backcasting*, *myopic forecasting* und *perfect foresight*. 39
3.5 No-Regret-Definition im Rahmen der dena Netzstudie. 45
3.6 Modellierte Wasserstoffbedarfe in ETHOS.Infrastructure 2045 und Klassifizierung der Einsatzwahrscheinlichkeit. 46
3.7 Fließbild einer Wasserelektrolyse. 49

4.1 Schematischer Aufbau von Energiesystemmodellen basierend auf dem FINE-Framework. 69
4.2 Schematischer Aufbau der Modellkopplung zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure. 70
4.3 Schematische Darstellung der Methodik zur Regionalisierung der Endenergiebedarfe. 73
4.4 Prozessschema der Vererbung von Infrastrukturen in ETHOS.Infrastructure. 80

4.5 Einordnung der Wasserstofferzeugung, -umwandlung, -speicherung, -transportoptionen und -anwendungen in die in ETHOS.Infrastructure abgebildeten Reinheitsklassen. 83
4.6 Investitionskosten für flüssige und gasförmige H_2-Transportmittel in Abhängigkeit von der Transportentfernung. 86

5.1 Schematischer Aufbau von ETHOS.Infrastructure. 94
5.2 Zulässige CO_2eq-Emissionen im Energie- und Umwandlungssektor sowie zur Deckung der Erdgas/Methan-Nachfrage. 95
5.3 Aggregation der 475 Voronoi-Regionen auf Basis der Höchstspannungsknoten auf eine räumliche Auflösung von 80 Regionen in ETHOS.Infrastructure. 96
5.4 Entwicklung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskapazität. 98
5.5 HGÜ-Ausbau Offshore und an Land sowie Wechselstromnetz. 99
5.6 LH_2-Transportrouten auf Binnenwasserstraßen, Schienen und Straßen. 99
5.7 Erdgasnetz im Bestand und Wasserstoffnetz bei Umwidmung des Erdgasnetzes. 101
5.8 Zugelassener Neubau von Fernwärmetrassen im Modell. 102
5.9 Onshore-Windenergiepotenzial, -Ausbaupfad und -Bestand im Transformationspfad von 2020-2045. 103
5.10 Verteilung der Onshore-Windenergiepotenziale und Volllaststunden. . 104
5.11 Offshore -Windenergiepotenzial, Ausbaupfad und Bestand für Nord- und Ostsee im Transformationspfad von 2020-2045. 105
5.12 Räumliche Verteilung der Offshore-Windenergiepotenziale. 106
5.13 Freiflächen- und Aufdach-PV-Potenzial und deren Ausbaupfadvorgabe im Modell. 107
5.14 Räumliche Verteilung von Potenzial und Volllaststunden der Freiflächen- und Aufdachanlagen. 108
5.15 Vorgabe des Bioenergiepotenzials im Transformationspfad. 109
5.16 Vorgabe der installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke im Transformationspfad. 110
5.17 Vorgabe der installierten Leistungen von Wasserstofferzeugung und Rückverstromung. 112
5.18 Vorgabe der installierten Leistungen der Wärmeerzeugungstechnologien. 113
5.19 Im- und Exportmengen für Wasserstoff und Strom im Transformationspfad. 114
5.20 Kuppelstellen und Importkapazitäten der Energieträger Strom, Erdgas, GH_2 und LH_2. 115
5.21 GH_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone-Korridore im Referenzszenario 117
5.22 Strombedarfe nach Sektor 2020-2045. 119
5.23 Strombedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045. 120

5.24 Erdgas-/Methanbedarfe nach Sektor 2020-2045. 121
5.25 Erdgas-/Methanbedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045. 122
5.26 Wasserstoffbedarfe nach Sektor 2020-2045. 123
5.27 Wasserstoffbedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045. 124
5.28 Kategorisierung der Wasserstoffbedarfe nach Reinheitsklassen in 2045.125
5.29 Bedarfe an flüssigem oder hochreinem Wasserstoff in 2045. 126
5.30 Netzgebundene Wärmebedarfe nach Sektor 2020-2045. 127
5.31 Netzgebundene Wärmebedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045. 128

6.1 Schema der geordneten Jahresdauerlinie. 133
6.2 Zeitlich aggregierte Modellergebnisse auf nationaler Ebene. 136
6.3 Zeitlich aufgelöste Nutzung von Speicherung und Transmission auf nationaler Ebene. 138
6.4 Zeitlich aufgelöste Modellergebnisse im Stromsektor auf nationaler Ebene. 143
6.5 Einflussfaktoren auf die Strom-Transmissionsinfrastrukturen 2045. . . 146
6.6 Nutzung der Offshore DC-Leitungen als Flexibilität. 149
6.7 Zeitlich aufgelöste Modellergebnisse im Wärmesektor auf nationaler Ebene. 151
6.8 Einflussfaktoren auf die Wärme-Transmissionsinfrastrukturen 2045. . 153
6.9 Zeitlich aufgelöste Modellergebnisse im Methansektor auf nationaler Ebene. 154
6.10 Einflussfaktoren auf die Methan-Transmissionsinfrastrukturen 2045. . 156
6.11 Pipelineinfrastrukturen im Referenzszenario und im Szenario ohne die großskalige Mathaninfrastrukturen Pipeline-Transport, Salzkavernen- und Porenspeicher. 158
6.12 Zeitlich aufgelöste Modellergebnisse im Wasserstoffsektor auf nationaler Ebene. 159
6.13 Einflussfaktoren auf die Wasserstoff-Transmissionsinfrastrukturen 2045. 163
6.14 Klassifizierung von Wasserstoff-Versorgungsclustern. 164
6.15 Sechs typische Betriebsprofile von Wasserstoffpipelines. 166
6.16 Wasserstoffpipelinenetz 2045 mit Quellen und Senken. 170
6.17 Ergebnisse der Szenariogruppe *Wasserstoffpipelineausbau*. 174
6.18 Betrieb der Neubau-Pipelines im Referenzszenario. 176
6.19 Ergebnisse der Szenariogruppe *EHB-Importpotenziale*. 180
6.20 Ergebnisse der Szenariogruppe *Wasserstoffimport*. 186
6.21 Ersatz von Wasserstoffimporten durch die Kombination von Flexibilitätsmaßnahmen. 190
6.22 Wasserstoffversorgung für die unterschiedlichen Reinheitsklassen bei hoher Rückgewinnungseffizienz. 194

6.23 Wasserstoffversorgung für die unterschiedlichen Reinheitsklassen bei niedriger Rückgewinnungseffizienz. 198
6.24 Ergebnisse der Szenariogruppe *Flüssigwasserstoff*. 202
6.25 Wasserstoffmengen für Bedarf, Quellen und Transport von GH_2 und LH_2 im Szenariovergleich. 204
6.26 Kostenzusammensetzung für unterschiedliche LH_2-Versorgungspfade. 206
6.27 Betrieb, Kapazität und Kapazitätsunterschiede im Szenario ohne Vererbung der Infrastrukturen 209
6.28 Import von Wasserstoff aus den Nachbarländern im Szenario ohne Vererbung. 211
6.29 Einflussfaktoren für die Änderung des Wasserstoffnetzes. 212
6.30 Betrieb, Kapazität und Kapazitätsunterschiede im Szenario mit Vererbung der Infrastrukturen. 215
6.31 Import von Wasserstoff aus den Nachbarländern im Szenario mit Vererbung. 216
6.32 Wasserstoffinfrastrukturen in Szenario mit und ohne Vererbung im Zieljahr 2045. 218
6.33 Wasserstoffversorgung entlang des Transformationspfads für die Szenarien mit und ohne Vererbung der Infrastrukturen. 220
6.34 Aufgebaute Elektrolysekapazität pro Bundesland in den untersuchten Szenarien. 223
6.35 Aufgebaute Rückverstromungskapazitäten nach Bundesländern in den untersuchten Szenarien. 224
6.36 Anteil der Wasserstoffversorgungsoptionen in den einzelnen Bundesländern. 225
6.37 Optimierte Wasserstoffnetzauslegung in den 20 untersuchten Szenarien. 226
6.38 Überlagerung der Wasserstoff-Pipelinekapazitäten der 20 Szenarien. 228
6.39 Verteilung von Wasserstoffelektrolyse, -import, -nachfrage und -KWK-Anlagen im *Wasserstoff-Kernnetz* im Vergleich zu ETHOS.Infrastructure. 233
6.40 Vergleich des Entwurfs des *Wasserstoff-Kernnetz* der Fernleistungsnetzbetreiber Gas zu den Ergebnissen von ETHOS.Infrastructure. . . 236

7.1 Auslegung und Betrieb des Wasserstoffnetzes im Jahr 2045 mit Vererbung der Infrastrukturen über den Transformationspfad. 244

A.1 Übersicht der Wasserstoffproduktionstechnologien. 249
A.2 Übersicht der Wasserstoffaufreinigungstechnologien. 252
A.3 Übersicht der Wasserstofftransportmethoden. 252
A.4 Verortung der 80 ETHOS.Infrastructure-Modellregionen in Deutschland.265
A.5 Anlagenbestand der Laufwasserkraftwerke. 266
A.6 Bestand der Onshore-Windenergieanalgen. 267
A.7 Potenzielle Standorte für Windenergieanlagen nach aktueller Gesetzgebung. 267

A.8 Abgebildeter Bestand an Steinkohlekraftwerken. 268
A.9 Abgebildeter Bestand an Braunkohlekraftwerken. 269
A.10 Abgebildeter Bestand an Kernkraftwerken. 269
A.11 Abgebildeter Bestand an Erdgaskraftwerken. 270
A.12 Abgebildeter Bestand an Ölkraftwerken. 271
A.13 H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore. Szenario: Keine Importe aus afrikanischen Staaten (Marokko, Tunesien, Algerien). 275
A.14 H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore. Szenario: Keine Importe von den Britischen Inseln (Irland, UK). 276
A.15 H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore. Szenario: Keine Importe von den Britischen Inseln (Irland, UK) und aus afrikanischen Staaten (Marokko, Tunesien, Algerien). 277
A.16 H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore. Szenario: Keine Importe aus Norwegen & Dänemark. 278
A.17 H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore. Szenario: Keine Importe aus der Ukraine. 279
A.18 Regionalisierte Stromnachfragen 2045 I. 281
A.19 Regionalisierte Stromnachfragen 2045 II. 282
A.20 Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 I. 283
A.21 Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 II. 284
A.22 Regionalisierte netzgebundene Wärmenachfragen 2045. 285
A.23 Regionalisierte Methannachfragen 2045. 286
A.24 Regionalisierte Stromnachfragen 2045 nach Groß (2023). 288
A.25 Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 I nach Groß (2023). . . . 289
A.26 Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 II nach Groß (2023). . . 290
A.27 Regionalisierte Netzgebundene Wärmenachfragen 2045 nach Groß (2023). 291
A.28 Regionalisierte Methannachfragen 2045 nach Groß (2023). 292
A.29 Profile der Stromnachfragen 2045. 294
A.30 Profile der Wasserstoffnachfragen 2045 I. 295
A.31 Profile der Wasserstoffnachfragen 2045 II. 296
A.32 Profile der Wärmenachfragen 2045. 297
A.33 Profile der Methannachfragen 2045. 298
A.34 Räumliche Verteilung des Potenzials von Methan-Speicherkapazitäten. 299
A.35 Räumliche Verteilung des Potenzials von Wasserstoff-Speicherkapazitäten. 299
A.36 Räumliche Verteilung des Potenzials von Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten. 300

Tabellenverzeichnis

2.1 European Hydrogen Backbone Korridore. 13
2.2 Kernkennzahlen zukünftiger Wasserstoffanwendungen in Deutschland im Studienvergleich. 25

3.1 Bewertungskriterien integrierter Energiesysteme 31
3.2 Regionalisierung von Stromnachfragen in ausgewählten Energiesystemmodellen. 37
3.3 Bewertung der Einsatzwahrscheinlichkeit von grünem Wasserstoff . . 42
3.4 No-Regret-Definition im Studienvergleich. 45
3.5 DVGW-Gasanforderungen. 48
3.6 Vergleich von Wasserstoffreinigungsverfahren. 51
3.7 Verunreinigungsquellen und Verunreinigungsbedingungen in Salzkavernen. 55
3.8 Literaturübersicht zum aktuellen Stand des LH_2-Transports. 64
3.9 Techno-ökonomische Daten zum Transport von LH_2 per Straße, Schiene und Binnenschiff in der Literatur. 66

4.1 Regionalisierungsschlüssel im Sektor Industrie. 73
4.2 Regionalisierungsschlüssel im Sektor Verkehr. 75
4.3 Regionalisierungsschlüssel im Sektor Gebäude. 76
4.4 Wasserstofftechnologien in ETHOS.Infrastructure und zugewiesene Reinheitsgrade. 81
4.5 Modellannahmen für den Marktanteil von LH_2 am Inlandsflugverkehr. . 87
4.6 European Hydrogen Backbone Korridor-Länder-Bilanzierung 88
4.7 Übersicht der Szenariengruppen in dieser Arbeit 91

5.1 Onshore-Windenergiepotenziale im Modell. 103
5.2 Offshore-Windenergieanlagen-Potenziale im Modell. 104
5.3 Photovoltaik-Potenziale im Modell. 106
5.4 Verteilschlüssel der Biomassepotenziale. 110
5.5 Importoptionen, Importstellen und Startjahr für Wasserstoffimporte entsprechend EHB. 116

6.1 Speichernutzung im Referenzszenario. 137

6.2 Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den Pipeline-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. 177
6.3 Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den EHB-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. 182
6.4 Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in der Szenariengruppe Wasserstoffpipelineausbau im Vergleich zum Referenzszenario. 192
6.5 Wasserstoffbereitstellung bei hoher Effizienz der Aufreinigung. 197
6.6 Wasserstoffbereitstellung bei niedriger Effizienz der Aufreinigung. . . 199
6.7 Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den Wasserstoffreinheits-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. . 200
6.8 Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den LH_2-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario. 207

A.1 Vergleich der Elektrolyseverfahren. 250
A.2 Rohgaszusammensetzung nach Elektrolyse. 251
A.3 H_2-Reinheit nach adsorptiver Aufreinigung. 253
A.4 Reinheitsanforderungen und Verunreinigungen beim GH_2-Transport. . 254
A.5 Reinheitsanforderungen und Verunreinigungen beim LH_2-Transport. . 255
A.6 Reinheitsanforderungen und Verunreinigungen bei GH_2-Speicherung in Salzkavernen. 256
A.7 Reinheitsanforderungen stationärer Brennstoffzellen. 257
A.8 Reinheitsanforderungen in Wärmeanwendungen. 258
A.9 Reinheitsanforderungen mobiler Brennstoffzellen. 259
A.10 Reinheitsanforderungen beim Haber-Bosch Prozess. 260
A.11 Reinheitsanforderungen bei der Methanolsynthese. 261
A.12 Reinheitsanforderungen bei der Fischer-Tropsch Synthese. 262
A.13 Reinheitsanforderungen bei der Stahlherstellung. 263
A.14 HGÜ-Leitungen an Land nach NEP 2037/45. 271
A.15 Offshore-HGÜ-Netzverknüpfungspunkte nach NEP 2037/45. 272

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Wechselstrom - engl. Alternating Current
AEL	Alkalische Elektrolyse
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (heute BMWK)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Investitionskosten - engl. Capital Expenditures
CCS	CO_2-Abscheidung und -Speicherung - engl. Carbon Capture and Storage
CCU	CO_2-Abscheidung und -Nutzung - engl. Carbon Capture and Utilization
CLC	CORINE Land Cover
DAC	Treibhausgasabscheidung aus der Atmosphäre - engl. Direct Air Capture
DC	Gleichstrom - engl. Direct Current
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
DRI	Direkt reduziertes Eisen - engl. Direct Reduced Iron
DSM	Laststeuerung - engl. Demand-Side-Management
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EHB	European Hydrogen Backbone
ETHOS	Energy Transformation PatHway Optimization Suite (Programmsuite zur techno-ökonomisch systematischen Synthese, Optimierung und Analyse von Gesamtenergiesystemen)
EU	Europäische Union
FINE	Framework for Integrated Energy System Assessment (Python Framework zur Optimierung von Energiesystemen)
FTS	Fischer-Tropsch-Synthese
GH	Gasförmiger Wasserstoff
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

IEA	International Energy Agency
KSG	Klimaschutzgesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAU	Lokale Verwaltungseinheiten - engl. Local administrative unit
LH	Flüssigwasserstoff
LHV	Heizwert - engl. Lower Heating Value
Li-Ion	Lithium-Ionen
LNG	Flüssigerdgas - engl. Liquefied Natural Gas
LOHC	Flüssige organische Wasserstoffträger - engl. Liquid Organic Hydrogen Carriers
MENA	Nahost und Nordafrika - engl. Middle East and North Africa
MILP	Gemischt-ganzzahliges lineare Optimierung - engl. Mixed Integer Linear Program
MTO	Methanol to Olefins
NEP	Netzentwicklungsplan
NESTOR	National Energy System Model with Sector Coupling (Einknoten Energiesystemmodell für Deutschland innerhalb der ETHOS Model Suite)
NUTS	Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik - franz. Nomenclature des Unités territoriales statistiques
OPEX	Betriebskosten - engl. Operating Expenses
PEM	Protonenaustauschmembran - engl. Proton Exchange Membrane
PEMEL	PEM-Elektrolyseur - engl. Proton Exchange Membrane Electrolyzer
PEMFC	PEM-Brennstoffzelle - engl. Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PSA	Druckwechsel-Adsorption - engl. Pressure Swing Adsorption
PV	Photovoltaik
RWGS	Umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion
SAF	Nachhaltiger Luftfahrttreibstoff - engl. Sustainable Aviation Fuel
SOEL	Festoxid-Elektrolyseur - engl. Solid Oxide Electrolyzer
SOFC	Festoxid-Brennstoffzelle - engl. Solid Oxide Fuel Cell
TAC	Jährliche Gesamtkosten - engl. Total Annual Costs
TRL	Technologiereifegrad - engl. Technology Readiness Level
TSA	Temperaturwechsel-Adsorption - engl. Temperature Swing Adsorption
WGS	Wassergas-Shift-Reaktion
VRE	Fluktuierende erneuerbare Energien - engl. variable renewable energy
ZPA	Zyklen pro Jahr

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Angesichts der drohenden Klimakrise müssen Staaten weltweit ihre Treibhausgasemissionen stark reduzieren und einen Wandel hin zu nachhaltigen Energie- und Wirtschaftssystemen vollziehen [1]. Internationale Abkommen und nationale politische Vorgaben formulieren das Ziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 °C zu begrenzen [2] und in Deutschland Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 zu erreichen [3].

Im Zuge dessen muss die Energieversorgung in allen Sektoren auf nachhaltige CO_2eq-neutrale Alternativen umgestellt werden. Ein wichtiger Energievektor, der diese Umstellung erleichtern kann, ist Wasserstoff [4, 5, 6]. Eine Form der CO_2eq-neutralen Wasserstoffbereitstellung ist die Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom, die in dieser Arbeit primär behandelt wird. Der so produzierte grüne Wasserstoff kann in den Sektoren Industrie, Energiewirtschaft, Verkehr und Gebäude eingesetzt werden. Dort wird er zur Strom- und Wärmeerzeugung, als Kraftstoff oder zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Neben der Nutzung von Wasserstoff kommt es durch die Elektrifizierung zur Sektorkopplung über verschiedene Energieträger hinweg. Um diese Verflechtungen in der Planung von Energieversorgungssystemen angemessen abzubilden, sind integrierte Energiesystemmodelle erforderlich, die alle diese Energieträger, Erzeugungsoptionen und Nachfragen enthalten und optimal aufeinander abstimmen.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Ziel der Arbeit ist die modellgestützte Bestimmung eines optimalen treibhausgasneutralen Energiesystems in Deutschland für das Jahr 2045 unter besonderer Berücksichtigung der räumlichen Verteilung der Infrastrukturen. Für den Wasserstoff als integraler Bestandteil dieses Transformationsprozesses müssen völlig neue Infrastrukturen geschaffen werden. Er stellt daher einen besonderen thematischen Schwerpunkt der Arbeiten dar. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Komplexität in der Energiesystemplanung durch die Anforderungen der Treibhausgasneutralität, der Sektorkopplung und des Aufbaus einer Wasserstoffwirtschaft ist es das Ziel der Arbeit, folgende Fragen zur Infrastrukturplanung zu beantworten:

- Wo werden Sektorkopplungstechnologien wie Elektrolyseure, Wärmepumpen und Wasserstoffkraftwerke in einem integrierten Energiesystem optimal platziert? Erfolgt die Platzierung in den Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen oder in den Regionen mit hoher Nachfrage?
- Wie sieht ein konsistenter Transformationspfad der Wasserstoffinfrastrukturen zwischen 2020 und 2045 aus?
- Wie wird ein Wasserstoffnetz für ein treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2045 ausgelegt und betrieben?
- Welche No-Regret-Maßnahmen lassen sich aus dem Transformationspfad und durch Szenarienvariation im Zieljahr für die Wasserstoffinfrastrukturen identifizieren?

Zur Umsetzung dieser Ziele wird das am Institut *Jülicher Systemanalyse* des Forschungszentrums Jülich entwickelte Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure eingesetzt. Das Modell basiert auf den Arbeiten von Stolten et al. (2021) [7], Welder (2022) [8] und Groß (2023) [9] und wird im Rahmen dieser Arbeit umfassend erweitert.

Das Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure ist wie folgt definiert:

- Hohe räumliche Auflösung des deutschen Energiesystems in 80 Regionen mit stündlicher zeitlicher Auflösung über ein Jahr;
- Minimierung der Gesamtsystemkosten unter Berücksichtigung von CO_2eq-Grenzwerten;
- Integrierte Betrachtung der Energieträger Strom, Erdgas/Methan, Wasserstoff und netzgebundener Wärme;
- Abbildung der Endenergienachfrage in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude durch Modellkopplung innerhalb der *ETHOS Model Suite*[1];
- Optimierung der regionalen Auslegung, Platzierung und Betriebsweise der Infrastrukturen zur Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Transmission von Energieträgern sowie zur Sektorkopplung.

Die Neuwertigkeit der Arbeit ergibt sich aus den folgenden Modellerweiterungen:

- Modellierung eines treibhausgasneutralen Szenarios für Deutschland im Jahr 2045 nach dem Klimaschutzgesetz in Anlehnung an die Studie der Jülicher Systemanalyse von Stolten et al. (2022) [11];
- Entwicklung eines konsistenten Transformationspfades durch die *Vererbung* von Energieinfrastrukturen zwischen 2020 und 2045 in 5-Jahres-Intervallen durch Kopplung Stützjahre und Modellierung des Fortbestands;
- Verbesserung der Regionalisierung der Endenergienachfrage durch detailliertere sektorale Verteilschlüssel;
- Abbildung mehrerer Reinheitsklassen von Wasserstoff;
- Integration von Flüssigwasserstoff-Transportoptionen und -Bedarfen;

[1] Modellgruppe, die unter anderem das Einknotenmodell ETHOS.NESTOR und das Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure umfasst [10].

- Aktualisierung der modellierten Stromnetze auf Basis aktualisierter Netzentwicklungspläne;
- Implementierung der geplanten europäischen Wasserstoffversorgungskorridore gemäß dem European Hydrogen Backbone [12];
- Aktualisierung der Potenziale erneuerbarer Energien und Abbildung bestehender Windenergieanlagen im Modell.

Das Ziel dieser Erweiterungen besteht darin, zu klären, welche Infrastrukturmaßnahmen als No-Regret-Maßnahmen gelten. Das bedeutet, welche Maßnahmen sowohl über ein breites Spektrum von Szenarien als auch konsistent über den Zeitraum des Transformationspfads Teil der kostenoptimalen Lösung im Energiesystem sind. Die identifizierten Maßnahmen können als Grundlage für Handlungsempfehlungen und Strategieentwicklung für Politik und Investitionsentscheidungen dienen.

1.3 Struktur der Arbeit

Die Arbeit ist in insgesamt sieben Kapitel gegliedert. Eine Übersicht der Kapitel ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Kapitel 2 und Kapitel 3 geben einen Überblick über die Literatur, auf der die Arbeit basiert. In Kapitel 2 wird zunächst der Status quo der klima- und wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen vorgestellt, die den Treiber hinter der Transformation des deutschen Energiesystems darstellen. Im zweiten Schritt werden die Maßnahmen vorgestellt, die von Netzbetreibern konzipiert und initiiert werden, um diesen Zielen gerecht zu werden. Drittens wird der aktuelle Stand der Studienlage zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes zusammengetragen. Die Studien werden auf den Einsatz von Wasserstoff und die Implementierung der erforderlichen Infrastrukturen untersucht. In einem Zwischenfazit wird beleuchtet, welche Aspekte der Infrastrukturplanung in der aktuellen Studienlandschaft unterrepräsentiert sind und wo diese Arbeit Forschungslücken schließen kann. In Kapitel 3 werden existierenden Konzepte, Methoden und Daten aus der Literatur vorgestellt, die zur Beantwortung der Forschungsfragen im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden.
Kapitel 4 stellt das methodische Vergehen dieser Arbeit vor. Dies umfasst die Beschreibung der grundlegenden Funktionsweise des verwendeten Modells ETHOS.Infrastructure, der entwickelten Modellerweiterungen sowie der daraus abgeleiteten Szenarien zur Beantwortung der eingangs formulierten Forschungsfragen.
Daran anschließend findet in Kapitel 5 eine detaillierte Beschreibung des im Rahmen dieser Arbeit modifizierten und umfassend erweiterten ETHOS.Infrastructure-Modells statt. Dies umfasst die techno-ökonomischen Annahmen für die abgebildeten Transmissions-, Speicher-, Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien sowie die Annahmen zu Importen, Exporten und Endenergienachfragen.
Die Ergebnisse dieser Arbeit werden für das Referenzszenario im Jahr 2045, die definierten Szenarien und für die Transformationspfadanalyse in Kapitel 6 dargestellt. Auf Basis der Ergebnisse werden No-Regret-Maßnahmen für die Wasserstoffinfrastrukturplanung abgeleitet. Abschließend erfolgt ein Vergleich der Modellergebnisse mit dem Entwurf des *Wasserstoff-Kernnetzes* der Fernleitungsnetzbetreiber Gas.
In Kapitel 7 werden die entwickelten Methoden und die Ergebnisse der Arbeit

zusammengefasst und die Forschungsfragen umfasend beantwortet.

Teile dieser Arbeit basieren auf den wissenschaftlichen Artikeln „The role of liquid hydrogen in integrated energy systems – A case study for Germany“ aus dem Jahr 2023 [13] und „The hydrogen supply chain – A comprehensive literature review incorporating purity analysis“ aus dem Jahr 2025 [14]. Erstautor beider Artikel ist der Autor dieser Arbeit. Die Inhalte der beiden Veröffentlichungen finden sich in Abschnitt 3.5 zum Thema Wasserstoffreinheit und Flüssigwasserstoff wieder.

Abbildung 1.1: Struktur der Arbeit.

Kapitel 2

Energiesystemtransformation und Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft

Das deutsche Energiesystem befindet sich in einer bedeutenden Transformationsphase. Durch globale, europäische und nationale Vereinbarungen, Gesetze und Ziele ist Deutschland dazu verpflichtet, sein Energie- und Wirtschaftssystem aus dem fossilen Zeitalter herauszuführen. Ein entscheidender Energievektor dazu ist Wasserstoff [4, 5, 6]. Grüner Wasserstoff aus regenerativen Quellen kann zur Dekarbonisierung verschiedener Sektoren beitragen: Im Verkehrssektor lässt sich Wasserstoff im Individualverkehr [15, 16, 17, 18, 19], im Schwerlasttransport [17], im Zug- und Busverkehr [20] sowie in der Schiff- [21, 22] und Luftfahrt [23, 24] einsetzen. Im Energiesektor [25, 26] kann Wasserstoff als Speicher für den saisonalen Ausgleich erneuerbarer Stromproduktion [27, 28, 29, 30, 31] dienen. Wasserstoff in der Industrie [6, 32, 33] ermöglicht eine Reduktion von Treibhausgasen etwa in der Produktion von Stahl [34, 35, 36, 37], Ammoniak [38] und Methanol [39, 40] sowie bei der Bereitstellung von Hochtemperatur-Prozesswärme wie beispielsweise in der Zement- [32], Keramik- [41, 42] oder Gasindustrie [43, 44].

Obwohl Wasserstoff das häufigste Element im Universum ist, ist seine Umwandlung in elementare Form auf der Erde aufwändig [45]. Gewinnen lässt sich elementarer Wasserstoff durch Wasserspaltung, beispielsweise mittels Elektrolyse, durch thermochemische Umwandlung fossiler Brennstoffe oder durch biologische Prozesse [5]. Günstiger werdende erneuerbare Energien zum Betrieb von Elektrolyseuren und schärfere Klimaziele sind maßgebliche Treiber für den Einsatz von Wasserstoff in zukünftigen Energiesystemen [5].

Neben dem Einsatz, der Speicherung und der Erzeugung von Wasserstoff ist die Ausgestaltung von Wasserstofftransportinfrastrukturen eine zentrale Forschungsfrage im Bereich der Energiesystemplanung und Schwerpunkt dieser Arbeit. Mit dem Fokus auf Wasserstoffinfrastrukturen werden im Rahmen dieses Kapitels in Abschnitt 2.1 die bedeutendsten klima- und wirtschaftspolitischen Rahmenbedingungen erläutert, die den Handlungsbedarf auf nationaler Ebene bedingen. In Abschnitt 2.2 wird dargestellt, welche Projekte und Pläne zur Umsetzung von Wasserstoffinfrastrukturen auf europäischer und nationaler Ebene bereits existieren. Abgeleitet aus dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 wird in Abschnitt 2.3 eine Auswahl an einschlägigen Studien vorgestellt, deren Szenarien mögliche Transformationspfade des deutschen Energiesystems beschreiben.

Diese drei Teile definieren erstens das Ziel, auf das sich das deutsche Energiesystem

zubewegen soll, stellen zweitens die bisherigen Planungen zur Erreichung dieses Ziels dar und präsentieren drittens die Antworten und Handlungsempfehlungen, die Wissenschaft und Politikberatung zur Umsetzung der Transformation geben. Daraus abgeleitet wird in Abschnitt 2.4, welche Abweichungen zwischen Zielen, Plänen und Studienergebnissen existieren und herausgearbeitet, welche Anforderungen sich daraus an das Energiesystemmodell dieser Arbeit ergeben.

2.1 Klima- und wirtschaftspolitische Rahmenbedingungen

Im Jahr 2015 ratifizieren 196 Länder das Pariser Abkommen, einen rechtsverbindlichen internationalen Vertrag zum Klimawandel. Ziel des Abkommens ist es, dass „der Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen“ [2]. In den darauffolgenden Jahren kommt es zu einer Umsetzung dieses Abkommens in europäisches und nationales Recht.

2.1.1 Klima- und Wasserstoffausbauziele in Europa

Der im Jahr 2019 von der EU-Kommission ins Leben gerufene *European Green Deal* (COM/2019/640) ist ein umfassendes Projekt mit dem Ziel, bis zum Jahr 2050 Treibhausgasneutralität in der Europäischen Union zu erreichen. Angegliedert daran ist die Initiative *Fit for 55*, die das Ziel hat, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % zu reduzieren. Es umfasst Maßnahmen wie die Ausweitung des EU-Emissionshandelssystems, die Einführung eines CO_2eq-Grenzausgleichssystems, die Verschärfung der CO_2eq-Reduktionsziele der Mitgliedstaaten für Sektoren, die nicht im Emissionshandelssystem enthalten sind sowie die Erarbeitung eines Pakets für den Wasserstoff- und dekarbonisierten Gasmarkt [46].

Ein zentrales Element dieses Transformationsprozesses ist der Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft. Dazu veröffentlicht die Europäische Kommission im Jahr 2020 *Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa* [47]. Die Umsetzung dieses Plans enthält konkrete Ausbauziele und gliedert sich dabei in drei Phasen:

1. In der ersten Phase von 2020 bis 2024 soll innerhalb der EU eine Elektrolysekapazität von mindestens 6 GW_{el} aufgebaut und bis zu 1 Mio t/a (33 TWh_{H_2}/a) grüner Wasserstoff produziert werden.
2. In der zweiten Phase von 2025 bis 2030 soll eine Elektrolysekapazität von mindestens 40 GW_{el} in Europa und in gleicher Größenordnung in europäischen Nachbarländern mit Exporten in die EU aufgebaut werden. Bis zum Jahr 2030 sollen so bis zu 10 Mio t/a (333 TWh_{H_2}/a) grüner Wasserstoff in Europa produziert und weitere 10 Mio t/a (333 TWh_{H_2}/a) aus den Anrainerstaaten nach Europa importiert werden [47, 48]. In dieser zweiten Phase sollen lokale Wasserstoffcluster, sogenannte *Hydrogen Valleys*, entstehen. Innerhalb dieser regionalen Valleys soll die lokale Nachfrage durch dezentrale Wasserstofferzeugung auf Basis

erneuerbarer Energien gedeckt werden.

3. In der dritten Phase von 2030 bis 2050 soll Wasserstoff einen breiten Einsatz finden und in Sektoren eingesetzt werden, die schwer zu dekarbonisieren sind oder in denen die technologische Alternative ökonomisch nicht sinnvoll wäre. Als weitere Anwendungsfälle für Wasserstoff in dieser Phase werden synthetische Brennstoffe in der Luft- und Schifffahrt genannt.

Zur Förderung privatwirtschaftlicher Investitionen in benötigte Wasserstofftechnologien ruft die Europäische-Kommission 2022 das *IPCEI H2* (Important Project of Common European Interest) Vorhaben ins Leben. Es besteht aus den Förderprojekten *IPCEI Hy2Tech* und *IPCEI Hy2Use*. Beide IPCEI adressieren die Wasserstoffwertschöpfungskette, wobei sich *Hy2Use* vor allem auf wasserstoffbezogene Infrastruktur und Wasserstoffanwendungen im industriellen Sektor konzentriert, während *Hy2Tech* auf Endnutzer im Verkehrssektor ausgerichtet ist [49].

2.1.2 Klima- und Wasserstoffausbauziele in Deutschland

Auf nationaler Ebene werden die Beschlüsse aus Paris und Brüssel zunehmend in nationales Recht überführt. Ein bedeutender Schritt ist das 2019 in Kraft getretene und im Jahr 2021 verschärfte Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Ziel dieses Gesetzes ist es, entsprechend dem Pariser Abkommen, den „Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen [...], um die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten“ [3]. Insgesamt werden drei Zwischenziele in Bezug auf die Reduktion der Treibhausgasemissionen[1] definiert. So sind bis 2030 mindestens 65 % und bis 2040 mindestens 88 % der Treibhausgasemissionen einzusparen, um bis zum Jahr 2045 vollständige Treibhausgasneutralität zu erzielen.

In Abbildung 2.1 sind die jährlichen Ziele für die CO_2eq-Grenzwerte laut Gesetzestext aufgelistet. Bis zum Jahr 2030 sind sektorspezifische Grenzwerte in den Bereichen Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges ausgewiesen.

Das BMWK plant, die Sektorziele zugunsten einer Gesamtbilanzierung der CO_2eq-Emissionen aufzugeben [50]. Dennoch verdeutlichen die initial formulierten Sektorziele, dass dem Energie- und Umwandlungssektor eine bedeutende Rolle auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität zuteilwird. Die Energiewirtschaft zeichnet sich zu Beginn der Betrachtungsperiode durch die größten CO_2eq-Emissionen aus. Gleichzeitig wird in diesem Sektor die größte relative Emissionseinsparung von über 60 % zwischen 2020 und 2030 veranschlagt. Dies verdeutlicht die bedeutende Rolle des Energiesektors, das Ziel der Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Begleitet wird die Transformation der deutschen Wirtschaft und Energieversorgung durch die *Nationale Wasserstoffstrategie*, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, heute BMWK) im Jahr 2020 erstmals und im Jahr 2023 in überarbeiteter Form veröffentlicht [51, 52]. Ziel dieser Strategie ist es, „einen kohären-

[1] Treibhausgase im Sinne des Klimaschutzgesetz: Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), Schwefelhexafluorid (SF_6), Stickstofftrifluorid (NF_3) sowie teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW) gemäß Anhang V Teil 2 der europäischen Governance-Verordnung in der jeweils geltenden Fassung [3].

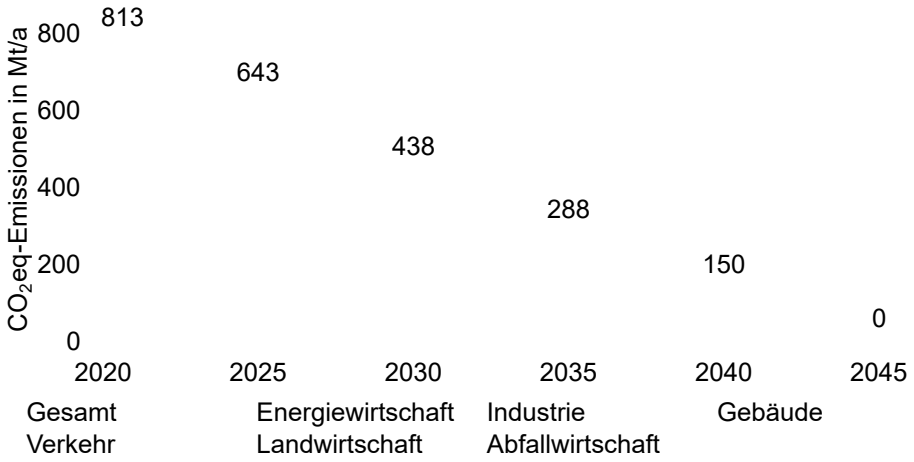


Abbildung 2.1: CO_2eq-Emissionsgrenzen gemäß Anlage 2 (zu § 4) (Jahre 2020-2030) und Anlage 3 (zu § 4) des Bundes-Klimaschutzgesetzes (2021) [3]. Zwischenjahre werden linear interpoliert.

ten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen [zu schaffen]“ [51].

Für das Jahr 2030 prognostiziert die Studie einen Wasserstoffbedarf von 95 - 130 TWh/a, der sich zusammensetzt aus 55 TWh/a heutigen und 40 - 75 TWh/a zukünftigen Bedarfen. Gedeckt würden diese Nachfragen zu 50 - 70 % (45 - 90 TWh/a) durch Importe von elementarem Wasserstoff und Wasserstoff-Derivaten aus EU-Mitgliedsstaaten und internationalen Partnerländern. Für die inländische Produktion von Wasserstoff ist ein Ausbauziel von mindestens 10 GW Elektrolyseleistung vorgesehen. Darüber hinaus soll in Deutschland ein Wasserstoffnetz von 1800 km durch die Umstellung von Erdgaspipelines und durch Neubau entstehen. Dafür ist folgender Zeitplan vorgesehen:

Kurzfristige Maßnahmen (2023)

- Vorstellung einer Wasserstoffimportstrategie mit dem Fokus auf Schiffs- und Pipelineimporten etwa aus Norwegen [52].

Mittelfristige Maßnahmen (ab 2024/25)

- Erstellung eines ersten integrierten Gas- und Wasserstoffnetzentwicklungsplans [52].
- Aufbau von Verbindungen zu „Skandinavien, Süd- und Osteuropa als auch an die strategisch günstig gelegenen Importhubs in Westeuropa“ [52].
- Entwicklung eines europäischen Kernnetzes: „Der Austausch mit Norwegen und Dänemark ist bereits weiter fortgeschritten, aber auch mit Finnland und Schweden sowie Österreich, Italien und Frankreich wurden schon Gespräche geführt“ [52].

Mittel- und langfristige Maßnahmen (2024–2030)

- Aufbau eines European Hydrogen Backbone: „Strategische Wasserstoffpipelines zu Anrainerstaaten der Union, wie z. B. Norwegen, dem Vereinigten Königreich, Ukraine, Marokko, Tunesien und Algerien, in den Blick nehmen“ [52].

Die Pläne der Bundesregierung verdeutlichen die Ambitionen zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und der EU. Es wird aber auch deutlich, dass die Politik davon ausgeht, dass sich weder Deutschland noch die EU selbst mit ausreichenden Mengen an Wasserstoff versorgen können und sollen. Stattdessen wird auf einen innereuropäischen Handel und einen Austausch mit den Anrainerstaaten gesetzt. Für die zukünftige Ausgestaltung des physischen Austauschs von Wasserstoff innerhalb Europas und Deutschlands, erstellen die Fernleitungsnetzbetreiber Netzentwicklungspläne.

2.2 Stand der Wasserstoff-Infrastrukturplanung

Die Umsetzung der gesetzlichen Vereinbarungen, Richtlinien und Projekte zur Transformation des europäischen und deutschen Energiesystems sowie zum Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist bereits angelaufen. Ein wichtiger Baustein bei dem Aufbau von Wasserstoffinfrastrukturen in Deutschland und Europa ist die IPCEI H2-Förderung. Allein in Deutschland werden 62 Großvorhaben in den Bereichen Wasserstofferzeugung, Wasserstoffnutzung in der Industrie, Wasserstoffinfrastruktur und im Verkehrssektor gefördert[2] [53]. Bis 2027/2028 soll mithilfe der IPCEI-Förderung in Deutschland ein Wasserstoffstartnetz mit einem Umfang von 1800 km Länge, bestehend aus umgewidmeten und neu errichteten Leitungen, aufgebaut werden. Zusätzlich sollen europaweit etwa 4500 km an IPCEI geförderter Wasserstoffpipelines aufgebaut werden. Davon sollen 1500 km neu gebaut werden und 3000 km durch die Umwidmung bestehender Erdgasleitungen entstehen. Dieses entstehende Netzwerk soll Teil des European Hydrogen Backbone werden [52].

2.2.1 European Hydrogen Backbone

Um die Versorgungssituation mit Wasserstoff in Deutschland zu beschreiben, ist es notwendig, die europäische Wasserstoffproduktion und -verteilung mit einzubeziehen. Es ist davon auszugehen, dass Deutschland seinen zukünftigen Bedarf an Wasserstoff nicht ausschließlich durch inländische Produktion decken kann [11, 52]. Die zentrale Lage innerhalb Europas ermöglicht es Deutschland, von Wasserstoffimporten aus Nachbarländern zu profitieren und als Transitland von Wasserstoff zu fungieren [54, 55].

Ein zentrales Projekt für die europäische Wasserstoffversorgung ist der European Hydrogen Backbone (EHB), ein Zusammenschluss von 32 europäischen Erdgas-Übertragungsnetz-Betreibern aus 28 Ländern. Eine Darstellung dieser Korridore findet sich in Abbildung 2.2.

Die Initiative plant, eine Vision für die Zukunft des europäischen Wasserstoffnetzes zu entwickeln und legt seit dem Jahr 2022 Entwürfe dieses Netzes für die Jahre 2030 und 2040 vor [12, 54]. In der Version von Juli 2023 geht der Entwicklungsplan von einem Wasserstoffnetz mit einer Länge von 32.616 km bis 2030 aus, von denen es sich bei 16.864 km um umgewidmete Erdgaspipelines handelt. Der Bericht

[2] Dies umfasst 19 Projekte, die sich auf die Herstellung von Wasserstoff-Schlüsselkomponenten wie Elektrolyseure und Brennstoffzellen konzentrieren, 15 Infrastrukturprojekten für die Speicherung und Verteilung von Wasserstoff, 16 industriellen Anwendungsprojekten zur Integration von Wasserstoff in Sektoren wie der Stahl- und Zementproduktion und 12 Mobilitätsprojekte [53].

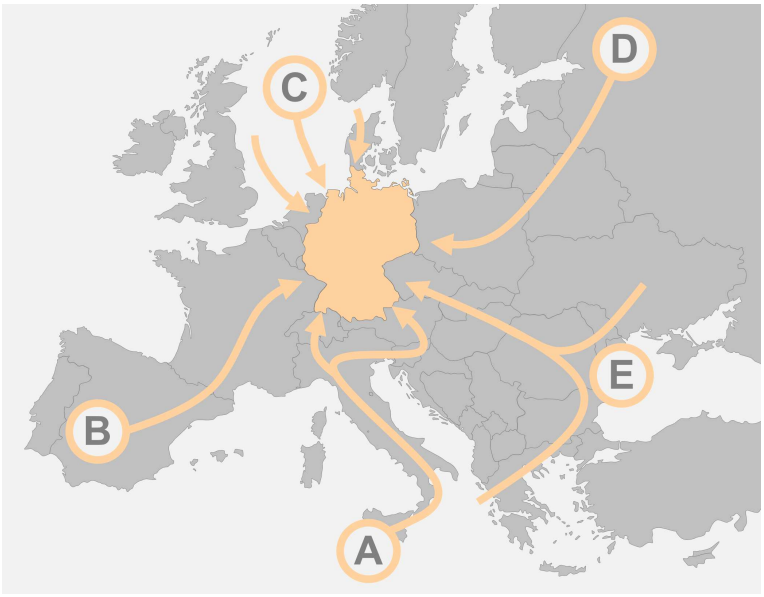


Abbildung 2.2: Wasserstoffkorridore gemäß European Hydrogen Backbone [12].

schlägt ein Netz mit einer Gesamtlänge von 57.662 km bis 2040 und einem umgewidmeten Anteil von 34.290 km vor [12]. Das durch den European Hydrogen Backbone entwickelte Netz lässt sich in fünf Versorgungskorridore unterteilen. All diese Korridore führen nach oder durch Deutschland. Die zentrale Position von Deutschland innerhalb Europas erlaubt somit eine Vielzahl von Versorgungsszenarien aus unterschiedlichen Nachbarländern. Welche Länder die jeweiligen Korridore genau umfasst, ist in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: European Hydrogen Backbone Korridore.

Korridor	Länder (Reihenfolge in Richtung des H_2-Flusses)	Projekte in Planung
A Nordafrika & Südeuropa	Tunesien, Algerien, Italien, Kroatien, Slowenien, Ungarn, Tschechien, Österreich, Slowakei, Deutschland	*SouthH2 Corridor* [56], *HyPipe Bavaria* [57]
B Südwesteuropa & Nordafrika	Marokko, Portugal, Spanien, Frankreich, Belgien, Luxemburg, Deutschland	*H2Med* [58], *mosaHYc* [59]
C Nordsee	Norwegen, Irland, Vereinigtes Königreich, Dänemark, Niederlande, Luxemburg, Belgien, Frankreich, Deutschland	*AquaDuctus* [60], *Equinor-RWE* (Norwegen – Deutschland) [61], *H_2 Interconnector Bornholm-Lubmin* [62]
D Nordische & baltische Regionen	Finnland, Schweden, Estland, Lettland, Litauen, Dänemark, Polen, Deutschland, Tschechien	
E Ost- & Südosteuropa	Ukraine, Griechenland, Bulgarien, Rumänien, Ungarn, Slowenien, Kroatien, Slowakei, Tschechien, Österreich, Schweiz, Deutschland, Polen	

Einige dieser Korridore sind bereits in Planung, wie der Südkorridor A unter der Bezeichnung *SoutH2 Corridor* [56]. Er soll eine Länge von 3300 km umfassen, zu 70 % aus umgewidmeten Pipelines bestehen und bis zum Jahr 2030 über 4 Mio t/a (133 TWh/a) an Wasserstoff pro Jahr übertragen [56]. Die Route verläuft von Tunesien über Italien und Österreich nach Deutschland. Der Wasserstofftransport über die Transitgas-Pipeline in der Schweiz, die Italien mit Deutschland verbindet, ist erst langfristig geplant. Der Schweizer Fernleitungsnetzbetreiber FluxSwiss rechnet mit einem Wasserstofftransport über die Schweiz erst in Zeiten hoher Wasserstoffbedarfe nach 2030 [63]. Im European Hydrogen Backbone ist diese Verbindung erst im Plan für das Jahr 2040 vorgesehen. Auch der mediterrane Korridor D ist seit 2021 unter der Bezeichnung *H2Med* in Planung [58]. In der Umgebung des Nordseekorridors schließt Deutschland bereits Verträge über Wasserstofflieferungen aus Dänemark [62] und Norwegen [61] ab und das AquaDuctus-Projekt strebt die offshore Produktion von Wasserstoff im AquaVentus Offshore-Windpark in der Nordsee an [60]. Umsetzungspläne in den Korridoren D und E sind weitaus weniger konkret.

Das größte sich in Planung befindliche Wasserstoff-Infrastrukturprojekt innerhalb

Deutschlands ist das *H_2erkules* Projekt [64]. Der Energieversorgungskonzern RWE und der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH (OGE) verfolgen mit dem Projekt den Aufbau eines 1500 km langen Wasserstoffpipeline-Netzes bis zum Jahr 2030. Es dient der Versorgung von Wasserstoffabnehmern in West- und Süddeutschland durch die Produktion in Norddeutschland. Darüber hinaus ermöglicht es den Import von Wasserstoff über Norwegen, die Niederlande, Belgien, Frankreich und Tschechien. Bis 2026 soll der Kern des Netzes, das *GET H_2 Nukleus* Projekt, fertiggestellt werden. Dabei handelt es sich um ein IPCEI-gefördertes Projekt, das über 130 km „Erzeugung von grünem Wasserstoff mit industriellen Abnehmern in Niedersachsen und NRW [verbinden soll]“ [65].

Die Entwicklung der fünf Korridore basiert auf Berechnungen der Wasserstoffproduktionspotenziale und des Wasserstoffbedarfs der einzelnen Länder [66]. Abbildung 2.3 visualisiert die daraus resultierenden Nettowasserstoffbedarfe und -überschüsse.

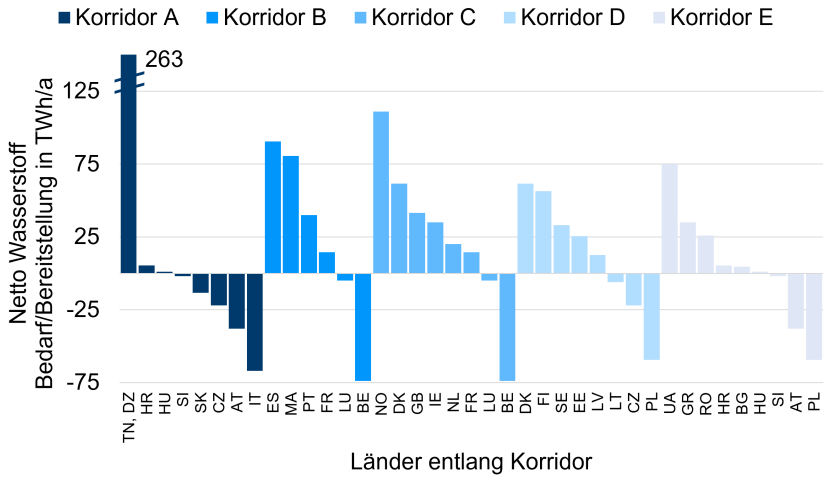


Abbildung 2.3: Netto-Wasserstoffproduktion (positiv definiert) und -bedarf (negativ definiert) in Europa und den Anrainerstaaten gemäß EHB [66]. Doppelnennung, wenn Länder in mehreren Korridoren enthalten sind.

Im European Hydrogen Backbone kommt dem Import aus afrikanischen Staaten wie Algerien, Tunesien und Marokko eine bedeutende Rolle zu. Diese Annahme wird im weiteren Verlauf der Arbeit diskutiert und einer Sensitivitätsrechnung unterzogen. Das größte Potenzial ergibt sich in Korridor C. Bei der Verrechnung von Potenzialen und Bedarfen entlang dieses Korridors ergibt sich eine Menge von 205 TWh/a Wasserstoff, die nach Deutschland transportiert werden könnten.

2.2.2 Netzentwicklungsplan der Gasnetzbetreiber

Die Ferngasnetzbetreiber sind nach §15a des Energiewirtschaftsgesetzes dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen NEP für die nächsten 10 Jahre zu erstellen. Der Prozess besteht aus der Erstellung eines Szenariorahmens, der Erstellung des Netzentwicklungsplans und aus begleitenden öffentlichen Konsultationsverfahren. Der

Szenariorahmen wird im Auftrag der Fernleitungsnetzbetreiber durch einen externen wissenschaftlichen Gutachter[3] erstellt und enthält „Annahmen über die Entwicklung der Produktion, der Versorgung und des Verbrauchs von Gas sowie seinem Austausch mit anderen Ländern in den kommenden zehn Jahren vor“ [67]. Im Rahmen eines Konsultationsverfahrens haben die Marktteilnehmer die Gelegenheit, sich zu diesen Annahmen zu äußern. Nachdem die Fernleitungsnetzbetreiber den Szenariorahmen entsprechend der eingegangenen Stellungnahmen überarbeitet haben, wird er der Bundesnetzagentur zur Bestätigung vorgelegt. Ist die Bestätigung erfolgt, beginnt die Entwicklung des Netzentwicklungsplans.

Der Netzentwicklungsplan beginnt ebenfalls mit einem Konsultationsdokument, das unter Einbeziehung bedeutender Marktteilnehmern entsteht. Es folgt eine Überarbeitung durch die Fernleitungsnetzbetreiber, bevor der Netzentwicklungsplan in eine öffentliche, durch die Bundesnetzagentur koordinierte, Konsolidierungsphase eintritt. Daraus ergeben sich Änderungsverlangen seitens der Bundesnetzagentur. Wurden diese von den Fernleitungsnetzbetreibern in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, erfolgt die abschließende Bestätigung durch die Bundesnetzagentur.

Dieser Prozess bezieht sich auf den Netzentwicklungsplan für das Erdgasnetz. Für die Erstellung eines eigenständigen Netzentwicklungsplans Wasserstoff sind die Netzbetreiber derzeit nicht verpflichtet. Im Rahmen von §28q des Energiewirtschaftsgesetzes ordnet der Gesetzgeber die Fernleitungs- und Wasserstoffnetzbetreiber stattdessen an, einen „Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff“ [68] vorzulegen. Dabei handelt es sich laut Gesetzestext um einen „Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035“ [68]. Dieser Bericht ist Grundlage für die Bundesnetzagentur, „Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff abgeben“ [68].

Im Jahr 2022 legen die Fernleitungsnetzbetreiber Gas diesen Bericht erstmals vor. In Bezug auf die Wasserstoffplanung raten die Fernleitungsnetzbetreiber von einem eigenständigen Netzentwicklungsplan Wasserstoff ab. Aufgrund der gegenseitigen Abhängigkeit von Erdgas- und Wasserstoffnetzen, bedingt durch die Umwidmung von Erdgaspipelines, bevorzugen die Fernleitungsnetzbetreiber Gas eine integrierte und iterative Wasserstoff- und Methannetzmodellierung [69]. Ein solcher integrierter Netzentwicklungsplan ist laut BMWK für 2025-2037 geplant [70].

Im Netzentwicklungsplan 2032 aus dem Jahr 2023 (NEP 2032 (2023)) findet die Wasserstoffplanung Berücksichtigung. Die Abschätzung zukünftiger Bedarfe und Versorgung von Wasserstoff findet auf Basis einer Marktteilnehmerabfrage statt. Dabei werden Unternehmen, Verteilnetzbetreibern und Projektverantwortlichen in Nachbarländern einbezogen. Damit die jeweiligen Projekte in der Modellierung der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt werden, müssten die Projektverantwortlichen eine Absichtserklärung im Sinne eines Memorandum of Understanding (MoU) abgeben [71]. In der Marktteilnehmerabfrage aus dem Jahr 2021 zur Berücksichtigung im NEP 2032 werden mehr als 250 Grüngasprojekte[4] gemeldet. Abbildung 2.4 zeigt den Umfang der angemeldeten Wasserstoffprojekte.

Für die Erstellung des NEP 2032 liegen 128 Projektmeldungen für Wasserstoffausspeisung, 113 Meldungen für Wasserstoffeinspeisung aus dem In- und Ausland so-

[3] Für den Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 ist die Firma Prognos verantwortlich.

[4] Projekte in Bezug auf Wasserstoff, Bio- und synthetisches Methan.

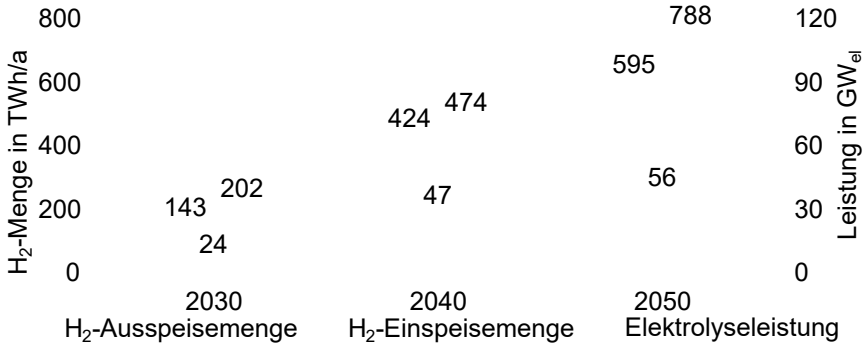


Abbildung 2.4: Projekte, die im Rahmen der Marktabfrage „Wasserstoffproduktion und -nachfrage“ für den Szenariorahmen 2022 des NEP 2032 gemeldet wurden, wobei nicht alle Projekte in die Modellierung eingeflossen sind (Datenquelle: [72]).

wie 89 Meldungen für Elektrolyseprojekte vor. Für das Jahr 2030 sind 24 GW Elektrolyseleistung gemeldet, was mehr als dem Doppelten der in der nationalen Wasserstoffstrategie anvisierten Leistung von 10 GW entspricht. Aufgrund nicht vorliegender verbindlicher Absichtserklärungen fließen nicht alle, der in Abbildung 2.4 aufgeführten Projekte in die Modellierung mit ein. Auf Basis der in der Modellrechnung berücksichtigten Projekten legen die Fernleitungsnetzbetreiber 2023 einen Planungsstand für ein Wasserstoff-Kernnetz vor:

> „Ziel des Kernnetzes ist es, eine Grundlage zu schaffen, deutschlandweit zentrale Wasserstoff-Standorte, beispielsweise große Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore, anzubinden. Es werden die wesentlichen Infrastrukturen berücksichtigt, die bis 2032 in Betrieb gehen sollen“. [73]

Berücksichtigt werden Wasserstoffprojekte, mit einer Einspeiseleistung von insgesamt 101 GW, einer Ausspeiseleistung von 87 GW und einer nachgefragten Wasserstoffmenge von 279 TWh. Die Einspeiseleistung setzt sich zusammen aus 15 GW Elektrolyseleistung, 58 GW Netzverknüpfungspunkten ins Ausland, 8 GW Speicher und 19 GW sonstige Einspeisungen. Die größten Abnehmer von Wasserstoff sind KWK-Anlagen mit 62 GW und 157 TWh/a, IPCEI- und Reallabor-Projekte mit 10,3 GW und 49 TWh/a, der Industriesektor Eisen und Stahl mit 7,8 GW und 50 TWh/a, Speicher mit 7,6 GW und 11 TWh/a, die Chemieindustrie mit 5,2 GW und 32 TWh/a sowie Raffinerien mit 4,2 GW und 30 TWh/a. Auffällig sind der hohe Anteil an der Wasserstoffnachfrage der KWK-Anlagen von über 55 % und der Umfang des *Wasserstoff-Kernnetzes* von 9700 km. Letzteres überschreitet deutlich das in der nationalen Wasserstoffstrategie formulierte Ausbauziel von 1800 km [74, 75].

In Abschnitt 6.5 erfolgt ein Vergleich zwischen dem Entwurf des *Wasserstoff-Kernnetz* und den Ergebnissen dieser Arbeit.

2.3 Studien zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes

Um das Klimaschutzgesetz umzusetzen und Handlungsempfehlungen für die Politik und andere Entscheidungsträger abzuleiten, erstellen Forschungsinstitute, Thinktanks, Industrieverbände und Beratungsunternehmen Studien mit Szenarien für mögliche Transformationspfade des deutschen Energiesystems. Zu den fünf bedeutendsten Studien, die sich mit der Umsetzung des Klimaschutzgesetzes befassen, zählen:

- „Aufbruch Klimaneutralität“ Leitstudie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur (dena) [76],
- „Klimaneutrales Deutschland 2045“ im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende [77],
- „Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“ im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) [78],
- „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ im Auftrag der Ariadne - Kopernikus-Projekte [79] sowie
- „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) [80].

Im Folgenden werden die Inhalte der Studien vorgestellt und verglichen mit der Studie „Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“. Die Studie wurde von der Jülicher Systemanalyse durchgeführt und fungiert als Grundlage für diese Arbeit. Der Vergleich dient einer Einordnung der Annahmen, die dieser Arbeit zugrunde liegen, in die aktuelle Studienlandschaft.

Untersucht werden die Studien in Bezug auf der Rolle von Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem sowie auf die Methodik hinsichtlich räumlicher Auflösung, der integrierten Betrachtung von Energieträgern und Technologien sowie der Abbildung von Transformationspfaden. Ziel ist es, den Status quo und offene Forschungsfragen in Bezug auf die Transformation des deutschen Energiesystems und dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur darzulegen.

2.3.1 Die Rolle von Wasserstoff zur Umsetzung des KSG

Die potenzielle Rolle von Wasserstoff im deutschen Energiesystem lässt sich anhand der angenommenen und berechnete Wasserstoffbedarfe in den jeweiligen Szenarien bewerten. Abbildung 2.5 zeigt sektorscharf die Bedarfe von Wasserstoff in den verschiedenen Studien und Szenarien auf.

Der Gesamtwasserstoffbedarf liegt zwischen 218 TWh/a im Ariadne REMIND-Mix-Szenario und 685 TWh/a im TN-H2-Szenario der BMWK-Langfristszenarien. Zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Bedarf liegt ein Faktor größer drei. Der hohe Bedarf in den BMWK-Langfristszenarien ergibt sich daraus, dass in diesem Szenario eine breite Nutzung von Wasserstoff angenommen wird. Ein Beispiel hierfür ist der Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor mit 175 TWh/a. Das KSG45-Szenario der Jülicher Systemanalyse-Studie weist mit 411 TWh/a nach dem oben

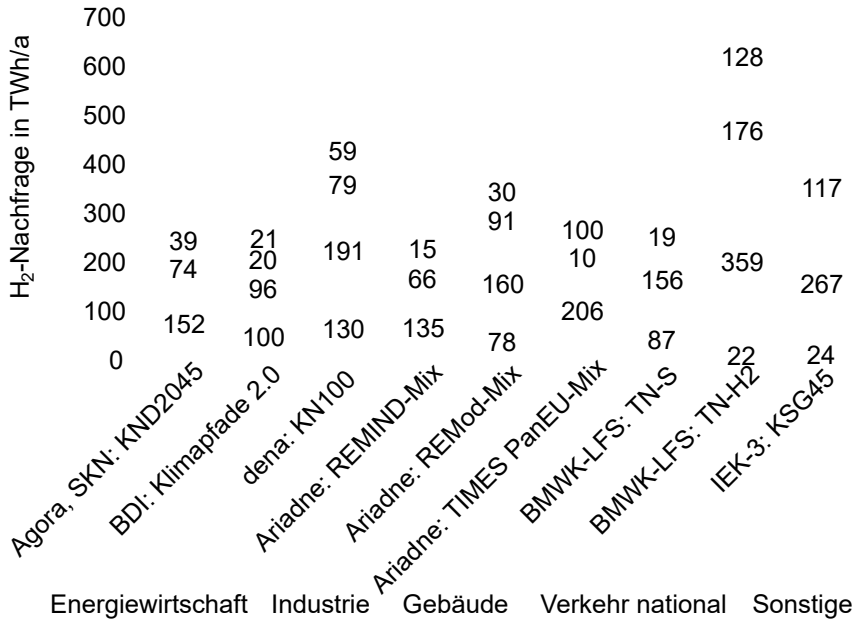


Abbildung 2.5: Wasserstoffnachfragen im Studienvergleich in Szenarien mit Treibhausgasneutralität bis 2045 (nach [81]). BMWK-Langfristszenarien betrachten Treibhausgasneutralität bis 2050.

genannten TN-H2-Szenario und der dena-Leitstudie den dritthöchsten Wasserstoffbedarf im Studienvergleich auf.

Die größten Wasserstoffabnehmer sind die Industrie und die Energiewirtschaft. Im Durchschnitt aller Szenarien in Abbildung 2.5 entfallen 41 % des Wasserstoffbedarfs auf die Industrie und 35 % auf die Energiewirtschaft. Deutlich geringer sind die Anteile für den Verkehr mit 16 % und für Gebäude und sonstigen Nachfragen mit insgesamt 10 %. In diesen Sektoren stehen alternative CO_2eq-Reduktionsmaßnahmen zur Verfügung, die kostengünstiger sind als der Einsatz von Wasserstoff, wie etwa die direkte Nutzung von Strom in Fahrzeugen und Wärmepumpen.

Im Szenario KSG45 der Jülicher Systemanalyse dominiert der Anteil der Industrie mit 65 % beziehungsweise 267 TWh/a. Der Wasserstoffbedarf im Energie- und Umwandlungssektor ist mit 24 TWh/a beziehungsweise einem Anteil von 6 % deutlich geringer als in den meisten anderen Szenarien. Mit einem Anteil von 28 % am Gesamtbedarf und 117 TWh/a ist das KSG45-Szenario der Jülicher Systemanalyse das Szenario mit dem größten relativen Anteil für den Verkehrssektor. Etwa 1 % des Wasserstoffbedarfs fällt in diesem Szenario auf Gebäude, was einem unterdurchschnittlichen Wert entspricht.

Die Herkunft des Wasserstoffs ist in Abbildung 2.6 dargestellt. Für den Bezug von CO_2eq-freiem Wasserstoff setzen die Szenarien auf den Import von grünem Wasserstoff, die inländische Elektrolyse und die inländische biogene Produktion von Wasserstoff.

Der Import und die inländische Elektrolyse dominieren den Wasserstoffbezug in den Szenarien. Die biogene Produktion von Wasserstoff kommt lediglich im Ariad-

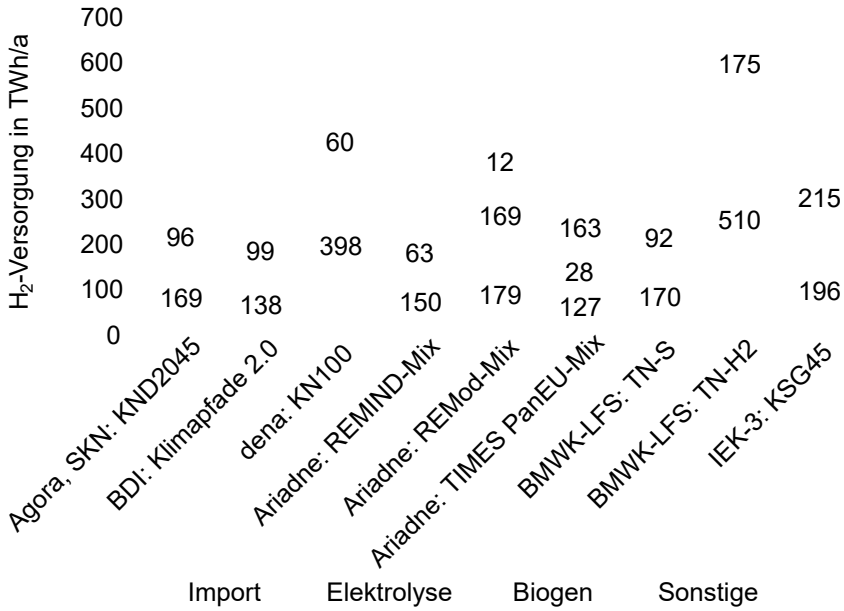


Abbildung 2.6: Wasserstoffversorgung im Studienvergleich in Szenarien mit Treibhausgasneutralität bis 2045 (nach [81]). BMWK-Langfristszenarien betrachten Treibhausgasneutralität bis 2050.

ne TIMES PanEU-Mix Szenario zum Einsatz, wo sie mit 163 TWh/a die Produktion durch Elektrolyse von 28 TWh/a fast vollständig verdrängt. Nennenswerte Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich im Verhältnis von Import zur inländischen Erzeugung. Dieses Verhältnis liegt im Import-dominanten dena-KN100 Szenario bei 87 % Import zu 13 % inländischer Produktion. Die inländische Produktion wird im Ariadne TIMES PanEU-Mix Szenario am stärksten forciert, wo das Verhältnis bei 40 % Import zu 60 % inländischer Produktion liegt.

Das KSG45-Szenario der Jülicher Systemanalyse weist ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Import und heimischer Produktion von 48 % zu 52 % beziehungsweise 196 TWh/a zu 215 TWh/a auf. Damit liegt der Anteil der inländischen Produktion über dem Durchschnitt von 38 %. Das Szenario weist mit 215 TWh/a die größte inländische Wasserstoffproduktion aus, die im Studienvergleich bei durchschnittlich 130 TWh/a liegt.

Es ist zu erkennen, dass über alle Szenarien hinweg jeweils ein Mindestmaß von 127 TWh/a an Import und 63 TWh/a an inländischer Produktion vorhanden ist. Alle Szenarien gehen somit davon aus, dass Deutschland in einem treibhausgasneutralen Szenario sowohl Wasserstoffimporteur als auch -produzent sein wird.

2.3.2 Zukünftige Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland

Aus dem vorherigen Abschnitt wird deutlich, dass dem Wasserstoff in allen Studien eine bedeutende Rolle zugeschrieben wird. Die Studien unterscheiden sich hingegen deutlich darin, wie detailliert Wasserstoffinfrastrukturen modelliert und welche

Aussagen in Bezug auf diese Infrastrukturen getätigt werden.

dena-Leitstudie: „Aufbruch Klimaneutralität“ dena (2021) [76] Die dena-Leitstudie „Aufbruch Klimaneutralität“ wurde umgesetzt vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), dem Forschungsinstitut für Wärmeschutz (FIW) München, dem Institut für Technische Gebäudeausrüstung (ITG) Dresden, der Jacobs University Bremen (JUB), der Stiftung Umweltenergierecht (SUER) und dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI).

Auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität 2045 werden im Rahmen der Studie sektorspezifische Treibhausgasminderungszielen für das Jahr 2030 sowie sektorenübergreifenden Ziele in den Folgejahren vorgegeben. Mithilfe von Bottom-Up-Modellen werden die Endenergieverbräuche in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude modelliert. Diese Bedarfe fließen in das Gesamtenergiesystemmodell des EWI, DIMENSION [82], ein, wo deren Bereitstellung endogen optimiert wird. Sektor- und energieträgerübergreifend wird die Bereitstellung und Beschaffung der Endenergiebedarfe modelliert. Die Modellierung umfasst etwa den „Ausbau und Betrieb von Kraftwerken, [Elektrolyseuren,] öffentlicher und industrieller Wärmeerzeugung inklusive Power-to-Heat sowie von Flexibilitäten im Stromversorgungssystem“ [76]. Abgebildet werden die EU-Mitgliedsstaaten, Großbritannien, Norwegen, die Schweiz sowie der Handel „mit 90 weitere Herkunftsländer für grünen Wasserstoff sowie synthetisches Methan und Power-to-Liquid aus verschiedenen Weltregionen“ [76]. Das deutsche Bundesgebiet wird in dieser Rechnung nicht weiter aufgeteilt.

Das deutsche Stromnetz wird in einem nachgelagerten Schritt modelliert. Grundlage dafür ist der Netzentwicklungsplan Strom 2035 von 2021. Die räumliche Auflösung ist eine reduzierte Knotenzahl des Deutschen Übertragungsnetzes. Gasinfrastrukturen werden in der dena-Leitstudie kostenseitig lediglich abgeschätzt und nicht explizit modelliert [76].

Somit werden keine expliziten Angaben zu benötigten Wasserstoff-Netzlängen getätigt. Eine räumlich aufgelöste Analyse findet bei der Berechnung der erneuerbaren Energien Potenziale statt, nicht aber im Gesamtmodell. Die Studie weist eine Elektrolyseleistung von 5 GW_{el} bis zum Jahr 2030 und 24 GW_{el} bis zum Jahr 2045 aus, macht aber keine detaillierten Angaben zu deren räumlicher Verteilung. Die dena-Leitstudie geht von Volllaststunden der Elektrolyseure von 2800 h/a im Jahr 2030 und 3666 h/a im Jahr 2045 aus. Grund für die hohe Auslastung ist die geringe installierte Elektrolyseleistung, die es ermöglicht, die Anlagen überwiegend mit hoch ausgelasteten Offshore-Windenergieanlagen zu betreiben.

Agora: „Klimaneutrales Deutschland 2045“ Prognos et al. (2021) [83] Bei „Klimaneutrales Deutschland 2045“ [83] handelt es sich um eine Kurzstudie aus dem Jahr 2021 in Anlehnung an die umfassende Studie „Klimaneutrales Deutschland“ [77] aus dem Jahr 2020, in der die Klimaneutralität Deutschlands bis 2050 untersucht wurde. Da sich die Kurzstudie lediglich auf die Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse beschränkt, wird im Folgenden bei der Beschreibung des methodischen Vorgehens auf die Langfassung der Vorgängerstudie zurückgegriffen. An der Umsetzung der beiden Studien waren die gleichen Einrichtungen beteiligt: Prognos, das Öko-Institut sowie das Wuppertal Institut.

Das Energiesystem wird in dieser Studie nicht innerhalb eines Gesamtsystems mo-

delliert und optimiert. Stattdessen leiten sich die Ergebnisse aus Einzelmodellen ab. Die Modelle orientieren sich an den fünf Sektoren des IPCC-Common Reporting Format[5] (CRF). Zum Einsatz kommen ein Strommarkt-, ein Private-Haushalte-, ein GHD-, ein Verkehrs-, ein Landwirtschafts-, ein LULUCF[6]-, ein Abfall- und ein Industriemodell.

Auf eine detaillierte regional aufgelöste Modellierung von Wasserstofferzeugung, -abnehmern und -verteilung wird in den Studien verzichtet. Stattdessen werden qualitative Aussagen zum Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur getätigt [77]: Es wird angenommen, dass fossil und erneuerbar erzeugter Wasserstoff bis zum Jahr 2040 vorwiegend an küstennahen Standorten produziert und per Pipeline ins Binnenland transportiert wird. Elektrolyseure können netzdienlich eingesetzt werden als Abnehmer von Offshore-Windenergie, um Netzengpässe zu vermeiden. Zwischen 2040 und 2050 wird ein Ausbau des Wasserstoffnetzes im Süden und in der Breite erwartet, um Bedarfe im Verkehrssektor zu decken. Für die Versorgung von Wasserstoffclustern der energieintensiven Industrie wird eine Umstellung von Gasverteilnetze auf Wasserstoff für möglich gehalten, nicht aber für die flächendeckende Versorgung von Wasserstoff im Gebäudesektor. Insgesamt geht die Studie von einer installierten Elektrolyseleistung von 50 GW bis 2045 aus. Aus der ausgewiesenen produzierten Wasserstoffmenge ergibt sich eine Volllaststundenzahl von rund 2750 h/a [83].

„Klimapfade 2.0“ BCG und BDI (2021) [78] Die von dem Beratungsunternehmen Boston Consulting Group (BCG) durchgeführten BDI-Studie „Klimapfade 2.0“ wertet die Implikationen und notwendigen Handlungsempfehlungen vor dem Hintergrund des Klimaschutzgesetzes für 2030 und mit Ausblick auf 2045 aus. Die Ergebnisse wurden in einem „«Bottom-up»-Prozess mit der deutschen Industrie erarbeitet und validiert [wurden]“ [78]. Es findet in dieser Studie keine Optimierung statt, eine Konkurrenz zwischen einzelnen Technologien wird demnach nicht modelliert. Die Studie basiert auf der Vorgängerstudie „Klimapfade für Deutschland“, die BGC in Kooperation mit Prognos 2018 für den BDI erstellt hat. In dieser Studie wird ein Optimierungsmodell verwendet.

In der aktuellen Studie findet keine Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauchern und keine Netzberechnung statt. Hinsichtlich der Wasserstoffinfrastrukturen wird auf den European Hydrogen Backbone verwiesen. In den Ergebnissen wird die Wichtigkeit betont, ein nationales Wasserstoffnetz bis 2030 aufzubauen, um Wasserstoffvolumina von 43 TWh/a[7] zu versorgen und „bei der Netzentwicklungsplanung das Konzept eines *Zielnetzes 2045* [zu berücksichtigen]“ [78].

Ariadne-Kopernikus-Projekt: „Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ Luderer et al. (2021) [79] Die durch das Ariadne-Kopernikus-Projekt initiierte Studie liefert „wissenschaftliche Politikberatung für den Weg zur Klimaneutralität“ [79]. Beteiligt sind an der Studie die Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) Institute für Fahrzeugkonzepte, für Vernetzte Energiesysteme und für Verkehrsforschung. Von der Fraunhofer-Gesellschaft die Institute für Energiewirtschaft

[5] Bei den Sektoren im CRF handelt es sich um: Energie, Industrielle Prozesse und Produktverwendung, Landwirtschaft, Forstwirtschaft und andere Landnutzung, Abfall [84].

[6] Landnutzung, -änderung und Forstwirtschaft (engl. Land Use, Land-Use Change, and Forestry)

[7] davon 24 TWh/a Industrie, 8 TWh/a Raffinerien, 10 TWh/a Verkehr.

und Energiesystemtechnik, für Solare Energiesysteme, für System- und Innovationsforschung sowie die Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie. Außerdem mitwirkend sind das Helmholtz-Zentrum Hereon, das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, das Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change, das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, das Paul Scherrer Institut sowie das Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung. Die Anzahl der beteiligten Institute deutet auf den großen Umfang der Studie hin. Untersucht wird die Transformation des Energiesystems hin zu Treibhausgasneutralität bis 2045 mit dem Zwischenziel einer CO_2eq-Reduktion von 65 % bis 2030 sowie der Defossilisierung der Bedarfe in stofflicher Nutzung.

Die Besonderheit an diesem Bericht ist, dass nicht ein einzelnes, sondern mehrere Modelle zur Analyse verwendet werden, um so robuste Erkenntnisse über mögliche Zukunftsszenarien zu erlangen. Verwendet werden drei verschiedene Gesamtenergiesystem-Modelle sowie spezielle Sektormodelle[8], zwischen denen iteriert wird. Bei den drei Hauptmodellen handelt es sich um REMIND, REMod und TIMES PanEU. Für alle drei Modelle werden sechs verschiedene Szenarien untersucht: Ausgewogener Technologiemix, Fokus auf Strom in je einem Szenario, mit hohen und niedrigen Importquoten, Fokus auf Wasserstoff, mit jeweils hohen und niedrigen Importquoten sowie ein Szenario mit dem Fokus auf synthetische E-Fuels.

REMIND [85, 86]: REgional Model of INvestments and Development (REMIND) ist ein allgemeines energiewirtschaftliches Gleichgewichtsmodell, das ein makroökonomisches Wachstumsmodell mit einem ingenieurwissenschaftlichen Bottom-up-Modell des Energiesystems verbindet. Das am Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung entwickelte Modell umfasst verschiedene Energieträger und Technologien [86]. Durch eine nicht lineare Optimierung mit *perfect foresight* lassen sich wohlfahrtsoptimale regionale Transformationspfade über einen Zeithorizont von 2005 bis 2100 erstellen [85]. Deutschland bei der Rechnung als eine von 21 europäischen und globalen Regionen betrachtet [79]. Eine weitere regionale Aufteilung Deutschlands findet nicht statt.

REMod [87]: Bei dem, am Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE entwickelten, Modell REMod handelt es sich um ein 1-Knoten Modell für Deutschland. Es bildet verschiedene Energieträger und Technologien zur Sektorkopplung ab und optimiert deren Betrieb mit einer stündlichen Auflösung. Es findet eine *perfect foresight* Optimierung von 2020 bis zum Jahr 2050 statt. Eine regionale Auflösung Deutschlands, zum Beispiel auf Bundeslandebene, ist mit REMod grundsätzlich möglich, jedoch nicht Teil des Ariadne Berichts.

TIMES PanEU [88, 89]: Das vom Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart entwickelte Modell, TIMES PanEU, betrachtet Deutschland im Kontext der europäischen Entwicklung. Es findet eine sektorübergreifende Optimierung des Energiesystemmodells statt. TIMES PanEU basiert auf dem TIMES-Modellgenerator der Internationalen Energieagentur (IEA). Dieser wird zur Erstellung von Bottom-up-Energiesystemmodellen mittels linearer Programmierung verwendet. Über einen Betrachtungszeitraum von 2010 bis 2050 wird in 5-Jahresschritten mittels *perfect foresight* das Energiesystem mit den niedrigsten Gesamtkosten optimiert. Die regionale Auflösung umfasst die EU27 Mitgliedsstaaten sowie Großbritannien, Norwegen und die Schweiz. Die zeitliche Auflösung in

[8] Verkehr: VECTOR21, DEMO; Gebäude: REMod; Industrie: FORECAST, NEWAGE; Potenzialanalyse: energyANTS; Wirkungsanalysen.

TIMES PanEU beträgt ein Jahr mit 12 Zeitscheiben: die vier Jahreszeiten und jeweils die drei Tageszeiten Tag, Spitze und Nacht.

Insgesamt werden je nach Szenario und verwendetem Modell ein Ausbau von Elektrolysekapazitäten im Bereich von 18-51 GW vorgesehen. Eine räumlich aufgelöste Modellierung der Transport- und Speicherinfrastrukturen findet in dem Bericht nicht statt, wird aber für eine spätere Projektphase in Aussicht gestellt. Stattdessen werden in der Studie Anforderungen an eine zukünftige Wasserstoffinfrastruktur formuliert. Eine bedarfsnahe Elektrolyse wird lediglich in den Anfangsjahren als sinnvoll erachtet. Sobald sich der nationale Bedarf in einem zweistelligen TWh-Bereich bewegt, sollte der Pipelinetransport angestrebt werden. Die Studie begrüßt die Pläne nach dem Aufbau eines Wasserstoffstartnetzes und die Nutzung von umgewidmeten Erdgaspipelines, wie es die Fernleitungsnetzbetreiber Gas vorsehen. Die Einbindung von Salzkavernenspeicher ins Energiesystem wird als wichtig erachtet.

BMWK-Langfristszenarien: „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ Sensfuss et al. (2021) [55] Die, durch das BMWK beauftragten, Langfristszenarien sollen dazu dienen, den „Lösungsraum für ein treibhausgasneutrales Energiesystem immer besser ‘auszuleuchten’“ [55]. Für die Umsetzung der Studie verantwortlich ist das Beratungsunternehmen Consentec GmbH, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), das Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu) sowie die Technische Universität Berlin (TU Berlin).

Die BMWK-Langfristszenarien aus dem Jahr 2021 untersuchen den Fall der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050. Die überarbeitete Version von 2022 hat Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 implementiert. Abschlussberichte und Präsentationen stehen für die beiden Versionen des Berichts in unterschiedlichem Umfang zur Verfügung. Da eine Kohärenz in der Vorgehensweise anzunehmen ist, wird bei der Beschreibung des methodischen Vorgehens auf beide Versionen Bezug genommen und entsprechend gekennzeichnet.

Die T45 Szenarien aus 2022 bestehen aus fünf treibhausgasneutralen Szenarien für 2045, mit unterschiedlichem Fokus auf jeweils einen erhöhten Einsatz von Strom, Wasserstoff oder synthetischen Kohlenwasserstoffen sowie reduzierte Energieeffizienz und niedrigeren Gasverbrauch.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird ein Modellverbund eingesetzt. Vier einzelne Modelle berechnen jeweils die Endenergienachfragen in den Sektoren Verkehr, Gebäude, Industrie sowie GHD/Geräte für die Energieträger Strom, Wasserstoff, Kohlenwasserstoffe, Fernwärme und *Andere*, wie zum Beispiel Heizöl und Schiffsdiesel. Die Nachfragemodelle sind auf NUTS 3 Ebene aufgelöst. Die errechneten Bedarfe fließen anschließend in das Gesamtmodell Enertile® ein. Bei Enertile® handelt es sich um eine, vom Fraunhofer ISI Institut entwickelten, kommerziellen Software zur Angebotsmodellierung. Dieses Gesamtmodell optimiert die Erzeugungsstrukturen und beinhaltet eine vereinfachte Abbildung der Wasserstoff-, Strom- und Wärmenetze. Eine detaillierte Berechnung der Gas- und Stromnetze findet jeweils in gesonderten Modellen statt. Zwischen den gesonderten Netzmodellen und dem Gesamtmodell, Enertile®, wird iteriert, um einen Zustand von physikalisch zulässigen Netzlastfälle zu ermöglichen und um die Standorte von sektorkoppelnder Infrastrukturen, wie Elektrolyseuren und Wasserstoff-Rückverstromungseinheiten, zu bestimmen.

Im Gesamtmodell wird Deutschland und das europäische Ausland regional aufgelöst. Deutschland wird dabei in sechs Gebiete an Land auf Basis der Stromnetzknoten und eine Offshore-Region unterteilt. Die europäischen Nachbarländer werden jeweils als eine einzelne Region abgebildet. Das Modell bildet den Transformationspfad von 2025 bis 2045 in 5-Jahresschritten ab und verfügt über einen *perfect foresight* Algorithmus [90].

Bei der Kopplung zu den dedizierten Netzmodellen findet eine Regionalisierung der Ein- und Ausspeisung auf die Netzknoten statt. Dem Stromnetz-Modell liegen jeweils die Ausbaupläne des NEP 2035 (2021) für Deutschland und dem ENTSO-E Ten Year Network Development Plan (TYNDP) zugrunde. Für das Stromnetzmodell kommt die Software EXOGON der Firma Consentec zum Einsatz.

Das Wasserstoffnetz-Modell orientiert sich in den Anfangsjahren an den IPCEI Projekten. Der European Hydrogen Backbone fließt nicht direkt in das Modell mit ein. In dem Modell lassen sich Fließgeschwindigkeiten und Drücke berechnen. Die detaillierte Gasnetzberechnung verwendet einen *Greenfield* Ansatz. Das bedeutet, dass die einzelnen Stützjahre separat voneinander optimiert werden und keine Vererbung von Infrastrukturen zwischen den Stützjahren modelliert wird. Für die Modellierung der Gasnetze kommt die kommerziellen Software SIMONE der Firma LIWACOM zum Einsatz. Bei allen drei genannten Modellen der Langfristszenarien, die im Auftrag des BMWK erstellt und somit durch öffentliche Gelder finanziert werden, handelt es sich somit nicht um quelloffene Software. Neben Pipelinetransport werden keine weiteren Arten des Wasserstofftransports modelliert.

Die Ergebnisse gehen von einer Wasserstoffnetzlänge von 7100 km im Strom-Fokus und 8100 km im Wasserstoff-Fokus Szenario in Deutschland für das Jahr 2045 aus [91]. Die Erzeugung von Wasserstoff findet im Modell vorwiegend erzeugungsnah in Regionen mit hohem Aufkommen erneuerbarer Energien im Nord-Westen Deutschlands statt.

Jülicher Systemanalyse: „Neue Ziele auf alten Wegen?“ Stolten et al. (2022) [11] Die Studie ist erstellt durch die Jülicher Systemanalyse des Forschungszentrum Jülich GmbH (FZJ). Die Ergebnisse basieren auf der ETHOS Modellfamilie, insbesondere aus dem Zusammenspiel des Einknoten-Energiesystemmodells ETHOS.NESTOR und dem Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure. Eine detaillierte Beschreibung dieser Modelle und deren Kopplung erfolgt im Methodenkapitel in Abschnitt 4.1 und 4.2.

Kern der Studie ist das Energiesystemmodell ETHOS.NESTOR. „Eine Besonderheit des Modells besteht darin, dass alle möglichen Minderungsoptionen über alle Sektoren (Energie, Verkehr, Gebäude, Industrie) hinweg miteinander im Wettbewerb stehen“ [11]. Durch diese integrierte Modellierung sind „Energieverbräuche wie z. B. der Stromverbrauch oder die Wasserstoffnachfrage […] nicht wie in vielen anderen Studien exogen angenommen und vorgegeben, sondern resultieren letztendlich aus der vielfältigen kostenoptimalen Kombination von unterschiedlichsten Techniken und deren Einsatz“ [11]. Über einen Zeitraum von 2020 bis 2045 wird mittels eines myopischen *backcasting* Verfahrens der Transformationspfad in 5-Jahresintervallen optimiert. Durch die myopische Pfadentwicklung wird sichergestellt, dass errichtete Infrastrukturen über die Optimierungsintervalle hinweg vererbt werden. Das *backcasting* erlaubt es, Korridore in der Infrastrukturentwicklung für die einzelnen Zeitintervalle vorzugeben. Das myopische *backcasting* ist in ETHOS.NESTOR, nicht aber

in ETHOS.Infrastructure enthalten.

Die Studie weist eine Elektrolyseleistung von 71 GW bis zum Jahr 2045 aus. Importe werden per Pipeline aus Südeuropa über Frankreich und aus Nordafrika über die Schweiz sowie per Hafenterminals aus dem Vereinigen Königreich, Irland und Norwegen getätigt. Durch die Kombination mit dem Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure, das Deutschland räumlich hochaufgelöst in 80 Cluster unterteilt, können Aussagen über die räumliche Verteilung von Erzeugungs-, Umwandlungs-, Speicher- und Transmissionstechnologien getroffen werden. So werden die Elektrolyseure vornehmlich in windreichen Regionen im Norden und Osten Deutschlands errichtet und Salzkavernen im nordwestlichen Niedersachsen erschlossen. 13.000 km an Pipeline werden für die Nutzung von Wasserstoff bis 2045 laut Modellrechnung umgewidmet, 1000 km neu gebaut. „Die größten Transportkapazitäten des Wasserstoffnetzes verbinden die Importterminals und Elektrolysestandorte an der Nordsee mit den großen Industriezentren in Nordrhein-Westfalen“ [11].

2.4 Zwischenfazit und Einordnung

Wie in Abschnitt 2.1 vorgestellt, existieren seitens der Politik klar formulierte Treibhausgasminderungsziele. In knapp zwei Jahrzehnten müssen die Sektoren Industrie, Energieversorgung, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall auf Systeme mit Netto-Null-Emissionen umgestellt werden. Abschnitt 2.2 zeigt, dass Netzbetreiber bereits erste Entwürfe für Infrastrukturpläne vorlegen, wie sich Wasserstoff als wichtiger Energieträger in einem treibhausgasneutralen System einbinden lässt. Eine Zusammenfassung der einschlägigen Studien, wie mögliche Transformationspfade bis 2045 für das gesamte Energiesystem ausgestaltet werden können, ist in Abschnitt 2.3 dargelegt. Kernaussagen bezüglich Wasserstoffbedarf, Elektrolyseleistung und Wasserstoffnetzlänge seitens Politik, Netzbetreiber und Studienlage, sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst.

Tabelle 2.2: Kernkennzahlen zukünftiger Wasserstoffanwendungen in Deutschland im Studienvergleich. Speicher nicht in der Ausspeisemenge enthalten.

Studie	Wasserstoff-bedarf	Elektrolyse-leistung	Wasserstoff-netzlänge
Nationale Wasserstoffstrategie (2030)	90 TWh/a - 130 TWh/a	10 GW	1800 km
Marktteilnehmerabfrage NEP Gas (2030)	143 TWh/a	24 GW	-
Wasserstoff-Kernnetz (2032) Planungsstand November 2023	268 TWh/a	15 GW	9700 km

Studie	Wasserstoff-bedarf	Elektrolyse-leistung	Wasserstoff-netzlänge
Studienlage Treibhausgasneutralität (2045/2050)	218 TWh/a [79] - 685 TWh/a [80]	18 GW [79] - 71 GW [11]	7100 [91] - 13.000 km [11]

Der Vergleich zeigt, dass die Bundesregierung ambitionierte Klimaziele verfasst, die Ziele ihrer Nationalen Wasserstoffstrategie in Bezug auf den Wasserstoffhochlauf jedoch klein ausfallen im Vergleich zur Marktteilnehmerabfrage und dem aktuellen Planungsstand der Fernleitungsnetzbetreiber. Die angemeldete Menge der Wasserstoffbedarfe überschreitet mit 143 TWh/a im Jahr 2030 bereits die obere Grenze der in der Nationalen Wasserstoffstrategie angenommenen Menge von 130 TWh/a. Auch im Hinblick auf die Elektrolyseure überschreitet die angemeldete Leistung die der Wasserstoffstrategie um den Faktor 2,4. Die Marktteilnehmerabfrage erlaubt den Schluss, dass seitens der Industrie und Projektieren sowohl ein hoher Bedarf für Wasserstoff als auch eine hohe Bereitschaft am Betrieb von Elektrolyseuren herrscht. Ob eine Umsetzung dieser Projekte in dem angestrebten Umfang realisierbar ist, hängt auch von der Geschwindigkeit der Genehmigungsverfahren ab. Die Bundesregierung plant hierzu ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz vorzulegen.

In dem aktuellen Planungsstand des *Wasserstoff-Kernnetzes* werden nicht alle angemeldeten Elektrolyseprojekte berücksichtigt. Dennoch übersteigt die modellierte Elektrolyseleistung im Jahr 2032 die der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2032 um 5 GW. Besonders hoch fällt beim *Wasserstoff-Kernnetz* die Annahmen über den Wasserstoffbedarfen aus. Dieser belaufen sich ohne Wasserstoffspeicherung auf 268 TWh/a. Dies ist mehr als doppelt so groß wie der obere Grenzwert in der nationalen Wasserstoffstrategie. Ein Treiber für diese hohen Werte ist die große Nachfrage an Wasserstoff für KWK-Anlagen in der Modellierung des *Wasserstoff-Kernnetzes*. Mit 157 TWh wird hier für 2032 eine deutlich höhere Nachfrage angenommen als in der Studienlandschaft. Im Zieljahr der Treibhausgasneutralität ergibt sich in der Energiewirtschaft durchschnittlich ein Bedarf von 104 TWh/a. Lediglich ein Szenario nimmt in einem Netto-Null-Emissionen-Energiesystem einen höheren Wasserstoffbedarf an als in der Modellierung des *Wasserstoff-Kernnetzes* [79]. Aus den hohen Bedarfen ergibt sich auch ein umfangreiches Wasserstoffnetz, das mit einer Länge von 9700 km die anvisierte Netzlänge in der Nationalen Wasserstoffstrategie um mehr als das Sechsfache übersteigt. Das *Wasserstoff-Kernnetz* überschreitet ebenfalls die im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien ermittelte Länge für ein Wasserstoffnetz im Jahr 2045 deutlich. Dies zeigt, dass die Ergebnisse stark von den zugrunde liegenden Annahmen bestimmt werden.

Die vorgestellten Studien, die verwendeten Modelle und die betrachteten Szenarien zeigen die große Bedeutung von Wasserstoff als integraler Bestandteil des Transformationsprozesses in einer treibhausgasneutralen Zukunft. Auch wenn die Bandbreite des Einsatzes von Wasserstoff sehr groß ist, gibt es kein Szenario, das gänzlich auf den Einsatz von Wasserstoff verzichtet. Unbeantwortet bleibt in den Studien jedoch meist die Frage, wie der Wasserstoff vom Erzeuger zum Verbraucher gelangen soll. Eine zentrale Frage, die in der aktuellen Studienlage häufig ausgeklammert

oder nur teilweise beantwortet wird, ist die Frage nach der regionalen Auflösung des deutschen Energiesystems und damit verbunden der Transportinfrastrukturen der einzelnen Energieträger und insbesondere der aufzubauenden Wasserstoffinfrastrukturen.

Eine explizite Netzberechnung erfolgt nur in den BMWK-Langfristszenarien. In den anderen Studien werden teilweise Abschätzungen, beispielsweise zu den Anforderungen an ein Wasserstofftransportnetz, getroffen, die Netzentwicklungspläne auf europäischer und nationaler Ebene herangezogen oder auf zukünftige Infrastrukturstudien [79] verwiesen. Die BMWK-Langfristszenarien erstellen zwar Netzmodellierungen, diese erfolgen jedoch entweder nicht integriert für Strom und Gas oder bei geringer regionaler Auflösung von sechs Regionen.

Die Analyse des Status quo zeigt, dass die Wasserstoffinfrastrukturplanung in den Studien zur Politikberatung wenig Beachtung findet. In den Studien und Infrastrukturplänen, in denen Netzberechnungen durchgeführt werden, spielt die integrierte Modellierung bislang eine untergeordnete Rolle. Die fehlende Integration führt dazu, dass Technologien, Sektoren und Energieträger nicht miteinander konkurrieren können. Stattdessen entstehen Schnittstellen, an denen Annahmen getroffen werden müssen. Diese Annahmen bergen das Risiko, nicht optimal im Sinne der Kostenminimierung des gesamten Energiesystems getroffen zu werden. Die vorliegende Arbeit leistet einen Beitrag zur Schließung dieser Forschungslücke.

Kapitel 3

Daten & Methoden zur Erweiterung von ETHOS.Infrastructure

Trotz der Klarheit über das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 ist die Frage der Ausgestaltung des Transformationspfads dorthin noch nicht abschließend beantwortet. Insbesondere die Wasserstofftransportinfrastruktur wirft eine Vielzahl von Fragen auf, die zeitnah beantwortet werden müssen. Um die in Abschnitt 1.2 definierten Forschungsfragen zu beantworten, werden hier die notwendigen Grundlagen, Methoden und Daten präsentiert. Im Folgenden werden die Themen integrierte Energiesysteme in Abschnitt 3.1, Modellkopplung und Regionalisierung in Abschnitt 3.2, Modellierung von Transformationspfaden in Abschnitt 3.3, No-Regret-Maßnahmen in Abschnitt 3.4 sowie Wasserstoffreinheit und Flüssigwasserstoff in Abschnitt 3.5 vorgestellt.

Neben den hier ausführlich vorgestellten Daten und Methoden der wichtigsten Modellerweiterungen werden weitere, kleinere Modellerweiterungen eingeführt und im Methodenkapitel, Kapitel 4, und im Modellbeschreibungskapitel, Kapitel 5, beschreiben. Dazu zählen: die Aktualisierung des modellierten Stromnetzes [92, 93, 94], beschrieben in Abschnitt 5.2.1, die Aktualisierung des modellierten Gas-Pipelinenetzes [95], beschrieben in Abschnitt 5.2.3, die Implementierung aktualisierter Windenergiepotenziale [96, 97], beschrieben in Abschnitt 5.3.1, die räumliche Verteilung von Bioenergiepotenzialen auf Basis des *CORINE Land Cover*-Datensatzes [98], beschreiben in Abschnitt 5.3.3 sowie die Vorgabe von Stromaustauschmengen mit den europäischen Nachbarländern [99], beschrieben in Abschnitt 5.4.

3.1 Integrierte Netzplanung mit Wasserstofffokus

Um den Treibhausgasausstoß in den nächsten Jahrzehnten deutlich zu reduzieren, nennt die IEA acht Schlüsselfaktoren und Technologien, um die globalen CO_2eq-Emissionen über den Status quo der bisherigen Maßnahmen hinaus zu senken [100]. Für einen Überblick siehe Abbildung 3.1.

Die Grafik zeigt, dass der Ausbau erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne sowie die Elektrifizierung verschiedener Sektoren den größten Beitrag zur Reduktion der CO_2eq-Emissionen haben können. Die zunehmende Elektrifizierung führt zu einer Verflechtung verschiedener Sektoren, die in der Vergangenheit getrennt betrachtet wurden. Dies führt zu einer Kopplung unterschiedlicher Nachfragesektoren mit de-

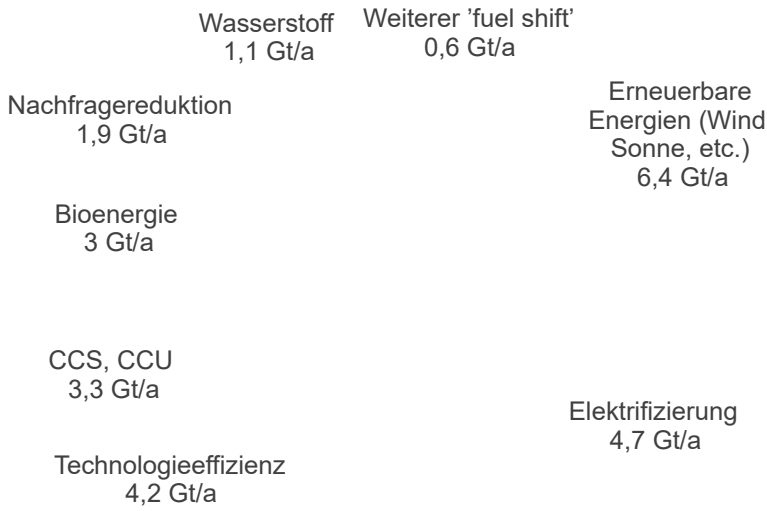


Abbildung 3.1: Maßnahmen zur globalen CO_2eq-Emissionsreduktion im Energiesektor durch nachhaltige Entwicklung im Vergleich zum Status quo Szenario im Jahr 2045 (nach [100]).

zentralen und volatilen erneuerbaren Energiequellen auf der Erzeugungsseite. Für die Energiesystemtechnik bedeutet dies eine multifaktorielle Zunahme der Komplexität. Um weiterhin das volkswirtschaftlich günstigste Energiesystem bestimmen zu können, steigt die Anzahl der zu berücksichtigenden Faktoren und Freiheitsgrade bei der Modellierung solcher Systeme. Aus diesem Grund werden integrierte Modelle benötigt, um dieser Aufgabe gerecht zu werden.

Fattahi et al. (2020) [101] identifizieren in einer Metaanalyse von neunzehn integrierten Energiesystemmodellen sieben aktuelle und zukünftige Herausforderungen bei der Modellierung kohlenstoffarmer Energiesysteme: (1) die weitere Elektrifizierung, (2) das Aufkommen neuer Technologien, (3) der steigende Bedarf an Flexibilität, (4) Dezentralisierung, (5) technologisches Lernen und Effizienzsteigerungen, (6) makroökonomische Wechselwirkungen und (7) die Rolle des sozialen Verhaltens bei der Energiewende. Übersetzt in Modellierungsanforderungen bedeutet dies (A) die Notwendigkeit einer stündlichen zeitlichen Auflösung sowie die Berücksichtigung von: (B) Sektorkopplungstechnologien, (C) technologischem Lernen, (D) Flexibilitätstechnologien, (E) Akteursverhalten, (F) grenzüberschreitendem Handel und (G) Verknüpfung mit makroökonomischen Modellen [101]. Die daraus abgeleiteten Kriterien zur Einordnung und Bewertung integrierter Energiesysteme sind in Tabelle 3.1 aufgelistet.

Tabelle 3.1: Bewertungskriterien integrierter Energiesysteme (nach [101]).

Kriterium	niedriger Erfüllungsgrad	hoher Erfüllungsgrad
Technologische Details und Lernkurven: • Flexibilitätsoptionen • saisonale Speicher • Sektorkopplung • Granularität der Technologien • Lernkurven	keine Flexibilitätsoption und keine Lernkurven	Flexibilitätsoptionen und Lernkurven
Zeitliche Auflösung	mehr als ein Jahr	stündliche zeitliche Auflösung
Räumliche Auflösung	ohne regionale Auflösung	Berücksichtigung von GIS-Daten
Menschliches Verhalten/ Soziale Parameter	Nachfragekurven	Agentenbasierte Modellierung der Nachfrage

Es folgt eine Vorstellung aktueller energiepolitischer und wissenschaftlicher Studien zum Thema integrierte Netzplanung und der Einordnung von ETHOS und ETHOS.Infrastructure auf Basis der in Tabelle 3.1 vorgestellten Kriterien.

3.1.1 Integrierte Netzplanung in energiepolitischen Studien

„dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“ dena (2018) [102] Die dena-Leitstudie von 2018 zur *Integrierten Energiewende* widmet ein Kapitel des Berichts den Energieinfrastrukturen. Darin wird die Bedeutung eines verstärkten Ausbaus der Stromnetze auf Übertragungs- und Verteilnetzebene hervorgehoben. Die Notwendigkeit ergibt sich aus der stärkeren Integration erneuerbarer Energien und der Elektrifizierung von Bereichen wie dem Verkehrs- und dem Gebäudesektor. Die Studie plädiert für den Einsatz dezentraler Speicher und intelligenter Mess- und Regeltechnik. Durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen können zudem die Ausbaukosten reduziert werden.

Für die Gasnetze beschreibt die Studie die Beimischung von Wasserstoff oder die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoffpipelines als Maßnahmen zur Reduktion der CO_2eq-Emissionen. Die Studie weist auch darauf hin, dass trotz des Einsatzes von Wasserstoff oder synthetischem Methan der Gasbedarf bis 2050 sinken wird. Als Gründe werden neben der Elektrifizierung auch der Rückgang der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken genannt.

Als Handlungsempfehlung rät die dena der Bundesregierung, „die Möglichkeiten für eine stärker integrierte Netzplanung der Strom- und Gas-Verteilnetzbetreiber [zu]

prüfen“ [102]. Für eine stärkere Verzahnung der Planung der Stromübertragungsnetzbetreiber, Gasfernleitungsnetzbetreiber und der BNetzA, empfiehlt die dena im ersten Schritt eine „gemeinsame Szenarioentwicklung für das Strom- und Gasnetz“ [102]. Diese Vorschläge sind zum Teil in die Netzentwicklungsplanung eingeflossen: Der Netzentwicklungsplan Gas basiert auf einer modifizierten Version des 95 % Treibhausgasneutralität Szenario in 2050 der dena aus ebendieser Studie.

„dena-Netzstudie III“ dena (2022) [103] Im Rahmen der Netzstudie III entwickelt die dena Vorschläge zur Weiterentwicklung der Energieinfrastrukturplanung. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass „eine integrierte Planung von Energieinfrastrukturen [...] erforderlich [ist], um den Anforderungen eines klimaneutralen Energiesystems gerecht zu werden“ [103]. Um die Planungsprozesse der Übertragungsinfrastrukturen für Strom, Erdgas und perspektivisch Wasserstoff sowie der Verteilnetze besser zu synchronisieren, stellt die dena den Systementwicklungsplan vor. Als vorgelagerter Prozess dient die 12-schrittige Methode des Systementwicklungsplans dazu, die Erstellung des Szenariorahmens der Netzentwicklungspläne Strom und Gas zeitlich zu synchronisieren und einen gemeinsamen inhaltlichen Rahmen vorzugeben.

„Integrierte Netzplanung NRW“ Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (2023) [104] Da die Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze derzeit in unterschiedlichen Netzentwicklungsplänen behandelt werden, gibt es keine übergreifende „Einigung auf Energieszenarien oder gar eine systemübergreifende Planung“ [104]. Um für das Bundesland Nordrhein-Westfalen einen Vorschlag zu erarbeiten, wie sich eine systemübergreifende Energieinfrastrukturplanung ausgestalten ließe, hat sich unter Federführung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen ein Konsortium gebildet. Ihm gehören die Gasfernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe und Thyssengas, der Übertragungsnetzbetreiber Amprion und der Verteilnetzbetreiber Westnetz an. Zur „Erarbeitung des gemeinschaftlichen landesseitigen Konzeptes für eine stärker integrierte und vorausschauende Bedarfsermittlung des notwendigen Auf-, Aus- und Umbaus der Energieinfrastruktur“ werden das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität Köln (EWI), die Jülicher Systemanalyse des Forschungszentrum Jülich und das Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen beauftragt.

Die Institute entwickeln dabei regionalisierte Zeitreihen für die Energieerzeugung und den Energiebedarf auf Gemeindeebene in Nordrhein-Westfalen. Auf Basis dieser Angebots- und Nachfragesituation berechnen die beteiligten Netzbetreiber die erforderliche leitungsgebundene Energieinfrastruktur. Die Kernergebnisse zeigen, dass für eine erfolgreiche Transformation die direkte Integration großer Mengen Offshore-Windenergie in Nordrhein-Westfalen entscheidend sei. Darüber hinaus sollten Offsite-Elektrolyseure systemdienlich platziert werden und ein Wasserstoffstartnetz zeitnah realisiert werden.

3.1.2 Integrierte Netzplanung in wissenschaftlichen Studien

„The potential role of a hydrogen network in Europe“ Neumann et al. (2023) [105] Auf europäischer Ebene untersuchen Neumann et al. das Zusammenspiel eines kontinentalen Wasserstoffnetzes mit dem Ausbau des Stromnetzes in Europa zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung von Wind- und Solarenergie. Durch die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines für den Wasserstofftransport können die Kosten des Energiesystems gesenkt werden. Ein Verzicht auf den Ausbau des Wasserstoffnetzes führt nach den Ergebnissen der Studie zu Mehrkosten von 1,6 % wenn gleichzeitig das Stromnetz ausgebaut wird, und zu Mehrkosten von bis zu 3,4 %, wenn das Stromnetz nicht ausgebaut wird.

„Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany“ Gils et al. (2021) [106] Die Studie untersucht ein treibhausgasneutrales Energiesystem für Deutschland im Jahr 2050. Zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien werden flexible Sektorkopplungstechnologien wie Elektrofahrzeuge, Elektroheizungen und E-Fuels im verwendeten REMix-Modell abgebildet. Darüber hinaus wird das Modell um den Erdgas- und Wasserstoffsektor erweitert. Bei dem Modell handelt es sich um ein regional aufgelöstes Energiesystem, das Transport-Infrastrukturen abbildet. Deutschland wird in zehn Regionen unterteilt und es werden exogene Bedarfe an den Energieträgern Strom, Methan, Wasserstoff und Wärme in den Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr abgebildet.

Die Ergebnisse zeigen, dass der flexibel betriebenen Elektrolyse eine Schlüsselrolle zukommt. Der Wasserstoff wird für den saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt. Entscheidende Infrastrukturen sind ein Pipelinenetz und unterirdische Speicher.

„Integrating System and Operator Perspectives for the Evaluation of Power-to-Gas Plants in the Future German Energy System“ Schaffert et al. (2022) [107] Ebenfalls auf dem REMix-Modell basierend, untersucht diese Studie die Integration erneuerbarer Energien im deutschen Energiesystem bis 2030, 2040 und 2050 sowie deren Auswirkungen auf das System bei einer Reduktion von 95 % der Treibhausgasemissionen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Aufbau erster Teile einer weitreichenden Wasserstoffinfrastruktur bereits bis 2030 entscheidend ist, um den steigenden Bedarf in allen Sektoren zu decken.

„Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multimodal energy system“ Husarek et al. (2021) [108] Die Studie analysiert Wasserstoffversorgungsketten in einem Energiesystemmodell für Deutschland mit einem hohen Grad an Sektorkopplung. Ein multimodales Modell für Deutschland 2050 berücksichtigt Strom, Erdgas und Wasserstofftransport in einem Szenario mit 95 % Treibhausgasreduktion im Vergleich zum Jahr 1990. Neben Wasserstoffpipelines wird auch der Transport von Wasserstoff per LKW untersucht.

Die Untersuchung zeigt, dass 80 % des Wasserstoffimports und der Wasserstoffproduktion in Norddeutschland stattfinden. Zwei Nord-Süd-Wasserstoffpipelineverbindungen kristallisieren sich als zentrale Infrastrukturelemente heraus, um den Wasserstoff aus Schleswig-Holstein in Richtung der

Wasserstoffnachfragen zu transportieren. Die Studie zeigt ein Potenzial von 46 % für die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines.

Neben den drei genannten Studien gibt es weitere Studien, die sich mit räumlich aufgelösten Energiesystemen mit Sektorkopplung beschäftigen, jedoch ohne Wasserstofftransportinfrastruktur zu modellieren. In der Regel handelt es sich dabei um Stromnetzmodelle, die um Elektrolyseure erweitert wurden. Beispiele hierfür sind die Studien von vom Scheidt et al. (2022) [109], Lux et al. (2022) [110], Göke et al. (2022) [111] und Metzger et al. (2021) [112].

3.1.3 Einordnung von ETHOS

Die Rolle der integrierten Modellierung in der Energiesystemplanung nimmt stetig zu. Gründe hierfür sind steigende Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien, die zunehmende Elektrifizierung verschiedener Sektoren und die wachsende Bedeutung von Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem. Das Ziel der Treibhausgasminderung führt somit zu einer stärkeren Verschränkung unterschiedlicher Bedarfe, Sektoren und Energieträger sowie zu einem steigenden Bedarf an Flexibilitätsoptionen im Energiesystem.

Um Antworten auf die komplexen Fragen des Netzausbaus zu finden, sind ganzheitliche Modelle notwendig. Die *ETHOS Model Suite* verfolgt einen solchen ganzheitlichen Ansatz. ETHOS erreicht bei den in Tabelle 3.1 dargestellten Kriterien hohe Bewertungen: Es umfasst räumliche Flexibilitätsoptionen, wie Transmissionsinfrastrukturen, zeitliche Flexibilitätsoptionen wie Kurzzeitspeicher und *Demand Side Management* sowie über saisonale Speicher, Sektorkopplung, Lernkurven und eine hohe Granularität der implementierten Technologien. Eine stündliche zeitliche Auflösung und eine hohe räumliche Auflösung sind ebenfalls gegeben. Soziale Parameter werden beispielsweise bei der agentenbasierten Ermittlung der Nachfragen im Verkehrssektor berücksichtigt.

Durch das Zusammenspiel der Einzelmodelle bildet ETHOS somit ein integriertes, ganzheitliches Energiesystem ab. Diese Integration umfasst die Nachfragesektoren Industrie, Verkehr und Gebäude, die Energieträger und Endenergienachfragen Strom, Erdgas, Wasserstoff und Wärme sowie die Technologien im Energie- und Umwandlungsbereich Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Transmission, wie in Abbildung 3.2 dargestellt.

Die Integration so vieler Parameter und die damit verbundene hohe zeitliche, räumliche und sektorale Auflösung stellt eine Herausforderung für die Modellierung dar. Um die Grenzen der Rechenbarkeit in der Modellierung nicht zu überschreiten, werden Modellkopplungstechniken eingesetzt.

Abbildung 3.2: Schematische Darstellung der Dimensionen, über die eine integrierte Optimierung in ETHOS stattfindet.

3.2 Modellkopplung und Regionalisierung

Der Vorteil von Modellkopplung besteht darin, konsistente Ergebnisse unter Berücksichtigung mehrerer Dimensionen zu liefern [101]. Die Beziehung zwischen zwei Einzelmodellen wird in Abbildung 3.3 symbolisch dargestellt. Es besteht die Möglichkeit, zwei Modelle getrennt voneinander zu berechnen, sie weich oder hart miteinander zu koppeln oder ein Modell in das andere zu integrieren [113].

Abbildung 3.3: Schematische Unterscheidung von Modellkopplungsansätzen (nach [113]).

Die zentrale Herausforderung ist dabei die Rechenbarkeit der Modelle. Der hohe Rechenaufwand der Einzelmodelle ist einer der Gründe, warum sie getrennt berechnet werden. Eine stärkere Integration der beiden Modelle, etwa wenn sie über ihren

Quellcode miteinander verbunden werden, erhöht die Komplexität des Gesamtmodells [114]. Um die Lösbarkeit der Modelle zu gewährleisten, muss mit zunehmendem Integrationsgrad der Modelle der Umfang eines oder beider Modelle reduziert werden, was in Abbildung 3.3 symbolisch dargestellt ist [113]. Die weiche Modellkopplung stellt einen Kompromiss dar, bei dem die Einzelmodelle mit hoher Auflösung gerechnet werden und die Ergebnisse des einen Modells als Input für das andere Modell dienen [114]. Diese Art der Kopplung kann auch iterativ erfolgen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein weicher Modellkopplungsansatz verwendet, um das Einknotenmodell ETHOS.NESTOR und das Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure miteinander zu verbinden. Die Beschreibung dieses Verfahrens erfolgt im Methodenkapitel in Abschnitt 4.1.

Ein Teil der Modellkopplung ist die räumliche Verteilung des Endenergiebedarfs. In der Energiesystemtechnik erfolgt die Regionalisierung häufig auf administrativer Ebene. Gängige administrative Ebenen sind die NUTS[1] oder LAU[2] Ebenen, die sich in Deutschland wie folgt darstellen:

- NUTS 0: Deutschland
- NUTS 1: 16 Bundesländer
- NUTS 2: 38 (ehemalige) Regierungsbezirke und Bundesländer
- NUTS 3: 401 Landkreise und kreisfreie Städte
- LAU: 11.087 Gemeinden

Aufgrund der Datenverfügbarkeit sind administrative Grenzen eine weit verbreitete Grundlage für die regionale Auflösung von Energiesystemmodellen. Welche Daten für die Regionalisierung der Endenergienachfrage verwendet werden, ist in Tabelle 3.2 dargestellt. Die Darstellung basiert auf der Arbeit von Raventós et al. (2022) [115] im Rahmen des Projekts MODEX-NET. MODEX-NET ist ein durch das BMWK im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms gefördertes Projekt. Ziel ist der „Vergleich von [Strom-]Übertragungsnetzmodellen, die sowohl die nationale als auch die europäische Ebene abbilden“ [116].

[1] Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik - franz. Nomenclature des Unités territoriales statistiques

[2] Lokale Verwaltungseinheiten - engl. Local administrative unit

Tabelle 3.2: Regionalisierung von Stromnachfragen in ausgewählten Energiesystemmodellen (nach [115]).

Modell	Nachfragesektor	Auflösung Nachfrage	Verteilschlüssel	Auflösung Schlüssel
ELMOD [117]	Gesamtnachfrage	NUTS 0	Bevölkerung, BIP	NUTS 3
eTraGo [118]	Landwirtschaft, Haushalte, GHD, Industrie	NUTS 0	Bevölkerung, BIP, Landnutzung	LAU
Europower [119]	Grundlast	NUTS 0	Bevölkerung, Temperatur	LAU
ISAaR [120]	Haushalte, GHD, Industrie	NUTS 0	Bevölkerung, Beschäftigung	LAU
MarS/ZKNOT [121]	Haushalte, GHD, Landwirtschaft, Industrie	NUTS 0	Bevölkerung, BIP, Temperatur	LAU
MILES [122]	Haushalte, Industrie	NUTS 0	Bevölkerung, BIP, Wärmebedarf, konventionelle Fahrzeuge	LAU
PERSEUS [123]	Haushalte, GHD, Industrie	LAU	Bevölkerung, BIP, Landnutzung, Temperatur	NUTS 3
PowerFlex [124]	Gesamtnachfrage, jedoch unabhängiger energieintensiver Industrie-Einheitsprofil	NUTS 0	Bevölkerung, energieintensive Industrie (+ NUTS 1 statistische Daten)	LAU (NUTS 1)
ETHOS [7, 9, 33, 125]	**Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr (inkl. Subsektoren und Subkategorien)**	**NUTS 0**	**Bevölkerung, BIP, Emissionen, Beschäftigte, Bedarfe (sektor- und subsektorspezifisch)**	**NUTS 3 (LAU 2)**

Mit Ausnahme des PERSEUS-Modells liegen die zu regionalisierenden Energiebedarfe auf der NUTS 0 Ebene, das heißt auf der Ebene der Nationalstaaten vor. Diese werden dann je nach Modell entweder auf NUTS 3 oder LAU-Ebene regionalisiert.

Abschnitt 4.2 im Methodenkapitel beschreibt den in dieser Arbeit verwendeten und weiterentwickelten Regionalisierungsansatz, der sich insbesondere durch eine sektorspezifische Verteilung des industriellen Endenergiebedarfs auszeichnet. Der Ansatz basiert auf den Vorarbeiten von Groß (2023) [9] und Cerniauskas et al. (2021) [126] sowie auf Methoden von Brown et al. (2018) [127], Horsch und Brown (2017) [128] und Okabe (2000) [129]. Für die Regionalisierung werden folgende Daten verwendet: Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland nach DEHSt [43, 130, 131], Daten zum Wasserstoffhochlauf im Verkehrssektor nach Cerniauskas (2021) [132], Prognosen zu Beschäftigtenzahlen und Bevölkerungsentwicklung aus dem DemandRegio-Projekt [133], Standorte von Unterwerken der Bahn [134, 135, 136], Passagierstatistiken und Standorte von Flughäfen in Deutschland [137, 138] sowie ausgekoppelte Wärmemengen deutscher Fernwärmenetze [139].

3.3 Transformationspfadanalyse

Bei der Optimierung eines Energiesystems für ein einzelnes Zieljahr können verschiedene Ansätze verfolgen werden: Beim *green field*-Ansatz wird ein Energiesystem von Grund auf neu aufgebaut und entsprechend der Randbedingungen im Zieljahr optimiert [140]. Um bereits bestehende Infrastrukturen im Zielsystem zu implementieren, kann der sogenannte *brown field*-Ansatz verwendet werden [141]. Dabei werden bestehende Infrastrukturen als gegeben modelliert und deren Nutzung sowie der Ausbau weiterer Infrastrukturen werden endogen optimiert.

Im Gegensatz zur Optimierung eines einzelnen Zielsystems besteht ein Transformationspfad aus mehreren Stützjahren. Eine Möglichkeit besteht darin, die einzelnen Stützjahre unabhängig voneinander zu optimieren. Liegt der Abstand zwischen den Stützjahren in der Größenordnung der technischen Lebensdauer der Komponenten, kann dies eine erfolgreiche und wenig rechenintensive Strategie sein [9]. Ist der Abstand jedoch kleiner, kann es zu Inkonsistenzen entlang des Transformationspfades kommen, wenn die Stützjahre unabhängig voneinander optimiert werden. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, die einzelnen Stützjahre miteinander zu verknüpfen.

Zwei Ansätze zur Verknüpfung der Stützjahre in der Transformationspfadanalyse sind die perfekte Vorausschau, *perfect foresight*, und die „kurzsichtige“ Vorausschau, *myopic foresight*. Bei der *myopic foresight*-Methode kann eine weitere Unterscheidung getroffen werden: das *forecasting* und das *backcasting*. Die genannten Ansätze sind in Abbildung 3.4 grafisch dargestellt und werden im Folgenden erläutert.

In Abbildung 3.4 ist auf der horizontalen Achse die Zeit aufgetragen. Entlang der Achse sind die einzelnen Meilensteinjahre zwischen dem Startjahr, 2020, und dem Zieljahr, 2045, in 5-Jahresschritten aufgetragen. Die orangefarbenen Pfeile symbolisieren den Zeitraum, über den sich die einzelnen Optimierungsintervalle erstrecken, die Zahlen zeigen die Abfolge der einzelnen Optimierungen. So wird beim *perfect foresight*-Ansatz der gesamte Betrachtungshorizont vom Start- bis zum Zieljahr in einem Optimierungslauf optimiert. Im Gegensatz dazu sind die Optimierungsintervalle bei den *myopic foresight*-Ansätzen kürzer und umfassen einzelne Stützjahre.

Mit der Länge des Betrachtungszeitraums und der Anzahl der Stützjahre steigt die

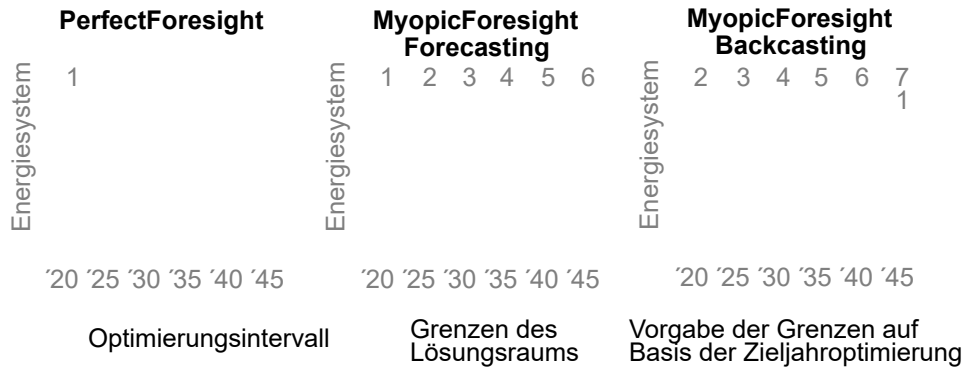


Abbildung 3.4: Schematischer Vergleich von *myopic backcasting*, *myopic forecasting* und *perfect foresight* (nach [142]).

Rechenzeit eines *perfect foresight*-Optimierungsproblems [143]. Um diese Komplexität zu reduzieren, werden myopische Transformationspfadanalysen eingesetzt, bei denen das große Optimierungsproblem in Einzeloptimierungen für jedes Stützjahr aufgeteilt und optimiert wird. In beiden Ansätzen können technische Lernkurven wie sinkende Kosten oder steigende Wirkungsgrade über die Eingangsparameter der einzelnen Stützjahre abgebildet werden [144].

Myopisches *fore*- und *backcasting* unterscheiden sich durch die Reihenfolge der Optimierungen und durch die der Optimierung zur Verfügung stehenden Informationen über die Zukunft [145]. Die grün-blau schattierten Flächen in der Abbildung zeigen die Grenzen des Lösungsraumes. Sie ergeben sich beim *forecasting*-Ansatz aus dem vorangegangenen Optimierungsintervall, während sie beim *backcasting*-Ansatz durch eine Zieljahresoptimierung für alle Stützjahre vorgegeben werden. Die genannten Ansätze unterscheiden sich somit einerseits durch den Betrachtungshorizont und andererseits durch die Informationsverfügbarkeit innerhalb eines Optimierungsintervalls [142].

Aus der *perfect foresight*-Methode ergibt sich ein kostenoptimaler Transformationspfad, da die Optimierung unter Einbeziehung aller Stützjahre erfolgt. Dabei werden die kumulierten Kosten aller Zeitschritte minimiert. Dies bedeutet jedoch nicht, dass auch das Zielsystem am Ende des Optimierungsintervalls auch kostenoptimal ist. Denn ein nicht kostenoptimales Zielsystem wird in Kauf genommen, wenn es zu geringeren kumulierten Kosten entlang des gesamten Pfades führt [142].

Das ETHOS.NESTOR-Modell, auf dem diese Arbeit basiert, verfolgt den Ansatz des myopischen *backcastings*. Das ETHOS.Infrastructure-Modell, das der Arbeit von Groß (2023) [9] zugrunde liegt, umfasst eine unabhängige Modellierung der Stützjahre 2030 und 2050. Um den Transformationspfad innerhalb des ETHOS.Infrastructure-Modells detaillierter und konsistenter zu implementieren, wird im Rahmen dieser Arbeit ein myopischer *forecasting* Ansatz implementiert, um Infrastrukturen zwischen den einzelnen Jahren zu „vererben“. Unter Vererbung wird im Rahmen der Arbeit die Kopplung der Optimierungen entlang des Transformationspfads verstanden, bei der errichtete Infrastrukturen entsprechend ihrer Lebensdauer ins Folgejahr übertragen werden. Als Stützjahre werden die Jahre von 2020 bis

2045 in 5-Jahresintervallen abgebildet. Eine Beschreibung dieser Implementierung folgt im Methodenkapitel in Abschnitt 4.1.

3.4 No-Regret-Maßnahmen der Wasserstoffwirtschaft

No-Regret-Optionen werden in der Fachliteratur zum Klimawandel als Maßnahmen zur Reaktion auf die Klimakrise verstanden, die neben Klimazielen einen weiteren, wirtschaftlichen Nettonutzen erfüllen [146]. Nach Siedenburg (2012) [146] herrschen in der Literatur zwei verschiedene Auslegungen des No-Regret-Begriffs vor:

- Literatur zur Eindämmung des Klimawandels: Durch eine Maßnahme entsteht sowohl eine Emissionsreduktion als auch ein zusätzlicher wirtschaftlicher Nutzen. Ein Beispiel hierfür ist die Energieeffizienz. Investitionen in effizientere Technologie können zum einen die anfallenden Emissionen reduzieren und zum anderen die Betriebskosten reduzieren oder die Erlöse steigern. Dies lässt sich als eine 'win-win' Situation bezeichnen.
- Literatur zur Anpassung an den Klimawandel: Durch eine Maßnahme entsteht ein wirtschaftlicher Nutzen über eine Reihe von möglichen Klimazukunftsszenarien hinweg. Ein Beispiel hierfür ist die Diversifizierung von Anbauarten in der Agrikultur zur Förderung fruchtbarerer Böden mit besserer Wasserspeicherkapazität.

Im Folgenden wird der Begriff im Hinblick auf Wasserstoff und Wasserstoffinfrastrukturen diskutiert. 'No-Regret' wird in der Literatur häufig im Hinblick auf Wasserstoffbedarfe diskutiert. Darum geht es im ersten Teil dieses Kapitels in Abschnitt 3.4.1. In Abschnitt 3.4.2 werden anschließend No-Regret-Optionen in der Infrastrukturplanung beschrieben.

3.4.1 No-Regret Wasserstoffbedarfe

Die Auswertung der aktuellen Studienlage zeigt, dass No-Regret-Optionen überwiegend im Kontext von Wasserstoffbedarfen diskutiert werden. Wie Abschnitt 2.3 zu den KSG-Studien zeigt, fallen die errechneten Wasserstoffbedarfe für ein treibhausgasneutrales Deutschland in den verschiedenen Szenarien stark unterschiedlich aus. Die folgenden Studien und Metaanalysen bemühen sich um eine Einordnung und Identifizierung von No-Regret-Bedarfen:

„Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045“ Luderer et al. (2021) [79] Der Ariadne-Report ist der Einzige der sechs untersuchten KSG-Studien, die das Thema No-Regret explizit aufgreift. Im Vergleich der drei Ariadne-Modelle wird Wasserstoff in der Stahl- und Ammoniakproduktion, der Grundstoffchemie sowie zur Herstellung von E-Fuels für Langstreckenflug- und Schiffsverkehr als No-Regret-Anwendungen angesehen. Diese Anwendungsbereiche seien „technisch gut geeignet, Keimzellen eines Wasserstoffnetzes zu werden, da sie grünen Wasserstoff verhältnismäßig flexibel einsetzen können und die Nachfragen an wenigen Punkten im System gebündelt vorliegen“ [79].

„Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis“ Riemer et al. (2022) [147] Im Rahmen des HYPAT Projekts, das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert und durch das Fraunhofer ISI geleitet wird, ist eine Metaanalyse zu Wasserstoffbedarfen entstanden. Die Studie stellt fest, dass Wasserstoff in der Industrie oft als No-Regret-Strategie bezeichnet wird, „da es Anwendungen gibt, für die es keine alternative Dekarbonisierungsoption gibt, z. B. in der Eisen- und Stahlindustrie oder in der Grundstoffchemie“ [147]. Die Autorinnen und Autoren der Studie betonen, dass sich die Verwendung von Wasserstoff in der Industrie vorwiegend auf die stoffliche Nutzung als Rohstoff oder Reaktant bezieht. So sei die Nutzung von Wasserstoff für die Bereitstellung von Prozesswärme mit einer größeren Unsicherheit behaftet, da dort alternative Technologien zum Einsatz kommen können.

„The potential of hydrogen for decarbonising EU industry“ Wachsmuth et al. (2021) [148] Der Wissenschaftliche Dienst des Europäischen Parlaments hält in seiner Untersuchung fest, dass Wasserstoff auf absehbare Zeit ein knappes Gut bleiben wird, weshalb eine Priorisierung für den Einsatz von Wasserstoff entlang der Sektoren und insbesondere für den Einsatz in der energieintensiven Industrie vorgenommen werden soll. Der Einsatz von Wasserstoff gelte als No-Regret, wenn keine Dekarbonisierungsoption mit höherer Kostenwirksamkeit verfügbar ist. Auf Basis einer Metaanalyse verschiedener Studien [6, 149, 150] findet eine Unterscheidung in drei Bedarfsgruppen für grünen Wasserstoff statt:

- No-Regret: Anwendungen, die neben Wasserstoff nur durch CCS und/oder Biomasse dekarbonisiert werden können und Anwendungen, die nicht vollständig durch Elektrifizierung dekarbonisiert werden können.
- No lock-in: Anwendungen, die sowohl durch grünen Wasserstoff als auch durch die Nutzung von erneuerbarem Strom dekarbonisiert werden können. In diesen Bereichen besteht eine Unsicherheit, welche der beiden Optionen die kostengünstigere ist, die sich durchsetzen wird.
- Game-changing: Anwendungen, die durch den Einsatz von erneuerbarem Strom effizienter dekarbonisiert werden können. Hier können jedoch auch andere Faktoren zur Verwendung von Wasserstoff führen.

„12 Insights on Hydrogen“ Agora Industry und Agora Energiewende (2021) [151] Zu einer ähnlichen Analyse wie der Wissenschaftliche Dienst des Europäischen Parlaments kommen auch Agora Industry und Agora Energiewende. Sie werten verschiedene Netto-Null-Szenarien wissenschaftlicher Studien aus und klassifizieren die Bedarfe in drei Kategorien auf Basis dessen, wie sich Wasserstoffbedarfe in verschiedenen Studien auftreten:

- No-Regret: Wasserstoffbedarfe, die in den meisten Szenarien übereinstimmen.
- Umstritten: Wasserstoffbedarfe mit großen Unterschieden in den Szenarien.
- Schlechte Idee: Wasserstoffbedarfe in wenigen/gar keinen Szenarien.

Da die Analysen zu ähnlichen Schlüssen kommen, werden sie in Tabelle 3.3 gemeinsam abgebildet. Insbesondere über den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie und dem Transportsektor besteht die größte Einigkeit.

Tabelle 3.3: Bewertung der Einsatzwahrscheinlichkeit von grünem Wasserstoff (nach [151] und [148]).

Einsatzwahrscheinlichkeit	Industrie	Transport	Energie	Gebäude
hoch, No-Regret	• Reaktant (DRI Stahl, Olefine, Raffinerien) • Rohstoff (Ammoniak, Methanol, Chemikalien)	• Langstreckenflugverkehr • Seeschifffahrt	Unterstützung durch erneuerbare Energien in Abhängigkeit vom Wind- & Solaranteil und der saisonalen Bedarfsstruktur	Heizungsnetze (Residuallast in der Fernwärme[1])
mittel	Hochtemperaturwärme	• Lastkraftwagen und Busse[2] • Kurzstreckenflüge & Schifffahrt • Züge[3]	Absoluter Umfang des Bedarfs angesichts der sonstigen Flexibilität und Lagerungsmöglichkeiten	
niedrig	Niedertemperaturwärme	• PKW • Leichte Nutzfahrzeuge • Heizung auf Gebäudeebene		

[1] Nach der Nutzung von erneuerbarer Energie, Umgebungs- und Abwärme so weit wie möglich. Besonders relevant für große bestehende Fernwärmesysteme mit hohen Vorlauftemperaturen.
[2] Einsatz von Wasserstoff im Schwerlastverkehr je nach Entfernung, Häufigkeit und Energieversorgungsoptionen zum jetzigen Zeitpunkt nur an Standorten mit Synergien (Häfen, Industriecluster).
[3] Abhängig von Entfernung, Häufigkeit und Energieversorgungsmöglichkeiten.

3.4.2 No-Regret Wasserstoffinfrastrukturen

Der Umfang der Studien, die sich mit der Identifikation von No-Regret-Wasserstoffinfrastrukturen auseinandersetzen, ist begrenzt. Umfassende Metaanalysen sind auf diesem Gebiet nicht vorhanden. Stattdessen werden zwei Studien vorgestellt, die No-Regret Infrastrukturen auf europäischer und nationaler Ebene für Deutschland betrachten:

„No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe“ Andreola et al. (2021) [6] Im Auftrag der Agora Energiewende führt das Beratungsunternehmen AFRY Management Consulting Limited die Studie. Das Vorgehen gliedert sich dabei in drei Schritte:

1. Identifikation von No-Regret Wasserstoffbedarfen,
2. Modellierung der Wasserstofferzeugung. Unterscheidung in zwei Szenarien:
   - *Blue-Green*: Transformation über den Weg von blauem Wasserstoff und CCS
   - *Fast-Green*: Beschleunigte Transformationen hin zu grünem Wasserstoff
3. Auslegung der Transmissionsinfrastrukturen von Wasserstoff durch neue und umgewidmete Pipelines sowie per Schifffahrt als NH_3 und LH_2.

Die Analyse fokussiert die Jahre 2030 und 2050. Neben den Bedarfen, der Erzeugung und dem Transport werden auch Salzkavernenspeicher modelliert. Es findet eine regionale Auflösung statt, die sich nicht an administrativen oder Nationalstaatgrenzen orientiert. Stattdessen wird Europa in ein Netz aus Sechsecken mit einer Fläche von jeweils rund 50.000 km^2 aufgeteilt, was etwa der Größe von Niedersachsen entspricht. Für die Definition von No-Regret Infrastrukturen werden vier Kriterien herangezogen:

1. Netzlänge: Infrastruktur erstreckt sich über mehr als ein Hexagon
2. Höhe der Nachfrage: Nachfrage ist $>$ 3 TWh_{H_2}/a in entweder 2030 oder 2050
3. Konsistenz über den Transformationspfad: Nachfrage in beiden Stützjahren, 2030 & 2050, ist ”beträchtlich”
4. Teil verschiedener Erzeugungs-Szenarien: Infrastrukturen erscheinen in 3 oder 4 Szenario/Jahres-Kombinationen[3]

Als Ergebnis hält die Studie fest, dass als No-Regret Bedarfe die Sektoren der Stahl-, Ammoniak- und Methanolproduktion sowie die Petrochemische Industrie gelten. In das Versorgungssystem fließen auch lediglich ebendiese Bedarfe ein. Nicht enthalten sind demnach Bereiche wie der Verkehrssektor, der Energie- und Umwandlungssektor sowie die Bereitstellung industrieller Hochtemperaturprozesswärme. Identifiziert werden können vier No-Regret Korridore innerhalb von Europa:

1. in Spanien entlang der Mittelmeerküste,
2. über Frankreich, Belgien, Niederlande, Deutschland entlang der Nordseeküste,
3. von Litauen entlang Ostseeküsten ins Landesinnere Polens,
4. von Rumänien durch Bulgarien bis zur griechischen Grenze.

[3] Vier mögliche Szenario/Jahres-Kombinationen: Szenarien ’Blue-Green’ & ’Fast-Green’ in den Jahren 2030 & 2050.

Dabei stellen die Autorinnen und Autoren fest, dass Salzkavernen einen großen Einfluss auf die Routen haben. Insgesamt fallen die identifizierten No-Regret Korridore deutlich kleiner aus als der European Hydrogen Backbone aus. Die Autorinnen und Autoren warnen deshalb vor eine Überdimensionierung des Wasserstoffnetzes. Allerdings handelt es sich bei den vorgestellten Korridoren lediglich um eine Auswahl der vier Routen mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Transportrouten in den einzelnen Szenarien fallen größer aus als das No-Regret Kernnetz. Außerdem findet eine Beschränkung auf zentrale Wasserstoffnachfragen statt.

„Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multimodal energy system" Husarek et al. (2021) [108] Bei der Studie handelt es sich um ein multimodales lineares Optimierungsmodell des deutschen Energiesystems, das die Energieträger Strom, Erdgas und Wasserstoff sowie dessen Transport umfasst. Die räumliche Auflösung des Modells umfasst die 38 Regierungsbezirke der deutschen NUTS 2-Ebene. Basisszenario ist ein Energiesystem für das Jahr 2050, mit einer CO_2eq-Emissionsreduktion von 95 % gegenüber 1990. Optimiert wird die Wasserstoff-Lieferkette: der Import über Nordeuropa, Südeuropa, Nord-Afrika und dem Überseeimport über die Niederlande, die inländische Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse, der Transport per Pipeline und GH_2-LKW und die Speicherung in Druckbehältern. Als Nachfrage wird der Verkehrssektor modelliert, was im Basisszenario einem Bedarf von 150 TWh_{H_2}/a entspricht. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird der Wasserstoffbedarf in acht Szenarien zwischen 50 TWh_{H_2}/a und 400 TWh_{H_2}/a variiert.

Als No-Regret-Infrastrukturen werden die Pipelines definiert, die in der überwiegenden Anzahl der Bedarfsszenarien Teil der wirtschaftlich optimierten Lösung sind. Insbesondere die Pipelines, die bereits bei einer geringen nationalen Nachfrage gebaut werden, werden von den Autoren zufolge als No-Regret bezeichnet.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich zwei Pipelinetrassen als No-Regret erweisen, die beide in Schleswig-Holstein beginnen. Die erste Pipeline führt von der Importregion und potenziellen Elektrolysestandorten in Norddeutschland in südlicher Richtung nach Darmstadt. Diese Pipeline wird bereits bei Bedarfen von 50 TWh_{H_2}/a ausgebaut. Ab 100 TWh_{H_2}/a kristallisiert sich eine weitere Leitung heraus, die im Sinne der Autoren als No-Regret betrachtet werden kann. Sie führt von Schleswig-Holstein über Mecklenburg-Vorpommern nach Brandenburg/Berlin.

Salzkavernenspeicher werden in der Studie nicht als mögliche Wasserstoffspeicher berücksichtigt. Stattdessen werden ausschließlich deutlich teurere oberirdische Speicher im Modell abgebildet. Diese werden entweder bedarfs- oder erzeugungsnah platziert. Aufgrund der fehlenden Salzkavernenspeicher, findet nur ein kleiner Ausbau von Pipelines in den Nordwesten Deutschlands statt. Darüber hinaus werden ausschließlich Bedarfe im Verkehrssektor abgebildet. Es findet zwar eine Abschätzung höherer Wasserstoffnachfragen bis 400 TWh_{H_2}/a statt, diese werden jedoch nach dem gleichen Schlüssel verteilt wie der Transportbedarf. Adäquate Betrachtung von industriellen Wasserstoffnachfragen findet somit nicht statt.

„Methodisches Vorgehen bei der Erstellung des Systementwicklungsplans SEP" Nailis et al. (2021) [152] Das energiewirtschaftliche Beratungsunternehmen, BET, unterscheidet bei der Netzentwicklungsplanung in zwei Ansätze: Es gebe den robusten Ansatz, bei dem Netzentwicklungspläne Maßnahmen für alle mögli-

chen Szenarien planen und den No-Regret-Ansatz, bei dem nur Maßnahmen für gemeinsame Elemente aller Szenarien geplant werden, siehe Abbildung 3.5.

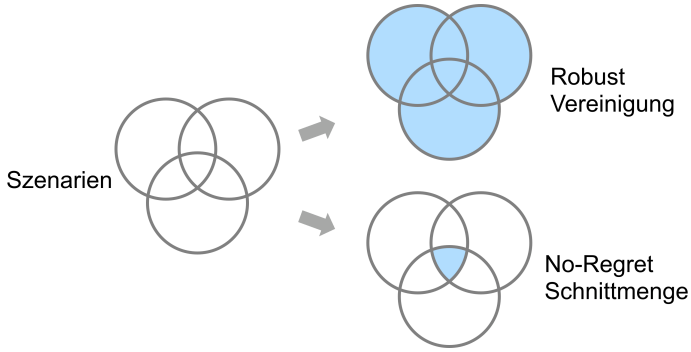


Abbildung 3.5: No-Regret-Definition im Rahmen der dena Netzstudie entwickelt von BET (nach [152]).

Die No-Regret-Maßnahmen bilden somit die Schnittmenge der Maßnahmen aus der Szenarienvariation ab. Ein robuster Systemplan ergibt sich auf der anderen Seite aus der Vereinigung der Maßnahmen in den unterschiedlichen Szenarien.

3.4.3 Zusammenfassung und Einordnung

No-Regret bezeichnet wirtschaftliche Investitionen, die angesichts der Klimakrise getätigt werden und nicht bereut werden. In einer allgemeinen Definition werden No-Regret-Maßnahme als solche bezeichnet, die neben ihrer Erfüllung von Klimazielen einen weiteren wirtschaftlichen Zweck erfüllen. Um eine Definition für den Einsatz von Wasserstoff abzuleiten, sind in Tabelle 3.4 die No-Regret-Definitionen zusammengetragen, die in wissenschaftlichen Studien und Metaanalysen verwendet werden. Eine erste Erkenntnis ist, dass sich der Begriff in der Literatur häufiger um Wasserstoffbedarfe als um Wasserstoffinfrastrukturen dreht.

Tabelle 3.4: No-Regret-Definition im Studienvergleich.

No-Regret-Definition	Bereich	Quelle
Anwendungen, für die keine alternative Dekarbonisierungsoption vorhanden sind.	Nachfrage	[147]
Anwendungen, für die keine Dekarbonisierungsoptionen mit höherer Kostenwirksamkeit verfügbar sind: Anwendungen, die neben Wasserstoff nur durch CCS und/oder Biomasse dekarbonisiert werden können und Anwendungen, die nicht vollständig durch Elektrifizierung dekarbonisiert werden können.	Nachfrage	[148]

No-Regret-Definition	Bereich	Quelle
Wasserstoffbedarfe, die in den meisten Szenarien übereinstimmen.	Nachfrage	[151]
Mindestlänge des Netzes, ausreichend hohe Nachfrage in der Region, Konsistenz der Nachfrage über den Transformationspfad, Robustheit der Infrastruktur gegenüber unterschiedlichen Erzeugungsszenarien.	Infrastruktur	[6]
Pipeline in Vielzahl der Bedarfsszenarien enthalten	Infrastruktur	[108]
Schnittmengen der Maßnahmen im Rahmen einer Szenarienvariation	Infrastruktur	[152]

In der Literatur wird der Einsatz von Wasserstoff zum einen dann als No-Regret bezeichnet, wenn es keine alternative Maßnahme gibt, mittels derer eine kosteneffizientere Dekarbonisierung möglich ist. Deskriptiv definiert bezeichnen Studien den Einsatz von Wasserstoff und den Bau von Wasserstoffinfrastrukturen als No-Regret, wenn dieser persistent gegenüber verschiedenen Szenarien ist. Abbildung 3.6 zeigt die Wasserstoffbedarfe, die in ETHOS.Infrastructure modelliert werden und ordnet diesen eine Wahrscheinlichkeit für den Einsatz in einem zukünftigen Energiesystem in Deutschland auf Basis der Klassifizierung in Tabelle 3.3 zu.

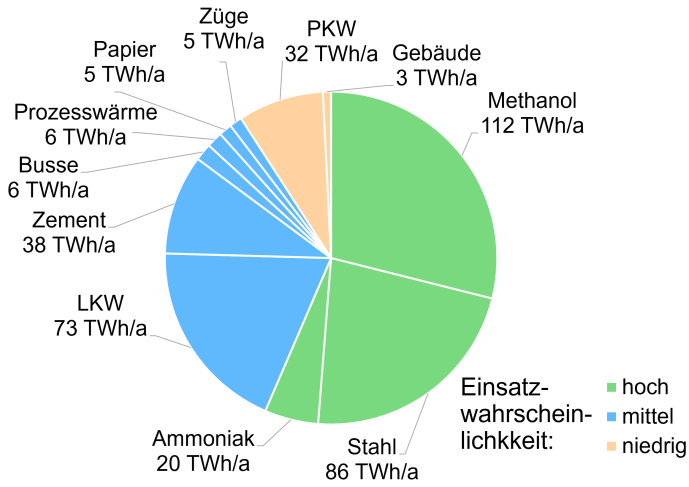


Abbildung 3.6: Modellierte Wasserstoffbedarfe in ETHOS.Infrastructure 2045 und Klassifizierung der Einsatzwahrscheinlichkeit auf Basis von Tabelle 3.3.

Die Übersicht zeigt, dass zwei Drittel des Wasserstoffbedarfs als Rohstoffe oder Reaktanten in der Industrie verwendet werden und damit in die Kategorie der No-

Regret Wasserstoffbedarfe fallen. Ein Viertel der Bedarfe sind dem Transportsektor und der industriellen Prozesswärme zugeordnet, womit ihnen eine mittlere Einsatzwahrscheinlichkeit zugeordnet wird. Etwa 10 % fallen auf den Einsatz für PKW und im Gebäudesektor. Ihr Einsatz gilt als umstritten.

Die Wasserstoffbedarfe in der ETHOS.Infrastructure-Modellierung werden fix vorgegeben mit 387 TWh_{H_2}/a für das Jahr 2045 [4]. Da sich es sich bei 90 % der in ETHOS.Infrastructure abgebildeten Bedarfe um Anwendungen mit hoher oder mittlerer Einsatzwahrscheinlichkeit handeln, findet im Rahmen dieser Arbeit keine Analyse verschiedener Bedarfsszenarien statt. Stattdessen werden No-Regret-Maßnahmen im Bereich der Infrastrukturen hinsichtlich verschiedener Versorgungsszenarien und techno-ökonomischer Rahmenbedingungen untersucht. Eine Definition für No-Regret-Maßnahmen im Kontext dieser Arbeit folgt in Kapitel 4, die Ableitung von No-Regret-Maßnahmen aus den Ergebnissen dieser Arbeit erfolgt in Abschnitt 6.4.

3.5 Wasserstoffreinheit und Flüssigwasserstoff

Welche Wasserstoffinfrastrukturen zur Speicherung und zum Transport eingesetzt werden können und welche Aufreinigungstechnologien gegebenenfalls notwendig sind, hängt im Wesentlichen von drei Faktoren ab: der bereitgestellten Reinheit bei der Produktion, möglichen Verunreinigungen entlang der Prozesskette und den Reinheitsanforderungen der Bedarfe ab. Im Rahmen dieser Arbeit wird Wasserstoff in ausgewählten Szenarien nicht als homogenes Gut, sondern in differenzierten Reinheitsklassen abgebildet. Dazu erfolgt eine Einteilung der Wasserstoffanwendungen und -technologien in Reinheitsklassen. Die Definition dieser Klassen erfolgt in Abschnitt 3.5.1. Anschließend werden in Abschnitt 3.5.2 Produktionstechnologien, in Abschnitt 3.5.3 Aufreinigungstechnologien, in Abschnitt 3.5.4 Transporttechnologien, in Abschnitt 3.5.5 Speichertechnologien und in Abschnitt 3.5.6 Wasserstoffanwendungen hinsichtlich ihrer Reinheiten diskutiert. Die Bestimmung der bereitgestellten oder benötigten Wasserstoffreinheit basiert auf einer systematischen Literaturrecherche. Der Fokus dieser Recherche liegt dabei auf den in ETHOS.Infrastructure abgebildeten Technologien und Anwendungen[5]. Wie die Reinheitsklassen in das ETHOS.Infrastructure-Modell integriert werden, wird im Methodenkapitel in Abschnitt 4.4 beschrieben. Eine Übersicht über die Einordnung aller abgebildeten Technologien und Anwendungen in die Reinheitsklassen ist dort in Tabelle 4.4 und Abbildung 4.5 zusammengestellt.

3.5.1 Wasserstoffreinheitsklassen

Die Technologien zur Erzeugung, Speicherung, Aufreinigung, zum Transport sowie die Anwendungen von Wasserstoff, können in zwei Reinheitsklassen eingeteilt werden: reiner Wasserstoff der Gruppe A und hochreiner Wasserstoff der Gruppe D. Diese Unterteilung basiert auf der Produktspezifikation für Wasserstoffqualität nach

[4] Fixe Vorgabe der Endenergiebedarfe im Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure durch das Einknotenmodell ETHOS.NESTOR im KSG45 Szenario, beschrieben in Abschnitt 4.1.

[5] Eine Übersicht über die abgebildeten Technologien und Nachfragen befindet sich im Kapitel der Modellbeschreibung in Abbildung 5.1.

ISO 14687:2019 [153]. Dieselben Gruppen finden sich auch im Arbeitsblatt G 260 zu den *Technischen Regeln der Gasbeschaffenheit* des DVGW [154], die dort näher spezifiziert sind. Wasserstoff der Gruppe A hat eine Reinheit von mindestens 98 mol%, Wasserstoff der Gruppe D eine Reinheit von mindestens 99,97 mol%. Die genauen Reinheitsanforderungen sind in Tabelle 3.5 zusammengefasst.

Tabelle 3.5: DVGW-Gasqualität (nach [154]).

	Qualitätsanforderungen	
Komponente	**Gruppe A**	**Gruppe D**
Wasserstoff (H_2)	$\geq$98 mol%	$\geq$99,97 mol%
Wasser (H_2O)	$\leq$ 200 mg/m³ (MOP$\leq$ 10 bar) $\leq$ 50 mg/m³ (MOP$>$10 bar)	$\leq$ 5 ppm
Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe	-	$\leq$ 2 ppm
Methan (CH_4)	-	$\leq$ 100 ppm
Sauerstoff (O_2)	$\leq$ 1 mol% (MOP$<$16 bar) $\leq$ 100 ppm (MOP$\geq$16 bar)	$\leq$ 5 ppm
Helium (He)	-	$\leq$ 300 ppm
Stickstoff (N_2)	-	$\leq$ 300 ppm
Argon (Ar)	-	$\leq$ 300 ppm
Kohlendioxid (CO_2)	$\leq$ 4 mol% (MOP$<$16 bar) $\leq$ 2,5 mol% (MOP$\geq$16 bar)	$\leq$ 2 ppm
Kohlenmonoxid (CO)	$\leq$ 0,1 mol%	$\leq$ 0,2 ppm
Gesamt-Schwefel und Schwefelverbindungen (S ges.)	$\leq$ 6 mg/m³ (ohne Odorierung) $\leq$ 10 mg/m³ (mit Odorierung)	$\leq$ 0,004 ppm
Formaldehyd	-	$\leq$ 0,2 ppm
Ameisensäure	-	$\leq$ 0,2 ppm
Ammoniak	$\leq$ 10 mg/m³	$\leq$ 0,1 ppm
Halogenierte Verbindungen	$\leq$ 0,05 ppm	$\leq$ 0,05 ppm
Schwebstoffteilchen	*technisch frei*	$\leq$ 1 mg/kg

Es ist zu beachten, dass die maximal zulässige Verunreinigung von 0,03 % bzw. 300 ppm in Gruppe D für Inertgase wie Helium und Stickstoff gelten. Für Katalysatorgifte wie Kohlenmonoxid und Schwefelverbindungen gelten wesentlich strengere Grenzwerte von maximal 0,2 ppm beziehungsweise 0,004 ppm.

3.5.2 Produktion von Wasserstoff

Die Kategorisierung von Wasserstoffproduktionsverfahren basiert auf zwei Hauptfaktoren [155]: der Art des Energieeintrags und der Art des verwendeten Rohstoffs. Der Energieeintrag lässt sich in thermische und elektrische Energie unterteilen, die Rohstoffe in Kohlenwasserstoffe und Nicht-Kohlenwasserstoffe[6]. Während sich es sich bei den Nicht-Kohlenwasserstoffen um Wasser handelt, lässt sich die Gruppe der Kohlenwasserstoffe weiter in biobasierte und fossile Quellen unterteilen [156, 157].

Vor dem Hintergrund der Treibhausgasneutralität wird die Wasserelektrolyse als Schlüsseltechnologie zur Bereitstellung von grünem Wasserstoff eingeschätzt. Alternative Technologien zur Bereitstellung von CO_2eq-freiem oder -armen Wasserstoff sind nicht Teil des ETHOS.Infrastructure-Modells und werden daher im Folgenden nicht genauer vorgestellt. Eine Bewertung alternativer Wasserstoff-Erzeugungstechnologien kann Bestandteil zukünftiger Arbeiten sein. Wasserelektrolyse bezeichnet die Auftrennung eines Wassermoleküls in Wasserstoff und Sauerstoff mittels elektrischer Energie [156, 158]. Die Bruttoreaktionsgleichung lautet

$$2\,H_2O \longrightarrow 2\,H_{2(g)} + O_{2(g)} \tag{3.1}$$

und findet in einer Elektrolytzelle statt [158, 159]. Diese Zelle besteht aus zwei Elektroden, an denen die Produkte entstehen, einem Diaphragma, das eine Rückvermischung der Produkte erschwert, und einem Elektrolyt als Reaktionsmedium [158, 160]. Dabei werden Wasserstoff an der Kathode und Sauerstoff an der Anode erzeugt [159]. Das Verfahrensfließbild dieses Prozesses ist in Abbildung 3.7 dargestellt.

Abbildung 3.7: Fließbild eines Wasserelektrolyseprozesses, angelehnt an Nikolaidis und Poullikkas (2017) [160], mit integriertem Reinigungsprozess (1) Entionisierung des Wassers, (2) Wasserabscheidung am O_2-Strom und (3) Wasserabscheidung am H_2-Produktstrom.

Zu den Aufreinigungsschritten der Wasserelektrolyse zählen ein Deionisierer zur Vorbehandlung des Wassers sowie Wasserabscheider zur Aufreinigung des Wasserstoff- und des Sauerstoffstroms. Eine ausführliche Erläuterung der Reinigungsverfahren findet sich in Abschnitt 3.5.3. Gängige Elektrolyseverfahren sind die alkalische Elektrolyse (AEL), die Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEMEL) und die Festoxid-Elektrolyse (SOEL). Die AEL ist eine etablierte Technologie, die großtechnisch eingesetzt wird [158]. Die PEMEL hat einen Technologiereifegrad (TRL) von 6 bis 8, während die Festoxidelektrolyse (SOEL) einen TRL von 5 aufweist [161]. Derzeit sind die Kosten der PEMEL höher als die der alkalischen Elektrolyse. Es wird jedoch erwartet, dass die Vorteile der besseren Regelbarkeit und

[6] Eine Übersicht der Wasserstoffproduktionsarten ist im Anhang in Abbildung A.1 dargestellt.

der Reinheit des Produktstroms bis 2030 zu einem wirtschaftlichen Vorteil führen werden [162]. Ein entscheidender Vorteil der PEMEL ist die Möglichkeit, einen Wasserstoffstrom bei erhöhtem Druck zu erzeugen, der in einem nachfolgenden Prozessschritt genutzt werden kann [163]. Im Anhang unter Tabelle A.1 findet sich eine Übersicht über die Vor- und Nachteile der verschiedenen Erzeugungstechnologien [161, 162, 163, 164, 165, 166, 167]. In einer 2017 durchgeführten Befragung gaben Elektrolyse-Expertinnen und -Experten an, dass sich die PEMEL bis 2030 als bevorzugtes Verfahren durchsetzen wird [162]. Die PEMEL ist die Technologie, die in der ETHOS.Infrastructure-Modellierung zur Erzeugung von grünem Wasserstoff betrachtet wird.

Die PEMEL ist in der Lage, Wasserstoff von Reinheiten etwa 99,9 mol% und damit der **Reinheitsklasse A** bereitzustellen[7] [168]. Aufgrund der weitgehenden Abwesenheit von Kohlenstoff- und Schwefel im Prozess sind Kohlenstoff- und Schwefelverbindungen im Produkt nur in geringen Anteilen vorhanden [169]. Die Anteile dieser Komponenten liegen unter einem ppm. Die Verunreinigungen sind größtenteils Wasser und Sauerstoff [153].

Haug und Lubenau führen einige Ursachen auf, die zu Verunreinigungen in Elektrolyseverfahren führen können [170, 171, 172]. Dazu zählen: (1) gelöste Dämpfe und Gase im Elektrolyt, (2) Gasübertritt über die Trennmembran (engl. *cross-over*), (3) Vor- und Nachbehandlung des Elektrolyseurs, (4) Grenzflächenaustausch mit dem Wasser im Elektrolyseur, (5) Reaktion des Sauer- mit dem Wasserstoff zu Wasser und (6) Ablagerungen auf den technischen Geräten. Beim Gasübertritt diffundiert Sauerstoff von der Elektrode, an der er erzeugt wird, durch das Diaphragma zur anderen Elektrode und tritt dort als Verunreinigung auf [170]. Bei der PEM-Elektrolyse wird im Gegensatz zur AEL kein flüssiger Elektrolyt genutzt, sodass die erste Verunreinigungsquelle wegfällt. Die *cross-over*-Aktivität ist im Vergleich zur AEL wegen der Verwendung dichterer Membranen verringert [163]. Des Weiteren wird Sauerstoff, der dennoch zur Anode diffundiert, an den Katalysatoren partiell umgewandelt, sodass die Sauerstoffverunreinigungen insgesamt geringer sind als bei der AEL.

Zu beachten ist insbesondere, dass sich die hier aufgeführten Rohgaszusammensetzungen auf einen stationären Betrieb der Wasserelektrolyseure beziehen. Lastflexible Betriebsweisen, wie sie beispielsweise im *Demand Side Management* angestrebt werden, finden keine Berücksichtigung, können jedoch zu Qualitätsverlusten führen [170].

3.5.3 Aufreinigung von Wasserstoff

Bei der Aufreinigung von Wasserstoff kommen unterschiedliche Verfahren zum Einsatz. Diese umfassen Verfahren zur Aufreinigung der Ausgangsstoffe als auch des Produktstroms. Entionisierer werden zur Vorbehandlung des Wassers bei Elektrolyseverfahren eingesetzt. Die Entschwefelung ist insbesondere bei der Reformierung von Erdgas ein üblicher Verfahrensschritt [160, 173]. Bei der Synthese von Wasserstoff aus Kohlenwasserstoffen liegen im Produktstrom neben Wasserstoff in der Regel Kohlenstoffdioxid und -monoxid vor [174]. Zur Steigerung des Wasserstoffanteils lässt sich die *Water-Gas-Shift*-Reaktion (WGS) einsetzen, in der Kohlenstoffmonoxids in -dioxid umgewandelt wird [175]. Eine Abscheidung des CO_2 lässt sich

[7] Eine detaillierte Aufstellung der Wasserstoffzusammensetzung im Produktstrom der Wasserelektrolyse ist im Anhang in Tabelle A.2 dargestellt.

mittels Absorption, Adsorption, Destillation, Membranauftrennung und Hydraten bewerkstelligen [176].

Verfahren zur Aufreinigung von reinem Wasserstoff von über >90 mol% lassen sich in physikalische und chemische Methoden unterteilt [177]. Zu den physikalischen Methoden zählen dabei adsorptive, Niedertemperatur- und Membranverfahren. Die chemischen Methoden umfassen einerseits katalytische Verfahren wie Deoxygenatoren und Aufreinigungsverfahren mittels Metallhydriden[8]. Tabelle 3.6 enthält eine vergleichende Analyse der Vor- und Nachteile der Reinigungsverfahren nach Du et al. (2021) [177].

Tabelle 3.6: Vergleich der Vor- und Nachteile ausgewählter Wasserstoffreinigungsverfahren (nach [156, 172, 175, 177, 178]).

Verfahren	Vorteile	Nachteile
Druck- und Temperaturwechsel-Adsorption	+ Industrieerfahrung + hohe Reinheit	- geringe Ausbeute - Batch-Prozess
Kryogene Destillation	+ hohe Ausbeute	- nur für bestimmte Verunreinigungen geeignet - geringe Reinheit
Deoxygenator	+ hohe Ausbeute + hohe Reinheit	- nur für Sauerstoffverunreinigungen geeignet
Palladiummembran	+ hohe Reinheit + hohe Ausbeute	- teuer - niedriger Reifegrad
Polymermembran	+ hoher Reifegrad + mittlere Ausbeute + günstig	- geringe Reinheit

Die adsorptiven Verfahren zeichnen sich durch ihre breite industrielle Anwendung aus [175, 178, 179]. Mit Palladiummembranen lassen sich zwar vergleichbare Reinheitsgrade erzielen, doch sind solche Membranen noch nicht ausgereift und teuer [172]. Im Gegensatz dazu sind Polymermembranen wesentlich ausgereifter, auch wenn sie keine hohen Reinheitsgrade erzielen [177]. Die größten Nachteile der adsorptiven Verfahren sind der relativ hohe Wasserstoffverlust[9] und die Tatsache, dass sie als Batch-Verfahren durchgeführt werden, was ihre Umsetzung in stationären Anlagen erschwert [178]. Deoxygenatoren und kryogene Verfahren werden dadurch behindert, dass sie nur für bestimmte Verunreinigungen geeignet sind [177, 181]. Deoxygenatoren reduzieren ausschließlich Sauerstoffverunreinigungen und reichern gleichzeitig Wasserverunreinigungen an. Kryogene Verfahren können durch bestimmte Verunreinigungen behindert werden, sodass eine Vorreinigung erforderlich ist [182]. Sowohl die kryogenen als auch die Deoxygenierungsverfahren sind jedoch gut etabliert [177].

[8] Eine Übersicht der Aufreinigungsverfahren ist im Anhang in Abbildung A.2 dargestellt.

[9] Die Wasserstoffausbeute wird auf Basis der Rückgewinnungsrate, r, definiert. Sie beschreibt das Verhältnis aus aufgereinigter Wasserstoffmenge $n_{\mathrm{H_2,p}}$ zu insgesamt zugeführter Wasserstoffmenge $n_{\mathrm{H_2,f}}$: $r = \frac{n_{\mathrm{H_2,p}}}{n_{\mathrm{H_2,f}}}$ [180].

Aufgrund des hohen Reifegrads und der Anwendung im industriellen Maßstab findet in dieser Arbeit eine Beschränkung auf die adsorptiven Technologien statt. Die physikalische Adsorption beschreibt einen Vorgang, bei dem gasförmige oder flüssige Komponenten reversibel an einer Oberfläche gebunden werden [183]. Der Feststoff, an den die Komponenten binden, wird Adsorptionsmittel genannt. Im Anschluss an die Adsorption erfolgt ein Temperatur- oder Druckwechsel, sodass das chemische Gleichgewicht verändert wird und die flüssige oder gasförmige Komponente wieder vom Feststoff desorbiert [184, 185]. Als Adsorptionsmitteltypen zur adsorptiven Gasaufreinigung eignen sich aktiviertes Aluminiumoxid oder Silicagele, Molekularsiebe sowie Aktivkohle [186]. Unterschieden werden adsorptive Aufreinigungsverfahren weiterhin nach der Regenerationsmethode. Bei einem Temperaturwechsel wird von einer TSA, bei einem Druckwechsel von einer PSA gesprochen [183].

Adsorptive Aufreinigungsverfahren erzielen sehr hohe Wasserstoffreinheiten von deutlich über 99,99 mol% und damit der **Reinheitsklasse D**[10] [187]. Die Anteile der meisten Komponenten liegen unter 1 ppm, mit Ausnahme von Wasser, Stickstoff, Argon und unter Umständen Helium. Da einige Verunreinigungsanteile unterhalb der Messgrenze liegen, sind die angegebenen Wasserstoffreinheiten untere Grenzwerte. Üblicherweise würden höhere Reinheiten erreicht, was mit dem Symbol $>$ angedeutet wird.

3.5.4 Transport von Wasserstoff

Wasserstoff kann während der Beförderung in gasförmigem, flüssigem oder gebundenem Zustand vorliegen [188]. Als gebunden gilt Wasserstoff in Form von flüssigen organischen Wasserstoffträgern (LOHC), an Feststoffen adsorbierter Wasserstoff oder Wasserstoff, der für den Transport in Ammoniak oder Methanol umgewandelt wird. Nach der Umwandlung in das entsprechende Medium oder den entsprechenden Aggregatzustand wird der Wasserstoff über Pipelines oder Gas- und Flüssigkeitstanks transportiert [189]. Eine Übersicht verschiedener Wasserstofftransportoptionen und deren Vor- und Nachteile ist im Anhang in Abbildung A.3 dargestellt. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Fokus auf den gasförmigen Pipelinetransport sowie den Transport in Form von Flüssigwasserstoff gelegt.

Transport von gasförmigem Wasserstoff (GH_2)

Der Technologiereifegrad des GH_2-Pipelinetransport beträgt nach Müller (2019) [190] und Peschel (2020) [191] einen Wert von 8 bis 9. Für den Transport per Pipeline muss der Wasserstoff zunächst komprimiert werden. Eine verunreinigungsfreie Kompression wird meistens durch kommerziell übliche Trockenlauf-Kolben- oder Membrankompressoren realisiert [191, 192].

Pipelinetransport von GH_2 erfolgt entweder in neu gebauten Wasserstoff- oder umgewidmeten Erdgaspipelines [193]. Das Pipelinenetz kann dabei zunächst in ein Verteil- und ein Transportnetz unterteilt werden [194]. Transportpipelines dienen dem großskaligen Transport von der Produktionsstätte hin zum Verteilnetz, in dem das Gas anschließend zum Endverbraucher verteilt wird. Transportpipelines werden bei

[10] Eine detaillierte Aufstellung der Wasserstoffzusammensetzung im Produktstrom der adsorptiven Aufreinigung ist im Anhang in Tabelle A.3 dargestellt.

höheren Drücken betrieben, haben einen größeren Durchmesser und sind aus Stahl gefertigt. Druck und Durchmesser in Verteilpipelines sind dagegen geringer und die meisten heutigen Verteilpipelines bestehen aus Polyethylen. Für den Neubau dezidierter Wasserstoffpipelines wird sowohl für das Transport- als auch für das Verteilnetz die Verwendung kohlenstoffarmen Stahls empfohlen [195, 196].

Das Thema Wasserstoffreinheit beim Pipelinetransport ist Gegenstand aktueller Forschung, wie dem Forschungsprojektes GET H_2 TransHyDE (Laufzeit 2021 bis 2025) [197]. Moradi und Groth (2019) [198], Omoniyi et al. (2021) [187] und der Nationalen Wasserstoffrat der deutschen Bundesregierung (2021) [199] weisen darauf hin, dass quantitative Messungen zum Verhalten einzelner Verunreinigungen noch fehlten.

Nach Arbeiten von Lubenau et al. (2022) [172] kann gasförmiger Wasserstoff der Qualität A sowohl in Transport- als auch in Verteilnetzen unabhängig von der Vornutzung und dem Umstellungsstatus des Pipelinenetzes transportiert werden. Bei dem Transport von hochreinem Wasserstoff spielen verschiedene Einflussfaktoren eine Rolle, durch die das Gas in umgestellten Pipelines verunreinigt wird. Dabei macht es einen Unterschied, ob die Pipeline vorher für den Transport von reinem Erdgas oder einer Mischung aus Erdgas und Biogas oder einem Gas, das mit Odorierungsmitteln angereichert wurde, genutzt wurde. Zudem wird unterschieden, ob der Wasserstofftransport vor oder nach der Umstellungsphase stattfindet. Die Umstellungsphase besteht im Wesentlichen darin, eine Pipeline so lange zu reinigen, bis sich konstante Konzentrationen an der Entnahmestelle einstellen. Die Dauer der Umstellungsphase kann Monate bis Jahre betragen. Die Verunreinigung von GH_2 in umgestellten Erdgaspipelines ist nach Lubenau weitgehend unbekannt. In neu gebauten Pipelines ist bekannt, dass der Transport von Wasserstoff der Gruppe D (99,97 mol%) möglich ist. Eine Ausnahme bildet die Verunreinigung mit Wasser, über die keine Aussage getroffen werden kann.

In Anlehnung an die Arbeiten im Auftrag des DVGW wird konservativ abgeschätzt, dass in **umgewidmeten Pipelines** maximal Wasserstoff der **Reinheitsklasse A** [192, 198, 200, 201] und in **neu gebauten Pipelines** maximal Wasserstoff der **Reinheitsklasse D** [172, 202] entnommen werden kann[11].

Transport von flüssigem Wasserstoff (LH_2)

Verflüssigter Wasserstoff (LH_2) wird in Behältern gespeichert und per Zug, LKW und Schiff transportiert [194, 203, 204]. Eine nähere Betrachtung der Rolle von Flüssigwasserstoff in Energiesystemen erfolgt in Abschnitt 3.5.7. Der LH_2-Transport wird als ausgereifter Prozess eingeschätzt (TRL 9) [190, 191]. Die Behälter setzten sich aus einem inneren Druckbehälter, einer Trennschicht und einem äußeren Schutzmantel zusammen. Als Materialien werden stabilisierte austenitische rostfreie Stähle und Aluminiumlegierungen verwendet [200, 205].

Zur LH_2-Bereitstellung wird gasförmiger Wasserstoff verflüssigt [206]. Benötigt wird dazu möglichst reiner Wasserstoff, um eine Schädigung der Apparate durch kondensierte und gefrorene Verunreinigungen zu vermeiden. Die Summe aller Verunreinigungen muss vor der Verflüssigung auf 1 ppm reduziert werden, sodass die Reinheitsanforderung bei etwa 99,999 mol% und damit innerhalb der Grenzen der

[11] Eine detaillierte Aufstellung der Wasserstoffzusammensetzung beim Pipelinetransport ist im Anhang in Tabelle A.4 dargestellt.

Reinheitsklasse D liegt[12] [201, 205, 207, 208, 209, 210].

Im ersten Schritt der Verflüssigung erfolgt eine optionale Kompression auf 2 bis 8 MPa gefolgt von einer Vorkühlung auf 80 K und einer adsorptiven Aufreinigung, um weitere Verunreinigungen zu entfernen. Im Anschluss findet eine kryogene Kühlung auf 30 K statt. Als finaler Schritt der Verflüssigung schließt sich eine adiabate Expansion auf 20 bis 23 K und 0,1 bis 0,2 MPa an [210, 211]. Die Rückumwandlung, auch Rückvergasung genannt, von LH_2 in GH_2 gilt als simpler Prozess und erfolgt üblicherweise über einen Wärmeübertrager mit der Umgebung, meistens durch indirekten Kontakt mit Umgebungsluft oder Meerwasser [194].

3.5.5 Speicherung von Wasserstoff

Die Wasserstoffspeicherung kann sowohl physikalisch als auch materialbasiert erfolgen. Zur Speicherung lassen sich analoge Techniken wie zum Transport von Wasserstoff einsetzen, siehe auch Abbildung A.3 [189]. Die physikalische Speicherung kann je nach Zustand des Wasserstoffs in komprimierte, verflüssigte und kryokomprimierte Wasserstoffspeicherung unterteilt werden [189, 212, 213]. Materialbasierte Speichersysteme werden nach dem Zustand des H_2-Trägers in Festkörperspeicher und flüssig-organische H_2-Träger unterteilt. Wasserstoff bindet sich an H_2-Feststoffspeicher entweder durch Physisorption oder Chemisorption. Eine weitere Unterscheidung erfolgt nach den Adsorbenzien, zu denen im Falle der Physisorption Materialien auf Kohlenstoffbasis, Zeolithe und metallorganische Gerüste gehören. Die Chemisorption kann nach dem gebildeten Komplex in die Speicherung von chemischen Hydriden, intermetallischen Hydriden oder Mehrkomponentensystemen unterteilt werden [189, 212, 213, 214]. In flüssiger gebundener Form lässt sich Wasserstoff in Form von LOHC, Methanol oder Ammoniak speichern [189].

Im Folgenden findet eine genauere Beschreibung unterirdischer Speicher, insbesondere von Salzkavernenspeichern, statt, da ihnen eine besondere Rolle in zukünftigen Energiesystemen zugeschrieben wird. Geologischen Formationen bieten eine vielversprechende Option für die großskalige Speicherung von gasförmigem Wasserstoff [215, 216]. Nach Tarkowski und Uliasz-Misiak (2022) [217] kommen für die Speicherung grundsätzlich sowohl Salzkavernen als auch Lagerstätten aus porösem Gestein wie erschöpfte Öl- und Gaslagerstätten und saline Aquifer infrage [216]. Während die Erfahrungen mit der Lagerung in porösem Gestein insgesamt begrenzt sind und für erschöpfte Ölfelder keine relevanten Daten vorliegen, wird die unterirdische Speicherung in Salzkavernen mit einem TRL von 7 bis 8 bewertet. Im Gegensatz dazu hat die Speicherung in porösen Strukturen nur einen TRL von 3 bis 4 [217]. Daher liegt der Schwerpunkt dieses Abschnitts auf der Speicherung in Salzkavernen.

Salzkavernen entstehen durch ein Verfahren, das als Aussolung bekannt ist und bei dem Wasser in einen Salzstock eingeleitet wird. Dadurch löst sich das Salz im Wasser auf und es entsteht eine Sole, die anschließend abgepumpt wird und einen künstlichen Hohlraum, die Salzkaverne, hinterlässt [215, 218]. Bei der Salzgewinnung kann ein Schutzmedium verwendet werden, das aus Kohlenwasserstoffen besteht und Blanket genannt wird. Das Aufbringen von Kohlenwasserstoffen als Film um den Rand des Bohrlochs verhindert die unkontrollierte Ausbreitung des Salzwas-

[12] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffzusammensetzung der kryogenen Verflüssigung ist im Anhang in Tabelle A.5 dargestellt.

sers [219]. Die Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Salzkavernen führt immer zu einer Verunreinigung des Wasserstoffes. In Tabelle 3.7 sind mögliche Verunreinigungen, ihr Ursprung sowie Voraussetzungen für ihr Auftreten aufgeführt. Die Sättigung mit Wasserdampf tritt bei neuen und umgewidmeten Salzkavernen auf [172]. Daher ist eine Wasserabscheidung im Anschluss an die Wasserstoffspeicherung notwendig.

Tabelle 3.7: Verunreinigungen, Verunreinigungsquellen und Bedingungen für das Auftreten von Verunreinigungen in neuen und in umgewidmeten Salzkavernen, angelehnt an [172, 220, 221].

Verunreinigung	**Quelle der Verunreinigung**	**Bedingungen für das Auftreten**
H_2S	S-/SO_4^{2-}-Reduktion	Halophile Bakterien Sulfat- oder Schwefelablagerungen
CO_2	Essigsäureabbau	Acetogene Bakterien
	in Sole gelöst	meistens: vorherige Nutzung mit Kohlenwasserstoffen selten: natürliches Vorkommen
Acetat		Wasserstoffotrophe Bakterien
CH_4	Methanogenese	CO_2-Verunreinigung CO_2-reduzierende Bakterien Annahme: Salzgehalt $\leq$150 g/L
	Rückstände von Erdgas	vorherige Nutzung mit Erdgas
	in Sole gelöst	vorherige Nutzung mit Erdgas
Essigsäure	CO_2-Reduktion	CO_2-Verunreinigung CO_2-reduzierende Bakterien
Metalle	H_2-Metall-Reaktion	Ungeeignete Stähle
Biofilm	unterirdische bakterielle Reaktion	bakterielle Aktivität
Kohlenwasserstoffe	Öldecke	Abnutzung der Schicht
	Rückstände von Erdgas/Öl	vorherige Nutzung mit Erdgas/Öl
Salzlösung	Sole	*keine*
H_2O	Wasserdampf aus Kaverne und Sole	*keine*
N_2	Rückstände	*keine*

Weitere Verunreinigungen resultieren aus einer möglichen Vornutzung und den geologischen und mikrobiologischen Gegebenheiten des Untergrundspeichers. Bei der Verwendung umgewidmeter Salzkavernen können Erdgas- und Erdölrestbestände

zu einer direkten Verunreinigung führen. Erdölrestbestände können dabei auch in ehemaligen Erdgasspeichern vorliegen, da Erdölblankets häufig zum Schutz der Salzkavernen verwendet werden.

Sowohl in neu gebauten als auch in umgewidmeten Salzkavernen kann zudem bakterielle Aktivität auftreten [221]. Dabei konsumieren Mikroorganismen Wasserstoff sowie Kohlenstoff- oder Schwefelquellen und produzieren einige der in Tabelle 3.7 aufgelisteten Verunreinigungen. Das Ausmaß bakterieller Aktivität ist je nach geologischer Stätte sehr unterschiedlich, sodass in der Literatur ein individuelles Monitoring jeder Salzkaverne empfohlen wird [222]. Bei nahezu vollständiger Abwesenheit von Kohlenstoff- und Schwefelquellen und daraus resultierender Abwesenheit bakterieller Aktivität sind Salzkavernen auch in der Lage, Wasserstoff rein auszuspeichern. Eine Ausnahme stellt auch hier die Wasserverunreinigung dar, die immer auftritt [172, 223].

Der DVGW geht davon aus, dass in Salzkavernen eine Speicherung beziehungsweise Entnahme von Wasserstoff der **Reinheitsklasse A** nach der Abscheidung von Wasser möglich ist[13] [172, 223]. Eine detaillierte Bezifferung einzelner Verunreinigungen ist nach derzeitigem Stand der Literatur nicht möglich. Allerdings wird intensiv an Reinheitsanforderungen und Verunreinigungsquellen bei der GH_2-Speicherung in Salzkavernen geforscht. Ein einschlägiges Forschungsprojekt ist das HyCavMobil-Projekt des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR) [224]. Umfassende Ergebnisse zur GH_2-Speicherung in Salzkavernen sind bei Erstellung der vorliegenden Arbeit noch nicht publiziert [225].

3.5.6 Anwendung von Wasserstoff

Im Folgenden werden die Bereiche der Wasserstoffnutzung nach Sektoren eingeteilt, die die Energieversorgung, den Gebäudesektor, den Verkehr und den industriellen Bereich umfassen. Während Wasserstoff im Industriesektor sowohl als Energieträger, Reaktant oder als chemischer Grundstoff Anwendung findet, wird er in den übrigen Sektoren ausschließlich als Energieträger eingesetzt [226].

Strom- und Wärmebereitstellung

Zur Energieversorgung zählen im Rahmen der Arbeit die Verwendung von Wasserstoff in großskaligen stationären Brennstoffzellen auf der einen Seite und ihre thermische Nutzung zur Bereitstellung von Wärme auf hohem und niedrigen Temperaturniveau, als auch für den Einsatz in thermischen Gaskraftwerken.

Stationäre Brennstoffzellen

Brennstoffzellen wandeln die chemische Energie der Edukte in elektrische Energie um [153]. In PEM-Brennstoffzellen (PEMFC) reagieren Wasserstoff und Sauerstoff nach der exothermen Bruttoreaktionsgleichung

$$2\,H_2 + O_2 \longrightarrow 2\,H_2O \tag{3.2}$$

[13] Eine detaillierte Aufstellung der Wasserstoffzusammensetzung bei Entnahme aus Salzkavernenspeichern ist im Anhang in Tabelle A.6 dargestellt.

zu Wasser, wodurch elektrische Energie bereitgestellt werden kann [227]. Für die Betrachtung von Reinheitsanforderungen werden stationäre PEMFC je nach der benötigten Leistung und Effizienz in drei unterschiedliche Klassen unterteilt: Die jeweiligen Anwendungsfälle benötigen entweder eine geringe Leistung und hohe Effizienz, eine hohe Leistung oder eine hohe Leistung und eine hohe Effizienz [153]. Je nach Anwendungsfall benötigen die stationären PEM-Brennstoffzellen einen Mindestwasserstoffanteil von 50[14] und 99,9 mol% [153]. Bei den zum Teil geringen Mindestanforderungen an den Wasserstoff in Brennstoffzellen ist zu beachten, dass für bestimmte Verunreinigungen sehr strenge Grenzwerte gelten. So liegt etwa der Schwefelgrenzwert bei 0,004 ppm und der Kohlenmonoxidgrenzwert bei 10-0,2 ppm. Aus diesem Grund wird als Anforderung für PEMFC die **Reinheitsklasse D** im Modell hinterlegt[15].

Thermische Nutzung

Wasserstoff lässt sich auch zur Wärmebereitstellung und in thermischen Kraftwerken einsetzen [153]. Dabei ersetzt Wasserstoff den heute üblichen Energieträger Erdgas. Gaskraftwerke zeichnen sich durch eine hohe Flexibilität und Effizienz aus, was sie insbesondere für den Einsatz in einem fluktuierenden Stromnetz interessant macht [228]. Eine ähnliche Flexibilität bieten auch wasserstoffbetriebene Heizkessel. Im Gebäudesektor sind Wasserstoffanwendungen, beispielsweise in Gasheizungen oder -herden, möglich [153, 228]. Das Temperaturniveau der benötigten Prozesswärme ist im Industriesektor in der Regel deutlich höher als im Gebäudebereich. Häufig werden Temperaturen über 400°C verlangt [229]. Um Prozesswärme auf hohen Temperaturniveaus bereitzustellen, wird Wasserstoff in Brennern verbrannt [228, 230].

Lubenau et al. (2022) [172] weist darauf hin, dass in Wärmeanwendungen weniger die exakte Qualität des Wasserstoffs als vielmehr eine Zufuhr bei konstanter Qualität entscheidend ist. Für Wärmeanwendungen werden vom DVGW sowie der ISO 14687:2019 Wasserstoffreinheiten von 98,0 mol%, also der **Reinheitsklasse A** vorgeschrieben[16] [153, 154].

Transportsektor

Im Transportsektor wird im Rahmen der Arbeit die Verwendung von Wasserstoff in mobilen PEM-Brennstoffzellen in Betracht gezogen. Die grundlegende Funktionsweise entspricht der stationären PEMFC, allerdings werden keine weiteren Klassen für unterschiedliche Anwendungsfälle definiert. Die Reinheitsanforderungen zur Verwendung von Wasserstoff in mobilen PEM-Brennstoffzellen sind in ISO 14687:2019 definiert und entsprechen der **Reinheitsklasse D**[17] [153]. Ähnlich wie bei den stationären PEM-Brennstoffzellen sind vor allem die Grenzwerte für Kohlenmonoxid und

[14] Stickstoff, Argon und Helium dürfen bei stationären PEM-Brennstoffzellen mit niedriger Leistungsanforderung oder niedriger Effizienzanforderung in Summe mit bis zu 50 mol% im Wasserstoffstrom enthalten sein [153].

[15] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit zum Einsatz in PEFC ist im Anhang in Tabelle A.7 dargestellt.

[16] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit in thermischen Anwendungen ist im Anhang in Tabelle A.8 dargestellt.

[17] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit in mobilen PEM-Brennstoffzellen ist im Anhang in Tabelle A.9 dargestellt.

Schwefelverbindungen sehr niedrig.

Industriesektor

Im Industriesektor wird Wasserstoff zur Dekarbonisierung in der Bereitstellung der Prozesswärme, als Rohstoff oder als Reaktant eingesetzt [229, 230, 231, 232, 233].

Haber-Bosch-Prozess Die Herstellung von Ammoniak kann über verschiedene Synthesewege erfolgen. Neben dem konventionellen Haber-Bosch-Prozess (HBP) sind auch elektrochemische, thermochemische und integrierte Prozesse denkbar [234]. Da nach Experteneinschätzung der Haber-Bosch-Prozess in den nächsten Jahrzehnten insbesondere für großskalige Produktionsanlagen der Standardprozess bleiben wird, wird im Folgenden nur dieser Prozess behandelt [38]. Die Bruttoreaktionsgleichung der exothermen Ammoniaksynthese des Haber-Bosch-Prozesses lautet [235]:

$$N_2 + 3\,H_2 \iff 2\,NH_3 \tag{3.3}$$

Der Prozess wird bei 460° C und 200 bar durch Eisen katalysiert betrieben [235**?**]. Die Edukte des Haber-Bosch-Prozesses, N_2 und H_2, können dem Prozess auf zwei unterschiedlichen Wegen zugeführt werden [38]: Entweder wird ein N_2-H_2 Gemisch zugeführt, wie es beispielsweise im Produktstrom einer luftbetriebenen autothermen Reformierung von Methan vorliegt. Alternativ lassen sich die Edukte getrennt zuführen. Beispielsweise durch eine Luftzerlegungsanlage zur Bereitstellung des N_2 und eine Wasserelektrolyse zur H_2-Bereitstellung.

Nach der Mischung der Edukte, wird dem Gemisch rückgeführtes Gas zugeführt. Es tritt daraufhin in den Reaktor ein und reagiert nach Gleichung 3.3 unvollständig zu einem NH_3-N_2-H_2-Gemisch. Die Edukte werden vom Produkt getrennt und ein Teil des Gasgemisches wird gepurget, um eine Aufkonzentration von Verunreinigungen und Inertgasen zu verhindern. Der restliche Teil der nicht umgesetzten Edukte wird über den Recyclefluss dem Zufluss zugeführt und tritt erneut in den Reaktorraum ein [235].

CO, CO_2, O_2 und H_2O, gelten in dem Prozess als Katalysatorgifte, ihr Anteil muss auf wenige ppm reduziert werden [235, 236, 237]. Dagegen werden Argon und Methan als Inerte gewertet. Der Inertgasanteil kann im Haber-Bosch-Prozess aufgrund der Rückführung zwischen 0 und 15 vol% schwanken [235]. Bei integrierter Eduktzufuhr liegt er üblicherweise bei 1 vol%. Für die Wasserstoffreinheit im getrennten Pfad werden 99,99 mol% empfohlen [238, 239]. Nach Angaben von Linde sind zwar auch 98,0 mol% möglich [239]. Allerdings ist die verringerte Reinheit vermutlich nur dann zulässig, wenn die zusätzliche Verunreinigung aus den Inerten CH_4 und Ar besteht. Der Haber-Bosch-Prozess wird aufgrund der niedrigen Toleranzen der Katalysatorgifte im Modell mit Wasserstoff der **Reinheitsklasse D** versorgt[18] [235, 237, 238, 239, 240, 241].

Methanolsynthese Die Synthese von Methanol kann auf der Basis von Kohlenstoffdioxid und von Kohlenstoffmonoxid erfolgen [242]. Die Bruttoreaktionsgleichung der Synthese auf CO_2-Basis lautet:

[18] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit für den Haber-Bosch-Prozess ist im Anhang in Tabelle A.10 dargestellt.

$$CO_2 + 3\,H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O \tag{3.4}$$

Dagegen erfolgt die Reaktion auf CO-Basis nach:

$$CO + 2\,H_2 \rightleftharpoons CH_3OH \tag{3.5}$$

Die Synthese nach Gleichung 3.4 wird im weiteren Verlauf CO_2-Pfad genannt, die Synthese nach Gleichung 3.5 CO-Pfad. Während der CO_2-Pfad als Edukte möglichst reine Wasserstoff- und CO_2-Ströme nutzt [242], besteht der Kohlenmonoxid-Eduktstrom der Synthese im CO-Pfad in der Regel aus einem CO-CO_2-Gemisch [243]. Es wird empfohlen, dass die Zusammensetzung im Synthesegas so gewählt wird, dass die stöchiometrische Zahl S leicht über 2 liegt [243, 244, 245]. Die stöchiometrische Zahl ist dabei definiert als

$$S := \frac{v_{H_2} - v_{CO_2}}{v_{CO} + v_{CO_2}} \tag{3.6}$$

wobei v für die volumetrischen Anteile der Komponenten stehen [243]. Aufgelöst nach den Volumenanteilen ergibt sich daraus ein zulässiger Wertebereich der Komponentenanteile von 66 bis 75 vol% für H_2, 0 bis 34 vol% für CO und 0 bis 25 vol% für CO_2. Eine übliche Zusammensetzung im CO-Pfad besteht aus etwa 74 vol% H_2, 15 vol% CO_2 und 8 vol% CO [243].

Analog zum Haber-Bosch-Prozess kann die Eduktzufuhr in der Methanolsynthese unterschieden werden. Der *Getrennte* CO-/CO_2-Pfad bezeichnet die Zufuhr der Edukte in Einzelströmen, der *Integriertem* CO-/CO_2-Pfad bezeichnet die Zufuhr der Edukte in Form eines Gemischs. Bei der getrennten Zufuhr liegt die Anforderung für die Wasserstoffreinheit bei 99,99 mol% und damit bei **Reinheitsklasse D**[19] [236, 242, 246].

Der Cu/ZnO/Al_2O_3-Katalysator der Methanolsynthese muss insbesondere vor Schwefel- und Halogenverbindungen geschützt werden. Daher liegen die Grenzwerte hier im ppb (Teile pro Milliarde)-Bereich. Daneben tritt auch Sauerstoff als Katalysatorgift auf [246].

Cordero-Lanzac et al. (2022) [242] weist darauf hin, dass die benötigte Reinheit im Wasserstoffzustrom im getrennten CO_2-Pfad von zwei Faktoren bestimmt wird:

1. Von der Reinheit der weiteren Eduktströme. Im weiteren Verlauf wird angenommen, dass es sich bei den weiteren Eduktströmen um vollständig reine Stoffströme handelt.
2. Von der Rückführungsrate der nicht-umgesetzten Gase. Bei einer Gasrückführungsrate von 99% und einem daraus resultierenden Spülanteil von 1% reduziert sich die zulässige Grenze für die Sauerstoffverunreinigung in der Wasserstoffzufuhr von 300 ppm auf 145 ppm [242].

Die Arbeit von Cordero-Lanzac macht deutlich, dass für eine exakte Bestimmung der zulässigen Grenzwerte bei getrennter Eduktzufuhr rigorose Untersuchungen zur Akkumulation der Verunreinigungen im Reaktorraum nötig sind. Solche rigorosen Untersuchungen sind nur in wenigen Fällen bekannt.

[19] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit für die Methanolsynthese ist im Anhang in Tabelle A.11 dargestellt.

Fischer-Tropsch-Synthese Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) basiert auf einer Hydrierung von CO, um ein Gemisch flüssiger Kohlenwasserstoffe zu synthetisieren [247]. Üblicherweise werden Verfahren der Fischer-Tropsch-Synthese in Hoch- und Niedertemperaturverfahren unterteilt. Hochtemperatur-Verfahren werden durch Eisen katalysiert, während bei der Niedertemperatursynthese in der Regel Kobalt genutzt wird [248]. Die Bruttoreaktionsgleichung in der Kobalt-katalysierten Reaktion lautet [247]:

$$n\,\mathrm{CO} + 2n\,\mathrm{H_2} \rightleftharpoons (\mathrm{CH_2})_n + n\,\mathrm{H_2O} \tag{3.7}$$

Die Eisen-katalysierte Reaktion erfolgt dagegen nach:

$$2n\,\mathrm{CO} + n\,\mathrm{H_2} \rightleftharpoons (\mathrm{CH_2})_n + n\,\mathrm{CO_2} \tag{3.8}$$

Unterschiede ergeben sich, da bei der Verwendung von Eisen als Katalysator parallel eine *Water-Gas-Shift*-Reaktion im Reaktor auftritt [247]. Entsprechend den vorherigen Abschnitten lassen sich die Edukte bei der Fischer-Tropsch-Synthese getrennt oder als Gemisch zuführen.

Die beiden Prozesse unterschieden sich vor allem bei den Grenzwerten für Schwefelverbindungen und Wasser. Der Kobalt-Katalysator weist eine sehr geringe Toleranz gegenüber Schwefel auf und benötigt mit 4 ppb einen deutlich geringeren Anteil als der Eisenkatalysator mit 1 ppm [249]. Die Wasserverunreinigung müssen auf einem niedrigen Niveau gehalten werden, da Wasser beim Eisen-Katalysator zu einer reduzierten Kinetik und beim Kobalt-Katalysator zur Reoxidation führen kann [250]. Die Reinheitsanforderung wird konservativ mit der **Reinheitsklasse D** abgeschätzt[20] [236, 246, 250, 251].

Stahlherstellung Wasserstoff kann verwendet werden, um Stahl herzustellen [252]. In einem ersten Schritt wird dabei Hämatit (Fe_2O_3) durch Wasserstoff zu Eisen (Fe) reduziert. Es entsteht direktreduziertes Eisen (DRI). Im zweiten Schritt wird dieses mit Kohlenstoff angereichert, wodurch sich geringe Mengen Zementit (Fe_3C) bilden. Alternativ können die Reduktion des Hämatits und die Reaktion zu Zementit integriert in einem Schritt erfolgen [253]. Die Bruttoreaktionsgleichung der DRI-Bildung lautet [254]:

$$\mathrm{Fe_2O_3} + 3\,\mathrm{H_2} \rightleftharpoons 2\,\mathrm{Fe} + 2\,\mathrm{H_2O} \tag{3.9}$$

Unterschieden wird zwischen einem kohlenstofffreiem DRI und DRI, das mit Zementit (Fe_3C) angereichert ist. Wasserstoff mit einer Reinheit von 97 mol% reicht zur Synthese von kohlenstofffreiem DRI aus [254]. Bei Stahl, der mit Zementit angereichert ist, erfolgt die Synthese nicht mithilfe reinen Wasserstoffs, sondern mit einem Gemisch aus kohlenstoffhaltigen Substanzen und Wasserstoff [253]. Die zulässigen Anteile von H_2, CO, CO_2 und H_2O werden dabei durch einen Wertebereich beschrieben. Als Anforderung zur Stahlherstellung dient somit Wasserstoff der niedrigen **Reinheitsklasse A**[21] [253, 254].

[20] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit für die Fischer-Tropsch-Synthese ist im Anhang in Tabelle A.12 dargestellt.

[21] Eine detaillierte Aufstellung der Anforderungen an die Wasserstoffreinheit für die Stahlherstellung ist im Anhang in Tabelle A.13 dargestellt.

3.5.7 Die Rolle von Flüssigwasserstoff im Energiesystem

Die zentrale Lage Deutschlands in Europa ermöglicht den Import von gasförmigem Wasserstoff über Pipelines sowie den Betrieb von Hafenterminals für den Import von flüssigem oder gebundenem Wasserstoff aus Übersee. Zu diesen Optionen gehören kryogener Flüssigwasserstoff (LH_2), flüssige organische Wasserstoffträger (LOHC), Ammoniak und Metallhydride. Welche dieser Optionen mit welcher Bedeutung Teil der zukünftigen Energiesysteme sein wird, ist Gegenstand aktueller Forschung. In dieser Studie werden in Anlehnung an die Arbeiten von Stolten et al. (2021) [7] und Heuser (2021) [255] Wasserstoff als LH_2 und GH_2 näher untersucht. Ziel dieser Untersuchung ist es, die Rolle von LH_2 in einer nationalen Wasserstoffversorgungskette zu analysieren.

Die Verwendung und der Transport von LH_2 in Energiesystemen bietet im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff mehrere Vorteile: Die Verflüssigung von Wasserstoff führt zu einer hohen volumetrischen Energiedichte von 2,4 $^{MWh}/_{m^3}$, die etwa viermal höher ist als bei komprimiertem GH_2 bei 300 bar und 800-mal höher als bei gasförmigem Wasserstoff bei 1 bar und 25 °C. Dies verspricht höhere Transporteffizienzen im Vergleich zu gasförmigem Wasserstoff.

Darüber hinaus bietet LH_2 hohe Reinheitsgrade von 99,97 % bis 99,995 % gemäß ISO-14687:2019 [153]. Die Aufrechterhaltung dieses Reinheitsgrads während des Transports und der Lagerung ermöglicht Anwendungen in mobilen und stationären Brennstoffzellen sowie dessen Verwendung als Rohstoff in der Industrie. Obwohl mit der PEM-Wasserelektrolyse nach der Entfernung von Wasserstoff und Sauerstoff Reinheitsgrade von über 99,97 % erzielt werden können, wird der Wasserstoff durch den anschließenden Transport beispielsweise in umgewidmeten Pipelines und durch die Speicherung, etwa in Salzkavernen, Verunreinigungsquellen ausgesetzt [199].

Im Vergleich zu GH_2-Pipelines kann der Transport von LH_2 flexibler und modularer organisiert werden: Deutschland verfügt über ein gut ausgebautes Verkehrsinfrastrukturnetz, wie etwa Autobahnen [256], Schienenwege [257] und Wasserstraßen [258]. Diese bestehenden Infrastrukturen ermöglichen LH_2-Transportoptionen eine schnellere Anbindung an neue Ziele im Vergleich zum Bau oder der Umnutzung von GH_2-Pipelines, da Planungs-, Bau- und Genehmigungszeiten geringer sind. Erfahrungen mit der Konstruktion und dem Betrieb von Flüssigerdgas-Transportmitteln können die Entwicklung von LH_2-Transportsystemen unterstützen. Es ergeben sich jedoch neue konstruktive Herausforderungen, wie zum Beispiel der Bedarf an Ultrahochvakuum-Isoliersystemen, da der Siedepunkt von Wasserstoff um 90 K unter dem von Methan liegt [259].

LH_2-Anwendungen und -Nachfrage

Für LH_2 ergeben sich direkte und indirekte Anwendungsmöglichkeiten in zukünftigen Energiesystemen. Der Luftfahrtsektor ist ein Beispiel für die direkte Nutzung von LH_2. Der effiziente Umgang mit Platz- und Gewichtsbeschränkungen ist in der Luftfahrt entscheidend. Durch die hohe Energiedichte stellt LH_2 in bestimmten Fällen eine geeignete Alternative zu Kerosin dar. Wie gut verschiedene Kerosin-Alternativen für die Dekarbonisierung des Luftfahrtsektors sind, hängt von der Flugstrecke und der Größe des Flugzeugs ab: Während für Pendler- und Regionalflüge ein batterieelektrischer Antrieb genutzt werden kann, rechnet die Luftfahrtindustrie bei Langstrecken-

flügen mit dem Einsatz von nachhaltigen Luftfahrttreibstoffen (SAF). Dazu zählen Biokerosin oder synthetischen Power-to-Liquid-Kraftstoffe [260]. LH_2 lässt sich am besten in Kurz- und Mittelstreckenflugzeugen mit bis zu 150 Sitzplätzen einsetzen [261]. Die Markteinführung von LH_2 im Luftfahrtsektor wird bis 2035 erwartet [262].

Mögliche indirekte Anwendungsfälle von LH_2 ergeben sich, wenn er zur Deckung von gasförmigen Wasserstoffbedarfen verwendet wird, die einen hohen Reinheitsgrad erfordert. In zukünftigen Energiesystemen kann Wasserstoff etwa als Brennstoff für Prozesswärme, beispielsweise in der Zement-, Glas- oder Papierindustrie, als Reaktant beispielsweise in der Stahlindustrie oder als Rohstoff in chemischen Prozessen, wie in Haber-Bosch-, Fischer-Tropsch- und Methanolsynthese-Prozessen, dienen. Insbesondere bei der stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie ist eine hohe Wasserstoffreinheit von über 99,99 % erforderlich [238, 263].

Nicht nur in der Industrie, sondern auch im Transportsektor ist eine hohe Wasserstoffreinheit erforderlich. Gemäß ISO-14687:2019 benötigen PEM-Brennstoffzellenfahrzeuge Wasserstoffreinheitsgrade von über 99,97 %, mit strengen Anforderungen von unter 10 ppm für Verunreinigungen wie Wasser, Sauerstoff und Kohlenwasserstoffe [153]. Beispiele für eine kombinierte LH_2-GH_2-Anwendung sind die kommerziellen Tankstellen von Linde in Sacramento (CA), USA, und in Iwatani, Amagasaki City, Japan, die LH_2-Lieferung und LH_2-Lagerung vor Ort umfassen, um den Bedarf an GH_2 (bei 350 und 700 bar) für Brennstoffzellenfahrzeuge zu decken [264]. Diese flüssigen Systeme haben den Vorteil, dass sie im Vergleich zu GH_2-Lösungen, die um das Vierfache kleiner sind, eine kleinere Lagerfläche benötigen [265].

LH_2-Transport

Der Transport von LH_2 ist grundsätzlich bereits im *Europäischen Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf Binnenwasserstraßen* (ADN) [266], im *Eisenbahnverkehr* (RID) [267] und im *Straßenverkehr* (ADR) [268] geregelt. Ihre Anwendungen in der Vergangenheit und Gegenwart weisen einen ausreichenden technologischen Reifegrad (TRL) auf, um in einer Fallstudie für 2045 berücksichtigt zu werden. Der Stand der Technologie- und Marktreife variiert jedoch zwischen diesen Transportoptionen: LH_2-LKWs sind bereits heute in Betrieb, mit Ladekapazitäten von rund 50 m^3 [264], während LH_2-Schienenfahrzeuge zuletzt während des NASA-Raumfahrtprogramms in den 1960er Jahren eingesetzt wurden [269]. Obwohl es heute noch technische Schwierigkeiten bei der Realisierung von LH_2-Triebwagen gibt [269], hat die Behörde PHMSA des US-Verkehrsministeriums die doppelwandigen, isolierten Tankwaggons DOT-113A60W und DOT-113A175W für den Transport von kryogenem Wasserstoff zugelassen [270, 271]. Diese Triebwagen haben eine Speicherkapazität von bis zu 130 Kubikmetern.

Die NASA verwendet auch Lastkähne für den Transport von LH_2 auf Binnengewässern. Geschleppte LH_2-Kähne mit einer Speicherkapazität von 3000 m^3 kamen erstmals in den 1960er Jahren zum Einsatz und werden auch heute noch von der NASA verwendet [272, 273]. Im Jahr 2020 stellte Kawasaki mit der Suiso Frontier den ersten Prototyp eines LH_2-Transportschiffs für den Überseetransport vor [274]. Das Schiff befördert 1250 m^3 LH_2 von Australien nach Japan. Seine Transportkapazität ist um Größenordnungen geringer als die der derzeit größten LNG-Schiffe für den Überseetransport, wie zum Beispiel der Q-Max, mit einer Speicherkapazität von

bis zu 266.000 m^3, aber es wird erwartet, dass seine Größe bei zukünftigen LH_2-Konstruktionen erreicht wird.

Der Transport von LH_2 per Pipeline wurde beispielsweise im Rahmen des *icefuel*-Projekts untersucht. Das Projekt beschreibt eine LH_2-Pipeline mit einer Transportentfernung von 10 km und einer Transportkapazität von 100-200 kW [275]. Diese geringe Dimensionierung und der geringe technische Reifegrad machen es für ein nationales Übertragungsnetz ungeeignet.

Studienvergleich

Um die Forschungslücken in der Literatur zu identifizieren, werden die relevantesten Studien zum Wasserstofftransport nach drei Merkmalen kategorisiert: Die Wasserstoffträger, die Transportmittel und der in der jeweiligen Studie behandelte Wasserstoffbedarf. Tabelle 3.5.7 bietet eine Übersicht über die relevantesten Studien. In den identifizierten Studien wird LH_2 mit GH_2, LOHC und Ammoniak verglichen. Die größte Anzahl von Studien vergleicht die Trägerstoffe LH_2 und GH_2, gefolgt von dem Vergleich von LH_2, LOHC und GH_2 und dem Vergleich von LH_2 und Ammoniak [276].

Tabelle 3.8: Literaturübersicht zum aktuellen Stand des LH_2-Transports.

Quelle	H_2-Träger	Transport[1]	H_2-Bedarf[2]	Region[3]	Jahr
Gronau et al. (2023) [277]	LH_2, GH_2	P, L	F	nat	2050
Parolin et al. (2022) [278]	LH_2, GH_2	P, L	V	nat	*langfristig*
Narayanan et al. (2022) [279]	LH_2, LOHC, GH_2	P, L	V	reg	2050
Reuß et al. (2021) [280]	LH_2, LOHC, GH_2	L	V	nat	2050
Lahnaoui et al. (2021) [281]	LH_2, LOHC, GH_2	L	V	trans	2030, 2050
Niermann et al. (2021) [282]	LH_2, LOHC, GH_2	P, $S_ü$, L	-	int, nat	2030, 2050
He et al. (2021) [283]	LH_2, GH_2	P, L	V	reg	2050
Ishimoto et al. (2020) [276]	LH_2, Ammoniak	$S_ü$	-	int	-
Cerniauskas et al. (2020) [284]	LH_2, GH_2	P, L	I, V	nat	2030
Cardella et al. (2017) [285]	LH_2, GH_2	L	V	nat	*nahe Zukunft*
Almansoori und Betancourt-Torcat (2016) [286]	LH_2, GH_2	B, L	V	nat	2030
Teichmann et al. (2012) [287]	LH_2, LOHC, GH_2	$S_ü$, L	E, V	int, nat	*frühe H_2-Einführung*
Almansoori und Shah (2009) [288]	LH_2, GH_2	L	V	nat	2005-2034
Strachan et al. (2009) [289]	LH_2, GH_2	P, L	E, V	nat	2050
Yang und Ogeden (2007) [290]	LH_2, GH_2	P, L	V	nat/reg	-
ETHOS [7]	**LH_2, GH_2**	**P, B, S_i, L**	**F, G, E, I, V**	**nat**	**2045**

[1] Transportmittel: P: Pipeline, B: Bahn, S: Schiff (übersee / inland), L: LKW
[2] H_2-Bedarf: F: Flugverkehr, G: Gebäude, E: Energie, I: Industrie, V: Verkehr
[3] Regionaler Fokus: int: international, nat: national, reg: regional, trans: transnational

Der Wasserstoffbedarf wird meist im Transportsektor betrachtet [278, 279, 280, 281, 283, 285, 286, 288, 290]. Zusätzlich zum Verkehr betrachten einige Studien die Energieerzeugung [287, 289] und industrielle Anwendungen [284]. Die Studie von Gronau et al. (2023) [277] konzentriert sich ausschließlich auf die Luftfahrt als Nachfragesektor.

Bei den Transportmitteln werden LKW und Pipelines am meisten genutzt, Schiffs- und Bahntransport sind selten. In [280, 281, 285, 287, 288] wird nur der LKW (für verschiedene Wasserstoffträger, wie oben erwähnt) analysiert. Die Kombination aus LKW und Pipelines werden in [277, 278, 279, 282, 283, 284, 289, 290] abgebildet. Der Vergleich von LKW und Bahn findet in [286] statt und Schiffstransport wird ausschließlich im Kontext von Überseetransport in den Studien [276, 282, 287] untersucht.

Aus der Literaturübersicht lassen sich drei wesentliche Forschungslücken ableiten: Erstens gibt es keine Studie, die eine umfassende Analyse aller drei LH_2-Transportmittel durchführt, zweitens gibt es keine Studie, die ein breites Spektrum von LH_2- und GH_2-Bedarfen in den Sektoren Industrie, Gebäude, Energie, Transport und Luftfahrt berücksichtigt und drittens gibt es keine Studie, die die Rolle von LH_2 in einem umfassenden und integrierten Energiesystem analysiert, das Wasserstoff, Strom, Wärme und Methan umfasst. Eine ausführliche Beschreibung, wie diese Forschungslücke im Rahmen dieser Arbeit geschlossen wird, findet sich im Methodenkapitel in Abschnitt 4.5, sowie in der Modellbeschreibung in den Abschnitten 5.2.2 und 5.5.3.

Tabelle 3.9 listet techno-ökonomische Parameter für die LH_2-Transportoptionen auf, die auf den in Tabelle 3.5.7 vorgestellten Studien und zusätzlichen Literaturquellen basieren. Für den LKW- und Schienenverkehr bieten die Literaturquellen und bereits implementierte Systeme gute Anhaltspunkte für techno-ökonomische Daten, während für die Binnenschifffahrt kaum Daten aus der Literatur und der Industrie vorliegen und daher Schätzungen vorgenommen werden müssen.

Die Beschreibung der Implementierung von Flüssigwasserstofftransport und -bedarfen erfolgt im Methodenkapitel in Abschnitt 4.5. Zur Berechnung der kürzesten Transportrouten wird dabei der Algorithmus von Dijkstra herangezogen [291]. Die Transportkosten von Flüssigwasserstoff werden verglichen mit Pipelinekosten nach Krieg (2012) [292].

Tabelle 3.9: Techno-ökonomische Daten zum Transport von LH_2 per Straße, Schiene und Binnenschiff in der Literatur.

Größe	Einheit	Reuß*, 2021 [280]	Teichmann, 2012 [287]	Niermann, 2021 [282]	Amos*, 1998 [293]	Teichmann, 2012 [287]	Ishimoto*, 2020 [276]	Altmann, 2001 [294]
Transportoption	[-]	LKW	LKW	LKW	Bahn	Schiff	Schiff	Schiff
Frachtkapazität	[t]	4,3	3,5	4,5	9,1	1050	354	1050
	[m^3]	61	49	64	128	14.831	5000	14.831
	[GWh]	0,14	0,12	0,15	0,3	35	12	35
Investition[1]	[m. €]	0,86	0,61	1,02	0,42	146	41	104
(Ent)ladezeit	[h]	3	3	3	24	48	24	16
Kraftstoffkosten[1]	[€/l]	1,2[2a]	1,2[2a]	1,2	0,1	0,3[2a]	0,3[2a]	0,3[2a]
Kraftstoffverbrauch	[l/100 km]	34,5	27,6	40	88	9,3[2a]	9,3[2a]	9,3[2a]
Betriebsstunden	[h/a]	2000	3500	3500	8400	8000[2a]	8000 [2a]	8000 [2a]
Geschwindigkeit	[km/h]	60	45	60	40	33	30	33
Betriebskosten[1]	[€/h]	35	35[2b]	35[2b]	3	479[2c]	479[2c]	479[2c]
Wartungskosten	[$\%_{Invest/a}$]	5 %	5 %	4 %	1 %	2 %[2a]	2 %[2a]	2 %[2a]
Verluste	[%]	0,30 %	0,30 %	1,40 %	0,30 %	0,10 %	0,20 %	0,10 %
Lebensdauer	[a]	11	11	12	15	25	25[2a]	25[2a]
Kumulierte Inflation	[$\%_{2021}$]	-	12 %	-	40 %	12 %	3 %	34 %

* Für diese Untersuchung ausgewählt.
[1] Daten laut Literaturquelle, ohne Inflation. Inflation wird anschließend im Modell berücksichtigt.
[2] Informationen aus anderer Quelle ergänzt: [a] [282] [b] [280] [c] [287]

Kapitel 4

Entwickelte Methodik und Szenarien

Zur Identifikation von Wasserstoff-No-Regret-Maßnahmen in Deutschland wird das integrierte und räumlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure genutzt. Unter No-Regret-Maßnahmen werden in dieser Arbeit Investitionen in Transmissions-, Erzeugungs-, Umwandlungs- und Speichertechnologien verstanden, die sowohl über ein breites Spektrum von Szenarien im Zieljahr 2045 als auch konsistent über den Zeitraum des Transformationspfads Teil der kostenoptimalen Lösung im Energiesystem sind. Die Bewertung erfolgt auf Basis der ausgebauten Kapazitäten und deren regionaler Verteilung.

Der grundlegende Aufbau und die Vorarbeiten, auf denen das ETHOS.Infrastructure-Modell basiert, werden in Abschnitt 4.1 vorgestellt. In den Abschnitten 4.2 bis 4.6 werden die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Modellerweiterungen beschrieben. Dies umfasst die Anwendung von ETHOS.Infrastructure auf das KSG45 Szenario [11], beschrieben in Abschnitt 4.1, die Verwendung sektorspezifischer Regionalisierungsschlüssel für die Kopplung zwischen dem Ein- und Mehrknotenmodell in ETHOS, beschrieben in Abschnitt 4.2, die zeitliche Vererbung von Infrastrukturen zur Bildung konsistenter Transformationspfade, beschrieben in Abschnitt 4.3, die Abbildung verschiedener Reinheitsklassen von Wasserstoff, beschrieben in Abschnitt 4.4, die Implementierung von Flüssigwasserstofftransport und -nachfragen, beschrieben in Abschnitt 4.5 sowie die Integration von EHB-Importkorridoren und deren Variation, beschrieben in Abschnitt 4.6. Die Modellerweiterungen dienen letztlich dazu, Erkenntnisse über No-Regret-Maßnahmen der Infrastrukturplanung zu gewinnen. Dazu wird der Einfluss der einzelnen Maßnahmen in verschiedenen Szenarien systematisch untersucht. Der entwickelte Szenariorahmen wird in Abschnitt 4.7 vorgestellt.

Im Detail werden hier nur die Modellerweiterungen dargestellt, deren Einfluss auf das Energiesystem in Szenariovarianten analysiert und in den Ergebnissen näher diskutiert wird. Die Beschreibung weiterer Modellerweiterungen wie die Aktualisierung der modellierten Stromnetze, Gasnetze, Biomasse-, Wind- und PV-Potenziale erfolgt in der Modellbeschreibung in Kapitel 5.

4.1 Aufbau von ETHOS.Infrastructure

4.1.1 Grundlagen

Diese Arbeit basiert auf dem FINE-Framework [125, 295], sowie der ETHOS-Modellsuite [7] und den daraus abgeleiteten Energiesystemmodellen ETHOS.NESTOR [33] und ETHOS.Infrastructure [9, 126], die am Institut der Jülicher Systemanalyse des Forschungszentrum Jülich GmbH entwickelt wurden. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf ETHOS.Infrastructure. ETHOS.Infrastructure basiert auf dem Framework for Integrated Energy System Assessment (FINE), das als Open-Source-Python-Package am Institut der Jülicher Systemanalyse entwickelt wurde. Es dient der Optimierung und Analyse von Energiesystemen. Das Ziel von FINE ist die Optimierung des Designs und des Betriebs von Energiesystemen bei minimalen jährlichen Gesamtkosten. Mit FINE können lineare (Linear Programming (LP)) und gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsmodelle (Mixed Integer Linear Programming (MILP)) von Energiesystemen mit mehreren Regionen, Energieträgern und Zeitschritten aufgebaut werden. Die Grundbausteine des Optimierungsmodells sind Transmissions-, Speicher- und Umwandlungskomponenten sowie Quellen und Senken von Energie- und Stoffströmen. Basierend auf diesen Bausteinen werden komponentenspezifische Randbedingungen abgeleitet, wie zum Beispiel Speicherraten, Umwandlungswirkungsgrade, Übertragungsverluste, Bedarfsdeckung, CO_2eq-Grenzwerte, etc. abgeleitet [8, 125]. Abbildung 4.1 zeigt den schematischen Aufbau eines solchen Energiesystemmodells.

ETHOS.Infrastructure ist ein multiregionales, lineares Energiesystemmodell für Deutschland. Das Modell beschreibt ein integriertes Energieversorgungs- und -nachfragesystem für die Energieträger Strom, Erdgas/Methan, Wasserstoff und Wärme mit hoher zeitlicher, stündlicher und räumlicher Auflösung. Für die vorliegende Analyse wird Deutschland auf Basis einer Voronoi-Zerlegung [129] und eines von Hörsch und Brown entwickelten Aggregationsverfahrens in 80 Regionen unterteilt [127, 128]. Bei dieser Methode wird ein Gebiet, hier Deutschland, in kleinere Polygone um sogenannte Voronoi-Punkte, hier die 475 Knoten des Hochspannungsnetzes, unterteilt. Die Grenzen dieser Voronoi-Regionen verlaufen so, dass die Grenzlinien zu den beiden nächstgelegenen Voronoi-Punkten den gleichen Abstand haben. In einem weiteren Schritt werden diese Polygone zu größeren Regionen aggregiert, bis die gewünschte Anzahl von Gesamtregionen erreicht ist. In ETHOS.Infrastructure erfolgt eine Aggregation auf 80 Regionen, um die Recheneffizienz der Optimierung zu gewährleisten. Zwischen diesen Regionen können Energie- und Stoffströme ausgetauscht werden; innerhalb der Regionen gilt die Kupferplattenannahme: Transportkosten, Verluste und Kapazitätsbeschränkungen innerhalb einer Region werden vernachlässigt.

Abbildung 4.1: Schematischer Aufbau von Energiesystemmodellen basierend auf dem FINE-Framework.

4.1.2 Modellkopplung

In ETHOS.Infrastructure gibt es zwei Kopplungsmechanismen. Zum einen ist ETHOS.Infrastructure mit dem Einknotenmodell ETHOS.NESTOR gekoppelt. Es handelt sich dabei um eine wie in Abschnitt 3.2 beschriebene weiche Kopplung, bei der die beiden Modelle unabhängig und nacheinander gelöst werden. Die Kopplung erfolgt durch den Übertrag von Daten zwischen den Modellen. Entwickelt wurde diese Kopplung für ETHOS.Infrastructure von Groß (2023) [9]. Sie wird im Folgenden kurz beschrieben. Der Aspekt der Regionalisierung wird anschließend in Abschnitt 4.2 vertieft. Der zweite Kopplungsmechanismus ist die Kopplung von Optimierungen innerhalb von ETHOS.Infrastructure. Dazu werden Meilensteinjahre miteinander zu verknüpfen, um so einen konsistenten Transformationspfad abzubilden. Diese Vererbung von Infrastrukturen ist eine der zentralen Neuerungen dieser Arbeit und wird in Abschnitt 4.3 beschrieben. Abbildung 4.2 visualisiert das Schema der beiden Modellkopplungsmechanismen.

Abbildung 4.2: Schematischer Aufbau der Modellkopplung zwischen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure.

Um den Zielkonflikt zwischen räumlicher Auflösung und sektoraler Abdeckung zu lösen, wird ein Modellkopplungsansatz zwischen den Modellen ETHOS.NESTOR und ETHOS.Infrastructure umgesetzt. Der Ansatz wurde in den Studien von Stolten et al. (2021) [7], Cerniauskas et al. (2021) [126] und Groß (2023) [9] eingeführt. Die beiden Modelle sind weich gekoppelt, sodass die ETHOS.NESTOR-Optimierung Eingangsgrößen für das ETHOS.Infrastructure-Modell liefert. Bei einer weichen

Kopplung werden die beiden Optimierungen in voneinander unabhängigen Rechenschritten gelöst.

Zweck der Kopplung ist eine ressourcenoptimale Allokation von Komplexität. Beschränkungen in der Rechenleistung lassen es nicht zu, gleichzeitig hohe zeitliche, sektorale/technologisch und räumlich aufgelöste Systeme zu optimieren. Bei der hier verwendeten Methodik wird in ETHOS.NESTOR eine hohe sektorale, in ETHOS.Infrastructure eine hohe räumliche Auflösung abgebildet. Beide Modelle weisen eine hohe zeitliche Auflösung von 8760 Zeitschritten[1] auf. Durch die Kopplung dieser beiden Systeme können insgesamt alle drei Aspekte berücksichtigt werden. Im Zuge der Kopplung kommt es zu einer Reduktion der sektoralen Auflösung und einer Erhöhung der räumlichen Auflösung.

Die Besonderheit von ETHOS.NESTOR ist, dass eine Vielzahl von Minderungsmaßnahmen in den Sektoren Gebäude, Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr miteinander konkurrieren. Der zugrunde liegende Modellalgorithmus ermöglicht die Auswahl der kostengünstigsten Minderungsmaßnahmen unter dem Kriterium der Kosteneffizienz, die wiederum zu einer konsistenten, nationalen Treibhausgasstrategie zusammengefasst werden [7]. Die Bilanzgrenze in ETHOS.NESTOR umfasst die Endprodukte und Endnutzungen, wie zum Beispiel die Produktion bestimmter Mengen Stahl oder die Deckung eines Raumwärmebedarfs. Der dafür notwendige Ene-Energiebedarf in Form von Strom, Methan, Wasserstoff oder netzgebundener Wärme wird durch die ETHOS.NESTOR-Optimierung bestimmt und dienen anschließend als Eingangsgröße für ETHOS.Infrastructure. Der Verzicht auf die Abbildung konkurrierender Technologien in den Nachfragesektoren in ETHOS.Infrastructure ermöglicht eine Reduktion der sektoralen/technologischen Auflösung. Durch diese Komplexitätsreduktion kann die Komplexität der räumlichen Auflösung erhöht werden, ohne die Lösbarkeit des Modells zu gefährden. So werden die Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr nur über exogenen Eingangsgrößen, den Endenergiebedarfen, im Modell abgebildet und nicht in ETHOS.Infrastructure selbst optimiert. Der Sektor Energieumwandlung wird in ETHOS.Infrastructure endogen mit Vorgaben von ETHOS.NESTOR optimiert. Folgende Ergebnisse der ETHOS.NESTOR-Optimierung werden als Eingangsgrößen für ETHOS.Infrastructure genutzt: die Kapazitäten der Erzeugungs- und Umwandlungskapazitäten, die Im- und Exporte sowie die Endenergiebedarfe.

Kopplung der Erzeugungs- und Umwandlungskapazitäten

Da der Energie-Umwandlungssektor in beiden Teilmodellen Teil der Optimierung ist, findet eine Kopplung der in dem Sektor verorteten Technologien statt. Zu diesem Zweck wird die bundesweit optimierte Leistung der Erzeugungs- und Umwandlungs-Einheiten aus ETHOS.NESTOR mit einer Toleranz von $\pm$ 5 % als Vorgabe für die installierte Gesamtleistung über alle Regionen an das ETHOS.Infrastructure-Modell übergeben. Die Toleranz erlaubt dem ETHOS.Infrastructure-Modell Flexibilität, um Effekte im Mehrknotenmodell auszugleichen, die im Einknotenmodell nicht oder nicht ausreichend berücksichtigt werden können, wie beispielsweise Transportverluste. Der ETHOS.Infrastructure-Optimierung wird darüber hinaus Flexibilität eingeräumt,

[1] Optimiert wird ein Jahr in stündlicher Auflösung. Es findet keine Typtage-Aggregation statt, die Rechnung wird in voller zeitlicher Auflösung durchgeführt.

indem die Leistungen von Speicher-Technologien nicht aus ETHOS.NESTOR übernommen, sondern frei ausgelegt werden können.

Die Höhe der vorgegebenen installierten Leistung für die gekoppelten Technologien wird im folgenden Kapitel 5 dargelegt. Ziel der ETHOS.Infrastructure-Optimierung ist die wirtschaftlich optimale Dimensionierung und Betriebsstrategie dieser Anlagen in jeder einzelnen Region. Im Gegensatz zu anderen Modellen werden beispielsweise die Standorte für Elektrolyse- oder Wasserstoff-Rückverstromungsanlagen nicht vorgegeben, sondern endogen im Modell ermittelt. Diese Optimierung findet unter der Vorgabe von regionsspezifischen Randbedingungen statt. Dabei handelt es sich beispielsweise um maximale Ausbaupotenziale von erneuerbaren Energien oder um existierende Leistungen von konventionellen Kraftwerken.

Kopplung der Import- und Exportemengen

In den ETHOS Modellen werden die Importe von Erdgas/Methan, LH_2 und GH_2 sowie die Im- und Exporte von Strom abgebildet. Zur Modellkopplung werden dem ETHOS.Infrastructure-Modell die maximalen Import- und Exportmengen dieser Energieträger entsprechend den Ergebnissen der ETHOS.NESTOR-Optimierung vorgegeben. Optimiert wird im ETHOS.Infrastructure-Modell, welche Im- und Exportstellen zu welchen Nachbarländern in welcher Höhe und Auslastung in Anspruch genommen werden.

Kopplung des Endenergiedarfs

Da die Ergebnisse der ETHOS.NESTOR-Optimierung auf Bundesebene vorliegen, ist eine Regionalisierung der Endenergienachfragen erforderlich. Für die Kapazitäten sowie die Importe und Exporte werden dem ETHOS.Infrastructure-Modell jeweils nationale Werte vorgegeben, auf dessen Basis die Optimierung dann die räumliche Verteilung und den Betrieb der Anlagen und Importstellen endogen bestimmt. Die Endenergienachfragen und deren Nachfrageprofile werden dagegen für jede Region exogen vorgegeben. Eine endogene Optimierung der Energienachfragen und seiner räumlichen und zeitlichen Verteilung findet nicht statt. Für zukünftige Arbeiten ist es denkbar, im ETHOS.Infrastructure-Modell eine Verschiebung des Bedarfs, etwa durch die Verlagerung industrieller Produktionsstandorte innerhalb Deutschlands, zuzulassen. Auslöser für eine solche Verschiebung können entsprechende markttechnische Impulse sein. So könnte die Einführung verschiedener Preiszonen oder eines Nodal-Pricing-Systems Anreize für eine netzdienliche Ansiedlung von Industriebetrieben in der Nähe von Erzeugungseinheiten setzen.

Bei der Regionalisierung des Bedarfes werden die nationalen Endenergiebedarfe auf die einzelnen modellierten Regionen in ETHOS.Infrastructure verteilt. Im vorherigen Arbeiten wurde diese Regionalisierung auf Basis von gesamtwirtschaftlichen Kennzahlen wie der Bruttowertschöpfung getätigt [9]. Diese Regionalisierungsschlüssel werden grundlegend überarbeitet und in Abschnitt 4.2 vorgestellt.

4.2 Energiebedarfregionalisierung

In dieser Arbeit werden individuelle Verteilschlüssel für den Bedarf einzelner Sektoren und Subsektoren verwendet. Da häufig keine exakten Daten über den Energieverbrauch einzelner Subsektoren in räumlich aufgelöster Form vorliegen, werden Proxies, Stellvertretergrößen, verwendet. Diese Proxies sind im Kontext der Regionalisierung Näherungswerte, für die eine Korrelation mit dem jeweiligen Energiebedarf nahe liegt. In Abbildung 4.3 ist die Methodik der Regionalisierung schematisch dargestellt.

Abbildung 4.3: Schematische Darstellung der Methodik zur Regionalisierung der Endenergiebedarfe.

Die in dieser Arbeit am häufigsten verwendeten Proxies sind die Beschäftigtenzahlen und die CO_2eq-Emissionen. Die Beschäftigtenzahlen basieren auf den Ergebnissen des DemandRegio Projekts [133] und umfassen historische Beschäftigtenzahlen aus dem Jahr 2018 sowie Prognosen für das Jahr 2030 gemäß der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). Im Modell werden die Energiebedarfe für die Jahre 2020 und 2025 auf Basis der Beschäftigtenzahlen von 2018 regionalisiert, alle Bedarfe für den Zeitraum 2030-2045 auf Basis der Beschäftigtenprognosen von 2030.

Die als Proxy verwendeten CO_2eq-Emissionen basieren auf der Liste der emissionshandelspflichtigen Anlagen in Deutschland 2019, herausgegeben von der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) [130]. Das Profil der einzelnen Endenergienachfragen wird aus ETHOS.NESTOR übernommen. Tabellen 4.1 bis 4.3 zeigen die verschiedenen Nachfragesektoren, die betroffenen Energieträger und die verwendeten Proxies zur Regionalisierung des jeweiligen Bedarfs.

Tabelle 4.1: Regionalisierungsschlüssel im Sektor Industrie.

Nachfragesektor	Energieträger	Proxy des Verteilschlüssels
Aluminium	El	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Herstellung von Primäraluminium' [130]
Ammoniak	El, H_2	Ammoniakproduktion (Prognose) [132]
Bergbau	El	Beschäftigte in den Wirtschaftszweigen 'Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau', 'Erzbergbau', 'Kohlenbergbau', 'Gewinnung von Erdöl und Erdgas', 'Erbringung von Dienstleistungen für den Bergbau und für die Gewinnung von Steinen und Erden' [133]
Chemische Industrie, sonstige	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Herstellung von chemischen Erzeugnissen' [133]
Fahrzeugbau	El	Beschäftigte in den Wirtschaftszweigen 'Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen', 'Sonstiger Fahrzeugbau' [133]
Fischer-Tropsch-Synthese	H_2	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Raffinerien' [130]
Glas, Flachglas	El, CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen in der Flachglasproduktion [43, 131]
Glas, Glasfaser	El, CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen in der Glasfaserproduktion [43, 131]
Glas, Hohlglas	El, CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen in der Hohlglasproduktion [43, 131]
Glas, Spezialglas	El, CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen in der Spezialglas-Produktion [43, 131]
Glas und Keramik	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden' [133]
Grundstoffchemie	El	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Herstellung organischer Grundchemikalien' [130]
Hochofen und Gasbrenner	CH_4, H_2	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [133]
Industrie, allgemein	El	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [133]
Kunststoff und Plastik	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren' [133]
Kupferkathoden	El, CH_4	CO_2eq-Emissionen im Bereich der Kupferproduktion [130]
Kupfer Recycling	CH_4	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [133]
Maschinenbau	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Maschinenbau' [133]

Nachfragesektor	Energieträger	Proxy des Verteilschlüssels
Metallverarbeitung	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Metallerzeugung und -bearbeitung' [133]
Methanol	El, H_2	Methanol- und Raffineriestandorte und Produktionsvolumen (Prognose) [132]
Nahrungsmittel und Tabak	El	Beschäftigte in den Wirtschaftszweigen 'Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln', 'Getränkeherstellung', 'Tabakverarbeitung' [133]
Nichteisenmetalle	El	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Verarbeitung von Nichteisenmetallen' [130]
Papierherstellung	CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen in den Bereichen 'Herstellung von Papier' und 'Herstellung von Zellstoff' [130]
Papierverarbeitung	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig 'Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus' [133]
Raffinerie	El, H_2	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Raffinerien' [130]
Stahl	El, CH_4, H_2	Stahlproduktionsstandorte und -volumen (Prognose) [132]
Verarbeitendes Gewerbe, sonstiges	El	Beschäftigte in den Wirtschaftszweigen 'Herstellung von Textilien', 'Herstellung von Bekleidung', 'Herstellung von Leder, Lederwaren und Schuhen', 'Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)', 'Herstellung von Druckerzeugnissen; Vervielfältigung von bespielten Ton-, Bild- und Datenträgern', 'Herstellung von pharmazeutischen Erzeugnissen', 'Herstellung von Metallerzeugnissen', 'Herstellung von Datenverarbeitungsgeräten, elektronischen und optischen Erzeugnissen', 'Herstellung von elektrischen Ausrüstungen', 'Herstellung von Möbeln', 'Herstellung von sonstigen Waren', 'Reparatur und Installation von Maschinen und Ausrüstungen' [133]
Wärme Industrie, verbrauchsfern	Wärme	Nutzbare Wärmemenge nach Fernwärmenetz (2019) [139]
Wärme Industrie, verbrauchsnah	Wärme	Bruttowertschöpfung Industrie (Prognose) [133]
Zement	El, CH_4, H_2	CO_2eq-Emissionen im Bereich 'Herstellung von Zementklinker' [130]
Zink	El, CH_4	CO_2eq-Emissionen im Zink-Wälzprozess [130]

Tabelle 4.2: Regionalisierungsschlüssel im Sektor Verkehr.

Nachfragesektor	Energieträger	Proxy des Verteilschlüssels
Bahn, elektrifiziert	El	Standorte von Bahnunterwerken (Umspannwerken) [134, 135]
Bahn, nicht elektrifiziert	H_2	Energiebedarf nicht-elektrifizierte Bahnstrecken [132]
Bus	El, H_2	Fahrzeugkilometer Bus auf NUTS 3 Ebene [132]
PKW	El, H_2	Fahrzeugkilometer Strom/Wasserstoff PKW und Tankstellenstandorte [132]
LKW	El, H_2	Fahrzeugkilometer Strom/Wasserstoff LWK [132]

Tabelle 4.3: Regionalisierungsschlüssel im Sektor Gebäude.

Nachfragesektor	Energieträger	Proxy des Verteilschlüssels
Gasboiler	CH_4, H_2	Bevölkerung (2020-2045) [133]
Gasherd	CH_4	Bevölkerung (2020-2045) [133]
Geräte, Licht	El	Bevölkerung (2020-2045) [133]
GHD	El	Beschäftigte im Wirtschaftszweig GHD [133]
Wärme Gebäude, verbrauchsfern	Wärme	Nutzbare Wärmemenge in deutschen Fernwärmenetzen (2019) [139]
Wärme Gebäude, verbrauchsnah	Wärme	Bevölkerung (2020-2045) [133]
Wärmepumpen	El	Bevölkerung (2020-2045) [133]

Die verwendeten Proxies liegen in unterschiedlicher regionaler Auflösung vor. In der DEHSt Anlagenliste sind die CO_2eq-Emittenten unter Angabe des Firmennamens und des Postleitzahlengebietes verzeichnet. Ein im Rahmen dieser Arbeit entwickelter Algorithmus ermöglicht die präzisere Standortbestimmung dieser Industriebetriebe. Dies geschieht durch eine automatisierte API-Anfrage an einen Kartendienst [134], um den genauen Standort eines Industriebetriebs innerhalb des angegebenen Postleitzahlengebietes zu ermitteln. Bei erfolgreicher Suche wird der ermittelte Standort übernommen. Ist die Suche nicht erfolgreich, wird stattdessen der Mittelpunkt des entsprechenden Postleitzahlengebietes als Standort verwendet.

Im nächsten Schritt werden die Verteilschlüssel harmonisiert und auf eine einheitliche Auflösung gebracht. Dazu wird der in der Arbeit von Groß (2023) [9] entwickelte Ansatz verwendet, bei dem sämtliche Verteilschlüssel auf eine einheitliche Zwischenebene, hier die NUTS 3 Ebene, überträgt. Mit dem zuvor vorgestellten Algorithmus kann in zukünftigen Arbeiten auch eine Übertragung auf die LAU-2 Ebene vollzogen werden. Exemplarisch wurde dieser Ansatz vom Autor bereits für das Bundesland Nordrhein-Westfalen im Rahmen des Projekts „Integrierte Netzplanung NRW“ durchgeführt [104]. Nach der Harmonisierung in der Zwischenebene werden

die Energiebedarfe auf die Modellregionen verteilt. Die regionale Verteilung der Energiebedarfe auf die in dieser Arbeit verwendeten Modellregionen ist im Anhang in Abschnitt A.5.1 dargestellt. In Abschnitt A.5.2 ist zum Vergleich die Regionalisierung nach den Verteilschlüsseln nach Groß dargestellt.

Das zeitliche Lastprofil der Nachfragen wird aus der ETHOS.NESTOR-Optimierung übernommen. Für die einzelnen Sektoren wird das Profil auf Bundesebene entsprechend dem Bedarf des Sektors in den einzelnen Regionen skaliert. Eine Visualisierung der Nachfrageprofile entsprechend der ETHOS.NESTOR-Optimierung findet sich für alle Sektoren im Anhang in Abschnitt A.5.3.

4.3 Transformationspfad

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Vererbung von errichteten Infrastrukturen in einem Transformationspfad und damit die Kopplung aufeinanderfolgender Zeitschritte implementiert. *Vererbung* bedeutet in diesem Zusammenhang, dass einmal errichtete Infrastrukturen entsprechend ihrer Lebensdauer in den nachfolgenden Zeitschritten des Transformationspfades erhalten bleiben. Dieser Ansatz unterscheidet sich vom *Grüne Wiese*-Ansatz, bei dem das Energiesystem in jedem Zeitschritt von Grund auf neu aufgebaut wird und somit vergangene Investitionsentscheidungen so revidiert werden können. Mit der Vererbung werden zwei Ziele verfolgt: die Erstellung konsistenter Transformationspfade und die Bewertung einzelner Investitionsentscheidungen entlang des Transformationspfads. Zu diesem Zweck wird der in Abschnitt 3.3 vorgestellte *myopischer forecasting*-Ansatz verwendet. Das Modell erhält dabei keine Informationen über zukünftige Zeitschritte. Die einzelnen Stützjahre werden separat modelliert, im Gegensatz zur Vorgängerarbeit von Groß (2023) [9] werden die errichteten Anlagen regional aufgelöst zwischen den Zeitschritten „vererbt“.

Vererbung von Energieinfrastrukturbeständen

Der myopische Ansatz beginnt mit der Optimierung des Energiesystems im Startjahr. Darauf folgt eine Extraktion spezifischer Daten aller Komponenten des optimierten Energiesystems. Zu diesen Daten zählen die verbleibende technische Lebensdauer und weitere technische Daten wie die Investitions- und Betriebskosten, von ETHOS.NESTOR vorgegebenen Ausbaukorridore, regionale Beschränkungen der ausbaubaren Leistung und Wirkungsgrade.

Ob eine Komponente als Bestandskomponente übernommen wird, hängt von ihrer Lebensdauer ab. Nach jedem Zeitschritt wird geprüft, ob die verbleibende Lebensdauer größer ist als die Länge des nächsten Optimierungsintervalls. Ist dies nicht der Fall, wird die Komponente für den nächsten Zeitschritt aus dem Bestand der Energieinfrastruktur entfernt. Die wegfallenden Kapazitäten können im nächsten Zeitschritt vom Modell wieder frei regional verteilt werden. Ist die verbleibende Lebensdauer größer als die Länge des Optimierungsintervalls, wird die Lebensdauer um die Länge des Optimierungsintervalls reduziert und die Komponente wird in den Bestand übernommen. Bestandsanlagen müssen vom Modell im nächsten Zeitschritt entsprechend ihrer regionalen Verteilung errichtet werden. Der Betrieb der Anlagen kann im nächsten Zeitschritt frei optimiert werden.

Kostendegression und Effizienzsteigerungen der Komponenten entlang des Trans-

formationspfads sind in den Eingangsdaten der Modellierung implementiert. Neu errichtete Anlagen werden jeweils mit den techno-ökonomischen Daten des jeweiligen Stützjahrs errichtet, die vererbten Bestandsanlagen behalten die techno-ökonomischen Daten ihres Errichtungszeitpunkts.

Die Vererbung gilt sowohl für Erzeugungs- als auch für Speicher-, Umwandlungs- und Transmissionskomponenten. Abbildung 4.4 zeigt das Prozessschema, nach dem Komponenten vererbt werden. Ein vorzeitiger Rückbau von Infrastrukturkomponenten ist im Modell nicht implementiert. Lediglich für fossile Erzeugungsanlagen ist eine vorzeitige Außerbetriebnahme auf Basis der ETHOS.NESTOR-Ergebnisse entsprechend einer Sterbelinie vorgesehen.

Integration der Sterbelinie

Um eine Reduktion installierter Leistungen über den Betrachtungshorizont korrekt abbilden zu können, wird die Integration einer Sterbelinie zwischen den Optimierungen ermöglicht. Der Ansatz ist beispielsweise für die adäquate Modellierung eines Kohleausstiegs relevant. Dabei wird durch die ETHOS.NESTOR-Optimierung vorgegeben, wie viel Kohle-Kraftwerksleistung in den einzelnen Stützjahren über den Ausbaupfad insgesamt vorhanden ist. In der ETHOS.Infrastructure-Optimierung wird daraufhin optimiert, welche Kapazitäten an welchen Standorten wann stillgelegt werden.

Dazu werden wie bei der Vererbung der übrigen Energieinfrastrukturbestände die komponentenspezifischen Daten nach der Optimierung des Startjahres extrahiert und die errechneten Kapazitäten für jede Region als fixe Kapazität an die Optimierung des Folgestützjahrs übergeben. Im Gegensatz zu den erneuerbaren Energien, bei denen der Ausbau von Jahr zu Jahr zunimmt, führt der Ausstieg aus einer Erzeugungstechnologie zu einer sukzessiven Abnahme deren Gesamtkapazität. Um dies zu berücksichtigen, wird bei den fossilen Komponenten ein zusätzlicher Schritt vorgenommen: Die Summe der Kapazitäten über die einzelnen Regionen wird verglichen mit der ETHOS.NESTOR-Vorgabe für die Gesamtkapazität im folgenden Stützjahr. Ist die Summe größer als die zulässige Gesamtkapazität, werden die Kapazitäten der einzelnen Regionen in ETHOS.Infrastructure nicht wie bisher als fixe, sondern als maximale Kapazitäten an die nächste Optimierung übergeben. Damit wird zum einen sichergestellt, dass die ETHOS.NESTOR-Vorgaben für die Gesamtkapazität eingehalten werden und eine Sterbelinie implementiert wird. Zum anderen wird so eine endogene Optimierung in ETHOS.Infrastructure ermöglicht, in welcher Reihenfolge und in welchem Umfang die Kapazitäten in den Regionen stillgelegt werden. Einmal stillgelegte Kapazitäten können nach dem Ansatz nicht reaktiviert werden.

Transformationspfad mit und ohne Vererbung

Der Transformationspfad in ETHOS.Infrastructure lässt sich durch die in dieser Arbeit erfolgte Modellerweiterung sowohl mit als auch ohne Vererbung der Infrastrukturen durchführen. Beide Ansätze haben verschiedene Vorteile, die in dieser Arbeit betrachtet werden. Das Modell mit Vererbung wird verwendet, um kohärente Entwicklungspfade aufzuzeigen. Einmal installierte Anlagen werden auch in den Folgejahren in den gleichen Regionen errichtet, bleiben also bestehen. Damit wird ei-

ne genauere Abbildung der techno-ökonomischen Daten und eine Fortschreibung in die Zukunft erreicht: Über den Transformationspfad werden für jedes Stützjahr spezifische techno-ökonomische Daten wie Investitionskosten und Wirkungsgrade für die Komponenten vorgegeben. Durch die Vererbung der Infrastruktur entsteht so über die Zeit ein heterogener Erzeugungspark, in dem die Komponenten jeweils die techno-ökonomischen Daten ihres Errichtungszeitpunkts besitzen. Im Gegensatz dazu wird im Modell ohne Vererbung die gesamte Infrastruktur immer mit den techno-ökonomischen Daten des jeweiligen Stützjahrs aufgebaut.

Durch das Modell ohne Vererbung ist es möglich, aufzuzeigen, welche Infrastrukturen in späteren Jahren an anderer Stelle platziert oder gar nicht mehr benötigt werden. Dies lässt Rückschlüsse zu, bei welchen Infrastrukturen ein 'regret' vorliegt, da bestimmte Komponenten nicht mehr Teil der kostenoptimalen Lösung in Folgejahren sind.

Ein weiterer Vorteil der Optimierung ohne Vererbung ist die Verkürzung der Rechenzeit aus zwei Gründen: Zum einen können die Rechnungen parallelisiert werden, da die einzelne Optimierung nicht von den Ergebnissen des vorhergehenden Meilensteinjahrs abhängig ist. Zum anderen sind die Optimierungen in den einzelnen Stützjahren weniger rechenintensiv, insbesondere in den letzten Jahren des Transformationspfads. Denn das Modell mit Vererbung muss alle installierten Kapazitäten der vorangegangenen Meilensteinjahre berücksichtigen. Es findet zwar keine Auslegungsoptimierung dieser Kapazitäten statt, da diese aus den vorangegangenen Rechnungen übernommen werden. Es findet jedoch eine Betriebsoptimierung der diesjährigen Komponenten sowie aller in der Vergangenheit installierten Komponenten statt.

In Kapitel 5 erfolgt die Beschreibung der durch ETHOS.NESTOR vorgegebenen Ausbaukapazitäten, Im- und Exporte sowie der Endenergiebedarfe. Die Ergebnisse der Transformationspfadanalyse mit und ohne Vererbung werden in Abschnitt 6.3 vorgestellt.

Abbildung 4.4: Prozessschema der Vererbung von Infrastrukturen in ETHOS.Infrastructure.

4.4 Wasserstoffreinheitsklassen

Im bestehenden Erdgastransportsystem spielen ultrahohe Reinheitsklassen eine untergeordnete Rolle. Die Anforderungen an den Methananteil von Gasen der öffentlichen Gasversorgung liegen für H-Gasnetze bei 95 %, für L-Gasnetze bei 90 % [154]. In einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft entstehen neue große Wasserstoffnachfragen mit hohen Reinheitsanforderungen beispielsweise im Verkehrssektor. Hier wird daher untersucht, wie sich die Einführung unterschiedlicher Reinheitsklassen auf die Struktur des Energiesystems auswirkt und welche Transmissions- und Aufreinigungsinfrastrukturen zur Bereitstellung von hochreinem Wasserstoff herangezogen werden.

Im Referenzfall des Modells wird Wasserstoff als homogenes Gut abgebildet. Es werden zwar zwei verschiedene Druckniveaus, 100 bar und 30 bar, und zwei verschiedene Aggregatzustände, GH_2 und LH_2, abgebildet, aber die Güte, ausgedrückt durch die Reinheit, ist bislang unberücksichtigt. Dies wird in dieser Szenariengruppe geändert. Aufgrund der hohen Reinheit von LH_2 wird im Zuge der Einführung von Reinheitsklassen auch der Transport von LH_2 näher betrachtet.

Um die Informationen über Wasserstoffreinheiten, Verunreinigungen und ihre jeweiligen Quellen in ETHOS.Infrastructure zu integrieren, werden Reinheitsgrade gebildet. Hierzu wird ausschließlich die der Wasserstoff-Stoffmengenanteil als Kriterium herangezogen. Auf die Aufschlüsselung der Stoffmengenanteile einzelner Verunreinigungskomponenten wird verzichtet. Eine angepasste Methodik ließe sich in zukünftigen Arbeiten auch auf einzelne Verunreinigungskomponenten, wie zum Beispiel Kohlenmonoxid, anwenden.

Auf Basis der Literaturrecherche in Abschnitt 3.5 wird die Klassifizierung der Wasserstofftechnologien entsprechend ihrer Reinheit in Tabelle 4.4 und Abbildung 4.5 vorgenommen. Die betrachteten Wasserstoffreinheiten fallen in einen Bereich von 98,0 mol% - 99,999 mol%. In Übereinstimmung mit den Angaben der ISO 14687:2019 [153], des DVGW [154] und Arbeiten von Lubenau et al. (2022) [172] wird der Bereich in zwei Teilbereiche unterteilt: Ein Reinheitsgrad A, der Reinheiten von 98,0 mol% - 99,97 mol% umfasst, und ein Reinheitsgrad D, der Reinheiten von mindestens 99,97 mol% abbildet.

Tabelle 4.4: In ETHOS.Infrastructure abgebildete Technologien, ausgenommen der Aufreinigungstechnologien, einschließlich Ein- und Ausgangsreinheiten des Wasserstoffs und zugewiesener Reinheitsgrade. Die Spalte Referenz verweist auf die Tabellen im Anhang, in denen die Wasserstoffreinheiten detailliert hergeleitet werden.

Technologie	Referenz	H_2-Reinheit in mol%		Klasse
		Eingang	Ausgang	
PEM-Elektrolyse	A.2	-	99,9	A
Verflüssigungsanlage	A.5	99,99	-	D
Regasifizierungsanlage	A.5	-	99,999	D

Technologie	Referenz	H_2-Reinheit in mol% Eingang	Ausgang	Klasse
Methanisierung	*keine*	*unbekannt*	-	D
H_2 Gas-Kraftwerk	A.8	98,0	-	A
PEM-Brennstoffzelle	A.9	99,97	-	D
Salzkavernen	A.6	$\geq$98,0	98,0	A
Kryogene Tanks	A.5	99,999	99,999	D
Oberirdische Rohrspeicher A		$\geq$98,0	98,0	A
Oberirdische Rohrspeicher D		$\geq$99,97	99,97	D
Pipelines, Umwidmung	A.4	$\geq$98,0	98,0	A
Pipelines, Neubau	A.4	$\geq$99,97	99,97	D

Wie in Kapitel 3.5.3 dargestellt, sind die meisten betrachteten Aufreinigungstechnologien nicht in der Lage, eine Wasserstoffreinheit von über 98,0 mol% zu erreichen. Dies gilt insbesondere für die Kombination aus WGS und Aminwäsche, für Polymermembranen und für die meisten kryogenen Destillationsanlagen. Darüber hinaus sind Deoxygenatoren zwar theoretisch in der Lage, sehr hohe Reinheiten zu erreichen, dies gilt jedoch nur für Sauerstoffverunreinigungen. Daher werden Druckwechseladsorptionsanlagen (PSA) als Aufreinigungstechnologien gewählt, die in der Lage sind, Wasserstoff bis auf den auf Reinheitsgrad D zu reinigen.

In Abschnitt 5.5.3 wird die regionale Verteilung der Nachfrage der beiden Wasserstoffreinheitsklassen im ETHOS.Infrastructure-Modell dargestellt. In Abschnitt 6.2.4 wird analysiert, welchen Einfluss die Einführung unterschiedlicher Reinheitsklassen auf das System hat und wie sich verschiedene Wasserstoff-Rückgewinnungseffizienzen auf das Systemdesign auswirken.

Abbildung 4.5: Einordnung der Wasserstofferzeugung, -umwandlung, -speicherung, -transportoptionen und -anwendungen in die in ETHOS.Infrastructure abgebildeten Reinheitsklassen.

4.5 Flüssigwasserstoffnachfragen und - transport

Als weitere Transportoption wird der Flüssigwasserstofftransport im ETHOS.Infrastructure-Modell eingeführt. In einer gesonderten Szenariengruppe werden darüber hinaus exogen Flüssigwasserstoffbedarfe vorgegeben.

LH_2-Transport

LKW, Bahn und Binnenschiff werden wie in Abschnitt 3.5.7 beschrieben als potenzielle LH_2-Transportoption für zukünftige Energiesysteme identifiziert. Als mögliche Transportwege werden im Modell das bestehende Straßennetz [256], die Bahnstrecken [257] und die Bundeswasserstraßen [258] abgebildet. Der Transport wird nur zwischen, nicht aber innerhalb der Regionen modelliert. Die Entfernung zwischen zwei Regionen wird durch die Länge des kürzesten Weges durch das Streckennetz zwischen ihren Mittelpunkten definiert. Wenn bestehende Transportrouten nicht durch das Zentrum der Region laufen, wird eine direkte Verbindung zwischen dem Zentrum und dem nächstgelegenen Punkt auf der bestehenden Route zum Netz hinzugefügt. Mithilfe des Dijkstra-Algorithmus [291] wird der kürzeste Weg zwischen den Mittelpunkten der Regionen für die verschiedenen Transportmittel berechnet.

Eine visuelle Darstellung der kürzesten Routen zwischen den Regionen findet sich in Abbildung 5.6.

Bei ETHOS.Infrastructure handelt es sich um ein rein lineares Optimierungsproblem. Um die Einführung von Binärvariablen zu vermeiden, die die Komplexität des Modells und die Rechenzeit erheblich erhöhen würden, wird auf die Implementierung diskreter Energiemengen verzichtet. Diskrete Energiemengen sind hier die Beladememge der LKW-, Schiffs- oder Bahntransporte. Die diskreten Transportmengen müssen in kontinuierliche Energieflüsse überführt werden, um im linearen Optimierungsmodell abgebildet werden zu können. Dafür werden die Transportmittel mit durchschnittlichen Transportkapazitäten C zwischen den einzelnen Regionen i, j modelliert. Diese basieren auf den technisch-ökonomischen Daten in Tabelle 3.9 und den folgenden Formeln:

$$C_{i,j} = \frac{E\, n_{i,j}}{8760\, h/a} \tag{4.1}$$

wobei E der transportierbare Energieinhalt pro LH_2-Ladung und n die maximale Anzahl von Hin- und Rückfahrten pro Jahr ist. Die Anzahl der Zyklen ergibt sich aus der Umlaufzeit einer Ladung und der jährlichen Betriebszeit:

$$n_{i,j} = \frac{t_{\text{jährliche Betriebsdauer}}}{t_{\text{Hin- und Rückfahrt } i,j}} \tag{4.2}$$

Ein Umlaufzyklus besteht dabei aus der Lade-, Entlade- sowie der Hin- und Rückfahrtzeit zwischen zwei Regionen:

$$t_{\text{Hin- und Rückfahrt } i,j} = t_{\text{belanden}} + \frac{2D_{i,j}}{v} + t_{\text{entladen}} \tag{4.3}$$

wobei $D_{i,j}$ die kürzeste Entfernung zwischen zwei Regionen und v die durchschnittliche Fahrtgeschwindigkeit ist. Daraus ergibt sich eine mittlere jährliche Übertragungskapazität in Abhängigkeit der Streckenlänge:

$$C_{i,j} = \frac{E}{t_{\text{belanden}} + \frac{2D_{i,j}}{v} + t_{\text{entladen}}} \frac{t_{\text{jährliche Betriebsdauer}}}{8760\, h/a} \tag{4.4}$$

Somit ergibt sich die durchschnittliche Kapazität zu einer Funktion, die sowohl von der variablen Distanz zwischen den Regionen als auch von der konstanten Be- und Entladezeit abhängig ist.

Alle Kosten im Modell werden als Funktion der Kapazität ausgedrückt und sind daher von der Streckenlänge abhängig. Um Nichtlinearitäten im System zu vermeiden, werden die Kosten für jede Kombination von Regionen und Verkehrsmitteln vorab berechnet. Es werden Investitionskosten sowie fixe, das heißt von der installierten Kapazität abhängige, und variable, das heißt von der Nutzung abhängige, Betriebskosten (OPEX) berücksichtigt. Die kapazitäts- und streckenlängenabhängigen Investitionskosten in $^{\text{Mio. €}}/_{\text{km GW}}$ werden wie folgt berechnet:

$$I_{i,j} = \frac{I_0}{C_{i,j} D_{i,j}} \tag{4.5}$$
$$\Leftrightarrow I_{i,j} = 2\frac{I_0}{E}\left(\frac{t_{\text{Umschlag}}}{D_{i,j}} + \frac{1}{v}\right)\frac{8760\,h/a}{t_{\text{jährliche Betriebsdauer}}}$$

Dabei wird angenommen, dass die Lade- und Entladezeiten gleich sind: $t_{\text{entladen}} = t_{\text{belanden}} = t_{\text{Umschlag}}$. Die jährlichen fixen OPEX-Kosten in Mio. €/km GW ergeben sich aus:

$$\text{OPEX}_{\text{Cap}\ i,j} = k_{\text{OM}} I_{i,j} \tag{4.6}$$
$$\Leftrightarrow\ \text{OPEX}_{\text{Cap}\ i,j} = 2k_{\text{OM}}\frac{I_0}{E}\left(\frac{t_{\text{Umschlag}}}{D_{i,j}} + \frac{1}{v}\right)\frac{8760\,h/a}{t_{\text{jährliche Betriebsdauer}}}$$

wobei k_{OM} die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten als jährlicher Prozentsatz der Investitionskosten beschreibt.

Die variablen OPEX-Kosten für den Betrieb in Mio. €/km GW h bestehen aus Kosten pro Betriebszeit, p_{t}, und pro zurückgelegter Entfernung, p_{d}. Ersteres beinhaltet Personalkosten; letzteres beinhaltet Treibstoffkosten:

$$\text{OPEX}_{\text{Op}\ i,j} = \frac{1}{8760\,h/a}\left(p_{\text{t}} \cdot t_{\text{jährliche Betriebsdauer}} + p_{\text{d}} 2 D_{i,j} n_{i,j}\right) \tag{4.7}$$
$$\Leftrightarrow\ \text{OPEX}_{\text{Op}\ i,j} = \frac{t_{\text{jährliche Betriebsdauer}}}{8760\,h/a}\left(p_{\text{t}} + p_{\text{d}}\left(\frac{t_{\text{Umschlag}}}{D_{i,j}} + \frac{1}{v}\right)^{-1}\right)$$

Abbildung 4.6 zeigt die spezifischen Investitionskosten gemäß Gleichung 4.5 für die in Tabelle 3.9 vorgestellten Transportoptionen als Funktion der Entfernung zwischen zwei Regionen. Zum Vergleich sind in dieser Abbildung auch die Kosten für den Pipeline-Neubau und die Pipeline-Umstellung aufgetragen [292].

Die Ergebnisse zeigen, dass für Entfernungen unter 1000 km, Pipelines im Vergleich zu allen Flüssigwasserstoff-Transportmitteln bei gleicher Transportkapazität kostengünstiger sind. Dies deutet darauf hin, dass die höhere Energiedichte von LH_2 die höheren Investitionskosten nicht ausgleicht. Die günstigste Option für den LH_2-Transport ist die Bahn. Im Vergleich zum Binnenschiff ist der LKW bei kurzen Entfernungen von unter 200 km je nach Literaturquelle die günstigere Option; darüber kehrt sich dies um und das Binnenschiff wird zur günstigeren Option.

Die Veränderung der Investitionskosten in Abhängigkeit von der Transportdistanz ist auf die Berücksichtigung der Umschlagzeit zurückzuführen. Diese ist konstant und unabhängig von der Transportdistanz. Bei kurzen Distanzen hat der Umschlag einen großen Einfluss auf die jährliche Transportkapazität, bei langen Distanzen nimmt dieser Einfluss ab. Die Berücksichtigung der Umschlagzeit führt zu einer Zunahme der Modellkomplexität, die in Abschnitt 5.2.2 näher beschrieben wird. Die Rolle des LH_2-Transports wird in den Ergebnissen in den Abschnitten 6.2.1, 6.2.3, 6.2.4 und 6.2.5 diskutiert.

LH_2-Bedarfe

In der Szenariengruppe *LH_2-Bedarfe* werden die Auswirkungen auf die LH_2 und GH_2 Transmissionsinfrastruktur untersucht, wenn dedizierte Flüssigwasserstoffbe-

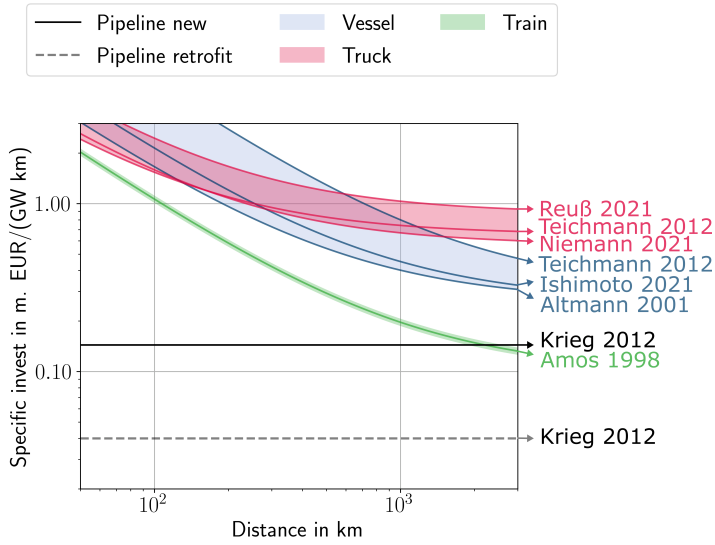


Abbildung 4.6: Investitionskosten für flüssige und gasförmige H_2-Transportmittel in Abhängigkeit von der Transportentfernung. Inflationsbereinigt für das Jahr 2021. Angelehnt an [13].

darfe im Modell abgebildet werden. Wie in Abschnitt 3.5.7 gezeigt, eignet sich Flüssigwasserstoff aufgrund seiner hohen Reinheit zur Deckung der hochreinen Wasserstoffbedarfe. Daher werden die in Abschnitt 4.4 vorgestellten Bedarfe an hochreinem Wasserstoff im Verkehrssektor sowie in der Ammoniak- und Methanolproduktion in dieser Szenariengruppe durch Flüssigwasserstoff gedeckt. Es kommt somit zu einer Umwidmung der GH_2-Bedarfe in LH_2-Bedarfe. Zusätzlich zu dieser Umwidmung wird ein dedizierter Flüssigwasserstoffbedarf für den Luftfahrtsektor hinzugefügt. Die folgenden Szenarien werden in Abschnitt 6.2.5 untersucht:

- LH_2 in der Luftfahrt,
- LH_2 statt GH_2 im Verkehrssektor,
- LH_2 statt GH_2 in der Ammoniak- und Methanolproduktion,
- LH_2 in all den genannten Sektoren.

Grundsätzlich werden die Endenergiebedarfe aus den Ergebnissen der ETHOS.NESTOR-Modellierung übernommen, wie in Abschnitt 4.2 beschrieben. Der Einsatz von LH_2 in der Luftfahrt wird jedoch nicht in ETHOS.NESTOR modelliert. Da LH_2 in der Luftfahrt, wie in Abschnitt 3.5.7 gezeigt, in ausgewählten Fällen eine wirtschaftliche Option zur Reduktion von CO_2eq-Emissionen darstellt, wird er in ETHOS.Infrastructure nachträglich eingeführt. Dazu werden Teile des von ETHOS.NESTOR berechneten synthetischen Kerosinbedarfs in LH_2-Bedarfe umgewidmet. Die Energiebedarfe des Luftverkehrs in ETHOS.NESTOR beziehen sich ausschließlich auf Inlandsflüge, da nur diese in die nationale Bilanz der CO_2eq-Emissionen eingehen [11]. Entsprechend der in Abschnitt 3.5.7 diskutierten Marktdurchdringung von LH_2-Flugzeugen werden die Annahmen entsprechend Tabelle 4.5 getroffen.

Tabelle 4.5: Modellannahmen für den Marktanteil von LH_2 am Inlandsflugverkehr im zeitlichen Verlauf.

Jahr	Anteil von LH_2 am Kraftstoffbedarf bei Inlandsflügen	Begründung
2045	50 %	Aufgrund guter Eignung von LH_2 in Kurz- und Mittelstreckenflügen [261] wird angenommen, dass die Hälfte der Inlandsflüge mit LH_2 betrieben wird
2040	25 %	Markthochlauf, linear
2035	0 %	Markteintritt [262]

Um die Wasserstoffbilanz in der ETHOS.Infrastructure-Modellierung durch die zusätzlichen Bedarfe in der Luftfahrt nicht zu verändern, werden in den Szenarien mit LH_2 in der Luftfahrt zusätzliche Importe in der Höhe dieser Bedarfe zugelassen. Die Beschreibung der Einbindung der LH_2-Bedarfe in das ETHOS.Infrastructure-Modell erfolgt im Kapitel Modellbeschreibung von ETHOS.Infrastructure in Abschnitt 5.5.3. Die Ergebnisse dieser Szenariengruppe sind in Abschnitt 6.2.5 dargestellt.

4.6 EHB-Importpotenziale

Der Import von Wasserstoff spielt im ETHOS.Infrastructure-Modell eine wichtige Rolle: Die ETHOS.NESTOR-Optimierung gibt vor, dass etwa die Hälfte der Wasserstoffmenge im System durch Importe bereitgestellt werden. Daraus folgt, dass die im Modell angenommenen Importstellen für den Wasserstoffimport einen großen Einfluss auf das innerdeutsche Wasserstoffübertragungsnetz haben können.

Als Versorgungskorridore für Wasserstoff per Pipeline werden die in Abschnitt 2.2.1 vorgestellten Potenziale des European Hydrogen Backbone berücksichtigt. Tabelle 4.6 stellt dar, wie die Korridore des EHB im ETHOS.Infrastructure-Modell implementiert sind. Die erste Spalte gibt den Korridor an. Hier findet eine Differenzierung des Korridors C statt, um die Einflüsse der Bedarfe aus den Britischen Inseln, Norwegen und Dänemark gesondert bewerten zu können. Die zweite Spalte zeigt die Länder, die den Korridoren zugeordnet sind. Bei Ländern, die in mehreren Korridoren enthalten sind, werden die Bedarfe und Potenziale zu gleichen Teilen auf alle Korridore verteilt, in denen sie enthalten sind. Die dritte Spalte gibt die Importstelle, das direkte Nachbarland Deutschlands, an, über das der Wasserstoff des jeweiligen Korridors in Deutschland importiert wird.

Tabelle 4.6: European Hydrogen Backbone Korridor-Länder-Bilanzierung. Für die Schweiz werden im EHB keine Potenziale und Bedarfe ausgewiesen, weshalb sie in der Auflistung nicht enthalten ist.

Korridor	zugeordnete Länder und Anteil	Importstelle
A	Tunesien, Algerien, Italien, ½ Kroatien, ½ Slowenien, ½ Ungarn, ⅓ Tschechien, ½ Österreich, ½ Slowakei	Österreich, Schweiz
B	Marokko, Portugal, Spanien, Frankreich, ½ Belgien, ½ Luxemburg	Frankreich
C_{West}	Irland, Vereinigtes Königreich, Niederlande, ½ Luxemburg, ½ Belgien	Niederlande, Belgien, Luxemburg
$C_{Norwegen}$	Norwegen	Norwegen
$C_{Dänemark}$	Dänemark	Dänemark
D	Finnland, Schweden, Estland, Lettland, Litauen, ½ Polen, ⅓ Tschechien	Polen
E	Ukraine, Griechenland, Bulgarien, Rumänien, ½ Ungarn, ½ Slowenien, ½ Kroatien, ½ Slowakei, ⅓ Tschechien, ½ Österreich, ½ Polen	Tschechien

Um den Einfluss der Importstellen auf die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland zu untersuchen, erfolgt eine Variation der Importpotenziale. Dabei werden die größten Produzenten in den einzelnen Szenarien aus den Potenzialen herausgenommen. Dies betrifft die Potenziale aus Afrika, den Britischen Inseln, Norwegen, Dänemark und der Ukraine. Im European Hydrogen Backbone sind neben den Erzeugungspotenzialen auch die Wasserstoffbedarfe der Länder angegeben. Bei der Variation der Potenziale wird konservativ davon ausgegangen, dass zunächst der gesamte Bedarf entlang des Korridors gedeckt werden muss. Nur die danach verbleibende Menge Wasserstoff kann in Deutschland importiert werden. Die Potenziale der einzelnen Korridore in den verschiedenen Szenarien sind im Anhang in Abschnitt A.4 dargestellt, die Beschreibung der Einbindung in das ETHOS.Infrastructure-Modell erfolgt in Abschnitt 5.4, die Ergebnisse dieser Szenariengruppe werden in Abschnitt 6.2.2 vorgestellt.

4.7 Szenarien

Um herauszufinden, welche Infrastrukturmaßnahmen unter variierenden Randbedingungen eingesetzt werden und damit als No-Regret-Maßnahmen gelten, werden verschiedene Szenarien entwickelt. Wie in Tabelle 4.7 dargestellt, findet insgesamt findet die Analyse von 20 Szenarien in fünf Szenariengruppen statt sowie eine detaillierte Transformationspfadanalyse mit unterschiedlicher Kopplung der Stützjahre.

In der Szenariengruppe **Wasserstoffpipelineausbau** werden die Optionen für den Pipelinetransport variiert. Dabei wird unterschieden, ob der Neubau von Wasserstoffpipelines oder die Umwidmung von Erdgaspipelines im Modell zulässig ist. Es wird ermittelt, ob das System auch ohne den zusätzlichen Neubau von Pipelines auskommt, welche Verbindungen ausgebaut werden, wenn ausschließlich der im Vergleich zur Umwidmung etwa siebenmal teurere Neubau betrieben werden kann und in welchen Fällen der Transport von flüssigem Wasserstoff eine Rolle spielt.

Neben den Transportrestriktionen werden auch Importunsicherheiten untersucht. In der Szenariengruppe **EHB-Import** wird variiert, welche Importpotenziale über welche European Hydrogen Backbone-Korridore beziehungsweise aus welchen Exportländern zur Verfügung stehen. Deutschland kann aufgrund seiner zentralen Lage in Europa theoretisch aus einer Vielzahl von Ländern mit Wasserstoff versorgt werden. Die Szenariengruppe zeigt, welche Importkorridore für die inländische Verteilung am günstigsten sind und welche Veränderungen der inländischen Pipelineinfrastruktur und Mehrkosten in unterschiedlichen Versorgungsszenarien zu erwarten sind.

Deutlich stärkere Importrestriktionen werden in der Szenariengruppe **Wasserstoffimport** untersucht. Hier wird der Import von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff variiert. Es wird untersucht, wie der Wasserstoff im Inland verteilt wird, wenn er nur gasförmig oder nur flüssig importiert wird, und wie und wo die Elektrolyse betrieben wird, wenn kein Wasserstoff importiert wird.

In der Szenariengruppe **Wasserstoffreinheit** wird analysiert, welchen Einfluss die differenzierte Betrachtung von Reinheitsanforderungen auf die Wasserstoffinfrastruktur hat. Etwa ⅔ der Wasserstoffbedarfe insbesondere im Verkehr und in der chemischen Industrie haben hohe Reinheitsanforderungen. Während neu errichtete Infrastrukturen hochreinen Wasserstoff transportieren können, kann die Nutzung umgewidmeter Infrastrukturen Verunreinigungen in den Wasserstoff einbringen. Es wird betrachtet, in welchen Fällen der teurere Neubau von Transport- und Speicherinfrastrukturen genutzt wird. Darüber hinaus wird untersucht, an welchen Stellen im System die Aufreinigung von Wasserstoff eingesetzt wird und welchen Einfluss die Reinigungseffizienz auf die Platzierung hat.

Flüssigwasserstoff ermöglicht den Transport von Wasserstoff mit hoher Reinheit und hoher Energiedichte. Inwieweit diese Vorteile bei der Deckung der gasförmigen Wasserstoffbedarfe zum Tragen kommen, wird parallel in den anderen Szenariengruppen untersucht. In der Szenariengruppe **Flüssigwasserstoff** werden dedizierte Flüssigwasserstoffbedarfe im System hinterlegt. Zum einen werden dazu die Wasserstoffbedarfe mit hohen Reinheitsanforderungen als explizite Flüssigwasserstoffbedarfe modelliert. Zum anderen wird ein zusätzlicher Flüssigwasserstoffbedarf im Luftfahrtsektor eingeführt. Es wird untersucht, welche Transportoptionen für Flüssigwasserstoff in welchem Umfang genutzt werden und welche Rolle die inländische Verflüssigung spielt.

Die Modellierung des **Transformationspfades** ist eine der zentralen Modellerweiterungen. Im Ergebniskapitel wird die Transformationspfadanalyse in einem eigenen

Unterkapitel diskutiert. Dabei wird unterschieden, ob die gebauten Infrastrukturen über den Transformationspfad bestehen bleiben, also vererbt werden, oder ob das Energiesystem jedes Jahr neu aufgebaut wird. Das Szenario ohne Vererbung der Infrastruktur liefert Erkenntnisse darüber, welche Investitionsentscheidungen zu einem späteren Zeitpunkt bereut werden und somit nicht als No-Regret-Maßnahme gelten.

In allen Szenarien bleiben die ETHOS.NESTOR-Vorgaben grundsätzlich unverändert, sofern es sich nicht um die in der jeweiligen Szenariovariante untersuchte Änderung handelt. Dies gilt sowohl für den Bedarf, der exakt einzuhalten ist, als auch für die Kapazitäten, die mit einer Toleranz von $\pm$ 5 % einzuhalten sind. Für eine umfassende Bewertung müssten die Szenarien auch in die vorgelagerte ETHOS.NESTOR-Berechnung implementiert werden. Dies ist jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit.

Tabelle 4.7: Übersicht der fünf in dieser Arbeit untersuchten Szenariengruppen und der Transformationspfadanalyse.

Szenariengruppe	Merkmal	Kapitel
Wasserstoff-pipelineausbau	• mit GH_2-Umwidmung, -Neubau, LH_2-Transport * • ohne GH_2-Neubau • ohne GH_2-Umwidmung • ohne GH_2-Umwidmung & -Neubau	• 5.2.3[c] • 6.2.1[d]
EHB-Import-potenziale	• alle Korridore zulässig* • ohne GH_2 aus Afrika • ohne GH_2 aus den Britischen Inseln • ohne GH_2 aus Afrika und den Britischen Inseln • ohne GH_2 aus Dänemark und Norwegen • ohne GH_2 aus der Ukraine	• 2.2.1[a] • 4.6[b] • 5.4[c] • 6.2.2[d]
Wasserstoff-import	• LH_2 und GH_2-Import zulässig* • ohne LH_2-Import • ohne GH_2-Import • ohne LH_2 und ohne GH_2-Import	• 5.4[c] • 6.2.3[d]

Wasserstoff-reinheit	• eine einheitliche Wasserstoff-Reinheitsklasse*
	• Unterscheidung in Reinheitsklassen A und D
	  • mit einer Rückgewinnung der PSA von 98 %
	  • mit einer Rückgewinnung der PSA von 90 %
		• 3.5[a]
		• 5.5.3[b]
		• 4.4[c]
		• 6.2.4[d]

Flüssigwasser-stoff	• ohne LH_2-Bedarf* • LH_2-Bedarf in der Luftfahrt • LH_2-Bedarf in der Chemieindustrie • LH_2-Bedarf im Verkehrssektor • LH_2-Bedarf in der Luftfahrt, der Chemieindustrie und dem Verkehrssektor	• 3.5[a] • 4.4[b] • 5.5.3[c] • 6.2.5[d]
Transforma-tionspfad	• ohne Vererbung der Infrastrukturen* • mit Vererbung der Infrastrukturen	• 3.3[a] • 4.3[b] • 5[c] • 6.3[d]

* Verwendete Annahme im Referenzszenario
Kapitel: [a] Literatur [b] Methodik [c] Modellbeschreibung [d] Ergebnisse

Kapitel 5

Modellbeschreibung von ETHOS.Infrastructure

Nachdem in Kapitel 4 der grundlegende Modellaufbau und die Modellerweiterungen von ETHOS.Infrastructure beschrieben wurde, werden im Folgenden die verwendeten Daten und techno-ökonomischen Parameter des ETHOS.Infrastructure-Modell vorgestellt. Die folgende Modellbeschreibung konzentriert sich auf die Implementierung des Transformationspfades im ETHOS.Infrastructure-Mehrknotenmodell und auf die Modellerweiterungen, im Vergleich zu den Vorarbeiten von Groß (2023) [9] und Welder (2022) [8]. Aspekte der Modellbeschreibung, die sich nicht grundlegend von den Vorarbeiten unterscheiden, können den entsprechenden Arbeiten entnommen werden. Der schematische Aufbau des Modells und die abgebildeten Technologien können Abbildung 5.1 entnommen werden. Im Folgenden wird zunächst der Umfang der Studie in Abschnitt 5.1 beleuchtet. Anschließend werden die einzelnen Bestandteile des Modells in den Bereichen Transmission in Abschnitt 5.2, Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien in Abschnitt 5.3, Import und Export in Abschnitt 5.4, Endenergienachfragen in Abschnitt 5.5 und Speicher in Abschnitt 5.6 vorgestellt.

Abbildung 5.1: Schematischer Aufbau von ETHOS.Infrastructure (angelehnt an [13]).

5.1 Scope der Arbeit

Die in Kapitel 4 beschriebene Methodik des räumlich hoch aufgelösten Mehrknotenmodells ETHOS.Infrastructure wird auf ein treibhausgasneutrales Szenario im Jahr 2045 angewendet. Als Eingangsgröße dienen die Ergebnisse des Einknotenmodells ETHOS.NESTOR aus der Studie „Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ der Jülicher Systemanalyse Stolten et al. (2022) [11]. Im Unterschied zu den Vorarbeiten zum ETHOS.Infrastructure-Modell von Groß (2023) [9] und Welder (2022) [8] wird in der vorliegenden Arbeit der gesamte Transformationspfad von 2020 bis 2045 in Fünf-Jahres-Intervallen betrachtet. 2045 ist das Jahr, für das sich Deutschland gemäß dem im Jahr 2021 von der Bundesregierung verabschiedeten novellierten Klimaschutzgesetz zur Treibhausgasneutralität verpflichtet hat. Das Gesetz definiert CO_2eq-Reduktionsziele für das Jahr 2045 und für Meilensteinjahre entlang des Transformationspfads, wie in Abbildung 2.1 vorgestellt. Für das Jahr 2045 wird eine Netto-CO_2eq-Reduktion von 100 % gegenüber 1990 für die Sektoren Industrie, Energie, Gebäude, Mobilität und Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft gefordert. Verbleibende Emissionen wie zum Beispiel in der Landwirtschaft müssen kompensiert werden, wie etwa durch direkte Luftabscheidung (DAC). Die in ETHOS.Infrastructure zulässigen CO_2eq-Emissionen für die Zwischenjahre sind in Abbildung 5.2 dargestellt.

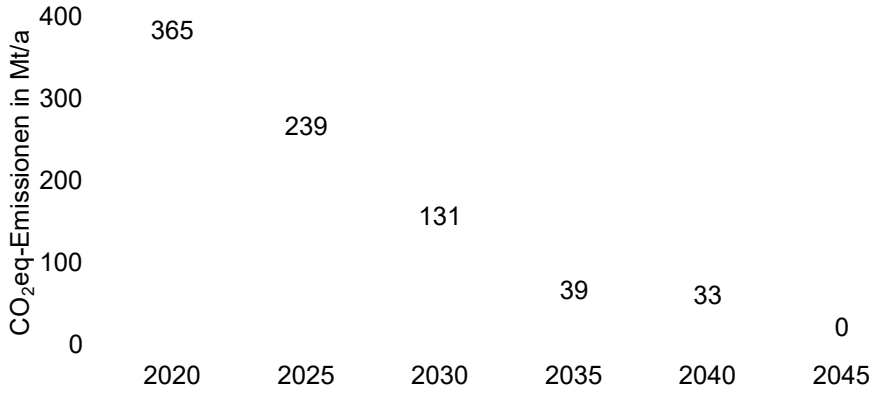


Abbildung 5.2: Zulässige CO_2eq-Emissionen im Energie- und Umwandlungssektor sowie zur Deckung der Erdgas/Methan-Nachfrage (nach [11]).

Dem Modell werden keine sektorspezifischen CO_2eq-Emissionsmengen für die einzelnen Meilensteinjahre vorgegeben. Stattdessen optimiert das ETHOS.NESTOR-Modell alle Sektoren integriert unter Vorgabe der zulässigen Gesamt-CO_2eq-Menge. Dies ermöglicht den Wettbewerb zwischen einzelnen Technologien verschiedener Sektoren, wodurch sich der gesamtwirtschaftlich günstigste Transformationspfad ergibt. Die in der ETHOS.NESTOR-Optimierung ermittelten CO_2eq-Emissionen werden als Grenzwerte an des ETHOS.Infrastructure-Modell übergeben. Dabei handelt es sich um Emissionen, die direkt im Energieumwandlungssektor anfallen und um Emissionen, die bei der Verbrennung der zu deckenden Erdgas/Methan-Nachfragen entstehen.

Im ETHOS.Infrastructure-Modell wird analog zur ETHOS.NESTOR-Optimierung eine zweiwöchige synthetische *kalte Dunkelflaute* im Januar eingeführt. In dieser Zeit sinkt die erneuerbare Stromerzeugung und der Stromimport aus dem europäischen Ausland um 90 %. Zusätzlich steigt der Wärmebedarf in diesem Zeitraum um 10 %. Durch die synthetische Implementierung einer *kalten Dunkelflaute* können Wetterextreme im Modell berücksichtigt werden, um eine konservative Auslegung des Energiesystemmodells zu erreichen. Für den Rest des Jahres basieren die meteorologischen Daten wie Windgeschwindigkeiten, Außentemperatur und Sonneneinstrahlung auf dem Jahr 2013.

Die räumliche Aufteilung Deutschlands erfolgt auf Grundlage der in Abschnitt 4.1 beschriebenen Voronoi-Zerlegung auf Basis der 475 Knoten des Hochspannungsnetzes. Diese 475 Regionen werden, wie in Abbildung 5.3 symbolisch dargestellt auf 80 Regionen aggregiert.

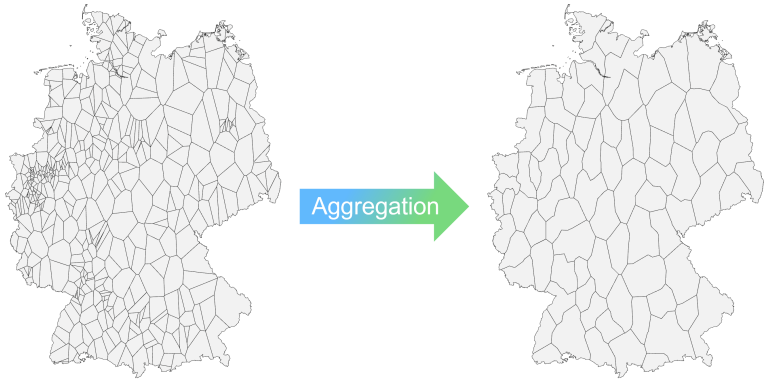


Abbildung 5.3: Aggregation der 475 Voronoi-Regionen auf Basis der Höchstspannungsknoten auf eine räumliche Auflösung von 80 Regionen in ETHOS.Infrastructure (nach [8, 9]).

Eine Überlagerung dieser 80 Regionen mit den Grenzen der Bundesländer und den bevölkerungsreichsten Städten Deutschlands findet sich im Anhang in Abbildung A.4.

5.2 Transmission

Im Modell abgebildete Transmissionsinfrastrukturen:

- Stromnetze: Wechselstrom, HGÜ an Land, Offshore-Netzverknüpfung
- Pipelines: Erdgas/Methan und GH_2
- LH_2-Transmission: Schiff, Bahn, LKW
- Überregionale-Fernwärmenetze

Verteilnetze innerhalb der Regionen werden nicht modelliert. Eine Ausnahme dazu bilden die Fernwärmenetze, die im Abschnitt 5.2.4 näher erläutert werden. Die Übertragung zwischen den Regionen wird jeweils als Transmission zwischen Nachbarregionen abgebildet, wie in den Arbeiten von Welder (2022) [8] und Groß (2023) [9] beschrieben. Ausnahmen bilden die Offshore-Netzverknüpfungsleitungen, die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen und der Transport von Flüssigwasserstoff.

5.2.1 Stromübertragungsnetze

Die Übertragungsnetze im Strombereich werden im Rahmen dieser Arbeit modelliert, jedoch nicht hinsichtlich ihrer Dimensionierung optimiert. Stattdessen werden dem Modell die bestehenden und geplanten Verbindungen entsprechend dem NEP Strom vorgegeben. Ein darüberhinausgehender endogen optimierter Netzausbau wird somit nicht abgebildet und stellt somit eine Modellerweiterung für zukünftige Arbeiten dar. Die abgebildeten Stromleitungen umfassen das Wechselstromnetz, die Netzverknüpfungsleitungen zwischen Wind-Offshore-Regionen in der Nord- und Ostsee mit dem Festland, sowie die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen im Binnenland. Für das Wechselstromnetz wird wie in der Arbeit von Groß (2023) [9] auf den Netzentwicklungsplan für das Jahr 2030 aus dem Jahr 2019, NEP 2030 (2019) Szenario B, zurückgegriffen [94]. Die Anbindungen der Offshore-Regionen und die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen an Land werden entsprechend des 1. Entwurfs des NEP 2037/45 (2023) Szenario B abgebildet [92]. Die verwendete Version enthält noch nicht durch die BNetzA bestätigte Verbindungen. Daher kann es in zukünftigen Versionen des Netzentwicklungsplan noch zu Abweichungen kommen. Bei den Offshore-Netzverknüfungsleitungen handelt es sich überwiegend um Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen. Der geringe Anteil an Wechselstromleitungen wird im Modell vereinfacht ebenfalls als Gleichstromleitung abgebildet. Die Entwicklung der geplanten installierten Leistung der Netzverknüpfungs- und der Inland-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen ist in Abbildung 5.4 dargestellt.

Die Grafik zeigt eine deutliche Zunahme der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen an Land und zu den Offshore-Regionen in der Nord- und Ostsee. Der stärkste Ausbau ist für die Anbindung der Windparks in der Nordsee vorgesehen. Bis 2045 sollen insgesamt 71 GW Leitungen verlegt werden. An Land sind insgesamt 30 GW geplant. Der geringe Netzausbau in der Ostsee trägt dem geringeren Offshore-Windenergiepotenzial in der Ostsee Rechnung. Die Verbindungen stehen dem Modell im Transformationspfad entsprechend des geplanten Inbetriebnahmedatums laut Netzentwicklungsplan zur Verfügung. Die regionale Auflösung der Offshore-Netzverknüpfens- und der Inland-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen in den 80 Modellregionen ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Tabellen A.14 und A.15 im Anhang enthalten die Start- und Endpunkte, Längen und Kapazitäten der bestehenden und geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen an Land und Offshore.

Für die Nordsee sieht der Netzentwicklungsplan bis 2045 acht neue Leitungen mit einer Übertragungskapazität von jeweils 4 GW, drei Leitungen mit einer Kapazität zwi-

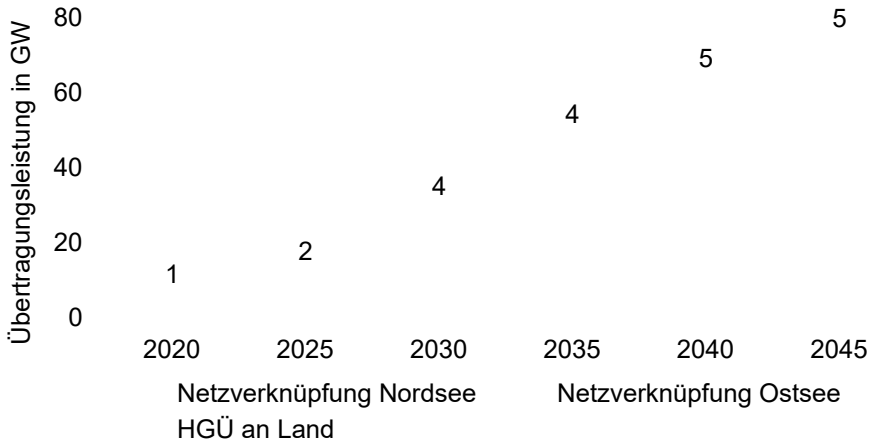


Abbildung 5.4: Entwicklung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungskapazität gemäß NEP 2037/45 (2023), 1. Entwurf, Szenario B [92].

schen 2 und 3 GW und 13 Leitungen mit einer Kapazität von 2 GW vor. Zusammen mit den heute bestehenden Leitungen ergibt dies bis 2045 insgesamt 34 Leitungen, die die Nordsee mit dem Festland verbinden. Die Nordsee-Netzverknüpfungspunkte liegen sowohl in den küstennahen Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen, als auch in den westdeutschen Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Hessen. Der südlichste Netzverknüpfungspunkt der Nordsee befindet sich im Suchraum Ried in Hessen, wo sich das stillgelegte Kernkraftwerk Biblis befindet. Weitere Netzverknüpfungspunkte an Standorten stillgelegter Kernkraftwerke sind *Unterweser* in Niedersachsen[1], *Greifswald* in Mecklenburg-Vorpommern[2], *Philippsburg* in Baden-Württemberg[3] und *Isar* in Bayern[4]. Die insgesamt 15 bis 2045 geplanten Inland-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung-Leitungen haben eine Übertragungskapazität von jeweils 2 GW. Die vier Netzverknüpfungspunkte für die Ostsee haben Übertragungskapazitäten von bis zu 2,9 GW und befinden sich in Mecklenburg-Vorpommern.

[1] Nordsee-Netzverknüpfungspunkt

[2] Ostsee-Netzverknüpfungspunkt

[3] Inland-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung *Osterath – Philippsburg* (Ultranet)

[4] Inland-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung *Wolmirstedt – Isar* und *Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/ Warsow/ Holthusen/ Schossin – Isar*

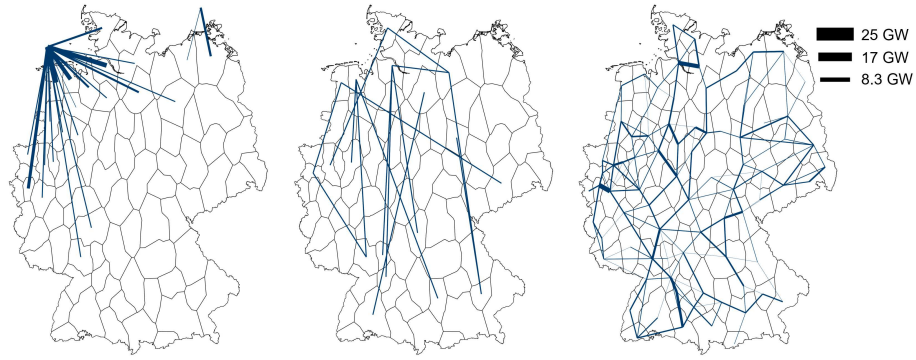


Abbildung 5.5: HGÜ-Ausbau Offshore und an Land im Jahr 2045 gemäß NEP 2037/45 (2023), 1. Entwurf [92] sowie Wechselstromnetz gemäß NEP 2030 (2019), 2. Entwurf.

5.2.2 LH_2-Transport

Der Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff, Bahn und LKW wird im Modell wie im Methodenkapitel in Abschnitt 4.5 beschrieben abgebildet. In Abbildung 5.6 sind die entsprechenden Binnenwasserstraßen-, Schienen- und Straßenrouten dargestellt.

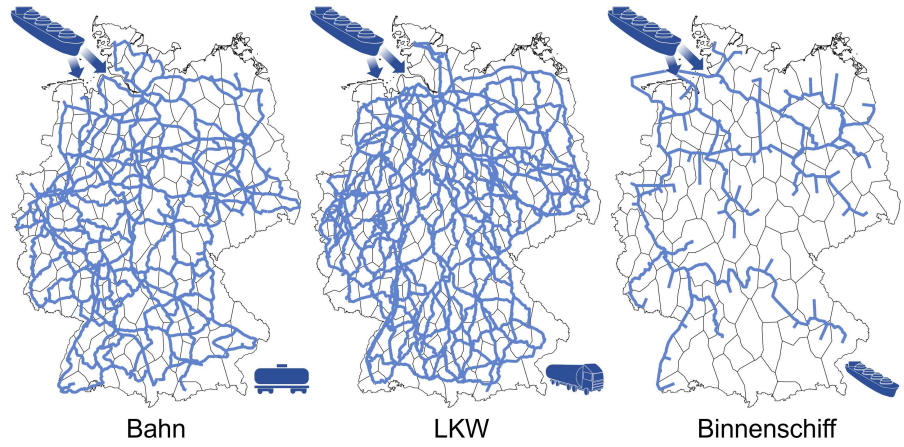


Abbildung 5.6: LH_2-Transportrouten auf Binnenwasserstraßen, Schienen und Straßen (angelehnt an [13]).

Abgebildet sind die aus dem Routennetz abgeleiteten kürzesten Verbindungen zwischen den Mittelpunkten der Regionen. Aufgrund der Tatsache, dass die Be- und Entladezeiten in die Kosten für die Investitions- und Betriebskosten einfließen, können nicht nur die Verbindungen zwischen benachbarten Regionen betrachtet wer-

den. So würden die Be- und Entladezeiten für jede passierte Region auf dem Weg zwischen Start- und Zielregion berücksichtigt werden, was die Kosten künstlich erhöhen würde. Stattdessen werden für den Transport von Flüssigwasserstoff Verbindungen von allen und zu allen 80 Regionen[5] im Modell explizit modelliert. Dies stellt aufgrund der hohen Anzahl an Verbindungen extrem hohe Bedingungen an die Rechenleistung. Vorabuntersuchungen zeigen, dass der Flüssigwasserstoff ausschließlich für den Transport von importiertem Wasserstoff eingesetzt wird. Es findet daher eine Reduktion der Anzahl der Strecken auf die Verbindungen der beiden LH_2-Importregionen zu den jeweils 79 übrigen Regionen sowie auf die Verbindung direkter Nachbarregionen statt.

5.2.3 Wasserstoff- und Methanpipelinenetze

Im Modell abgebildete Pipelinenetze:
- Erdgas/Methan-Pipelinenetz
  - Erdgas-Bestandsnetz
  - Neubau
- Wasserstoffpipelinenetz
  - Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes
  - Neubau

Das Erdgasbestandsnetz basiert auf einem Datensatz des VGE-Verlags [95]. Die Transportkapazität, zwischen zwei Regionen in ETHOS.Infrastructure ergibt sich aus der Summe der Pipelinekapazitäten, die die Regionsgrenze überschreiten. Die Pipelinelänge errechnet sich aus der Entfernung zwischen den Mittelpunkten der Regionen, multipliziert mit einem Umwegfaktor von 1,4 [15]. Der verwendete VGE-Datensatz wurde in den Vorarbeiten nicht verwendet, die Methodik zur Abbildung in ETHOS.Infrastructure ist aber die gleiche wie in der Arbeit von Welder (2022) [8]. Das Bestandsnetz kann für den Transport von fossilem Erdgas, von Biomethan auf der Basis von aufgereinigtem Biogas[6] und von synthetischem Methan auf der Basis von Wasserstoff genutzt werden.

Der Transport von gasförmigem Wasserstoff kann durch die Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes erfolgen. Dabei kann ein beliebiger Anteil zwischen 0 und 100 % der Erdgaspipeline umgewidmet werden. Dies stellt eine Vereinfachung der Realität dar, da nicht diskrete Pipelinekapazitäten einzelner Stränge umgewidmet werden. Diese Vereinfachung ist auf zwei Faktoren zurückzuführen: zum einen liegen keine Daten über die Anzahl der Stränge im verwendeten Datensatz vor. Zum anderen kann durch die kontinuierliche Umwidmung auf die Einführung von Binärvariablen im Optimierungsmodell verzichtet werden, die den Rechenaufwand erheblich erhöhen würden.

Sowohl für den Transport von Methan als auch von Wasserstoff ist im Modell der Neubau von Pipelines möglich. Dieser erfolgt entlang bestehender Pipelinetrassen auf der kürzesten Verbindung zwischen zwei Regionsmittelpunkten [8].

[5] maximal $80 \cdot 80 - 80 = 6320$ Verbindungen

[6] Damit Biogas in Erdgasinfrastrukturen eingespeist werden darf, müssen unter anderem eine CO_2-Abtrennung, Entschwefelung und Trocknung erfolgen [154].

Abbildung 5.7 zeigt den Verlauf der kürzesten Pipelineverbindungen zwischen den Regionen, wie sie für den Neubau verwendet werden. Die dargestellten Kapazitäten zeigen die maximale Transportkapazität zwischen zwei Regionen im bestehenden Erdgasnetz und im umgewidmeten Wasserstoffnetz.

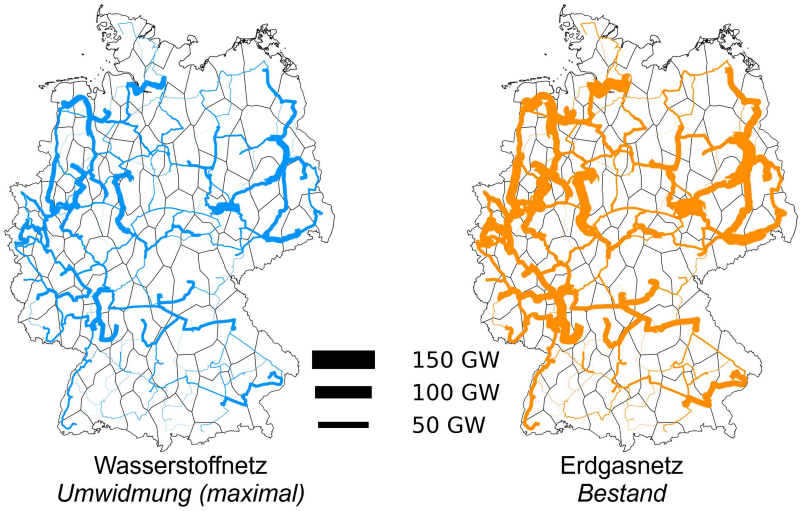


Abbildung 5.7: Erdgasnetz im Bestand und Wasserstoffnetz bei Umwidmung des Erdgasnetzes (nach [95]). Der Neubau erfolgt entlang der bestehenden Pipelines.

5.2.4 Überregionale Wärmenetze

In ETHOS.Infrastructure wird zwischen dem Transport von Fernwärme innerhalb und zwischen den Regionen unterschieden. Der Bau von überregionalen Fernwärmetrassen wird im Modell explizit abgebildet und orientiert sich an der Entfernung zwischen den Regionen, zwischen denen Wärme ausgetauscht wird. Für die Verteilung der Wärme innerhalb der Regionen wird im Gegensatz zu den anderen Energieträgern keine *Kupferplatte* angenommen. Stattdessen wird die Verteilung der Wärme durch eine kosten- und verlustbehaftete Umwandlungskomponente im Modell abgebildet, die vereinfacht das regionale Fernwärmenetz darstellt. Da Entfernungen innerhalb der Regionen nicht abgebildet werden, werden für Verluste und Kosten Durchschnittswerte pro transportierter Energiemenge angenommen. Die Methodik der inter- und intraregionalen Wärmenetze ist in Groß (2023) [9] beschrieben. Wie in Abbildung 5.8 dargestellt, ist der Neubau von Fernwärmetrassen zwischen allen Regionen im Modell zugelassen.

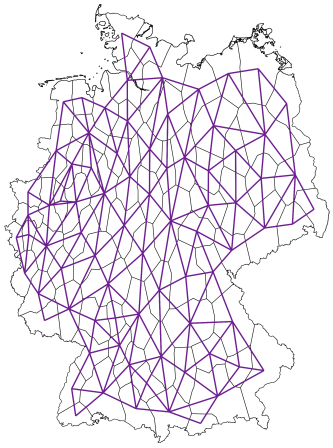


Abbildung 5.8: Zugelassener Neubau von Fernwärmetrassen im Modell (nach [9]).

5.3 Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien

Im Modell abgebildete Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien:
- Erneuerbare Stromerzeugungstechnologien
  - Windkraft
  - Photovoltaik
  - Bioenergie
  - Wasserkraft
- Konventionelle Kraftwerke
- Wasserstofftechnologien
- Wärmeerzeugungstechnologien

In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Technologien näher betrachtet. Die Modellierung der Laufwasserkraftwerke basiert auf der Arbeit von Groß (2023) [9]. Eine Visualisierung der im Modell abgebildeten Kapazitäten findet sich im Anhang in Abbildung A.5.

5.3.1 Windkraft

Im Modell sind Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zur Stromerzeugung aus Wind an Land und auf See implementiert. Die Potenziale für den Ausbau der Windkraft basieren auf der Arbeit von Risch und Maier (2022) [96].

Onshore-Windenergieanlagen Die Ausbaupotenziale von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland basieren auf den bundeslandspezifischen Abstandsregelungen aktueller Gesetzgebung. Das Potenzial, das sich daraus für das Modell ergibt, ist in Tabelle 5.1 dargestellt.

Tabelle 5.1: Onshore-Windenergiepotenziale im Modell (nach [96]).

	Wind Onshore
Ausbaupotenzial	381 GW
øVolllaststunden	2255 VLH
Max. Erzeugung	860 TWh/a

Neben dem Potenzial neu errichteter Anlagen wird auch der aktuelle Anlagenbestand im Modell abgebildet. Der Anlagenbestand basiert auf dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur [93] und der Aufbereitung durch Risch und Maier (2022) [96]. Die räumliche Verteilung der Bestandsanlagen ist im Anhang in Abbildung A.6 abgebildet. Diese Anlagen werden im Modell berücksichtigt, solange das Alter der Anlagen unterhalb einer technischen Lebensdauer von 20 Jahren liegt. Scheidet eine Anlage nach Ablauf der Lebensdauer aus dem Anlagenpark aus, kann die entsprechende Kapazität unter Berücksichtigung der Investitionskosten am gleichen oder an einem anderen Standort neu errichtet werden. Abbildung 5.9 zeigt die Höhe der Kapazitätsvorgabe aus der ETHOS.NESTOR-Optimierung und den Bestand der Onshore-Anlagen über den Optimierungshorizont sowie das maximal mögliche Ausbaupotenzial.

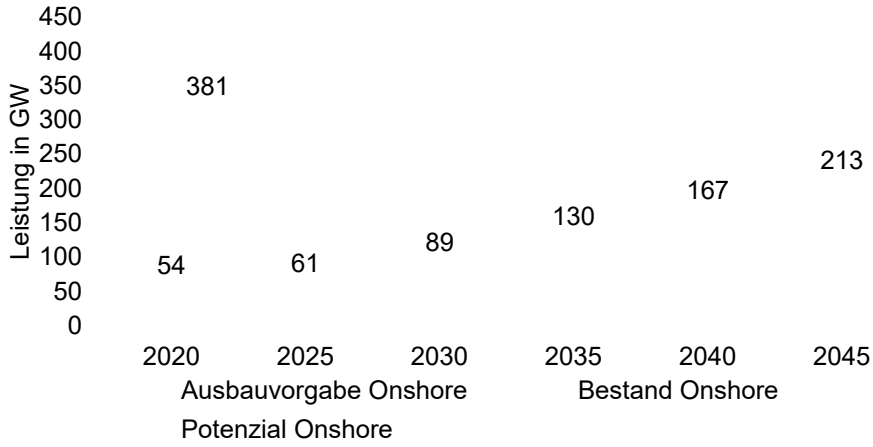
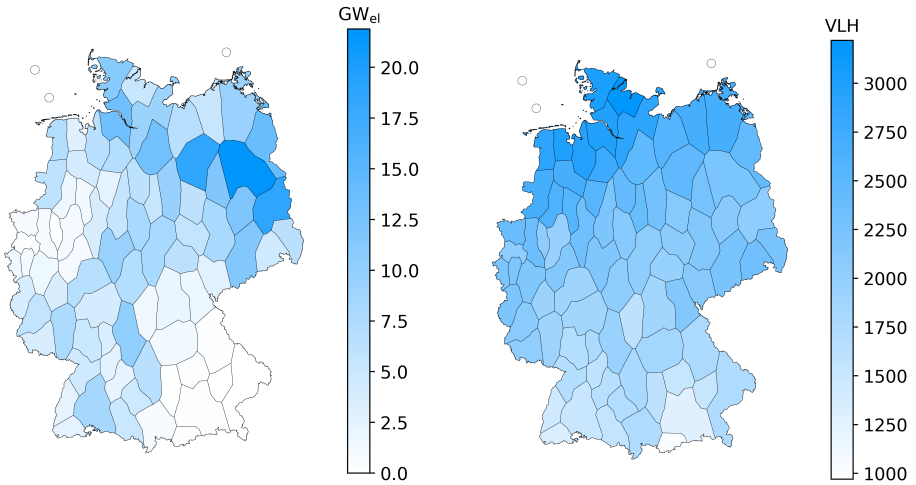


Abbildung 5.9: Onshore-Windenergiepotenzial, -Ausbaupfad und -Bestand im Transformationspfad von 2020-2045 (nach [11, 96]).

Bis 2045 kommt es zu einer Vervierfachung der installierten Onshore-Kapazität von 54 GW im Jahr 2020 auf 213 GW. Damit beträgt die installierte Leistung nur 56 % des maximal möglichen Potenzial von 381 GW. Abbildung 5.10 zeigt die Verteilung der Ausbaupotenziale sowie die Volllaststunden der Anlagen in den einzelnen Regionen, die sich aus der Landeignungsanalyse und der Jahressimulation ergeben. Eine standortscharfe Übersicht über die Verteilung der 92.520 Windenergieanlagen befindet sich im Anhang in Abbildung A.7.

Die Analyse der Flächeneignung zeigt, dass dicht besiedelte Gebiete wie zum Beispiel Nordrhein-Westfalen und Bundesländer mit strengen Abstandsregelungen wie Bayern geringere Potenziale aufweisen als weniger dicht besiedelte Gebiete im



(a) Ausbaupotenzial
$\sum$ 381 GW

(b) Volllaststunden
ø2255 VLH

Abbildung 5.10: Räumliche Verteilung der Onshore-Windpotenziale und Volllaststunden (nach [96]).

Nordosten und in Mitteldeutschland. Die Volllaststundenzahl als Maß für den Ertrag der Potenziale zeigt einen Gradienten über das Bundesgebiet mit über 3000 VLH im Norden unter 1200 VLH im Süden.

Offshore -Windenergieanlagen Die Berechnung der Offshore-Windenergiepotenziale basiert ebenfalls auf den Untersuchungen von Risch und Maier (2022) [96] und erfolgt analog zur Vorgehensweise der Onshore-Potenziale. Bei den Offshore-Anlagen wird nicht zwischen verschiedenen Szenarien unterschieden. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse für die Nord- und Ostsee für die Nord- und Ostsee sind in Tabelle 5.2 beschrieben.

Tabelle 5.2: Offshore-Windenergieanlagen-Potenziale im Modell (nach [96]).

	Nordsee	**Ostsee**
Ausbaupotenzial	72 GW	6 GW
øVolllaststunden	4865 VLH	4275 VLH
Max. Produktion	348 TWh/a	27 TWh/a

In der Deutschen Bucht vor der dänisch-deutsch-niederländischen Küste in der Nordsee ergibt sich ein Offshore-Windenergiepotenzial von 72 GW. Dies entspricht in etwa der in Abschnitt 5.2.1 und Abbildung 5.4 beschrieben Anschlussleistung der Netzverknüpfungspunkten für die Nordsee nach Netzentwicklungsplan. Das theoretisch maximale Ausbaupotenzial in der Ostsee liegt mit 6 GW deutlich unter dem der Nordsee. Auch die Volllaststunden-Zahl liegen mit durchschnittlich 4275 VLH um etwa 12 % niedriger als in der Nordsee. Die geringere Wassertiefe erlaubt jedoch eine

um bis zu 20 % kostengünstigere Installation im Jahr 2045 gegenüber der Nordsee. Abbildung 5.11 zeigt das Ausbaupotenzial, den Bestand und die ETHOS.NESTOR-Vorgabe für den Ausbau im Transformationspfad bis 2045.

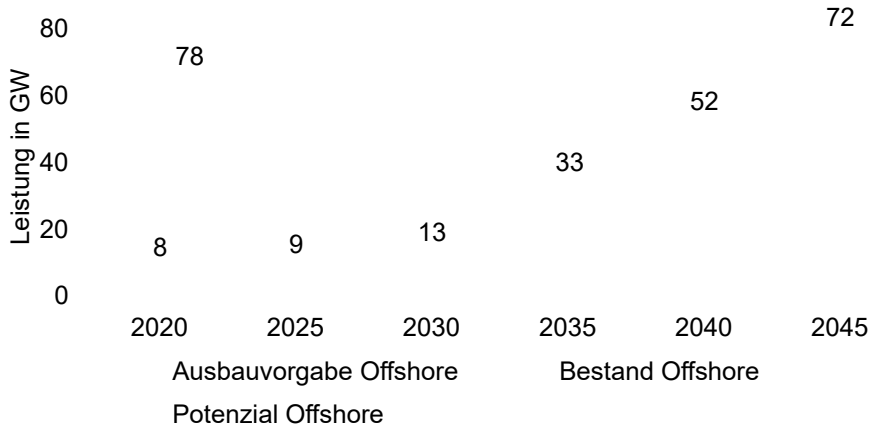


Abbildung 5.11: Offshore -Windenergiepotenzial, Ausbaupfad und Bestand für Nord- und Ostsee im Transformationspfad von 2020-2045 (nach [11, 96]).

Der Pfad zeigt auf, dass es ab 2035 zu einem starken Anstieg der installierten Offshore-Windenergieleistung kommt. Zwischen den Jahren 2035 und 2045 wird der Gesamtausbau von 33 GW auf 72 GW mehr als verdoppelt. Damit wird das ermittelte Potenzial fast vollständig ausgeschöpft. Die Ausbaumenge bezieht sich auf die insgesamt installierte Leistung in Nord- und Ostsee. Wann welche Leistungen in welcher Offshore-Region installiert wird, wird im ETHOS.Infrastructure-Modell endogen optimiert. Die räumliche Verteilung der Wind-Offshore-Potenziale ist in Abbildung 5.12 dargestellt.

Abbildung 5.12: Räumliche Verteilung der Offshore-Windenergiepotenziale (nach [96]).

5.3.2 Photovoltaik-Anlagen

Die Photovoltaik-Anlagen basieren ebenfalls auf einer Potenzialanalyse und einer Simulation der Energieerzeugung im Jahresverlauf. Im Modell wird zwischen Freiflächen- und Aufdach-PV-Anlagen unterschieden. Eine Übersicht über die Ergebnisse der Potenzialanalyse und ist in Tabelle 5.3 dargestellt.

Tabelle 5.3: Photovoltaik-Potenziale im Modell (nach [96]).

	Freifeld-PV	**Aufdach-PV**
Ausbaupotenzial	259 GW	455 GW
øVolllaststunden	1209 VLH	1020 VLH
Max. Produktion	314 TWh/a	464 TWh/a

Die Volllaststunden der Freiflächenanlagen sind um etwa 20 % höher als die der Aufdachanlagen. Dies liegt an der Ausrichtung, die bei den Freiflächenanlagen nicht von der Dachgeometrie abhängt und somit ertragsoptimal ausgelegt werden kann. Der geringere Montageaufwand der Freiflächenanlagen führt zu deutlich geringeren Investitionskosten, die 2045 um 35 % unter denen der Aufdachanlagen liegen. Die höhere Volllaststunden-Zahl und die geringeren Investitionskosten sorgen dafür, dass diese Technologie bis 2045 annähernd bis zur berechneten Potenzialgrenze ausgebaut wird, wie Abbildung 5.13 zeigt.

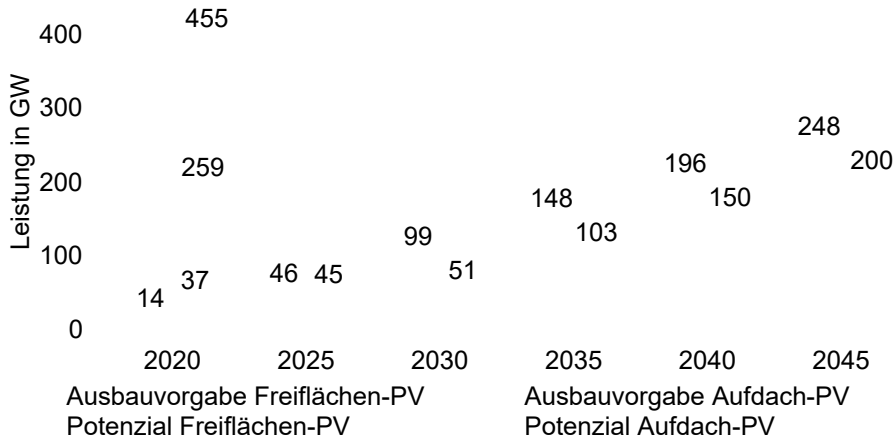
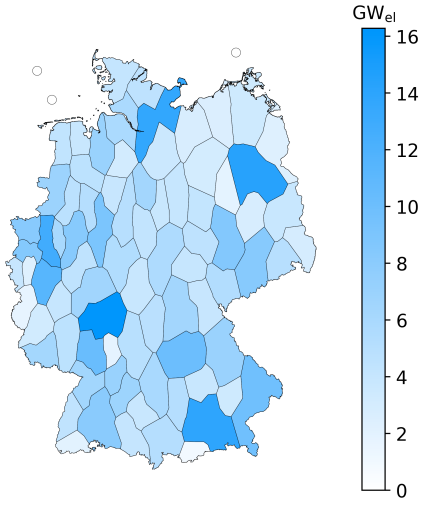


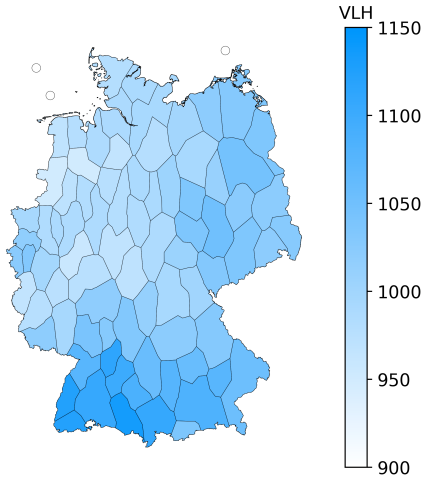
Abbildung 5.13: Freiflächen- und Aufdach-PV-Potenzial und deren Ausbaupfadvorgabe im Modell (nach [11, 96]).

Der Ausbaupfad macht deutlich, dass der Freiflächen-PV in der Zukunft eine deutlich größere Bedeutung zukommen wird. Während die installierte Leistung der Freiflächen-PV im Jahr 2020 weniger als halb so groß ist wie die der Aufdach-PV, übersteigt sie diese im Jahr 2025 und erreicht bis 2045 einen um knapp 20 % höheren Ausbau. Die räumliche Verteilung der PV-Potenziale und der Volllaststunden pro Region ist in den Abbildungen 5.14a und 5.14b sowie in den Abbildungen 5.14c und 5.14d für die Freiflächen- und Aufdachanlagen dargestellt.

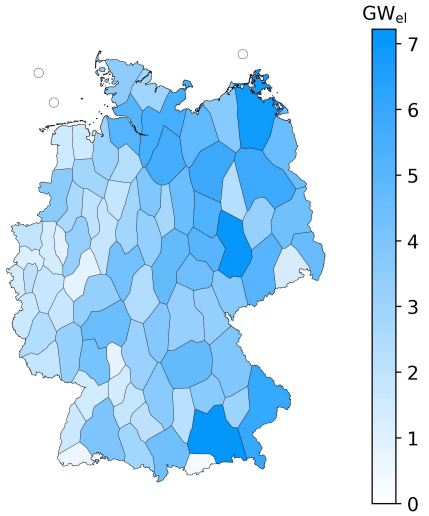
Die Volllaststunden zeichnen für beide Technologien ein ähnliches Bild. Die sonnenreichsten Gebiete liegen im Südwesten, die sonnenärmsten Gebiete liegen in Mitteldeutschland und im Nordwesten Deutschlands. Deutliche Unterschiede zeigen sich bei der Verteilung der Potenziale: Bei den Aufdachanlagen liegen die größten Potenziale in den dicht besiedelten Gebieten mit hoher Gebäudedichte. Freiflächenanlagen können eher in den weniger dicht besiedelten Gebieten in Bayern, Mitteldeutschland und im Osten installiert werden.



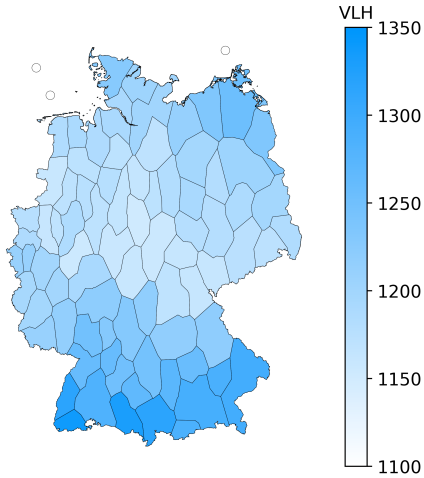
(a) Ausbaupotenzial Aufdach-PV
$\sum$ 455 GW



(b) Volllaststunden Aufdach-PV
ø1020 VLH/a



(c) Ausbaupotenzial Freiflächen-PV
$\sum$ 259 GW



(d) Volllaststunden Freiflächen-PV
ø1209 VLH/a

Abbildung 5.14: Räumliche Verteilung von Potenzial und Volllaststunden der Freiflächen- und Aufdachanlagen in Deutschland (nach [96]).

5.3.3 Bioenergie

Im Modell abgebildete biogene Energiequellen:
- Holz / Hackschnitzel
- Mais (Silage aus der ganzen Maispflanze) zur Herstellung von Biogas
- Gülle zur Herstellung von Biogas
- Biogener Abfall zur Herstellung von Biogas
- Stroh zur Herstellung von Biomethan

Im Modell abgebildete Umwandlungstechnologien:
- Biomassevergasung
- Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen
- Biogasaufreinigung zur Gewinnung von Biomethan

Mit Ausnahme von Holz wird im Modell jeweils das aus der Biomasse gewonnene Biogas oder Biomethan modelliert und nicht die Biomasse selbst. Das Holz wird explizit modelliert, da im Modell entweder eine Vergasung der holzartigen Biomasse stattfinden oder eine Nutzung in thermischen Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen kann. Die Potenziale der einzelnen Biomassen sind in Abbildung 5.15 dargestellt. Sie orientieren sich an den Anteilen des Biomassepotenzials, die in ETHOS.NESTOR für den Umwandlungssektor vorgesehen sind.

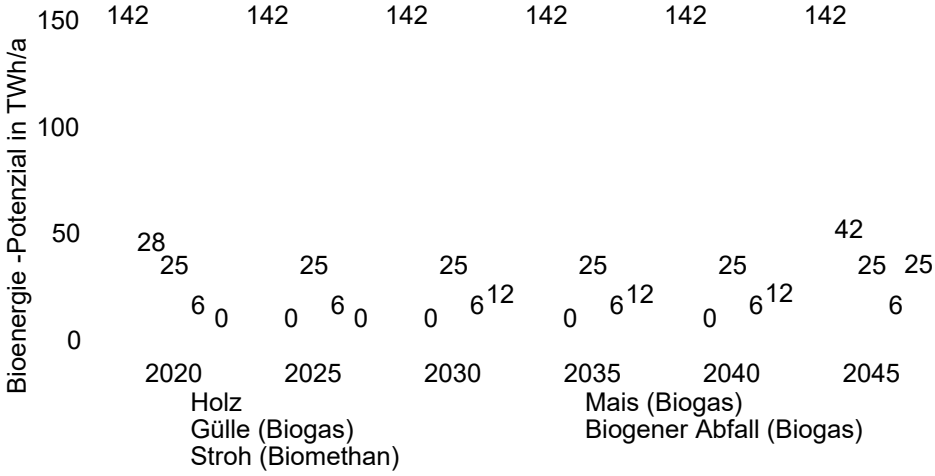


Abbildung 5.15: Vorgabe des Bioenergiepotenzials im Transformationspfad (nach [11]).

Das bei weitem größte Potenzial stellt das Holz dar. Dieses Potenzial wird über den gesamten Transformationspfad angenommen. Da die anderen Biomassearten in ETHOS.NESTOR in einer Flächenkonkurrenz zueinander stehen, kann nicht jede Biomasseart in ETHOS.Infrastructure in jedem Stützjahr maximal genutzt werden. Daher wird auf eine endogene Optimierung dieser Flächennutzung in ETHOS.Infrastructure verzichtet und stattdessen auf die Ergebnisse der ETHOS.NESTOR-Optimierung zurückgegriffen. Der Grund für die über die Jahre schwankenden Potenziale liegt darin, dass sich in den einzelnen Jahren unterschied-

liche Optima für die Nutzung der Potenzialflächen ergeben.

Die Verteilung der Biomassepotenziale basiert auf dem *CORINE Land Cover* (CLC) Datensatz zur Landbedeckung. Tabelle 5.4 zeigt, nach welchen Metriken die einzelnen Biomassepotenziale verteilt sind.

Tabelle 5.4: Verteilschlüssel der Biomassepotenziale.

Biomasse	Verteilschlüssel	CLC-Code	Quelle
Mais, Stroh	Nicht bewässertes Ackerland	211	[98]
Holz, Hackschnitzel	Laubwald, Mischwald	311, 313	[98]
Gülle	Weidenflächen	231	[98]
Biogener Abfall	Bevölkerungsdichte	-	[133]

5.3.4 Konventionelle Kraftwerke

Im Modell abgebildete Konventionelle Kraftwerke:
- Kohlekraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen
- Atomkraftwerke
- Erdgas/Methan-Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen
- Ölkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen

Die sich aus der ETHOS.NESTOR-Optimierung ergebenen Leistungen für die einzelnen Kraftwerkstechnologien sind in Abbildung 5.16 dargestellt.

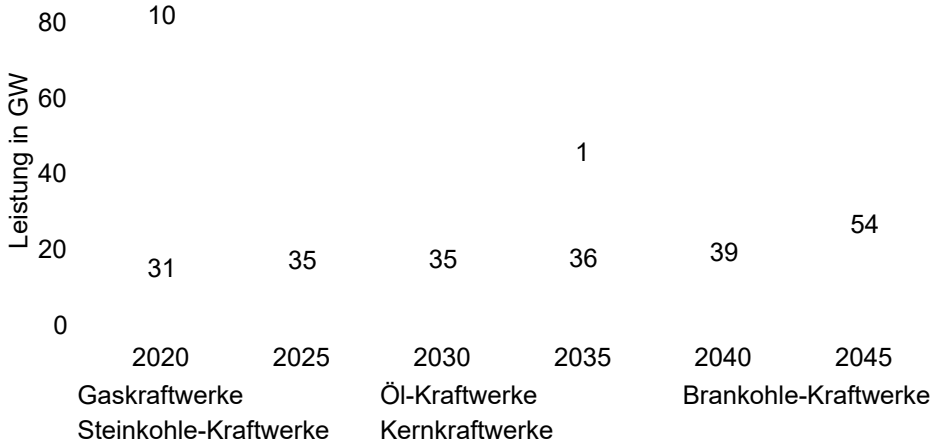


Abbildung 5.16: Vorgabe der installierten Leistungen konventioneller Kraftwerke im Transformationspfad (nach [11]).

Die in ETHOS.Infrastructure modellierten konventionellen Kraftwerke sind mit ihrer Leistung und ihren Standorten gemäß den Daten des Marktstammdatenregisters

der BNetzA [93] abgebildet. Eine Visualisierung der bestehenden konventionellen Kraftwerke auf Basis der Arbeit von Groß (2023) [9] findet sich im Anhang in Abschnitt A.3.2. Die maximale Kapazität in den Meilensteinjahren für jede Technologie ergibt sich aus der ETHOS.NESTOR-Optimierung und den politischen Randbedingungen. So ist die Kernenergie im Startjahr 2020 noch abgebildet. Im Jahr 2025 sind jedoch gemäß Atomgesetz und dem damit verbundenen Ausstiegs aus der Kernenergie im Jahr 2023 bereits keine Atomkraftwerke mehr im Modell enthalten. Der Ausstieg aus der Kohleverstromung wird endogen unter der Berücksichtigung der CO_2eq-Grenzwerte in ETHOS.NESTOR optimiert. Das Ergebnis ist ein Ausstieg aus der Kohleverstromung vor dem Jahr 2040. Welche Kraftwerksleistung innerhalb Deutschlands wann stillgelegt wird, ist das Ergebnis der ETHOS.Infrastructure-Optimierung. Wie in Abschnitt 4.3 beschrieben, können einmal stillgelegte Kapazitäten nicht wieder reaktiviert werden, wenn die maximal installierbare Gesamtleistung kleiner ist als im vorangegangenen Meilensteinjahr. In den ETHOS.NESTOR-Ergebnissen spielen die Methankraftwerke eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien. Die Erzeugungsstandorte der bestehenden Mathankraftwerke bleiben im Modell gemäß den Daten des Marktstammdatenregisters beibehalten. Neue Kapazitäten können auch an anderen Standorten errichtet werden. Die Methananlagen können sowohl mit fossilem Erdgas als auch mit Biomethan und synthetischem Methan auf der Basis von Wasserstoff betrieben werden.

5.3.5 Wasserstofftechnologien

Im Modell abgebildete Wasserstofftechnologien:

- H_2-Erzeugung
  - PEM-Elektrolyse
- H_2-Rückverstormung
  - PEMFC und SOFC
  - H_2-Gasturbine mit und ohne Wärmeauskopplung (KWK)
- H_2-Konditionierung und -Weiterverarbeitung
  - Aufreinigung
  - Verflüssigung und Regasifizierung
  - Methanisierung
  - Kompressoren und Drosseln

Neben dem Wasserstoffimport ist die inländische Produktion von Wasserstoff die zweite Wasserstoffquelle im System, die nach den Ergebnissen von ETHOS.NESTOR etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfs deckt. Als Wasserstofferzeugungstechnologie wird im Modell die PEM-Elektrolyse verwendet. Neben der Deckung des Endenergiebedarfs, dient der Wasserstoff im Energiesystem als langfristiger Energiespeicher. Dabei wird elektrischer Strom zur Wasserstofferzeugung eingesetzt, der Wasserstoff wird in saisonalen Speichern wie Salzkavernen gespeichert und in Zeiten mit geringem Angebot an erneuerbarem Strom rückverstromt. Diese Rückverstromung wird im Modell durch den Einsatz von SOFC-Brennstoffzellen und Gasturbinenkraftwerken, mit und ohne Wärmeauskopplung, KWK, realisiert. Abbildung 5.17 zeigt die von ETHOS.NESTOR vorgegebene Menge an Wasserstofferzeugungs- und Rückverstromungskapazitäten.

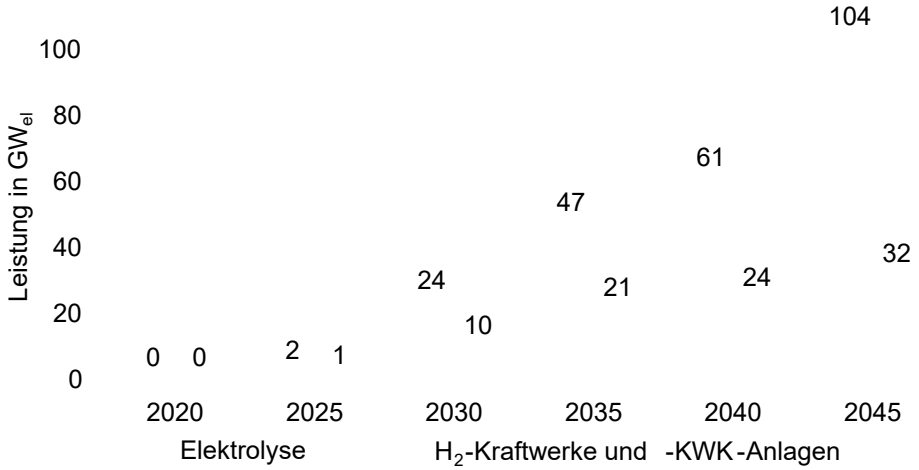


Abbildung 5.17: Vorgabe der installierten Leistungen von Wasserstofferzeugung und Rückverstromung (nach [11]).

Für die übrigen Konditionierungs- und Umwandlungstechnologien werden von ETHOS.NESTOR keine Kapazitätsgrenzen vorgegeben. Diese Technologien können unter Berücksichtigung der techno-ökonomischen Daten im Modell frei optimiert werden. Als Aufreinigungstechnologie wird die Druckwechseladsorption (PSA) verwendet.

5.3.6 Wärmeerzeugungstechnologien

Im Modell abgebildete Wärmeerzeungungstechnologien:
- Großwärmepumpen
- Elektrokessel
- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Die drei Technologien dienen der netzgebundenen Fernwärmeversorgung. Dezentrale Wärmeerzeugungstechnologien wie Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern werden in ETHOS.Infrastructure nicht direkt abgebildet. Indirekt werden diese Anlagen im Endenergiebedarf für Strom berücksichtigt und damit exogen vorgegeben.

Im ETHOS.Infrastructure-Modell werden großtechnische Luft-Wasser-Wärmepumpen und Erdwärmepumpen abgebildet. Für die Erdwärmepumpen wird eine über das Jahr konstante Leistungszahl von 3,72 angenommen, die sich aus einer über das Jahr konstanten Bodentemperatur von 11 °C ergibt. Die Luft-Wasser Wärmepumpe hat eine variable Leistungszahl in Abhängigkeit von der Außentemperatur. Für eine genauere Beschreibung siehe Groß (2023) [9]. Bei Elektrokesseln wird Strom über einen elektrischen Widerstand in Wärme umgewandelt. Abbildung 5.18 zeigt die Vorgabe der installierten Wärmeerzeugungstechnologien gemäß der Vorgabe durch ETHOS.NESTOR.

Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen sind Kraftwerke, die neben Strom auch Wärme aus-

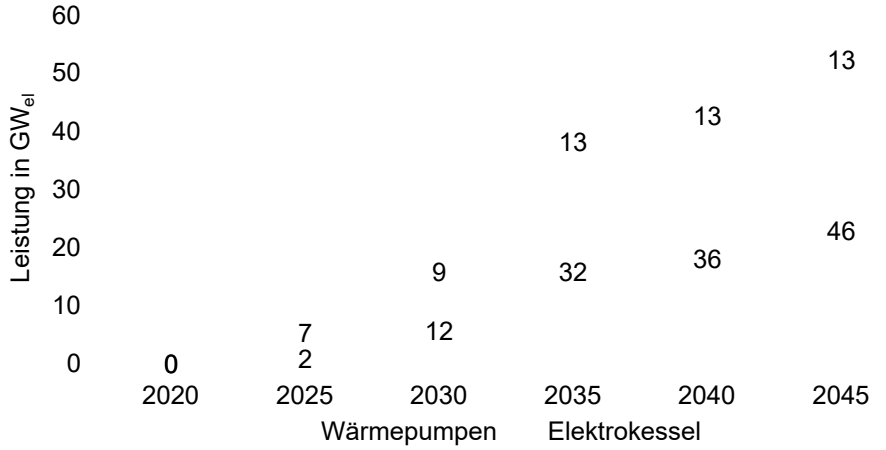


Abbildung 5.18: Vorgabe der installierten Leistungen der Wärmeerzeugungstechnologien (nach [11]).

koppeln, die in die Fernwärmenetze eingespeist werden kann. Dazu gehören fossile Kohle- und Gaskraftwerke, aber auch Biomasse-, Biogas- und Wasserstoff-Rückverstromungskraftwerke wie großtechnische Brennstoffzellen und Wasserstoff-Gasturbinen.

5.4 Im- und Exporte

Im Modell abgebildete Im- und Exporte:
- Strom Im- und Export mit Nachbarländern
- GH_2-Import über die EHB-Korridore
- LH_2-Import über Hafenterminals
- Erdgas-Import

Abbildung 5.19 zeigt die maximalen jährlichen Im- und Exportmengen der Energieträger Strom und Wasserstoff. Für Strom wird ein Austausch in beide Richtungen mit den Nachbarländern modelliert. Für Wasserstoff und Erdgas wird jeweils nur der Nettoimport modelliert. Der Transit von Energieträgern durch Deutschland in die europäischen Nachbarländer, wie beispielsweise heute von Erdgas oder zukünftig von Wasserstoff, wird im Modell nicht abgebildet, kann aber Teil zukünftiger Arbeiten sein.

Die Abbildung zeigt den kontinuierlichen Anstieg der Wasserstoffimporte. Ob dieser Wasserstoff flüssig oder gasförmig importiert wird, kann im ETHOS.Infrastructure-Modell endogen optimiert werden. Die Stromimporte und -exporte schwanken über den Optimierungshorizont. Für die Erdgasimporte werden keine jährlichen Mengen vorgegeben. Die Importmenge werden endogen optimiert und richten sich nach den CO_2eq-Grenzwerten. Im Modell wird ausschließlich der Import von fossilem Erdgas modelliert, bei dessen Nutzung in Deutschland CO_2eq-Emissionen entstehen. Für die Energieträger Erdgas, GH_2 und LH_2 wird jeweils ein kontinuierlicher Import

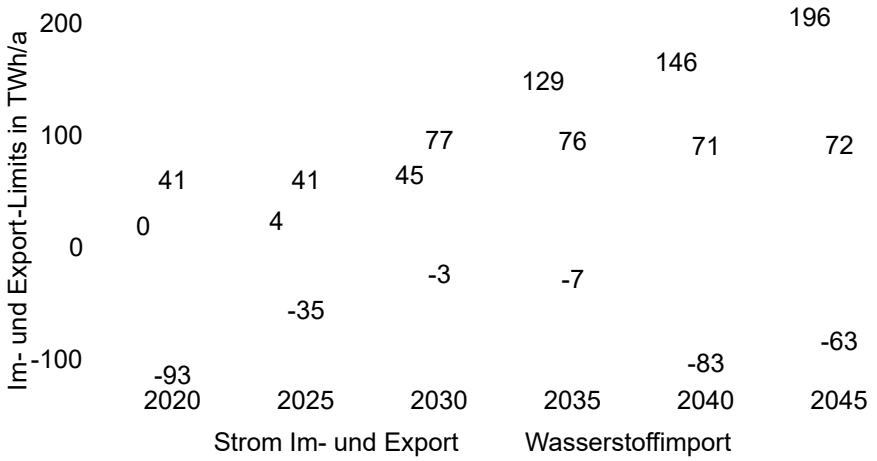
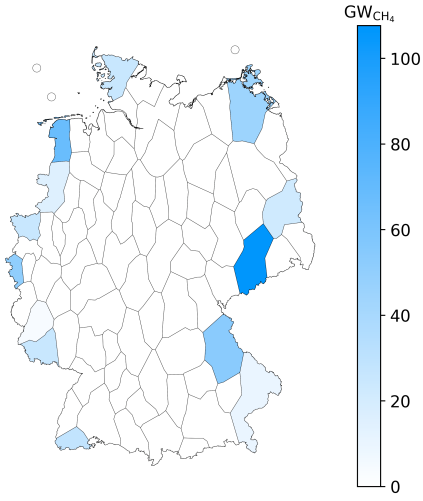
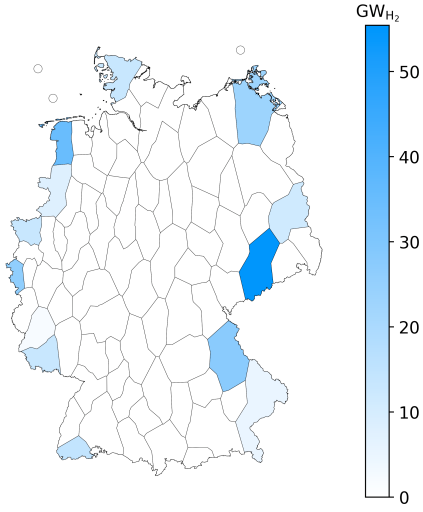


Abbildung 5.19: Im- und Exportmengen für Wasserstoff und Strom im Transformationspfad. Importe positiv, Exporte negativ definiert (nach [11]).

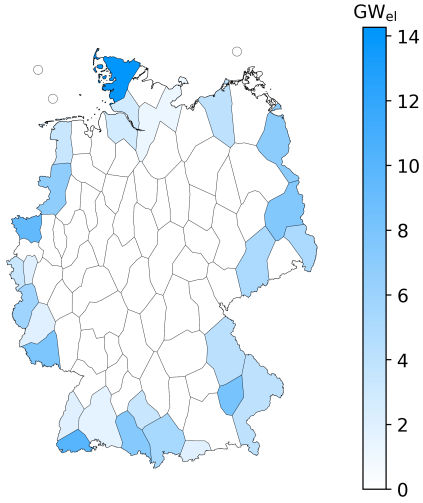
angenommen. Die Kuppelstellen müssen daher mit einer Auslastung von 8760 h/a betrieben werden. Im Modell kann optimiert werden, welche der Kuppelstellen mit welcher Kapazität ausgelegt werden, um die in Abbildung 5.19 beschriebenen ETHOS.NESTOR-Vorgaben auf Bundesebene zu erfüllen. Beim Stromaustausch wird nicht von einem kontinuierlichen Betrieb ausgegangen. Stattdessen werden stündlich aufgelöste Lastprofile vorgegeben, die den Austausch begrenzen. Diese Profile basieren auf einer Simulation des europäischen Stromnetzes aus der Arbeit von Syranidou (2020) [99]. Die Importstellen für die verschiedenen Energieträger sind in Abbildung 5.20 dargestellt.



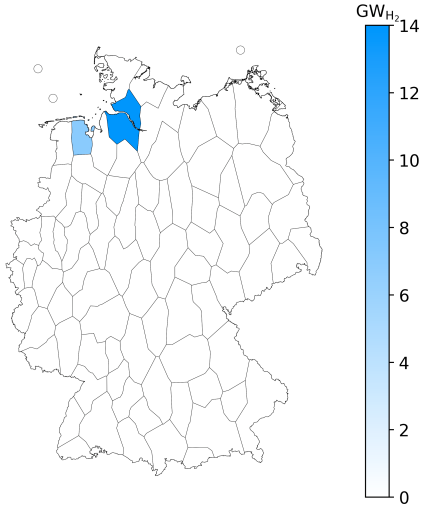
(a) Erdgas $\sum$ 482 GW_{CH_4}



(b) Wasserstoff $\sum$ 248 GW_{H_2}



(c) Strom $\sum$ 136 GW_{el}



(d) Flüssigwasserstoff-Hafenterminals $\sum$ 21 GW_{H_2}

Abbildung 5.20: Kuppelstellen und Importkapazitäten der Energieträger Strom, Erdgas, GH_2 und LH_2 (nach [9]).

Die Import- und Exportstellen des Strom- und Gasnetzes basieren auf den realen Interkonnektoren, deren Implementierung in ETHOS.Infrastructure in der Arbeit von Groß (2023) [9] beschrieben ist. Beim Import von Wasserstoff stehen angelehnt an den European Hydrogen Backbone und die *Nationale Wasserstoffstrategie* zu unterschiedlichen Zeiten unterschiedliche Importmöglichkeiten zur Verfügung:

> Der Import von Wasserstoff und insbesondere Derivaten ist zumindest bis 2030 großteils schiffsbasiert geplant. [...] Nach 2030 soll der pipelinebasierte Import von grünem Wasserstoff aus Europa und ggf. angrenzenden Regionen immer stärker ausgebaut werden [52]

Für den Import von flüssigem Wasserstoff können im Modell Hafenterminals in Stade, Brunsbüttel und Wilhelmshaven mit einer Kapazität von jeweils bis zu 7 GW errichtet werden. Der Pipeline-Import von gasförmigem Wasserstoff wird durch die Umwidmung von Erdgas-Interkonnektoren realisiert. Tabelle 5.5 zeigt, welche Importstellen ab welchem Jahr im Modell zur Verfügung stehen.

Tabelle 5.5: Importoptionen, Importstellen und Startjahr für Wasserstoffimporte entsprechend EHB.

	H_2-Träger	**Importstelle**
ab 2025	LH_2	Hafenterminals in Norddeutschland
ab 2030	regasifizierter LH_2	Niederlande, Belgien
	GH_2	Niederlande, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Österreich, Tschechien, Polen, Dänemark, Norwegen
ab 2040	GH_2	Schweiz (außerdem über die Niederlande, Belgien, Luxemburg: Vereinigtes Königreich und Irland)

In Abbildung 5.21 sind die nach dem European Hydrogen Backbone verfügbaren Importmengen von Wasserstoff für die verschiedenen Transportkorridore dargestellt. Wie im Methodenkapitel in Abschnitt 4.6 beschrieben, wird der Einfluss verschiedener zur Verfügung stehender Importkorridore und Exportländer untersucht. Die in diesen Szenarien verfügbaren Importmengen je Korridor sind im Anhang in den Abbildungen A.13 bis A.17 dargestellt.

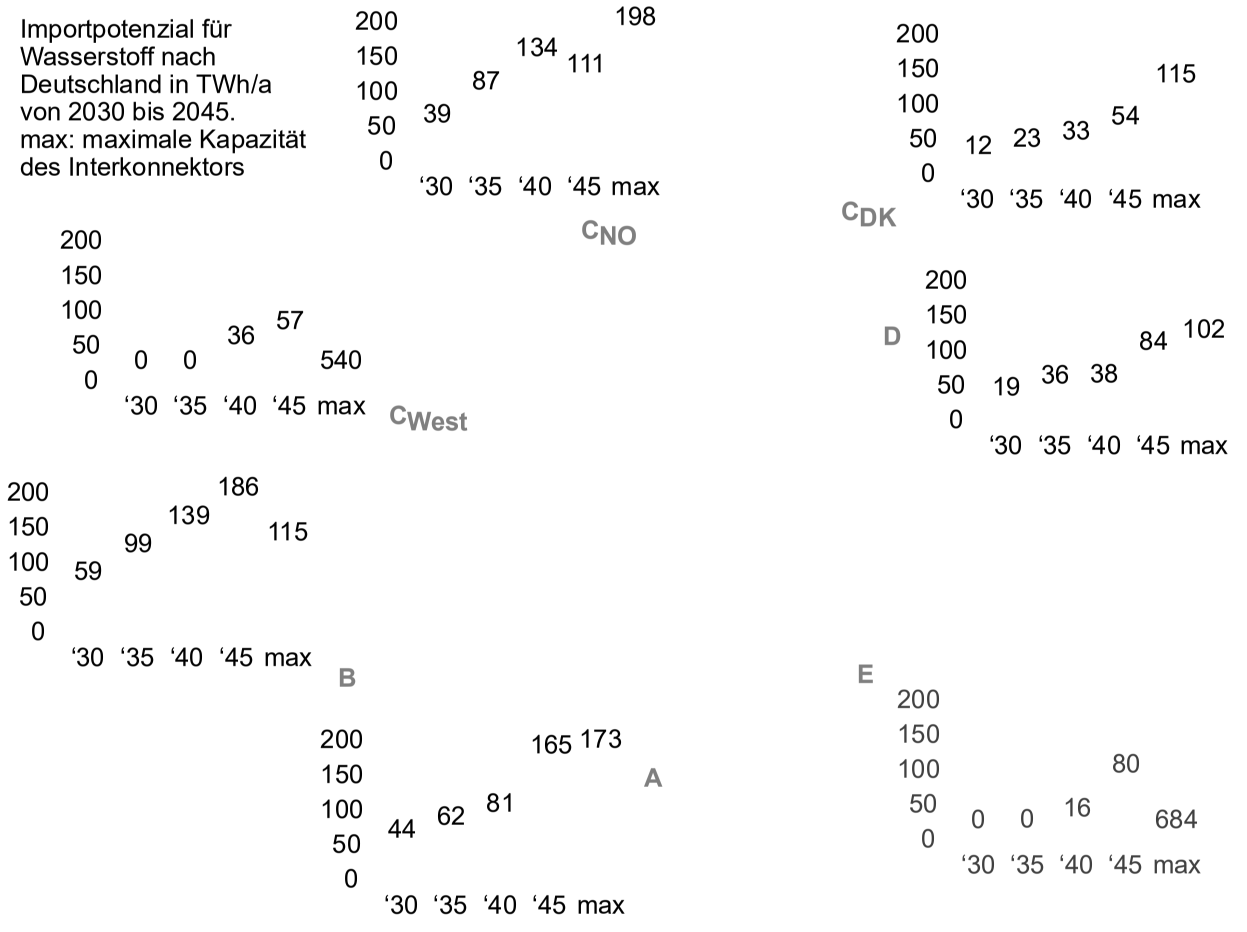


Abbildung 5.21: GH_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone-Korridore im Referenzszenario (nach [66]).

5.5 Endenergienachfragen

Im Modell abgebildete Endenergienachfragen:
- Stromnachfrage
- Erdgas/Methan-Nachfrage
- Wasserstoffnachfragen
- Netzgebundene Wärmenachfragen

in den Sektoren:
- Industrie
- Gebäude: Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
- Verkehr
- Treibhausgasabscheidung aus der Atmosphäre (DAC)

Die im folgenden vorgestellten Nachfragen beziehen sich auf Endenergiebedarfe. Energiemengen, die innerhalb des Umwandlungssektors erzeugt und verbraucht werden, wie zum Beispiel die Produktion und anschließende Rückverstromung von Wasserstoff zur saisonalen Energiespeicherung, werden nicht als Endenergienachfrage betrachtet.

Die Endenergienachfragen werden von der ETHOS.NESTOR-Optimierung exogen vorgegeben und in ETHOS.Infrastructure räumlich verteilt. Dabei werden die Energienachfragen in den übergeordneten Sektoren Industrie, Gebäude und Verkehr von ETHOS.NESTOR spezifisch für die einzelnen Subsektoren wie Industriebranchen, die Unterscheidung von Wohn- und Nichtwohngebäude sowie verschiedene Transport- und Mobilitätsoptionen ausgewiesen. Nach der in Abschnitt 4.1.2 vorgestellten Methode werden die Energiebedarfe der Subsektoren nach individuellen Verteilschlüsseln räumlich verteilt.

Abbildungen 5.23, 5.25, 5.27 und 5.31 zeigen jeweils die räumliche Verteilung und die zeitliche Auflösung des Gesamtendenergiebedarfs der verschiedenen Energieträger exemplarisch für die Jahre 2025[7] und 2045. Da die zeitliche Auflösung des Modells eine Stunde beträgt, werden Bedarfsschwankungen im Minuten-, Sekunden- oder Millisekundenbereich nicht abgebildet. Der stündliche Bedarf wird in der Einheit GWh/h angegeben und im folgenden auch als Leistung bezeichnet[8].

5.5.1 Stromnachfrage

Stromnachfragen werden in den Sektoren Industrie, Haushalte, GHD, Transport und DAC im Modell abgebildet. In Abbildung 5.22 ist die Entwicklung der Bedarfe in den

[7] Das Jahr 2025 wird gewählt, da es das erste nicht-historische Jahr ist und das Modell in diesem Bereich erstmals die Möglichkeit hat, freie Optimierungsentscheidungen zu treffen. Außerdem ist es das erste Jahr, in dem eine Wasserstoff-Endenergienachfrage durch das System zu decken ist und dient daher dem Vergleich mit dem Jahr 2045.

[8] Die Einheit GWh/h signalisiert, dass es sich hier um eine durchschnittliche Energiemenge über die Dauer einer Stunde handelt. Es handelt sich daher um eine gemittelte Leistung. Die tatsächlichen Extremwerte innerhalb einer Stunde können über und unter diesem Mittelwert liegen.

einzelnen Sektoren für den Optimierungshorizont zwischen 2020 und 2045 dargestellt.

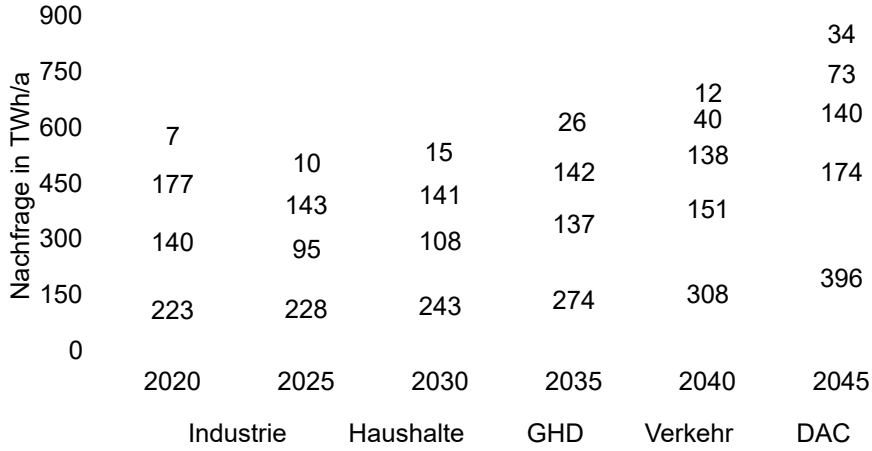
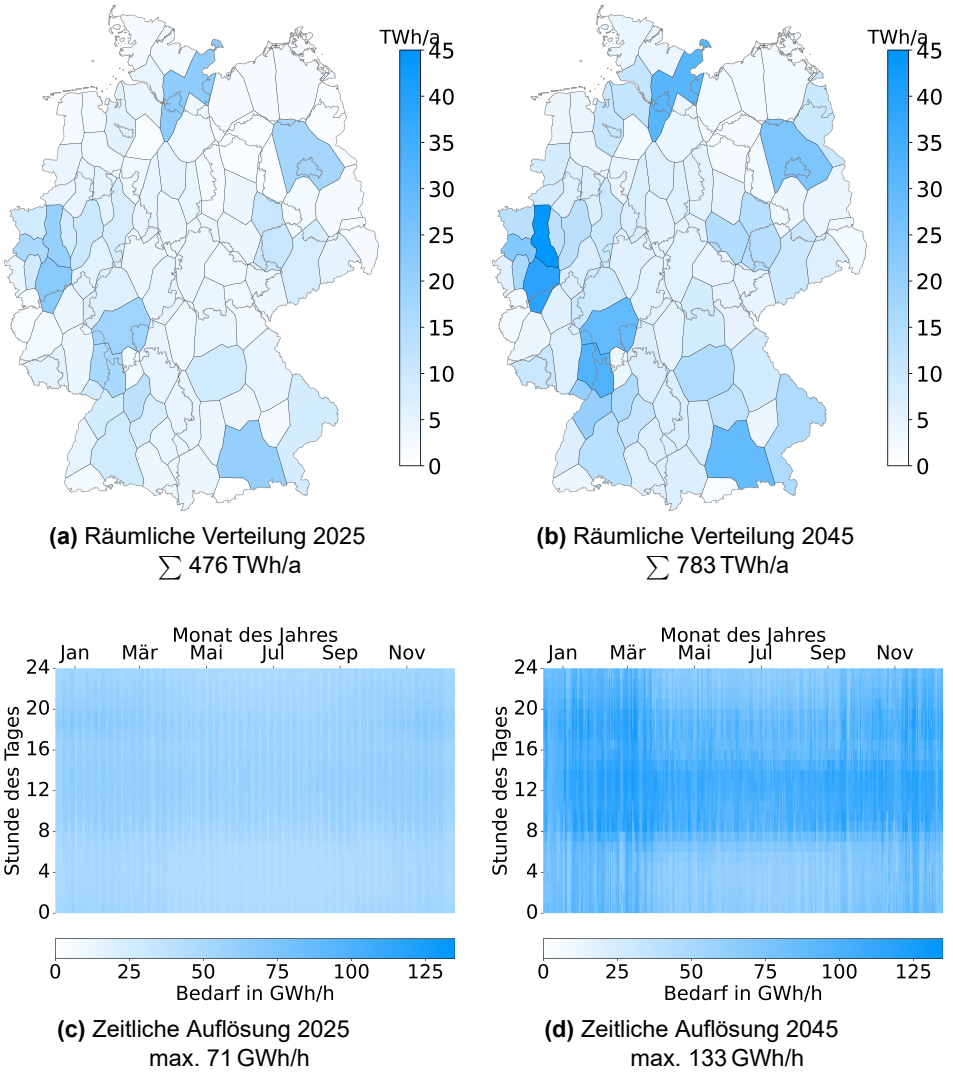


Abbildung 5.22: Strombedarfe nach Sektor 2020-2045 (nach [11]).

Nach dem Startjahr 2020 kommt es zunächst zu einer Reduktion der Stromnachfrage, die auf Effizienzmaßnahmen zurückzuführen ist. Zwischen 2025 und 2045 steigt die nachgefragte Endenergiemenge an Strom dann sukzessive an und erreicht 2045 ein Niveau, das 50 % über dem von 2020 liegt. Getrieben wird diese Entwicklung durch die Sektorkopplung, die wiederum zur Einhaltung der CO_2eq-Grenzwerte eingesetzt wird. Die Sektorkopplung wird unter anderem im Verkehr für die Elektromobilität, in Gebäuden für den Betrieb dezentraler Wärmepumpen und in der Industrie beispielsweise für den Einsatz von Elektrolichtbogenöfen und die Bereitstellung von elektrisch erzeugter Prozesswärme genutzt. Abbildung 5.23 zeigt die räumliche Verteilung und zeitliche Auflösung des Strombedarfs für die Jahre 2025 und 2045. Nicht enthalten sind in der Darstellung die Bedarfe für DAC. Diese sind ebenso wie die räumlich aufgelösten Bedarfe und zeitlichen Profile der übrigen Subsektoren für das Jahr 2045 im Anhang in den Abbildung A.18 und A.19 sowie in Abbildung A.29 dargestellt.

Wie Abbildungen 5.23a und 5.23b zeigen, ist der Anstieg der Strombedarfe insbesondere in den Ballungs- und Industriezentren Berlin, Hamburg, Nordrhein-Westfalen, Frankfurt, München, sowie in der Region um Ludwigshafen, Hauptsitz des Chemiekonzern BASF SE, und das Mitteldeutsche Chemiedreieck um Halle (Saale), Merseburg und Bitterfeld sowie im Bundesland Sachsen-Anhalt zu verzeichnen. Grund dafür ist die zuvor beschriebene Elektrifizierung in allen Sektoren.

Abbildungen 5.23c und 5.23d zeigen, dass sich neben den jährlichen Gesamtbedarfen auch die maximalen stündlichen Leistungen deutlich zunehmen. Zwischen 2025 und 2045 verdoppelt sich die maximale Bedarfsleistung nahezu von 71 GWh/h auf 133 GWh/h. Zudem verändert sich die Form des Profils: Im Zieljahr 2045 ist eine deutlich ausgeprägtere Sommer-Winter-Saisonalität zu beobachten. Dies ist auf den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen zurückzuführen, die zur Deckung von Raumwärmebedarfen während der Heizperiode im Winter eingesetzt werden.



(a) Räumliche Verteilung 2025
$\sum$ 476 TWh/a

(b) Räumliche Verteilung 2045
$\sum$ 783 TWh/a

(c) Zeitliche Auflösung 2025
max. 71 GWh/h

(d) Zeitliche Auflösung 2045
max. 133 GWh/h

Abbildung 5.23: Strombedarfe ohne DAC: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045.

5.5.2 Erdgas/Methan-Nachfrage

In Abbildung 5.24 sind die Bedarfe an Methan beziehungsweise Erdgas dargestellt. Während der Anfangsstützjahre wird dieser Bedarf durch fossiles Erdgas gedeckt, in den letzten Jahren des Transformationspfades nimmt der Anteil von synthetisch oder biologisch erzeugtem Methan zu. Die nachgefragte Energiemenge wird einheitlich in Form des Heizwerts angegeben. In ETHOS.Infrastructure wird endogen bestimmt, ob der Gasbedarf durch fossiles oder treibhausgasneutrales Methan gedeckt wird.

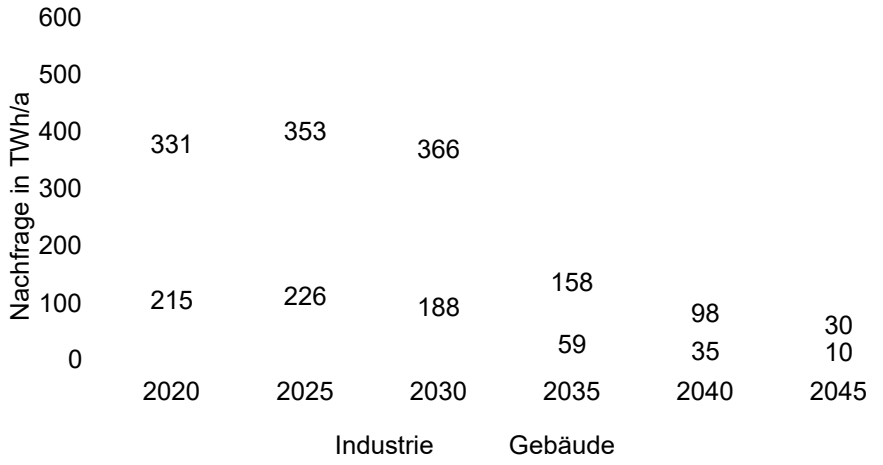
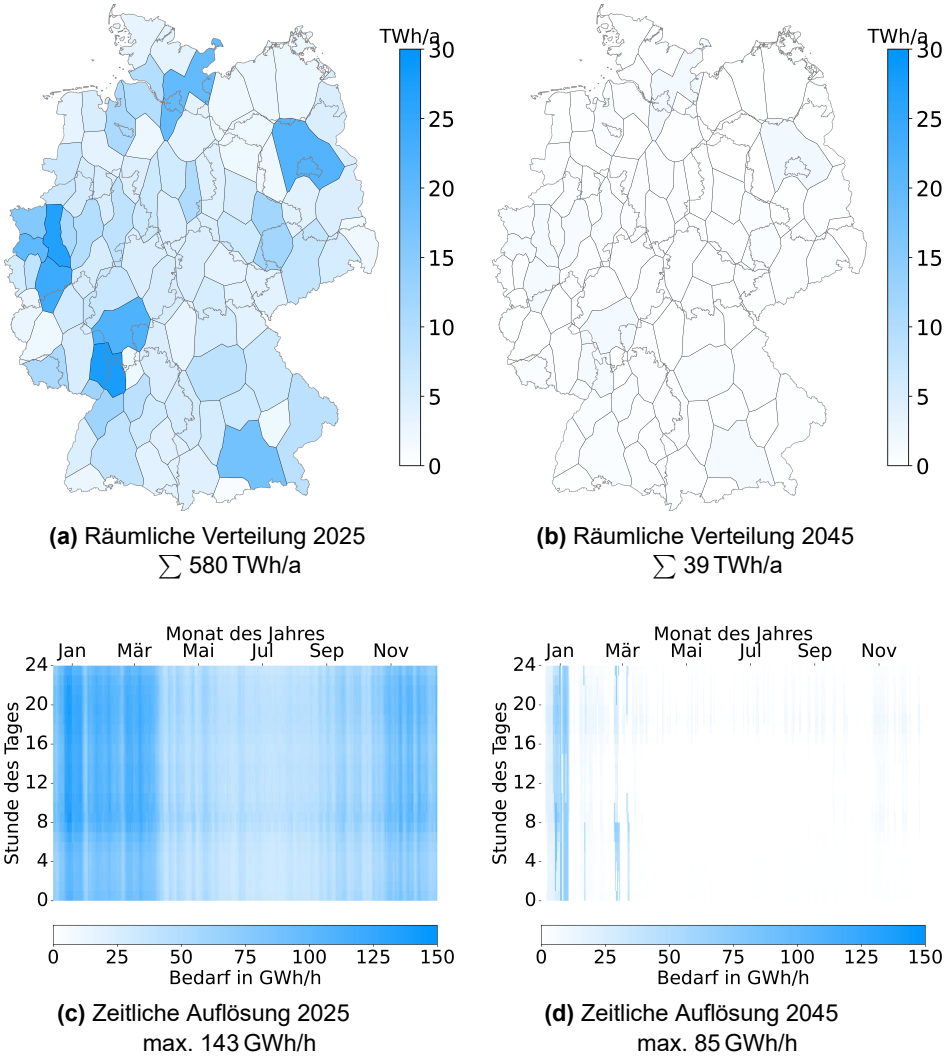


Abbildung 5.24: Erdgas-/Methanbedarfe nach Sektor 2020-2045 (nach [11]).

Das Diagramm zeigt, dass der Erdgas/Methan-Bedarf in den Jahren 2020 bis 2030 in der Industrie und im Gebäudesektor auf einem konstanten Niveau von rund 559 TWh/a bleibt. Danach kommt es zu einem deutlichen Bedarfsrückgang, bei dem sich die nachgefragte Menge an Erdgas/Methan alle 5 Jahre etwa halbiert. Grund für diesen Verlauf ist die Verschärfung der CO_2eq-Grenzwerte im Verlauf des Transformationspfads. Während in der ersten Hälfte des Transformationspfads einen CO_2eq-Reduktion in anderen Bereichen bevorzugt wird, muss in der zweiten Hälfte Einsparungen im Erdgas/Methan-Bereich erfolgen, um bis 2045 Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Die größten Verbraucher des verbleibenden Methans im Jahr 2045 sind Gebäudeheizung mit 21 TWh/a, Gasherde mit 9 TWh/a und industrielle Prozesswärme mit 10 TWh/a. In diesen Bereichen ist eine Umstellung auf andere Technologien aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht zu bevorzugen. Um die CO_2eq-Grenzwerte einzuhalten, müssen diese Bedarfe durch treibhausgasneutrales Methan auf Basis von Biogas oder synthetischem Gas auf der Basis von Wasserstoff und Kohlenstoff gedeckt werden. Die räumliche und zeitliche Verteilung der Erdgas/Methan-Bedarfe ist in Abbildung 5.25 dargestellt. Der räumlich aufgelöste Bedarf und die zeitlichen Profile der Subsektoren für das Jahr 2045 sind im Anhang in Abbildung A.23 und in Abbildung A.33 dargestellt.

Die Abbildung zeigt den Rückgang der Erdgas/Methan-Nachfragen um mehr als den Faktor 10 bis zum Jahr 2045. Da etwa ⅔ der Bedarfe auf den Gebäudesektor entfallen, liegen die Bedarfsschwerpunkte vor allem in den bevölkerungsreichen Ballungsräumen. Der hohe Anteil des Raumwärmebedarfs spiegelt sich auch im Bedarfsprofil wider. Eine starke Saisonalität zwischen Winter- und Sommermonaten aufgrund der Heizlast ist in Abbildung 5.25c für das Jahr 2025 zu erkennen. Abbildung 5.25d zeigt, dass die verbleibenden Methanbedarfe überwiegend zur Deckung der Spitzenlast in den Wintermonaten eingesetzt werden. Ein Vergleich der maximalen Nachfrageleistungen zeigt, dass die Gesamtnachfrage zwar um mehr als den Faktor zehn zurückgeht, die Spitzenlast jedoch um weniger als den Faktor zwei sinkt.



(a) Räumliche Verteilung 2025
$\sum$ 580 TWh/a

(b) Räumliche Verteilung 2045
$\sum$ 39 TWh/a

(c) Zeitliche Auflösung 2025
max. 143 GWh/h

(d) Zeitliche Auflösung 2045
max. 85 GWh/h

Abbildung 5.25: Erdgas-/Methanbedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045.

5.5.3 Wasserstoffnachfrage

Im Wasserstoffsektor werden Nachfragen in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude abgebildet. Abbildung 5.26 stellt den Entwicklungspfad dieser Nachfragen dar.

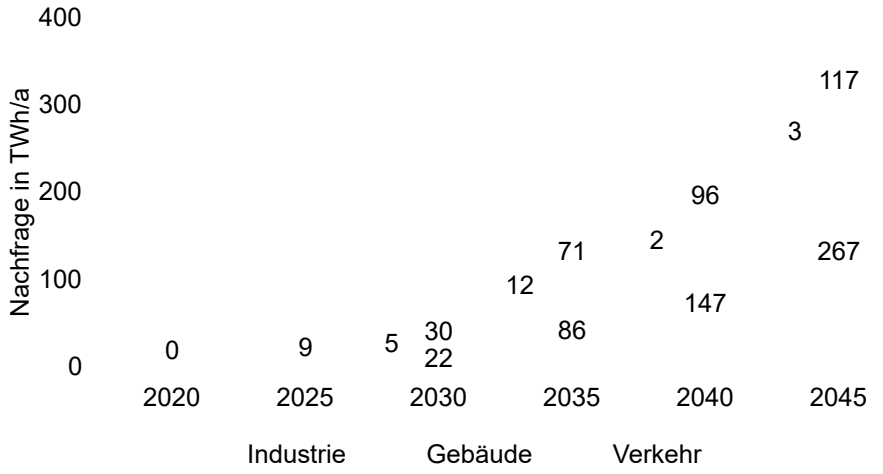
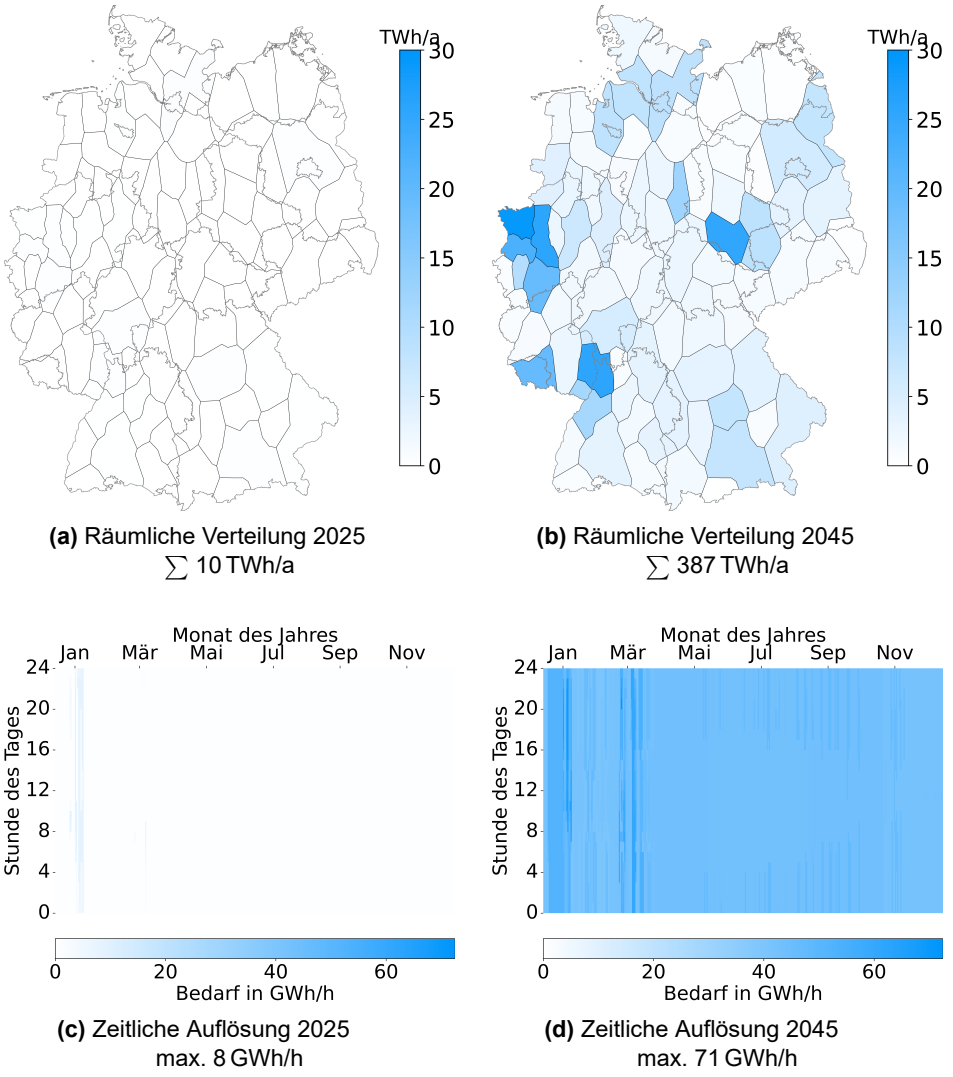


Abbildung 5.26: Wasserstoffbedarfe nach Sektor 2020-2045 (nach [11]).

Die Nachfrage steigt zwischen 2020 und 2045 sukzessive an und entfallen zu etwa ⅓ auf den Verkehrssektor und zu ⅔ auf den Industriesektor. Der Gebäudesektor spielt eine nahezu vernachlässigbare Rolle. Im Verkehrssektor setzt sich der Bedarf zusammen aus 60 % Schwerlasttransport, 30 % Personenkraftwagen sowie 10 % Bussen und nicht elektrifizierten Bahnstrecken. Die größten Nachfragesektoren innerhalb der Industrie sind in absteigender Reihenfolge die Produktion von Methanol mit 112 TWh/a, Stahl mit 79 TWh/a, Zement mit 38 TWh/a und Ammoniak mit 20 TWh/a. Abbildung 5.27 zeigt die räumliche und zeitliche Verteilung des Gesamtbedarfs. Der räumlich aufgelöste Bedarf und die zeitlichen Profile der Subsektoren für das Jahr 2045 sind im Anhang in den Abbildungen A.20 und A.21 sowie in den Abbildungen A.30 und A.31 dargestellt.

Im Vergleich der beiden Stützjahre wird deutlich, dass der Markteintritt von Wasserstoff ähnlich wie der Marktaustritt von Methan über die Spitzenlastdeckung erfolgt. Obwohl es sich bei Methan und Wasserstoff um Gase handelt, die in vielen Anwendungsbereichen durch das jeweils andere substituiert werden können, unterscheidet sich die Nachfrage nach Methan im Startjahr in wesentlichen Punkten von der Wasserstoffnachfrage im Zieljahr des Transformationspfades. Der geringe Einsatz von Wasserstoff im Gebäudesektor wirkt sich auf die räumliche Verteilung dahingehen aus, dass die bevölkerungsreichen Gebiete weniger stark im Fokus stehen als beim Methanbedarf. Dies macht sich auch in der Form des Nachfrageprofils bemerkbar. Der stark saisonal geprägte Methanbedarf im für Gebäudewärme steht überwiegend konstanten Lastverläufen des Wasserstoffbedarfs in der Industrie und im Verkehrssektor gegenüber. Insgesamt ist der Wasserstoffbedarf im Jahr 2045 um etwa ⅓ geringer als der Methanbedarf im Jahr 2025. Die Nachfrage nach Gasen in der Industrie



(a) Räumliche Verteilung 2025
$\sum$ 10 TWh/a

(b) Räumliche Verteilung 2045
$\sum$ 387 TWh/a

(c) Zeitliche Auflösung 2025
max. 8 GWh/h

(d) Zeitliche Auflösung 2045
max. 71 GWh/h

Abbildung 5.27: Wasserstoffbedarfe: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045.

ist sogar höher, aber der zusätzliche Gasbedarf im Verkehrssektor ist geringer als der wegfallende Gasbedarf im Gebäudesektor.

Hochreiner Wasserstoff Wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, wird in ausgewählten Szenarien der Einfluss der Wasserstoffreinheit auf das Energiesystem untersucht. Dabei wird zwischen den Reinheitsklassen D, hohe Reinheit, und A, niedrige Reinheit, unterschieden. Abbildung 5.28 zeigt, die Einordnung der Wasserstoffbedarfe in die beiden Reinheitsklassen für das Jahr 2045.

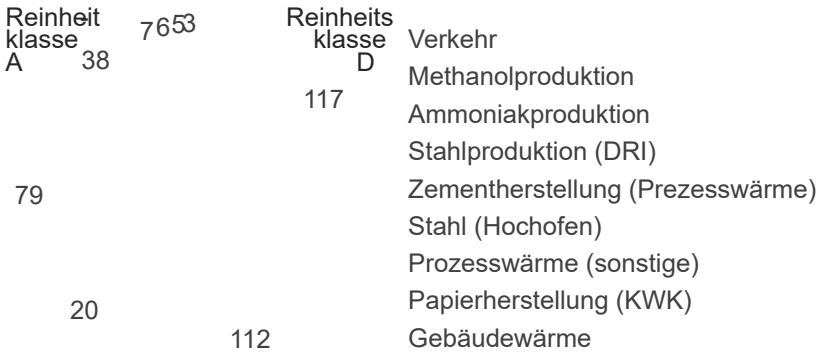
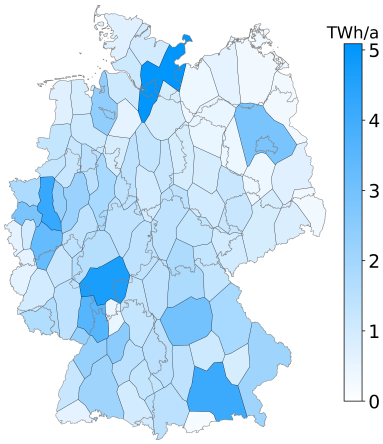
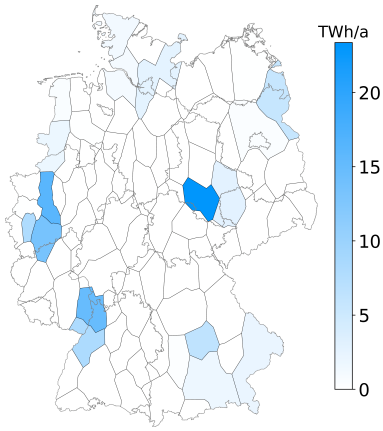


Abbildung 5.28: Kategorisierung der Wasserstoffbedarfe im Jahr 2045 in die Reinheitsklassen A, niedrige Reinheit, in orange, und D, hohe Reinheit, in grün.

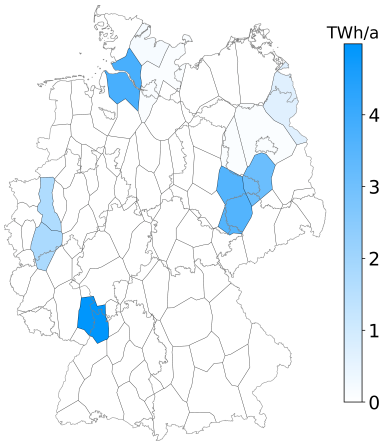
Flüssigwasserstoff Da Flüssigwasserstoff hohe Reinheitsbedingungen erfüllt, wird in einer weiteren Szenariengruppe untersucht, wie sich die LH_2 und GH_2 Infrastrukturen verändern, wenn alle hochreinen Wasserstoffbedarfe durch Flüssigwasserstoff gedeckt werden. Zusätzlich wird, wie im Methodenkapitel in Abschnitt 4.5 beschrieben, eine LH_2-Nachfrage im Luftverkehr ergänzt. Die Wasserstoffbedarfe mit hohen Reinheitsanforderungen, die in dieser Szenariengruppe durch LH_2 gedeckt werden, sowie die LH_2 Nachfrage des Luftverkehrs sind räumlich aufgelöst in Abbildung 5.29 dargestellt.



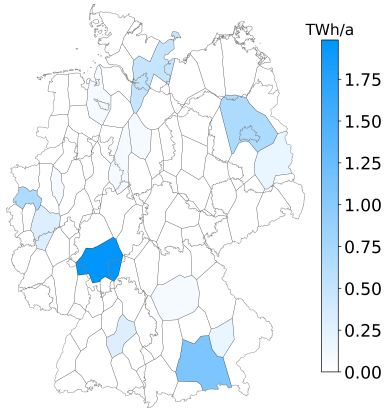
(a) Verkehr $\sum$ 117 TWh/a



(b) Methanol $\sum$ 112 TWh/a



(c) Ammoniak $\sum$ 20 TWh/a



(d) Luftfahrt (LH_2) $\sum$ 7 TWh/a

Abbildung 5.29: Bedarfe an flüssigem oder hochreinem Wasserstoff in 2045.

5.5.4 Netzgebundene Wärmenachfrage

Die in Abbildung 5.30 dargestellten Wärmebedarfe werden differenziert nach den Bedarfen für Industrie, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Bei diesen Wärmebedarfen handelt es sich um netzgebundene Fernwärme. Wärme, die dezentral am Ort des Verbrauchs erzeugte wird, zum Beispiel durch Wärmepumpen in Wohngebäuden oder für durch Brenner in der Industrie, ist in den hier dargestellten Wärmebedarfen nicht enthalten. Der Energiebedarf für diesen dezentralen Wärmebedarf geht in die Bilanz des Endenergiebedarfs an Strom oder Methan ein, mit dem die entsprechenden Wärmepumpen und Brenner betrieben werden.

Die Bedarfsentwicklung zeigt einen moderaten Anstieg des netzgebundenen Wärmebedarfes. Die Bedarfe in der Industrie und im Sektor Gewerbe, Handel,

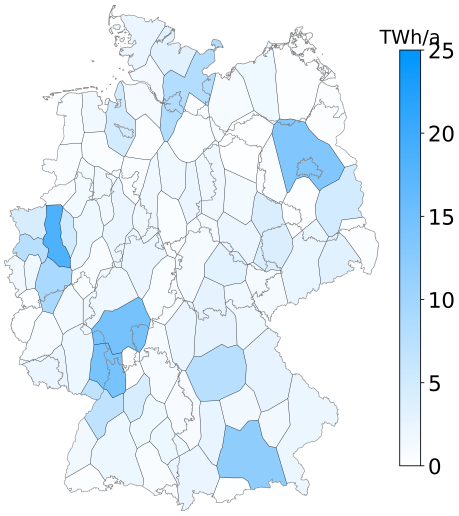


Abbildung 5.30: Netzgebundene Wärmebedarfe nach Sektor 2020-2045 (nach [11]).

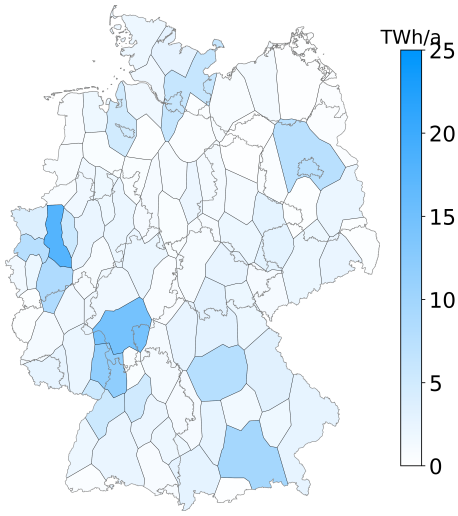
Dienstleistungen bleiben über die Zeit annähernd konstant, während der Bedarf der Haushalte Schwankungen unterliegt und im Zieljahr gegenüber dem Ausgangsjahr um knapp ⅓ sinkt. Dies geht einher mit dem steigenden Wärmebedarf für den Betrieb der DAC-Anlagen, die in den Jahren 2040 und 2045 stark genutzt werden und im Zieljahr fast 40 % des Wärmebedarfs ausmachen.

Die räumliche und zeitliche Verteilung der Wärmebedarfe ist in Abbildung 5.31 dargestellt. Diese Abbildungen enthalten nicht die DAC-Bedarfe. Nicht enthalten sind in der Darstellung die Bedarfe für DAC. Diese sind ebenso wie die räumlich aufgelösten Bedarfe und zeitlichen Profile der übrigen Subsektoren für das Jahr 2045 im Anhang in den Abbildungen A.22 und A.32 dargestellt.

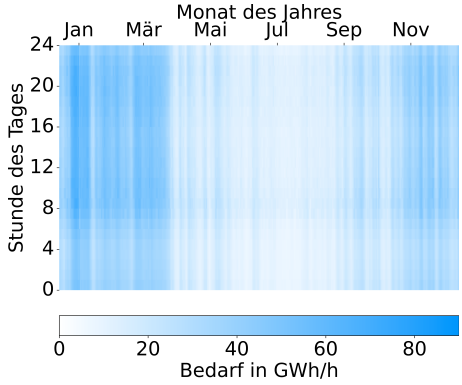
Die zentralen Wärmebedarfe werden nach den historischen Wärmemengen in deutschen Fernwärmenetzen regionalisiert, die dezentrale Wärmemenge nach der Bevölkerungsdichte. Durch die abnehmende Bedeutung von zentraler Fernwärme, fällt das Bedarfszentrum in Berlin, Standort des größten Fernwärmenetzes Deutschlands, etwas geringer aus, siehe Abbildung 5.31b. Im zeitlichen Verlauf ergeben sich keine signifikanten Veränderungen.



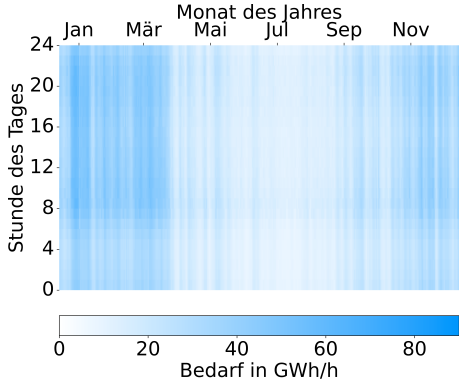
(a) Raumliche Verteilung 2025
$\sum$ 233 TWh/a



(b) Raumliche Verteilung 2045
$\sum$ 217 TWh/a



(c) Zeitliche Auflösung 2025
max. 71 GWh/h



(d) Zeitliche Auflösung 2045
max. 61 GWh/h

Abbildung 5.31: Netzgebundene Wärmebedarfe ohne DAC: Räumliche Verteilung und Nachfrageprofile in den Jahren 2025 und 2045.

5.6 Speichertechnologien

Im Modell abgebildete Speichertechnologien:
- Pumpspeicherkraftwerke
- Li-Ion-Akkumulatoren
- Biogasspeicher
- Salzkavernenspeicher für Erdgas/Methan und GH_2
- Porenspeicher für Erdgas/Methan
- Oberirdische Speicher für GH_2 und Erdgas/Methan
- LH_2-Speicher
- Wärmespeicher

Die heute bestehenden und in Planung befindlichen Salz- und Porenspeicher werden im Modell abgebildet. Die Modellierung dieser Gasspeicher orientiert sich an der Arbeit von Groß (2023) [9]. Eine Visualisierung der im Modell abgebildeten Speicherkapazitäten findet sich im Anhang in Abbildung A.34. Ähnlich wie bei bestehenden Erdgaspipelines ist auch bei Salzkavernen eine Umwidmung zu GH_2-Speichern möglich. Die Menge und Verteilung der Salzkavernenspeicher, die umgewidmet werden können, ist im Anhang in Abbildung A.35 dargestellt. Aufgrund unzureichend gesicherter Aussagen zur Eignung von Porenspeichern als GH_2-Speicher, wird für diese im Modell keine Umwidmung zugelassen. Die Speicherung von Biogas in Poren- und Salzkavernenspeichern ist nach Aufbereitung zu Biomethan möglich.

Auch für Pumpspeicherkraftwerke sind die bestehenden Anlagen gemäß dem Marktstammdatenregister der BNetzA im Modell hinterlegt. Eine Visualisierung dieser Daten auf Basis der Arbeit von Groß (2023) [9] findet sich im Anhang in Abbildung A.36.

Für die anderen Speichertechnologien werden keine Bestandsanlagen modelliert. Ihr Bau kann unter Berücksichtigung der entsprechend hinterlegten technoökonomischen Parameter frei optimiert werden. Um der ETHOS.Infrastructure-Optimierung größere Flexibilität zu geben, werden für die Speichertechnologien keine Kapazitätsvorgaben aus der ETHOS.NESTOR-Optimierung übernommen.

Kapitel 6

Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse des Energiesystemmodells ETHOS.Infrastructure für ein treibhausgasneutrales Deutschland bis 2045 sind in drei Teile gegliedert. In Abschnitt 6.1 werden die Ergebnisse des Referenzszenarios für das Jahr 2045 beschrieben, in Abschnitt 6.2 werden die Ergebnisse der fünf Szenariengruppen vorgestellt und in Abschnitt 6.3 erfolgt die Auswertung der Transformationspfadanalyse.

Aus den Ergebnissen des Referenzszenarios, der Szenarienanalyse und der Transformationspfadanalyse werden in Abschnitt 6.4 No-Regret-Maßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur abgeleitet. Abschließend werden Unterschiede und Gemeinsamkeiten der ETHOS.Infrastructure-Ergebnisse und dem Wasserstoff-Kernnetz der Fernleitungsnetzbetreiber Gas in Abschnitt 6.5 diskutiert.

6.1 Referenzszenario im Jahr 2045

Die Auswertung des Referenzszenarios wird ausführlich gestaltet, da sie Voraussetzung dafür ist, die Änderungen im System aufgrund der Szenarienvariation zu erklären. Als Referenzszenario dient das Szenario ohne Vererbung von Infrastrukturen, in der nur das Zieljahr 2045 optimiert wird. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass der Ausbau von Technologien auf die Optimalität in diesem Jahr und nicht auf dessen Bau in einem früheren Meilensteinjahr zurückgeht. Darüber hinaus werden für die Bedarfsverteilung die überarbeiteten, sektorscharfen Regionalisierungsschlüssel verwendet. Bei den Windenergiepotenzialen wird das konservative Potenzial der aktuellen Gesetzgebung zugrunde gelegt. Wasserstoff kann über alle European Hydrogen Backbone Importwege importiert werden. Als Inputs für die Kapazitäten werden die ETHOS.NESTOR-Ergebnisse verwendet.

Insgesamt gibt es fünf Dimensionen, in denen sich die Ergebnisse betrachten lassen: die Energieträger beziehungsweise Sektoren, die Technologien, die Regionen, die Zeitschritte innerhalb des optimierten Jahres sowie die Meilensteinjahre entlang des Transformationspfads. Die Vorstellung der Ergebnisse des Referenzszenarios gliedert sich in drei Fokusbereiche, alle drei beziehen sich auf das Meilensteinjahr 2045:

1. Fokus Energieträger & Technologien: Energieträger aufgelöst, Technologien aufgelöst, Regionen aggregiert, Zeitschritte aggregiert. Siehe Abbildung 6.2.

   Für die einzelnen Energieträger Strom, Wärme, Methan und Wasserstoff:

2. Fokus zeitliche Auflösung: Einzelne Energieträger, Technologien aufgelöst, exklusive Transmission, da bilanziell ausgeglichen auf nationaler Ebene, Regionen aggregiert, Zeitschritte aufgelöst. Siehe Abbildungen 6.4, 6.7, 6.9 und 6.12.

3. Fokus regionale Auflösung: Einzelne Energieträger, Technologien aufgelöst inklusive Transmission, Regionen aufgelöst. Siehe Abbildungen 6.5, 6.8, 6.10 und 6.13.

Die Ergebnisse entlang des Transformationspfades werden in Abschnitt 6.3 mit dem Fokus auf Wasserstoffinfrastrukturen näher untersucht.

Um die Interaktion zwischen den Sektoren und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen zu verdeutlichen, wird eine Grafik entwickelt, die im Laufe dieses Kapitels immer wieder eingesetzt wird. Die Grafik stellt die positiven Leistungen, durch Erzeugung, Ausspeicherung, Sektorkopplung, Import etc. auf der einen Seite den negativen Leistungen durch Bedarfe, Einspeicherung, Umwandlung und Export auf der anderen Seite für jede Stunde des Jahres entgegen.

Die Werte sind zunächst nach der Stunde im Jahr geordnet. Im darauffolgenden Schritt werden die Werte umsortiert und von größer negativer Flexibilitätsoption, zum Beispiel der größten Einspeicherung, zu größter positiver Flexibilitätsoption, zum Beispiel der größten Ausspeicherung, geordnet. Es ergibt sich daraus eine Grafik, wie sie in Abbildung 6.1 schematisch dargestellt ist.

Die Flexibilitätsoptionen sind in *orange* dargestellt und aufsteigend nach Höhe ihrer Leistung geordnet. Auf der linken Seite befinden sich hohe negative Flexibilitätsleistungen, die während Zeiten hoher fluktuierender erneuerbarer Energieproduktion beansprucht werden; auf der rechten Seite befinden sich hohe positive Flexibilitätsleistungen während Zeiten niedriger fluktuierender regenerativer Energieproduktion.

Abbildung 6.1: Schema der Jahresdauerlinie der Flexibilitätsleistung inklusiver aller Quellen (positiv) und Senken (negativ) geordnet von höchster negativer zu höchster positiver Flexibilitätsleistung. Normiert auf den Endenergiebedarf in jeder Stunde. VRE: Fluktuierende erneuerbare Energien - engl. variable renewable energy.

Der Graph lässt sich näher in einzelne Leistungsgruppen unterteilen: Es ergeben sich horizontal die drei Regime (1)-(3) und vertikal die vier Leistungsbereiche *Bedarfsnachfrage*, *Bedarfsdeckung*, *Überproduktion* und *Ausgleich*.

In den *Bedarfsnachfragebereich* fallen die Endenergiebedarfe der einzelnen Nachfragesektoren, hier aggregiert in *hellblau* dargestellt. Dem gegenüber steht auf der positiven Seite der *Bedarfsdeckungsbereich*. Dieser umfasst sowohl die Grundlasterzeugung[1], *hellgrün*, als auch den Teil der fluktuierenden erneuerbaren Energieproduktion, *dunkelgrün*, und der positiven Flexibilität, *orange*, der der direkten Bedarfsdeckung dient. Die beiden Leistungsbereiche erstrecken sich über alle drei Regime. Dabei werden die Bedarfe in Regime (1) ausschließlich durch direkte Energieerzeugung gedeckt, in Regime (3) ausschließlich durch Flexibilitätsoptionen und in Regime (2) durch eine Kombination aus beiden. Regime (2) zeichnet sich außerdem dadurch aus, dass weder Überproduktions- noch Ausgleichsleistungen auftreten, sodass die Endenergiebedarfe in jeder Stunde gerade genau gedeckt werden. Anders sieht es in den Regimen (1) und (3) aus, wo Überproduktions- und Ausgleichsleistungen auftreten.

[1] Als Grundlast können beispielsweise nicht fluktuierende regenerative Energien wie Wasserkraftwerke im Stromsektor oder konstante Importströme im Wasserstoffsektor dienen.

Im *Überproduktionsbereich* in Regime (1) übersteigt die fluktuierend erneuerbare Energieproduktion[2] den Endenergiebedarf. Ausgeglichen wird dies durch negative Flexibilität im *Ausgleichsbereich*. In Regime (3) kommt es im Ausgleichsbereich zu einer Leistungsanforderung aus anderen Sektoren, *dunkelblau*, um dort fehlende fluktuierende erneuerbare Leistung auszugleichen. Bereitgestellt wird diese fehlende Energie durch zusätzliche positive Flexibilität im Überproduktionsbereich.

Die fluktuierende erneuerbare Energieproduktion und dessen Mangel lässt sich somit als regelungstechnische Störgröße im System auffassen, die durch Flexibilitätsoptionen ausgeglichen werden. Als Flexibilitätsoptionen in dieser Abbildung zählen Speicherung, Sektorkopplung und Transmission. Da auf national aggregierte Ebene Netz-Ein- und Ausspeiseleistungen zeitgleich auftreten, wird die Transmission nur dargestellt, wenn Einzelregionen untersucht werden. DSM ist nicht direkt Teil der Optimierung, da die Endenergiebedarfe exogen vorgegeben sind. Indirekt wird es berücksichtigt, da DSM in der zugrunde liegenden ETHOS.NESTOR-Optimierung enthalten ist.

Folgende beiden Forschungsfragen stehen im Zentrum der Analyse des Referenzszenarios:

- Wie gestalten sich Betrieb und Auslegung der Quellen, Senken und Speicher im Energiesystem auf räumlicher und zeitlicher Ebene für die verschiedenen Energieträger?
- Wie werden die Transmissionsinfrastrukturen davon betroffen oder wie beeinflussen diese die anderen Bereiche?
- Wie werden die Sektorkopplungstechnologien in einem integrierten Energiesystem regional platziert?

Als Quellen werden im Rahmen dieses Kapitels Primärquellen, Umwandlungstechnologien mit positivem Leistungsfluss für den betrachteten Energieträger und die Ausspeicherung von Energie bezeichnet. Als Senken werden Bedarfe, Umwandlungstechnologien mit negativem Leistungsfluss für den betrachteten Energieträger und die Einspeicherung von Energie bezeichnet.

6.1.1 Zusammenspiel der Energiesektoren auf nationaler Ebene

Die Auswertung beginnt mit der Betrachtung der zeitlich und räumlich aggregierten Ergebnisse auf nationaler Ebene. In Abbildung 6.2 ist eine Übersicht der jährlichen Energieflüsse im Referenzszenario dargestellt, woraus sich erste Beobachtungen hinsichtlich der Erzeugung, Bedarfe, Sektorkopplung, Speicherung und Transmission ableiten lassen.

Quellen, Senke und Sektorkopplung

Der größte Sektor in Bezug auf Erzeugung, Bedarfe, Transmission und Sektorkopplung ist der **Stromsektor**. Die Erzeugung von 1348 TWh_{el}/a entfällt maßgeblich auf die Produktion fluktuierender erneuerbarer Energien. Etwa 1/3 oder 461 TWh_{el}/a wird

[2] Die Grafik ist abstrahiert und lässt sich auf alle Energieträger anwenden. Eine regenerative Überproduktion umfasst somit sowohl die Stromproduktion auf Basis von Wind und Sonne als auch die Wasserstoff- und Wärmeproduktion, die auf dem Dargebot von Wind und Sonne beruht.

durch Photovoltaik bereitgestellt, ⅓ oder 479 TWh_{el}/a durch Wind Offshore und ¼ oder 322 TWh_{el}/a durch Onshore-Windenergieanlagen. Der Rest basiert auf aus Wasserkraft und regelbaren Kraftwerken, die mit treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben werden. Gründe für die hohe Energieproduktion ist zum einen der hohe Endenergiebedarf durch die Elektrifizierung zahlreicher Sektoren in der Industrie, Verkehr und Gebäude, was zu einer Nachfrage von über 817 TWh_{el}/a führt. Zum anderen ist die im Modell abgebildete Sektorkopplung ausschlaggebend für die hohe Erzeugung.

Die größte Sektorkopplung erfolgt zwischen dem Strom- und dem **Wasserstoffsektor** mit 349 TWh_{el}/a, woraus 244 TWh_{H_2}/a Wasserstoff entstehen. Elektrolyse stellt somit etwa 55 % der Wasserstoffquellen im System dar. Die restlichen 193 TWh_{H_2}/a werden über die EHB Pipeline-Korridore nach Deutschland importiert. Zusätzlich wird etwa 1 TWh_{H_2}/a LH_2 importiert. Der im Vergleich zum GH_2 teurere LH_2 spielt somit eine untergeordnete Rolle im Referenzmodell. Die Gründe dafür, dass überhaupt LH_2 importiert wird, werden in Abschnitt 6.1.5 erläutert. Knapp 88 % des Wasserstoffs werden zur Deckung von Nachfragen im Industrie- und im Transportsektor verwendet. Die restliche Wasserstoffmenge wird im Energie- und Umwandlungssektor eingesetzt. 50 TWh_{H_2}/a davon in Gaskraftwerke zur Erzeugung von 31 TWh_{el}/a Strom, ein deutlich geringerer Anteil von 3 TWh_{H_2}/a zum Betrieb von Wasserstoff-KWK-Anlagen.

Die nächstgrößere Sektorkopplung findet zwischen dem Strom- und **Wärmesektor** statt. Jährlich werden 113 TWh_{el}/a Strom mithilfe von Großwärmepumpen in 398 TWh_{th}/a Wärme umgewandelt. Großwärmepumpen stellen 87 % den Großteil der Wärmeproduktion. Andere Wärmeerzeuger sind KWK-Anlagen auf Basis von Biomasse und -gas mit 44 TWh_{CH_4}/a, Methan mit 7 TWh_{CH_4}/a und Wasserstoff mit 1 TWh_{th}/a. 9 TWh_{el}/a Strom werden darüber hinaus mit geringen energetischen Verlusten über Elektrokessel in Wärme umgewandelt.

Der **Methansektor** spielt in dem treibhausgasneutralen Szenario an den Energiemengen gemessen eine untergeordnete Rolle. Als treibhausgasneutrales Methan zählt synthetisches Methan auf Wasserstoffbasis und biogenes Methan. Der Import von treibhausgasneutralem Methan ist nicht modelliert und der endogene Bau von DAC-Anlagen zur Kompensation von CO_2eq-Emissionen ist ebenfalls nicht Teil der ETHOS.Infrastructure-Modellierung. Aus diesen Gründen werden im Zieljahr 2045 weder treibhausgasneutrales Methan und noch fossiles Erdgas importiert. Stattdessen werden 30 % oder 25 TWh_{CH_4}/a des Methans auf Basis von Stroh, 70 % oder 57 TWh_{CH_4}/a auf Basis von aufgereinigtem Biogas hergestellt. Das Biogas wiederum basiert zur Hälfte aus Mais und zur anderen Hälfte auf Biogasanlagen, die mit biogenen Abfällen und Gülle betrieben werden. Methan wird etwa zur Hälfte genutzt, um 39 TWh_{CH_4}/a an Spitzenlastbedarfen im Gebäude- und Industriesektor zu decken und zur anderen Hälfte, um Kraftwerke mit 24 TWh_{CH_4}/a und KWK-Anlagen mit 20 TWh_{CH_4}/a zu betreiben.

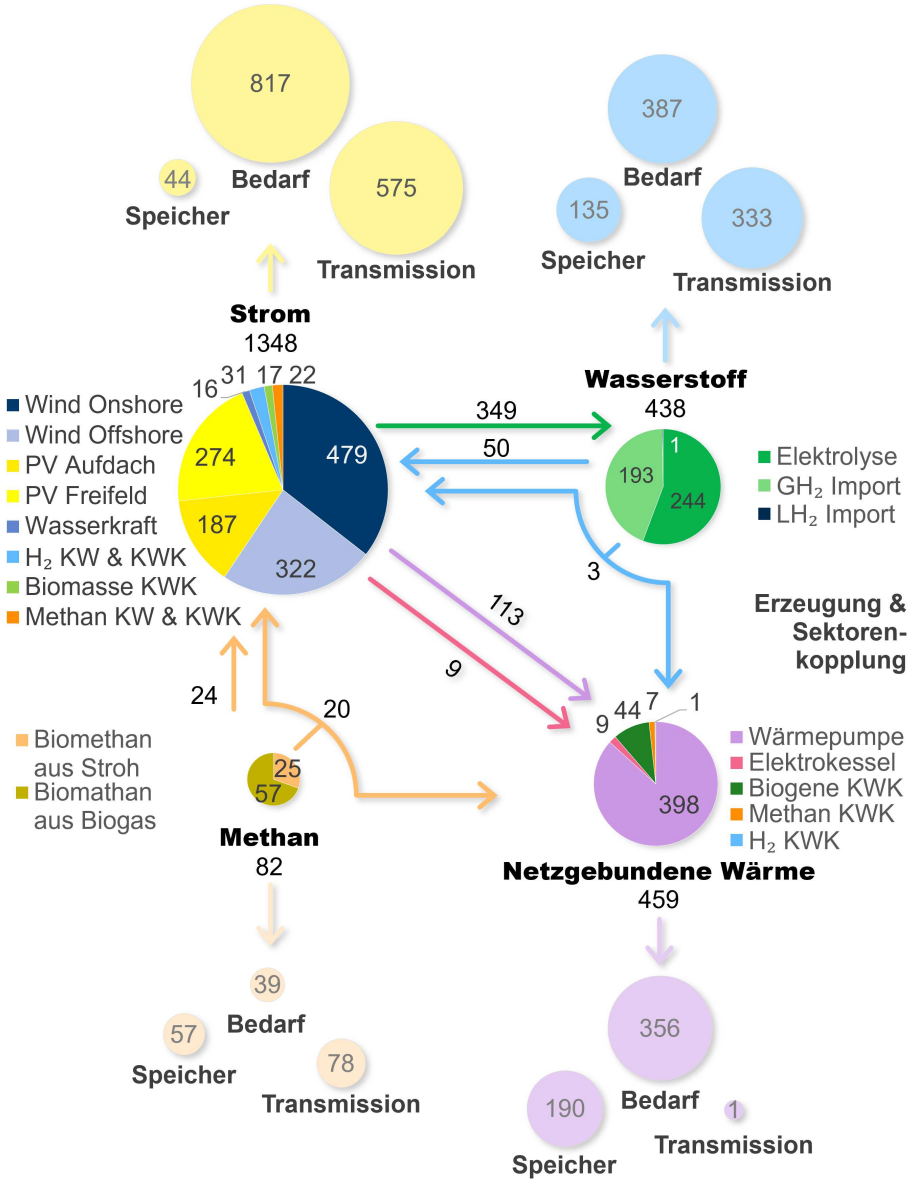


Abbildung 6.2: Übersicht über die Erzeugung, Sektorkopplung, Speicherung und Transmission zeitlich und räumlich aggregiert für die Energieträger Strom, Wasserstoff, netzgebundene Wärme und Methan. Angaben in TWh/a bezogen auf den jeweiligen Energieträgern. Bei Sektorkopplung bezieht sich Einheit auf die Ausgangsenergieform. Bei Speicherung ist die Energiemenge nach Einspeicherverlusten gemeint.

Speicher

Die zeitlich aufgelöste Betrachtung der Erzeugung, Bedarfe und Sektorkopplung erfolgt in den Unterkapiteln der einzelnen Sektoren. In Abbildung 6.3 ist der zeitlich aufgelöste Betrieb von Speicher- und Transmissionsinfrastrukturen auf nationaler Ebene dargestellt.

Für eine nähere Analyse der Speichernutzung im Modell werden zwei Kennzahlen eingeführt. Zum einen die Zyklenzahl, die das Verhältnis der über das Jahr gespeicherten Energie und der installierten Speicherenergiemenge bildet:

$$\text{Zyklenzahl} = E_{\text{gespeichert}} / E_{\text{installiert}} \tag{6.1}$$

Darüber hinaus werden die Kosten zur Speicherung berechnet. Diese ergeben sich aus dem Verhältnis aus den TAC der jeweiligen Speichertechnologie, die die diskontierten Investitionskosten und Betriebskosten beinhalten und der ausgespeicherten Energiemenge:

$$\text{Kosten} = \text{TAC}_{\text{Speicher}} / E_{\text{ausgespeichert}} \tag{6.2}$$

Die eingespeicherte, gespeicherte und ausgespeicherte Energiemenge sind über die Wirkungsgrade miteinander verknüpft:

$$E_{\text{gespeichert}} = E_{\text{eingespeichert}} \cdot \eta_{\text{ein}} \tag{6.3}$$

$$E_{\text{ausgespeichert}} = E_{\text{eingespeichert}} \cdot \eta_{\text{ein}} \cdot \eta_{\text{aus}} \tag{6.4}$$

Tabelle 6.1 zeigt die Optimierungsergebnisse der Speicherauslegung und -nutzung sowie die Berechnung der eingeführten Kennzahlen an. Im Gegensatz zu den Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien werden die Kapazitäten der Speicher und Transmissionsinfrastrukturen nicht durch die ETHOS.NESTOR-Ergebnisse vorgegeben.

Tabelle 6.1: Speichernutzung im Referenzszenario.

Speichertyp	**Energieträger**	**Gespeicherte Energie**	**Speicherkapazität**	**Speicherleistung**	**Zyklenzahl**
Einheit	-	TWh/a	TWh	GW	-
Li-Ion-Speicher	Strom	34	91×10^{-3}	91	369
Pumpspeicherkraftwerke	Strom	10	49×10^{-3}	7	204
Salzkavernen	H_2	135	32	67	4,2
Cryogene Speicher	LH_2	2	2	2159	1
Erdbecken	Wärme	190	5	1525	38
Salzkavernen	CH_4	42	35	105	1,1
Porenspeicher	CH_4	15	13	34	1,2

Im Stromsektor werden die kleinsten Speicherkapazitäten ausgebaut. Insgesamt werden 49 GWh_{el} Pumpspeicherkraftwerke und 91 GWh_{el} Li-Ion-Speicher ausge-

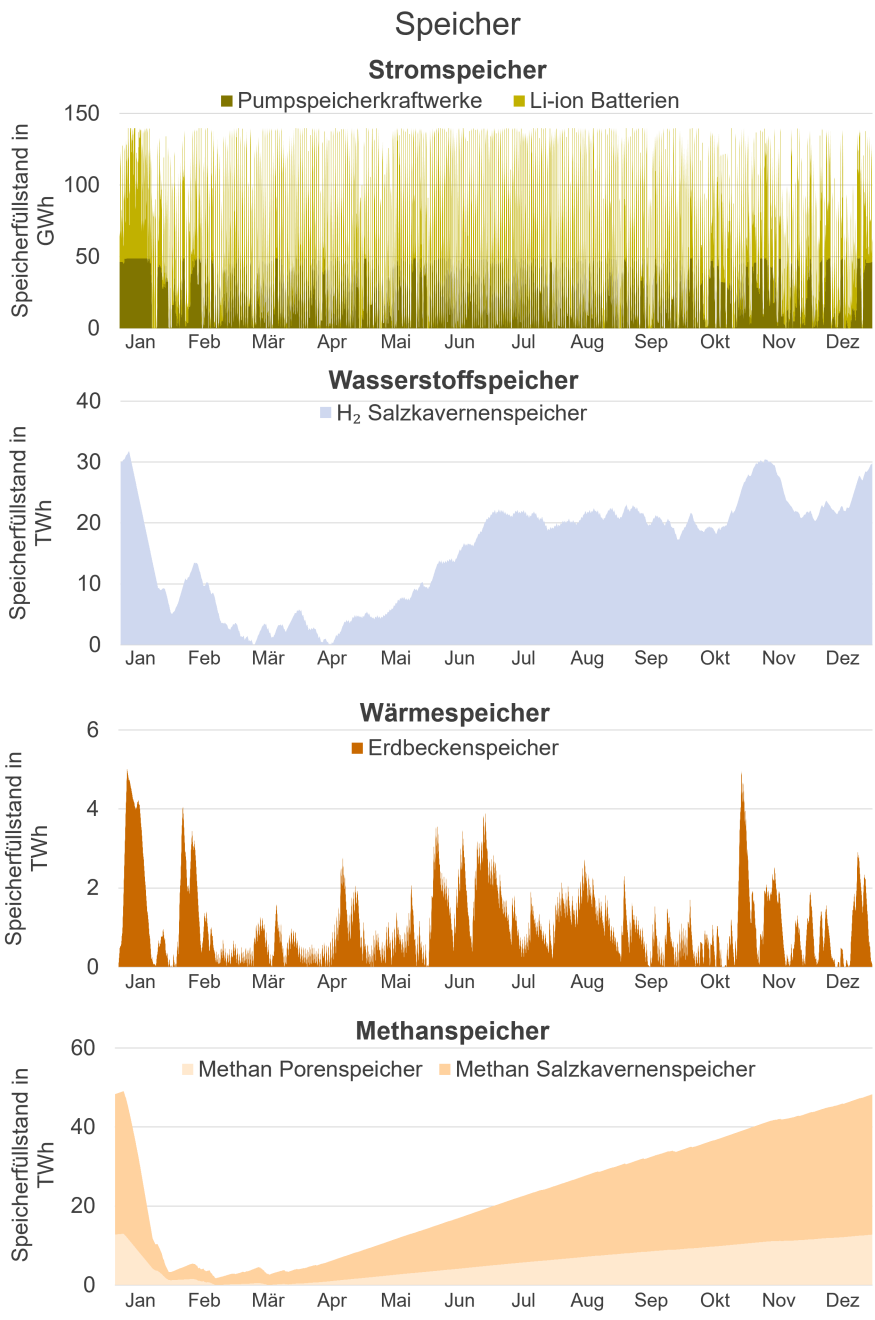
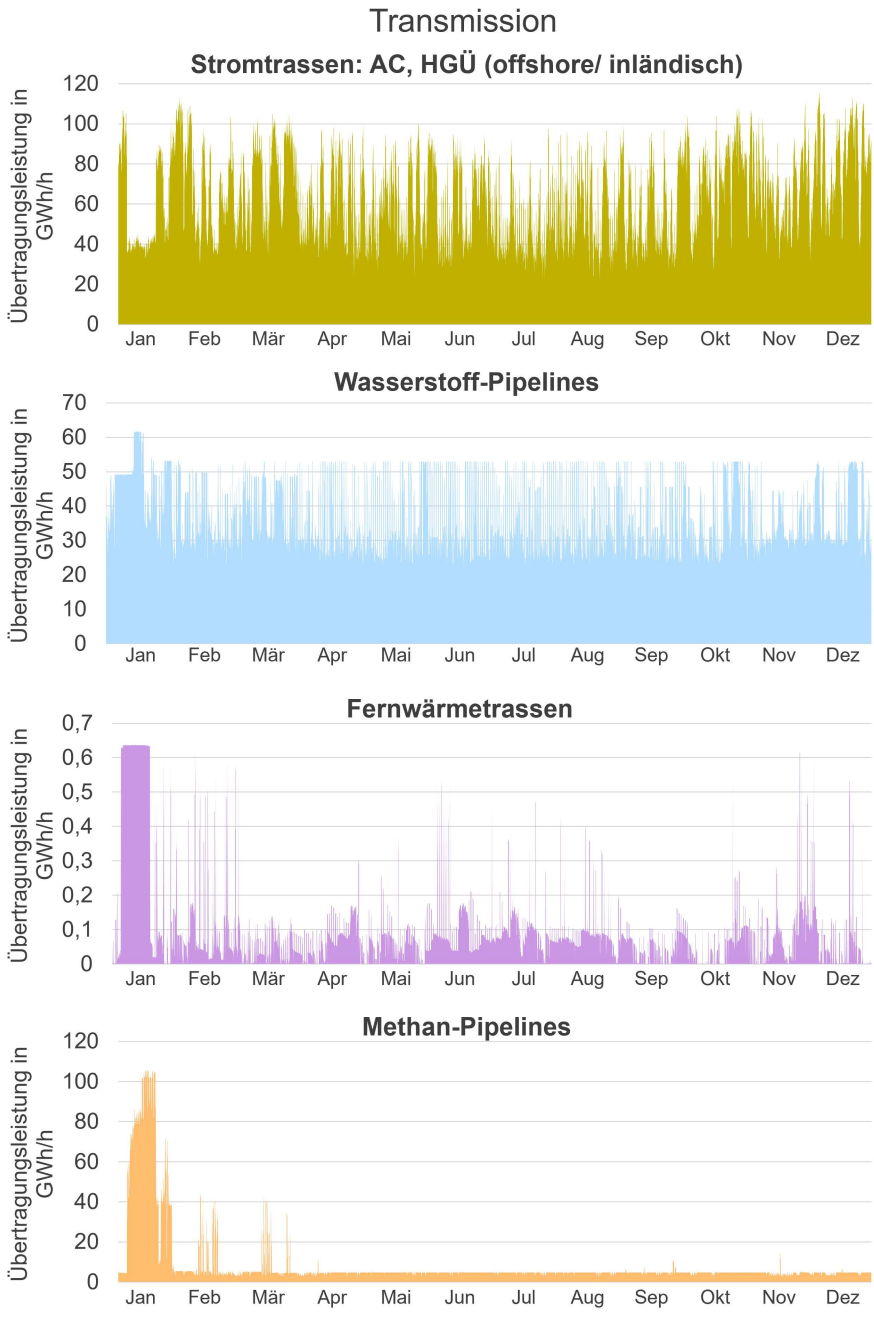


Abbildung 6.3: Zeitlich aufgelöste Nutzung von Speicherung und Transmission auf nationaler Ebene.


Transmission
Stromtrassen: AC, HGÜ (offshore/ inländisch)
Übertragungsleistung in GWh/h
120
100
80
60
40
20
0
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
Wasserstoff-Pipelines
Übertragungsleistung in GWh/h
70
60
50
40
30
20
10
0
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
Fernwärmetrassen
Übertragungsleistung in GWh/h
0,7
0,6
0,5
0,4
0,3
0,2
0,1
0
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez
Methan-Pipelines
Übertragungsleistung in GWh/h
120
100
80
60
40
20
0
Jan Feb Mär Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Nov Dez

baut. Die Pumpspeicherkraftwerke stellen eine der günstigsten Speichertechnologien im Modell dar, ihre Ausbaukapazität in Deutschland ist jedoch begrenzt. Stattdessen müssen Li-Ion-Speicher ausgebaut werden, die mit 4,93 ct/kWh die teuerste Speicheroption im Modell darstellt. Die Zyklenzahl weist auf eine hochfrequente, tägliche Benutzung der Batteriespeicher hin und legt eine Korrelation mit PV Energie nahe, auf die in späteren Abschnitten näher eingegangen wird.

Die teure Speicherung in Li-Ion-Akkumulatoren legt nahe, dass nur die Energiemengen gespeichert werden, die später zur unmittelbaren Deckung der Strom-Endenergiebedarfe genutzt werden. Bei darüberhinausgehenden Erzeugungsschwankungen ist es sinnvoll, diese Lasten unmittelbar an die Sektoren Wärme und Wasserstoff weiterzugeben, anstatt die Energie in Form von Strom zu speichern und die Sektorkopplung zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführen. Die Speicherung der Energie mittels Wasserstoff in Salzkavernen ist mit 0,75 ct/kWh$_{H_2}$ und in Erdbeckenspeicher mit 0,17 ct/kWh$_{H_2}$ deutlich kostengünstiger als in Stromspeichern.

Die Zyklenzahl der Erdbeckenspeicher von 38 zeigen eine mittelfrequente Speichernutzung an in der Größenordnung der Wochen im Jahr an. Mit 4,2 Zyklen dienen die Wasserstoff-Salzkavernenspeicher dem Ausgleich niederfrequenter saisonaler Schwankungen. Abbildung 6.3 zeigt, wie die Speicher in den Wintermonaten zur Dunkelflaute entleert und im Sommer und Frühling befüllt werden. Die Zyklenzahl über 1 deutet auch darauf hin, dass die Wasserstoffspeicher nicht nur für die Dunkelflaute genutzt wird, sondern auch unterjährig betrieben werden.

Bei den Methanspeichern liegt die Zyklenzahl bei knapp über 1. Wie in Abbildung 6.3 zu sehen ist, kommen die Speicher ausschließlich zur Lastdeckung während der Dunkelflaute einmal im Jahr zum Einsatz. Bei dieser geringen Auslastung ist der wirtschaftliche Betrieb in einem Energy-Only-Markt fraglich. Entsprechend müssten alternative Vergütungsmodelle geschaffen werden, um den wirtschaftlichen Betrieb systemrelevanter Infrastrukturen zu ermöglichen. Ähnliches gilt für die Methan-Transmission: Während der Dunkelflaute findet eine starke Nutzung der Pipelines statt, im Rest des Jahres wird die Transmission genutzt, um die Speicher mit einem konstanten Methanstrom zu füllen.

Transmission

Wie Abbildung 6.3 zeigt, hat die Dunkelflaute nicht nur auf die Speicher, sondern auch auf die transportierte Energiemenge großen Einfluss. In den Sektoren Wasserstoff, netzgebundene Wärme und Methan erreicht die Transmissionsleistungen während der Dunkelflaute ihr Jahresmaximum. Im Wärmesektor ist die Maximalleistung jedoch um mehr als zwei Größenordnungen kleiner als in den anderen Sektoren und damit für das Gesamtsystem unbedeutender.

In diesem Szenario wird der Großteil der Gasnachfrage durch Wasserstoff und nicht durch Methan gedeckt. Dies ist ein Ergebnis der ETHOS.NESTOR-Optimierung und wird dem ETHOS.Infrastructure-Modell so vorgegeben. Dies hat zur Folge, dass die Methanpipelines nur zur Deckung der Spitzenlast in der Dunkelflaute genutzt werden und die Methanspeicher nur einmal be- und entladen werden.

Im Stromsektor stechen zwei Aspekte heraus: Zum einen nimmt die Übertragungsleistung in den Wintermonaten höhere Werte an, als in den Sommermonaten. Dies lässt sich auf die stärkere Windenergieproduktion in diesen Monaten zurückführen. Insbesondere die Transmission von den Offshore-Standorten zum Festland bean-

spruchen das Netz stark. Im Gegenzug fällt die Transmission im Zeitraum der Dunkelflaute auf 40 GWh_{el}/h, was auf die starke Reduktion der fluktuierende regenerativen Erzeugungsleistungen zurückzuführen ist.

6.1.2 Stromsektor

Zeitliche Auflösung des Stromsektors

Abbildung 6.4 zeigt die temporale Verteilung der Lasten in chronologischer Abfolge und in Form der zuvor hergeleiteten Jahresdauerlinie. Photovoltaik und Wind On- und Offshore-Anlagen sind die bedeutendsten Energieträger im System und stellen mit 1262 TWh_{el}/a knapp 94 % der elektrischen Energieproduktion im System bereit. Fluktuation in der Produktion dieser Energieträger stellt das System vor Herausforderungen. Die Erzeugung der drei Energieträger schwankt über das Jahr um einen Faktor $>$ 200 zwischen 349 GWh_{el}/h und 1,6 GWh_{el}/h. Der Endenergiestrombedarf[3] fluktuiert im Vergleich dazu lediglich um den Faktor 2,4 zwischen 137 GWh_{el}/h und 58 GWh_{el}/h. Damit liegen die Schwankungen in der Erzeugung knapp zwei Größenordnungen über den Schwankungen der Strombedarfe. In den Modellergebnissen führt dies dazu, dass im einen Extremfall die Erzeugung 3,4-mal größer und im anderen Extremfall die Erzeugung 54-mal kleiner als der Bedarf ist. Dies verdeutlicht, welche bedeutende Rolle der effektiven Steuerung von Erzeugungsleistungen in einem 100 % erneuerbaren Energiesystemen zukommt. Flexibilitätsoptionen werden im Modell eingesetzt, um Energieerzeugung und -bedarfe temporal und regional in Einklang zu bringen.

Als Flexibilitätsoptionen kommen die Sektorkopplung und die Speicherung infrage. Da Speicherung im Stromsektor teuer ist, wird diese vorwiegend gezielt eingesetzt, um die Erzeugungsschwankungen insbesondere der Photovoltaik Stromproduktion innerhalb eines 24 Stunden Fensters zwischen Tag und Nacht auszugleichen. Der Großteil des Lastmanagements wird im Stromsektor durch Sektorkopplung realisiert. Die Grafik im unteren Teil von Abbildung 6.4 ist nach den positiven und negativen Lasten der flexiblen Leistungen sortiert.

Folgende Beobachtungen lassen sich tätigen:

- Die Erzeugungsprofile der Photovoltaik und Windenergie ergänzen sich saisonal. Während in den Sommermonaten die Photovoltaik-Produktion erhöht ist, ist es im Winter die Windproduktion. Durch die Kombination beider Technologien treten über das Jahr ähnlich hohe Spitzenlasten auf. Während der zweiwöchigen Dunkelflaute im Januar, die synthetisch ins Modell integriert wurde, sinken die Erzeugungsleistungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien auf 10 % ihrer Leistung.
- Durch die Elektrifizierung des Wärmesektors und die Wasserstoffproduktion, spielt die Sektorkopplung eine bedeutende Rolle. Aufgrund der hohen Speicherkosten im Stromsektor wird Sektorkopplung meist unmittelbar in den Zeiten von hoher fluktuierender Stromproduktion eingesetzt.
- Etwa ¾ des Jahres ist die Menge an bereitgestelltem Strom durch fluktuierende erneuerbare Energien in Kombination mit kurzfristigen Speichern höher als die Endenergienachfrage des Stroms. Der Stromsektor weist damit den größten Anteil des Überproduktionsregimes (1) im Vergleich mit den anderen Energieträgern auf. In dieser Zeit werden die negativen Flexibilitätsoptionen Elektrolyse, Wärmepumpe und Elektrokessel eingesetzt.
- In etwa ¼ des Jahres, insbesondere in der Zeit der Dunkelflaute, reicht die fluk-

[3] ohne Bedarfe aus Großwärmepumpen, da diese endogen optimiert werden

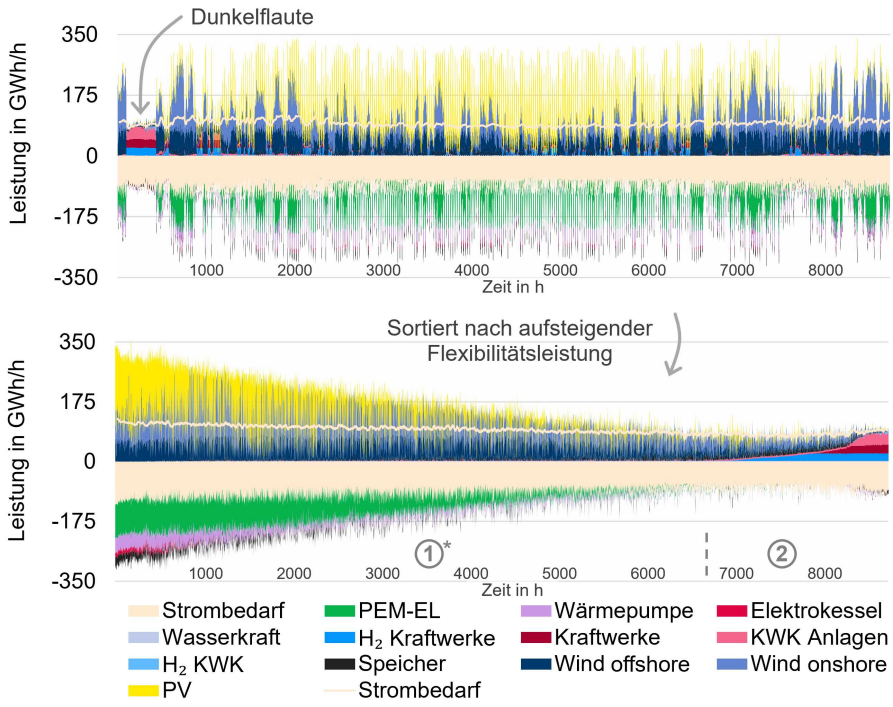


Abbildung 6.4: Leistungen der Strom-Quellen und -Senken auf nationaler Ebene geordnet nach zeitlicher Abfolge (oben) und nach dominierender Flexibilitätsleistung, hier der Speicherung (unten). *inklusiver Kurzzeitspeicher.

tuierende erneuerbare Stromproduktion in Kombination mit Kurzzeitspeicher nicht aus, um die Endenergiebedarfe im Stromsektor zu decken. Es kommen regelbare Wasserstoff-, Methan-, Biogas- und Biomasse-Kraftwerke sowie KWK-Anlagen als positive Flexibilitätsoptionen zum Einsatz.

Regionale Auflösung des Stromsektors

Abbildung 6.5 zeigt die regionale Verteilung der Quellen, Senken und Transmission im Stromsektor. Um die regionale Verteilung der Infrastrukturen zu erklären, müssen zwei Aspekte beachtet werden: Zum einen werden nicht alle Komponenten frei optimiert. Bei der Dimensionierung der Infrastrukturen im Modell sind drei Fälle zu unterscheiden:

1. Zu der ersten Kategorie zählen Kapazitäten, dessen Dimensionierung vollständig exogen vorgegeben wird. Dies betrifft Infrastrukturen, die als existent im Modell hinterlegt sind. Dazu zählen die AC- und DC-Übertragungsnetzleitungen, Erzeugungsanlagen wie Wasserkraftwerke und fossile Kraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke.
2. In die zweite Kategorie fallen Kapazitäten, die unter der Vorgabe von Potenzialen oder Grenzwerten innerhalb der Regionen teilweise frei optimiert werden. Dazu zählen die fluktuierenden Erneuerbaren Energien oder die Salzkavernenspeicher

zur Speicherung von Wasserstoff.

3. In die dritte Kategorie fallen Anlagen, die ohne Beschränkungen frei optimiert werden. Dazu zählen die Wärmepumpen und Li-Ion-Speicher.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass bei der freien Optimierung einzelner Technologien unterschieden werden kann, zu Gunsten welches Sektors der Standort einer Anlage optimiert wird. Es ergeben sich zwei Fälle:

1. Kapazitäten werden zu Gunsten des betrachteten Sektors optimiert: In dem Fall werden Standorte von Senken, wie Bedarfe oder Sektorkopplung, da platziert, wo günstige Energiequellen vorherrschen. Standorte von Quellen, wie Erzeugungsanlagen und Sektorkopplung, werden in dem Fall da platziert, wo sich die Senken befinden.
2. Kapazitäten werden aufgrund der Bedingungen im anderen Sektor und der Kopplung der beiden Sektoren bestimmt: In dem Fall werden die Standorte von Quellen auf Basis von Senken in einem anderen Sektor bestimmt und die Standorte von Senken aufgrund günstiger Quellen in einem anderen Sektor.

Folgenden Beobachtungen lassen sich auf hinsichtlich der räumlichen Verteilung feststellen:

Exogen vorgegebene Komponenten:

- Zu den stark vorgegebenen Komponenten im Energiesystem zählen die Wasserkraftwerke, die sich vornehmlich im Süden Deutschlands befinden und die Pumpspeicherkraftwerke. Darüber hinaus werden die Bedarfe exogen vorgegeben. Diese konzentrieren sich in den Ballungs- und Industriezentren Deutschlands.

Unter Randbedingungen optimiert:

- Die fluktuierenden erneuerbare Energie werden unter Vorgabe von Ausbaupotenzialen optimiert. Die Aufdach Photovoltaik-Anlagen werden aufgrund der verfügbaren Dachfläche vor allem in Ballungszentren aufgebaut. Es ergeben sich Synergieeffekte, da Bedarfe und Erzeugung zusammenfallen und ein geringerer Bedarf für die Transmission von Aufdach-PV-Strom zwischen den Regionen besteht. Die Freiflächen-PV-Anlagen werden in den ertragreichsten Regionen errichtet, also den Gebieten, in denen die höchsten Volllaststunden erzielt werden können. Gleiches gilt für die Onshore-Windproduktion, die vorwiegend im Norden Deutschlands errichtet wird. Die Offshore-Gebiete in der Nordsee werden mit 5,4 GW_{el} und 63 GW_{el} ausgebaut.

Frei optimiert:

- Zu frei platzierbaren Kapazitäten, die zu Gunsten des Stromsektors optimiert werden, zählt die Elektrolyse. Vorwiegend werden die Anlagen an der Nord- und Ostseeküste platziert, in den Regionen mit hoher Onshore-Windproduktion und Offshore-Wind Netzanschlusspunkten. Der überwiegende Teil der Elektrolyseure wird in den Regionen im Norden Deutschlands errichtet, in denen die Windproduktion die höchsten Volllaststunden erzielen kann. Vereinzelt werden auch Elektrolyseure im Süden und Westen Deutschlands errichtet. Auch diese Anlagen fallen räumlich mit der Windenergieproduktion zusammen.
- Der Ausbau der Batteriespeicher erfolgt ebenfalls bestimmt durch den Stromsektor selbst. Diese werden vorzugsweise in windärmeren und PV reicheren Regionen und damit nicht in den Küstengebieten im Norden errichtet. Grund dafür ist, dass die Speicher vorwiegend zum Tag-Nachtausgleich der Photovoltaik Produktion ein-

gesetzt werden und Windenergieanlagen auch nachts Energie produzieren.

- Neben der Optimierung zu Gunsten eines Sektors gibt es Beispiele, in denen sich Synergien zweier Sektoren ergeben.
- Die Elektrokessel werden in windreichen Regionen in Küstennähe betrieben und dienen der Deckung der DAC-Wärmebedarfe in diesen Regionen. In Abschnitt 6.1.3 wird diese Verteilung näher diskutiert.
- Die Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen werden in räumlicher Nähe zu den Wasserstoffspeichern und damit zu Gunsten einer Reduktion der Wasserstoff-Transmissionsinfrastrukturen errichtet. Die Stromerzeugung dieser Kraftwerke fällt damit nicht in die Regionen mit den höchsten Strombedarfen und Strom muss transportiert werden. Zu einer Überlastung des Stromnetzes kommt es nicht, da die Wasserstoffkraftwerke während der Dunkelflaute betrieben werden. Zu Zeiten also, in denen die fluktuierende erneuerbare Stromproduktion reduziert und damit die Netzbelastung niedrig ist.
- Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass die Standorte der Großwärmepumpen entsprechend der Wärmebedarfe und nicht primär aufgrund günstiger Stromquellen platziert werden. Eine genaue Analyse dessen erfolgt in Abschnitt 6.1.3. Synergien ergeben sich dahingehend, dass Aufdach Photovoltaik-Anlagen und netzgebundene Wärmebedarfe beide auf die dichtbesiedelten Ballungsräume Deutschlands fallen.

Abbildung 6.5: Räumliche Verteilung der Strombedarfe, -erzeugung, -speicherung und -umwandlung sowie deren Einfluss auf den Betrieb der Strom-Transmissionsinfrastrukturen 2045.

Transmission im Stromsektor

Da die Kapazitäten der DC- und AC-Leitungen exogen durch die Netzentwicklungspläne vorgegeben werden, werden diese hier nicht näher beschrieben. Vielmehr wird auf den Betrieb dieser Infrastrukturen eingegangen: Die AC-Leitungen zeichnen sich durch hohe Auslastungen von durchschnittlich 73 % über das gesamte Jahr aus. Gleiches gilt für die Inland-DC-Verbindungen, die eine durchschnittliche Auslastung von 60 % aufweisen. Die DC-Leitungen werden eingesetzt, um Strom aus den windreichen Regionen im Norden in den Süden Deutschlands zu transportieren. Ein konkretes Beispiel dafür, wie Transmission im Stromsektor als Flexibilität eingesetzt wird, findet sich in Abbildung 6.6.

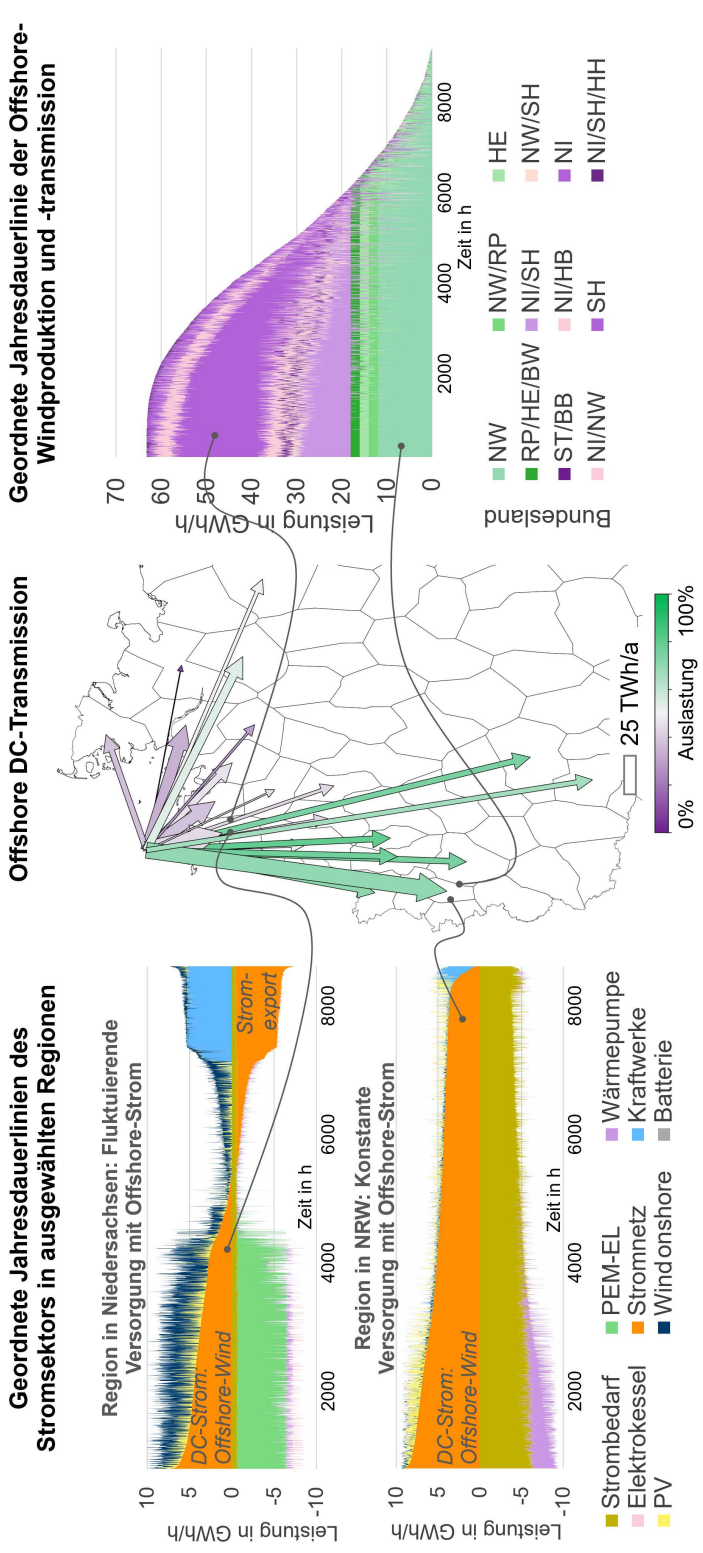


Abbildung 6.6: Nutzung der Offshore DC-Leitungen als Flexibilität: Die konstanten Anteile des Offshore-Winds werden zur Industrie nach NRW, die fluktuierenden Anteile zum Elektrolysebetrieb nach Norddeutschland geleitet.

Abgebildet sind die Gleichstrom-Offhsore Verbindungen. Durchschnittlich werden sie zu 57 % ausgelastet, allerdings gibt es deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Leitungen, die im Folgenden analysiert werden:

- Es zeigt sich, dass die Verteilung von Strom von den Windoffshoreanlagen in der Nordsee als eine Art Filter dient. In der Grafik rechts ist die geordnete Jahresdauerlinie der Windenergieerzeugung dargestellt. Die einzelnen Segmente stellen die Energiemengen dar, die einzelne Leitungen von der Nordsee aus über die Gleichstrom-Hochspannungsleitungen in unterschiedliche Regionen Deutschlands verteilt werden.
- Die Offshore-Windenergieleistung wird somit aufgeteilt in Anteile, die konstant sind und während der meisten Zeit des Jahres zur Verfügung stehen und Anteile, die fluktuierenden und zur in Teilen des Jahres zur Verfügung stehen.
- In der mittleren Darstellung sind die transportierten Energiemengen und die Auslastung der einzelnen Leitungen dargestellt. In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Leitungen, die in den Westen und Süden Deutschlands führen, eine deutlich höhere Auslastung aufweisen als die Leitungen, die in den Norden Deutschlands führen.
- Die Erklärung für diesen Betrieb, liefert der Blick in die einzelnen Regionen, in denen die Netzverknüpfungspunkte verortet sind. Es ist zu erkennen, dass die konstanten Energieströme unter anderem nach Nordrhein-Westfalen geleitet werden, um dort die konstanten Energiebedarfe in der Industrie zu decken.
- Die weniger konstanten und fluktuierende Anteile werden in Norddeutschland zum Einsatz in der Elektrolyse genutzt. Der linke Teil der Grafiken zeigt die geordneten Jahresdauerlinien einzelner repräsentativer Regionen. Geordnet sind die Regionen nach der Flexibilitätsoption Transmission. Positive Leistungen repräsentieren den Strom der Offshore-Windenergieanlagen, negative Leistungen die Versorgung anderer Regionen mit Strom. Es sind jeweils die Nettoleistungen der Transmission aufgetragen. Wie die beiden Jahresdauerlinien der Regionen zeigen, wird der konstante Teil in Nordrhein-Westfalen direkt genutzt, um Endenergiebedarfe zu decken. In der nördlichen Region wird der Offshore-Windstrom gezielt mit den anderen fluktuierenden erneuerbaren Energien innerhalb der Region kombiniert, um die Elektrolyse über einen möglichst langen Zeitraum bei Volllast zu betreiben.

6.1.3 Wärmesektor

Zeitliche Auflösung des Wärmesektors

In einem treibhausgasneutralen Energiesystem stellen die erneuerbaren Energien zeitgleich sowohl das Gro des Energieeintrags dar als auch eine Störgröße aufgrund ihrer fluktuierenden Produktion dar. Diese Störgröße kann etwa durch Speicherung ausgeglichen werden. Da die Speicherung im Stromsektor teuer ist, wird Strom, der nicht zur Deckung der Strom-Endenergiebedarfe benötigt wird, unmittelbar zur Sektorkopplung eingesetzt. Durch Sektorkopplung lässt sich Flexibilität als Reaktion auf die fluktuierende erneuerbare Stromproduktion bereitstellen. Die fluktuierende Störgröße der erneuerbaren Stromerzeugung wird infolgedessen an andere Sektoren im System weitergegeben. Was im Modell als Flexibilitätsoption gilt, hängt somit von der Perspektive ab: Aus Sicht des Stromsektors stellen Wärmepumpen und Elektro-

lyseure eine Flexibilitätsoption, aus Sicht des Wärme- und Wasserstoffsektors kann der Betrieb dieser Anlagen als Störgröße fungieren. Abbildung 6.7 zeigt die temporale Verteilung der Lasten im Wärmesektor.

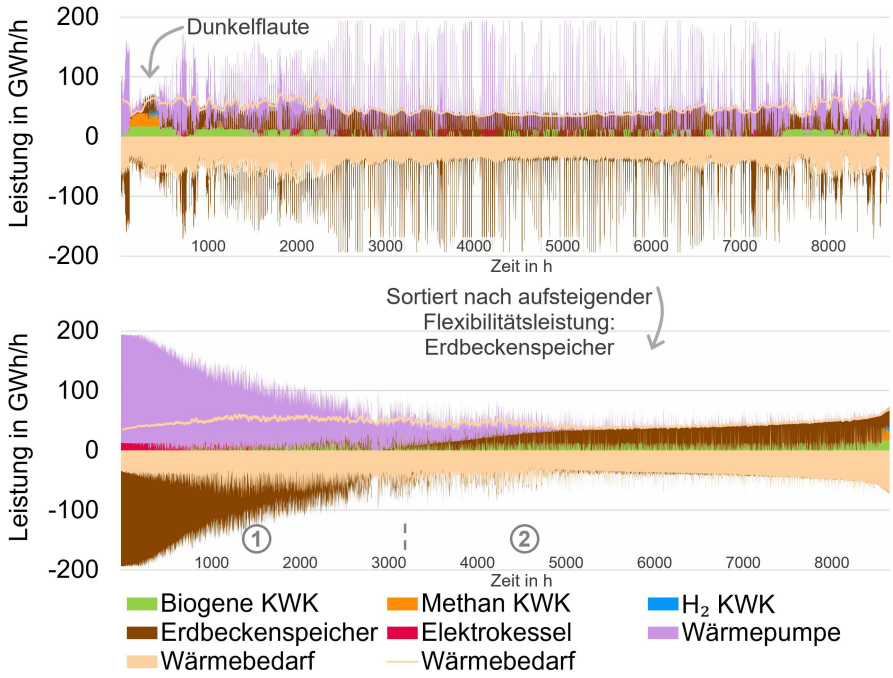


Abbildung 6.7: Leistungen der Wärme-Quellen und -Senken auf nationaler Ebene geordnet nach zeitlicher Abfolge (oben) und nach dominierender Flexibilitätsleistung, hier der Speicherung (unten).

- Das Leistungsprofil verdeutlicht, dass der Wärmesektor großer Fluktuation durch die Wärmepumpenproduktion unterworfen ist. Die Erzeugungsspitzen überschreiten die Wärmebedarfe um einen Faktor von bis zu 5,7. Mit 44 GW_{el} beziehungsweise 182 GW_{th} in der Spitze sind die Wärmepumpen somit nicht auf den Bedarf, sondern auf die fluktuierende Stromerzeugung ausgelegt. Die Wärmepumpen werden somit auch nicht kontinuierlich, sondern mit einer Volllaststundenzahl von 2573 betrieben.
- Die größten Wärmeerzeugungsleistungen treten in den Sommermonaten auf. Das Erzeugungsprofil der Wärmepumpen ähnelt der Photovoltaik-Stromerzeugung. Elektrokessel werden in Zeiten besonders hoher fluktuierender erneuerbarer Stromproduktion mit einer Volllaststundenzahl von 768 eingesetzt.
- Ausgeglichen werden überschüssige Erzeugungsleistungen durch Erdbeckenspeicher, die die günstigste Speicheroption in diesem Sektor darstellen. Im Modell können diese Speicher unbegrenzt ausgebaut werden. Forschungsgegenstände zukünftiger Arbeiten sollte die Berechnung und Hinterlegung von technischen und wirtschaftlichen Ausbaupotenzialen von Erdbeckenspeichern sein.

- In der nach aufsteigender Speicherleistung geordneten Lastkurve lassen sich die Regime (1) und (2) erkennen: Das Regime (1) in dem die Erzeugung über dem Bedarf liegt, erstreckt sich im Fall des Wärmesektors über etwa 1/3 des Jahres. In der übrigen Zeit, dem Regime (2), werden neben der Wärmepumpen- und Elektrokesselerzeugung Flexibilitätsoptionen zugeschaltet, um den Bedarf gerade genau zu decken. Neben der Ausspeicherung aus Erdbeckenspeicher werden KWK-Anlagen auf Basis von Wasserstoff, Methan, Biomasse und Biogas in Zeiten niedriger fluktuierender erneuerbarer Produktion eingesetzt.
- Dadurch, dass es in etwa 1/3 des Jahres zu großen Einspeicherleistungen und in 2/3 des Jahres zu moderaten Ausspeicherleistungen kommt, wird ersichtlich, dass hinsichtlich der Leistung eine Auslegung der Speicher auf die Zeiten mit hohem fluktuierenden erneuerbaren Dargebot kommt.

Räumliche Auflösung des Wärmesektors

Abbildung 6.8 zeigt die räumliche Verteilung der Quellen, Senken und Transmission im Wärmesektor, woraus sich folgende Beobachtungen ableiten lassen:

- Eine Kernbeobachtung ist, dass die Transmission in Form von überregionalen Fernwärmetrassen weitestgehend zu teuer, als dass sie in großem Umfang Teil der kostenoptimalen Lösung sind. Dies hat zur Folge, dass die Wärmeerzeugung und -speicherung bedarfsnah erfolgen müssen.
- Die Bedarfe sind nach den ausgespeisten Wärmemengen bestehender Fernwärmenetze regionalisiert, wodurch sich die größten Abnehmer in den Ballungsgebieten befinden. Darüber hinaus werden im Modell Wärmebedarfe für den Betrieb von DAC-Anlagen exogen vorgegeben. Deren Standorte sind im Norden Deutschlands verortet.
- Der Bau von Wärmepumpen und Erdbeckenspeicher wird im Modell nicht beschränkt, weshalb sie analog zur räumlichen Verteilung der Bedarfe in den jeweiligen Nachfrageregionen errichtet und betrieben werden.
- Der Einsatz von Elektrokesseln fällt räumlich in Regionen im Norden. Diese Regionen zeichnen sich aus durch hohe Windenergieproduktion und hohe Wärmebedarfe für den Betrieb von DAC Anlagen.

Abbildung 6.8: Räumliche Verteilung der Wärmebedarfe, -erzeugung, -speicherung und -umwandlung sowie deren Einfluss auf Bau und Betrieb der Wärme-Transmissionsinfrastrukturen 2045.

6.1.4 Methansektor

Zeitliche Auflösung des Methansektors

In Abbildung 6.9 sind die zeitlich aufgelösten Ergebnisse der Optimierung für den Methansektor auf nationaler Ebene dargestellt. Der Sektor fällt im Vergleich zu den anderen Sektoren deutlich kleiner aus. Da die Verbrennung von fossilem Methan mit dem Ausstoß von CO_2eq-Emissionen verbunden ist, schwindet dessen Rolle im treibhausgasneutralen Zieljahr 2045. Die verbleibenden Bedarfe werden ausschließlich durch CO_2eq-neutrale Methanquellen gedeckt. Sie belaufen sich auf 39 TWh_{CH_4}/a, von denen etwa ¾ auf den Gebäudesektor und ¼ auf den Industriesektor entfallen. Darüber hinaus werden 44 TWh_{CH_4}/a für den Betrieb von Kraftwerken und KWK-Anlagen eingesetzt.

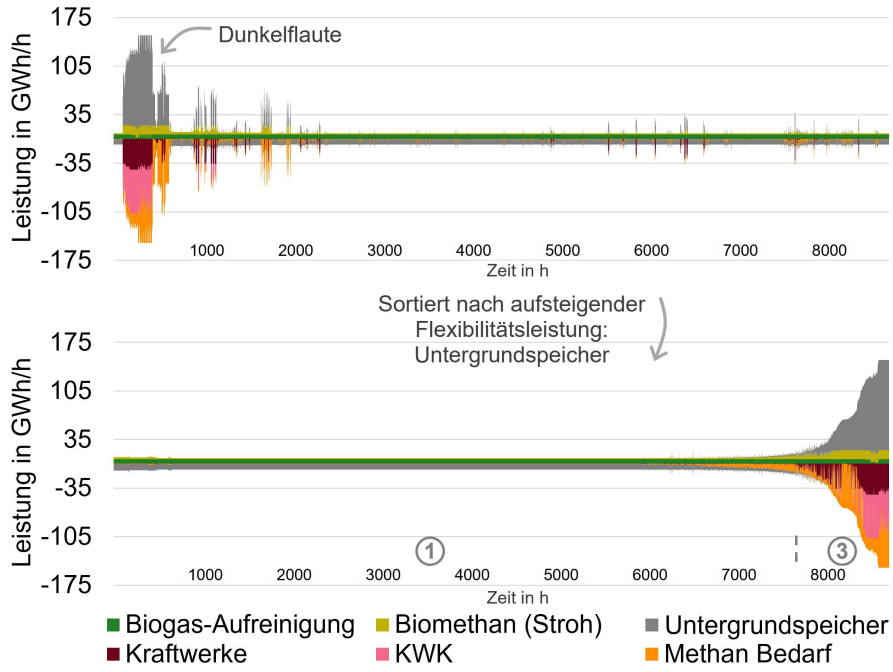


Abbildung 6.9: Leistungen der Methan-Quellen und -Senken auf nationaler Ebene geordnet nach zeitlicher Abfolge (oben) und nach dominierender Flexibilitätsleistung, hier der Speicherung (unten).

Abbildung 6.9 zeigt, dass in 20 % des Jahres Endenergiebedarfe gedeckt und Sektorkopplung betrieben wird und in rund 80 % des Jahres biogenes Methan erzeugt und eingespeichert wird.

- Endenergiebedarfe und der Einsatz im Energie- und Umwandlungssektor fallen zum Großteil auf die Zeit der zweiwöchigen Dunkelflaute. In einem kurzen Zeitraum des Jahres fallen damit hohe Spitzenlasten an.
- Die biogene Methan-Erzeugung ist nicht auf diese Spitzenlasten, sondern auf einen konstanten Betrieb über das Jahr ausgelegt. Die Nutzung von Wasserstoff-

betriebenen Methanisierungsanlagen findet aus ökonomischen Gründen in dem Szenario nicht statt.

- Die Kombination aus konstanter Erzeugung und zeitlich begrenzt auftretender Spitzenlasten bedingt den Einsatz von Flexibilität in Form von Speichern. Daraus folgt, dass sich im Methansektor die beiden Regime (1), Überproduktion und Speicherbeladung, und (3), Deckung von Nachfragen in anderen Sektoren und Ausspeicherung, ausbilden. Regime (2), in dem die Bedarfe gerade durch die Erzeugung und Flexibilität gedeckt werden, tritt demnach nicht auf, da die einzigen Endenergiebedarfe in Regime (3) und damit in die Zeiten des Kraftwerk- und KWK-Betriebs fallen.

Räumliche Auflösung des Methansektors

Abbildung 6.10 zeigt die räumliche Verteilung der Quellen, Senken und Transmission im Methansektor.

Folgende Beobachtungen lassen sich ableiten:

- Die Endenergiebedarfe fallen zu ¾ in den Gebäudesektor und fallen damit räumlich in die Ballungsgebiete in Nordrhein-Westfalen, Hamburg, Berlin, München und Frankfurt.
- Da großskalige Salzkavernen- und Porenspeicher günstiger als Biogas- und oberirdische Methanspeicher sind, findet eine Aufreinigung von Biogas, der Pipelinetransport über konventionelle Erdgaspipelines und die Einspeicherung in großskaligen, unterirdischen Speichern statt.
- Die Standorte der unterirdischen Speicher werden durch die Geologie bestimmt. Es werden sowohl Salzkavernenspeicher in Nord- und Mitteldeutschland als auch Porenspeicher in Nord-, Mittel- und Süddeutschland genutzt.
- Um die Transportstrecken zu minimieren, findet die Produktion von Biomethan vorwiegend in den Regionen der Methanspeicher und deren Nachbarregionen statt.
- Die KWK-Anlagen sind in den Ballungsräumen außer in Hamburg verortet. Die Kraftwerksstandorte befinden sich in Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und Sachsen-Anhalt.

Abbildung 6.10: Räumliche Verteilung der Methanbedarfe, -erzeugung, -speicherung und -umwandlung sowie deren Einfluss auf den Betrieb der Methan-Transmissionsinfrastrukturen 2045.

Transmission im Methansektor

Die Verteilung von Quellen und Senken im Methansektor wirken sich folgendermaßen auf die Transmission aus:

- Zunächst lassen sich anhand der Benutzungsrate der Pipelines zwei Klassen definieren: Unter den *Typ I* fallen die Pipelines, die Methan in aufgereinigter Form von Biogasanlagen in Richtung der unterirdischen Speicher transportieren. Aufgrund des konstanten Betriebs der Produktionsanlagen sind die Pipelines zu 100 % ausgelastet. Sie zeichnen sich durch kleine Kapazitäten aus.
- Unter *Typ II* fallen die Pipelines, die von den Untergrundspeichern ausgehen und der Deckung der Endenergiebedarfe und dem Kraftwerksbetrieb während der Dunkelflaute dienen. Aufgrund der hohen Spitzenlasten zeichnen sich diese durch hohe Kapazitäten und eine geringe Auslastung von unter 5 % aus.
- Der Transport von Biogas oder Biomasse etwa durch LKW ist im Modell nicht abgebildet. Dezentrale Speicherung von Methan oder Biogas sind im Modell teurer als die Nutzung großskaliger Infrastrukturen wie existierender Methanpipelines, Salzkavernen- und Porenspeicher. Es sei darauf hingewiesen, dass es sich um ein lineares Optimierungsmodell handelt, wodurch die kleinskalige Nutzung großskaliger Anlagen nicht korrekt abgebildet wird. Ob der Betrieb dieser Anlagen bei kleinen Energiemengen unter realen Bedingungen ökonomisch sinnvoll ist, ist fraglich.
- Der Methan- und der Wasserstoffsektor stehen in direkter Nutzungskonkurrenz zueinander. Erdgaspipelines und -untergrundspeicher können im Modell für die Wasserstoffnutzung umgewidmet werden. Im folgenden Exkurs wird untersucht, wie das System ausgelegt wird, wenn diese Infrastrukturen im Zieljahr ausschließlich für den Wasserstoff genutzt werden. In zukünftigen Arbeiten ist es sinnvoll auch den Transport und die Speicherung von Kohlenstoffdioxid zu modellieren und damit die Nutzungskonkurrenz aller drei Gase zu analysieren.

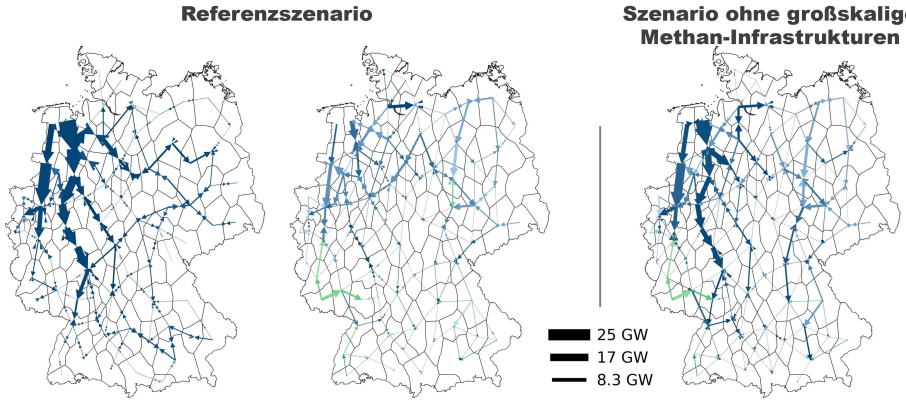
Exkurs: Szenario ohne großskalige Methaninfrastrukturen
Im Rahmen dieser Arbeit wird ebenfalls untersucht, wie sich Auslegung und Betrieb ändern, wenn das System ohne die großskaligen Infrastrukturen im Methansektor, wie den Untergrundspeichern und Transmissionsnetzen, betrieben würde. Wird das System bei gleichen Randbedingungen ohne der Nutzung von Methanpipelines sowie Salzkavernen- und Porenspeichern berechnet, ergibt sich eine Steigerung der jährlichen Gesamtkosten um 17 %. Folgende Änderungen sind in der Versorgungssituation zu beobachten:

- Aufgrund des nicht abgebildeten Transports von Methan, erfolgt die Methanproduktion in diesem Szenario in den Bedarfsregionen selbst.
- Neben der biogenen Methanproduktion kommt in dem Szenario die Produktion von synthetischem Methan auf Basis von Wasserstoff zum Einsatz.
- Grund für den Einsatz von Methanisierung ist das begrenzte biogene Potenzial innerhalb der Bedarfsregionen. Insbesondere in den Ballungsgebieten mit Ausnahme der Region um München fällt das Biomassepotenzial kleiner aus als der jährliche Endenergiebedarf in der Region. Da die Transmission von Biomasse und Biogas im Modell nicht modelliert ist, können diese Energieformen nicht zu den

Bedarfsregionen transportiert werden und das Bioenergiepotenzial wird nicht vollständig ausgeschöpft. Um die konstante Produktion und Spitzenlastnachfrage in Einklang zu bringen, werden dezentrale, oberirdische Methanspeicher aufgebaut.

- Der Wasserstoff für die Regionen, in denen Methanisierung betrieben wird, entsteht nicht vor Ort, sondern an den günstigen Erzeugungsstandorten im Norden. Um eine Speicherung in teuren dezentralen Methan oder Wasserstoffspeichern vor Ort zu verhindern, werden die norddeutschen Salzkavernenspeicher für Wasserstoff stärker beansprucht. Treten Methanbedarfe während der Dunkelflaute auf, wird Wasserstoff aus den Kavernen ausgespeichert, über Wasserstoffpipelines in die Bedarfsregionen transportiert und vor Ort methanisiert.

- Auf diese Weise wird die regionale Flexibilität der Erdgaspipelines zum Teil auf die Wasserstoff-Transmissionsinfrastrukturen übertragen. Nun kommt es im Wasserstoffsektor zum Ausbau großer und niedrig ausgelasteter Pipeline-Kapazitäten, wie in Abbildung 6.11 dargestellt.



Methan-Pipelinenetz	Wasserstoff-Pipelinenetz		Wasserstoff-Pipelinenetz
11.940 km	15.871 km	Netzlänge	17.172 km
42 GW	11 GW	Max. Kapazität	33 GW
22.180 GW*km	12.936 GW*km	Netzgröße	20.974 GW*km
78 TWh/a	333 TWh/a	Energietransport	326 TWh/a
7 %	26 %	Auslastung	21 %

Abbildung 6.11: Pipelineinfrastrukturen im Referenzszenario und im Szenario ohne die großskalige Mathaninfrastrukturen Pipeline-Transport, Salzkavernen- und Porenspeicher.

6.1.5 Wasserstoffsektor

Zeitliche Auflösung des Wasserstoffsektors

Abbildung 6.12 zeigt die Verteilung der Lasten im Wasserstoffsektor, in der oberen Hälfte chronologisch geordnet, unten als geordnete Jahresdauerlinie.

- Die inländische Erzeugung von Wasserstoff und der Import von Wasserstoff tragen in ähnlicher Höhe zur Wasserstoffproduktion bei, ihre Profile sind aber deutlich unterschiedlich: Während im Import eine konstante Leistung von 22 GW_{H_2} vorliegt, betragen die Leistungsspitzen in der Elektrolyse 69 GW_{H_2} beziehungsweise 98 GW_{el}. Die Elektrolyse kommt in Zeiten von hoher Wind- und Sonnenenergieproduktion zum Einsatz und erzielt über das Jahr hinweg 3549 Volllaststunden.
- Die Bedarfe sind über das Jahr weitestgehend konstant bei 44 GW_{H_2} im Durchschnitt und einer mittleren Abweichung von 2 GW_{H_2}. Erhöhte Nachfragen treten insbesondere in der Zeit der Dunkelflaute auf.

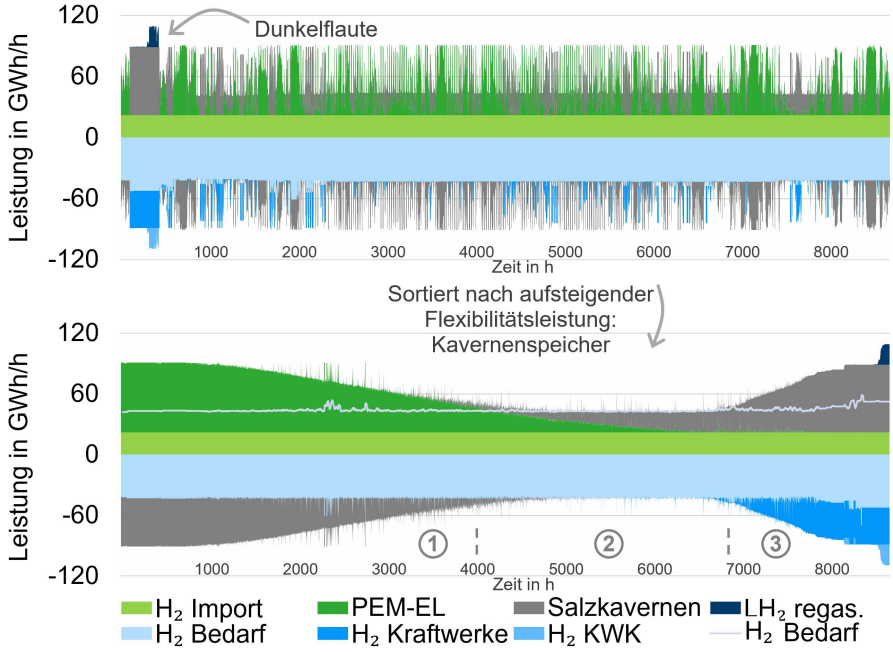


Abbildung 6.12: Leistungen der Wasserstoff-Quellen und -Senken auf nationaler Ebene geordnet nach zeitlicher Abfolge (oben) und nach dominierender Flexibilitätsleistung, hier der Speicherung (unten).

Die einzige und damit dominierende Flexibilitätsoption im Wasserstoffsektor ist die Wasserstoffspeicherung. Sie wird genutzt, um auf die beiden Störgrößen Wasserelektrolyse und Wasserstoff-Rückverstromung zu reagieren, die durch die Fluktuation in der erneuerbaren Erzeugung induziert werden. Der untere Teil der Abbildung 6.12 stellt die Jahresdauerlinie geordnet nach der Ein- und Ausspeicherleistung der Wasserstoff-Salzkavernenspeicher dar. Folgende Beobachtungen lassen sich festhalten:

- Im Wasserstoffsektor treten alle drei Regime in der geordneten Jahresdauerlinie auf, die Überproduktion bei hoher regenerativer Erzeugung in Regime (1), die ausgeglichene Bedarfsdeckung in Regime (2) sowie die Versorgung anderer Sektoren in Regime (3).

- Die Bedarfe sind über das Jahr weitestgehend konstant und liegen in jeder Stunde des Jahres über der Importleistung. Dies hat zur Folge, dass sie zur direkten Bedarfsdeckung eingesetzt werden und keine Speicherung des importierten Wasserstoffs nötig ist. Zwei Modellerweiterungen in zukünftigen Arbeiten könnten dazu führen, dass Import und Speicherung stärker in Kombination genutzt werden:

  1. Zum einen lässt sich der Einfluss einer stärkeren Nutzung von Wasserstoff im Wärmesektor untersuchen. Eine weitverbreitete Nutzung von Wasserstoff im Gebäudesektor, bedingt, dass das Bedarfsprofil stärkeren saisonalen Schwankungen unterworfen ist. So würde, ähnlich wie im Erdgassektor heute, importierter Wasserstoff in den warmen Monaten importiert und eingespeichert und während der Heizperiode aufgespeichert werden.
  2. Eine weitere Möglichkeit der Modellerweiterung besteht darin, die Versorgung von Wasserstoff aus dem Ausland detaillierter abzubilden und die Produktion im Ausland zu modellieren. So würden die Importprofile keinen konstanten Vorlauf aufweisen, sondern den Produktionsfluktuationen im Ausland entsprechen. Im Inland müsste darauf mit Zwischenspeicherung reagiert werden.

- In der Grafik kann es zu einer gleichzeitigen Ein- und Ausspeicherung von Energie kommen. Dies ist auf die Einspeicherung in einer und der Ausspeicherung in einer anderen Region zurückzuführen.

- In Zeiten niedriger erneuerbarer Stromproduktion werden Wasserstoffkraftwerke eingesetzt. Diese werden durch ausgespeicherten Wasserstoff aus den Salzkavernenspeichern betrieben. Die 22 GW_{el} an Kraftwerksleistung werden mit 1358 Volllaststunden im Jahr betrieben.

- Bei besonders niedriger Stromproduktion in Kombination mit erhöhten Wärmebedarfen während der kalten Dunkelflaute werden auch Wasserstoff KWK-Anlagen hinzugeschaltet. Die 8 GW_{el} werden mit 136 Volllaststunden besonders niedrig ausgelastet. Sie beziehen Wasserstoff aus Flüssigwasserstoffspeichern, in denen über das Jahr geringe Mengen an importiertem LH_2 eingespeichert werden. Dieses Optimierungsergebnis lässt sich darauf zurückführen, dass in der Modellierung von Speichern die Größe der Ein- und Ausspeicherleistung an die Größe der Speicherkapazität gekoppelt ist. Um die Spitzenlast zu erhöhen, müsste die Speicherkapazität beträchtlich[4] erhöht werden. Da die aufgespeicherte Energiemenge klein ist, und nur mit einem Zyklus pro Jahr betrieben wird, ist der Bau von kleinen LH_2 Speichern in Kombination mit dem etwas teureren Import von LH_2 ökonomischer als der zusätzliche Ausbau von Salzkavernenkapazitäten[5].

[4] Das Verhältnis von Speicherleistung zu Speicherkapazität beträgt im Modell 471 GWh_{H_2}/GW_{H_2} bei Salzkavernenspeichern, 1 GWh_{H_2}/GW_{H_2} bei LH_2-Speichern

[5] LH_2-Import ist 40 % teurer als GH_2-Import, auf 1 GW_{H_2} Speicherleistung bezogen ist der LH_2-Speicher 170-mal günstiger als der GH_2-Speicher

Räumliche Auflösung des Wasserstoffsektors

Abbildung 6.13 zeigt die regionale Verteilung von Wasserstoff-Erzeugung, Umwandlung, Bedarfen und deren Einfluss auf die Transportkapazitäten.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich Wasserstofferzeugung, -import, -speicherung und -bedarfe räumlich unterschiedlich verteilen, wodurch der Transmission von Wasserstoff eine bedeutende Rolle zukommt. Die Gründe für die unterschiedliche Verteilung werden im Folgenden erläutert:

- Die Wasserstoffbedarfe verteilen sich räumlich auf Bedarfe in der Chemieindustrie in Ludwigshafen in Rheinland-Pfalz, Bedarfe in der Stahlindustrie im Saarland, Bedarfe im mitteldeutschen Chemiedreieck um Halle (Saale), Merseburg und Bitterfeld in Sachsen-Anhalt, sowie auf Bedarfe der Chemie- und Stahlindustrie in Nordrhein-Westfalen. Flächige Bedarfe im Verkehrssektor verteilen sich auf die Ballungsgebiete.
- Die Elektrolyse-Anlagen können im Modell frei platziert werden. Wie in Abschnitt 6.1.2 erläutert, ist es im Modell wirtschaftlicher, die Anlagen in der Nähe günstiger Erzeugungsstandorte im Norden statt in räumlicher Nähe zu den Wasserstoffbedarfen in West-, Süd- und Ostdeutschland zu positioniert.
- Eine bedarfsnahe Wasserstoffproduktion hat den Vorteil, dass GH_2-Transmissionsinfrastrukturen in geringerem Umfang aufgebaut werden müssten. Allerdings handelt es sich bei den Wasserstoffbedarfen um weitestgehend konstante Nachfrageprofile. Um konstante Nachfrageprofile bedarfsnah zu decken, bestehen folgende Möglichkeiten:

  1. Elektrolysebetrieb durch Stromerzeugungsanlagen mit zeitlich konstantem Profil,
  2. Elektrolysebetrieb durch fluktuierende erneuerbare Energien in Kombination mit Li-Ion-Speichern oder in Kombination mit dezentralen Wasserstoffspeichern.

  Die Gründe gegen diese drei Optionen sind in erster Linie die niedrigen Kosten der großskaligen Wasserstoffspeicher und -transmissionsinfrastrukturen sowie die hohen Kosten deren Alternativen. Im Detail bedeutet dies:

  1. Als konstante betriebene Erzeugungsoptionen kommen Laufwasserkraftwerke, regelbare biogene Kraftwerke und konstante Anteile von Offshore-Windenergieanlagen infrage. Bei den Laufwasserkraftwerken reicht allein die zur Verfügung stehende Energiemenge von 16 TWh_{el}/a nicht aus, um die 349 TWh_{el}/a Strom für die Elektrolyse bereitzustellen. Auch bei der Biomasse, die direkt oder als Biogas oder Biomethan in regelbaren Kraftwerken eingesetzt wird, handelt es sich um eine begrenzte Ressource. Darüber hinaus ist der Anlagenbetrieb in der vorliegenden Modellrechnung teuer und liegt mit 14 bis 30 ct/kWh_{el} deutlich über den Gestehungskosten von Windenergie an Land mit durchschnittlich 4,85 ct/kWh_{el}. Was gegen all die Optionen inklusive der Nutzung der konstanten Anteile von Wind Offshore-Anlagen spricht, ist Folgendes: Auch der Stromsektor benötigt eine Grundlast-Erzeugungskapazitäten. Werden diese in den Wasserstoffsektor umgeleitet, müssen sie im Stromsektor durch teure Speicherung in Li-Ion-Speichern kompensiert werden.
  2. Wird der Wasserstoff statt über konstant oder regelbar betriebene Erzeugungstechnologien durch günstigere, fluktuierende Erzeugungstechnologien bereit-

gestellt, müssen entweder dezentrale Strom- oder Wasserstoffspeicher eingesetzt werden, um eine konstante Wasserstoffversorgung zu gewährleisten. Beide Optionen sind deutlich teurer als die Speicherung in großskaligen Salzkavernenspeichern für durchschnittlich 0,75 ct/kWh_{H_2} und der Wasserstofftransport per Pipeline, der im Modell durchschnittlich 0,19 ct/kWh_{H_2} kostet. Die Speicherung in Li-Ion-Speichern beläuft sich im Vergleich dazu auf 4,93 ct/kWh_{el}, die Speicherung in dezentralen Wasserstoffspeicherungen auf 3,25 ct/kWh_{H_2}. Darüber hinaus ermöglicht die Nutzung der Onshore-Windenergie im Norden die Ausnutzung höherer Potenziale und Windhöffigkeit als in den Bedarfsregionen.

- Ein weiterer Grund, warum die bedarfsnahe Produktion von Wasserstoff im Referenzszenario so klein ausfällt, ist die Verfügbarkeit von Wasserstoffimporten. In dem Modell werden für alle EHB-Importrouten die gleichen Importkosten hinterlegt. Welche Interkonnektoren genutzt werden, hängt damit zum einen von dem in Abschnitt 5.4 beschriebenen Importpotenzial des jeweiligen Korridors ab. Darüber hinaus werden die Importstellen im Modell optimiert, um die Kosten für die Transmission und inländische Wasserstofferzeugung zu minimieren. Die größte Menge Wasserstoff wird aus dem EHB Korridor B über Frankreich und das Saarland importiert. Der dort importierte Wasserstoff wird eingesetzt, die Bedarfe im Saarland selbst, in Ludwigshafen und in Teilen von Nordrhein-Westfalen zu decken. Darüber hinaus wird Wasserstoff von den Britischen Inseln aus Korridor C über die Niederlande in Nordrhein-Westfalen importiert. Wasserstoff aus Korridor A wird über die Schweiz und Österreich importiert, um Bedarfe in Baden-Württemberg und Bayern zu decken. Bayrische Regionen werden darüber hinaus mit Wasserstoff aus Korridor D über Tschechien versorgt. Besonders niedrig fallen die Importe aus Korridor E über Polen und insbesondere aus Korridor C aus Norwegen und Dänemark aus. Grund dafür ist, dass der Norden und Osten von Deutschland die Regionen sind, in denen der Großteil der Elektrolyse und Salzkavernenspeicher verortet ist. Um Kosten für die Transmission von Wasserstoff im Modell zu reduzieren, werden Bedarfe in der nördlichen Hälfte Deutschlands vorwiegend mit inländischer Produktion, Bedarfe in der südlichen Hälfte vorwiegend durch Importe gedeckt.
- Die Wasserstoffkraftwerke werden bevorzugt in den Regionen der Salzkavernenspeicher eingesetzt. Auf diese Weise müssen keine zusätzlichen Wasserstoffpipelinekapazitäten aufgebaut werden. Da der Einsatz von Wasserstoffkraftwerken auf die Zeit der Dunkelflaute fällt, ist das Stromnetz durch die reduzierte Leistung der fluktuierenden erneuerbaren Energien in dieser Zeit weniger stark belastet. Es bestehen demnach freie Kapazitäten, den Strom aus den Speicherregionen in die Ballungs- und Industriezentren weiter südlich zu transportieren.
- Da der Transport von Wärme im Modell unter den gegebenen Randbedingungen unwirtschaftlich ist, werden die Wasserstoff-KWK-Anlagen nicht in den Speicherregionen betrieben. Sie werden stattdessen in den nächstgelegenen Regionen mit Wärmebedarfen in Nordrhein-Westfalen und Hamburg platziert.

Abbildung 6.13: Räumliche Verteilung der Wasserstoffbedarfe, -erzeugung, -speicherung und -umwandlung sowie deren Einfluss auf Bau und Betrieb der Wasserstoff-Transmissionsinfrastrukturen 2045.

Transmission im Wasserstoffsektor

Abbildung 6.14 zeigt die transportierte Energiemenge und die Netto-Flussrichtung[6] des Wasserstoffs. Anhand der Flussrichtung können Versorgungscluster identifiziert werden, die Auskunft darüber geben, durch welche Quellen die Regionen versorgt werden. Gebiete, die durch Importe versorgt werden, sind blau dargestellt, Gebiete, die durch inländische Produktion versorgt werden, sind orange dargestellt.

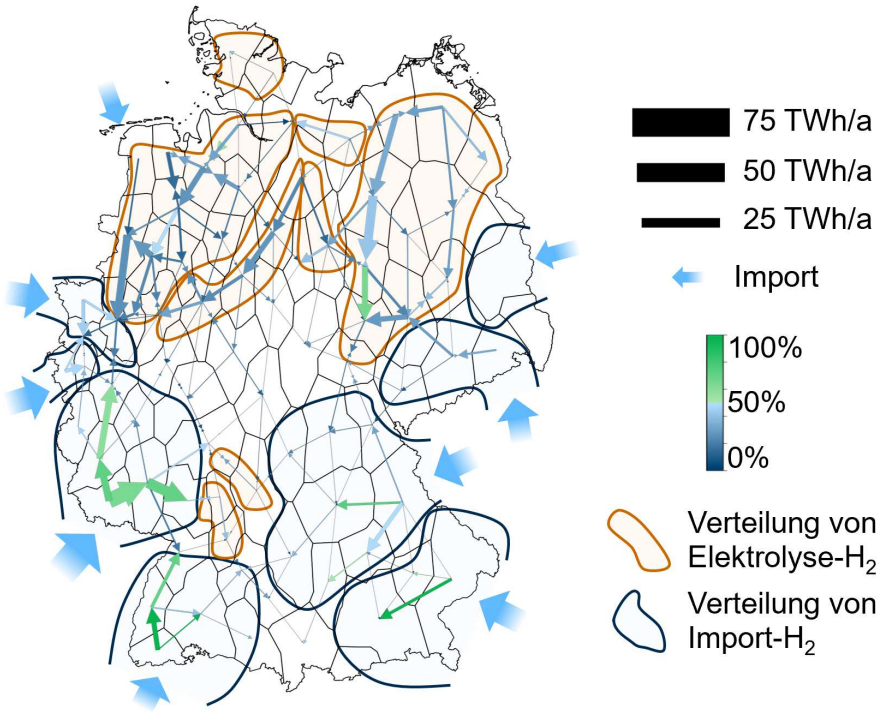


Abbildung 6.14: Klassifizierung von Wasserstoff-Versorgungsclustern. Blau: Versorgung durch Importe, orange: Versorgung durch inländische Elektrolyse.

Aus den vorherigen Ergebnissen lässt sich festhalten, dass der Wasserstoff im Norden am günstigsten zu erzeugen ist und im Süden bevorzugt importiert wird. Unter diesen Randbedingungen wird das Pipelinenetz im Sinne möglichst kurzer Transportwege optimiert:

- Grundsätzlich lässt sich beobachten, dass im Modell der Wasserstoffffluss von außen nach innen verläuft. Wasserstoffquellen sind zum einen die Interkonnektoren an den Grenzen Deutschlands und zum anderen die inländische Produktion in Küstennähe. Von dort aus wird der Wasserstoff zu den Bedarfszentren im Landesinneren transportiert. In zukünftigen Arbeiten kann darüber hinaus der Export und

[6] Netto-Wasserstoffaustausch zwischen zwei Regionen über das Jahr.

Transit von Wasserstoff in Nachbarländer mit modelliert werden. Dies würde Auswirkungen auf die Dimensionierung und Flussrichtung des Wasserstoffs haben.

- Wie die vorangegangenen Analysen zeigen, sind die konstanten Importe kleiner als die konstanten Bedarfe, woraus folgt, dass der im südlichen Teil Deutschlands importierte Wasserstoff nicht zu den Speichern im Norden transportiert werden muss, sondern unmittelbar vor Ort verwendet werden kann.
- Die hohe Verfügbarkeit an Importmöglichkeiten hat zur Folge, dass immer der jeweils bedarfnächste Interkonnektor genutzt werden kann. Wasserstoffbedarfe in Ludwigshafen werden beispielsweise unmittelbar durch den European Hydrogen Backbone Korridor B über Frankreich und das Saarland gedeckt. Es bedarf damit nicht des Imports über Tschechien und der Ost-West Transmission über die MAGAL Pipeline in Richtung Ludwigshafen. In dem kostenoptimalen System werden Bedarfe, Transmission und Versorgung exakt aufeinander abgestimmt, sodass keine redundante Versorgung der Industriestandorte aus mehreren Richtungen und Importkorridoren Teil der Lösung ist, wenn daraus kein direkter wirtschaftlicher Vorteil entsteht. Im folgenden Kapitel wird der Einfluss verschiedener Versorgungsszenarien, wie ein verringertes Importpotenzial über Korridor B auf die inländischen Pipelineverbindungen untersucht.
- Die Pipelines, die mit der inländischen Wasserstofferzeugung in Verbindung gebracht werden, teilen sich in einen West- und Ostflügel auf. Die Produktion im Osten dient vorwiegend der Deckung von Wasserstoffbedarfen im mitteldeutschen Chemiedreieck. Durch die vorhandenen Salzkavernenspeicher kann hier ein eigenes Versorgungscluster gebildet werden. Die Kavernenspeicher im Salzlandkreis in der Region Magdeburg in Sachsen-Anhalt ermöglichen die Harmonisierung der fluktuierenden Elektrolyseerzeugung und der konstanten Bedarfe in der Chemieindustrie.
  Im westlichen Flügel findet die Produktion von Wasserstoff durch Onshore- und insbesondere durch Offshore-Windenergie aus der Nordsee statt. Der Wasserstoff wird eingesetzt, um die Wasserstoffbedarfe im Norden und Teile der Bedarfe in Nordrhein-Westfalen zu decken. Darüber hinaus werden die Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen in diesen Regionen betrieben. Ausgeglichen werden Bedarfe und Erzeugung durch die großen Salzkavernenspeicher im Nord-Westen des Landes.

Im Folgenden der Betrieb einzelner Pipelines näher analysiert, um Rückschlüsse auf die Dimensionierung dieser Pipelines zu gewinnen. Abbildung 6.15 weist die 20 Pipelineabschnitte mit der höchsten jährlich transportierten Wasserstoffmenge aus. Die Pipelineabschnitte sind kategorisiert in sechs typische Betriebsprofile und entsprechend farblich kodiert. Zu den sechs Typen sind jeweils repräsentative Profile ebenfalls in der Abbildung dargestellt.

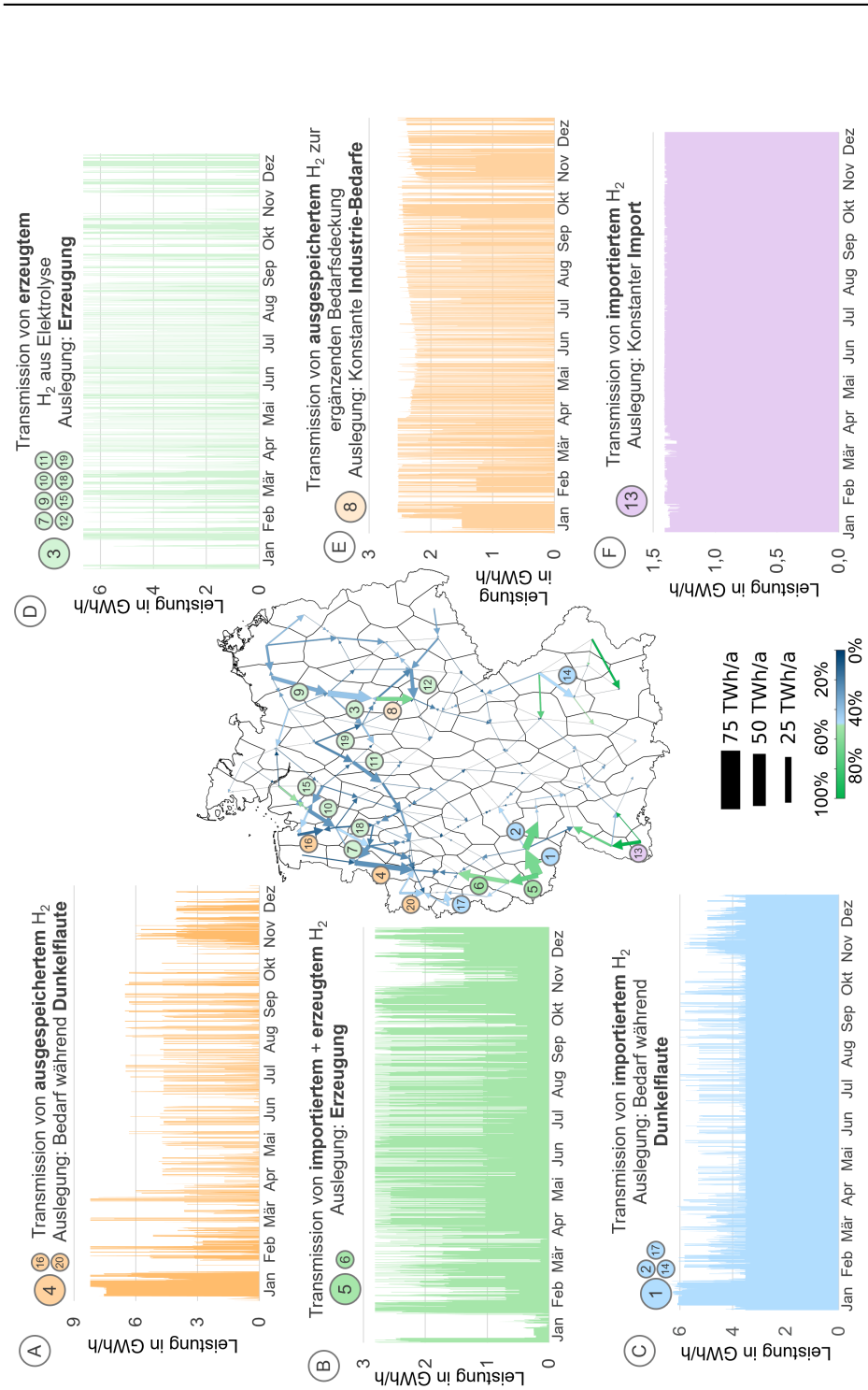


Abbildung 6.15: Sechs typische Betriebsprofile von Wasserstoffpipelines. Ziffern geben die Rangfolge der Pipelines nach Größe der transportierten Wasserstoffmenge wieder.

Die Profile lassen sich danach kategorisieren, ob die jeweiligen Pipelines anhand der Erzeugung, der Ausspeicherung und damit der Bedarfe oder anhand des Imports dimensioniert werden. Im Folgenden wird untersucht, wie die einzelnen Pipelines betrieben werden. Besonderer Fokus liegt dabei auf der Analyse des maximalen Betriebspunktes, da dieser die Kapazität der Pipeline bestimmt.

Auslegung auf die Erzeugung:

- Pipelinetyp (D) steht für den Transport von inländisch produzierten Wasserstoff. Die repräsentative Pipeline (3) ist der letzte Pipelineabschnitt zwischen den Wasserstoff-Produktionsregionen an der Ostseeküste und den Salzkavernenspeichern in Mitteldeutschland. Das Profil zeichnet sich aus durch ausbleibenden Wasserstofftransport während der Dunkelflaute im Januar und steile Lastspitzen während hoher Produktion fluktuierender erneuerbarer Energien aus. Die Pipeline wird während der Betriebszeiten überwiegend in Volllast betrieben und folgt damit dem Profil der Elektrolyse, die, wie Abbildung 6.12 zeigt, wenn sie betrieben werden, meistens in Volllast läuft.

Auslegung auf den Import:

- Pipelinetyp (B) zeigt einen kombinierten Betrieb, bei dem sowohl importierter als auch inländisch erzeugter Wasserstoff transportiert werden. Im repräsentativen Pipelineabschnitt (5) wird sowohl im Saarland produzierter als auch über Frankreich importierter Wasserstoff in Richtung Nordrhein-Westfalen weitergeleitet. Der konstante Import-Teil macht etwa 1 GW_{H_2} der Pipeline-Kapazität aus, der fluktuierende Elektrolyse-Anteil macht etwa 2 GW_{H_2} aus. Die Saarland-Region stellt exemplarisch dar, wie Transmission im Wasserstoff als Flexibilität eingesetzt wird: In Zeiten der Dunkelflaute wird der importierte Wasserstoff nicht über Pipelineabschnitt (5) nach Nordrhein-Westfalen, sondern über Pipelineabschnitt (1) in Richtung Ludwigshafen weitergeleitet. Die ausbleibende Versorgung in Nordrhein-Westfalen aus dem Süden muss durch Wasserstoffbezug aus Speichern im Norden ausgeglichen werden.

- Pipelinetyp (C) zeigt die Weiterleitung von importiertem Wasserstoff, bei der Flexibilität genutzt wird, inländische Produktionsflauten auszugleichen. Der Pipelineabschnitt (1) transportiert die größte Menge Wasserstoff in dem System. Er verbindet den Import über Frankreich mit der Chemieindustrie in Ludwigshafen. Ein Anteil von etwa 3,5 GW_{H_2} wird dabei konstant über das Jahr betrieben. In Zeiten von niedriger fluktuierender erneuerbarer Produktion wird zusätzlicher Wasserstoff in Höhe von weiteren 2,5 GW_{H_2} transportiert. Dabei handelt es sich wie zuvor beschrieben um importierten Wasserstoff, der in diesen Zeiten nicht wie im Normalbetrieb nach Nordrhein-Westfalen geleitet wird. Die Auslegung dieser Pipeline erfolgt anhand der Transmission während der Dunkelflaute.

- Pipelinetyp (F) zeigt die ausschließliche Weiterleitung von importiertem Wasserstoff. Pipelineabschnitt (13) leitet den über die Schweiz importierten Wasserstoff nahezu vollständig weiter, er in der Region des Interkonnektors nicht benötigt wird.

Auslegung auf die Ausspeicherung und Bedarfe:

- Pipelinetyp (A) zeigt den Transport von ausgespeichertem Wasserstoff, um Bedarfe während niedriger Produktion und erhöhten Bedarfen zudecken. Pipelineabschnitt (4) verbindet die Salzkavernenspeicher im Norden mit den Industriebedarfen in Nordrhein-Westfalen. In der Zielregion sind außerdem die größten Wasserstoff-KWK-Kapazitäten verortet. Der Wasserstoffbedarf dieser Anlage be-

dingt die hohe Spitzenlast dieses Pipelineabschnitts während der Dunkelflaute und damit die Kapazität der Pipeline.

- Pipelinetyp (E) zeigt die Transmission ausgespeicherten Wasserstoffs, um konstante Industriebedarfe zu decken. Der Pipelineabschnitt (8) verbindet die Kavernenspeicher im Salzlandkreis mit den Bedarfen des mitteldeutschen Chemiedreiecks. Trotz der konstanten Bedarfe findet keine zeitlich konstante Ausspeisung und Transmission statt. Stattdessen wird die Ausspeicherung gezielt eingesetzt, um Versorgungslücken auszugleichen.

Abbildung 6.16 zeigt den möglichen realen Verlauf der Pipelinetrassen. Dargestellt sind jeweils die kürzesten Verbindungen des existierenden Erdgas-Pipelinenetzes zwischen den Regionsmittelpunkten. Die Breite repräsentiert die Kapazität der Pipelines.

Neben dem Netz ist auch die Energiemenge der Quellen und Senken inklusiver der Speicherung eingezeichnet. Folgende Beobachtungen lassen sich aus der Verteilung der Wasserstoff-Pipelinekapazitäten ableiten:

- Das Wasserstoff-Pipelinenetz im Referenzszenario im Jahr 2045 besteht zum überwiegenden Teil aus umgewidmeten Erdgaspipelines. 15.570 km beträgt die Länge des Wasserstoffnetzes, das auf Umwidmung basiert. Die Leitungen haben eine durchschnittliche Transportkapazität von 0,8 GW beziehungsweise einen Pipelinedurchmesser von durchschnittlich 320 mm. Dargestellt in Abbildung 6.16 sind Transmissionskapazitäten ab einer Übertragungsleistung von 115 mm beziehungsweise 0,1 GW_{H_2}. Die maximale Übertragungskapazität der umgewidmeten Pipelines beträgt 11 GW_{H_2} beziehungsweise 1170 mm im Referenzszenario. Durchschnittlich sind die Pipelineabschnitte zu 26 % ausgelastet, mit starken Variationen, wie der vorherige Abschnitt zeigt.
- Zusätzlich zu den umgewidmeten Pipelines werden 302 km neuer Pipelines im Modell aufgebaut. Diese werden mit 30 % stärker ausgelastet als die umgewidmeten Pipelines und mit einer Kapazität von bis zu 3 GW_{H_2} beziehungsweise 605 mm.
- Während der Pipelineabschnitt, der den importierten Wasserstoff aus Frankreich in Richtung Ludwigshafen weiterleitet, zwar die größte Wasserstoffmenge transportiert, weist dieser nicht die größte Transportkapazität auf. Der weitestgehend konstante Betrieb dieser Pipeline erlaubt es, hohe Energiemengen bei niedriger Kapazität zu transportieren. Die größten Transportkapazitäten weisen die Pipelineabschnitte auf, die den ausgespeicherten Wasserstoff als den Salzkavernen in Richtung der Spitzenlasten, insbesondere dem Betrieb der Wasserstoff-KWK-Anlagen weiterleiten.
- Die Auslegung der Pipelines bestimmt durch die größte zu Transmissionsleistung der das Jahr erfolgt im Nordwesten auf Basis der Bedarfe während der Dunkelflaute, im Nordosten auf Basis der inländischen Erzeugung und im südlichen Teil Deutschland vorwiegend auf Basis der importierten Wasserstoffmenge.

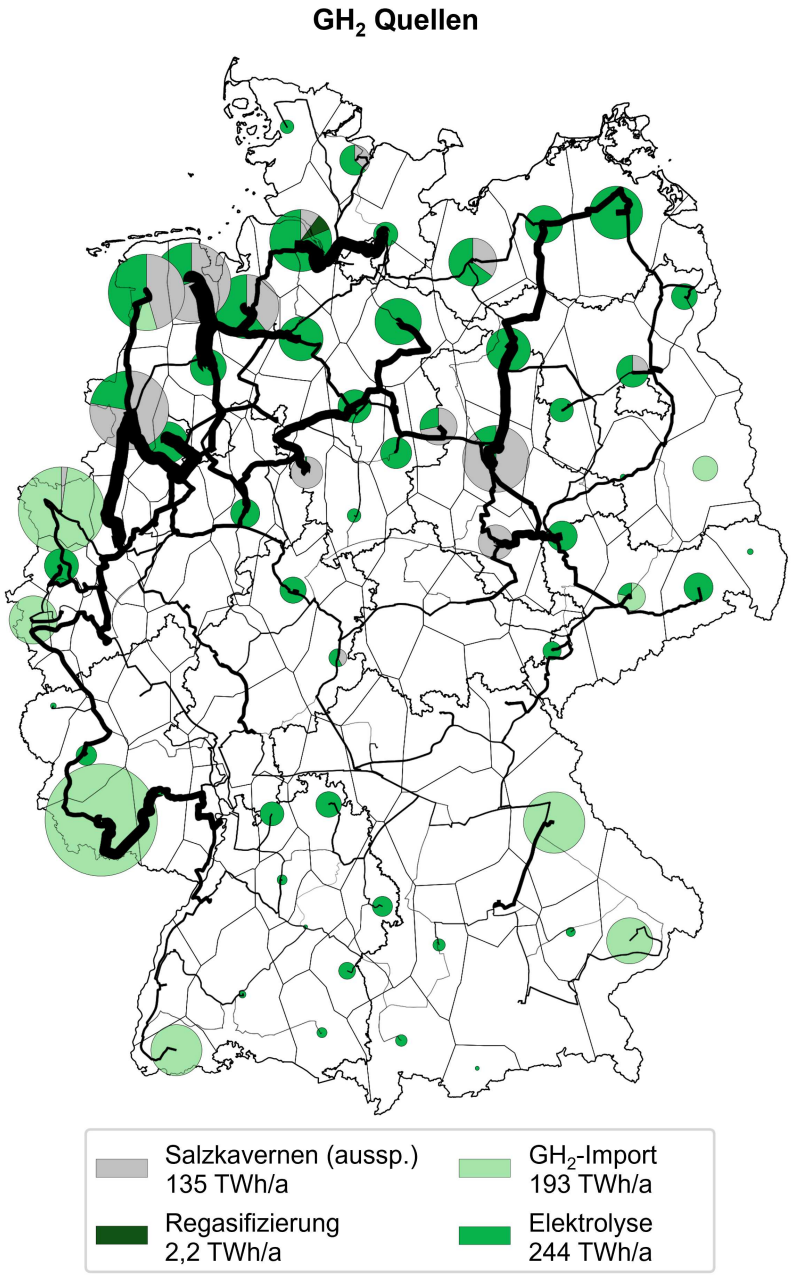
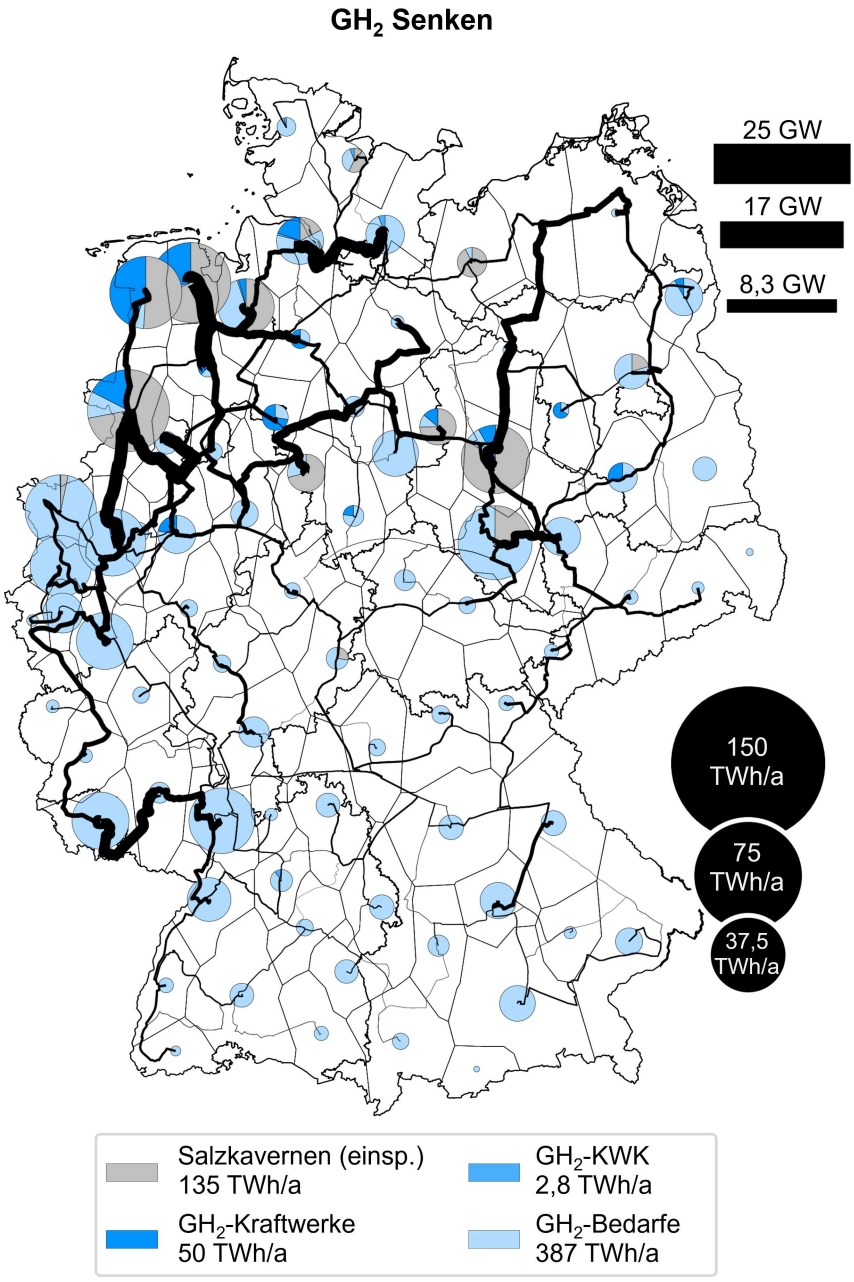


Abbildung 6.16: Wasserstoffpipelinenetz 2045 mit Quellen und Senken.


GH2 Senken
25 GW
17 GW
8,3 GW
150 TWh/a
75 TWh/a
37,5 TWh/a
Salzkavernen (einsp.) 135 TWh/a
GH2-KWK 2,8 TWh/a
GH2-Kraftwerke 50 TWh/a
GH2-Bedarfe 387 TWh/a

6.2 Szenarienvergleich

Im Folgenden werden die fünf in Abschnitt 4.7 vorgestellten Szenariengruppen miteinander verglichen, die sich durch verschiedene Restriktionen oder Besonderheiten gegenüber dem Referenzszenario unterscheiden. Der Schwerpunkt der Restriktionen liegt auf dem Transport, Abschnitt 6.2.1, und der Importverfügbarkeit, Abschnitte 6.2.2 und 6.2.3, von Wasserstoff. Da die erforderliche Reinheit des Wasserstoffs bestimmt, welche Infrastrukturen zu welchen Kosten genutzt werden können, wird der Einfluss mehrerer Reinheitsklassen auf das Modell in Abschnitt 6.2.4 untersucht. In Abschnitt 6.2.5 wird betrachtet, ob und unter welchen Bedingungen der Flüssigwasserstofftransport eine Alternative zum Pipelinetransport darstellt. Die Szenarien der Transformationspfadanalyse werden in einem eigenen Kapitel in Abschnitt 6.3 untersucht.

6.2.1 Szenariengruppe Wasserstoffpipeline-Ausbau

Szenariobeschreibung

- Untersuchung der Auswirkung von Restriktionen des innerdeutschen Pipelinetransports.
- Drei Szenarien: ohne den Neubau von Wasserstoffpipelines, ohne die Umwidmung von Erdgaspipelines in Wasserstoffpipelines und ohne die Nutzung beider Optionen. Der Transport von Flüssigwasserstoff steht dem Modell in allen Szenarien zur Verfügung.

Forschungsfragen

- Welche Pipelinekategorien sind am stärksten betroffen, wenn die kostengünstige Umwidmung von Erdgaspipelines nicht möglich ist? Importpipelines, Elektrolysepipelines, oder Ausspeicherpipelines?
- Wie ist das Verhältnis zwischen bedarfsnaher und erzeugunsnaher Wasserstofferzeugung und wodurch wird es beeinflusst?
- Welche Rolle spielt der LH_2-Transport insbesondere, wenn kein Pipelinetransport zulässig ist?

Kernergebnisse

- Trotz der Kapazitätsvorgaben durch ETHOS.NESTOR ist das Modell in allen drei restriktiven Pipeline-Szenarien lösbar.
- Neue Pipelines werden im Referenzszenario nur in geringem Umfang gebaut. Unterlassener Pipeline-Neubau kann mit geringem Kostenmehraufwand durch zusätzliche Umwidmung kompensiert werden.
- Ohne die Umwidmung von Erdgaspipelines kommt es aufgrund der höheren Neubaukosten zu einer deutlichen Verkleinerung des Wasserstoffnetzes. Die Erzeugung erfolgt weiterhin hauptsächlich in den windreichen Regionen Norddeutschlands. Die Elektrolysepipelines verzeichnen den stärksten Rückgang, da die Elektrolysekapazitäten teilweise näher an den Speicherregionen sowie in Nordrhein-Westfalen und in Mitteldeutschland in den Bedarfsregionen aufgebaut werden.
- LH_2-Transporte werden in großem Umfang nur dann eingesetzt, wenn GH_2-Transporte nicht zulässig sind. Für die Verteilung des importierten LH_2 in die Bedarfsregionen werden LH_2-Transporte per Schiff und Bahn eingesetzt. Der verbleibende Bedarf wird durch die Produktion in der Region selbst gedeckt.

Die doppelseitige Abbildung 6.17 zeigt die Kernergebnisse der drei Pipeline-Szenarien. Auf der ersten Seite ist die räumliche Auflösung des gasförmigen und flüssigen Wasserstofftransports abgebildet. Die zweite Seite zeigt die nationalen Wasserstoffmengen für Import & Erzeugung, Nachfrage, Transmission, Umwandlung und Speicherung. Darüber hinaus ist die räumliche Verteilung der Wasserstoffquellen und -senken dargestellt. Die aus dem folgenden Szenarienvergleich abgeleiteten Erkenntnisse finden sich in den Einzelgrafiken von Abbildung 6.17 wieder.

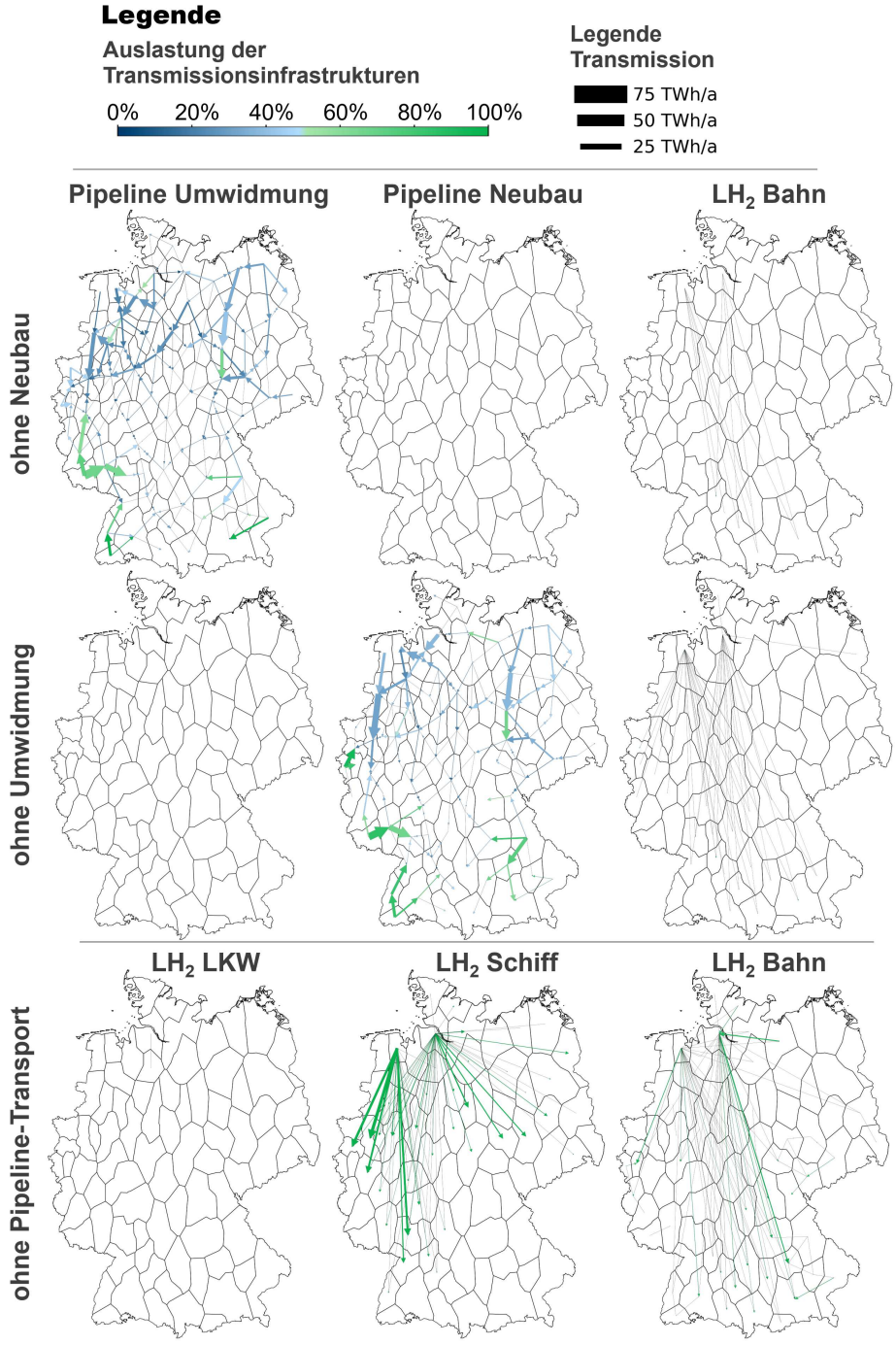
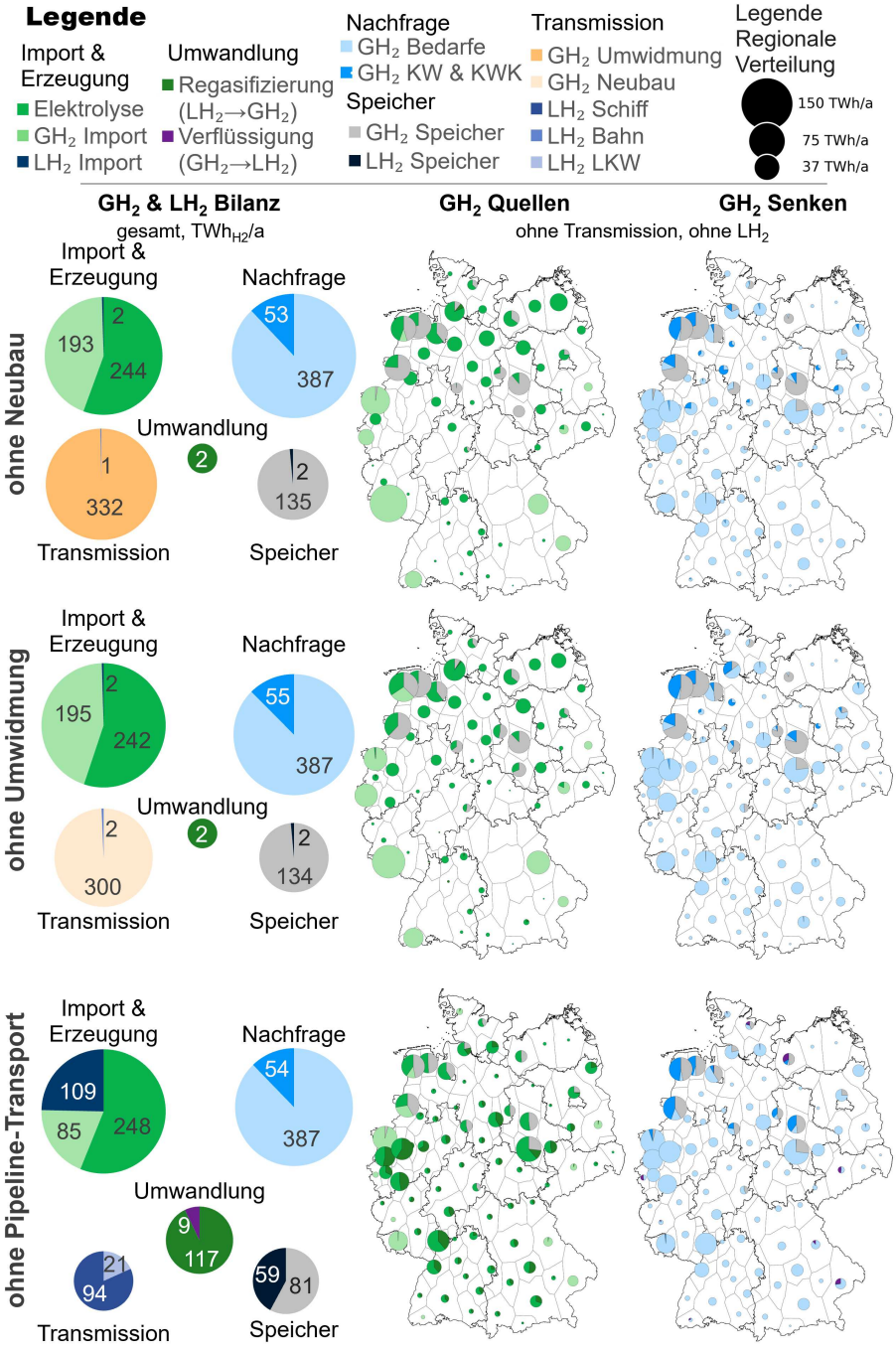


Abbildung 6.17: Ergebnisse der Szenariogruppe *Wasserstoffpipelineausbau*.


Legende
Import & Erzeugung
Elektrolyse
GH2 Import
LH2 Import
Umwandlung
Regasifizierung (LH2→GH2)
Verflüssigung (GH2→LH2)
Nachfrage
GH2 Bedarfe
GH2 KW & KWK
Speicher
GH2 Speicher
LH2 Speicher
Transmission
GH2 Umwidmung
GH2 Neubau
LH2 Schiff
LH2 Bahn
LH2 LKW
Legende Regionale Verteilung
150 TWh/a
75 TWh/a
37 TWh/a
GH2 & LH2 Bilanz
gesamt, TWh H2/a
GH2 Quellen
ohne Transmission, ohne LH2
GH2 Senken
ohne Neubau
Import & Erzeugung
2
193
244
Nachfrage
53
387
Umwandlung
2
1
332
Transmission
2
135
Speicher
ohne Umwidmung
Import & Erzeugung
2
195
242
Nachfrage
55
387
Umwandlung
2
2
300
Transmission
2
134
Speicher
ohne Pipeline-Transport
Import & Erzeugung
109
85
248
Nachfrage
54
387
Umwandlung
9
117
21
94
Transmission
59
81
Speicher

In Abbildung 6.18 sind die im Referenzszenario neu gebauten Pipelineverbindungen und deren Betrieb über das Jahr dargestellt. Die Pipelines werden hauptsächlich für den Transport von Wasserstoff in die nordwestlichen Speicherregionen genutzt. Die drei Pipelines werden analog zu den Elektrolyseuren betrieben. Eine der Pipelines wird auch in umgekehrter Fließrichtung betrieben, um insbesondere während der Dunkelflaute Wasserstoff aus den Speichern in die angrenzende Nachbarregion zu transportieren. Insgesamt ist der Neubau von Pipelines mit 302 km im Referenzszenario deutlich geringer aus als die Umwidmung von Pipelines mit 15.570 km.

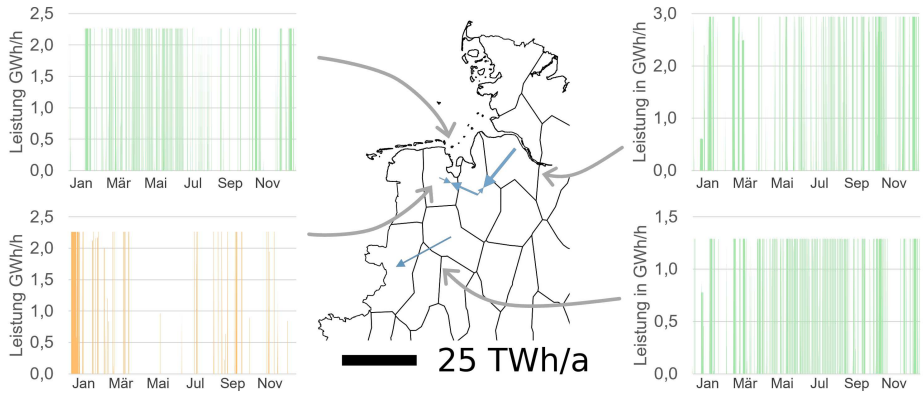


Abbildung 6.18: Betrieb der Neubau-Pipelines im Referenzszenario. Orange: Auslegung auf den Bedarf, grün: Auslegung auf die Erzeugung.

Szenario *ohne GH_2-Pipeline-Neubau*

- Da der Pipeline-Neubau im Referenzszenario nur eine untergeordnete Rolle spielt, sind die Auswirkungen auf das Gesamtsystem gering, wenn der Neubau in wie in diesem Szenario nicht zulässig ist. Die Gesamtmengen an transportiertem, gespeichertem, erzeugtem und regasifizierten Wasserstoff unterscheiden sich um weniger als 1 TWh_{H_2}/a gegenüber dem Referenzszenario.
- Anstelle der Neubau-Verbindungen werden im untersuchten Szenario zusätzliche Pipelinekapazitäten in den südlich angrenzenden Nachbarregionen umgewidmet.
- An anderer Stelle werden weniger Erdgas-Pipelinekapazitäten umgewidmet als im Referenzszenario, da Erzeugungs- und Rückumwandlungskapazitäten näher an den Speichern aufgebaut werden. Dies betrifft jedoch nur eine sehr geringe Menge an Kapazitäten, sodass sich das Netz der umgewidmeten Pipelines um lediglich 0,5 % beziehungsweise 58 km verkleinert.
- In Tabelle 6.2 ist ein Vergleich ausgewählter Kennzahlen im Szenariovergleich dargestellt. Die Veränderung der Gesamtkosten des Systems liegt deutlich unter 0,1 %. Dies zeigt, dass es nahe am Optimum liegende Optimierungsergebnisse gibt, die im betrachteten Szenariorahmen ohne den Bau neuer Pipelines auskommen.

Tabelle 6.2: Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den Pipeline-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario	H_2-Netzlänge Umwidmung	H_2-Netzlänge Neubau	△ H_2-Netzlänge	△ Gesamtsystem TAC
Referenzszenario	15.570 km	302 km	-	-
ohne Neubau	15.512 km	0 km	-2,3 %	+0,0 %
ohne Umwidmung	0 km	15.396 km	-3,0 %	+0,4 %
ohne H_2-Pipelinetransport	0 km	0 km	-100 %	+6,1 %

Szenario *ohne GH_2-Pipeline-Umwidmung*

- Die Modellierung ohne der Umwidmung von Erdgaspipelines für die Nutzung von Wasserstoff zeigt einen geringen Einfluss auf die Energiemenge der Erzeugung, Speicherung und Rückverstromung auf nationaler Ebene, wie in Abbildung 6.18 dargestellt. Deutlicher wirkt sich die Szenarienvariation auf die transportierte Wasserstoffmenge aus: diese sinkt über das gesamte Jahr um etwa 10 %.
- Qualitativ sind Netztypologie und Fließrichtung ähnlich wie im Referenzszenario, es ergeben sich jedoch einige Unterschiede in der Erzeugung und im Import, die dazu führen, dass sich die Gesamtnetzlänge im Vergleich um etwa 3 % verringert.
- Zum einen fällt der innerdeutsche Nord-West Korridor kleiner aus, da etwa 4 GW_{el} Elektrolysekapazität weniger in der Region südlich von Hamburg aufgebaut wird. Stattdessen werden diese Kapazität näher an den Bedarfen in München, im mitteldeutschen Chemiedreieck und insbesondere in der Metropolregion Rhein-Ruhr sowie in den Regionen der nordwestlichen Salzkavernenspeicher aufgebaut.
- Durch den Aufbau einer bedarfsnahen Produktion werden Importe, wie beispielsweise aus Frankreich, reduziert und damit die inländische Transmission in Richtung Nordrhein-Westfalen verringert.
- Damit verbunden ist sowohl eine Verlagerung von Windenergiekapazitäten in die neuen Elektrolyseregionen, als auch eine höhere Auslastung der Stromnetze. Diese Effekte sind in diesem Szenario in geringem Umfang zu beobachten. Eine starke Ausprägung dieser Phänomene findet sich im Szenario ohne Pipelinetransport.

Szenario *ohne H_2-Pipelinetransport*

- Wird der Pipelinetransport sowohl für den Neubau als auch für die Umwidmung gänzlich im Modell ausgeschlossen, kommt es zu einer starken Veränderung der Erzeugungs-, Transport- und Speicherstruktur und einer Erhöhung der Gesamtsystemkosten um mehr als 6 %.
- Bei den Importen werden 110 TWh_{H_2}/a der bisherigen 193 TWh_{H_2}/a nicht mehr gasförmig, sondern flüssig nach Norddeutschland importiert. Am stärksten vom Rückgang der GH_2-Importe betroffen sind die Routen aus Frankreich, Tschechien, Belgien und der Schweiz, wo die jährlich importierte Wasserstoffmenge um 74–

95 % zurückgeht. Gasförmig kann nur noch der Wasserstoff importiert werden, der in der Region des Interkonnektors selbst verbraucht wird.

- Darüber hinaus wird eine deutlich regionalere Wasserstofferzeugung forciert. Im Vergleich zum Referenzszenario werden im windreichen, aber wasserstoffbedarfsarmen Norden weniger Elektrolysekapazitäten aufgebaut. Diese Kapazitäten werden verstärkt in den Bedarfszentren aufgebaut. Davon betroffen ist auch der Ausbau der Windenergieanlagen. Diese werden weiter südlich, aufgrund fehlender Potenziale, aber nicht in den Ballungsräumen selbst aufgebaut.
- Durch die stärkere regionale Erzeugung sinkt die Wasserstofftransmission im System auf etwa ⅓ des Werts im Referenzszenarios und besteht ausschließlich aus LH_2-Transport. Davon werden über 80 % also 94 TWh_{H_2}/a per Schiff und weitere 21 TWh_{H_2}/a per Bahn transportiert.
- Der LH_2-Transport wird in Abschnitt 6.2.5 ausführlich behandelt. In diesem Szenario wird er dazu eingesetzt, importierten LH_2 aus den Hafenregionen in den Süden zu transportieren. Der Schiffstransport dient insbesondere der Versorgung der Bedarfszentren entlang des Rheins, der Bahntransport der Versorgung weiter südlich gelegener Regionen in Bayern.
- Die Gesamtmenge des rückverstromten Wasserstoffs unterscheidet sich nicht wesentlich von derer im Referenzszenario. Die speichernahe Rückverstromung wird intensiviert, sodass nun die gesamte Rückverstromung aus den umliegenden Regionen in die nächstgelegene Region mit GH_2-Speicher verlagert wird.
- Das fehlende Pipelinenetz führt zu einer fehlenden Anbindung der Salzkavernenspeicher. Deren Kapazität wird im Szenario reduziert. Zum Teil werden dezentrale GH_2 und kryogene LH_2-Speicher in den Regionen aufgebaut.

6.2.2 Szenariengruppe EHB-Importpotenziale

Szenariobeschreibung

- Untersuchung des Einflusses begrenzter European Hydrogen Backbone-Importpotenziale auf das Gesamtsystem.
- Betrachtung von drei Hauptszenarien: kein Wasserstoffimport aus afrikanischen Staaten, Britischen Inseln, afrikanischen Staaten & Britischen Inseln. Sowie zwei Nebenszenarien: kein Import aus der Ukraine sowie aus Norwegen & Dänemark.

Forschungsfragen

- Welche Pipeline-Verbindungen für den innerdeutschen H_2-Transport sind robust gegenüber Änderungen der Importpunkte?
- Wie verändert sich der Standort von Elektrolyseanlagen?
- Welche Verbindungen werden bei einem Wegfall einzelner Importe als die nächstbessere Importroute identifiziert?

Kernergebnisse

- Die Importe aus Norwegen gewinnen bei Beschränkung der anderen Korridore am stärksten an Bedeutung und steigen auf bis zu 82 TWh_{H_2}/a.
- Alternative Importrouten führen zu einer Vergrößerung des umgestellten Pipelinenetzes um bis zu 26 % im Vergleich zum Referenzszenario.
- Trotz der zum Teil erheblichen Veränderungen im Pipelinenetz ist der Anstieg der Gesamtsystemkosten mit 0,1 % in den Szenarien ohne Importe von den Britischen Inseln und aus Afrika beziehungsweise mit 0,2 % im Szenario mit Verzicht auf beide Importe gering. Die Kostensteigerung ist dabei ausschließlich auf zusätzlichen Pipelineausbau zurückzuführen. Weitere Systemveränderungen machen sich nicht in einer Steigerung der Systemkosten bemerkbar.
- Ein Teil der regional wegfallenden Importe wird durch bedarfsnahe Elektrolyse wie zum Beispiel in Bayern ausgeglichen, der Großteil der Elektrolyseure wird jedoch weiterhin im Norden platziert.

Die doppelseitige Abbildung 6.19 zeigt die Kernergebnisse der drei EHB-Importpotenzial-Szenarien. Die Ergebnisse der Szenarien ohne Importe aus Dänemark, Norwegen und der Ukraine werden im Folgenden nicht detailliert dargestellt. Sie fließen jedoch in die Diskussion der No-Regret-Maßnahmen in Abschnitt 6.4 ein. Auf der ersten Seite von Abbildung 6.19 sind in drei Spalten folgende Aspekte dargestellt: die räumliche Auflösung des gasförmigen Wasserstofftransports, die nationalen Wasserstoffmengen in den Bereichen Import & Erzeugung, Nachfrage, Transmission, Umwandlung und Speicherung sowie die räumliche Verteilung der Wasserstoffquellen in Deutschland. Die zweite Seite zeigt regional aufgelöste Veränderungen gegenüber dem Referenzszenario. Dies umfasst: den Betrieb von Wasserstoffelektrolyse, Wasserstoffimport und Wasserstoffpipelines. Die aus dem folgenden Szenarienvergleich abgeleiteten Erkenntnisse finden sich in den Einzelgrafiken von Abbildung 6.19 und in der Übersichtstabelle 6.3 wieder.

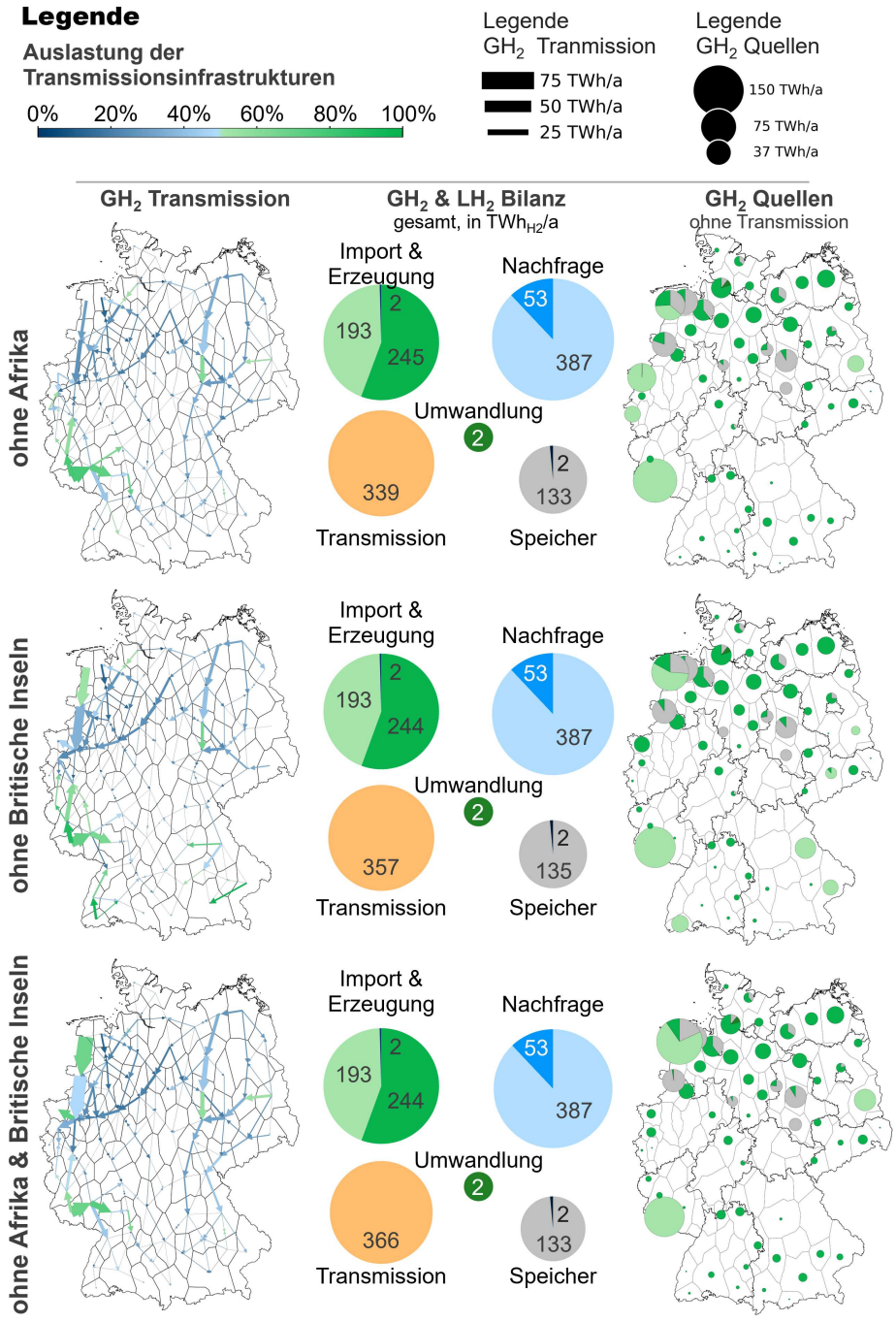
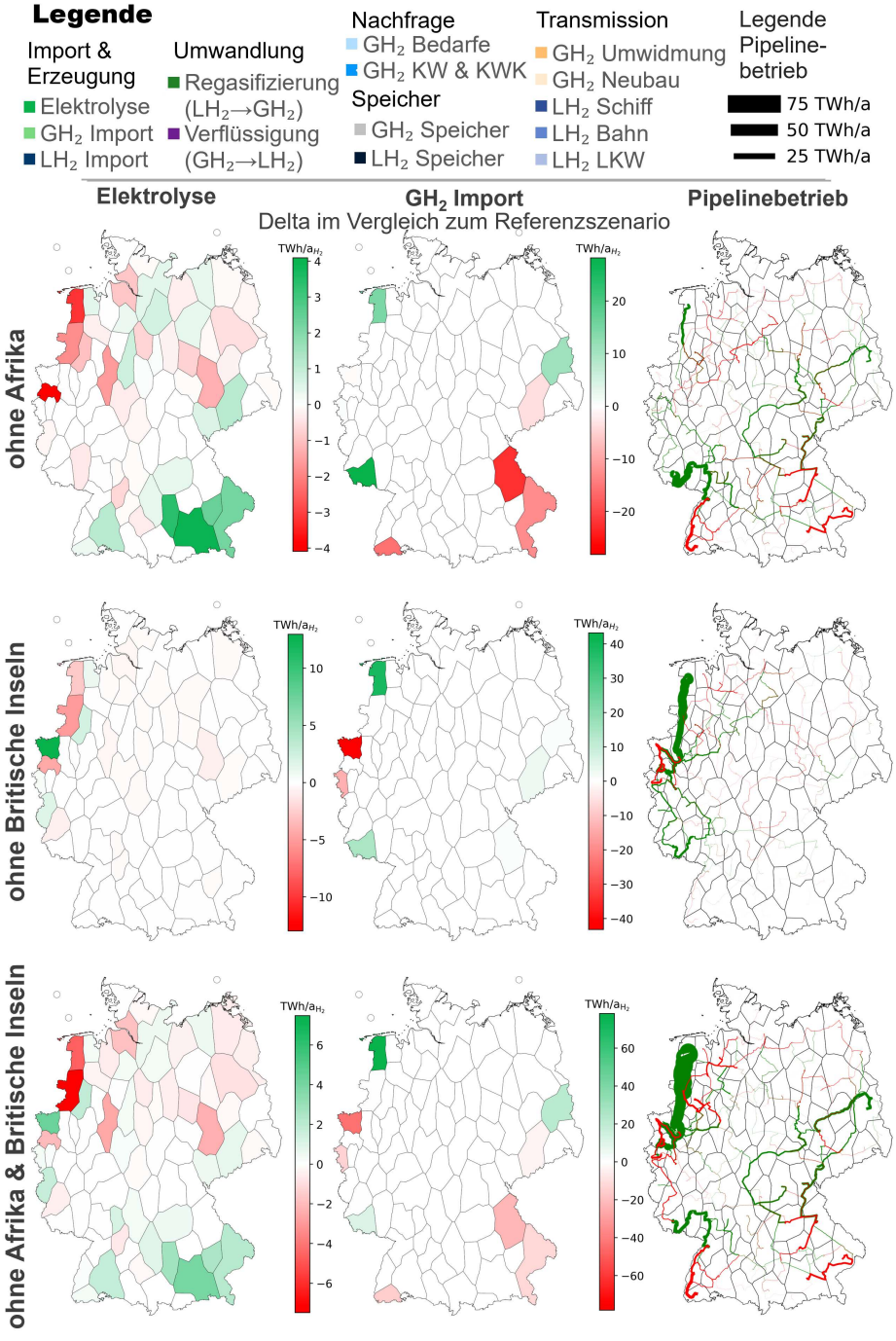


Abbildung 6.19: Ergebnisse der Szenariogruppe *EHB-Importpotenziale*.


Legende
Import & Erzeugung
Elektrolyse
GH2 Import
LH2 Import
Umwandlung
Regasifizierung (LH2→GH2)
Verflüssigung (GH2→LH2)
Nachfrage
GH2 Bedarfe
GH2 KW & KWK
Speicher
GH2 Speicher
LH2 Speicher
Transmission
GH2 Umwidmung
GH2 Neubau
LH2 Schiff
LH2 Bahn
LH2 LKW
Legende Pipeline-betrieb
75 TWh/a
50 TWh/a
25 TWh/a
Elektrolyse
GH2 Import
Pipelinebetrieb
Delta im Vergleich zum Referenzszenario
ohne Afrika
ohne Britische Inseln
ohne Afrika & Britische Inseln
TWh/aH2

Szenario *ohne Britische Inseln*

- Die in diesem Szenario untersuchte Potenzialbeschränkung betrifft den Teil des EHB-Korridors C, der Wasserstoff aus Irland und Großbritannien über die Niederlande und Belgien nach Deutschland transportiert.
- Diese Importbeschränkung führt zu einem vollständigen Wegfall der Importe in Nordrhein-Westfalen. Als Ausgleich wird der Import südlich und nördlich von Nordrhein-Westfalen erhöht. Dies betrifft die Importe aus dem Korridor B über Frankreich, die von 75 TWh_{H_2}/a auf 90 TWh_{H_2}/a sowie die Importe über Norwegen, die von 3 TWh_{H_2}/a auf 42 TWh_{H_2}/a steigen.
- Außerdem werden Elektrolyseeinheiten aus Nordwestdeutschland weiter südlich in Nordrhein-Westfalen platziert. Insbesondere in der Region, in der bisher Wasserstoff aus den Niederlanden importiert wurde.
- Dies hat zur Folge, dass die Wasserstofftransportkapazitäten sowohl vom norwegischen als auch vom französischen Interkonnektor in Richtung Nordrhein-Westfalen weiter ausgebaut werden. Gleichzeitig werden die Pipelines innerhalb von Nordrhein-Westfalen aus Richtung des niederländischen Interkonnektors weniger stark ausgebaut. An dieser Stelle ändert sich auch die Flussrichtung des Wasserstoffs, da die zugebauten Elektrolysekapazitäten nicht ausreichen, um den Bedarf ganzjährig zu decken.
- Die größten Veränderungen ergeben sich daher im Westen Deutschlands. Im Osten verringern sich einige Pipelinekapazitäten, die nun verstärkt inländisch produzierten Wasserstoff in Richtung Nordrhein-Westfalen transportieren. Dem steht eine leichte Zunahme der Importe aus Polen gegenüber.
- Insgesamt kommt es nur zu einer geringfügigen Erhöhung der Länge des Wasserstoffnetzes um 0,5 % und die Gesamtkosten steigen um nur 0,1 %.

Tabelle 6.3: Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den EHB-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario	H_2-Netzlänge Umwidmung	H_2-Netzlänge Neubau	$\triangle$ H_2-Netzlänge	$\triangle$ Gesamtsystem TAC
Referenzszenario	15.570 km	302 km	-	-
ohne Britische Insel	15.547 km	397 km	+0,5 %	+0,1 %
ohne Afrika	16.737 km	302 km	+7,4 %	+0,1 %
ohne Afrika & Britische Inseln	17.475 km	0 km	+3,3 %	+0,2 %

Szenario *ohne Afrika*

- In dieser Szenariorechnung werden die Importpotenziale unter der Annahme neu berechnet, dass kein Wasserstoff vom afrikanischen Kontinent importiert wird. Dies betrifft den Korridor A, in dem Wasserstoff von Algerien und Tunesien nach Italien und schließlich über die Schweiz, Österreich und Tschechien nach Deutschland gelangt. Der andere Korridor B betrifft den Import von Marokko nach Spanien und schließlich über Frankreich nach Deutschland.
- Die wegfallenden Importe aus Afrika reduzieren das Importpotenzial des Korridors A über die Schweiz, Österreich und Tschechien vollständig auf 0 TWh_{H_2}/a.
- Der Wegfall der Importe aus Marokko wirkt sich weniger stark auf die Versorgung über Korridor B und die Importe über Frankreich aus. Das Importpotenzial sinkt zwar von 186 TWh_{H_2}/a auf 106 TWh_{H_2}/a, allerdings werden im Referenzszenario lediglich 75 TWh_{H_2}/a über den französischen Interkonnektor importiert. Trotz des wegfallenden Imports aus Marokko steigt in dem untersuchten Szenario der Import über Korridor B auf 103 TWh_{H_2}/a. Dadurch werden fehlende Importe aus der Schweiz für die Versorgung von Ludwigshafen und Raffineriestandorten in Baden-Württemberg teilweise ausgeglichen.
- In Bayern, insbesondere in der Region um München, wird der Wegfall von Importen durch den Ausbau von Elektrolyseuren kompensiert. Regionen im Norden Bayerns werden durch verstärkte Importe aus Polen und durch die Vernetzung zu den Salzkavernenspeichern in Mitteldeutschland versorgt.
- Fehlende Elektrolyse im Norden, die Nordrhein-Westfalen versorgt, wird durch verstärkten Import aus Norwegen kompensiert.
- Bedarfsnähere Erzeugung und Ausbau alternativer Importrouten führen insgesamt zu einem Nettozuwachs an Wasserstoffpipelines von 0,5 %. Die Gesamtkosten des Systems steigen moderat um 0,1 %.

Szenario *ohne Afrika & Britische Inseln*

- Die Überlagerung beider Effekte stellt insbesondere die Versorgung von Nordrhein-Westfalen vor besondere Herausforderungen. Durch den Wegfall der Importe über die Schweiz, kann weniger Wasserstoff vom französischen Interkonnektor im Saarland nach Nordrhein-Westfalen transportiert werden, da dieser Wasserstoff in Baden-Württemberg benötigt wird. Neben dem Wegfall der Importe aus den Niederlanden verschlechtert sich die Versorgung von Nordrhein-Westfalen auch durch den geringeren Ausbau der Elektrolysekapazitäten im Norden. Ein Teil dieser Kapazitäten wird zwar in Nordrhein-Westfalen selbst aufgebaut[7], um den Mangel an Wasserstoff vor Ort auszugleichen. Ein weiterer Teil von insgesamt 4,5 GW_{el} wird jedoch nach Süddeutschland verlagert, sodass der Anteil der bundesweit installierten Elektrolysekapazität dort von 6 % auf 10 % steigt.
- Die wegfallende Versorgung in Nordrhein-Westfalen wird durch erhöhte Importe aus Norwegen ausgeglichen, die im Szenario 82 TWh_{H_2}/a betragen. Im Osten kommt es zu einer stärkeren Nord-Süd-Vernetzung. Inländisch erzeugter Wasserstoff im Nordosten wird zusammen mit verstärkten polnischen Importen in Salzkavernen in Mitteldeutschland gespeichert und zur unterstützenden Bedarfsdeckung nach Bayern weitergeleitet.

[7] 7,8 GW_{el} Elektrolysekapazität in Nordrhein-Westfalen, 0,6 GW_{el} mehr als im Referenzszenario

- Es zeigt sich, dass das Modell weiterhin Quellen und Senken auf dem kürzesten Weg miteinander verbindet. So ist beispielsweise kein Transport zwischen Norwegen oder Dänemark mit Bayern zu beobachten.

6.2.3 Szenariengruppe Wasserstoffimport

Szenariobeschreibung

- Untersuchung des Einflusses extremer Versorgungsszenarien auf das Gesamtsystem.
- Drei Szenarien: Kein Import von gasförmigem Wasserstoff über Pipelines, kein Import von flüssigem Wasserstoff über Hafenterminals, weder gasförmiger noch flüssiger Import.

Forschungsfragen

- Ist eine inländische Wasserstoffversorgung unter den gegebenen Randbedingungen möglich?
- Welche Rolle spielt der inländische LH_2-Transport, insbesondere im Szenario ohne GH_2-Import?
- Wie wirkt sich der fehlende Import auf die Transportinfrastruktur aus? Erfolgt die Wasserstoffbereitstellung nachfrage- oder erzeugungsnah? Kommt es zu einer Zu- oder Abnahme des Wasserstofftransports?

Kernergebnisse

- Die Optimierung ist in allen Szenarien lösbar, obwohl die ETHOS.NESTOR-Vorgaben unverändert bleiben, was zu einem Anstieg der Gesamtsystemkosten von bis zu 5 % führt.
- Der LH_2-Transport spielt im Szenario ohne GH_2-Importe keine signifikante Rolle. Der überwiegende Teil der LH_2-Importe wird am Hafen regasifiziert und per Pipeline weitertransportiert.
- Im Szenario mit vollständig inländischer Wasserstoffproduktion nimmt die Länge der Pipelines geringfügig um < 1 % zu, während die Transportmenge um > 10 % steigt. Dies ist auf die verstärkte Speichernutzung und die weiterhin überwiegend erzeugungsnahe Wasserstoffproduktion zurückzuführen.
- Die inländische Erzeugung ist in einigen Regionen günstiger als der LH_2-Import.

Die doppelseitige Abbildung 6.20 zeigt Kernergebnisse der drei Wasserstoffimport-Szenarien. Auf der ersten Seite von Abbildung 6.20 sind in drei Spalten folgende Aspekte abgebildet: die räumliche Auflösung des gasförmigen Wasserstofftransports, Bilanzen der nationalen Wasserstoffmengen in den Bereichen Import & Erzeugung, Nachfrage, Transmission, Umwandlung und Speicherung sowie die räumliche Verteilung der Wasserstoffquellen in Deutschland. Die zweite Seite zeigt regional aufgelöste Veränderungen im Vergleich zum Referenzszenario. Dies umfasst: den Betrieb der Wasserstoffelektrolyse, des Wasserstoffimports und der Wasserstoffpipelines. Die aus dem folgenden Szenarienvergleich abgeleiteten Erkenntnisse finden sich in den Einzelgrafiken von Abbildung 6.20 wieder.

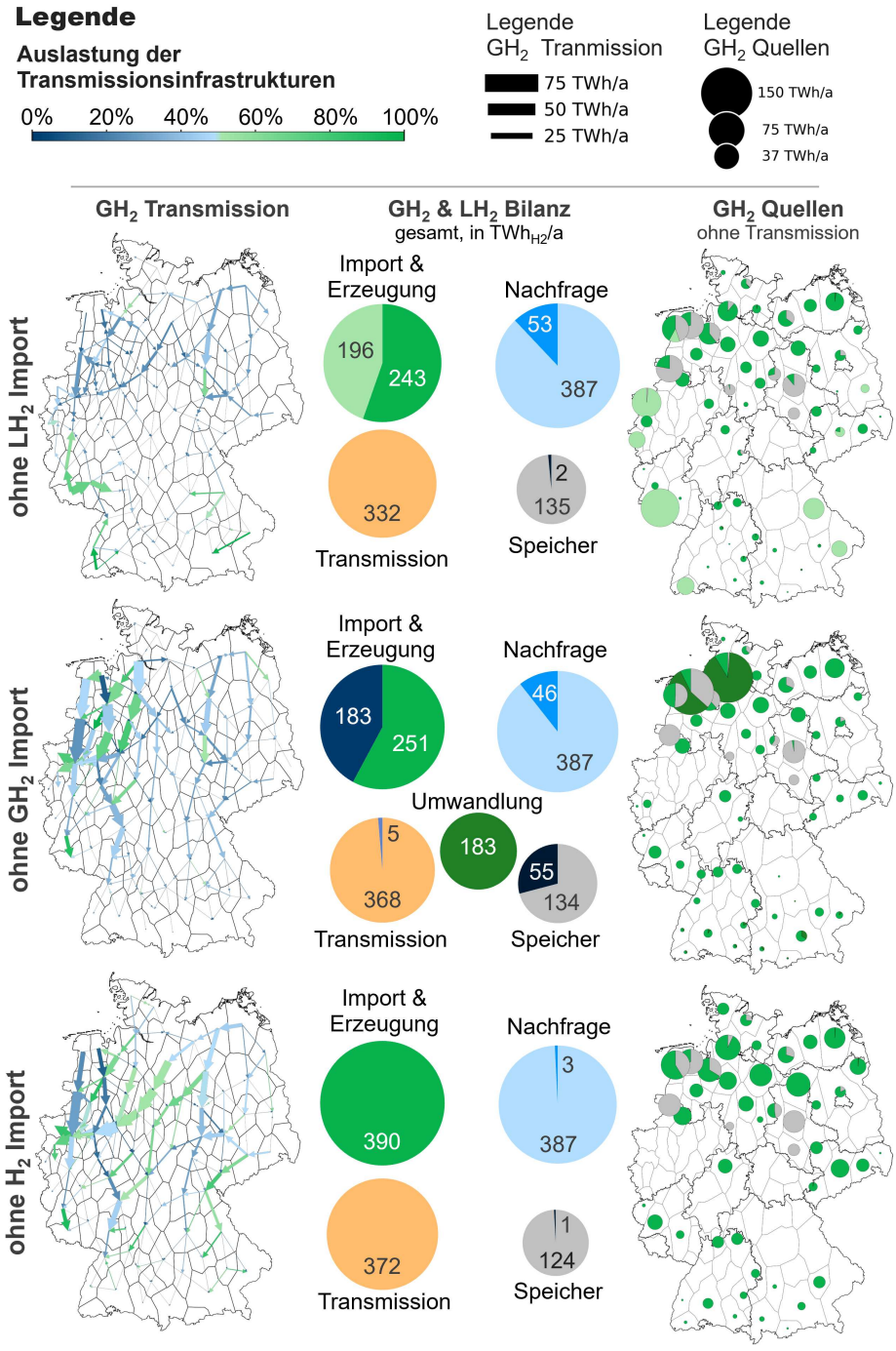
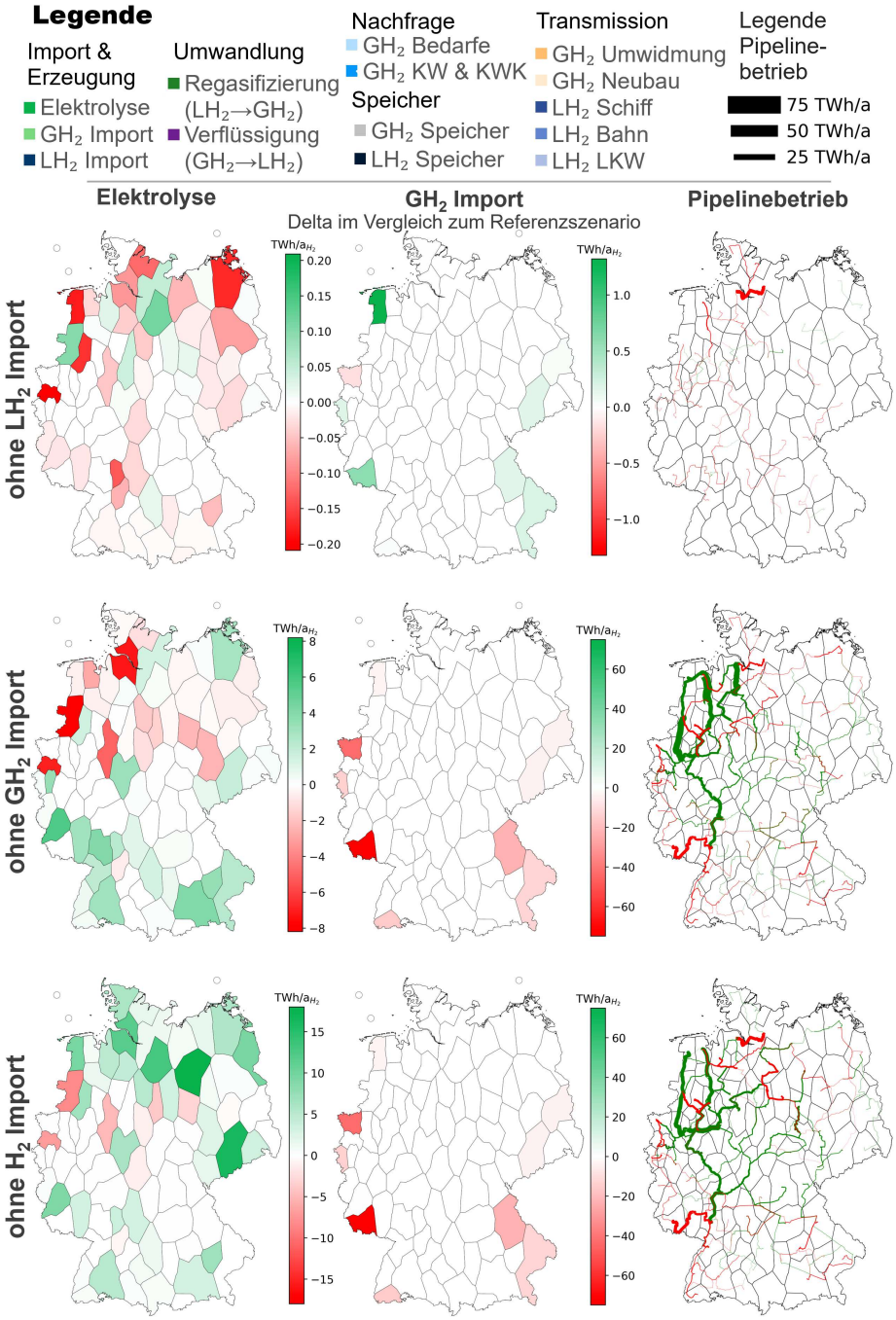


Abbildung 6.20: Ergebnisse der Szenariogruppe *Wasserstoffimport*.


Legende
Import & Erzeugung
Elektrolyse
GH2 Import
LH2 Import
Umwandlung
Regasifizierung (LH2→GH2)
Verflüssigung (GH2→LH2)
Nachfrage
GH2 Bedarfe
GH2 KW & KWK
Speicher
GH2 Speicher
LH2 Speicher
Transmission
GH2 Umwidmung
GH2 Neubau
LH2 Schiff
LH2 Bahn
LH2 LKW
Legende Pipeline-betrieb
75 TWh/a
50 TWh/a
25 TWh/a
Elektrolyse
GH2 Import
Delta im Vergleich zum Referenzszenario
Pipelinebetrieb
ohne LH2 Import
ohne GH2 Import
ohne H2 Import
TWh/aH2

Szenario *ohne LH_2-Import*

- Der Verzicht auf LH_2-Importe hat nur geringe Auswirkungen auf das Gesamtsystem. Die Systemkosten steigen um deutlich weniger als 1 %.
- Erzeugung, Transmission, Speicherung und Rückverstromung bleiben im Vergleich zum Referenzszenario weitestgehend unverändert.
- Der in Abschnitt 6.1.5 beschriebene Effekt der Spitzenlastdeckung durch LH_2-Speicher ist auch im Szenario ohne LH_2-Import zu beobachten. Die Menge von 2 TWh_{H_2}/a Flüssigwasserstoff wird durch kryogene Verflüssigung erzeugt, gespeichert und während der Dunkelflaute regasifiziert und zur Spitzenlastdeckung eingesetzt.
- Im Referenzszenario erfolgt die LH_2-Speicherung in der Region der Häfen Stade und Brunsbüttel, die Rückverstromung in H_2-KWK-Anlagen in Hamburg. Im Szenario ohne LH_2-Import finden Verflüssigung, Speicherung und Rückverstromung in Hamburg selbst statt, sodass die Pipeline zwischen den Häfen und Hamburg nicht gebaut wird.
- Durch den reduzierten LH_2-Import können an anderer Stelle größere Mengen an GH_2 importiert werden, wodurch sich der Wasserstofftransport innerhalb Deutschlands leicht reduziert. Insgesamt verringert sich die Länge des Pipelinenetzes um 2,8 %, wie in der Übersichtstabelle 6.4 dargestellt.

Szenario *ohne GH_2-Import*

- Im Szenario ohne GH_2-Import ist die einzige externe Bezugsquelle für Wasserstoff der Import von LH_2 über die norddeutschen Häfen.
- Aufgrund der Tatsache, dass die drei Häfen auf eine maximale Importkapazität von 7 GW_{H_2} ausgelegt sind, beträgt die maximal importierbare Wasserstoffmenge 184 TWh_{H_2}/a[8]. Um den im Vergleich zum Referenzszenario reduzierten Import zu kompensieren, treten zwei Effekte auf: Zum einen wird die inländische Wasserstoffproduktion um 9 TWh_{H_2}/a erhöht, zum anderen wird die Rückverstromung von Wasserstoff um 7 TWh_{H_2}/a reduziert.
- Obwohl der importierte Wasserstoff flüssig in Norddeutschland ankommt, spielt der inländische Transport von flüssigem Wasserstoff eine untergeordnete Rolle. Der LH_2-Transport ist mit 5 TWh_{H_2}/a deutlich geringer als der GH_2-Transport, der mit 368 TWh_{H_2}/a über der Transportmenge im Referenzszenario liegt. Der flüssige Wasserstoff wird in den Hafenregionen in flüssiger Form gespeichert, bei Bedarf regasifiziert und per Pipeline weitertransportiert.
- Dies führt zu einem starken Ausbau der nordwestlichen Pipelineverbindungen, die den Wasserstoff von den Häfen im Norden bis nach Ludwigshafen transportieren.
- Die Elektrolyseure werden weniger in den nordwestlichen Gebieten ausgebaut, wo der Flüssigwasserstoff anlandet, sondern eher an der Ostseeküste in Regionen mit höheren Volllaststunden der Windkraftanlagen sowie im Südwesten und Südosten, um näher an der Nachfrage zu produzieren.
- Insgesamt bleibt die Netzlänge nahezu unverändert. Die Gesamtsystemkosten steigen um 4,9 %, wovon 3,9 % auf die höheren Importkosten von LH_2 gegenüber

[8] Der maximale H_2-Import über die Hafenterminals liegt unter der von ETHOS.NESTOR vorgegebenen Wasserstoff-Importmenge von 196 TWh_{H_2}/a. Die entsprechende Vorgabe wird für diese Szenariorechnung gelockert.

GH_2 zurückzuführen sind. Nur etwa 1 % des Kostenanstiegs geht auf zusätzliche inländische Infrastrukturen zurück.

Szenario *ohne H_2-Import*

- Durch den vollständigen Wegfall der Importe in diesem Szenario muss der gesamte Wasserstoff inländisch produziert werden. Dabei steigt die Wasserstoffproduktion um 60 % von 244 auf 390 TWh_{H_2}/a. Im Vergleich zum Referenzszenario werden zusätzlich 208 TWh_{el}/a Strom für die Elektrolyse benötigt.

- Die erhöhte Bereitstellung von Strom für die Elektrolyse wird zum einen durch einen stärkeren Ausbau von Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen erreicht[9], wodurch 34 beziehungsweise 51 TWh_{el}/a zusätzlich erzeugt werden können. Weitere Windenergie wird aus dem Stromsektor in den Betrieb von Elektrolyseanlagen umgelenkt. Die fehlende Energie wird durch einen stärkeren Ausbau von Freiflächen- und Aufdach-Photovoltaik kompensiert, die dem System zusätzlich 22 beziehungsweise 29 TWh_{el}/a zur Verfügung stellen. Dies geht einher mit einer Steigerung der Li-Ion-Speicherkapazität um den Faktor 3,7 auf 344 GWh_{el}. Diese sind im Modell für den größten Kostenanstieg verantwortlich. Außerdem wird das vergleichsweise teure Holzpotenzial stärker genutzt. In Hackschnitzel-KWK-Anlagen können so zusätzlich 27 TWh_{el}/a bereitgestellt werden. Durch die gleichzeitige Wärmebereitstellung dieser Anlagen kann der Wärmepumpenbetrieb um 34 TWh_{el}/a reduziert werden, wodurch weitere Energiemengen für den Stromsektor zur Verfügung stehen.

- Neben der Erhöhung der Stromproduktion wird auch die Wasserstoffnachfrage reduziert. Da der Endenergiebedarf an Wasserstoff exogen vorgegeben ist und vom Modell eingehalten werden muss, reduziert sch im Szenario der Betrieb von Wasserstoffkraftwerken und -KWK-Anlagen von 53 TWh_{H_2}/a auf 3 TWh_{H_2}/a reduziert.

- Die Elektrolysekapazität wird im Rahmen der tolerierten Abweichungen zu den ETHOS.NESTOR-Vorgaben um 10 % stärker ausgebaut als im Referenzszenario. Durch den stärkeren Ausbau der Windenergieanlagen und Speicher im Stromsektor kann die Volllaststundenzahl der Elektrolyseure von 3549 auf 5128 h gesteigert werden. Der Zubau erfolgt zum Teil bedarfsnah, um fehlende Importe im Süden Deutschlands auszugleichen, der Großteil des Zubaus konzentriert sich jedoch auf den Norden und Nordosten, wo die Volllaststunden der Windenergieanlagen besonders hoch sind.

- Abbildung 6.21 zeigt am Beispiel der nördlichen Nachbarregion des Saarlandes, wie die Kombination von Flexibilitätsmaßnahmen genutzt wird, um den Wasserstoffbedarf der saarländischen Stahlindustrie zu decken. Im linken Teil der Abbildung sind die Wasserstoffquellen, -senken und -transporte dargestellt. Die Grafik verdeutlicht, dass der konstante Wasserstoffbedarf in der saarländischen Stahlindustrie durch eine hoch ausgelastete Pipeline aus der nördlichen Nachbarregion gedeckt wird. Wie dieser konstante Wasserstoffstrom erzeugt wird, ist in der rechten Bildhälfte zu erkennen. Der konstante Wasserstoffstrom wird durch eine Kombination von drei Komponenten erzeugt:

[9] Die ETHOS.NESTOR-Kapazitätsvorgaben sind in den Berechnungen jeweils mit einer Toleranz von +/- 5 % vorgegeben. Im Referenzszenario bewegt sich der Ausbau an der unteren Grenze, im Szenario ohne GH_2-Import werden für Wind und Photovoltaik jeweils das Maximum, also 10 % mehr Leistung als im Referenzszenario, ausgebaut.

1. Über die Pipelineverbindung aus Ostdeutschland werden 2,8 TWh_{H_2}/a direkt erzeugter Wasserstoff von den Elektrolyseuren in die Region transportiert.
2. In der Region selbst werden 16,5 TWh_{H_2}/a durch Elektrolyse erzeugt. Diese Erzeugung und der Import aus Ostdeutschland unterliegen den Schwankungen der fluktuierenden erneuerbaren Energien.
3. Zum Ausgleich wird vor allem in der Dunkelflaute zusätzlich 4,7 TWh_{H_2}/a Wasserstoff aus den norddeutschen Salzkavernenspeichern in die Region geleitet.

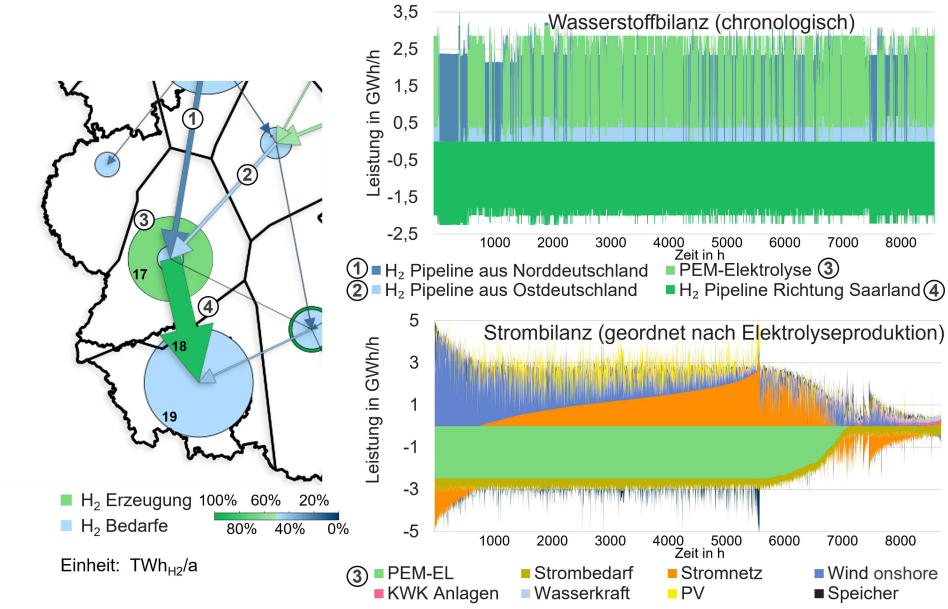


Abbildung 6.21: Ersatz von Wasserstoffimporten durch die Kombination von Flexibilitätsoptionen am Beispiel der Stahlindustrie im Saarland.
Links: Wasserstoffquellen, -senken und -transport im Saarland und dessen nördlicher Versorgerregion. Oben rechts: Konstanter Wasserstofftransport ins Saarland durch Elektrolyse und inländischen Wasserstoffbezug. Unten rechts: Konstanter Elektrolysebetrieb durch erneuerbare Energien und inländischen Strombezug..

- Durch die Kombination von räumlicher und zeitlicher Flexibilität kann auf diese Weise ein konstanter Wasserstoffstrom bereitgestellt werden. Es fällt auf, dass bei einer installierten Elektrolysekapazität von 3,5 GW_{el} die Volllaststundenzahl 6681 beträgt. Diese liegt damit deutlich über der durchschnittlichen Volllaststundenzahl in diesem und im Referenzszenario. Wie diese hohe Auslastung erreicht wird, ist im rechten unteren Teil der Abbildung 6.21 zu erkennen:

  1. Grundsätzlich wird die Elektrolyse hauptsächlich mit Windenergie betrieben. Dies ist auch in dieser Region der Fall. Bei hohem Windaufkommen wird die Elektrolyse ausschließlich mit Wind betrieben.
  2. Um die Volllaststunden der Elektrolyse weiter zu erhöhen, wird zusätzlicher Netzstrom verwendet, der aus anderen Regionen bezogen wird. Zeitweise wird die Elektrolyse ausschließlich durch Strom aus dem Stromnetz betrieben.

3. Zwischen den Extremen, dass die Elektrolyse ausschließlich durch Wind oder durch das Netz betrieben wird, gibt es ein großes Regime, in dem eine Kombination aus beiden Optionen genutzt wird, um die Elektrolyse bei Volllast zu betreiben. In diesem Regime fällt auch die Produktion von Photovoltaik-Strom an. Dieser wird in diesem Szenario neben der Nutzung im Stromsektor selbst auch für den Betrieb der Elektrolyse verwendet.

- Um in einem solchen Ausnahmeszenario hohe Volllaststunden zu erreichen, erweist sich der Stromtransport als kostengünstige Flexibilitätsoption. Dies ist somit ein Beispiel für die Stärken eines räumlich aufgelösten, integrierten Energiesystems, da es das Zusammenspiel verschiedener Energieträger durch zeitliche und räumliche Flexibilitätsoptionen ermöglicht.
- In allen Sektoren nimmt die transportierte Energiemenge zu. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Erzeugung zunehmend in Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen erfolgt und anschließend ein Transport hin zu den Nachfragen bewerkstelligt werden muss. Besonders deutlich wird dies im Wärmesektor. Während der interregionale Wärmeaustausch im Referenzszenario vernachlässigbar klein ist, werden in diesem Szenario 33 TWh_{th}/a über Fernwärmetrassen mit einer Gesamtlänge von 3016 km bei einer durchschnittlichen Übertragungskapazität von 0,1 GW_{th} transportiert. Der Fernwärmetrassenausbau wird bestimmt durch den Einsatz von Holz-KWK-Anlagen, da deren Standorte vorwiegend auf Basis der Stromnachfrage gewählt werden.
- Insgesamt liegen die Gesamtsystemkosten um 3,7 % über den des Referenzszenarios, wie Tabelle 6.4 zeigt. Trotz der stärkeren Beschränkung fällt der Kostenanstieg geringer aus als in dem Szenario, in dem ausschließlich der GH_2-Import untersagt wird. Grund dafür ist, dass die ETHOS.NESTOR-Importvorgabe dafür sorgt, dass in dem anderen Szenario der teurere LH_2 importiert werden muss. Wie sich zeigt, kann durch die inländische Erzeugung niedrigere Kosten erzielt werden als durch den LH_2-Import.
- Das Wasserstofftransportnetz wird insbesondere im Nordwesten ausgebaut, um Nordrhein-Westfalen und Ludwigshafen zu versorgen. Insgesamt bildet sich ein stärkerer Nord-Süd-Fluss aus.

Tabelle 6.4: Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in der Szenariengruppe Wasserstoffpipelineausbau im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario	H_2-Netzlänge Umwidmung	H_2-Netzlänge Neubau	△ H_2-Netzlänge	△ Gesamtsystem TAC
Referenzszenario	15.570 km	302 km	-	-
ohne LH_2-Import	15.124 km	302 km	-2,8 %	+0,0 %
ohne GH_2-Import	15.686 km	100 km	-0,5 %	+4,9 %
ohne H_2-Import	15.783 km	202 km	+0,7 %	+3,7 %

6.2.4 Szenariengruppe Wasserstoffreinheit

Szenariobeschreibung

- Einführung der Wasserstoffreinheitsklasse A mit $>$ 98 mol% und der Reinheitsklasse D mit $>$ 99,9 mol% und strengeren Anforderungen beispielsweise an Katalysatorgifte mit Grenzwerten von bis zu 0,1 ppm.
- Klasse A: Salzkavernenspeicher, oberirdische Speicher, Pipeline-Neubau, Pipeline-Umwidmung, Elektrolyse, Wasserstoffimport, Wasserstoffkraftwerke, -KWK-Anlagen sowie 1/3 oder 138 TWh_{H_2}/a der Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Stahlherstellung, Zementherstellung sowie für sonstige Prozesswärme.
- Klasse D: Oberirdische Speicher, Pipeline-Neubau, regasifizierter Flüssigwasserstoff sowie 2/3 oder 249 TWh_{H_2}/a der Wasserstoffbedarfe in den Sektoren Mobilität & Transport, Methanol- und Ammoniakproduktion.
- Unterscheidung in zwei Szenarien mit Variation der Wasserstoff-Rückgewinnungseffizienz von 98 % und 90 % bei der Aufreinigung.

Forschungsfragen

- Welchen Einfluss hat die Berücksichtigung von Wasserstoffreinheiten auf die Gestaltung der GH_2 und LH_2-Transportinfrastruktur?
- Erfolgt die Aufreinigung von hochreinem Wasserstoff erzeugungs- oder verbrauchsnah oder wird die Regasifizierung von LH_2 bevorzugt?
- Welchen Einfluss hat die Rückgewinnungsrate der Aufreinigungsanlage auf den optimalen Entwurf einer Wasserstoffinfrastruktur?

Kernergebnisse

- Im Modell werden fünf verschiedene Pipeline-Versorgungspfade zur Deckung des Bedarfs an hochreinem Wasserstoff verfolgt. Der am stärksten genutzte Pfad ist der Transport von Wasserstoff niedriger Reinheit in die Bedarfsregion und die Aufreinigung vor Ort. Der am wenigsten genutzte Pfad ist die Aufreinigung in der Region der Wasserstoffquelle mit anschließendem Weitertransport in hochreiner Form.
- Im Szenario mit geringerer Rückgewinnungsrate nähern sich die Anteile dieser beiden Pfade an. Die verlustbehaftete Aufreinigung findet früh in der Prozesskette statt. Dadurch kann die übrige Infrastruktur kleiner dimensioniert werden als bei einer Aufreinigung am Ende der Prozesskette.
- Der Import und die Verteilung von Flüssigwasserstoff spielen für die Deckung des Bedarfs an hochreinem Wasserstoff keine nennenswerte Rolle.

Abbildungen 6.22 und 6.23 zeigen die räumliche Verteilung und den Betrieb ausgewählter Wasserstoffinfrastrukturen für Wasserstoff der niedrigen Reinheitsklasse A, orange hinterlegt, und der hohen Reinheitsklasse D, grün hinterlegt. Die grauen Pfeile stellen den Wasserstoffffluss entlang der Prozesskette dar.

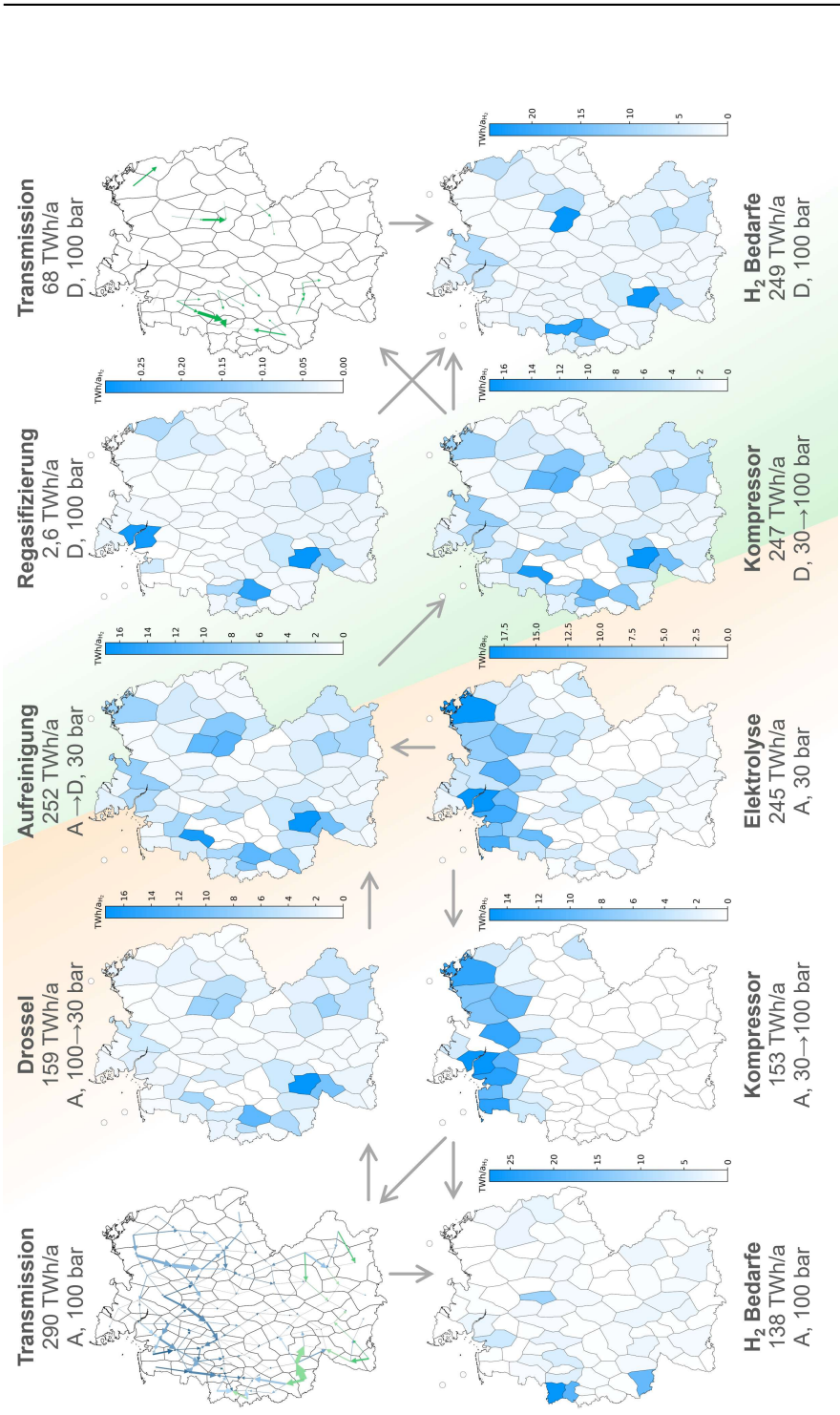


Abbildung 6.22: Wasserstoffquellen, -senken, -umwandlung und -transmission für die unterschiedlichen Reinheitsklassen A (orange) und D (grün) und die beiden Druckstufen 100 bar und 30 bar im Szenario hohe Rückgewinnungseffizienz ($\eta_{\mathrm{PSA}} = 98\ \%$).

Szenario *zwei Reinheitsklassen, hohe Rückgewinnungseffizienz*

- Zusätzlich zu den zwei Wasserstoffreinheitsklassen in diesem Szenario unterscheidet das Modell auch zwischen einer niedrigen und einer hohen Druckstufe von 30 bar und 100 bar. Die Bedarfe, Transmission und Regasifizierung befinden sich auf hohem Druckniveau, die Elektrolyse und Aufreinigung auf niedrigem Druckniveau.
- Die Deckung der Wasserstoffbedarfe der Reinheitsklasse A ähnelt der Versorgung im Referenzszenario, da die gleiche Infrastruktur genutzt werden kann. Die Speicherung in Salzkavernen und der Transport in umgewidmeten Pipelines fallen in die Klasse A. Klasse D umfasst die Speicherung in oberirdischen Speichern und den Transport in neu gebauten Pipelines.
- Zur Deckung der hochreinen Wasserstoffbedarfe der Klasse D lassen aus den Ergebnissen fünf Pfade ableiten. Die ersten vier Pfade unterscheiden sich in den beiden Merkmalen, ob die Region der Aufreinigung gleich der Region der Bedarfe ist und darin, ob die Region der Aufreinigung gleich der Region der Wasserstoffquelle ist. Daraus ergibt sich eine 2x2 Matrix, wie in Tabellen 6.5 und 6.6 dargestellt. Der fünfte Pfad stellt die Deckung durch hochreinen Flüssigwasserstoff dar:
  - Pfad 1: Elektrolyse/Import bedarfsnah → Aufreinigung → Bedarfsdeckung
  - Pfad 2: Elektrolyse/Import bedarfsfern → Aufreinigung → Transmission, hohe Reinheit → Bedarfsdeckung
  - Pfad 3: Elektrolyse/Import bedarfsfern → Transmission, niedrige Reinheit → Aufreinigung → Bedarfsdeckung
  - Pfad 4: Elektrolyse/Import bedarfsfern → Transmission, niedrige Reinheit → Aufreinigung → Transmission, hohe Reinheit → Bedarfsdeckung
  - Pfad 5: LH_2-Import → LH_2-Transport → Regasifizierung → Bedarfsdeckung
- Tabelle 6.5 zeigt, wie sich die Bereitstellung des hochreinen Wasserstoffs in den Ergebnissen auf die fünf Pfade aufteilt.
- Es ist zu erkennen, dass alle fünf Pfade zur Bereitstellung von hochreinem Wasserstoff zu unterschiedlichen Graden genutzt werden. Durch die räumlich hochaufgelöste Optimierung werden mehrere Pfade identifiziert, die für einzelnen Regionen die günstigste Versorgung darstellen.
- Die am häufigsten genutzte Option mit 44 % des Wasserstoffs ist Pfad 3, bei dem Wasserstoff in den Regionen mit günstigen Erzeugungsbedingungen hergestellt, mit niedrigem Reinheitsniveau transportiert und in der Bedarfsregion aufgereinigt wird.
- Insgesamt 27 % des Wasserstoffs werden über Pfad 2 und 4 in Regionen ohne Bedarfe nach hochreinem Wasserstoff aufgereinigt. Für diese Pfade werden 2499 km neugebaute Wasserstoffpipelines errichtet, die ausschließlich dem Transport von hochreinem Wasserstoff dienen. Anwendung findet dies vorwiegend in der nördlichen Hälfte Deutschlands, wo die Elektrolyseure betrieben werden. Die Leitungen sind meist kurz und verbinden Bedarfsregionen mit benachbarten Elektrolyseregionen. Ein Transport von aufgereinigtem Wasserstoff von Norddeutschland nach Süddeutschland ist nicht zu beobachten. Die neu errichteten Wasserstoffpipelines werden mit 80 % besonders ausgelastet im Vergleich zu den Pipelines im Referenzszenario, die mit unter 25 % ausgelastet werden. Grund für die hohe Auslastung sind auf der einen Seite die Bedarfe. Die konstanten Nachfragen bedürfen

einer konstanten Versorgung. Da die Speicherung in oberirdischen Speichersystemen der Klasse D teuer ist, wird Wasserstoff in Salzkavernen in der Reinheit A gespeichert. Der gespeicherte Wasserstoff find dann über Pfad 3 und 4 in die Region der Aufreinigung gebracht, um eine zeitlich bedarfsorientierte Aufreinigung des Wasserstoffs zu bewirken.

- In Regionen mit Wasserstoffbedarfen der Klasse D, in den günstige Windkonditionen herrschen, werden sowohl Elektrolyse als auch Aufreinigung betrieben. 10 % der Wasserstoffbedarf werden auf diese Art gedeckt.
- Der Vergleich der räumlichen Verteilung der Erzeugungs- und Umwandlungsstrukturen, zeigt jedoch, dass sich keine signifikanten Änderungen im Vergleich zum Referenzszenario ergeben. Die Aufreinigung und Transmissionsinfrastrukturen werden überwiegend an die optimalen Wasserstoff-Erzeugungsoptionen angepasst, nicht andersherum.
- Wie in Tabelle 6.7 dargestellt kommt es kommt zwar zu einer Steigerung der Länge des Pipelinenetzes um 14 % jedoch steigt dadurch nicht die Übertragungskapazität in gleichem Maße: Zu beobachten ist, dass die Kapazität einer Pipeline im Referenzszenario im untersuchten Szenario lediglich auf zwei parallele Pipelines, eine mit hoher, eine mit niedriger Reinheit, aufgeteilt wird. Es kommt zu einer Steigerung der Gesamtkosten um 1,1 %, die auf die Kosten für die Aufreinigung und den Ausgleich der Verluste bei der Aufreinigung durch andere Energieträger im Stromsektor zurückzuführen sind.

Tabelle 6.5: Aufteilung der Prozesspfade zur Bereitstellung von hochreinem Wasserstoff im Modell bei einher hoher Rückgewinnungseffizienz der Aufreinigung von 98 %.

	Region Aufreinigung = Region Wasserstoffquelle (kein vorgelagerter Transport)	Region Aufreinigung ≠ Region Wasserstoffquelle (vorgelagerter Pipelinetransport A)
Region Aufreinigung = Region Bedarfe (kein nachgelagerter Transport)	Pfad 1 **27 %** Kein Pipelinetransport	Pfad 3 **44 %** Pipelinetransport A
Region Aufreinigung ≠ Region Bedarfe (nachgelagerter Pipelinetransport D)	Pfad 2 **10 %** Pipelinetransport D	Pfad 4 **17 %** Pipelinetransport D & A
Regasifizierung in Bedarfsregion	Pfad 5 **1 %** LH_2-Bahntransport	

Szenario *zwei Reinheitsklassen, niedrige Rückgewinnungseffizienz*

- Abbildung 6.23 zeigt die räumliche Verteilung der Stationen entlang der Wasserstoffprozesskette in dem Szenario mit niedriger Rückgewinnungseffizienz. In Tabelle 6.6 ist dargestellt, wie sich der Wasserstofftransport auf die fünf zuvor definierten Pfade verteilt.
- Bei niedrigerem Wirkungsgrad der Aufreinigung sinkt der Anteil an Wasserstoff, der in der Bedarfsregion selbst aufgereinigt wird, Pfad 1 & 3, von 71 % auf 54 %. Auf der anderen Seite verdoppelt sich nahezu der Anteil des Wasserstoffs, der in Elektrolyseregionen aufgereinigt wird und per Pipeline in die Bedarfsregion gebracht wird, Pfad 2, von 10 % auf 18 %. Es kommt zu einer Steigerung der Pipelinenetzlänge der Klasse D auf 4239 km, wodurch das Pipelinenetz insgesamt 27 % an Länge gewinnt.
- Diese Aufreinigung nah der Wasserstoffquelle hat den Vorteil, dass die Umwandlungsverluste früh in der Prozesskette stattfinden. Die Investitions- und Betriebskosten für die anschließende Kompression und Transmission fallen entsprechend kleiner aus.

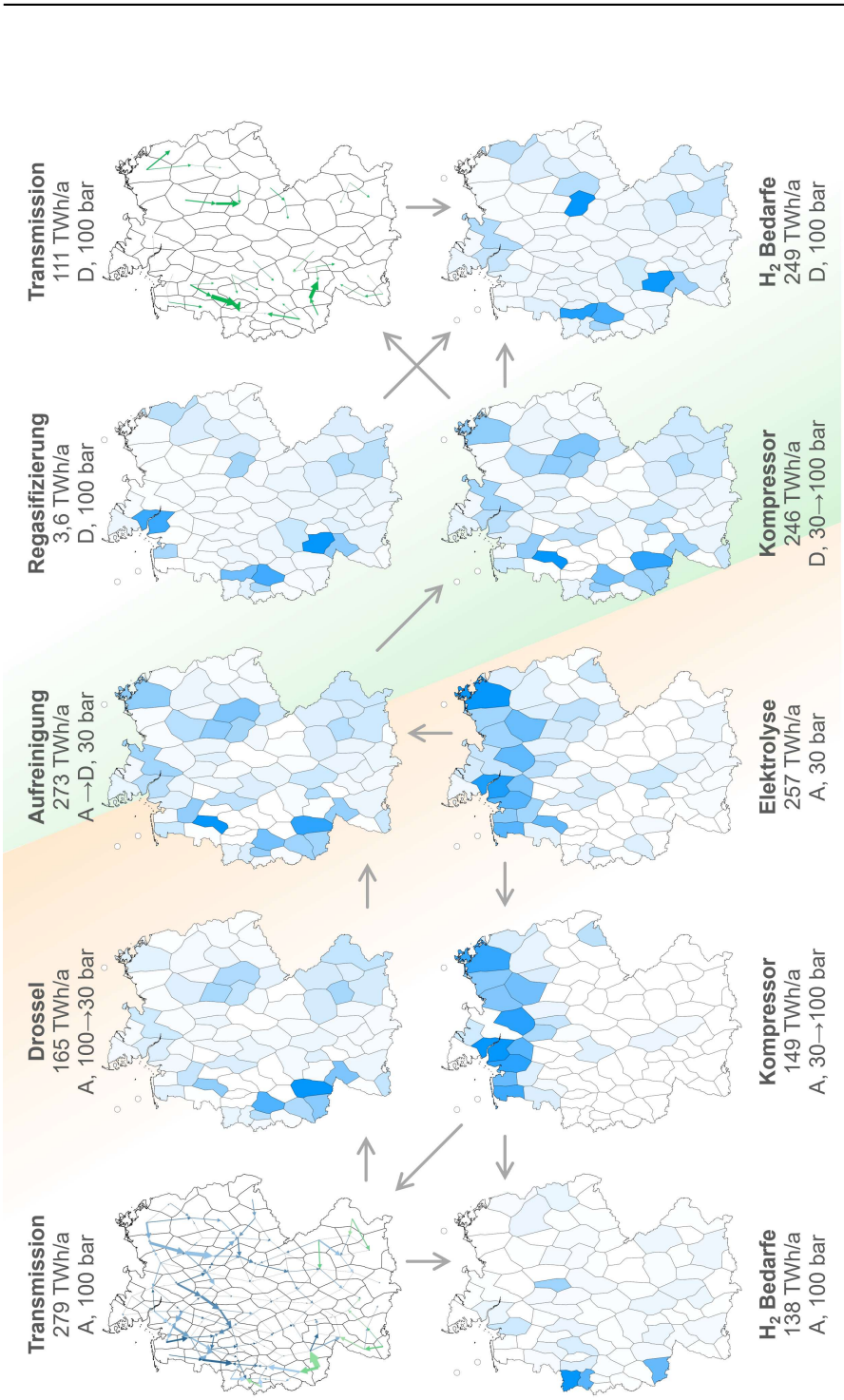


Abbildung 6.23: Wasserstoffquellen, -senken, -umwandlung und -transmission für die unterschiedlichen Reinheitsklassen A (orange) und D (grün) und die beiden Druckstufen 100 bar und 30 bar im Szenario niedrige Rückgewinnungseffizienz ($\eta_{\mathrm{PSA}} = 90$ %).

Tabelle 6.6: Aufteilung der Prozesspfade zur Bereitstellung von hochreinem Wasserstoff im Modell bei einer niedriger Rückgewinnungseffizienz der Aufreinigung von 90 %.

	Region Aufreinigung = Region Wasserstoffquelle (kein vorgelagerter Transport)	Region Aufreinigung ≠ Region Wasserstoffquelle (vorgelagerter Pipelinetransport A)
Region Aufreinigung = Region Bedarfe (kein nachgelagerter Transport)	Pfad 1 **22 %** Kein Pipelinetransport	Pfad 3 **32 %** Pipelinetransport A
Region Aufreinigung ≠ Region Bedarfe (nachgelagerter Pipelinetransport D)	Pfad 2 **18 %** Pipelinetransport D	Pfad 4 **26 %** Pipelinetransport D & A
Regasifizierung in Bedarfsregion	Pfad 5 **1 %** LH_2-Bahntransport	

Tabelle 6.7 fasst die Ergebnisse der Szenarien mit unterschiedlichen Reinheitsklassen zusammen. Wie im Referenzszenario ist auch in den Szenarien mit hochreinem Wasserstoffbedarf der Transport in umgewidmeten Wasserstoffpipelines die wichtigste Transportoption. Durch die genauere Abbildung der Wasserstoffreinheit im Modell spielt jedoch der Neubau von Pipelines eine zunehmend wichtigere Rolle. In neu gebauten Wasserstoffpipelines kann hochreiner Wasserstoff gezielt zwischen einer Aufreinigungs- und einer Bedarfsregion transportiert werden. Je geringer die Rückgewinnungsrate bei der Aufreinigung ist, desto stärker wird der Neubau forciert. Aufgrund der höheren Wasserstoffverluste findet die Aufreinigung früher in der Prozesskette statt, um die nachfolgende Infrastruktur nur so groß wie nötig zu dimensionieren.

Tabelle 6.7: Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den Wasserstoffreinheits-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario	H_2-Netzlänge Umwidmung Klasse A	H_2-Netzlänge Neubau Klasse A	H_2-Netzlänge Neubau Klasse D	$\triangle$ H_2-Netz	$\triangle$ TAC
Eine Reinheitsklasse	15.570 km	302 km	-	-	-
Zwei Reinheitsklassen $\eta_{PSA} = 98$ %	14.556 km	1063 km	2499 km	+14,2 %	+1,1 %
Zwei Reinheitsklassen $\eta_{PSA} = 90$ %	14.871 km	1063 km	4239 km	+27,1 %	+2,4 %

6.2.5 Szenariengruppe Flüssigwasserstoff

Szenariobeschreibung

- Untersuchung des Systemverhaltens bei exogen vorgegebenem LH_2-Bedarf in den Sektoren Luftfahrt, Verkehr, Ammoniak- & Methanolproduktion, die für den direkten Einsatz von LH_2 oder den Einsatz von hochreinem Wasserstoff prädestiniert sind.

Forschungsfragen

- Welches sind die vielversprechendsten Technologien für den Transport von LH_2?
- In welchen Fällen ist der Transport von LH_2 und in welchen der Transport von GH_2 die wirtschaftlichere Wahl?
- Wie kann die LH_2-Versorgung in zukünftigen Energiesystemen optimal gestaltet werden?
- Welche Auswirkungen hat die Einführung von LH_2-Nachfrage auf die übrige Infrastruktur des Energiesystems?

Kernergebnisse

- Unter den gewählten techno-ökonomischen Annahmen haben LH_2-Import und -Verteilung ähnliche Kosten wie GH_2-Import, -Transmission und -Verflüssigung. Beide Pfade werden im Modell in ähnlichem Umfang verfolgt.
- Das kostengünstigste LH_2-Transportmittel ist die Bahn, die in den LH_2-Nachfrageszenarien bis zur maximalen Kapazität von 11 TWh_{H_2}/a ausgelastet wird. Der größte Teil des LH_2 wird mit dem zweitgünstigsten Verkehrsträger, dem Binnenschiff, transportiert. Die drittteuerste Transportoption, der LKW-Transport, spielt mit maximal 1 TWh_{H_2}/a eine untergeordnete Rolle.
- Der Bahntransport wird vor allem den LH_2-Transport nach Süddeutschland genutzt. Der Schiffstransport versorgt insbesondere Regionen in der Nähe der Hafenterminals im Nordwesten sowie die Industrie in Nordrhein-Westfalen in ausgewählten Szenarien in Mitteldeutschland.
- Ohne die exogene Vorgabe der LH_2-Nachfrage spielt der LH_2-Transport in der betrachteten regionalen Auflösung eine untergeordnete Rolle, da der Pipelinetransport kostengünstiger ist.

Die doppelseitige Abbildung 6.24 zeigt die Kernergebnisse der drei Flüssigwasserstoff-Szenarien. Auf der ersten Seite ist die räumliche Auflösung des gasförmigen und flüssigen Wasserstofftransports per Pipeline, Schiff und Bahn abgebildet. Der Flüssigwasserstofftransport per Straße spielt in den Ergebnissen keine bedeutende Rolle. Die zweite Seite zeigt die räumliche Verteilung der Wasserstoffquellen und -senken für gasförmigen und flüssigen Wasserstoff. Die aus dem folgenden Szenarienvergleich abgeleiteten Erkenntnisse finden sich in den Einzelgrafiken von Abbildung 6.24 wieder.

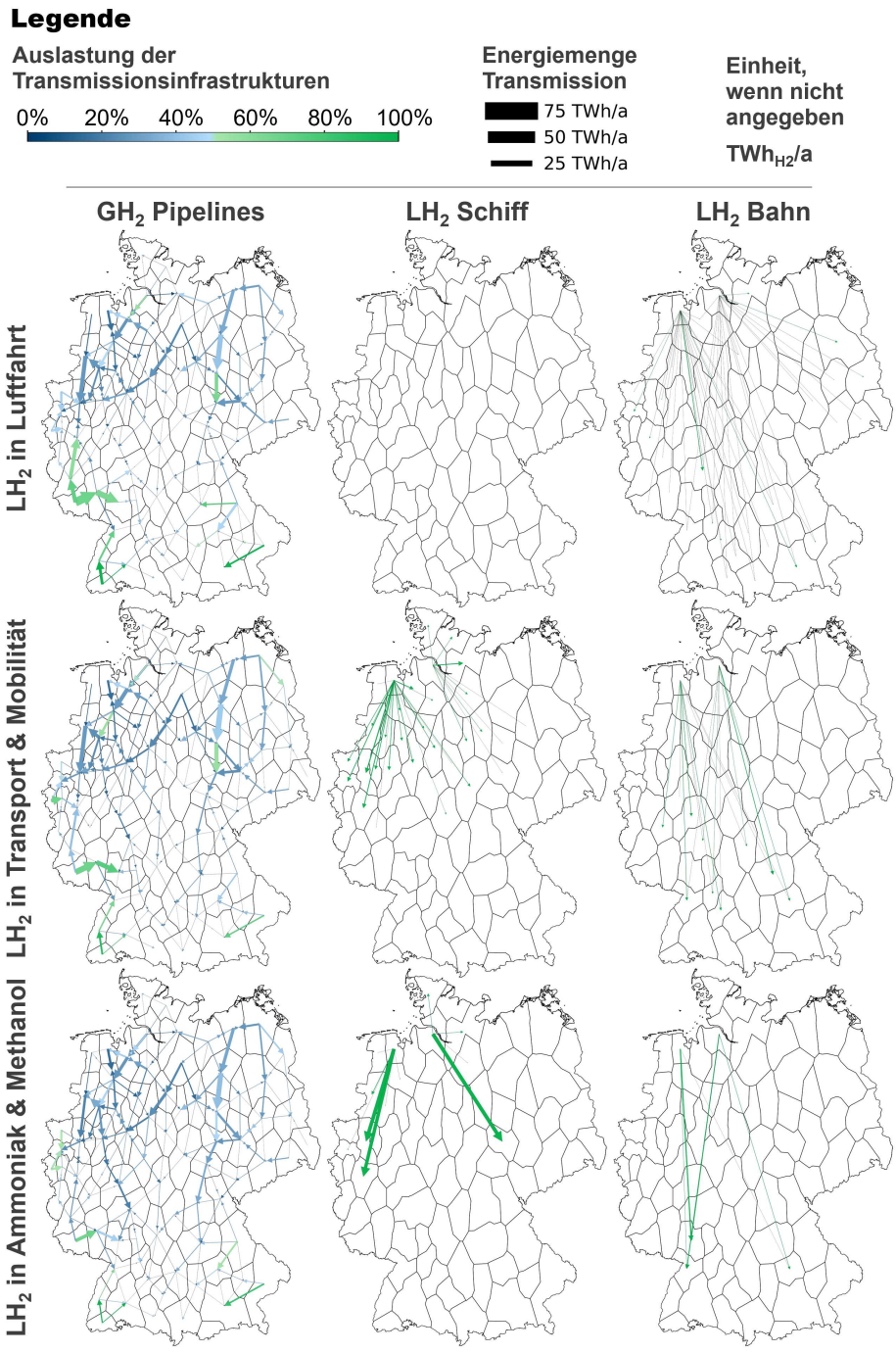


Abbildung 6.24: Ergebnisse der Szenariogruppe *Flüssigwasserstoff*.

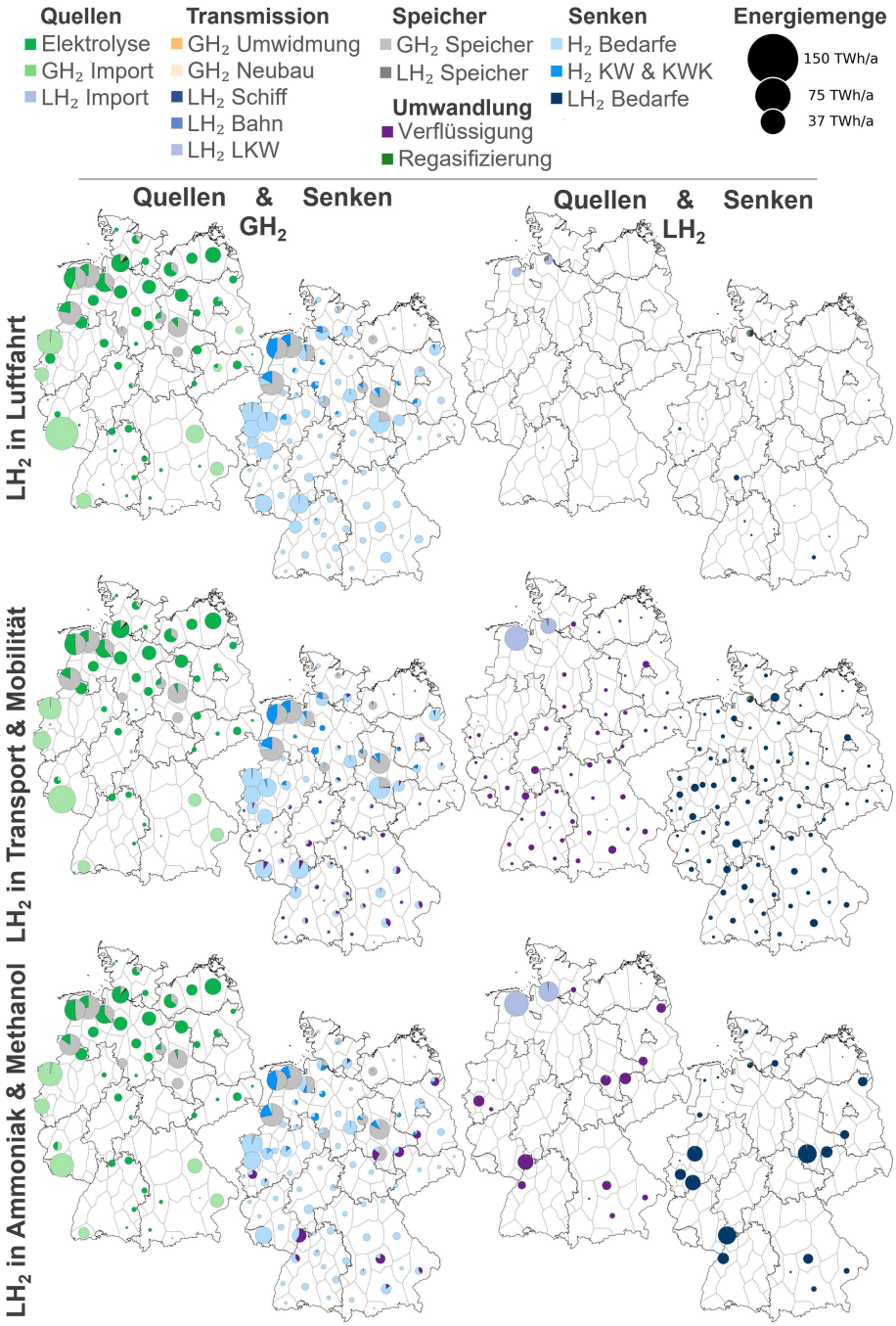

Quellen
Elektrolyse
GH2 Import
LH2 Import
Transmission
GH2 Umwidmung
GH2 Neubau
LH2 Schiff
LH2 Bahn
LH2 LKW
Speicher
GH2 Speicher
LH2 Speicher
Umwandlung
Verflüssigung
Regasifizierung
Senken
H2 Bedarfe
H2 KW & KWK
LH2 Bedarfe
Energiemenge
150 TWh/a
75 TWh/a
37 TWh/a
Quellen & Senken GH2
Quellen & Senken LH2
LH2 in Luftfahrt
LH2 in Transport & Mobilität
LH2 in Ammoniak & Methanol

Abbildung 6.25 zeigt die Wasserstoffmengen für den Bedarf, die Quellen und den Transport von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff im Szenariovergleich. Grundsätzlich bewirkt ein Anstieg der LH_2-Bedarfe einen Anstieg der LH_2-Quellen und des LH_2-Transports. Der LH_2-Transport steigt jedoch nicht in gleichem Umfang wie der Bedarf.

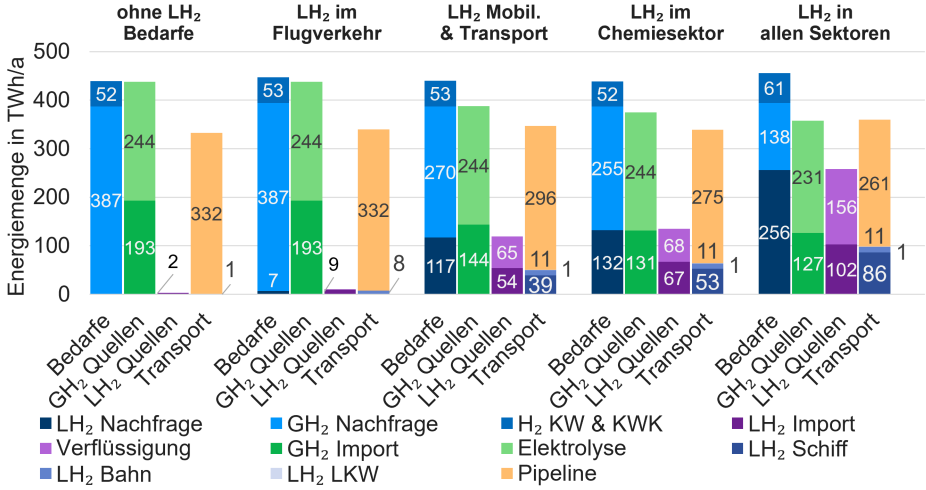


Abbildung 6.25: Wasserstoffmengen für Bedarf, Quellen und Transport von GH_2 und LH_2 im Szenariovergleich.

Szenarioergebnisse auf nationaler Ebene

- Szenario *ohne LH_2-Bedarfe*
  Weitestgehend unverändert im Vergleich zum Referenzszenario. Flüssigwasserstoff wird nicht in großem Umfang eingesetzt, um Wasserstoff zur Deckung gasförmiger Endenergiebedarfe zu decken. Von der kleinen Menge an Flüssigwasserstoff, die zur Spitzenlastdeckung in der Dunkelflaute eingesetzt wird, wird ein Teil von etwa 1 TWh_{H_2}/a per Bahn in die Region der Abnehmer transportiert.
- Szenario *LH_2 in der Luftfahrt*
  Da der Flugverkehr im ETHOS.NESTOR-Modell ursprünglich nicht abgebildet ist, wird er im Rahmen dieses Szenarios eingeführt und zusätzlicher Import in Höhe der Bedarfe in der Luftfahrt von 7 TWh_{H_2}/a eingeführt. Wie Abbildung 6.25 zeigt, wird der zusätzliche Wasserstoff flüssig importiert und per Bahn in die Regionen der Flughäfen transportiert. Der Rest des Energiesystems bleibt unverändert.
- Szenario *LH_2 im Transport- & Mobilitätssektor*
  In dem Szenario werden 117 TWh_{H_2}/a Flüssigwasserstoff nachgefragt. Diese werden sowohl durch den LH_2-Import als auch durch die Verflüssigung von GH_2 bereitgestellt. Auf die Bereitstellungspfade von LH_2 wird im folgenden Abschnitt näher eingegangen. Der Bahntransport stellt, wie Abbildung 4.6 im Methodenkapitel zeigt, die günstigste Transportoption von LH_2 im Modell dar. Aufgrund der begrenzen Transportkapazität der Bahn von 11 TWh_{H_2}/a[10] kommt die nächstgünstigere

[10] Angenommene maximale Transportkapazität: zweimal am Tag zwei Züge á 30 Waggons á 0,3 GWh_{H_2} LH_2-Transportkapazität

Transportoption, der Schiffstransport zum Einsatz.

- Szenario *LH_2 im Chemiesektor*
  Im Szenario mit Flüssigwasserstoff-Nachfragen in der Ammoniak- und Methanolproduktion steigt der LH_2-Bedarf leicht auf 132 TWh_{H_2}/a, das Verhältnis aus inländischer Verflüssigung und LH_2-Import ist ausgeglichen und der Schiffstransport verteilt den zusätzlich importierten Flüssigwasserstoff.
- Szenario *LH_2 in allen Sektoren*
  Die steigenden Flüssigwasserstoff-Bedarfe in den einzelnen Szenarien zeigen, dass der Großteil des Wasserstofftransports über Binnenschiffe in Deutschland verteilt wird, sobald das Kapazitätsmaximum des Bahntransports erreicht ist. Der LKW-Transport spielt eine untergeordnete Rolle von maximal 1 TWh_{H_2}/a in den Szenarien mit hohen LH_2-Nachfragen. Es ist zu erkennen, dass lediglich der flüssig importierte Wasserstoff inländisch weitertransportiert wird, die Verflüssigung findet in der Bedarfsregion selbst statt. Dadurch sinkt der GH_2-Transport nicht proportional zum LH_2-Bedarf, sondern proportional zur LH_2-Importmenge.
  Über die drei Hafenterminals mit einer Leistung von jeweils 7 GW_{H_2} können insgesamt bis zu 184 TWh_{H_2}/a Flüssigwasserstoff importiert werden. Diese Menge wird in keinem der betrachteten Szenarien erreicht. Die Verflüssigung von Wasserstoff ist somit kostenoptimales Modellergebnis und resultiert nicht aus fehlenden Flüssigwasserstoff-Importmöglichkeiten.

Kosten der LH_2 Versorgungspfade

- Zur Deckung der LH_2-Bedarfe kommen folgende Pfade zum Einsatz:
  1. LH_2-Import → LH_2-Transport per Schiff, Bahn oder LKW → LH_2-Bedarfsdeckung
  2. GH_2-Import → GH_2-Pipelinetransport → Verflüssigung → LH_2-Bedarfsdeckung
  3. Inländische Elektrolyse → GH_2-Pipelinetransport → Verflüssigung → LH_2-Bedarfsdeckung
- Abbildung 6.26 zeigt die Kosten, die sich für die einzelnen Pfade ex post aus den Optimierungsergebnissen ergeben.
- Die Auswertung der Szenariorechnung zeigt, dass die ersten beiden Pfade über den LH_2-Import und die Verflüssigung der GH_2-Imports Kosten in vergleichbaren Größenordnungen aufweisen. Im Durchschnitt über alle LH_2-Szenarien und alle Regionen ergeben sich für den LH_2-Import-Pfad Kosten von 10,6 ct/kWh_{H_2}. Für die Bereitstellung von LH_2 über die Verflüssigung von importiertem GH_2 ergeben sich Kosten von 11,5 ct/kWh_{H_2}, für die Verflüssigung von inländisch erzeugten Wasserstoff ergeben sich Kosten von 15,1 ct/kWh_{H_2}
- Wie Abbildung 6.24 und Abbildung 6.25 zeigen, kommt es neben der Verteilung von LH_2-Importen auch zur inländischen Verflüssigung. Grund dafür ist zum einen die Versorgung von Regionen, die über keine Verbindung zu Binnengewässern verfügen, in Szenarien, in denen der günstigere Bahntransport bereits ausgelastet ist und der teure LKW Transport die einzige Option ist. Alternativ wird Verflüssigung auch betrieben, wenn die Entfernung zum GH_2-Import deutlich geringer ist als zum LH_2-Import. In diesen Fällen würde der Pfad 1 teurer ausfallen als Pfad 2. Im optimierten System wird lediglich der für die jeweilige Region günstigste Pfad verfolgt, wodurch die Fälle mit teuren Routen nicht in Abbildung 6.26 erscheinen.

Regionale Auflösung der Modellergebnisse

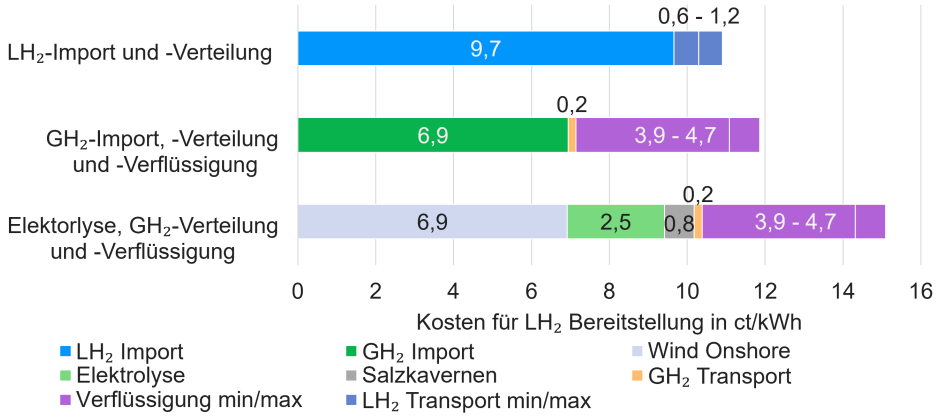


Abbildung 6.26: Kostenzusammensetzung für unterschiedliche LH_2-Versorgungspfade.

- Das Szenario, in dem LH_2 im Transport- & Mobilitätssektor und das Szenario, in dem Flüssigwasserstoff in der Chemieindustrie eingesetzt werden, weisen auf nationaler Ebene ähnlich hohe LH_2-Bedarfe auf. Zu starken Unterschieden kommt es in der räumlichen Verteilung und dem Einfluss auf das GH_2-Pipelinenetz.
- Die LH_2-Bedarfe im Transport- & Mobilitätssektor sind stark über die Regionen in Deutschland verteilt. Wie Abbildung 6.24 zeigt, werden insbesondere die Regionen in naher Umgebung zu den LH_2-Importhäfen direkt über LH_2-Transporte versorgt. In den Bundesländern Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen werden 84 % der LH_2-Bedarfe durch LH_2-Transporte gedeckt. In den Bundesländern, die weiter entfernt von den Importhäfen im Nordwesten liegen, liegt die Quote der LH_2-Transporte lediglich bei 20 %. Insgesamt kommt es zu einem Anstieg der Gesamtkosten von 3,9 %, wie Tabelle 6.8 zeigt. Die Pipelinenetzlänge steigt in dem Szenario leicht um 1,7 %.
- Trotz der ähnlich hohen LH_2-Bedarfe im Chemie-Szenario steigt die Pipelinenetzlänge um 9,8 % stark an. Das paradox erscheinende Ergebnis, dass die GH_2-Netzlänge zunimmt, obwohl die GH_2-Bedarfe sinken, lässt sich wie folgt auflösen: Der Anstieg der Pipelinenetzlänge kann auf die unterschiedlichen Versorgungspfade zurückgeführt werden. Im Chemie-Szenario tragen insbesondere die Bedarfe für die Methanolproduktion an den süddeutschen Raffineriestandorten zu der veränderten Netztypologie bei. Aufgrund der fehlenden Schifffahrtsanbindung aus Norddeutschland, dem ausgereizten Bahntransport und dem preislich vergleichbaren Transportpfad 2, bei dem der Wasserstoff bedarfsnah verflüssigt wird, kommt es dazu, dass über Österreich importierter Wasserstoff in der Nachfrageregion verflüssigt und zur Bedarfsdeckung eingesetzt wird. Neben den Flüssigwasserstoffbedarfen müssen in dem Szenario weiterhin gasförmige Wasserstoffbedarfe wie etwa im Transport- & Mobilitätssektor gedeckt werden. Da der GH_2-Import aus Österreich für die Deckung der LH_2-Bedarfe eingesetzt wird, werden diese Bedarfe stattdessen durch inländisch erzeugen Wasserstoff gedeckt. Es kommt zu einem Ausbau der Pipelineverbindungen von der Ostsee nach Bayern. Die Länge des Gesamtnetzes ist daher größer als im Referenzszenario.

Tabelle 6.8: Wasserstoffnetzlängen und Änderungen der Modellergebnisse in den LH_2-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario.

Szenario	H_2-Netzlänge Umwidmung	H_2-Netzlänge Neubau	△ H_2-Netzlänge	△ Gesamtsystem TAC
Referenzszenario	15.570 km	302 km	-	-
ohne LH_2 Nachfragen	15.518 km	302 km	-0,3 %	-0,0 %
LH_2 im Flugverkehr	15.399 km	302 km	-1,1 %	+0,6 %
LH_2 in Transp. & Mob.	15.844 km	302 km	+1,7 %	+3,9 %
LH_2 im Chemiesektor	16.980 km	442 km	+9,8 %	+4,5 %
LH_2 in allen Sektoren	16.750 km	442 km	+8,3 %	+9,3 %

6.3 Analyse des Transformationspfads bis 2045

Forschungsfragen

- Wie trägt die Vererbung von Infrastrukturen zur Kohärenz des Transformationspfads bei?
- Welche Veränderungen weisen die Optimierung mit und ohne Infrastruktur-Vererbung auf hinsichtlich des Zieljahrs und über den Transsformationspfad hinweg?
- Welche Investitionsentscheidungen und Infrastrukturausbauten in frühen Jahren würden in späteren Jahren so nicht mehr getätigt werden?
- Treten Lock-in Effekte auf?

6.3.1 Szenario *ohne Vererbung* der Infrastrukturen

Abbildung 6.27 zeigt die Transformation des Wasserstoff-Pipelinesystems in Deutschland zwischen 2025 und 2045 für das Szenario ohne Vererbung. Die obere Bildzeile zeigt den Betrieb, die Auslastung und die Fließrichtung der transportierten Wasserstoffmenge. Die mittlere Zeile zeigt die Kapazität der ausgebauten Pipelines für die einzelnen Stützjahre. In der untersten Zeile ist die Differenz der Pipelinekapazitäten zwischen aufeinander folgenden Stützjahren dargestellt. Positive Werte sind grün dargestellt und entsprechen einem Ausbau im Rahmen des Transformationspfades. Negative Werte werden rot dargestellt. Diese Pipelines können als bereute - 'regret' - Pipelines in einem späteren Stützjahr verstanden werden.

Der vorzeitige Rückbau von Infrastrukturen wird im Modell nicht abgebildet. Im Szenario mit Vererbung werden alle bereits errichteten Anlagen in das nächste Stützjahr übernommen. Somit kann die Optimierung nur über die Platzierung und Dimensionierung der hinzukommenden Kapazitäten entscheiden, nicht aber über die bestehenden. Eine Ausnahme bilden die konventionellen Kraftwerke, für die eine Sterbelinie hinterlegt ist. Grundsätzlich können bestehende Kapazitäten erst dann regional umverteilt werden, wenn die technische Lebensdauer dieser Komponente ausgelaufen ist. Da die Lebensdauer der Wasserstoffpipelines mit 40 Jahren angenommen wird, ergeben sich im Szenario mit Vererbung keine negative Kapazitätsänderung im Betrachtungshorizont des Transformationspfades.

Negative Werte im Szenario ohne Vererbung sind ebenfalls nicht als Rückbau zu interpretieren, da alle Stützjahre unabhängig voneinander optimiert werden und Rückbaukosten nicht berücksichtigt werden. In jedem Jahr wird nur die Infrastruktur errichtet, die für die Bedarfs- und Versorgungssituation in diesem Jahr optimal ist.

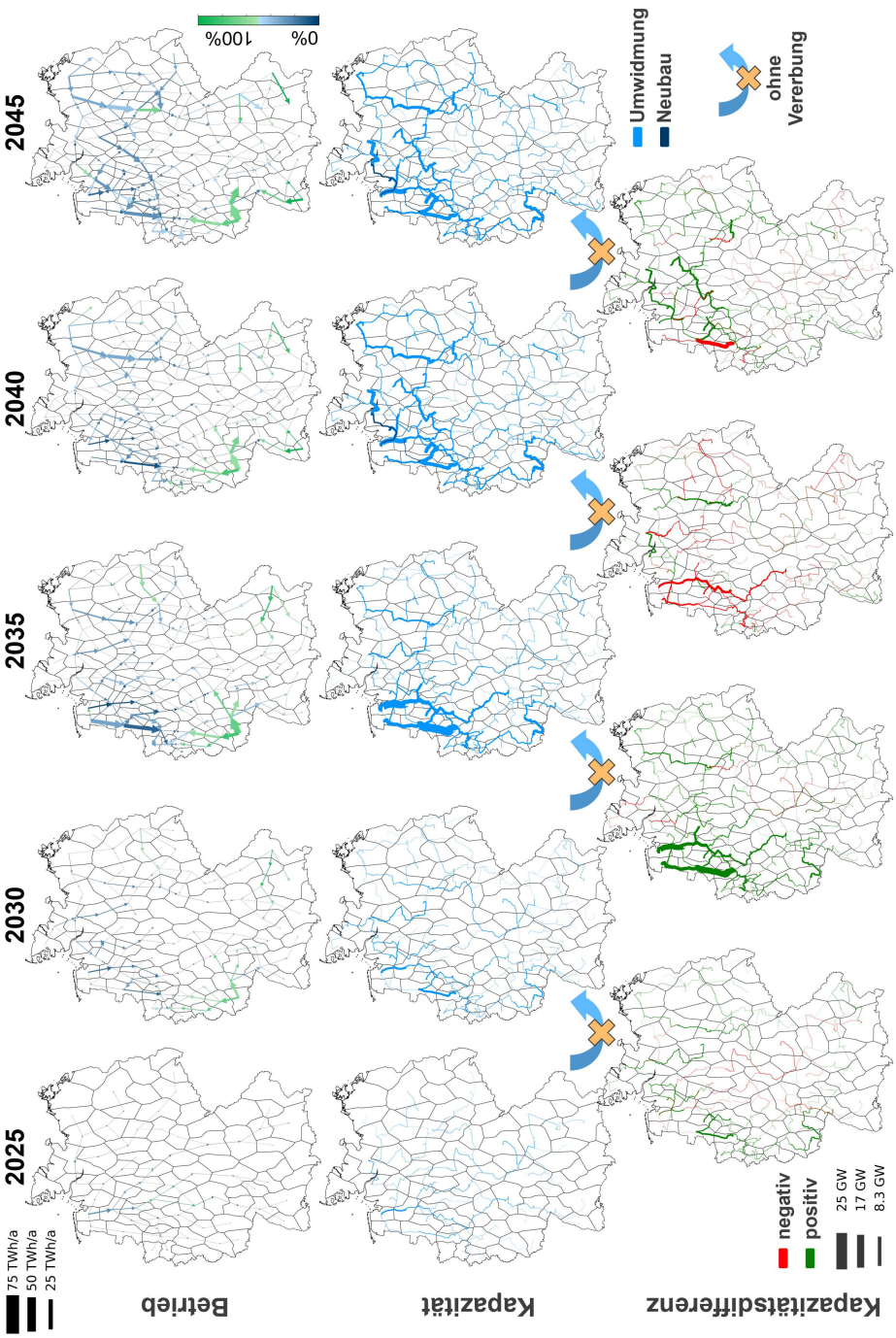


Abbildung 6.27: Betrieb (erste Zeile), Kapazität (zweite Zeile) und Kapazitätsdifferenz zwischen aufeinanderfolgenden Stützjahren (dritte Zeile) des Wasserstoffnetzes entlang des Transformationspfads im Szenario ohne Vererbung der Infrastrukturen.

Um die Gründe für die positiven und negativen Kapazitätsänderungen der Wasserstoffpipelines zu untersuchen, sind in Abbildung 6.29 die Änderungen der Wasserstoffquellen und -senken für die einzelnen Stützjahre dargestellt. Die Abbildung zeigt die Veränderung der Importe, der Elektrolyse, des Wasserstoffbedarfs sowie der Wasserstoffkraftwerke und der -KWK-Anlagen. Veränderungen im Verlauf und in der Dimensionierung der Pipelines lassen sich auf diese Einflussfaktoren zurückführen. Die folgende Analyse basiert auf den absoluten Kapazitäten in Abbildung 6.27 und den Unterschieden zwischen den Stützjahren in Abbildung 6.29.

2025 → 2030

- Im Jahr 2025 treten die ersten Wasserstoffbedarfe und -Importe im betrachteten Energiesystem auf. Da laut European Hydrogen Backbone die ersten GH_2-Importpotenziale erst ab 2030 zur Verfügung stehen, ist im Jahr 2025 nur der Import von LH_2 über die Hafenterminals an der Nordseeküste möglich. Da der Flüssigwasserstofftransport im Modell nicht konkurrenzfähig zum großskaligen Pipelinetransport ist, werden im Jahr 2025 die ersten Erdgaspipelines umgewidmet. Der angelandete Wasserstoff wird regasifiziert und per Pipeline von der Nordseeküste bis in die österreichische Grenzregione quer durch die Republik transportiert. Neben dem Import von 4 TWh_{H_2}/a Flüssigwasserstoff werden 7 TWh_{H_2}/a durch Elektrolyse erzeugt.

- Ab dem Jahr 2030 werden die ersten Korridore des European Hydrogen Backbone in Betrieb genommen. Dabei werden insbesondere die Importe über Frankreich, Österreich, Polen und Norwegen genutzt. In Abbildung 6.28 sind zur Veranschaulichung die importierten Wasserstoffmengen pro Stützjahr und Nachbarland, über das der Wasserstoff bezogen wird, dargestellt. Wie in Abschnitt 6.1.5 beschrieben, minimiert das Modell die Transportwege und importiert möglichst nahe an den Bedarfsregionen. Da zudem der LH_2-Import teurer ist als der GH_2-Import, wird im Jahr 2030 kein regasifizierter Wasserstoff von der Nordseeküste nach Bayern transportiert. Die entsprechenden Pipelineverbindungen werden 2030 nicht mehr ausgebaut.

2030 → 2035

- Im Jahr 2035 werden keine neuen Importkorridore erschlossen, sondern bestehende Routen ausgebaut, um den steigenden Wasserstoffbedarf zu decken. Die Importmengen aus Norwegen, Österreich und Polen erreichen in diesem Jahr den höchsten Wert entlang des Transformationspfades. Der Ausbau der Elektrolyseleistungen nimmt sukzessive zu, insbesondere entlang der Nord- und Ostseeküste.
- Der Pipelinenetzausbau verstetigt sich, um den Wasserstoff von den Interkonnektoren und Elektrolyseuren in Richtung der Bedarfe zu transportieren. Der stärkste Zubau findet im Nordwesten statt. Neben steigenden Importen aus Norwegen und dem Ausbau von Elektrolysekapazitäten entlang der Nordseeküste, ist der Ausbau großer Pipelines auf den Betrieb von Rückverstromungsanlagen zurückzuführen. Sowohl im nördlichen Teil von Nordrhein-Westfalen als auch im südlichen Teil von Rheinland-Pfalz werden im Jahr 2035 Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen aufgebaut. Die in diesen Anlagen eingesetzte Wasserstoffmenge ist deutlich geringer als die zusätzliche importierte Wasserstoffmenge. Dennoch haben diese An-

lagen einen größeren Einfluss auf die Netztypologie als die Importe. Grund dafür ist die Betriebsweise: Importe werden kontinuierlich betrieben. Durch kleine Kapazitätsänderungen können über das gesamte Jahr große Mengen an zusätzlichem Wasserstoff transportiert werden. Die Wasserstoffkraftwerke und insbesondere die KWK-Anlagen werden nur wenige Stunden im Jahr mit hohen Spitzenleistungen betrieben. Die Pipelineverbindungen zu diesen Anlagen sind daher groß und werden mit geringer durchschnittlicher Auslastung betrieben. Im Gegensatz dazu weisen die Importpipelines geringe Kapazitäten bei hoher Auslastung auf.

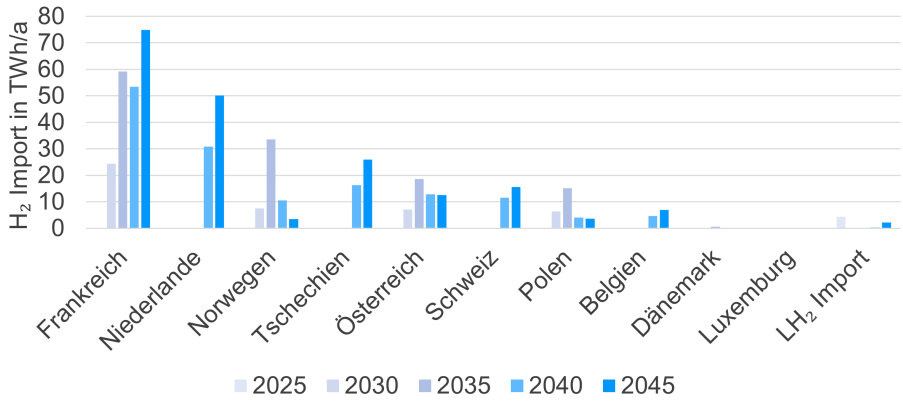


Abbildung 6.28: Import von Wasserstoff aus den Nachbarländern im Szenario ohne Vererbung.

2035 → 2040

- Im Zeitschritt von 2035 bis 2040 treten die größten negativen Veränderungen in der Netztypologie auf. Ein wesentlicher Einflussfaktor ist die Veränderung der Wasserstoffimportbedingungen. Abbildung 6.28 zeigt die Wasserstoffimporte aus den direkten Nachbarländern Deutschlands. Ab dem Jahr 2040 kann nach den Potenzialberechnungen des European Hydrogen Backbone Wasserstoff aus den Britischen Inseln über die Niederlande und Belgien importiert werden. Zusätzlich kann der Import aus Afrika über den EHB-Korridor A erhöht werden, da die Schweiz als weiteres Transitland Erdgaspipelines in Wasserstoffpipelines umwidmet. Die neuen Korridore begünstigen die Versorgung von Nordrhein-Westfalen im Westen und Karlsruhe im Süden.
- Die Erschließung neuer Importrouten führt zu einem Rückgang der Importe aus Polen, Österreich, Frankreich und insbesondere aus Norwegen. Die reduzierten norwegischen Importe sind für einen Teil des Rückgangs der inländischen Pipelineverbindungen zwischen dem Nordwestdeutschland und Nordrhein-Westfalen verantwortlich. Ein weiterer Faktor für den Rückgang großer Pipelinekapazitäten sind die Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen, die in diesem Stützjahr weniger in Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen, sondern vor allem in den nördlichen Speicherregionen und in Hamburg errichtet werden.
- Im Stützjahr 2040 wird der Ausbau der Elektrolyere an der Ostseeküste stark forciert. Dies führt zu einem Ausbau der Pipelinekapazitäten zwischen der Ostsee-

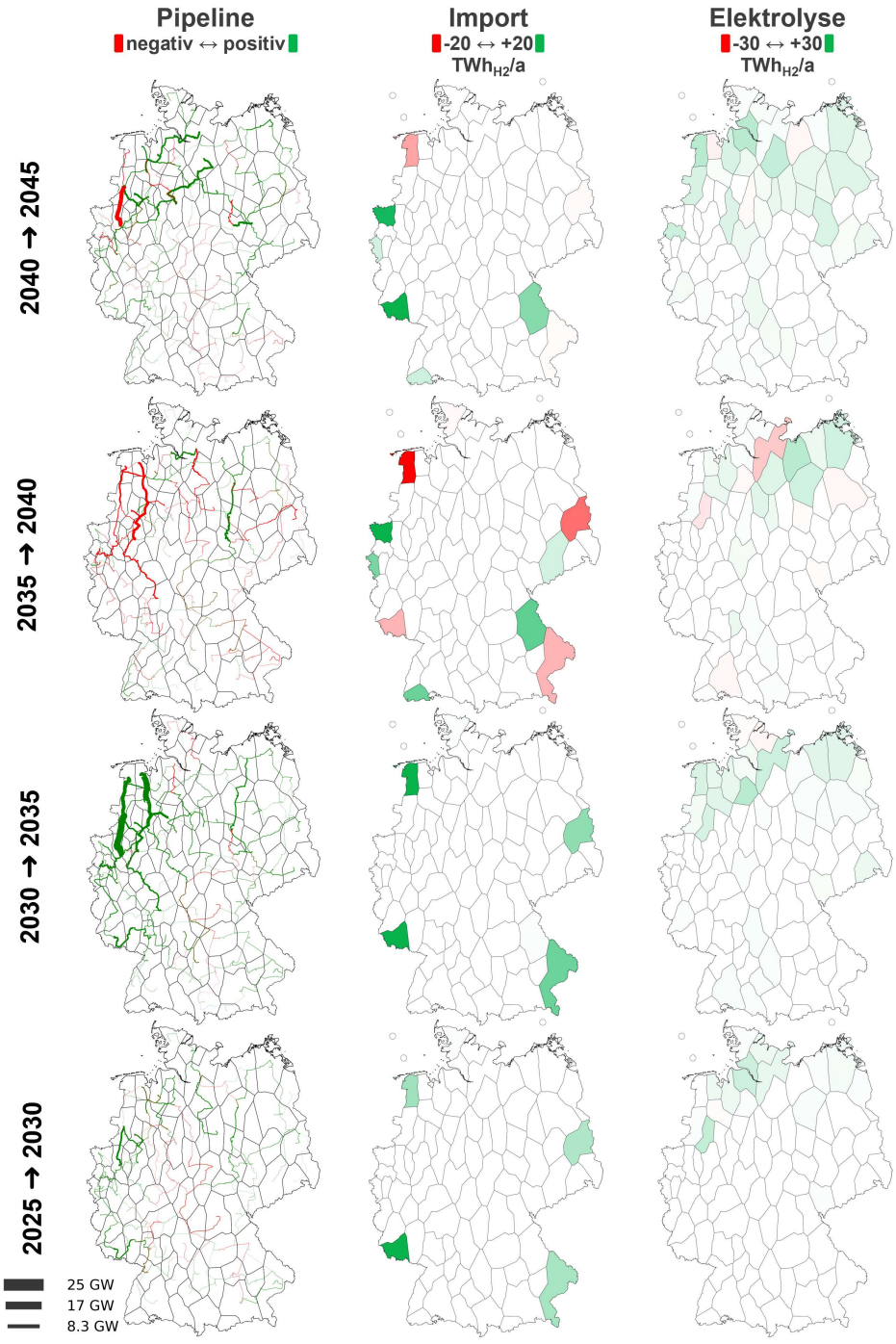
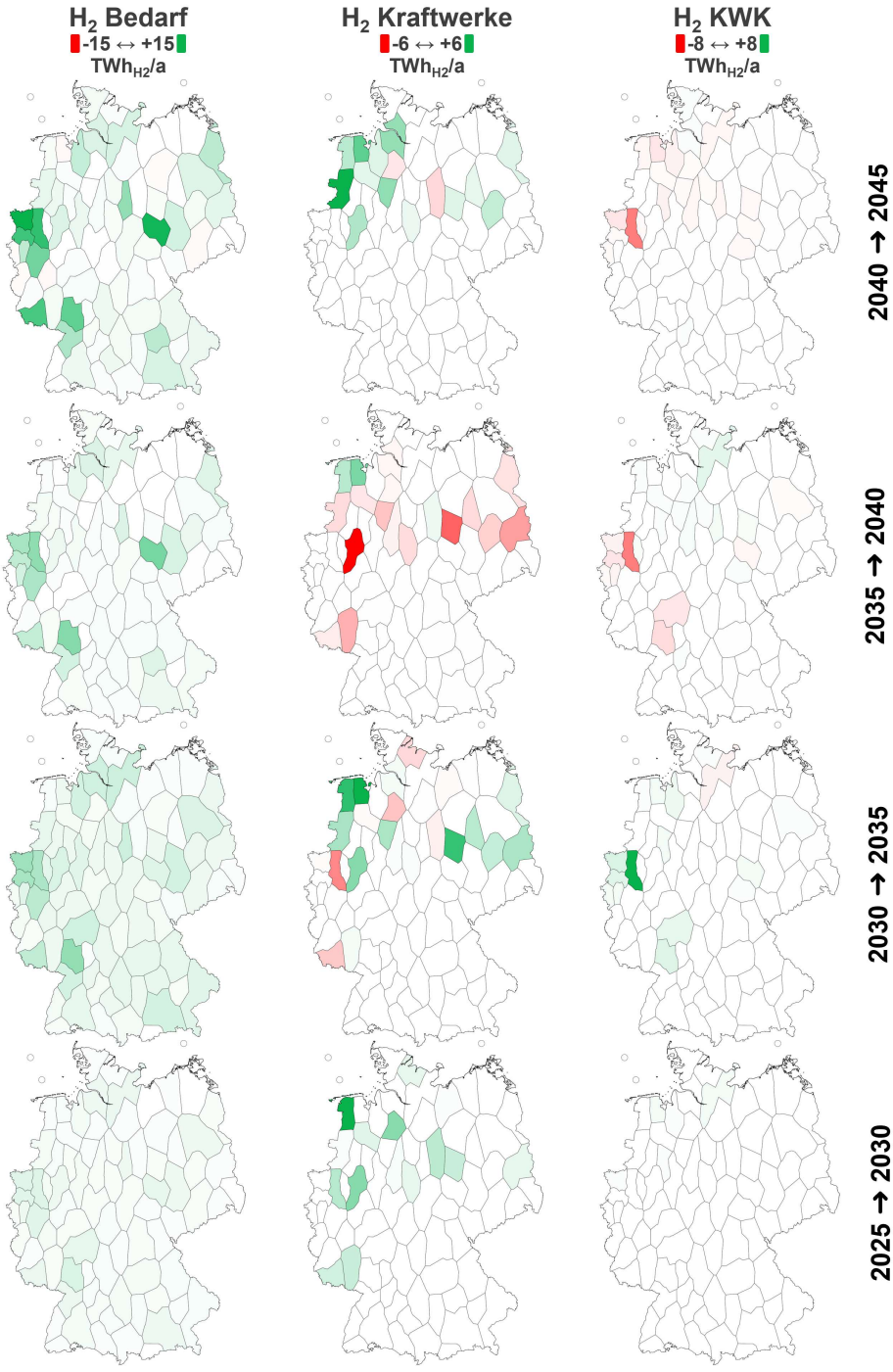


Abbildung 6.29: Einflussfaktoren für die Änderung des Wasserstoffnetzes.


H2 Bedarf
-15 ↔ +15
TWh H2/a
H2 Kraftwerke
-6 ↔ +6
TWh H2/a
H2 KWK
-8 ↔ +8
TWh H2/a
2040 → 2045
2035 → 2040
2030 → 2035
2025 → 2030

küste und den ostdeutschen Salzkavernenspeicher-Regionen sowie dem mitteldeutschen Chemiedreieck.

2040 → 2045

- Im Jahr 2045 wird der Ausbau der Elektrolyse entlang der Nord- und Ostseeküste fortgesetzt. Im Osten führt dies zu einer Vermaschung des Netzes. Zudem werden die Salzkavernenspeicher im Osten stärker genutzt. Die Kapazität der Pipeline zwischen der Speicherregion und dem mitteldeutschem Chemiedreieck fällt kleiner aus, da dessen Auslastung steigt. Die fluktuierende Versorgung der Chemieregion mit Wasserstoff aus Elektrolyse wird aus östlicher Richtung verstärkt.
- Der Ausbau der Elektrolyse in der Region südlich von Hamburg trägt sowohl zur Versorgung Ost- als auch Westdeutschlands bei. Im Stützjahr 2045 wird insbesondere die Pipelineverbindung nach Nordrhein-Westfalen ausgebaut.
- Zudem gehen die Wasserstoffimporte aus Norwegen weiter zurück, wodurch sich die Pipelinekapazität in die nordwestliche Speicherregion verringert. Deutlich stärker verringert sich jedoch die Pipelinekapazität zwischen der Speicherregion und Nordrhein-Westfalen. Grund dafür sind die in diesem Jahr weniger stark ausgebauten Wasserstoff-KWK-Anlagen, die sich in die nördlichen Speicherregionen verlagern.

6.3.2 Szenario *mit Vererbung* der Infrastrukturen

Der Transformationspfad im Szenario ohne Vererbung zeigt, dass unter bestimmten Bedingungen Kapazitäten, die in früheren Stützjahren Teil der kostenoptimalen Lösung waren, nicht mehr ausgebaut werden. Dies kann sowohl auf eine Änderung der exogenen Randbedingungen, wie zum Beispiel den Importpotenzialen, als auch auf Änderungen durch die endogene Optimierung, wie zum Beispiel die Standorte der Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen zurückgeführt werden. Im Folgenden wird untersucht, wie sich das Energiesystem verändert, wenn die Infrastrukturen, wie in Abschnitt 4.3 beschreiben, zwischen den Stützjahren vererbt werden.

Abbildung 6.30 zeigt den Verlauf des Pipeline-Wasserstofftransports über den Transformationspfad im Szenario mit Vererbung. Durch die technische Lebensdauer der Pipelines von 40 Jahren und deren Vererbung, sind einmal errichtete Pipelines in allen folgenden Stützjahren enthalten. Somit sind im Betrachtungshorizont keine negativen Differenzen der Pipelinekapazitäten zwischen den Stützjahren zu erkennen. Zudem fallen die maximalen Zubauraten der Pipelines geringer aus als im Szenario ohne Vererbung, da zwischen zwei Stützjahren jeweils nur die neu hinzukommenden Leistung und nicht der gesamte Kraftwerkspark regional dimensioniert wird.

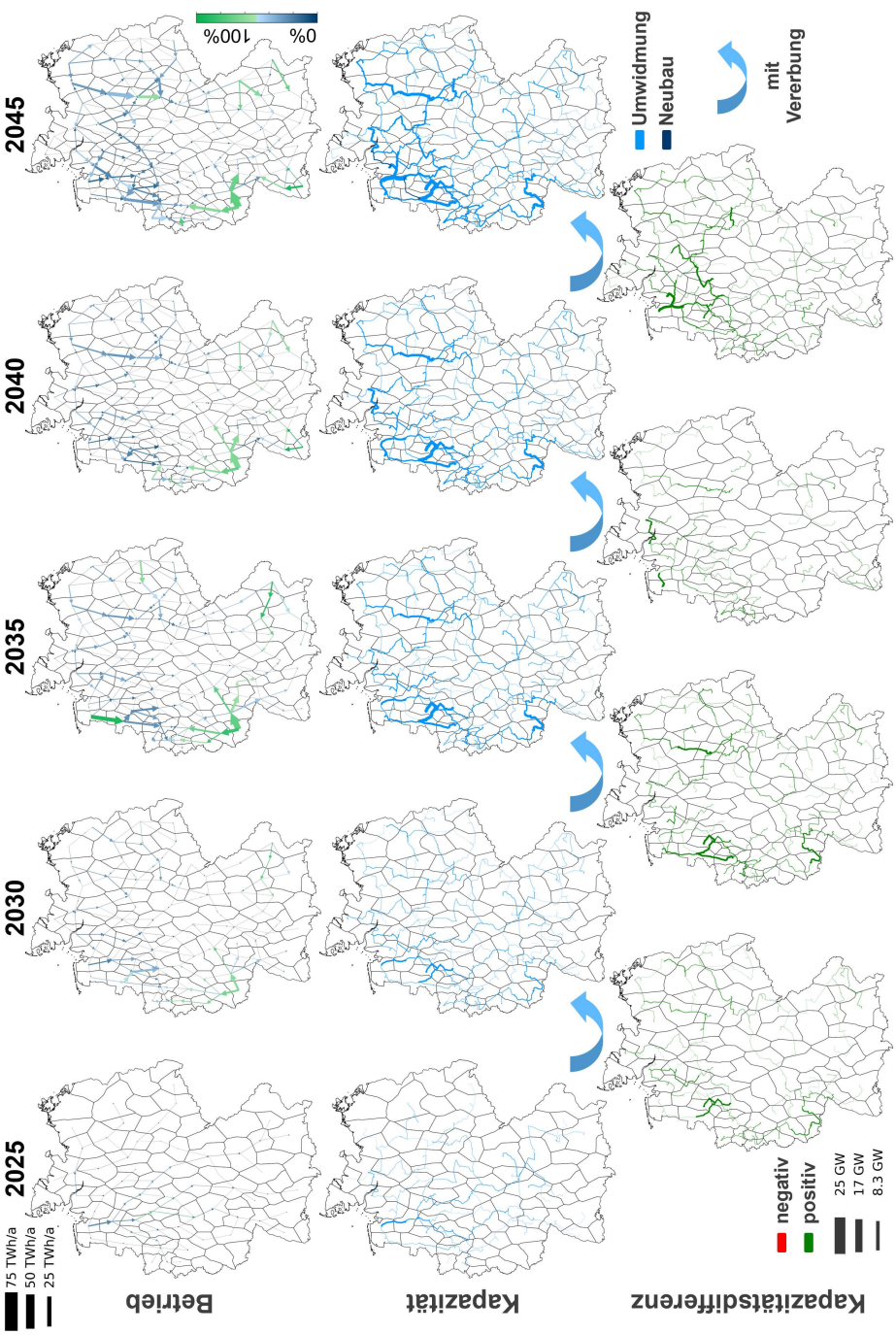


Abbildung 6.30: Betrieb (erste Zeile), Kapazität (zweite Zeile) und Kapazitätsdifferenz zwischen aufeinanderfolgenden Stützjahren (dritte Zeile) des Wasserstoffnetzes entlang des Transformationspfads im Szenario mit Vererbung der Infrastrukturen.

Wie sich die beiden Szenarien im Zieljahr 2045 regional unterscheiden, ist in Abbildung 6.32 dargestellt. Die Abbildung zeigt die absolute Menge der Wasserstoffquellen und -senken sowie die Differenz dieser Mengen zwischen beiden Szenarien. Außerdem ist die Entwicklung der Pipelinekapazitäten und deren Differenz dargestellt. Insgesamt zeigt sich, dass die Ergebnisse in beiden Szenarien weitestgehend ähnlich ausfallen.

Die Elektrolyse konzentriert sich in beiden Fällen auf die Nordhälfte. Der Ausbau der Elektrolyse folgt dem Ausbau der Windkapazitäten. Im Transformationspfad ist zu erkennen, dass die Reihenfolge, in der Elektrolyseure in den Regionen aufgebaut werden, stark mit den Volllaststunden der Onshore-Windpotenziale korreliert: Zunächst werden die Regionen an der Nordsee erschlossen, dann die an der Ostsee und in den späteren Jahren bei höherem Wasserstoffbedarf auch die weiter südlich gelegenen Regionen. Eine Besonderheit stellt das Jahr 2025 dar, in dem die ersten Elektrolysekapazitäten nicht in der Region mit den höchsten Wind-Volllaststunden, sondern in der Region der LH_2-Hafenterminals errichtet werden und die entsprechende Pipelineverbindung ins Landesinnere mitgenutzt werden kann.

Auch die Importe sind in beiden Szenarien ähnlich und finden hauptsächlich im Westen und Süden statt. Abbildung 6.31 zeigt die importierte Wasserstoffmenge im Szenario mit Vererbung. Im Vergleich zu Abbildung 6.28 ist zu erkennen, dass die Importmengen über die einzelnen Nachbarländer nahezu identisch sind. Unterschiede ergeben sich durch die Vererbung der Hafenterminals, die das Modell im Fall mit Vererbung dazu zwingt, in allen Stützjahren die 4 TWh_{H_2}/a zu importieren. Insbesondere zeigt sich, dass beim Import von gasförmigem Wasserstoff keine Lock-in-Effekte auftreten: Nur weil entsprechende inländische Pipelineverbindungen zu den Interkonnektoren ausgebaut werden, werden diese nicht weiter betrieben, wenn sich alternative Importrouten ergeben, die näher am Endenergiebedarf liegen.

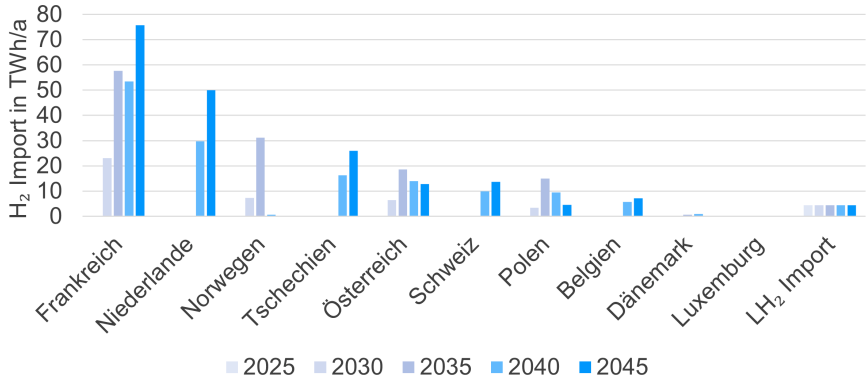


Abbildung 6.31: Import von Wasserstoff aus den Nachbarländern im Szenario mit Vererbung.

In beiden Szenarien sind die Wasserstoffkraftwerke vor allem in den Salzkaver-

nenregionen Norddeutschlands angesiedelt. Dadurch kann der Ausbau von niedrig ausgelasteten Pipelines mit hohen Kapazitäten vermieden werden. Insgesamt werden im Szenario mit Vererbung nur 45 TWh_{H_2}/a in Wasserstoffkraftwerken und -KWK-Anlagen eingesetzt, das sind 14 % weniger als im Szenario ohne Vererbung. Dieser Rückgang ist unter anderem auf die geringere Menge an Wasserstoff aus Elektrolyse zurückzuführen und erklärt das negative Delta zwischen den beiden Szenarien.

Das negative Delta zwischen den Pipelinekapazitäten in den beiden Szenarien ist auf die geringere Menge an inländisch erzeugtem und rückverstromten Wasserstoff zurückzuführen. Die größten positiven Deltas sind auf Elektrolyseure und Rückverstromungsanlagen zurückzuführen, die im Szenario ohne Vererbung nicht mehr enthalten sind. Außerdem sind Importpipelines wie die zwischen den LH_2-Terminals und Süddeutschland enthalten, die in späteren Jahren wegfallen.

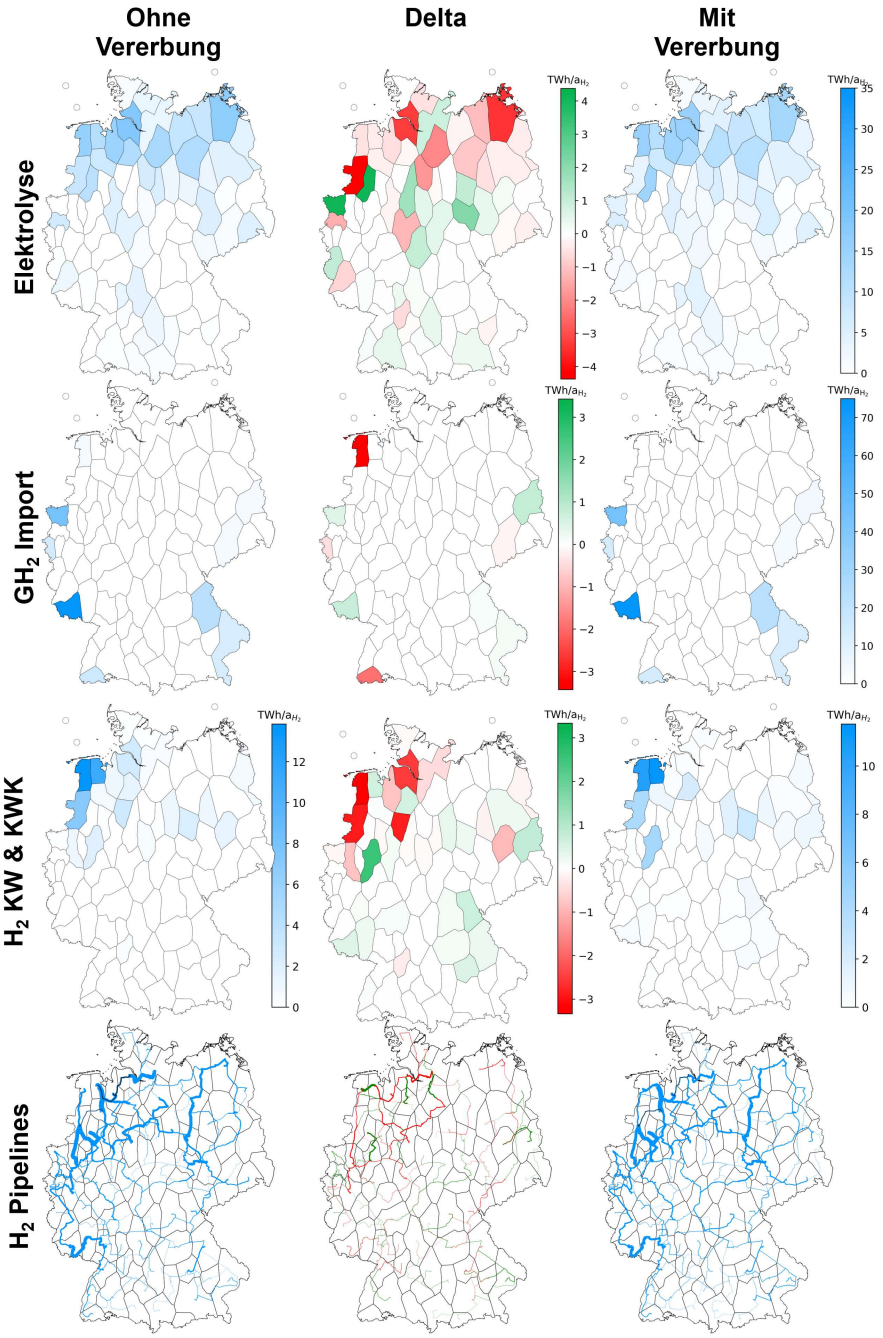


Abbildung 6.32: Wasserstoffinfrastrukturen in Szenario mit und ohne Vererbung im Zieljahr 2045.

In Abbildung 6.33 werden die Ergebnisse der Transformationspfade mit und ohne Vererbung auf nationaler Ebene aggregiert dargestellt. Die Abbildung zeigt die Entwicklung der Wasserstoffbereitstellung und des Wasserstofftransports sowie der jährlichen Gesamtkosten, TAC, im Szenariovergleich.

Wasserstoffversorgung

- Die erste Grafik in Abbildung 6.33 zeigt die Wasserstoffversorgung durch Import und inländische Produktion. Die Szenarien mit und ohne Vererbung entwickeln sich ähnlich, was unter anderem auf die Vorgabe von Importmenge und Elektrolysekapazität durch ETHOS.NESTOR zurückzuführen ist.
- Im Fall mit Vererbung werden etwa 2-4 TWh_{H_2}/a mehr LH_2 importiert, was auf den Bau und die Vererbung der LH_2-Importterminals im Jahr 2025 zurückzuführen ist, in dem noch kein Pipelineimport vorhanden ist. Die inländisch erzeugte Wasserstoffmenge fällt bei gleicher installierter Leistung um bis zu 11 % kleiner aus, wenn die Komponenten vererbt werden. Dies ist auf die Wahl ungünstiger Erzeugungs-Standorte zurückzuführen. Durch die technische Lebensdauer der PEM-Elektrolyse-Stack von 10 Jahren, kann die Standortwahl im Rahmen des Betrachtungshorizonts teilweise korrigiert werden.

Wasserstofftransport

- Der zweite Teil in Abbildung 6.33 veranschaulicht die Entwicklung der transportierten Wasserstoffmenge, bilanziert an der Entnahmestelle aus dem Pipelinenetz[11]. Die transportierten Wasserstoffmengen im Szenario mit Vererbung sind geringer als im Szenarios ohne Vererbung, was auf die geringere Menge an Wasserstoff aus der Elektrolyse zurückzuführen ist.

[11] Wasserstoffmengen, die in Salzkavernen gespeicherte werden, werden in der Transportbilanz doppelt gezählt, wenn sie zunächst aus einer Erzeugungsregion in die Speicherregion und anschließend aus der Speicherregion in die Bedarfsregion transportiert werden.

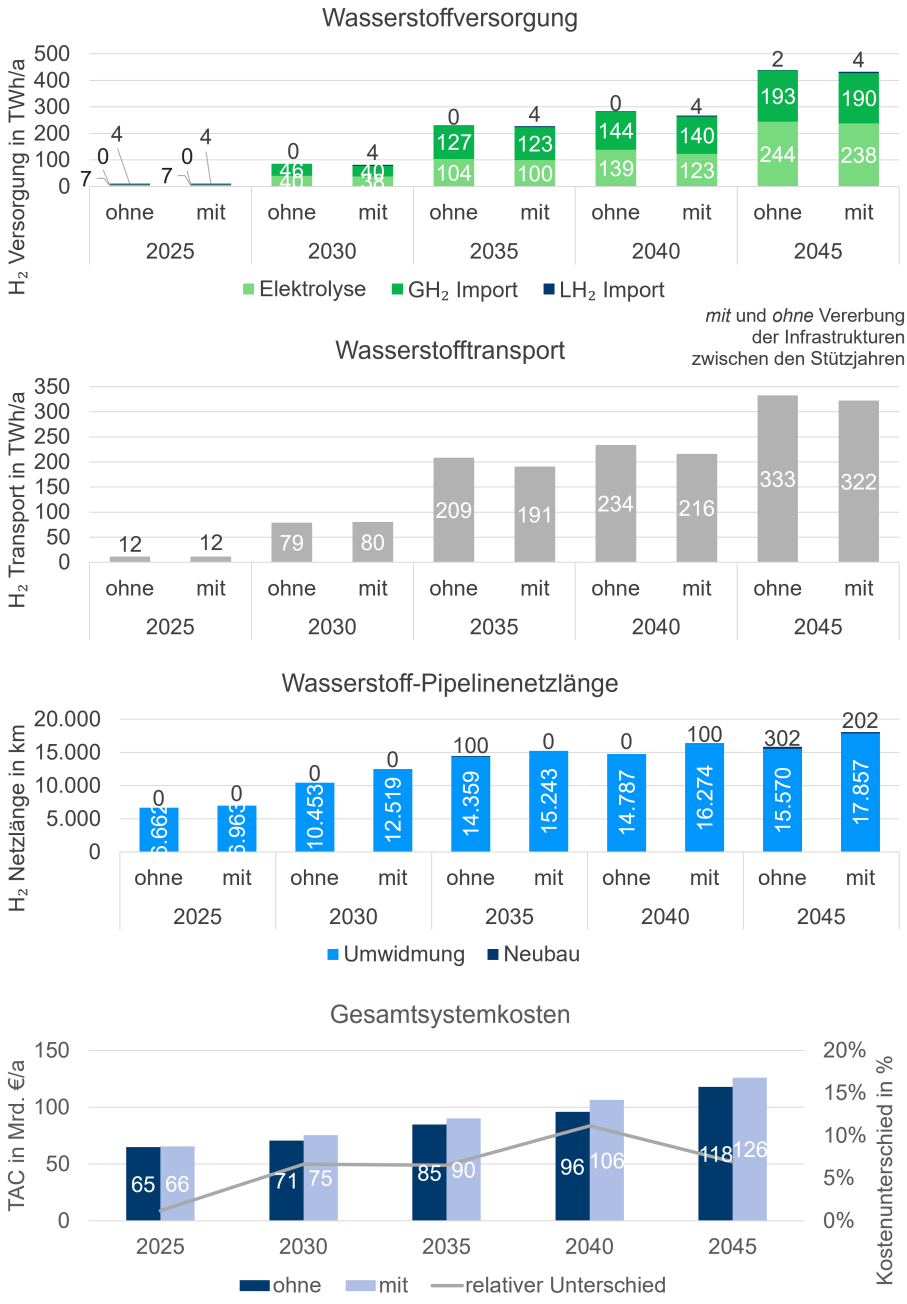


Abbildung 6.33: Wasserstoffversorgung entlang des Transformationspfads für die Szenarien mit und ohne Vererbung der Infrastrukturen.

Wasserstoffnetz

- Der dritte Teil von Abbildung 6.33 zeigt die Länge des ausgebauten Wasserstoffnetzes. In beiden Fällen dominiert dabei die Nutzung umgewidmeter Erdgaspipelines. Im Jahr 2040 werden im Szenario ohne Vererbung sogar neu gebaute Pipelinekapazitäten, die im vorangegangenen Zeitschritt noch errichtet wurden, nicht mehr benötigt. Grund dafür sind die im Jahr 2040 neu erschlossenen Importstellen.
- Bei der Pipelinenetzlänge macht sich die Vererbung von Kapazitäten deutlich bemerkbar: Im Szenario mit Vererbung ist die Netzlänge in den einzelnen Stützjahren um 5-20 % höher als im Szenario ohne Vererbung. Im Zieljahr 2045 beträgt die Gesamtnetzlänge mit Vererbung 18.059 km, ohne Vererbung 15.872 km. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass im Verlauf des Transformationspfades neue, bedarfsnähere Importstellen erschlossen werden, sodass im Szenario ohne Vererbung auf Verbindungen zu den nicht mehr benötigten Importstellen verzichtet werden kann.
- Eine genauere Betrachtung des Pipelinenetzes zeigt, dass die Unterschiede zwischen den Szenarien geringer sind, als es auf den ersten Blick scheint. Bei Berücksichtigung der Pipeline-Kapazitäten zusätzlich zur Netzlänge[12] schrumpft der Unterschied zwischen den Szenarien auf etwa 1 %. Pipelines, die aufgrund veränderter Randbedingungen zu einem späteren Zeitpunkt bereut werden, haben einen geringen Einfluss auf die Gesamtsystemkosten, wenn es sich dabei um kleine Kapazitäten handelt. Dies ist dann der Fall, wenn die Transportmengen gering sind, etwa in den ersten Jahren des Wasserstoffhochlaufs. Oder wenn es sich um Import-Pipelines handelt, bei denen große Energiemengen mit kleinen Kapazitäten transportiert werden können.
- Insbesondere in den ersten Stützjahren ist ein starker Ausbau der Pipelinenetzlänge zu beobachten. Bis zum Jahr 2030 sind in beiden Szenarien bereits etwa ⅔ der Pipelinenetzlänge ausgebaut. Unter Berücksichtigung von sowohl Netzlänge als auch Kapazität nimmt der Wert etwa ⅓ an. Dies zeigt, dass ein großer Teil der Erzeuger und Verbraucher bereits 2030 im Modell vorhanden ist, deren Kapazitäten aber noch nicht das Niveau des Zieljahrs erreicht haben.
  Im linearen Optimierungsmodell können Leitungen kontinuierlich und schrittweise errichtete und umgewidmet werden. Würde anstelle dieser Vereinfachung die Umstellung von ehemaligen Erdgas-Pipelines im Modell vollständig und binär erfolgen, könnte dies dazu führen, dass bereits 2030 ein Großteil des Wasserstoff-Zielnetzes umgestellt ist. Die binäre Umstellung der Pipelines ist jedoch bei der hier betrachteten hohen regionalen Auflösung mit der heutigen Rechenleistungen nicht realisierbar.

Systemkosten

- In der vierten Grafik von Abbildung 6.33 sind die Gesamtsystemkosten dargestellt. Diese liegen im Szenario mit Vererbung in allen Stützjahren über den Kosten des Systems ohne Vererbung. Eine detaillierte Betrachtung der Ergebnisse zeigt, dass ein Großteil der Differenz auf die Kostendegression der Technologien zurückzuführen ist. Im Szenario ohne Vererbung werden die Komponenten im Modell in jedem

[12] Summe des Produkts von Pipelinenetzlänge und -kapazität aller umgewidmeten und neu gebauten Wasserstoff-Pipelinesegmente: 12.936 GW*km im Szenario ohne Vererbung, 13.106 GW*km im Szenario ohne Vererbung

Zeitschritt vollständig zu den Kosten des jeweiligen Stützjahrs aufgebaut; im Szenario mit Vererbung hingegen besteht der Erzeugungspark sowohl aus Neu- als auch aus Altanlagen aus früheren Zeitschritten, die sich entsprechend ihrer Kosten zum Investitionszeitpunkt auf die jährlichen Gesamtkosten im betrachteten Stützjahr auswirken. Allein die regenerativen Erzeugungstechnologien Wind Offshore und Onshore sowie Photovoltaik Aufdach und Freiflächen tragen bei gleichem Zubau zu einer Erhöhung der jährlichen Gesamtkosten um 8,3 % im Jahr 2045 bei. Durch Einsparungen zum Beispiel bei der Biogasnutzung beträgt die Gesamtkostensteigerung 6,9 % im Zieljahr 2045. Dies zeigt zum einen, dass die Kosten im Modell mit Vererbung realistischer abgebildet werden. Zum anderen zeigt es, dass die Kosten für bereute Infrastrukturen nur einen kleinen Anteil an dem Kostenunterschied ausmachen.

- Obwohl das Wasserstoffnetz im Szenario mit Vererbung größer ist, sind die jährlichen Kosten des Wasserstoffnetzes selbst um 10 % niedriger als im Szenario ohne Vererbung. Der Grund dafür ist der höhere Pipelinebetrieb im Szenario ohne Vererbung. Die höheren Betriebskosten im Szenario ohne Vererbung übersteigen somit in Summe die um 1 % höheren Investitionskosten im Szenario mit Vererbung.

6.4 No-Regret-Maßnahmen der Wasserstoffinfrastruktur

Im Folgenden werden die identifizierten No-Regret-Maßnahmen vorgestellt. Diese werden abgeleitet aus den Ergebnissen des Referenzszenarios in Abschnitt 6.1, der Szenarioanalyse in Abschnitt 6.2 und der Untersuchung des Transformationspfades, mit und ohne Vererbung der Infrastrukturen, in Abschnitt 6.3. Neben der Vorstellung der Maßnahmen, die in allen oder einer überwiegenden Anzahl an Szenarien auftreten, werden auch solche Maßnahmen diskutiert, die in einigen Szenarien oder Zeitschritten nicht oder nicht mehr benötigt werden und damit als 'Regret' gelten.

6.4.1 No-Regret-Maßnahmen Elektrolyse

- Elektrolysestandorte entlang der Nord- und Ostseeküste gelten in allen untersuchten Szenarien als wirtschaftliche Optionen für die inländische Wasserstoffproduktion und damit als No-Regret Option. Die nördlichen Regionen zeichnen sich durch zwei Vorteile aus: hohe Volllaststunden der Onshore-Windenergieanlagen und räumliche Nähe zu den hohen Offshore-Windenergiepotenzialen. Günstige Erzeugungsbedingungen werden im Modell stärker bevorzugt als eine bedarfsnahe Erzeugung.
- Abbildung 6.34 zeigt die Verteilung der installierten Elektrolysekapazitäten auf die Bundesländer in den unterschiedlichen Szenarien. 55 % der Elektrolysekapazitäten sind in den norddeutschen Bundesländern Niedersachsen einschließlich Hamburg und Bremen und Mecklenburg-Vorpommern installiert. 28 % der Elektrolysekapazität sind zu etwa gleichen Teilen in den, an die norddeutschen Bundesländer angrenzenden Regionen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt und Berlin/Brandenburg installiert. In den süddeutschen Bundesländern

Bayern und Baden-Württemberg sind zusammen 7 % der Elektrolyseure installiert.

- Für den Betrieb der Elektrolyseure ergibt sich eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von etwa 3600. Die höchsten Volllaststunden treten im Bundesland Nordrhein-Westfalen auf, mit etwa 4300. Ein Betrieb bei hohen Volllaststunden von deutlich über 4500, treten im Modell lediglich bei den Extremszenarien ohne GH_2-Transport oder -Import auf und sind mit erhöhten Kosten in Erzeugungs- und Speichertechnologien verbunden.

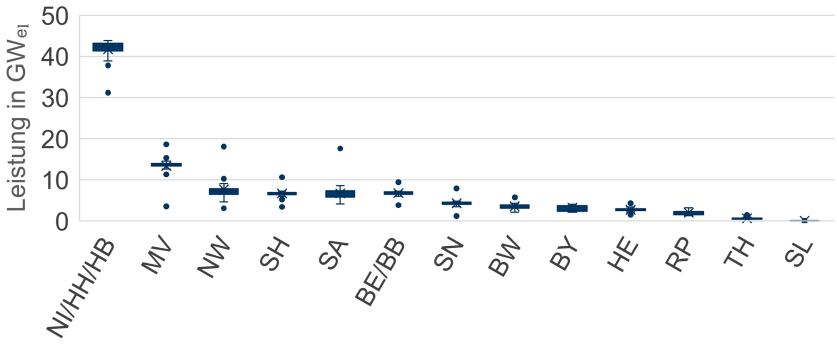


Abbildung 6.34: Aufgebaute Elektrolysekapazität pro Bundesland in den untersuchten Szenarien.

6.4.2 No-Regret-Maßnahmen Wasserstoffimport

- Im Modell werden für die Wasserstoffversorgung die kürzesten Transportwege optimiert. Bei gleichen Importkosten der verschiedenen European Hydrogen Backbone-Importkorridore, wie hier angenommen, werden die Interkonnektoren mit der größten räumlichen Nähe zu den jeweils Bedarfen bevorzugt: Niederlande und Belgien für den Import in Nordrhein-Westfalen, Frankreich für das Saarland, Rheinland-Pfalz und Nordrhein-Westfalen, die Schweiz für Baden-Württemberg, Österreich und Tschechien für Bayern, Polen für Ostdeutschland. Durch die direkte Verbindung von Importen und Bedarfen entstehen einzelne, eigenständige Wasserstoffcluster um die Interkonnektoren herum.
- In den Ergebnissen ist keine Speicherung von importiertem Wasserstoff zu beobachten. Da sowohl die Importe als auch die Wasserstoffbedarfe im Modell überwiegend konstant sind, bedarf es keiner zeitlichen Flexibilität etwa durch Salzkavernenspeicher.
- In der überwiegenden Anzahl an Szenarien ist kein Import aus Norwegen und Dänemark im Zieljahr 2045 zu beobachten. Grund dafür ist die Verfügbarkeit von inländisch erzeugtem Wasserstoff im Norden und die Verfügbarkeit von bedarfsnäheren Importstellen im Süden.

6.4.3 No-Regret-Maßnahmen Rückverstromung

- Rückverstromungsanlagen werden in den verschiedenen Szenarien konsistent in Speichernähe gebaut. Wasserstoffkraftwerke werden dabei vorwiegend in der Region der Speicher selbst aufgebaut. KWK-Anlagen werden meist in der nächstgelegenen Region zum Speicher wie zum Beispiel in Nordrhein-Westfalen und Hamburg aufgebaut.

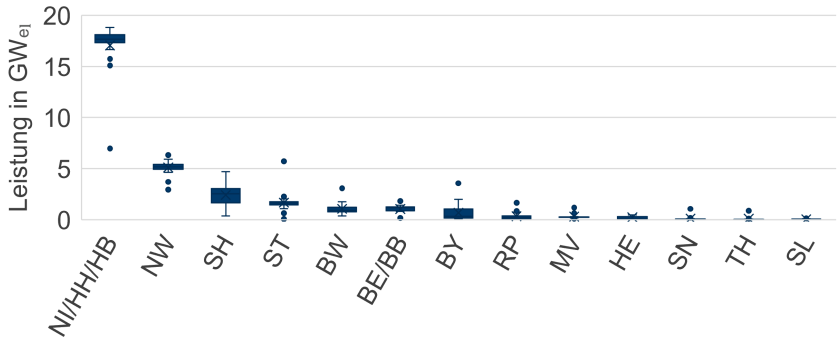


Abbildung 6.35: Aufgebaute Rückverstromungskapazitäten nach Bundesländern in den untersuchten Szenarien.

6.4.4 No-Regret-Maßnahmen Salzkavernenspeicher

- Etwa 22 TWh Salzkavernenspeicher werden in Niedersachsen, 6 TWh in Mitteldeutschland, 2 TWh in Nordrhein-Westfalen und 1 TWh in Mecklenburg-Vorpommern aus ehemaligen Erdgaskavernenspeichern umgewidmet. Die Menge variiert in den untersuchten Szenarien kaum. Die Kavernenspeicher stellen im Vergleich zu oberirdischen Speichern die kostengünstigste Art der Wasserstoffspeicherung dar.
- Die Kavernenspeicher dienen insbesondere der Harmonisierung von inländisch erzeugtem Wasserstoff und der Wasserstoffnachfrage. Die Salzkavernenspeicher in Mitteldeutschland zeichnen sich durch konstante Ausspeicherraten aus, um einen Beitrag zur Deckung der konstanten Industrienachfrage zu leisten.
- Die Salzkavernenspeicher im Nordwesten Deutschlands werden neben der Versorgung konstanter Bedarfe auch insbesondere für die Versorgung von Wasserstoffkraftwerken und KWK-Anlagen eingesetzt.

6.4.5 Wasserstofftransport

Abbildung 6.36 zeigt den Anteil der Wasserstoffversorgungsoption an der Bedarfsdeckung in den einzelnen Bundesländern. Die Optionen sind die Elektrolyse vor Ort, der Import aus dem Ausland direkt in das Bundesland oder die Versorgung eines Bundeslandes über eine inländische Pipeline mit Wasserstoff, der in einem anderen Bundesland produziert oder importiert wird.

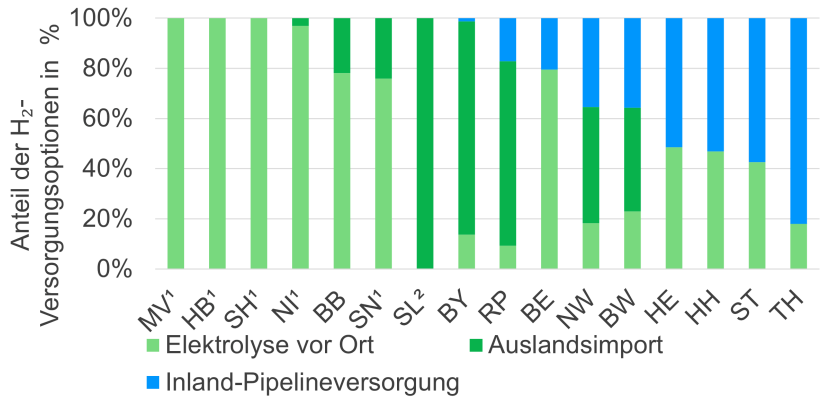


Abbildung 6.36: Anteil der Wasserstoffversorgungsoptionen in den einzelnen Bundesländern im Referenzszenario. Anmerkungen: [1]Elektrolysemenge $>$ H_2-Bedarf in Region, [2]H_2-Importmenge $>$ H_2-Bedarf in Region.

- In den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein, Sachsen und Niedersachsen inklusive der Stadtstaaten Bremen und Hamburg liegt die Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse über dem jeweiligen Bedarf, was sie zu Netto-Versorgerregionen macht. Im Saarland liegen die Importe über den Bedarfen, was sie zu einem Wasserstofftransitland für importierten Wasserstoff macht.
- Heterogene Versorgungssituationen liegen beispielsweise in Nordrhein-Westfalen und Bayern vor. In Nordrhein-Westfalen werden 20 % des Wasserstoffs in der Region selbst produziert, etwa 45 % aus den direkten europäischen Nachbarländern importiert und 35 % aus anderen Bundesländern per Pipeline in die Region transportiert. In Bayern werden hingegen 85 % der Bedarfe durch importierten Wasserstoff gedeckt und 15 % vor Ort erzeugt. Der Pipelinetransport aus anderen Bundesländern in die Region ist vernachlässigbar klein.

Abbildungen 6.37 und 6.38 zeigen die Kapazitäten der Wasserstoffnetze in allen untersuchten Szenarien einmal einzeln und einmal überlagert. Bei der Überlagerung werden alle 20 Szenarien mit einer Transparenz von 95 % überlagert dargestellt, sodass die besonders häufig vorkommenden Pipelineverbindungen sichtbar werden. Es handelt sich somit um eine grafische Bestimmung der No-Regret-Maßnahmen der Transmissionsinfrastruktur. Je weniger transparent eine Pipelinekapazität ist, in desto mehr Szenarien ist sie Teil der optimalen Lösung.

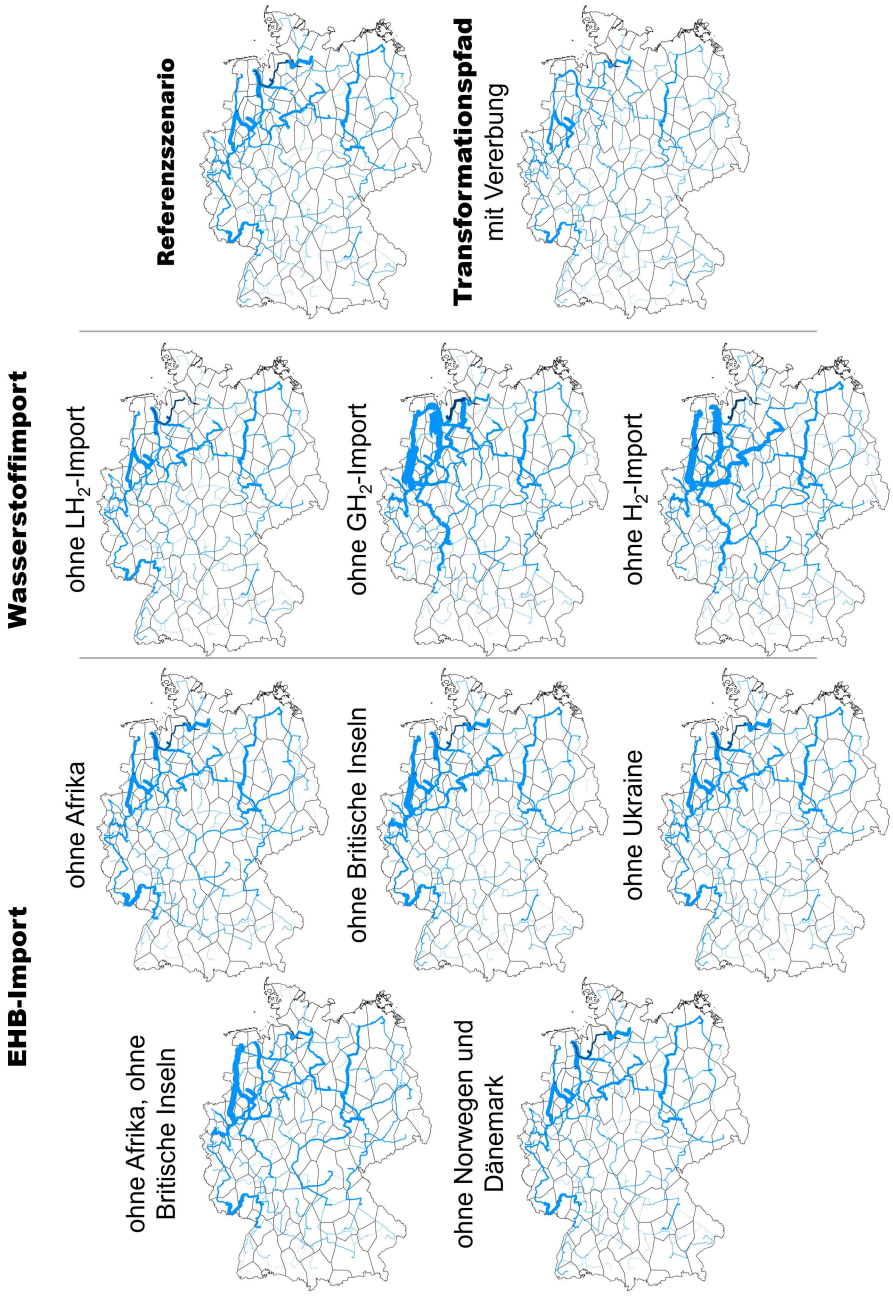
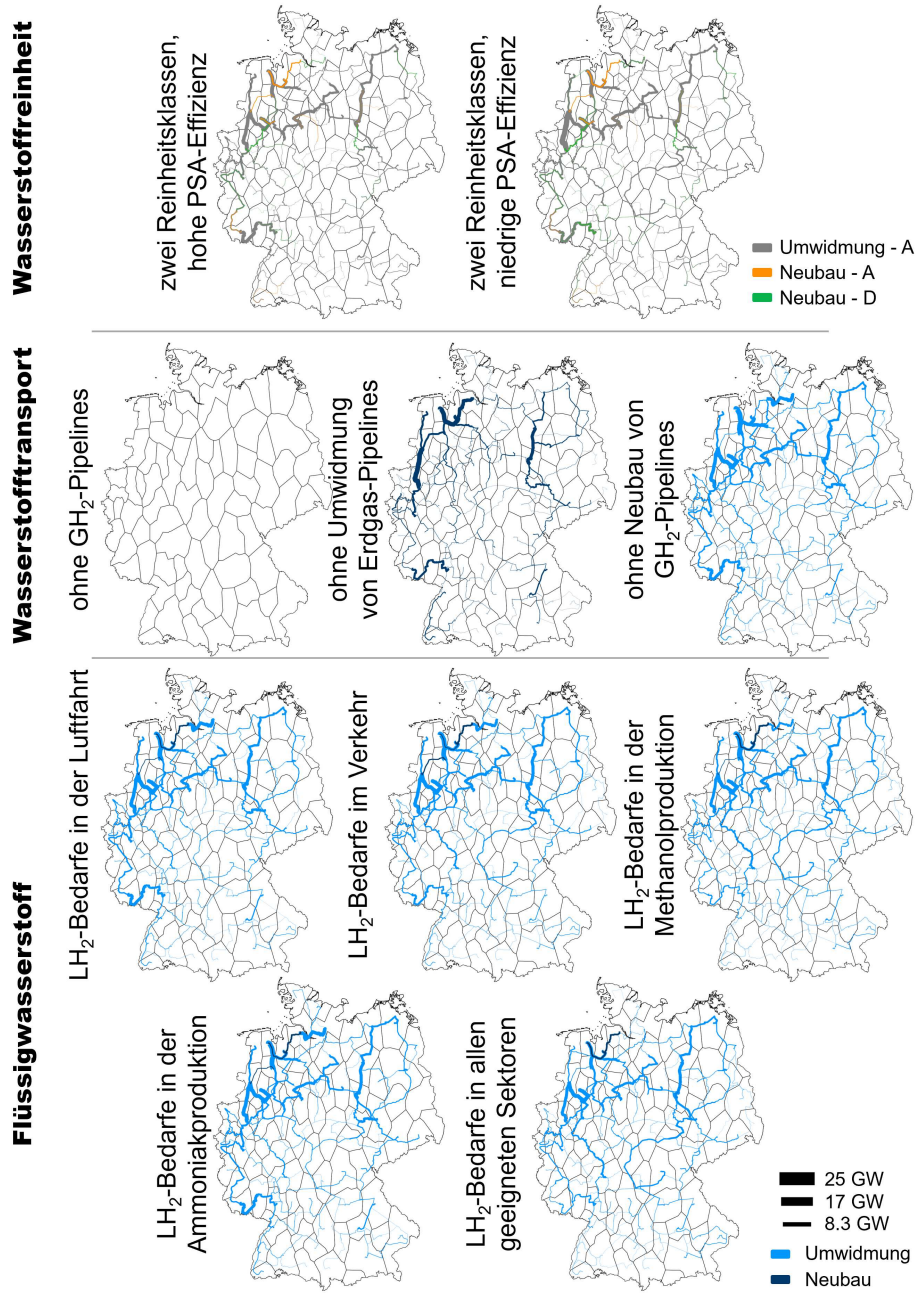


Abbildung 6.37: Optimierte Wasserstoffnetzauslegung in den 20 untersuchten Szenarien.


Flüssigwasserstoff
Wasserstofftransport
Wasserstoffreinheit
LH2-Bedarfe in der Luftfahrt
LH2-Bedarfe im Verkehr
LH2-Bedarfe in der Methanolproduktion
LH2-Bedarfe in der Ammoniakproduktion
LH2-Bedarfe in allen geeigneten Sektoren
ohne GH2-Pipelines
ohne Umwidmung von Erdgas-Pipelines
ohne Neubau von GH2-Pipelines
zwei Reinheitsklassen, hohe PSA-Effizienz
zwei Reinheitsklassen, niedrige PSA-Effizienz
Umwidmung - A
Neubau - A
Neubau - D
25 GW
17 GW
8.3 GW
Umwidmung
Neubau

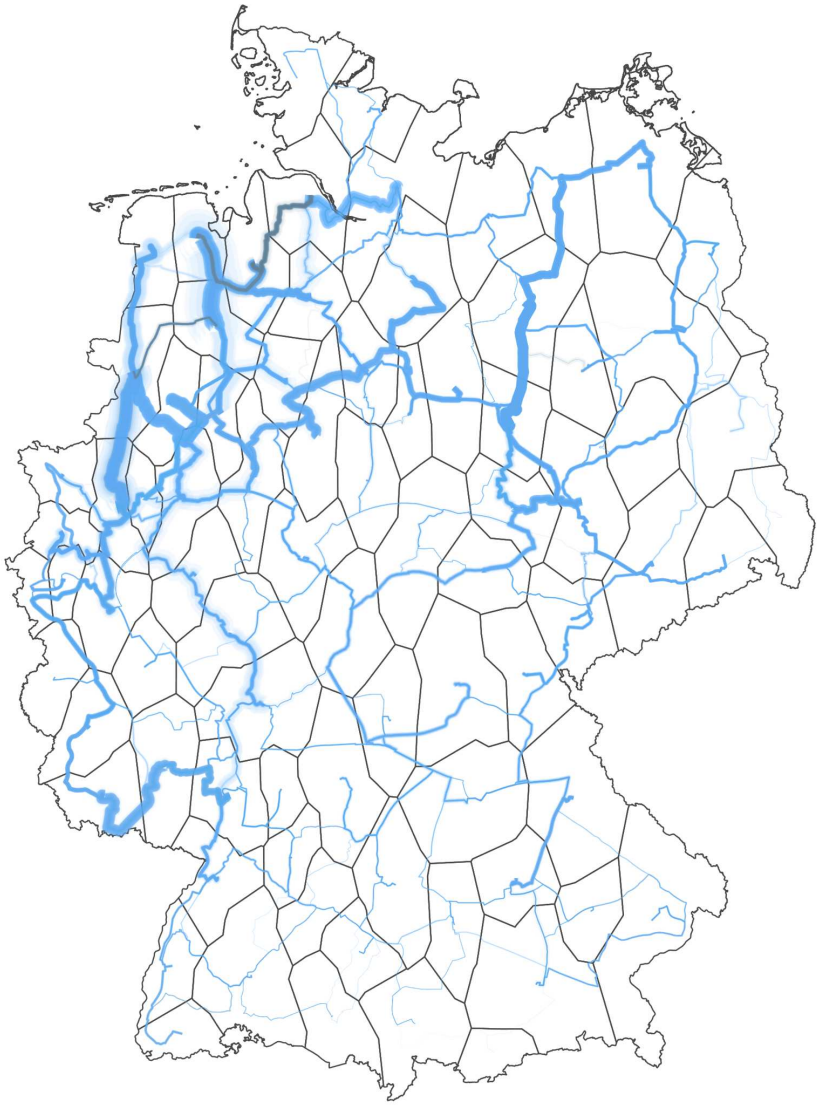


Abbildung 6.38: Überlagerung der Wasserstoff-Pipelinekapazitäten der 20 Szenarien mit niedriger Transparenz. Die Breite der Pipelines zeigt die Kapazität der Pipelines in den einzelnen Szenarien. Die Opazität zeigt, in wie vielen Szenarien die Kapazität enthalten ist.

No-Regret-Maßnahmen Wasserstoffnetz

- Die Umwidmung von Erdgaspipelines ist eine No-Regret Maßnahme, die in allen Szenarien verwendet wird, in denen diese Option zulässig ist. Sie ist im Modell die günstigste Transportoption für Wasserstoff. Während im Referenzszenario etwa 15.570 km umgewidmet werden, sind es im Szenario mit Vererbung maximal 17.475 km und im Szenario mit mehreren Wasserstoffreinheitsklassen minimal 14.556 km. Die Umwidmung erfolgt ab dem ersten Stützjahr, ab dem ein Wasserstoffbedarf im System auftritt, im Jahr 2025, und stellt bis 2045 je nach Szenario 88-99 % der Pipelinekapazität im System bereit. Der verbleibende Anteil wird durch gezielten Neubau von Pipelines ab dem Jahr 2035 bereitgestellt. Der größte Neubau findet im Szenario mit mehreren Reinheitsklassen und erhöhten Aufreinigungsverlusten statt, wo 5300 km neu gebaut werden, was 12 % der Transportkapazität entspricht.
- Da der Betrieb von Elektrolyseuren in den Szenarien überwiegend im Nordwesten und Nordosten stattfindet, gilt der Pipelineausbau zur Verbindung von Elektorlyseuren, Salzkavernenspeichern und Abnehmern in Nord-, Ost- und Westdeutschland als No-Regret-Maßnahme.
- Grundsätzlich gilt die Verbindung von Import-Interkonnektoren zu nahegelegenen Abnehmern insbesondere in Süddeutschland als No-Regret. Voraussetzung ist das Vorhandensein entsprechender Importstellen, auf das später bei der Diskussion von potenziellen Regret-Maßnahmen näher eingegangen wird.

Wasserstoffnetz 2045

Im Folgenden werden die konkreten No-Regret-Maßnahmen diskutiert, die sich aus der Szenarienvariation und den Ergebnissen in Abbildung 6.38 und Abbildung 6.37 ableiten lassen. Zur Identifikation der wichtigsten Pipelineverbindungen im Modell eignet sich insbesondere das Szenario ohne Umwidmung von Pipelineinfrastrukturen, siehe Abschnitt 6.2.1. Dadurch, dass keine Umwidmung zulässig ist, kann ausschließlich der 7,2-mal teurere Pipeline-Neubau betrieben werden. Es kommt zu einer Reduktion auf die für das Modell wichtigsten Pipelines.

- Im Nordwesten befindet sich der größte Teil der Pipelineverbindungen. Es kommt zu einer hohen Verästelung des Pipelinenetzes um die Salzkavernenspeicher, die hohen Bedarfe in Nordrhein-Westfalen und die günstige Erzeugung durch Onshore-Wind und Offshore -Wind aus der Nordsee sowie durch den Betrieb der Wasserstoffkraftwerke und der Wasserstoff-KWK-Anlagen in Nordrhein-Westfalen und Hamburg.
- Im Nordosten findet günstige Wasserstofferzeugung durch Onshore-Wind und Offshore -Wind aus der Ostsee statt. Die größten Pipelineverbindungen in dieser Regionen dienen dem Transport der inländischen Erzeugung in Richtung der Salzkavernen im Salzlandkreis in Sachsen-Anhalt und des Bedarfs im Mitteldeutschen Chemiedreieck. Dieser Bedarf wird außerdem über Importe aus Richtung Polen gedeckt.
- Im Südwesten stellt der Wasserstoffimport aus Frankreich über das Saarland zur Versorgung der Chemieindustrie in Ludwigshafen die größte Wasserstoffpipeline dar. Abhängig von Jahr und Szenario findet zudem eine Versorgung der Raffineriestandorte zur Methanolproduktion in der Region um Karlsruhe über diese Pipeline statt. Andernfalls wird diese Region über Importe aus der Schweiz versorgt.

Darüber hinaus ist es szenarioabhängig, ob Wasserstoff in Rheinland-Pfalz produziert wird und gemeinsam mit dem importierten Wasserstoff in Richtung Nordrhein-Westfalen geleitet wird.

- Im Südosten entfallen die größten Wasserstoffbedarfe auf die Methanolproduktion, in Regionen der heutigen Raffineriestandorte. Diese konstanten Wasserstoffbedarfe werden überwiegend durch konstante Importe über Österreich und Tschechien gedeckt. Elektrolyse wird aufgrund der niedrigen Volllaststunden der Windenergieanlagen nur in geringem Maß betrieben.

Mögliche Regret-Maßnahmen Wasserstoffnetz

- Der wichtigste Grund für den Regret von Pipelineverbindungen im Modell ist die Veränderung der Importsituation. Die verschiedenen Importrouten stehen im Modell nur sukzessive zur Verfügung: ab 2020 die LH_2-Importterminals, ab 2030 der Import über die nordeuropäischen Länder, Frankreich und Polen. Ab 2040 schließlich der Import über die Britischen Inseln über die Niederlande, Belgien sowie gesteigerter Import aus Afrika über Österreich und Schweiz, wie in Tabelle 5.5 dargestellt. Bis 2040 werden insbesondere die Importe aus Norwegen stark genutzt. Diese werden jedoch vernachlässigt, sobald sich größere Importpotenziale im Süden und Westen ergeben. Das Modell strebt möglichst kurze Versorgungswege und zum Teil autarke Wasserstoffcluster an, insbesondere in der überwiegend durch Importe versorgten Südhälfte. Lange Nord-Südverbindungen stellen daher ab 2040 ein Regret-Potenzial dar. Für den Betrieb langer Nord-Süd-Verbindungen können folgende Gründe sprechen:
  - Keine oder geringere Wasserstoffimporte nach Süddeutschland. Zum Beispiel, wenn das Wasserstoffpotenzial in Afrika geringer ist, als im European Hydrogen Backbone angenommen oder nicht erschlossen wird, wie in Abschnitt 6.2.2 untersucht.
  - Stärkere Forcierung der inländischen Erzeugung, sodass Wasserstoff von den günstigen Erzeugungsstandorten im Norden zu den Bedarfen im Süden transportiert, vergleiche das in Abschnitt 6.2.3 beschriebene Szenario.
  - Verstärkte Nutzung von Salzkavernenspeichern im Norden zur Deckung des Bedarfs in Süddeutschland. Dies geschieht unter zwei Bedingungen, die in zukünftigen Arbeiten genauer untersucht werden können: (1) Saisonalität in der Nachfrage, beispielsweise durch verstärkten Einsatz von Wasserstoff im Wärmesektor. (2) Saisonalität der Importe, beispielsweise durch die explizite Modellierung der Wasserstoffproduktion in den Exportländern und der Abbildung einer Dunkelflaute bei den Importen.
  - Günstigere Importe aus dem Norden als aus dem Süden. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass alle Wasserstoffpipeline-Importe die gleichen Kosten haben.
- Ein weiterer Faktor, aus dem sich ein 'Regret' für Pipelines ergibt, ist der Betrieb von Wasserstoffkraftwerken und -KWK-Anlagen. Aufgrund der hohen Spitzenlasten werden große Transportkapazitäten benötigt. In den hier untersuchten Szenarien werden die Rückverstromungsanlagen überwiegend im Norden in der Nähe der Speicher betrieben. Im Süden dienen vor allem Kraftwerke auf Basis von Biomasse, Biogas und Biomethan zur Überbrückung von Dunkelflauten. Bei einem verstärkten Einsatz von Wasserstoff zur Rückverstromung kann eine stärkere Po-

sitionierung von Kraftwerken und KWK-Anlagen im Süden erforderlich werden. Damit verbunden ist der Ausbau gering ausgelasteter Pipelines mit hohen Kapazitäten. Diese Umstände sorgen für besonders hohe Kosten pro transportierter Energiemenge bei dieser Pipelineklasse. Die Auswahl geeigneter und über den Transformationszeitraum kohärenter Standorte für die Wasserstoffrückverstromung ist wichtig, da eine Variation dieser Standorte mit den größten Kapazitätsänderungen der Pipelines verbunden ist, wie die Transformationspfadanalyse ohne Vererbung der Infrastrukturen in Abschnitt 6.3.1 zeigt. Zu diesem Zweck kann in zukünftigen Forschungsarbeiten auch der Einsatz einer *perfect foresight*-Methode geprüft werden. Allerdings stellt diese Methode bei der hier betrachteten räumlichen Auflösung hohe Bedingungen an die Rechenleistung.

Es bleibt zu untersuchen, ob eine stärkere Platzierung der Wasserstoffkraftwerke im Süden notwendig ist, oder ob die Stromnetze ausreichen, um rückverstromten Wasserstoff in den Süden zu transportieren. Die geringe Auslastung der Stromnetze durch erneuerbare Energien in Zeiten von Dunkelflauten stellen in den untersuchten Szenarien ausreichende Transmissionskapazitäten für den Stromtransport Richtung Süden bereit. Ob diese Kapazitäten auch bei einem verstärkten Einsatz von Wasserstoff anstatt von Bioenergie ausreichen, bleibt zu untersuchen.

6.5 Vergleich zum *Wasserstoff-Kernnetz* der FNB Gas

Das *Wasserstoff-Kernnetz* wurde von der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. erstellt und umfasst einen Entwurf für die Umwidmung von Erdgaspipelines und den Neubau von Wasserstoffpipelines in Deutschland zwischen 2025 und 2032. Das Netz basiert auf einer Abfrage von geplanten Wasserstoffprojekten bei Marktteilnehmern wie Industrieunternehmen, Wasserstoff-Projektkonsortien und Betreibern von Wasserstofferzeugungsanlagen, -netzen, -speichern, -kraftwerken und -energieparks. Auf Basis dieser Meldungen und anschließender Konsultation mit der BNetzA und der Öffentlichkeit wurde der Netzentwurf erstellt [75].

Diese Vorgehensweise unterscheidet sich von der in ETHOS verwendeten Methodik. In ETHOS werden die Quellen, Senken, Speicher und Pipelines unter der Vorgabe der Treibhausgasneutralität bis 2045 endogen optimiert und nicht von außen vorgegeben. Die Projekte im *Wasserstoff-Kernnetz* basieren somit auf betriebswirtschaftlichen Entscheidungen einzelner Unternehmen, während das ETHOS.Infrastructure-Netz auf der volkswirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems basiert.

Der Vergleich der abgebildeten Quellen und Senken beider Modelle weist Ähnlichkeiten und Unterschiede auf, wie Abbildung 6.39 zeigt. Große Übereinstimmungen gibt es bei der Nachfrage und den Elektrolyseuren, Unterschiede bei den Wasserstoffimporten und den KWK-Anlagen.

Abbildung 6.39 zeigt die Verteilung der Elektrolyse-, Import- und KWK-Kapazitäten sowie des Wasserstoffbedarfs auf die Bundesländer. Zum Vergleich mit den Ergebnissen des *Wasserstoff-Kernnetzes* 2032 werden die ETHOS.Infrastructure-Ergebnisse für die Jahre 2030, 2035 und 2045 gezeigt.

Wasserstoffnachfrage
Die Gesamtnachfrage nach Wasserstoff im *Wasserstoff-Kernnetz* entspricht mit 97 TWh_{H_2}/a im Jahr 2032 in etwa dem linear interpolierten Wert zwischen der ETHOS.Infrastructure-Nachfrage von 56 TWh_{H_2}/a im Jahr 2030 und 169 TWh_{H_2}/a im Jahr 2035. Während das *Wasserstoff-Kernnetz* ausschließlich den industriellen Bedarf abbildet, enthält das ETHOS.Infrastructure-Modell auch den Bedarf der Sektoren Verkehr und Gebäude. Die Bedarfe verteilen sich in beiden Modellen ähnlich auf die Bundesländer. In beiden Modellen entfällt der größte Bedarf auf Nordrhein-Westfalen.

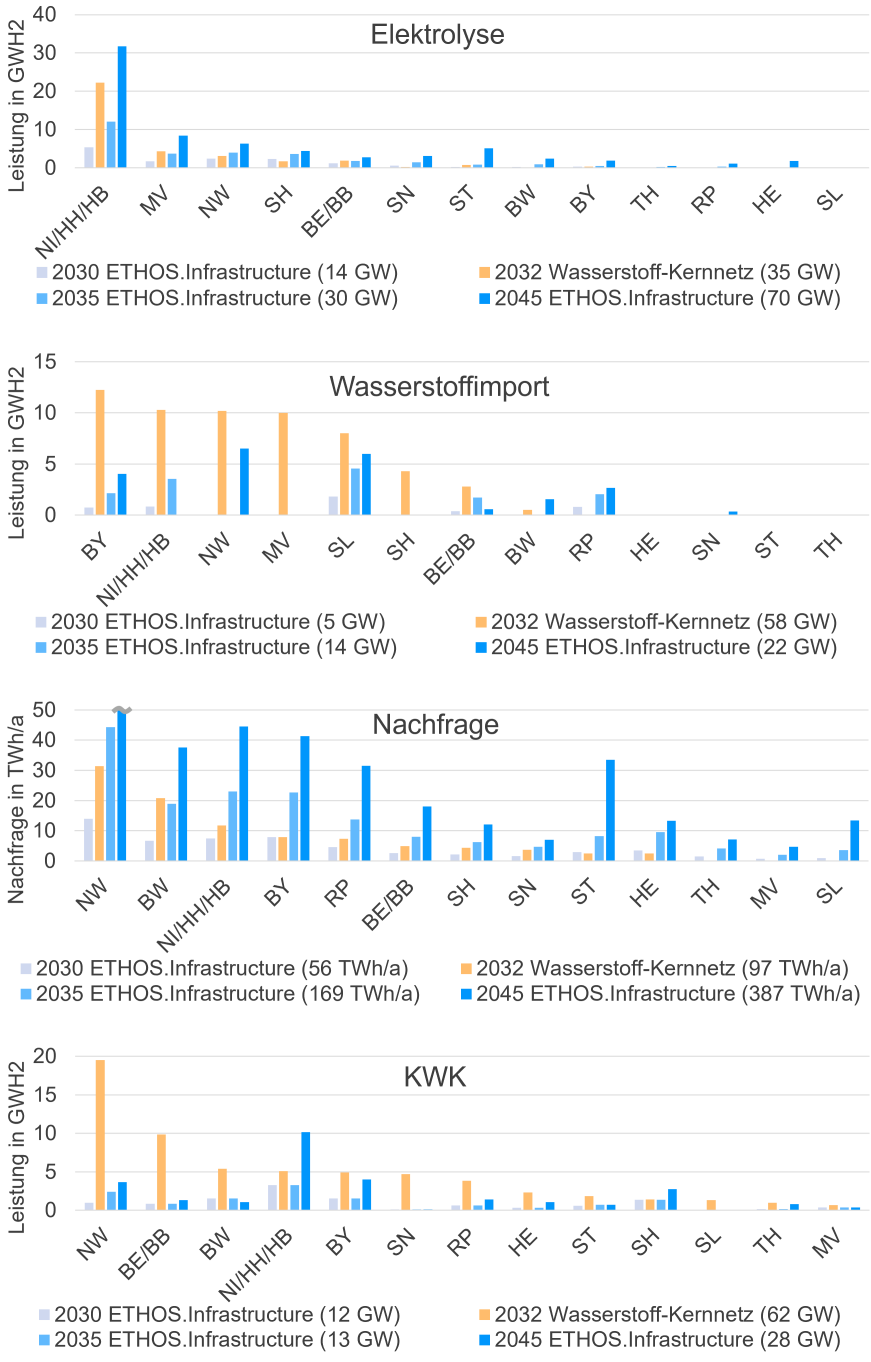


Abbildung 6.39: Verteilung von Wasserstoffelektrolyse, -import, -nachfrage und -KWK-Anlagen im *Wasserstoff-Kernnetz* im Vergleich zu ETHOS.Infrastructure (nach [74]).

Elektrolyse
Die Elektrolysekapazitäten liegen im ETHOS.Infrastructure-Modell mit 30 GW_{H_2} für 2035 in einer ähnlichen Größenordnung wie die Kapazitäten im *Wasserstoff-Kernnetz* mit 35 GW_{H_2} für 2032. Auch die räumliche Verteilung fällt ähnlich aus. In beiden Modellen werden die meisten Elektrolysekapazitäten in Niedersachsen aufgebaut, gefolgt von Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg. Bei den zusätzlichen Kapazitäten im *Wasserstoff-Kernnetz* handelt es sich überwiegend um Anlagen in Niedersachsen, wo die Elektrolyseleistung mit 22 GW_{H_2} in 2032 deutlich über der installierten Leistung von 12 GW_{H_2} im ETHOS.Infrastructure-Modell in 2035 liegt. Unterschiede zeigen sich auch bei den Volllaststunden. Im *Wasserstoff-Kernnetz* werden überwiegend Volllaststunden von 8000 h/a angenommen. Es ist nicht erkennbar, ob es sich hierbei um eine konservative Annahme für die Auslegung des Netzes oder um den tatsächlich erwarteten Betrieb handelt. Im ETHOS.Infrastructure-Modell ergibt die Optimierung einen durchschnittlichen Elektrolysebetrieb von 3600 Volllaststunden.

Importe
Im *Wasserstoff-Kernnetz* werden mit 58 GW_{H_2} deutlich größere Importkapazitäten abgebildet als in ETHOS.Infrastructure, wo bis 2045 mit 22 GW_{H_2} weniger als halb so große Importkapazitäten enthalten sind[13]. Auch die räumliche Verteilung dieser Kapazitäten unterscheidet sich deutlich. Die größten Importstellen im Modell sind:

- Interkonnektor Bornholm-Lubmin, Dänemark-Mecklenburg-Vorpommern: 10 GW_{H_2},
- Interkonnektor Medelsheim, Frankreich-Saarland: 8 GW_{H_2},
- Interkonnektor Überackern, Österreich-Bayern: 6,25 GW_{H_2},
- Interkonnektor Waidhaus, Tschechien-Bayern: 6 GW_{H_2},
- Offshore-Interkonnektor, Norwegen-Niedersachsen: 5 GW_{H_2}.

Der Wasserstoffimport über Bonholm ist im ETHOS.Infrastructure-Modell nicht abgebildet. Wie Abbildung 6.39 zeigt, findet daher in ETHOS.Infrastructure kein Wasserstoffimport nach Mecklenburg-Vorpommern statt. Stattdessen wird der Wasserstoffbedarf in Ostdeutschland primär durch Elektrolyse mittels Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen in der Ostsee gedeckt.

Im *Wasserstoff-Kernnetz* spielt der Bornholm-Lubmin-Import eine wichtige Rolle. Im Jahr 2030 wird der Bedarf der chemischen Industrie in Ludwigshafen durch Leitungen von Lubmin über das mitteldeutsche Chemiedreieck bis nach Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg gedeckt. 2032 ist die Pipelineumstellung zur Erschließung des Frankreich-Interkonnektors über das Saarland vorgesehen. Im ETHOS.Infrastructure-Modell spielt der Saarland-Import bereits 2030 eine wichtige Rolle zur Versorgung von Ludwigshafen. Bei gleichen Importkosten werden kurze Transportwege im Modell bevorzugt. Infolgedessen befinden sich

[13] Unterschiede lassen sich auch auf den Modellierungsansatz in ETHOS.Infrastructure zurückführen. Die lineare Programmierung erlaubt es, Leitungen und Interkonnektoren nur teilweise umzustellen. Diese Vereinfachung ermöglicht die Lösbarkeit des rechenintensiven Modells. Die Ergebnisse von ETHOS.Infrastructure spiegeln somit eine minimal notwendige Importkapazität wider.

die größten Importkapazitäten entsprechend des ETHOS.Infrastructure-Modells in Nordrhein-Westfalen, dem Saarland und Bayern.

Darüber hinaus spielt der Import über Niedersachsen im *Wasserstoff-Kernnetz* eine bedeutende Rolle. In ETHOS.Infrastructure ist dieser bis 2035 ebenfalls wichtig, verliert aber ab 2040 an Bedeutung, wenn andere Importkorridore im Westen, Süden und Osten zur Verfügung stehen. Das Bundesland mit den größten Importkapazitäten im *Wasserstoff-Kernnetz* ist Bayern mit über 12 GW_{H_2}. In der ETHOS.Infrastructure-Optimierung ist dort bis 2045 eine Importkapazität von maximal 4 GW_{H_2} vorgesehen.

Kraft-Wärme-Kopplung
Auch im Bereich der KWK zeigen sich deutliche Unterschiede. Bei der Modellierung des *Wasserstoff-Kernnetzes* werden pauschal alle „KWK-Kraftwerksstandorte [...] aus dem Marktstammdatenregister mit einer elektrischen KWK-Leistung von mehr als 100 MW [berücksichtigt]“ [74]. Dies entspricht einer Wasserstoff-Abnahmeleistung von 62 GW_{H_2} bis 2032. Im ETHOS.Infrastructure-Modell werden nur 13 GW_{H_2} bis 2035 und 28 GW_{H_2} KWK-Kapazitäten bis 2045 vorgesehen. Die hohen Wasserstoff-KWK-Kapazitäten gehen einher mit einer hohen angenommenen Auslastung dieser Anlagen von 2500 Volllaststunden. Aus Sicht der Netzplanung stellt dies eine konservative Annahme dar, aus Sicht der Strom- und Wärmeabnehmer wird diese Annahme vor dem Hintergrund der ETHOS.Infrastructure-Ergebnisse als optimistisch eingeschätzt. Im ETHOS.Infrastructure-Modell liegt der optimierte Einsatz von Wasserstoff-KWK-Anlagen bei unter 100 h/a und dient lediglich der Spitzenlastdeckung während der Dunkelflaute. Wasserstoffkraftwerke dienen zur reinen Stromerzeugung und werden mit bis zu 1500 Volllaststunden eingesetzt.

Wasserstoffnetz
Abbildung 6.40 zeigt die den Pipelineverlauf im Entwurf des *Wasserstoff-Kernnetz* der Fernleistungsnetzbetreiber Gas für die Jahre 2030 und 2032 im Vergleich mit dem optimierten Pipelineverlauf des Wasserstoffnetzes im ETHOS.Infrastructure-Modell für die Jahre 2030 und 2035. Der Entwurf der Fernleitungsnetzbetreiber umfasst ein Kernnetz mit einer Länge von 9700 km im Jahr 2032. Zum Vergleich: Das ETHOS.Infrastructure-Modell umfasst eine Länge von 12.500 km im Jahr 2030, 15.240 km im Jahr 2035 und 18.060 km im Jahr 2045.

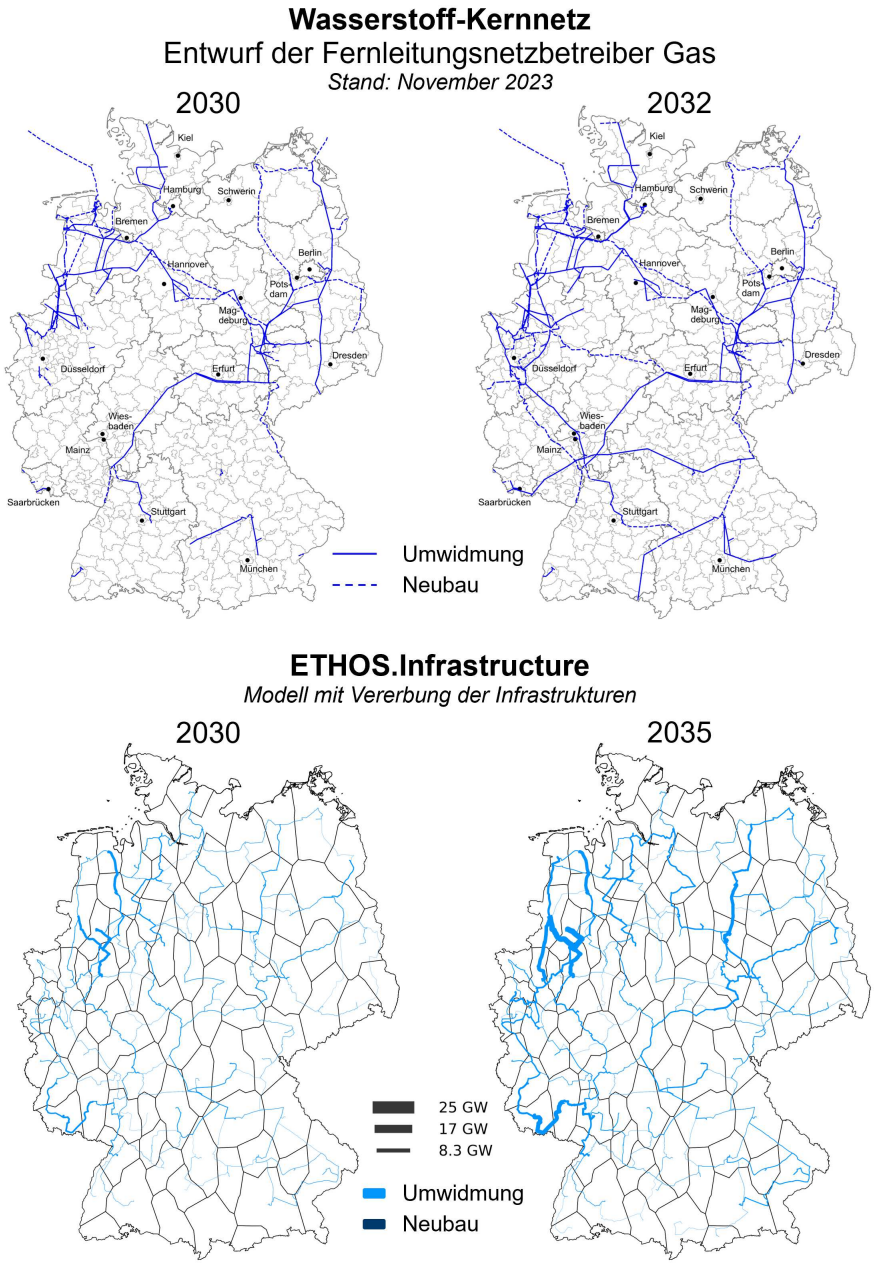


Abbildung 6.40: Vergleich des Entwurfs des *Wasserstoff-Kernnetz* der Fernleitungsnetzbetreiber Gas zu den Ergebnissen von ETHOS.Infrastructure mit Vererbung der Infrastrukturen (Bildquelle *Wasserstoff-Kernnetz*: [75]).

Da die inländische Produktion und die industrielle Nachfrage nach Wasserstoff im *Wasserstoff-Kernnetz* und im ETHOS.Infrastructure-Modell räumlich ähnlich verteilt sind, ergeben sich auch ähnliche Merkmale bei der Auslegung des Pipelinenetzes, wie die Verästelung des Netzes im Nordwesten und Nordosten. Unterschiede ergeben sich beispielsweise bei der Versorgung der chemischen Industrie in Ludwigshafen. Während diese im *Wasserstoff-Kernnetz* noch bis 2030 durch Pipelines aus dem Norden versorgt werden, die bis nach Lubmin führen, wird im ETHOS.Infrastructure-Modell der Import aus dem Saarland über Frankreich bereits ab 2030 genutzt und bis 2035 ausgebaut. Im *Wasserstoff-Kernnetz* weist die Region um Ludwigshafen insgesamt sechs Verbindungen in alle Himmelsrichtungen auf. Im ETHOS.Infrastructure-Modell sind in dieser Region ebenfalls Verästelung zu beobachten, die dominierenden Leitungen sind jedoch der Import über Frankreich und die Weiterleitung nach Karlsruhe.

Diese Unterschiede lassen sich auf abweichende Zielvorgaben zurückführen. In ETHOS.Infrastructure steht die Minimierung der jährlichen Gesamtkosten im Vordergrund, was zu einer Auslegung des minimal notwendigen und für das Gesamtsystem effizientesten Wasserstoffnetzes führt. Im Gegensatz dazu werden im *Wasserstoff-Kernnetz* neben den gemeldeten Projekten auch politische Vorgaben berücksichtigt. Eine davon ist die „regionale Ausgewogenheit“ des Wasserstoffnetzes, das heißt eine Trassenführung, die „sowohl Nord-Süd- als auch West-Ostkorridore [beinhaltet], um deutschlandweit zentrale Wasserstoffstandorte anzubinden“ [74].

Kapitel 7

Zusammenfassung

7.1 Ziel der Arbeit

Ziel der Arbeit ist es, Perspektiven für einen Transformationspfad des deutschen Energiesystems hin zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 aufzuzeigen. Ein besonderer Fokus liegt dabei auf der räumlichen Verteilung von Sektorkopplungstechnologien und dem Ausbau und Betrieb von Transmissionsinfrastrukturen. Insbesondere der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur wird in dieser Arbeit untersucht, um No-Regret-Maßnahmen bis 2045 abzuleiten. Dazu erfolgt eine umfassende Weiterentwicklung des integrierten, räumlich und zeitlich hoch aufgelösten Energiesystemmodells ETHOS.Infrastructure. In ETHOS.Infrastructure werden die Energieträger Strom, Wasserstoff, Erdgas/Methan und Wärme sowie deren Infrastrukturen integriert optimiert. Das Mehrknotenmodell ETHOS.Infrastructure baut dabei auf die Ergebnisse des Einknotenmodells ETHOS.NESTOR auf, vorgestellt in der Studie „Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045“ der Jülicher Systemanalyse Stolten et al. (2022) [11]. Die Arbeit stellt eine umfassende Modellerweiterung, die Entwicklung eines Szenariorahmens und die Ableitung von No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung aus diesen Szenarien und einer Transformationspfadanalyse dar.

7.2 Methodik zur Modellerweiterung und Szenarienentwicklung

Die wichtigsten Erweiterungen des ETHOS.Infrastructure-Modells, aus denen die Szenarien abgeleitet werden, umfassen:

- **Abbildung eines konsistenten Transformationspfads** in ETHOS.Infrastructure. Während in den Vorarbeiten einzelne Stützjahre unabhängig voneinander untersucht wurden, kann mit der hier entwickelten Methode die Transformation des integrierten Energiesystems zwischen 2020 und 2045 zusammenhängend modelliert werden. Dazu wurde eine Vererbung der Erzeugungs-, Umwandlungs-, Transmissions- und Speicherinfrastrukturen implementiert. Die Optimierungen der Stützjahre werden gekoppelt, um den Fortbestand der Anlagen zu modellieren.

- **Umsetzung einer sektorscharfen Regionalisierung der Endenergienachfragen**, um den Bedarf einzelner Industriezweige im Modell genauer abbilden zu können. Durch die unterschiedliche Zu- und Abnahme der Energiebedarfe einzelner Industriezweige verschiebt sich die räumliche Verteilung des Gesamtenergiebedarfs. Durch die in dieser Arbeit entwickelte Methode der Regionalisierung einzelner Industriezweige kann diese räumliche Verschiebung im Modell adäquat abgebildet werden. Andere Arbeiten können diese Verschiebung innerhalb Deutschlands nicht abbilden, da sie nur allgemeine Indikatoren wie die aggregierte Bruttowertschöpfung aller Sektoren verwenden. Der Vorteil der neuen Methode liegt darin, dass präzisere Aussagen über den möglichen zukünftigen Energiebedarf einzelner Regionen getroffen werden können. Die methodische Schwierigkeit besteht darin, dass Energiebedarfe selten sektorscharf öffentlich zugänglich sind. Stattdessen werden Näherungsgrößen wie beispielsweise Angestelltenstatistiken und CO_2eq-Emissionen auf Ebene der einzelnen Industriebetriebe verwendet.
- **Unterscheidung von Wasserstoff in die DVGW-Reinheitsklassen** A, niedrige Reinheit, und D, hohe Reinheit, sowie die Einführung von Optionen zum **Flüssigwasserstofftransport per Bahn, Schiff und LKW** im Modell.
- **Implementierung der European Hydrogen Backbone-Korridore** (EHB) für die innereuropäische Wasserstoffversorgung. Dazu werden die Importpotenziale für die einzelnen Versorgungskorridore abgeleitet und auf die Import-Interkonnektoren an den Grenzen zu den Nachbarländern Deutschlands verteilt.

Darüber hinaus werden **weitere Modellerweiterungen** zur Aktualisierung und allgemeinen Verbesserung der Modellqualität durchgeführt. Dazu zählen:

- Differenzierte Regionalisierung der Bioenergiepotenziale für Holz, Stroh, Mais, Gülle und biogene Abfälle;
- Implementierung aktueller bestehender und geplanter Strom- und Gasnetzleitungen im Modell;
- Aktualisierung der Windenergie- und PV-Potenziale sowie Abbildung des Bestands an Windenergieanlagen.

Ausgewählte Modellerweiterungen werden in **Szenariengruppen** variiert und der Einfluss auf das Modell untersucht:

- **Wasserstoffpipelineausbau**: mit und ohne Umwidmung und Neubau Pipelines.
- **EHB-Korridore**: mit und ohne Importe von den Britischen Inseln, afrikanischen Staaten, skandinavischen Staaten und der Ukraine.
- **Wasserstoffimport**: mit und ohne Importen von GH_2 und LH_2.
- **Wasserstoffreinheit**: mit und ohne Unterscheidung unterschiedlicher Reinheitsklassen, Auswirkungen verschiedener Rückgewinnungsraten der Aufreinigung.
- **Flüssigwasserstoff**: mit und ohne LH_2-Transportoptionen sowie mit und ohne LH_2-Nachfragen in den Sektoren Luftfahrt, Verkehr und der chemischen Industrie.
- **Transformationspfad**: mit und ohne Vererbung der Infrastrukturen.

Innerhalb der fünf Szenariengruppen und der Transformationspfadanalyse werden insgesamt 20 Szenarien[1] untersucht.

[1] Eine vollständige Übersicht der Szenarien ist in Tabelle 4.7 dargestellt.

7.3 Beantwortung der Forschungsfragen

Anhand der Modellerweiterungen und der Szenarioanalyse können die eingangs definierten Forschungsfragen wie folgt beantwortet werden:

Wo werden Sektorkopplungstechnologien in einem integrierten Energiesystem optimal platziert?

Durch die integrierte und regional hoch aufgelöste Modellierung wird die Platzierung der Sektorkopplungstechnologien in ETHOS.Infrastructure endogen optimiert. Dies bedeutet, dass die regionale Verteilung der Elektrolysekapazitäten als Ergebnis einer kostenminimierenden Optimierung des Gesamtsystems hervorgeht. Die Standorte dieser Anlagen werden also nicht von außen vorgegeben. Am Beispiel der Elektrolyseure kann so bestimmt werden, ob es wirtschaftlicher ist, diese Anlagen in Regionen mit günstigen Bedingungen für die Stromerzeugung oder in Regionen mit hohem Wasserstoffbedarf zu platzieren. Diese Fragestellung lässt sich auf den Betrieb, die Dimensionierung und die Platzierung der anderen Sektorkopplungstechnologien im Modell, Wärmepumpen, Elektrokessel, Wasserstoffkraftwerke und Wasserstoff-KWK-Anlagen, übertragen.

- **Elektrolyseure** werden mit einer Kapazität von 98 GW_{el} ausgebaut und produzieren 244 TWh_{H_2}/a Wasserstoff bei einem Stromverbrauch von 349 TWh_{el}/a. Die optimierten Standorte der Elektrolyseure im Modell sind die in küstennahen Gebieten Norddeutschlands. Diese Standorte werden aufgrund der Nähe zu ergiebige Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen und der Nähe zu den unterirdischen Salzkavernenspeichern in diesen Regionen gewählt. Dadurch entstehen in Norddeutschland Energieregionen für die Produktion und Speicherung von Strom und Wasserstoff.
- **Großwärmepumpen** werden im Modell mit 44 GW_{el} ausgebaut und erzeugen 398 TWh_{th}/a Fernwärme bei einem Stromverbrauch von 113 TWh_{el}/a. Als optimale Standorte für Wärmepumpen werden im Modell die Wärmebedarfsregionen gewählt. Diese bedarfsnahe Platzierung ist durch den teuren Wärmetransport begründet. Darüber hinaus werden geografische Synergien genutzt: Fernwärmebedarfe bestehen vor allem in dicht besiedelten Regionen, in denen auch eine hohe Dachflächendichte vorhanden ist. Die Optimierungsergebnisse zeigen, dass die Wärmepumpen überwiegend mit Aufdach-Photovoltaik-Anlagen betrieben werden. So wird fluktuierender Photovoltaik-Strom bedarfsnah verbraucht und muss nicht transportiert werden. Der zeitliche Ausgleich zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebedarf erfolgt durch den Aufbau von Wärmespeichern in der Region.
- **Wasserstoffkraftwerke** werden mit 22 GW_{el} ausgebaut und erzeugen 31 TWh_{el}/a Strom bei einem Wasserstoffverbrauch von 50 TWh_{H_2}/a. Als optimierte Standorte für Wasserstoffkraftwerke werden die Regionen mit Salzkavernenspeichern im Nordwesten bevorzugt. Dies vermeidet den Bau von gering ausgelasteten Wasserstoffpipelines, da die Kraftwerke nur zur Spitzenlastdeckung während Dunkelflauten eingesetzt werden. Zudem dienen diese Kraftwerke ohnehin vorwiegend der Versorgung der Nordhälfte Deutschlands, da die Spitzenlastdeckung in Süddeutschland durch Biomasse/-gas-Kraftwerke erfolgt. Die Platzierung in Nord-

deutschland statt in Industrieregionen wie Nordrhein-Westfalen ist auch darauf zurückzuführen, dass das Stromnetz in Zeiten der Dunkelflaute über freie Übertragungskapazitäten verfügt, da die regenerative Stromerzeugung in diesen Zeiten gering ist.

- **Wasserstoff-KWK-Anlagen** werden mit einer Leistung von 8 GW_{el} ausgebaut und erzeugen 1 TWh_{th}/a Wärme bei einem Wasserstoffverbrauch von 3 TWh_{H_2}/a. Die Anlagen werden in den Wärmebedarfsregionen in der Nähe der Salzkavernenspeicher in Nordrhein-Westfalen und Hamburg platziert. Die Gründe für die Nähe zu den Salzkavernenspeichern sind die gleichen wie bei den Wasserstoffkraftwerken. Wasserstoff-KWK-Anlagen werden jedoch nicht in den Speicherregionen selbst betrieben, da der Wärmetransport in die Bedarfsregionen deutlich teurer ist als der Wasserstofftransport.
- **Elektrokessel** zur Fernwärmebereitstellung werden mit 12 GW_{el} ausgebaut und erzeugen 9 TWh_{th}/a Wärme bei einem Stromverbrauch von 9 TWh_{el}/a. Platziert werden die Elektrokessel nahe der Direct Air Capture-Standorte in Norddeutschland. Hier treffen ein hoher Wärmebedarf und eine hohe erneuerbare Stromerzeugung aufeinander.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wasserstofftechnologien vorwiegend in den Regionen der Quellen und damit im Norden gebaut werden. Dies gilt sowohl für die Elektrolyseure, die in Küstennähe platziert werden, als auch für die Kraftwerke und KWK-Anlagen, die in der Nähe der Speicher platziert werden. Die Wärmepumpen werden hingegen nahezu ausschließlich in den Regionen der Bedarfe gebaut, da der Betrieb von überregionalen Fernwärmetrassen über sehr große Distanzen im Modell keine wirtschaftliche Option darstellt. Bei den Elektrokesseln ergibt sich eine 'win-win'-Situation. Sie werden in den windreichen Regionen betrieben, um die küstennahen DAC-Anlagen mit Wärme zu versorgen.

Wie sieht ein konsistenter Transformationspfad der Wasserstoffinfrastrukturen zwischen 2020 und 2045 aus?

Eine zentrale Modellerweiterung ist die Abbildung eines konsistenten Transformationspfads zwischen 2020 und 2045 in Fünfjahresschritten in dem Mehrknoten-Energiesystemmodell ETHOS.Infrastructure. Dazu werden die Infrastrukturen der einzelnen Energieträger in jeder der 80 Modellregionen entsprechend ihrer technischen Lebensdauer ins nächste Stützjahr vererbt. Dies umfasst Komponenten der Erzeugung, Umwandlung, Speicherung und Transmission. Durch die in dieser Arbeit entwickelten Methodik können die techno-ökonomischen Daten der Anlagen über den Transformationspfad korrekt abgebildet werden: Investitionskosten, Betriebskosten und Wirkungsgrade der Technologien werden unter Berücksichtigung von Kostendegressionen und Effizienzsteigerungen differenziert räumlich aufgelöst, und in Abhängigkeit vom Installationszeitpunkt im Modell abgebildet. Dies führt zu einer heterogenen Zusammensetzung der Energieinfrastrukturen. Bei einer losgelösten Modellierung einzelner Stützjahre ohne Vererbung ist diese differenzierte Betrachtung nicht möglich.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau der Elektrolyseure mit der räumlichen Verteilung der Windvolllaststunden korreliert: Die Elektrolyseure werden in den frühen Stützjahren in den windreichsten Regionen im Norden errichtet. Mit fortschreitendem

Ausbau werden kontinuierlich auch die Potenziale mit geringerer Windausbeute erschlossen.

Die Wasserstoffimporte und der damit verbundene inländische Transport sind von größeren Diskontinuitäten geprägt: Aufgrund unterschiedlicher verfügbarer Potenziale in den verschiedenen Korridoren ändert sich die Versorgungssituation entlang des Transformationspfads. Im Jahr 2025 stehen im Modell ausschließlich LH_2-Importe über die Nordseehäfen zur Verfügung. Der importierte Wasserstoff wird vor Ort regasifiziert und über Pipelines in die Bedarfsregionen transportiert. Im Jahr 2030 können die ersten innereuropäischen Pipelineverbindungen des European Hydrogen Backbone erschlossen werden. Das Modell bezieht den Wasserstoff in 2030 und 2035 in absteigender Reihenfolge über Frankreich, Norwegen, Österreich und Polen. Für alle Importkorridore werden im Modell die gleichen Kosten angenommen, was dazu führt, dass im Modell das innerdeutsche Pipelinenetz minimiert wird, indem möglichst nahe Importpunkte zur Versorgung der 80 Regionen gewählt werden. Ab 2040 werden laut European Hydrogen Backbone neue Potenziale und Korridore erschlossen. Der Pipeline-Import über die Britischen Inseln wird ermöglicht, wodurch der Import über die Niederlande und Belgien hinzukommt. Der Import aus Afrika wird zusätzlich über die Schweiz ermöglicht und die steigende Produktion in der Ukraine ermöglicht den Wasserstoffimport über Tschechien. Die steigenden Importpotenziale im Westen, Süden und Osten führen zu einer nahezu vollständigen Reduktion der Importe aus Norwegen.

Im Modell ohne Vererbung der Infrastrukturen werden die inländischen Pipelines zum Import aus dem Norden im Jahr 2040 nicht mehr aufgebaut. Im Modell mit Vererbung bleiben die Pipelines erhalten. Es kommt dennoch zu einem Pipelineausbau zu den neuen Importstellen und zu einer Reduktion der nördlichen Importpipelines. Die Vererbung der Transportinfrastruktur führt also nicht zu Lock-in-Effekten beim Import.

Wie wird ein Wasserstoffnetz für ein treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2045 ausgelegt und betrieben?

Die Auslegung und der Betrieb des Wasserstoffnetzes für das Zieljahr der Treibhausgasneutralität 2045 ist in Abbildung 7.1 dargestellt.

Die Ergebnisse zeigen, dass der überwiegende Teil der Infrastrukturmaßnahmen in einer Vielzahl der Szenarien enthalten ist. Lediglich in ausgewählten Extremszenarien treten größere Abweichungen auf. Die Maßnahmen, die in den verschiedenen Szenarien am häufigsten auftreten, werden als No-Regret-Maßnahmen bezeichnet. Dazu zählen insbesondere die Pipelineverbindungen der Wasserstoffproduktion und -speicherung an der Nordseeküste mit den Nachfrageregionen in Nordrhein-Westfalen, die Verbindung der Produktion an der Ostseeküste mit der Speicherung und dem Bedarf in Mitteldeutschland sowie die Verteilung von importiertem Wasserstoff über das Saarland nach Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg.

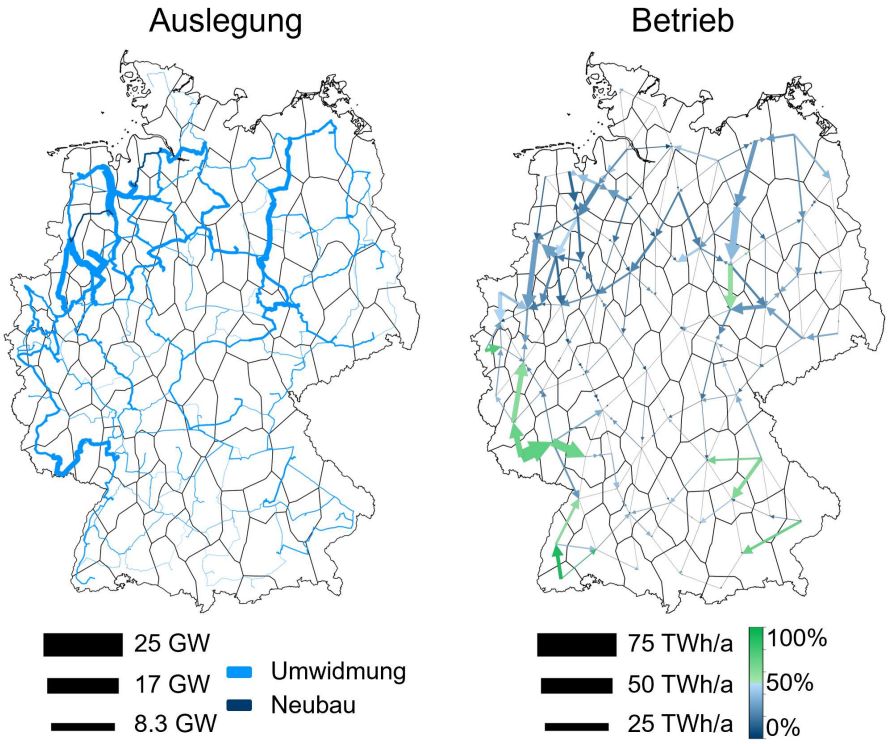


Abbildung 7.1: Auslegung und Betrieb des Wasserstoffnetzes im Jahr 2045 mit Vererbung der Infrastrukturen über den Transformationspfad.

Welche No-Regret-Maßnahmen lassen sich für die Wasserstoffinfrastrukturen identifizieren?

Unter No-Regret-Maßnahmen werden in dieser Arbeit Investitionen in Transmissions-, Erzeugungs-, Umwandlungs- und Speichertechnologien verstanden, die sowohl über ein breites Spektrum von Szenarien im Zieljahr 2045 als auch konsistent über den Zeitraum des Transformationspfads Teil der kostenoptimalen Lösung im Energiesystem sind. Folgende No-Regret-Wasserstoffinfrastrukturen treten konsistent in den verschiedene Szenarien auf:

- **Elektrolyse in den windreichen norddeutschen Bundesländern**.
  Im Transformationspfad erfolgt der regionale Ausbau der Elektrolyseure analog zur Höhe der Volllaststunden der Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland. Dadurch werden 55 % der Elektrolysekapazitäten in den norddeutschen Bundesländern errichtet, 28 % in den unmittelbar angrenzenden west- und ostdeutschen Bundesländern und aufgrund der niedrigen Wind-Volllaststunden und der strengen Abstandsregeln für Windenergieanlagen lediglich 7 % in Bayern. Inländisch produzierter Wasserstoff wird also vorwiegend in Norddeutschland produziert und von dort aus in die Nachfrageregionen verteilt. In den Bundesländern Bayern und Nordrhein-Westfalen werden lediglich 15-20 % des Wasserstoffbedarfs durch Pro-

duktion im eigenen Bundesland gedeckt.

- **Bedarfsnaher Import, insbesondere in der Südhälfte Deutschlands**.
  Durch die Abbildung des geplanten europäischen Wasserstoffnetzes im Modell, dem European Hydrogen Backbone, steht Deutschland eine Vielzahl möglicher Importkorridore zur Verfügung. Bei gleichen Importkosten der Versorgungskorridore fällt der Import nahe der Verbrauchszentren in West-, Ost- und Süddeutschland deutlich höher aus als der Import aus den skandinavischen Nachbarländern im Norden.
- **Lokale Cluster statt lange Versorgungspipelines**.
  Der Wasserstoffbedarf im Norden wird überwiegend durch inländische Produktion im Norden gedeckt, der Bedarf im Süden durch Importe im Süden. Eine hohe Dynamik des Wasserstoffsystems ist dabei im Norden zu beobachten. Hier treffen die fluktuierende, regenerative Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse, die Ein- und Ausspeicherung in Salzkavernen und der Betrieb von Wasserstoffkraftwerken und -KWK-Anlagen aufeinander. In der Südhälfte hingegen kann der überwiegend konstante Endenergiebedarf an Wasserstoff durch konstante Importe weitgehend quasistatisch gedeckt werden. Eine Verbindung dieser lokalen Cluster ist aus Gründen der Versorgungssicherheit und Resilienz des Energiesystems geboten.
- **Umwidmung bestehender Erdgaspipelines**.
  Die Umwidmung bestehender Erdgaspipelines stellt die kostengünstigste Transportoption für Wasserstoff im System dar. Die höchste Netzdichte findet sich im Nordwesten, wo Erzeugung, Speicherung und Nachfrage zusammentreffen. Die Länge des umgewidmeten Pipelinenetzes beträgt im Modell mit Vererbung der Infrastruktur etwa 17.800 km. Zusätzlich werden je nach Szenario etwa 200-300 km neue Wasserstoffpipelines errichtet. Unter Inkaufnahme leicht höherer Kosten kommt das Übertragungssystem bei der betrachteten regionalen Auflösung auch ohne den Neubau von Pipelines aus.
- **Kavernenspeicher und Wasserstoffkraftwerke im Nordwesten und Osten**.
  Die Wasserstoffspeicherung in umgewidmeten Salzkavernen stellt die günstigste Speichertechnologie für Wasserstoff im System dar. In diesen Speicherregionen und deren Nachbarregionen werden die Kapazitäten der Wasserstoffkraftwerke und -KWK-Anlagen im Modell platziert. Durch die Platzierung im Norden wird der Bau niedrig ausgelasteter Wasserstoffpipelines in den Süden zu vermieden. Die Stromversorgung im Süden wird in Zeiten der Dunkelflaute durch Biogas- und Biomasse-Kraftwerke sichergestellt. Darüber hinaus ist es möglich, Strom über das Netz in den Süden zu transportieren, da dieses in Zeiten der Dunkelflauten freie Transportkapazitäten aufweist.

Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, die unter bestimmten Bedingungen auftreten. Diese müssen bei der Planung des Energiesystems besonders berücksichtigt werden:

- Eine nahezu vollständig bedarfsnahe Wasserstofferzeugung innerhalb der 80 Modellregionen ist, wie die Modellergebnisse zeigen, zwar möglich, aber nicht wirtschaftlich. Sie findet lediglich in den Extremszenarien statt, in denen kein gasförmiger Wasserstofftransport im Modell zugelassen ist.
- Ein möglicher 'regret' von Pipelineverbindungen tritt wie oben beschrieben beim

Wasserstoffimport auf, wenn im Transformationspfad plötzlich Importkorridore zur Verfügung stehen, die näher an den Bedarfen liegen.

- Besondere Aufmerksamkeit ist auch der Platzierung von Wasserstoffkraftwerken und -KWK-Anlagen zu widmen. Die Kraftwerke werden im Modell meist mit $<$ 1500 h/a, die KWK-Anlagen mit $<$ 100 h/a betrieben. Zur Versorgung dieser Anlagen sind daher Pipelines mit hohen Spitzenlastkapazitäten erforderlich, die nur gering ausgelastet sind.
- Flüssigwasserstofftransport findet nur in den Szenarien statt, in denen auch eine Nachfrage nach Flüssigwasserstoff besteht. In diesen Szenarien ist die Bahn das günstigste Transportmittel. Da ihre Kapazität aufgrund des stark ausgelasteten Schienennetzes begrenzt ist, wird der Großteil des Wasserstoffs mit dem zweitgünstigsten Transportmittel, dem Binnenschiff, transportiert.
  Trotz der hohen Energiedichte stellt der Transport von Flüssigwasserstoff im Modell keine wirtschaftliche Alternative zum Pipelinetransport dar. In der gewählten regionalen Auflösung kommen die Vorteile des modularen und intermodalen Transports von flüssigem Wasserstoff nicht zum Tragen. Auch in dem Szenario, in dem ausschließlich Flüssigwasserstoff importiert werden kann, bevorzugt das Modell die Regasifizierung im Hafen und den Weitertransport per Pipeline. Die Unterscheidung von Wasserstoff in die DVGW-Reinheitsklassen A, niedrige Reinheit, und D, hohe Reinheit, bietet ebenfalls keinen ausreichenden Anreiz für den Transport von hochreinem Flüssigwasserstoff.
- Die Berücksichtigung verschiedener Reinheitsklassen führt zu einem stärkeren Pipeline-Neubau im Modell. Im Gegensatz zu den umgewidmeten Erdgaspipelines wird davon ausgegangen, dass sich hochreiner Wasserstoff in neuen Pipelines verunreinigungsfrei transportieren lässt. Wesentliche Auswirkungen auf die Erzeugungs- und Importstruktur sind nicht zu erwarten. Die Aufreinigung von Wasserstoff findet sowohl in der Nähe der Elektrolyse mit nachgelagertem Transport in Neubau-Pipelines als auch in der Nähe des Verbrauchs mit vorgelagertem Transport in umgewidmeten Pipelines statt. Je größer die Verluste der Aufreinigung sind, desto mehr Wasserstoff wird in der Nähe der Elektrolyse aufgereinigt und desto mehr Pipelines werden neu gebaut.

7.4 Fazit

Die Transformation des deutschen Energieversorgungssystems in Richtung Treibhausgasneutralität stellt neue Herausforderungen an die Planung von Netzen und Erzeugungsanlagen. Durch eine integrierte Netzplanung können komplexe Fragen zu Auslegung und Betrieb von Energieinfrastrukturen adäquat beantwortet werden. Die ETHOS Model Suite der Jülicher Systemanalyse zeichnet sich durch ebendiesen hohen Integrationsgrad aus. Durch die gleichzeitige Optimierung der Strom-, Wasserstoff-, Methan- und Wärmeinfrastruktur stehen die Technologien in direktem Wettbewerb zueinander. Das ETHOS.Infrastructure-Modell, auf dem diese Arbeit basiert, zählt mit seinen 80 Regionen zu den am höchsten räumlich aufgelösten integrierten Energiesystemmodellen für Deutschland. Die ETHOS Model Suite arbeitet dabei in einem Zweischritt: Das Einknotenmodell ETHOS.NESTOR berechnet die Gesamtkapazitäten der Erzeugungsinfrastrukturen und die Höhe der Energieimporte und -exporte für ganz Deutschland. ETHOS.Infrastructure bestimmt im

zweiten Schritt das volkswirtschaftliche Optimum der innerdeutschen Übertragungsinfrastruktur sowie der Platzierung, regionalen Dimensionierung und Betriebsweise der Erzeugungs- und Sektorkopplungstechnologien. Aus den Ergebnissen dieser Optimierung lassen sich folgende Erkenntnisse hinsichtlich No-Regret-Maßnahmen ableiten, also Maßnahmen, die in nahezu allen Transformationsszenarien volkswirtschaftlich vorteilhaft sind:

Die küstennahen Gebiete Norddeutschlands sind als *Energieregionen* in Deutschland besonders für die Strom- und Wasserstoffproduktion und -speicherung geeignet. Die beiden wichtigsten Einflussfaktoren dafür sind die Windhöffigkeit auf hoher See und an der Küste sowie das geologische Potenzial von Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung. Aufgrund dieser günstigen Voraussetzungen ist es sinnvoll, einen Großteil der Windenergieanlagen, Elektrolyseure, Wasserstoffkraftwerke und Wasserstoffspeicher in dieser Region zu errichten. Im Großteil der Szenarien werden rund 55 % der Elektrolyseure, 60 % der Wasserstoffkraftwerke und 75 % der Wasserstoffkavernenspeicher in den norddeutschen Bundesländern errichtet. Voraussetzung für die Platzierung der Wasserstoffkraftwerke in Norddeutschland ist ein ausreichender Stromnetzausbau in Richtung der Ballungs- und Industriegebiete in Nordrhein-Westfalen.

Die wichtigsten innerdeutschen Wasserstoffkorridore sind zum einen die Verbindungen zwischen den norddeutschen Energieregionen und den Industriestandorten in Nordrhein-Westfalen und Mitteldeutschland. Zum anderen die Verteilungskorridore von importiertem Wasserstoff aus Südeuropa und Nordafrika über das Saarland nach Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Für den Transport von Wasserstoff stellt die Umwidmung von Erdgaspipelines die wichtigste und wirtschaftlichste Option dar. Bis 2045 ist für Deutschland im Modell ein 18.060 km langes Pipelinenetz vorgesehen. Der Großteil davon entsteht durch Umwidmung, lediglich 200-300 km müssen neu gebaut werden.

In Süddeutschland kann der Wasserstoffbedarf der Industrie am günstigsten durch Importe gedeckt werden. Unter den betrachteten techno-ökonomischen Rahmenbedingungen ist dies die wirtschaftlichere Option im Vergleich zur Wasserstoffproduktion vor Ort oder zum Wasserstoffbezug aus anderen Teilen Deutschlands. In Bayern werden etwa 85 % der Wasserstoffbedarfe über Importe aus nordafrikanischen Versorgungskorridoren gedeckt.

Während in Norddeutschland die Dunkelflauten überwiegend durch neue Wasserstoffkraftwerke überbrückt wird, erfolgt dies in Süddeutschland durch den Betrieb von Biomasse- und Biogaskraftwerken. Aufgrund der aktuellen 10 H Abstandsregelung fallen die Windenergie-Potenzialgebiete in Bayern besonders klein aus. Daher muss zur Erhöhung der allgemeinen erneuerbaren Stromproduktion in Bayern Photovoltaik stärker forciert werden.

In Ballungsräumen mit Fernwärmenetzen wie in München, Berlin, Hamburg und Nordrhein-Westfalen können räumliche und zeitliche Synergien durch die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme genutzt werden: Die hohe Dachflächendichte in diesen Ballungsräumen kann für Aufdach-Photovoltaik genutzt werden, mit denen Großwärmepumpen zur Fernwärmebereitstellung betrieben werden. Diese verbrauchsnahe Erzeugung entlastet das Übertragungsnetz. Der Betrieb der Großwärmepumpen folgt dabei der Photovoltaik-Produktion. Überschüssige Wärme wird mit etwa 38 Be- und Entladezyklen pro Jahr in Wärmespeichern gespeichert und reduziert dadurch den Bedarf teurerer Batteriekapazität.

Deutschland profitiert in hohem Maße von seiner zentralen Lage im geplanten eu-

ropäischen Wasserstoffversorgungsnetz, dem European Hydrogen Backbone. Je mehr Versorgungskorridore aus verschiedenen Richtungen nach Deutschland führen, desto stärker können lokale Versorgungscluster in Deutschland ausgebaut werden, was den inländischen Wasserstoffnetzausbau reduziert.
Bei den beschriebenen Maßnahmen handelt es sich um No-Regret-Maßnahmen, die in einer Vielzahl von Szenarien auftreten. Bei extremen Änderungen der Rahmenbedingungen wie Import- und inländischen Transportbeschränkungen können sich Handlungsempfehlungen ändern. Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern somit sowohl Antworten auf die Fragen, was robuste Handlungsempfehlungen sind, als auch darauf, welche Maßnahmen in einer Bandbreite von Sonderszenarien sinnvoll sind. ETHOS.Infrastructure stellt durch die in dieser Arbeit vorgenommenen Modellerweiterungen ein mächtiges Werkzeug zur räumlich, zeitlich und sektoral hoch aufgelösten Planung des komplexer werdenden deutschen Energiesystems dar.

Anhang A

A.1 Wasserstoffreinheit

Abbildung A.1: Übersicht ausgewählter Wasserstoffproduktionsverfahren mit TRL $\geq$ 5 (nach [156]).

Tabelle A.1: Vergleich der Vor- und Nachteile ausgewählter Wasserelektrolyseverfahren (nach [161, 162, 163, 164, 165, 166, 167]). Die Angaben beziehen sich auf den aktuellen Stand der Technik.

Prozess	**Vorteile**	**Nachteile**
AEL	+ Industrieerfahrung + hohe Haltbarkeit + geringe Kapitalkosten	- geringere Reinheit als PEMEL - schlechter dynamischer Betrieb - niedriger Betriebsdruck
PEMEL	+ hohe Reinheit + guter dynamischer Betrieb + hoher Betriebsdruck + hohe Leistungsdichte + hohe Zelleneffizienz	- mittlere Haltbarkeit - mittlere Reife - hohe Materialkosten - hohe Komplexität
SOEL	+ hohe elektrische Effizienz + Brennstoffzellenbetrieb möglich + Co-Elektrolyse möglich	- geringe Reife - geringere Reinheit - geringe Haltbarkeit - schlechter dynamischer Betrieb

Tabelle A.2: Rohgaszusammensetzung ausgewählter Elektrolyseverfahren nach der Wasserabscheidung. Symbole: $<$: Konzentration liegt unter der Messgrenze; $\geq$: Die Konzentration sinkt oder steigt mit der Zeit auf den Wert.

Komponente	**PEMEL**
H_2	99,9 mol%
H_2O	$\approx$100 ppm
O_2	18 - 500 ppm
N_2	1,2 - 4,5 ppm
Ar	$<$0,5 ppm
He	$<$9 ppm
CO	$<$0,02 ppm
CO_2	0,2 - 0,54 ppm
CH_4	0,02 - 0,1 ppm
H_2S	*vgl. S ges.*
C_nH_m	0,08 - 0,2 ppm
NH_3	$<$0,1 ppm
S ges.	$<$0,0036 ppm
Formaldehyd	$<$0,005 ppm
Methansäure	$<$0,1 ppm
Quelle	[168]

Abbildung A.2: Übersicht ausgewählter Wasserstoffaufreinigungsverfahren mit TRL $\geq$ 5 (nach [177]).

Abbildung A.3: Übersicht ausgewählter Wasserstofftransportmethoden mit TRL $\geq$ 5 (nach [191]).

Tabelle A.3: Gaszusammensetzung nach Reinigung mit gängigen adsorptiven Reinigungsverfahren (PSA, TSA). Symbole: $<$: Der Anteil der Komponente liegt unter der Messgrenze. $>$: Der Anteil der Komponente liegt mindestens auf diesem Niveau. Da die PSA üblicherweise im Anschluss an eine Dampfreformierung (SMR) oder autotherme Reformierung (ATR) genutzt wird, zeigt die Tabelle die Produktreinheit nach der Aufreinigung eines industriellen SMR-Gases. Für die TSA sind übliche vorgelagerten PEMEL und AEL.

Komponente	**PSA**	**TSA**
H_2	$>$99,997 mol%	$>$99,996 mol%
H_2O	1,46 ppm	$\approx$5,87 ppm
O_2	$<$0,24 ppm	$<$0,24 ppm
N_2	$<$0,09 ppm	6,89 ppm
Ar	1,74 ppm	$<$0,07 ppm
He	$<$28 ppm	$<$28 ppm
CO	$<$0,029 ppm	$<$0,029 ppm
CO_2	$<$0,29 ppm	0,61 ppm
CH_4	$<$0,01 ppm	$<$0,01 ppm
H_2S	*vgl. S ges.*	
C_nH_m	$<$0,015 ppm	$<$0,015 ppm
NH_3	$<$0,01 ppm	$<$0,01 ppm
S ges.	$<$0,0012 ppm	$<$0,0012 ppm
Formaldehyd	$<$0,1 ppm	$<$0,1 ppm
Methansäure	$<$0,01 ppm	$<$0,01 ppm
Quelle	[187]	[187]

Tabelle A.4: Reinheitsanforderungen und Verunreinigungen beim Transport von gasförmigem Wasserstoff. Die Gasgruppen entsprechen den DVGW-Gasgruppen aus der Tabelle 3.5 [154].

	Pipeline	
Komponente	**Umwidmung**	**Neubau**
H_2	98,0 mol%	99,97 mol%
H_2O		
O_2		
N_2		
Ar		
He		
CO		
CO_2	*entsprechend Gruppe A*	*entsprechend Gruppe D*
CH_4		
H_2S		
C_2H_4		
NH_3		
S		
Formaldehyd		
Ameisensäure		
Quelle	[192, 198, 200, 201]	[172, 202]

Tabelle A.5: Reinheitsanforderungen für die Verflüssigung von Wasserstoff und resultierende Zusammensetzung nach der Verflüssigung. Die nach der Verflüssigung gemessene Zusammensetzung war die Zusammensetzung der Dampfphase im Gleichgewicht mit der flüssigen Phase im Flüssigtankbehälter. NMHC: Nicht-Methan Kohlenwasserstoffe.

Komponente	**LH_2 (verflüssigter H_2)**
H_2	>99,9995 mol%
H_2O	<0,5 ppm
O_2	<0,2 ppm
N_2	<0,5 ppm
Ar	<0,1 ppm
He	<4,0 ppm
CO	<0,02 ppm
CO_2	<0,01-0,018 ppm
CH_4	<0,005 ppm
H_2S	*n.a.*
C_2H_4	*n.a.*
NMHC	<0,02 ppm
NH_3	<0,03 ppm
S ges.	<0,001 ppm
Formaldehyd	<0,005 ppm
Methansäure	<0,005 ppm
Halogenierte	<0,038 ppm
Quelle	[201, 205, 207, 208, 209, 210]

Tabelle A.6: Gaszusammensetzung nach der Speicherung von gasförmigem Wasserstoff in Salzkavernen. Die Gasgruppen entsprechen den DVGW-Gasgruppen aus der Tabelle 3.5. Grundsätzlich sind die Verunreinigungen in Salzkavernen fallbezogen zu bestimmen (vgl. [222]).

	Kavernenzustand		
Komponente	**Umwidmung**	**Neubau**	**Neubau ohne** Kohlenstoff-/ Schwefelquellen
H_2	$\geq$98,0 mol%	$\geq$98,0 mol%	$\geq$99,97 mol%
H_2O	*gesättigt*	*gesättigt*	*gesättigt*
O_2			
N_2			
Ar			
He			
CO			
CO_2	*entsprechend Gruppe A*	*entsprechend Gruppe A*	*nur Wasser Kontamination*
CH_4			
H_2S			
C_nH_m			
NH_3			
S ges.			
Formaldehyd			
Methansäure			
Quelle	[172]	[172]	[172, 223]

Tabelle A.7: Reinheitsanforderungen und Toleranzen für Verunreinigungen bei der Verwendung von Wasserstoff in stationären Brennstoffzellen.

		Stationäre PEMFC		
	Leistung:	niedrig	hoch	hoch
	Effizienz:	hoch	-	hoch
min. Reinheit	H_2	50,0 mol%	50,0 mol%	99,9 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	*nicht kondensierend*		
	O_2	200 ppm	200 ppm	50 ppm
	N_2	N_2+Ar+He$\leq$50 mol%		N_2+Ar+He
	Ar	-	-	$\leq$0,1 mol%
	He	-	-	-
	CO	10 ppm	10 ppm	0,2 ppm
	CO_2	n.a.	n.a.	2 ppm
	CH_4	5 mol%	1 mol%	100 ppm
	C_nH_m	10 ppm	2 ppm	2 ppm
	NH_3	0,1 ppm	0,1 ppm	0,1 ppm
	S ges.	0,004 ppm	0,004 ppm	0,004 ppm
	Halogen-verbindungen	0,05 ppm	0,05 ppm	0,05 ppm
	Formaldehyd	3 ppm	0,2 ppm	0,2 ppm
	Methansäure	10 ppm	0,2 ppm	0,2 ppm
Quelle			[153]	

Tabelle A.8: Reinheitsanforderungen und Toleranzen für Verunreinigungen bei der Verwendung von Wasserstoff in Wärmeanwendungen.

	Komponente	**Thermische Anwendungen**
min. Reinheit	H_2	98,0 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	*nicht kondensierend*
	O_2, N_2, Ar	$O_2 + H_2O + N_2 + Ar \leq 1{,}9$ mol%
	CO	1 ppm
	CO_2	2 ppm
	C_nH_m	100 ppm
	S ges.	2 ppm
Quelle		[153]

Tabelle A.9: Reinheitsanforderungen und Toleranzen für Verunreinigungen bei der Verwendung von Wasserstoff in mobilen PEM-Brennstoffzellen.

	Komponente	**Mobile PEM-Brennstoffzellen**
min. Reinheit	H_2	99,97 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	5 ppm
	O_2	5 ppm
	N_2	300 ppm
	Ar	300 ppm
	He	300 ppm
	CO	0,2 ppm
	CO_2	2 ppm
	CH_4	100 ppm
	C_nH_m	2 ppm
	NH_3	0,1 ppm
	S ges.	0,004 ppm
	Halogen-verbindungen	0,05 ppm
	Formaldehyd-verbindungen	0,2 ppm
	Methansäure	0,2 ppm
Quelle		[153]

Tabelle A.10: Reinheitsanforderungen und Verunreinigungstoleranzen für das Haber-Bosch-Verfahren.

	Komponente	**Haber-Bosch-Verfahren**
min. Reinheit	H_2	99,99 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	10 ppm
	O_2	10 ppm
	N_2	Edukt
	Ar	*so gering wie möglich*
	He	n.a.
	CO	$CO + CO_2 \leq 10$ ppm
	CO_2	
	CH_4	*so gering wie möglich*
	NH_3	Produkt
Quelle		[235, 237, 238, 239, 240, 241]

Tabelle A.11: Reinheitsanforderungen und Verunreinigungstoleranzen für die Methanolsynthese.

	Komponente	**Methanolsynthese**
min. Reinheit	H_2	99,99 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	5 ppm
	O_2	145 ppm
	N_2	
	Ar	*so gering wie möglich*
	He	
	CO	Edukt
	CO_2	Edukt
	CH_4	*so gering wie möglich*
	S	100 ppb
	C_2H_4	5 ppm
	NH_3	100 ppb
	Halogenide	10 ppb
Quelle		[236, 242, 246]

Tabelle A.12: Reinheitsanforderungen und Toleranzen für Verunreinigungen bei der Fischer-Tropsch-Synthese mit Eisen (Fe-FTS) oder Kobalt als Katalysator (Co-FTS).

		Fischer-Tropsch-Synthese	
	Komponente	Fe-FTS	Co-FTS
min. Reinheit	H_2	99,99 mol%	99,9 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	*so gering wie möglich*	*gering*
	O_2	n.a.	
	N_2	*so gering wie möglich*	
	CO	Edukt	
	CO_2	5 mol%	
	CH_4	2 mol%	
	NH_3	1 ppm	
	S	1 ppm	4 ppb
	Halogene	10 ppb	
Quelle		[236, 246, 250, 251]	

Tabelle A.13: Reinheitsanforderungen und Toleranzen für Verunreinigungen bei der Herstellung von direkt reduziertem Eisen (DRI) unter Verwendung von Wasserstoff.

		Direkt reduziertes Eisen (DRI)		
		Kohlenstofffrei	Kohlenstoffhaltig	
			niedriger	hoher
	Komponente		H_2-Pfad	H_2-Pfad
min. Reinheit	H_2	97 mol%	55 mol%	90 mol%
Toleranz für Verunreinigungen	H_2O	3 mol%	15 mol%	5 mol%
	CO_2	n.a.	5 mol%	0 mol%
	CO	n.a.	30 mol%	5 mol%
	CH_4	n.a.	$\approx$ 1 mol%	
Quelle		[253, 254]	[253]	

A.2 Scope der Arbeit



Abbildung A.4: Verortung der 80 ETHOS.Infrastructure-Modellregionen in Deutschland.

A.3 Erzeugungs-, Umwandlungs- und Transmissionstechnologien

A.3.1 Erneuerbare Energien

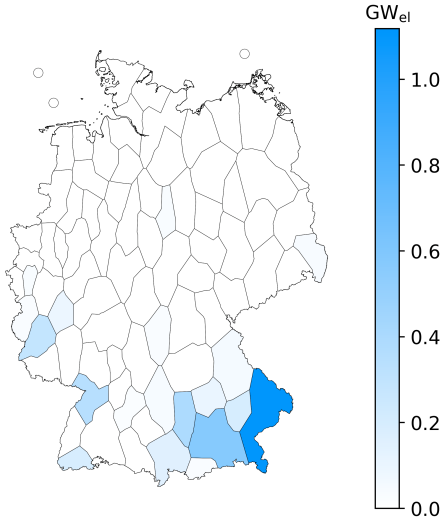


Abbildung A.5: Anlagenbestand der Laufwasserkraftwerke (nach [9, 93]).

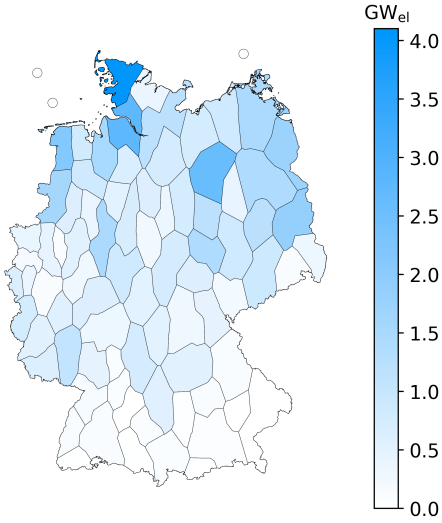


Abbildung A.6: Bestand der Onshore-Windenergieanalgen, $\sum$ 55 GW (nach [93, 96]).

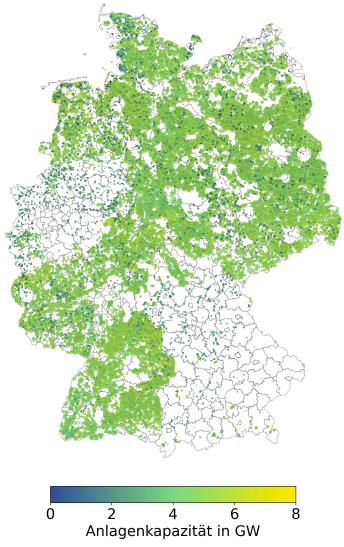
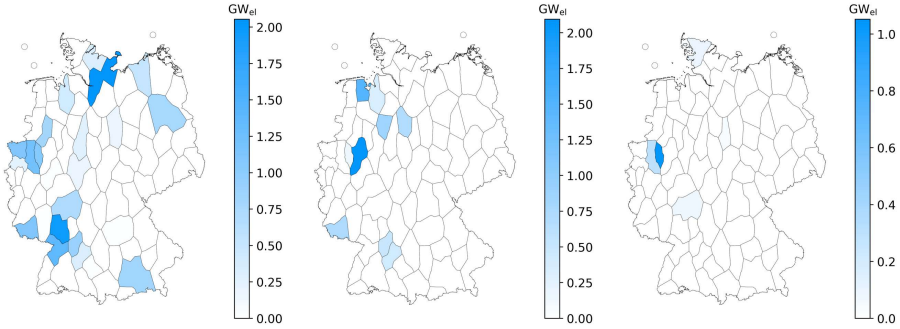


Abbildung A.7: Potenzielle Standorte für Windenergieanlagen nach aktueller Gesetzgebung und aktueller Anlagenbestand (nach [93, 96]). Insgesamt 92.520 Anlagen.

A.3.2 Konventionelle Kraftwerke



Steinkohle-Dampfkraftwerke (KWK) Σ 16 GW_{el}

Steinkohle-Dampfkraftwerke Σ 7 GW_{el}

Steinkohle-Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk Σ 2 GW_{el}

Abbildung A.8: Abgebildeter Bestand an Steinkohlekraftwerken im Modell (nach [9, 93]).

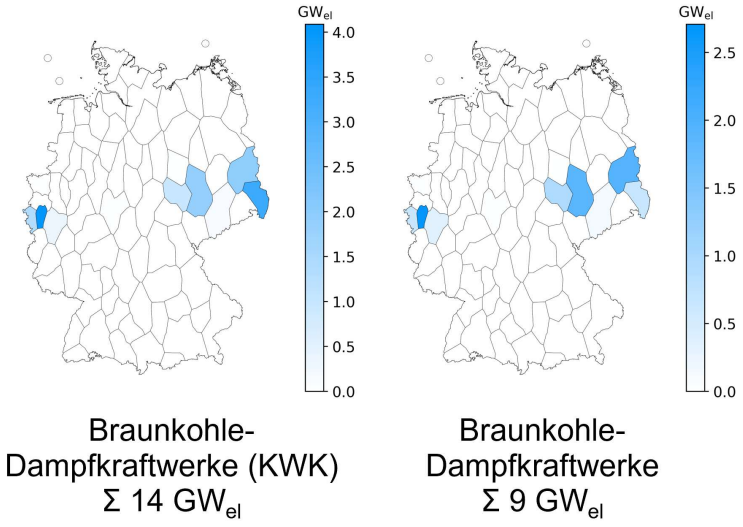


Abbildung A.9: Abgebildeter Bestand an Braunkohlekraftwerken im Modell (nach [9, 93]).

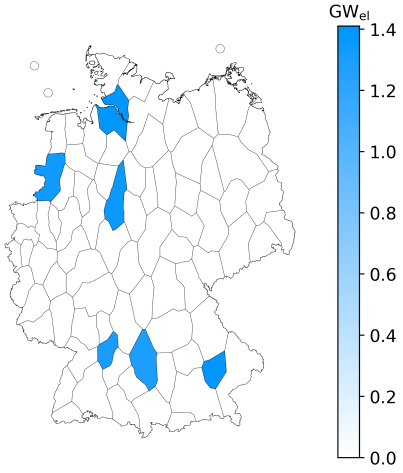


Abbildung A.10: Abgebildeter Bestand an Kernkraftwerken im Modell (nach [9, 93]).

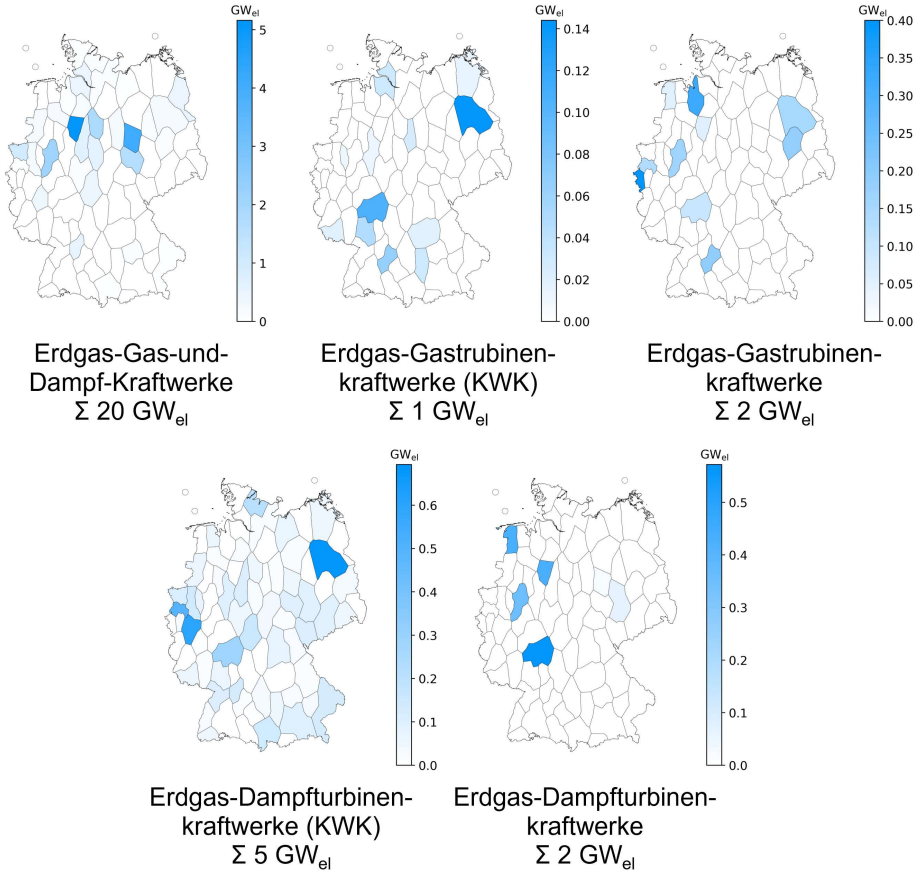
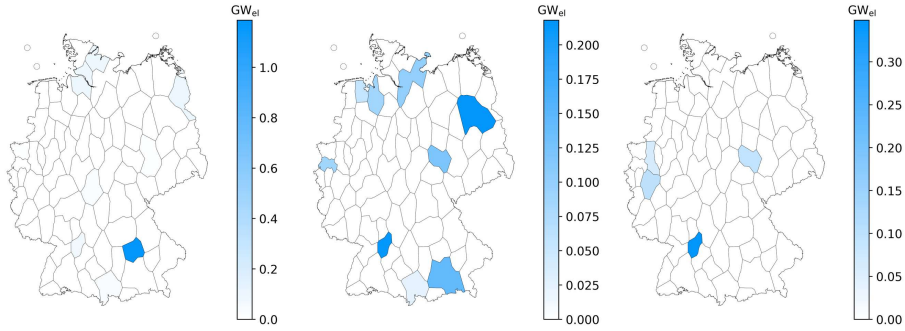


Abbildung A.11: Abgebildeter Bestand an Erdgaskraftwerken im Modell (nach [9, 93]).



Öl-Dampfturbinen-kraftwerke
Σ 2 GW_{el}

Öl-Gasturbinen-kraftwerke
Σ 1 GW_{el}

Öl-Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk
Σ 1 GW_{el}

Abbildung A.12: Abgebildeter Bestand an Ölkraftwerken im Modell (nach [9, 93]).

A.3.3 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Tabelle A.14: HGÜ-Leitungen an Land entsprechend des 1. Entwurfs des NEP 2037/45 (2023) Szenario B [92]. BBP: Bundesbedarfsplan.

Start	Ende	Art	Länge in km	Leistung in MW	Jahr
Suchraum Pöschendorf	Gemeinden Klein Rogahn / Stralendorf / Warsow / Holthusen / Schossin	über BBP 2022 notwendig	170	2000	2037
Ovelgönne / Rastede / Wiefelstede / Westerstede	Marxheim	über BBP 2022 notwendig	461	2000	2037
Suchraum Nüttermoor	Streumen	über BBP 2022 notwendig	594	2000	2037
Suchraum Alfstedt	Obrigheim	über BBP 2022 notwendig	607	2000	2037
Ämter Büchen / Breitenfelde / Schwarzenbek-Land	südlicher Landkreis Böblingen	über BBP 2022 notwendig	737	2000	2037

Start	Ende	Art	Länge in km	Leistung in MW	Jahr
Ovelgönne / Rastede / Wiefelstede / Westerstede	Bürstadt	bereits im BBP 2022 enthalten (BBP Nr. 82)	523	2000	2033
Wilhelmshaven / Landkreis Friesland	Lippetal / Welver / Hamm	bereits im BBP 2022 enthalten (BBP Nr. 49)	270	2000	2032
Heide / West	Polsum	bereits im BBP 2022 enthalten (BBP Nr. 48)	440	2000	2032
Hemmingstedt / Lieth / Lohe-Rickelshof / Wöhrden	Klein Rogahn / Stralendorf / Warsow / Holthusen / Schossin	bereits im BBP 2022 enthalten (BBP Nr. 81)	212	2000	2032
Gemeinden Klein Rogahn / Stralendorf / Warsow / Holthusen / Schossin	Isar	Startnetz	539	2000	2030
Brunsbüttel	Großgartach (SuedLink)	Startnetz	694	2000	2028
Wilster / West	Bergrheinfeld / West (SuedLink)	Startnetz	540	2000	2028
Emden / Ost	Osterath	Startnetz	298	2000	2027
Wolmirstedt	Isar	Startnetz	539	2000	2027
Osterath	Philippsburg (Ultranet)	Startnetz	299	2000	2026

Tabelle A.15: Offshore-HGÜ-Netzverknüpfungspunkte entsprechend des 1. Entwurfs des NEP 2037/45 (2023) Szenario B [92].

Offshore-Region	Netverknüpfungspunkt	Art	Länge in km	Leistung in MW	Jahr
Nordsee	Sechtem	Zubaunetz	684	2000	2045
Nordsee	Suchraum Nüttermoor	Zubaunetz	325	2000	2044

Offshore-Region	Netverknüpfungspunkt	Art	Länge in km	Leistung in MW	Jahr
Nordsee	Rommerskirchen	Zubaunetz	658	2000	2043
Nordsee	Samtgemeinde Sottrum	Zubaunetz	420	2000	2042
Nordsee	Brunsbüttel	Zubaunetz	315	2000	2041
Nordsee	Lippe	Zubaunetz	558	2000	2040
Ostsee	Suchraum Brünzow	Zubaunetz	80	300	2040
Ostsee	Suchraum Brünzow	Zubaunetz	80	300	2040
Nordsee	Suchraum Rastede	Zubaunetz	375	2000	2039
Ostsee	Suchraum Gnewitz	Zubaunetz	45	300	2039
Ostsee	Suchraum Gnewitz	Zubaunetz	45	300	2039
Nordsee	Suchraum Büchen	Zubaunetz	450	2000	2038
Nordsee	Suchraum Nüttermoor	Zubaunetz	375	2000	2037
Nordsee	Suchraum Ried	Zubaunetz	953	2000	2037
Nordsee	Oberzier	Zubaunetz	807	2000	2036
Nordsee	Kriftel	Zubaunetz	918	2000	2036
Nordsee	Wiemersdorf / Hardebek	Zubaunetz	400	2000	2035
Nordsee	Suchraum Büchen	Zubaunetz	460	2000	2035
Nordsee	Suchraum Pöschendorf	Zubaunetz	365	2000	2034
Nordsee	Rommerskirchen	Zubaunetz	653	2000	2034
Nordsee	Suchraum Pöschendorf	Zubaunetz	310	2000	2033
Nordsee	Kusenhorst	Zubaunetz	550	2000	2033
Nordsee	Blockland / neu	Zubaunetz	390	2000	2032
Nordsee	Niederrhein	Zubaunetz	454	2000	2032
Nordsee	Wilhelmshaven 2	Zubaunetz	230	2000	2031
Nordsee	Suchraum Rastede	Zubaunetz	290	2000	2031
Nordsee	Unterweser	Zubaunetz	260	2000	2030
Nordsee	Suchraum Heide	Zubaunetz	270	2000	2030
Ostsee	Suchraum Brünzow	Zubaunetz	109	2000	2030
Nordsee	Westerkappeln	Zubaunetz	373	2000	2030
Nordsee	Unterweser	Zubaunetz	260	2000	2029
Nordsee	Wilhelmshaven 2	Zubaunetz	255	2000	2029

Offshore-Region	Netverknüpfungspunkt	Art	Länge in km	Leistung in MW	Jahr
Nordsee	Wehrendorf	Zubaunetz	363	2000	2029
Nordsee	Suchraum Heide	Zubaunetz	215	2000	2023
Nordsee	Hanekenfähr	Startnetz		900	2028
Nordsee	Hanekenfähr	Startnetz		900	2028
Nordsee	Büttel	Startnetz		980	2027
Ostsee	Suchraum Brünzow	Startnetz		300	2026
Nordsee	Emden / Ost	Startnetz		900	2025
Nordsee	Garrel / Ost	Startnetz		900	2025
Ostsee	Lubmin	Startnetz		250	2024
Nordsee	Emden / Ost	Startnetz		900	2023
Ostsee	Lubmin	Startnetz		250	2023
Ostsee	Lubmin	Startnetz		250	2023
Nordsee	Emden / Ost	Ist-Netz		900	2019
Ostsee	Lubmin	Ist-Netz		250	2019
Ostsee	Lubmin	Ist-Netz		250	2019
Nordsee	Dörpen / West	Ist-Netz		900	2018
Ostsee	Lubmin	Ist-Netz		250	2018
Nordsee	Inhausen	Ist-Netz		111	2017
Nordsee	Dörpen / West	Ist-Netz		916	2016
Nordsee	Büttel	Ist-Netz		576	2015
Nordsee	Büttel	Ist-Netz		690	2015
Nordsee	Büttel	Ist-Netz		864	2015
Nordsee	Diele	Ist-Netz		800	2015
Nordsee	Dörpen / West	Ist-Netz		800	2015
Ostsee	Bentwisch	Ist-Netz		339	2015
Nordsee	Emden / Borßum	Ist-Netz		113	2014
Ostsee	Bentwisch	Ist-Netz		51	2011
Nordsee	Diele	Ist-Netz		400	2010
Nordsee	Hagermarsch	Ist-Netz		62	2009

A.4 EHB-Importpotenziale nach Szenario

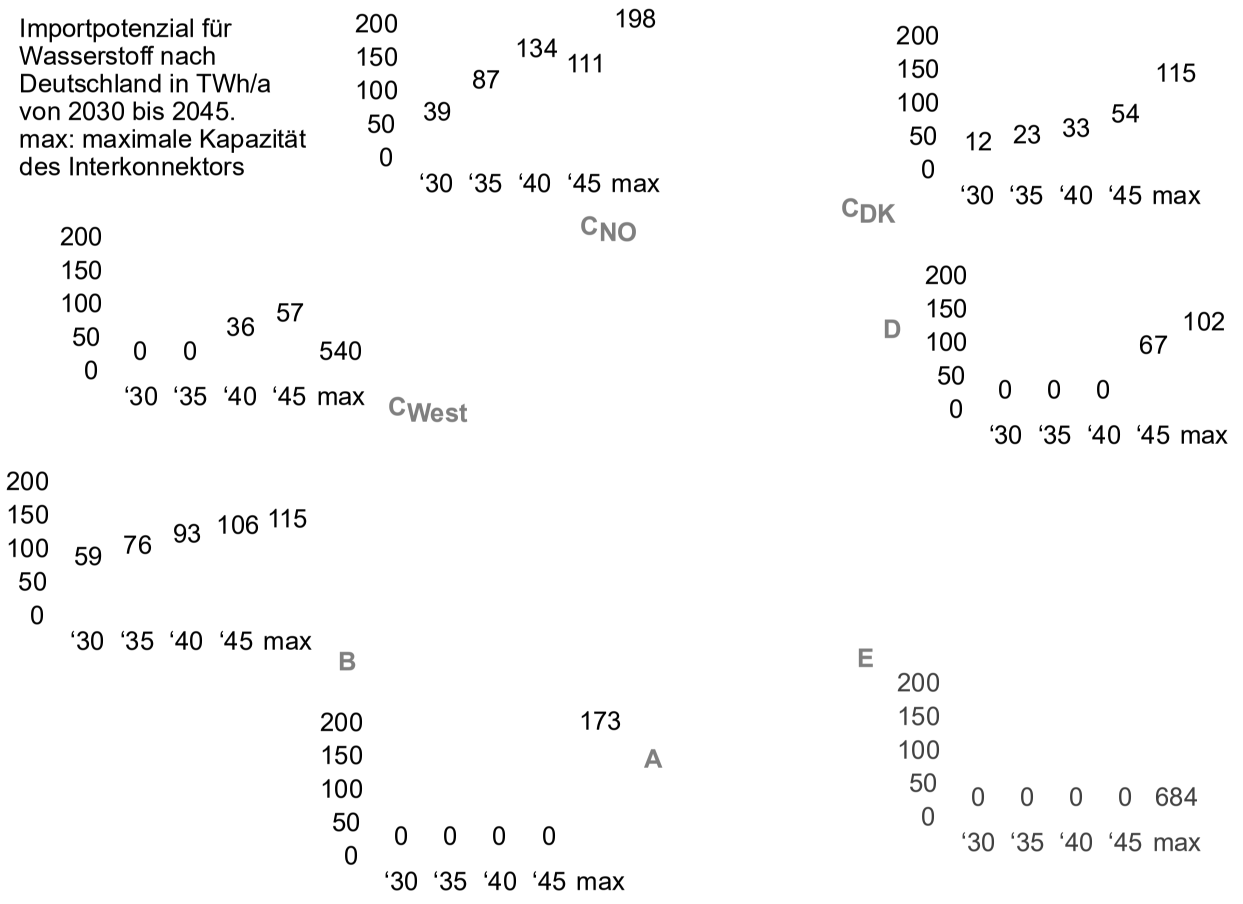


Abbildung A.13: H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore (nach [66]). Szenario: Keine Importe aus afrikanischen Staaten (Marokko, Tunesien, Algerien)

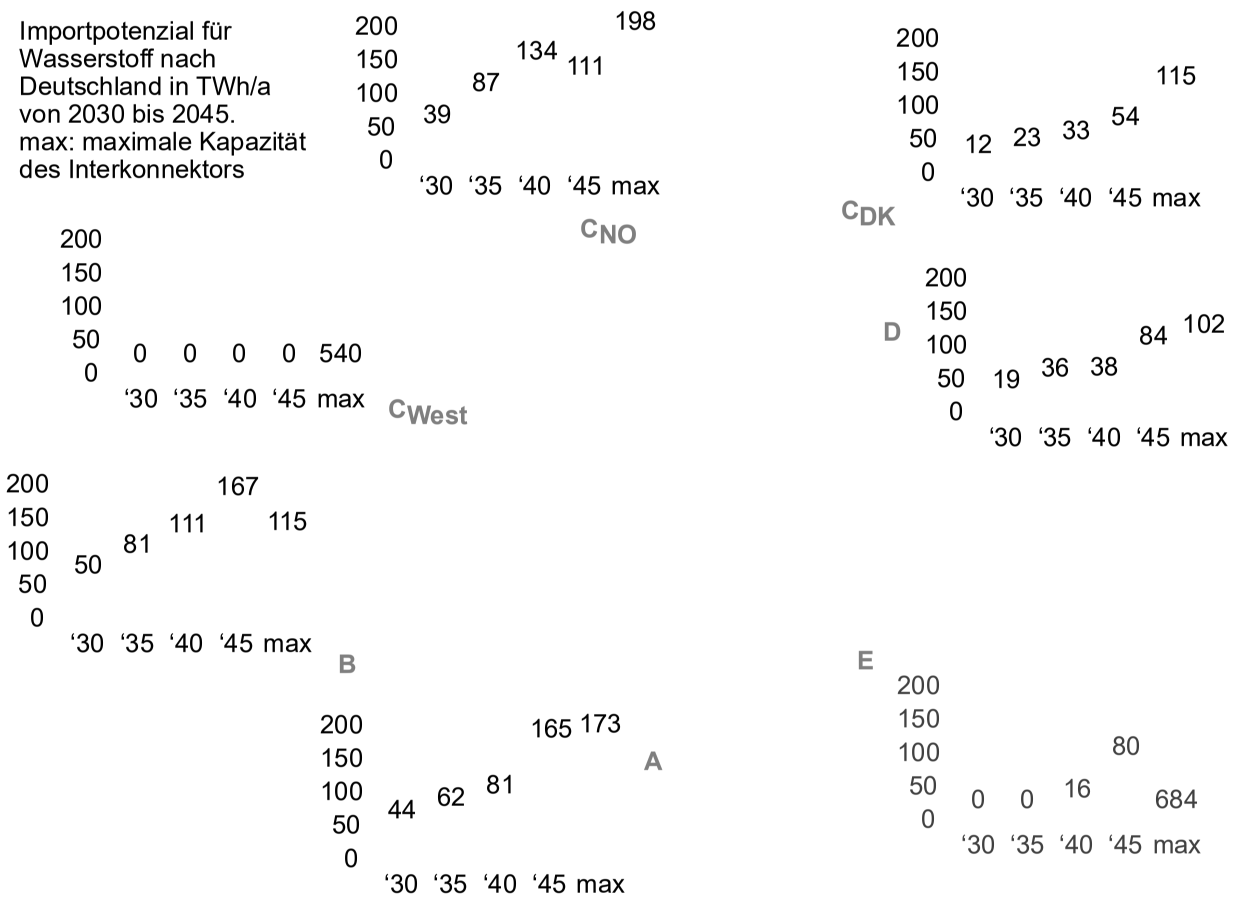


Abbildung A.14: H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore (nach [66]). Szenario: Keine Importe von den Britischen Inseln (Irland, UK)

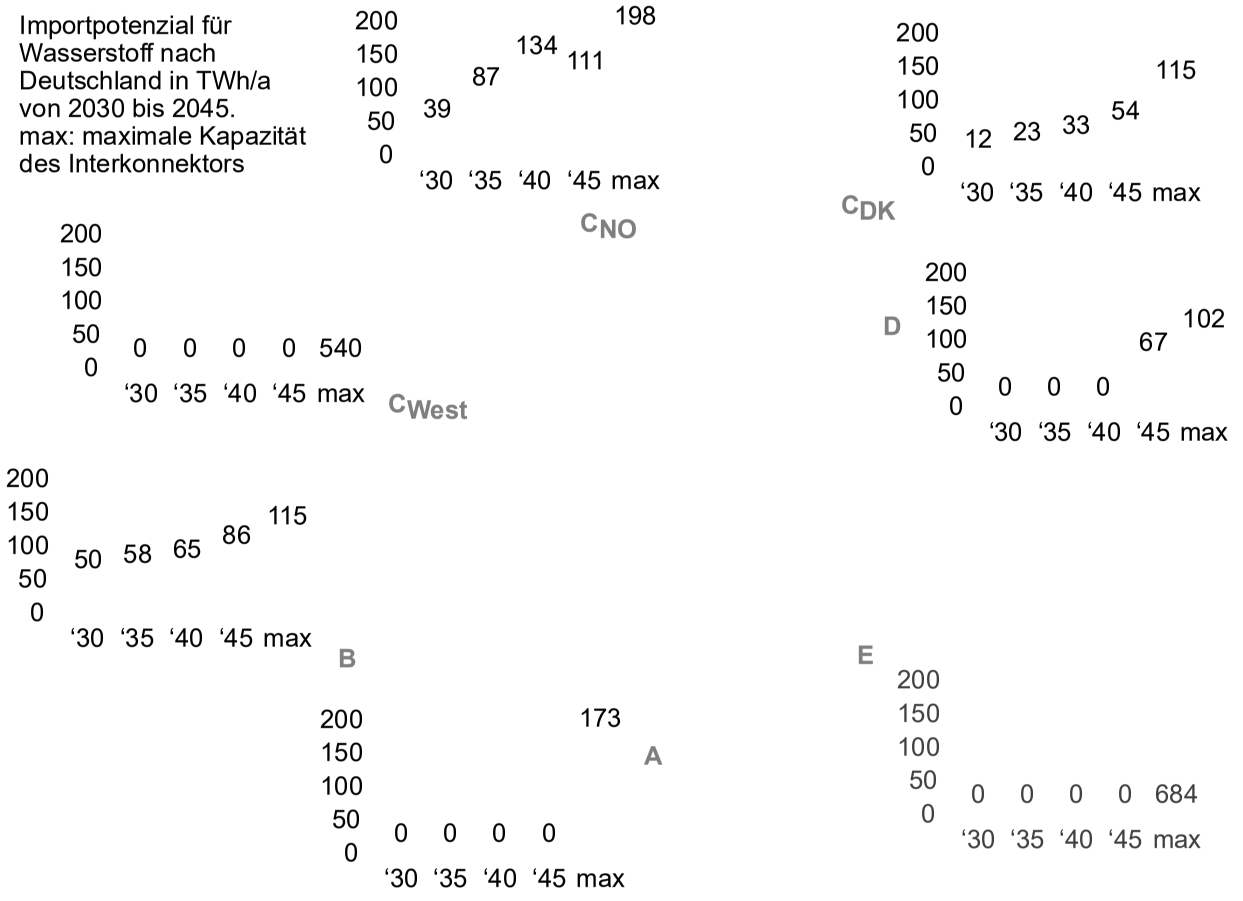


Abbildung A.15: H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore (nach [66]). Szenario: Keine Importe von den Britischen Inseln (Irland, UK) und aus afrikanischen Staaten (Marokko, Tunesien, Algerien)

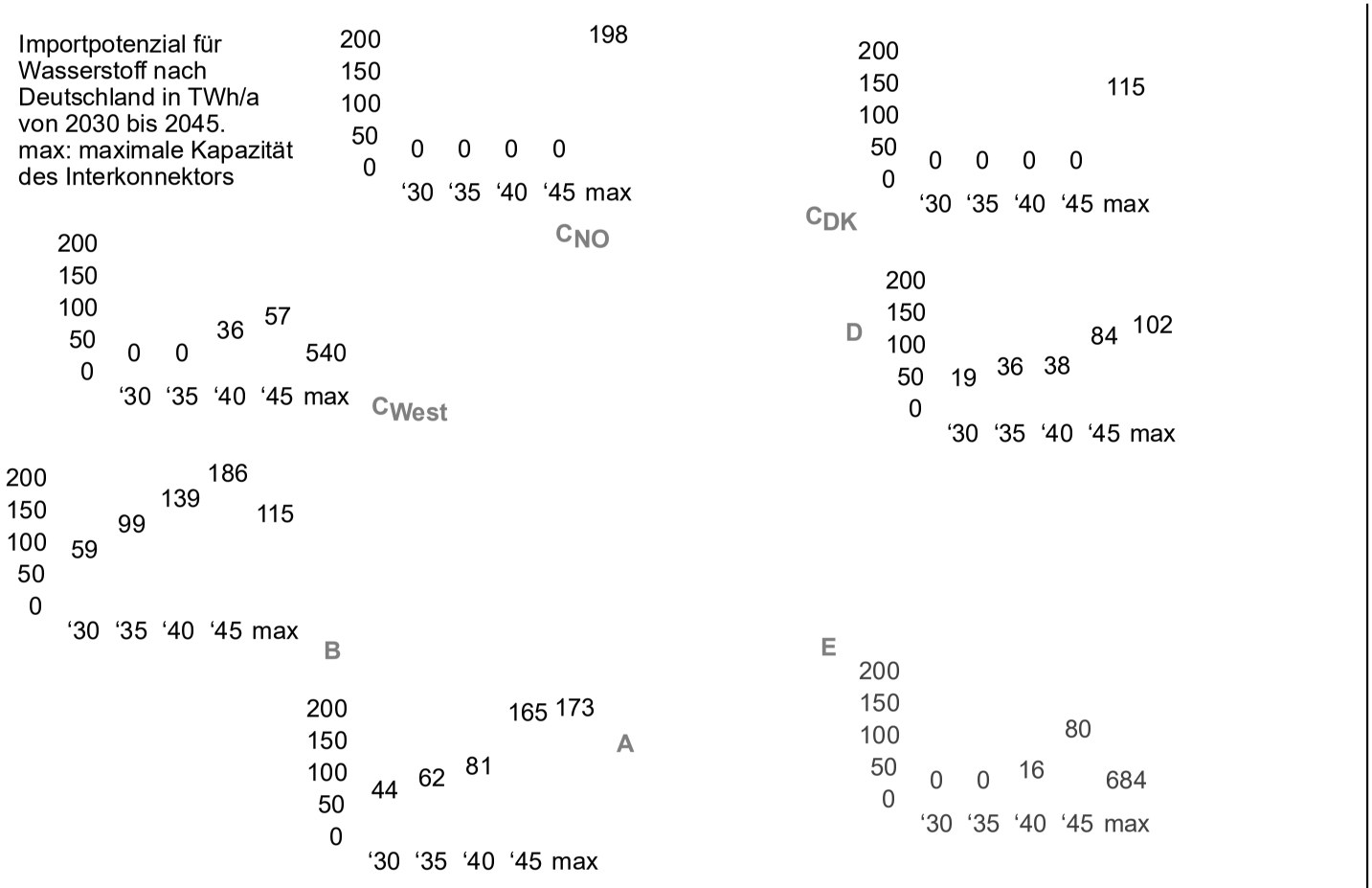


Abbildung A.16: H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore (nach [66]). Szenario: Keine Importe aus Norwegen & Dänemark

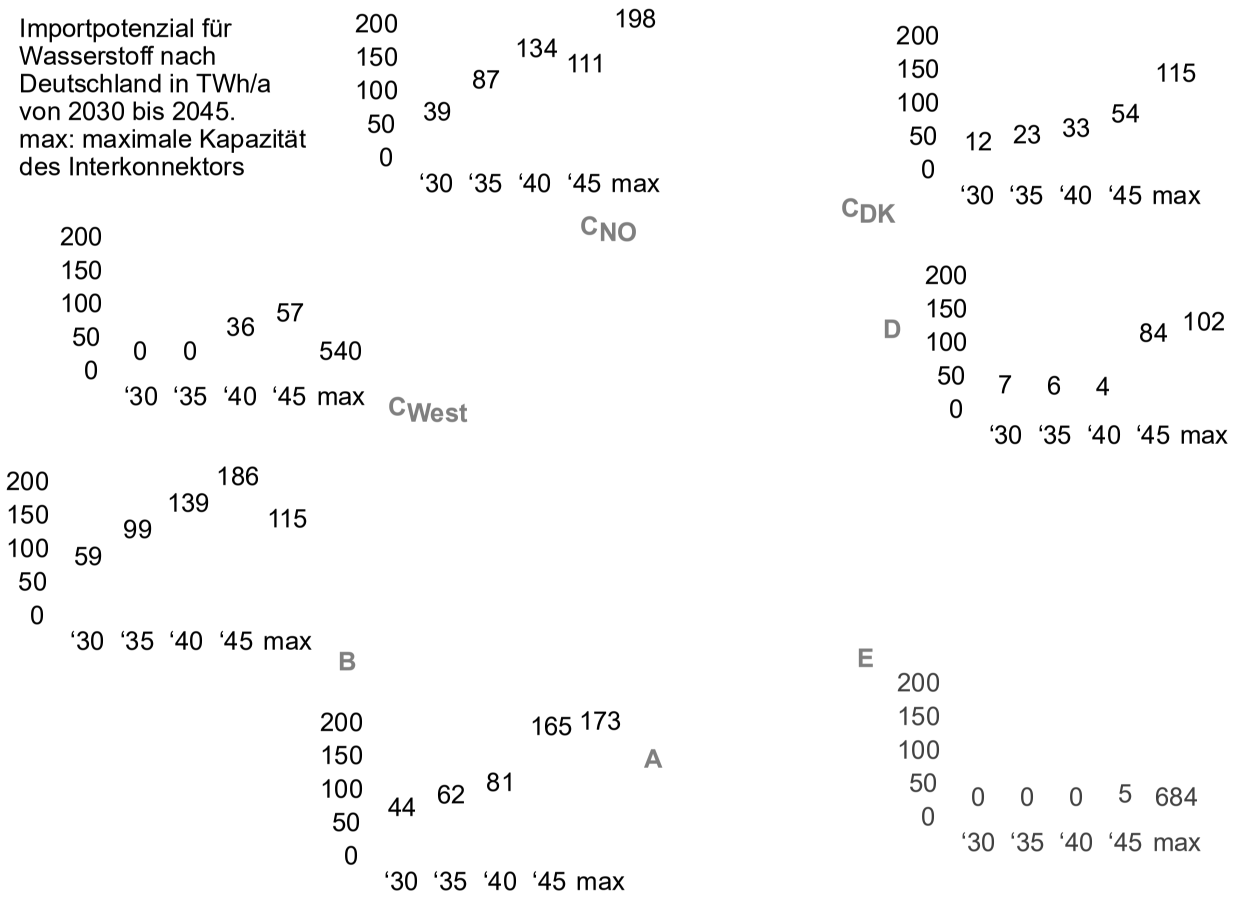


Abbildung A.17: H_2-Importpotenziale der European Hydrogen Backbone Korridore (nach [66]). Szenario: Keine Importe aus der Ukraine

A.5 Regionalisierung der Endenergienachfragen

A.5.1 Regionalisierung der Endenergiebadarfe nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln

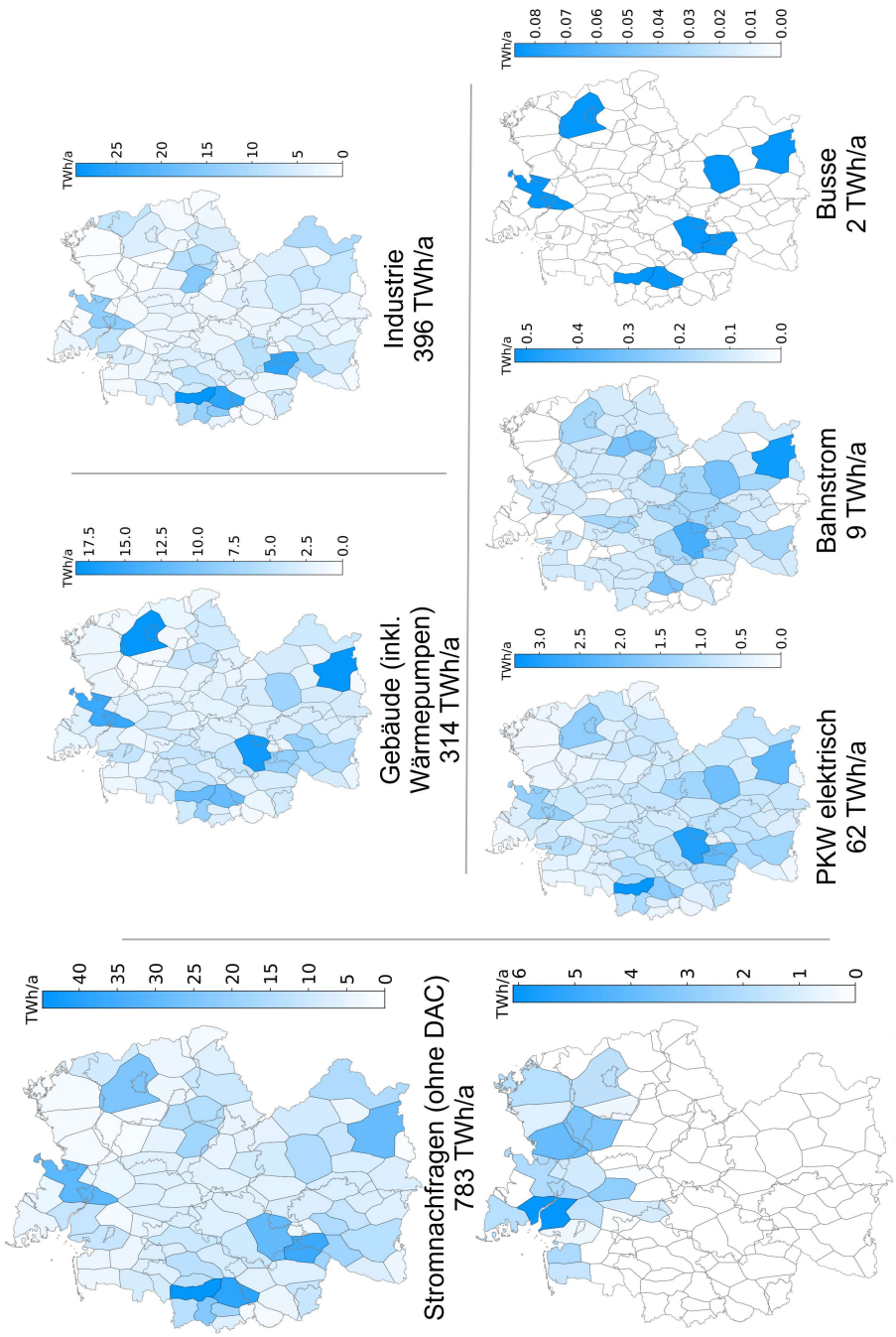


Abbildung A.18: Regionalisierte Stromnachfragen 2045 I nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

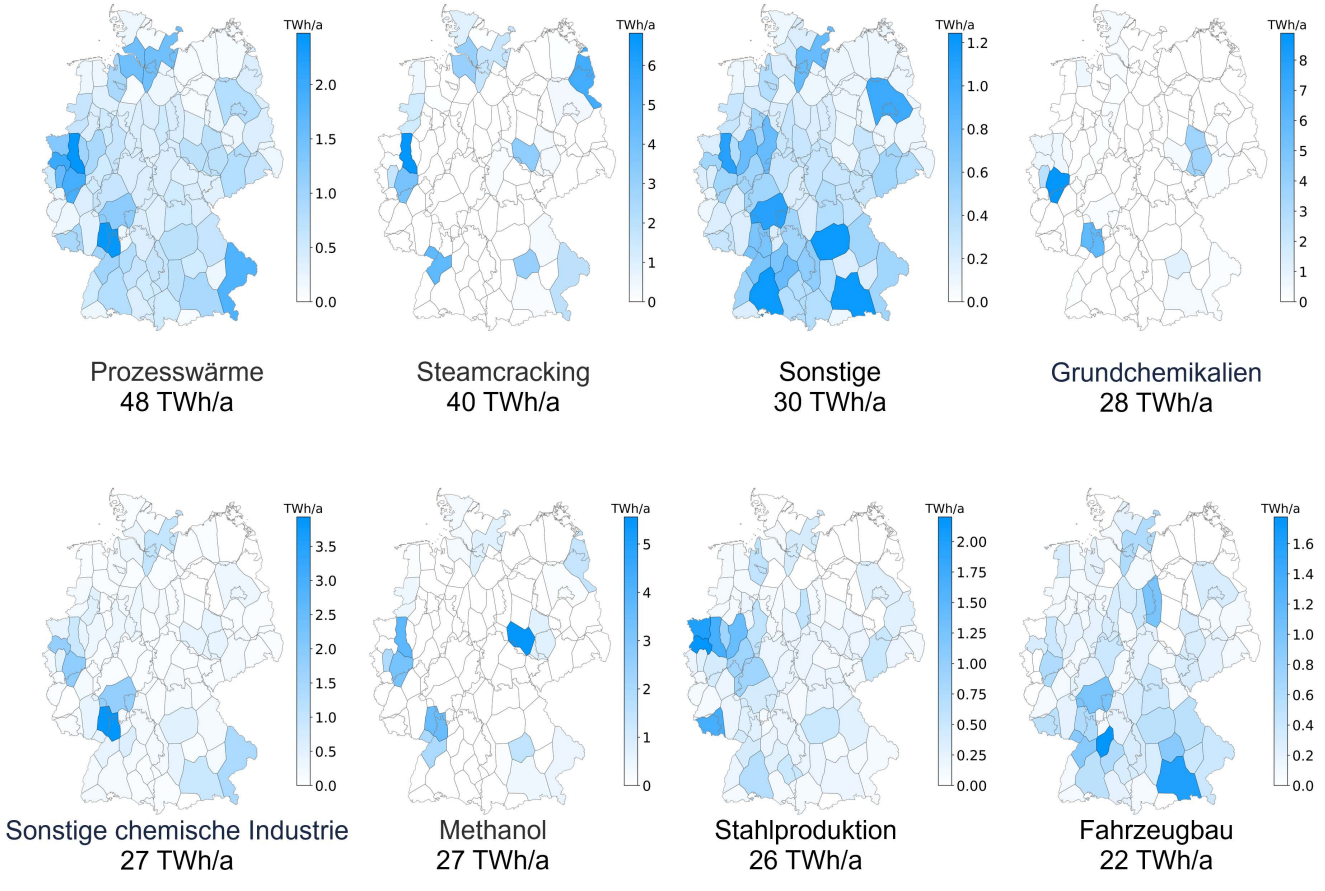


Abbildung A.19: Regionalisierte Stromnachfragen 2045 II nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

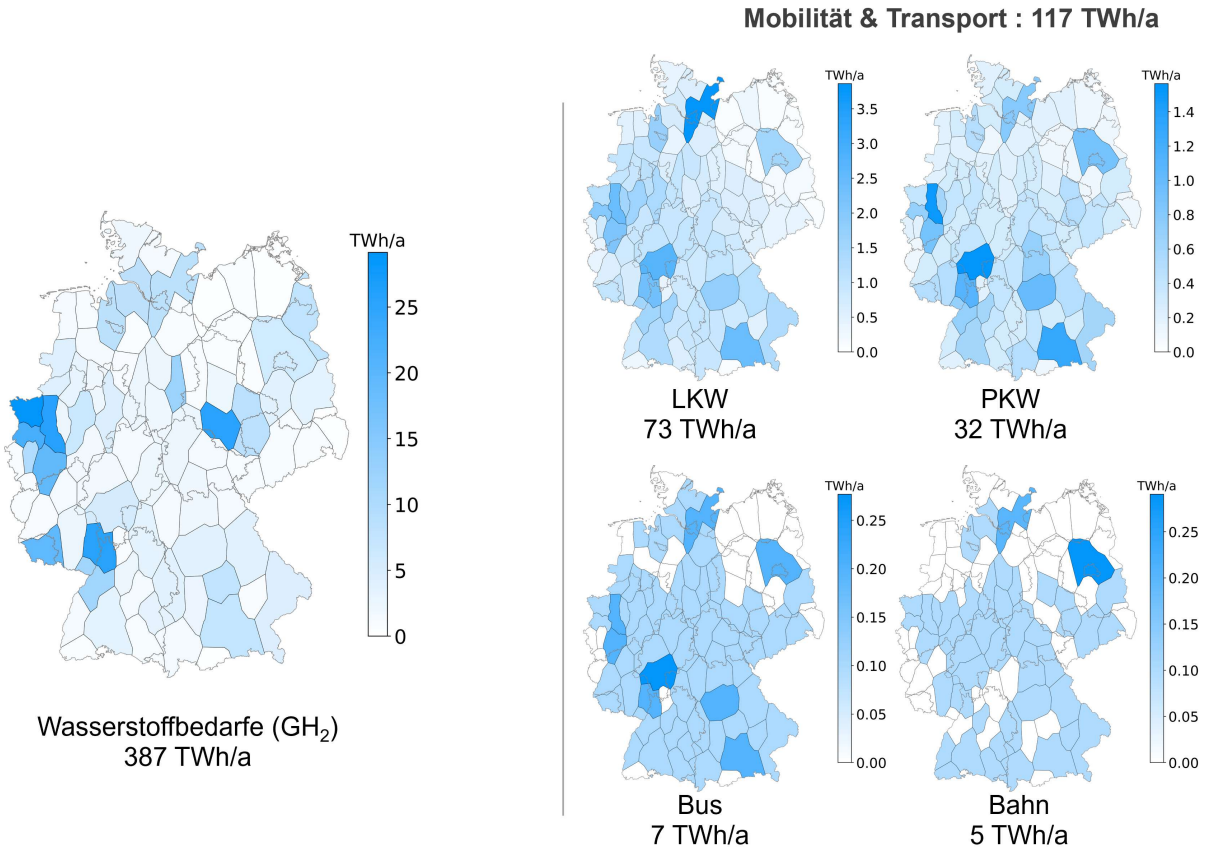


Abbildung A.20: Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 I nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

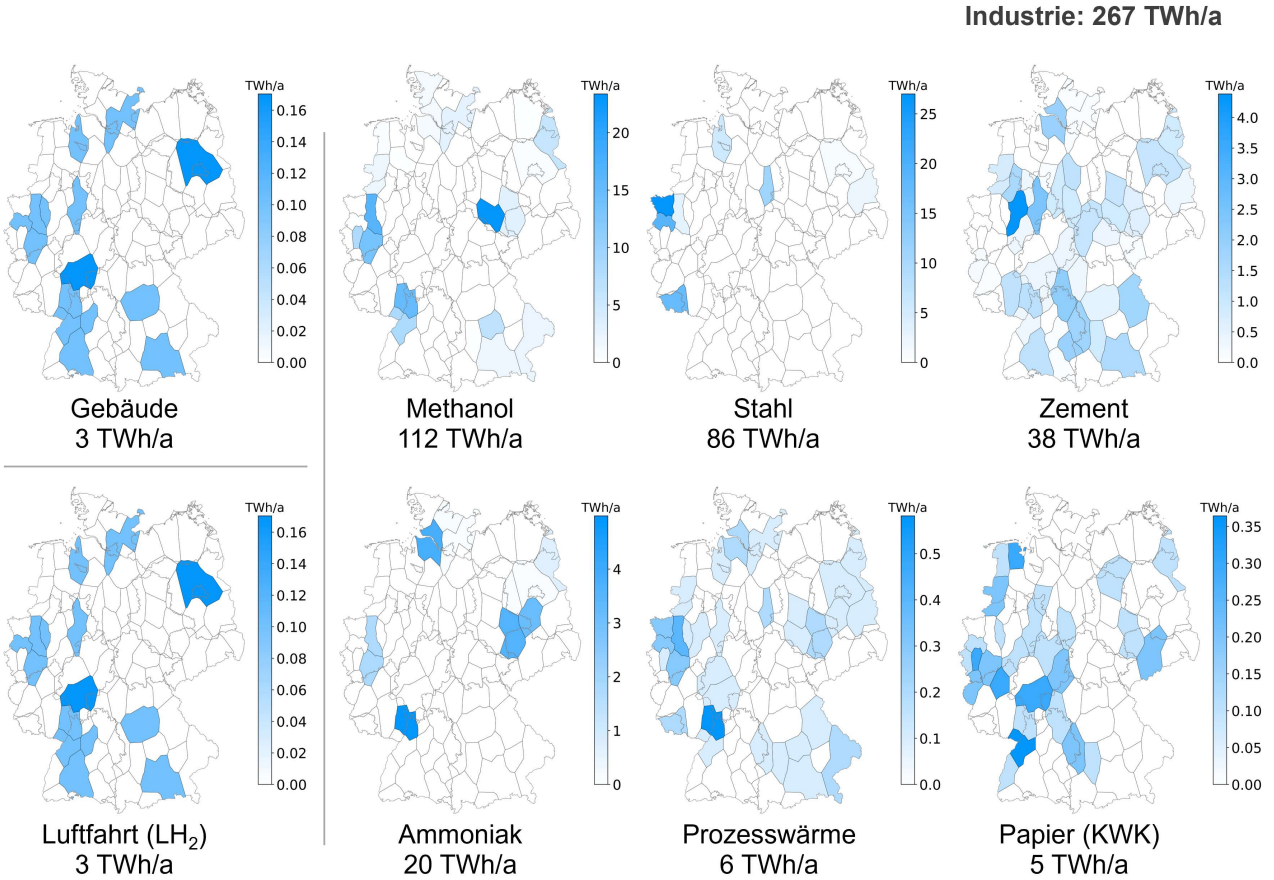


Abbildung A.21: Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 II nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

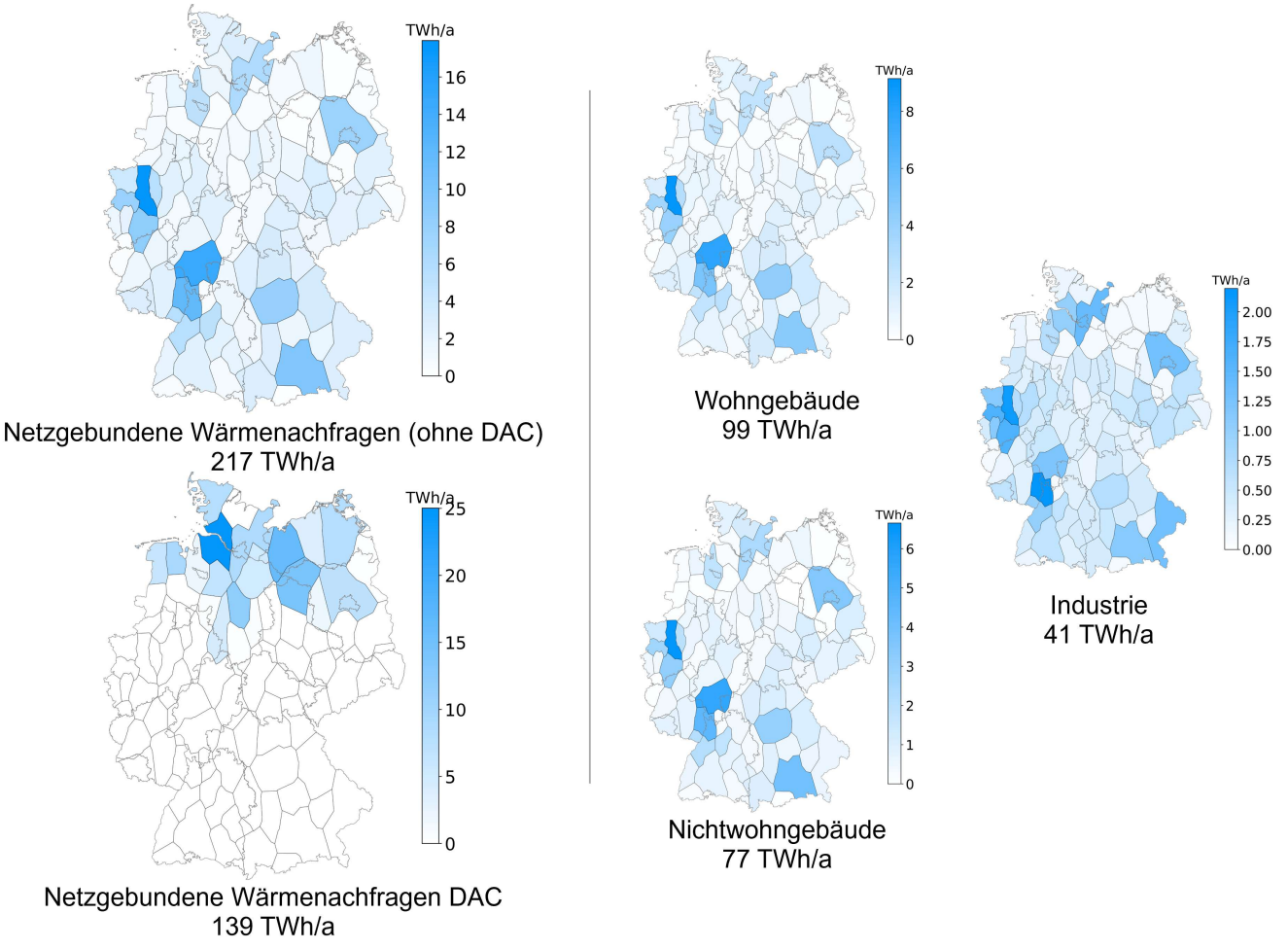


Abbildung A.22: Regionalisierte netzgebundene Wärmenachfragen 2045 nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

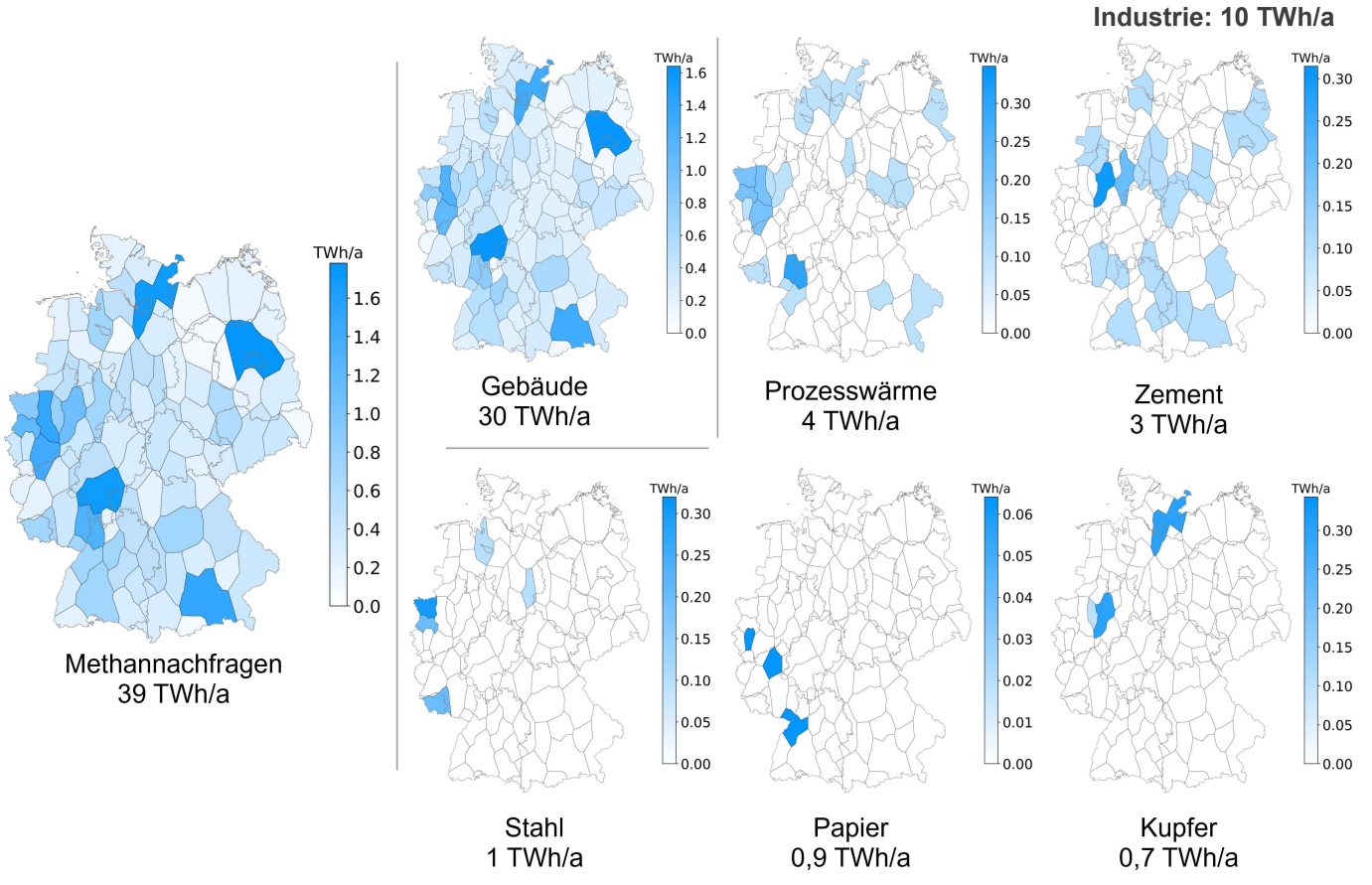


Abbildung A.23: Regionalisierte Methannachfragen 2045 nach den in dieser Arbeit entwickelten Verteilschlüsseln.

A.5.2 Regionalisierung der Endenergiebedarfe durch die Verteilschlüssel nach Groß (2023) [9]

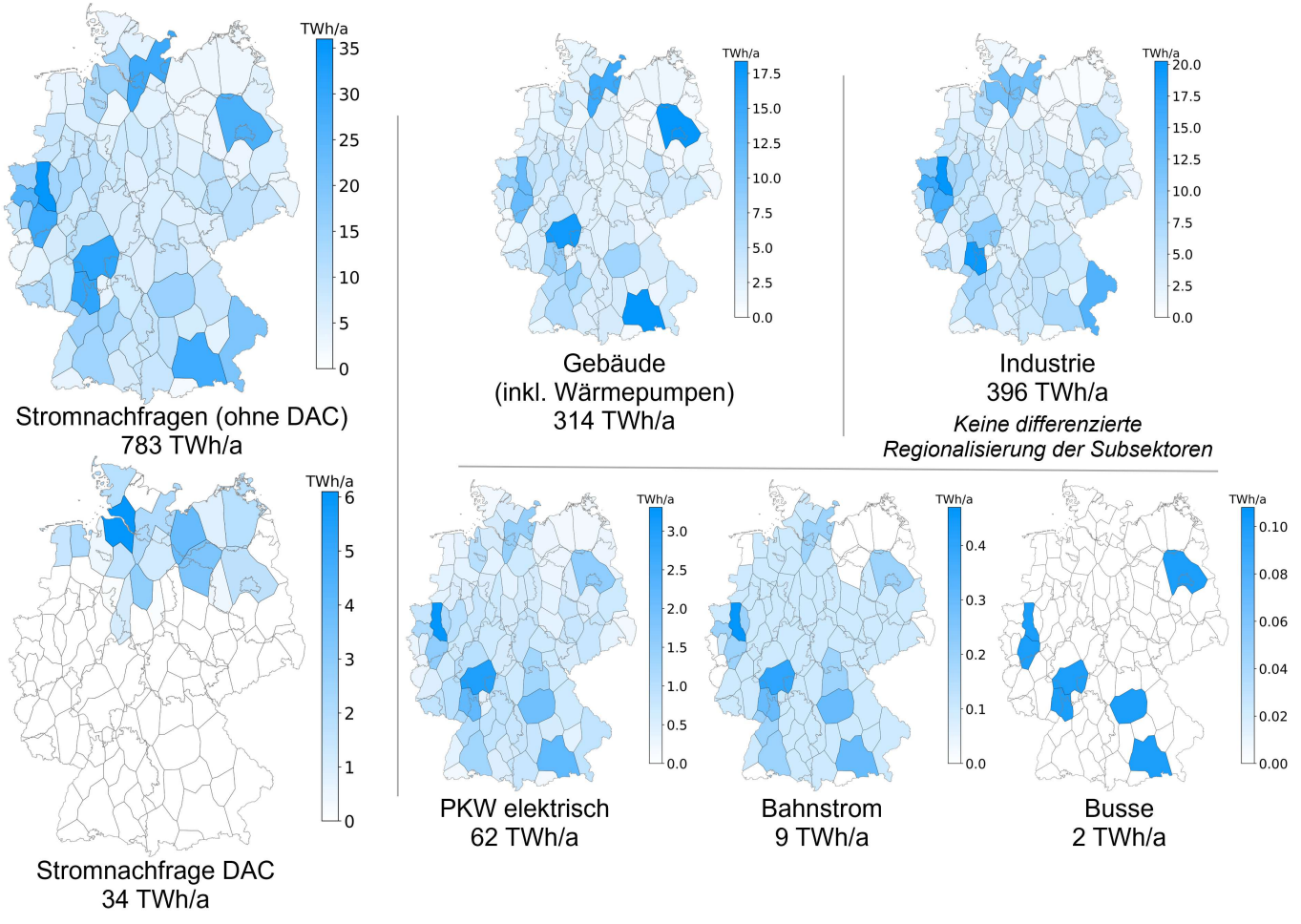


Abbildung A.24: Regionalisierte Stromnachfragen 2045 nach Verteilschlüsseln von Groß (2023) [9].

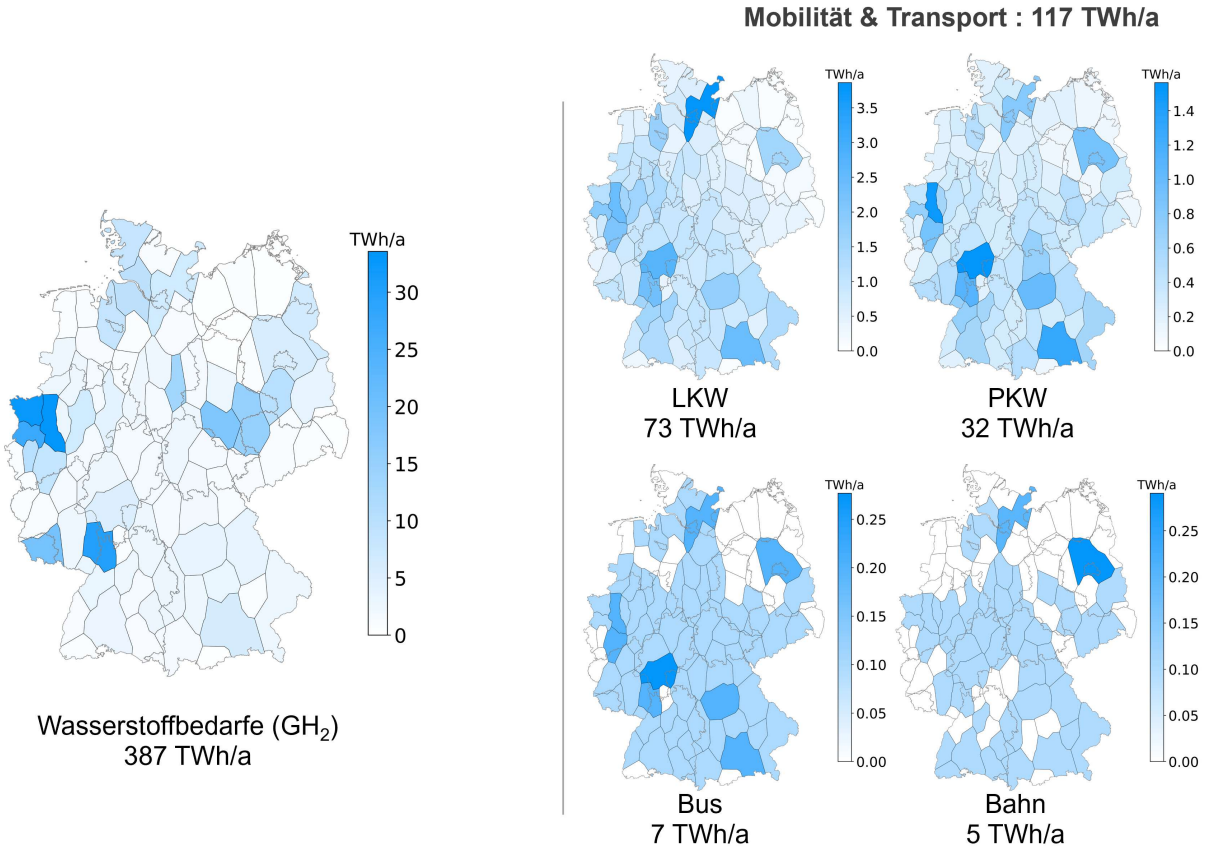


Abbildung A.25: Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 I nach Verteilschlüsseln von Groß (2023) [9].

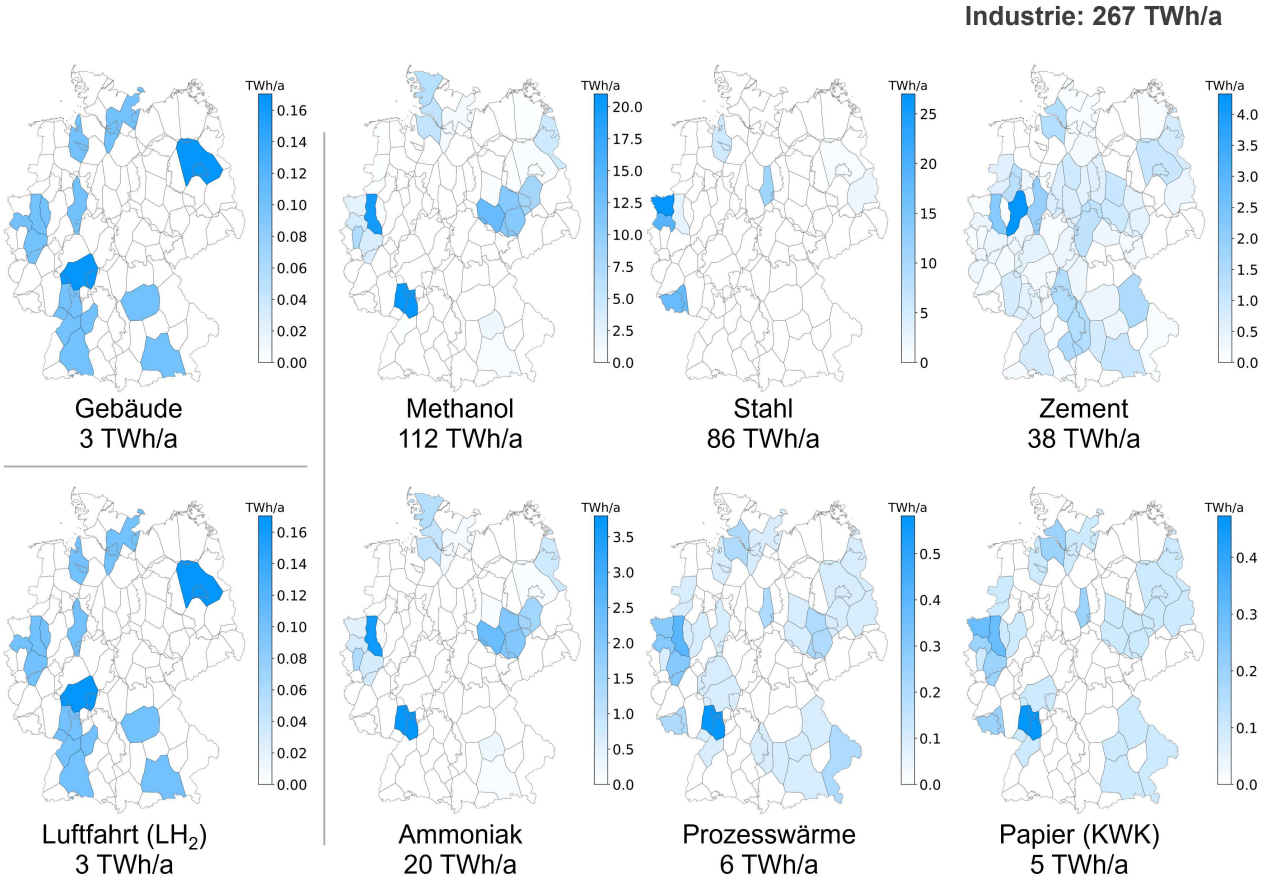


Abbildung A.26: Regionalisierte Wasserstoffnachfragen 2045 II nach Verteilschlüsseln von Groß (2023) [9].

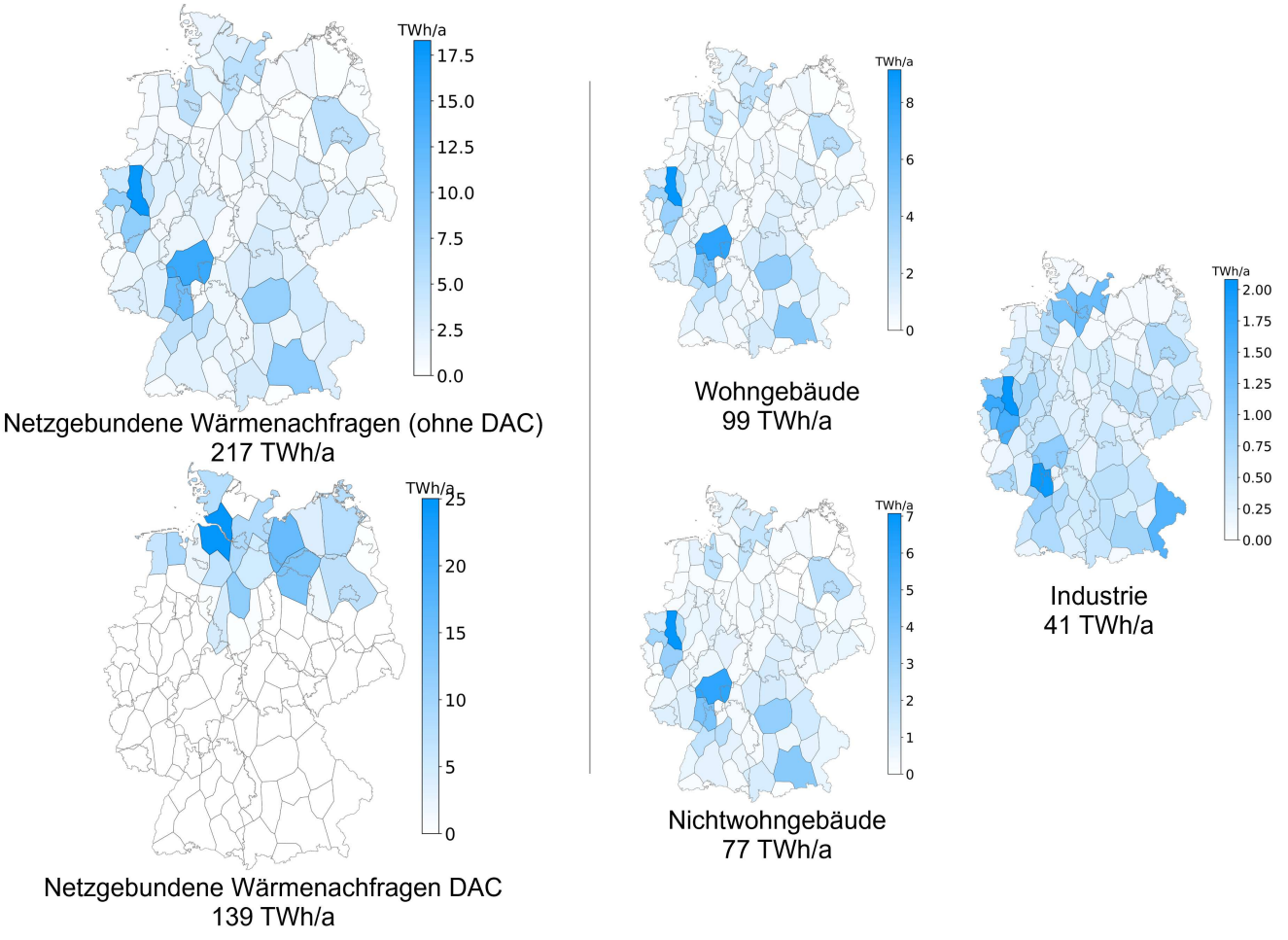


Abbildung A.27: Regionalisierte Netzgebundene Wärmenachfragen 2045 nach Verteilschlüsseln von Groß (2023) [9].

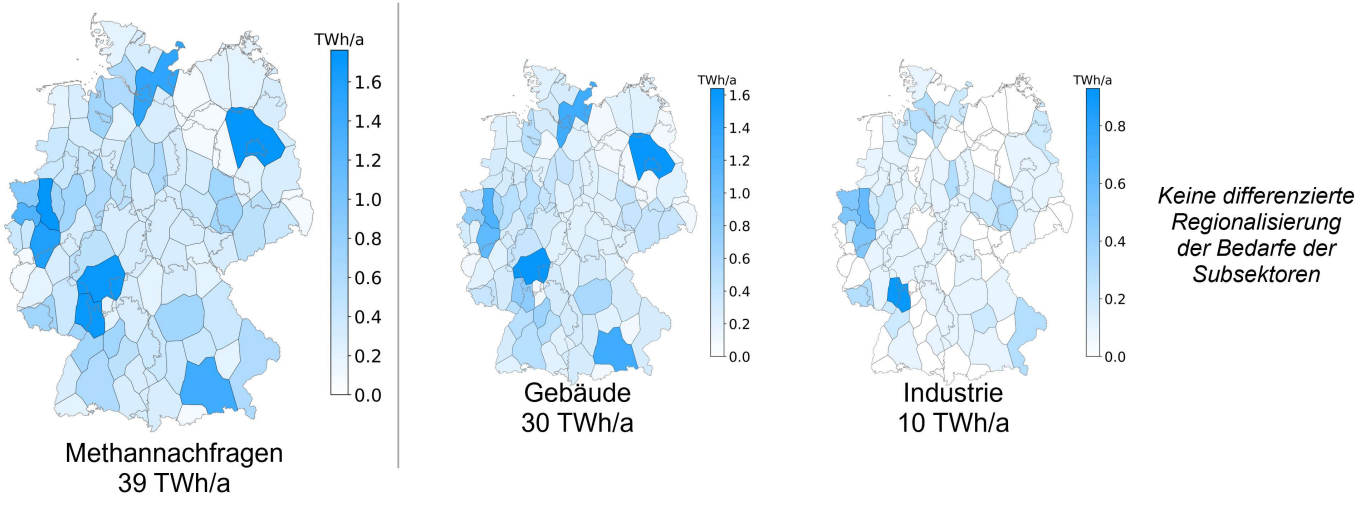
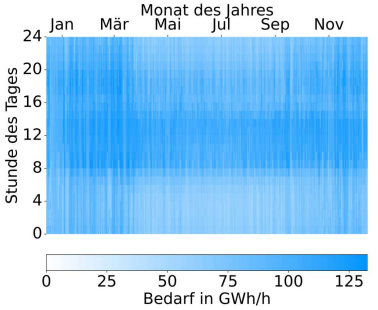
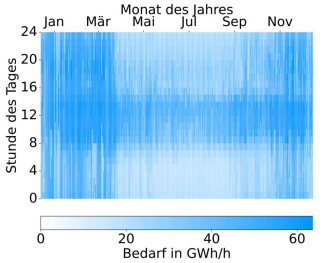


Abbildung A.28: Regionalisierte Methannachfragen 2045 nach Verteilschlüsseln von Groß (2023) [9].

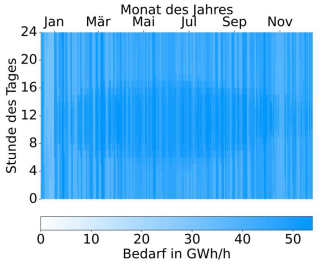
A.5.3 Nachfrageprofile der Endenergiebedarfe nach Stolten et al. (2022) [11]



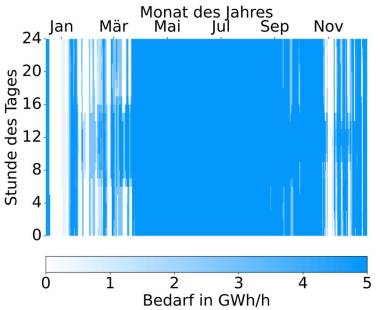
Stromnachfragen (ohne DAC)
783 TWh/a



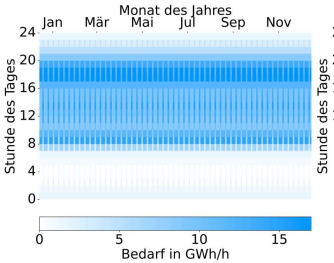
Gebäude (inkl.
Wärmepumpen)
314 TWh/a



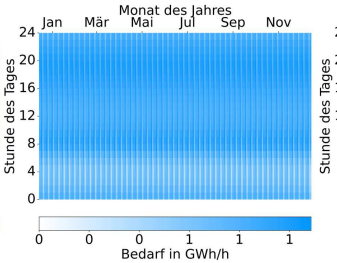
Industrie
396 TWh/a



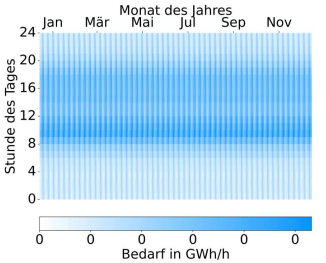
Stromnachfrage DAC
34 TWh/a



PKW elektrisch
62 TWh/a



Bahnstrom
9 TWh/a



Busse
2 TWh/a

Abbildung A.29: Profile der Stromnachfragen 2045 nach Stolten et al. (2022) [11].

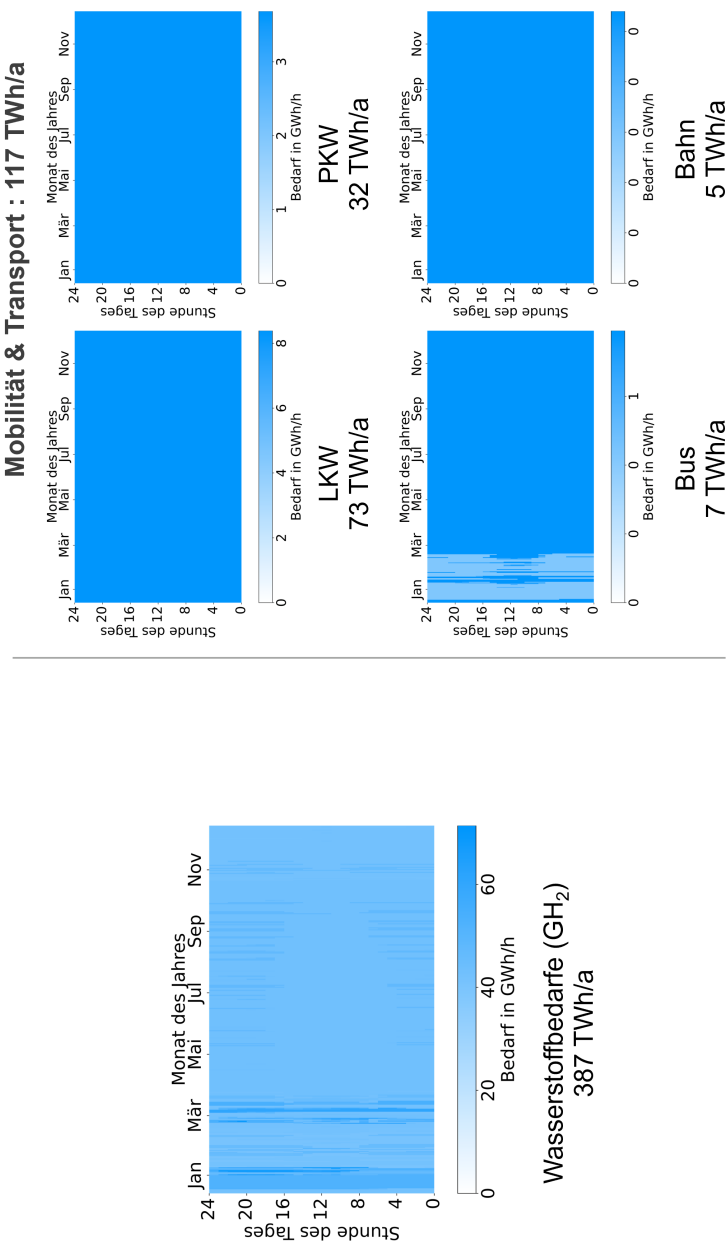


Abbildung A.30: Profile der Wasserstoffnachfragen 2045 I nach Stolten et al. (2022) [11].

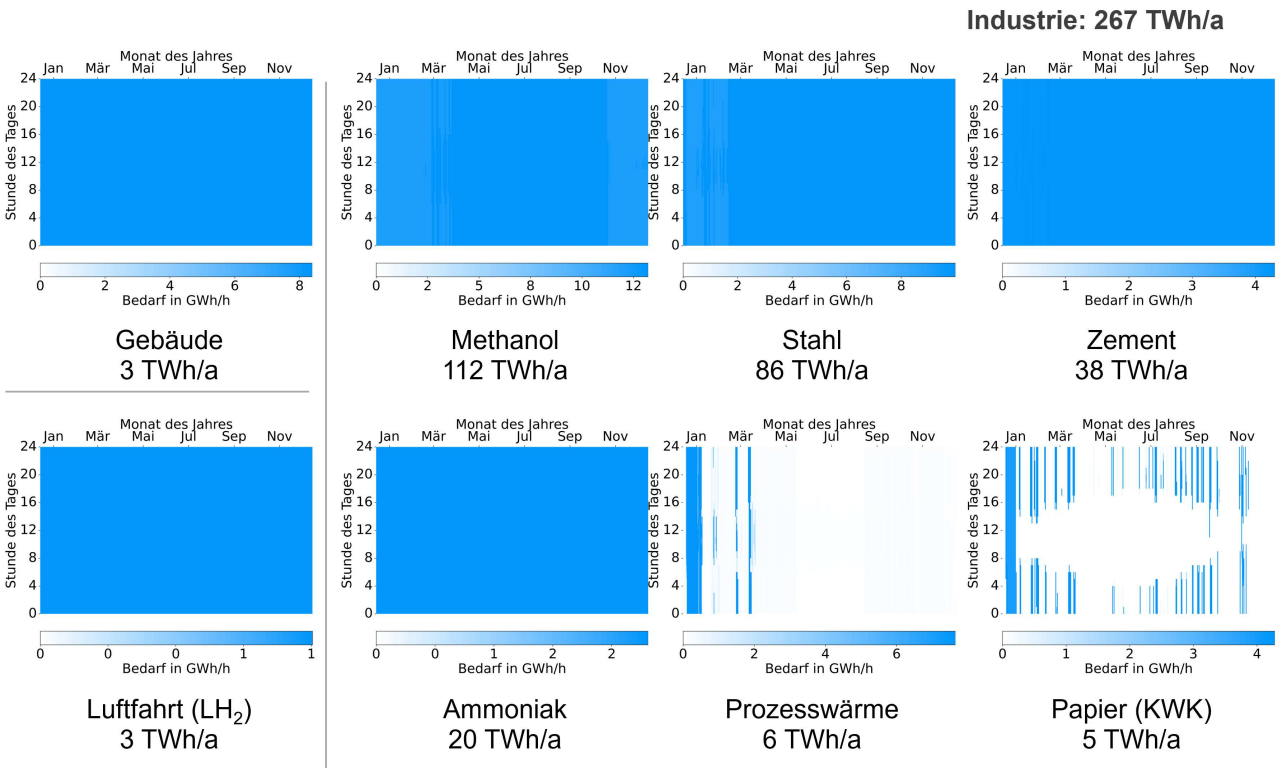


Abbildung A.31: Profile der Wasserstoffnachfragen 2045 II nach Stolten et al. (2022) [11].

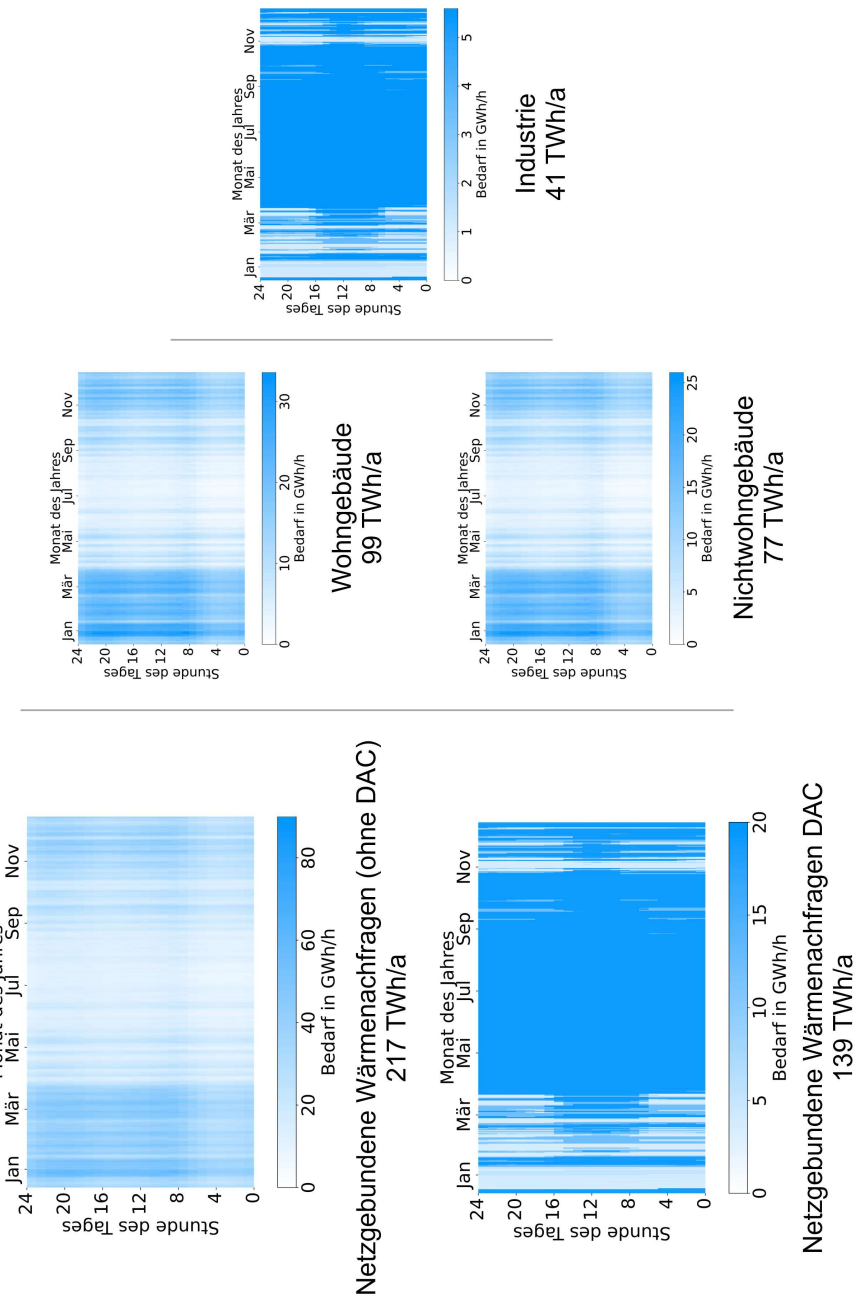


Abbildung A.32: Profile der Wärmenachfragen 2045 nach Stolten et al. (2022) [11].

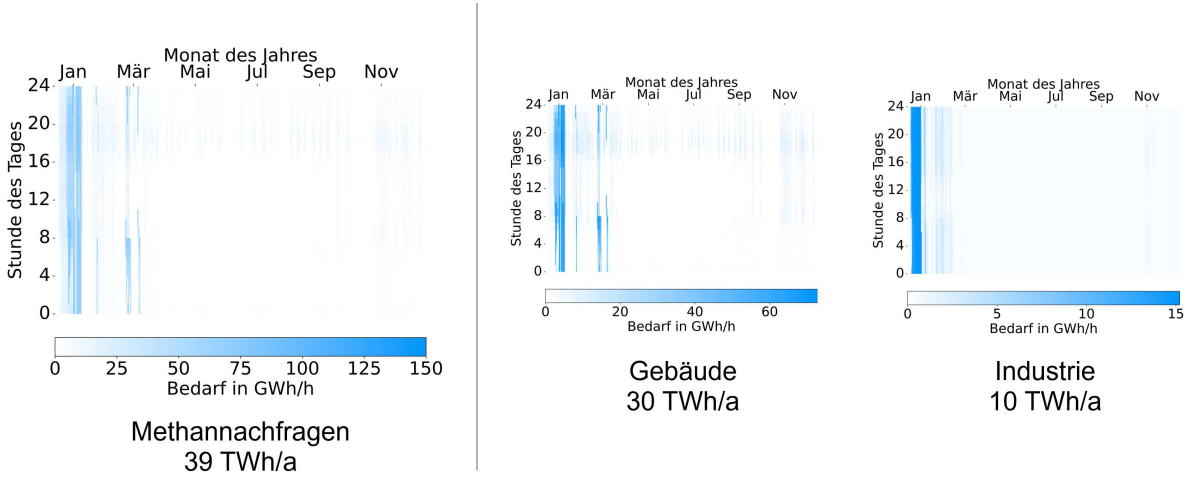
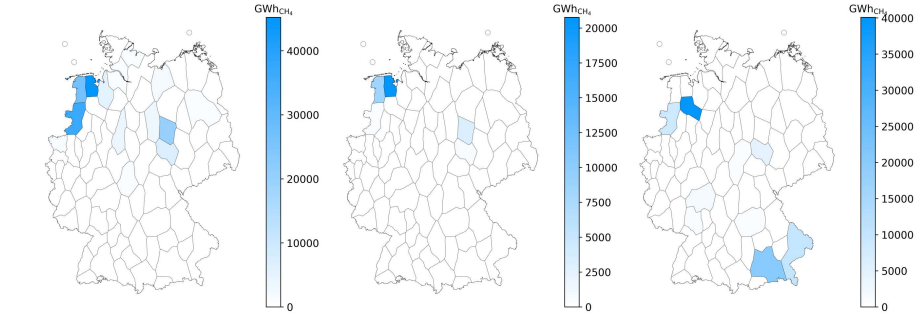


Abbildung A.33: Profile der Methannachfragen 2045 nach Stolten et al. (2022) [11].

A.6 Untergrundspeicher

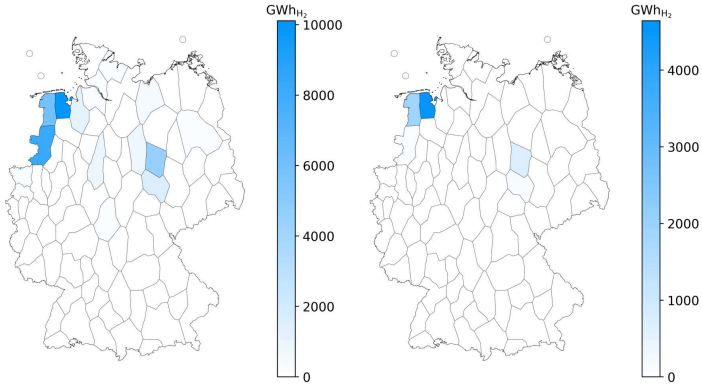


Salzkavernen (existierend)
Σ 158 TWh$_{CH4}$

Salzkavernen (geplant)
Σ 34 TWh$_{CH4}$

Porenspeicher (geplant)
Σ 89 TWh$_{CH4}$

Abbildung A.34: Räumliche Verteilung des Potenzials von Methan-Speicherkapazitäten (nach [9, 93]).



Salzkavernen (existierend)
Σ 35 TWh$_{H2}$

Salzkavernen (geplant)
Σ 7,6 TWh$_{H2}$

Abbildung A.35: Räumliche Verteilung des Potenzials von Wasserstoff-Speicherkapazitäten (nach [9, 93]).

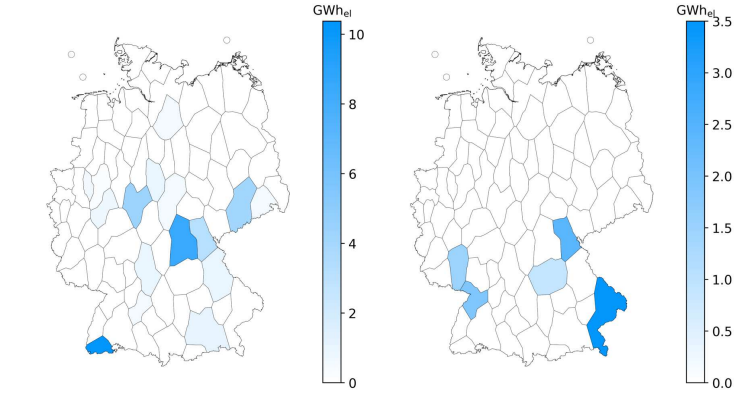


Abbildung A.36: Räumliche Verteilung des Potenzials von Pumpspeicherkraftwerkskapazitäten (nach [9, 93]).

Literaturverzeichnis

[1] IPCC. Summary for Policymakers. In Pörtner, H. O., Roberts, D. C., Tignor, M., Poloczanska, E. S., Mintenbeck, K., Alegría, A., Craig, M., Langsdorf, S., Löschke, S., Möller, V., Okem, A. und Rama, B. (Hrsg.), *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, S. In Press. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, USA, 2022. ISBN 9781009325844.

[2] United Nations Framework Convention on Climate Change. The Paris Agreement, 2015.

[3] Deutscher Bundestag. Bundes-Klimaschutzgesetz: KSG, 2021.

[4] Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N. und Ward, K. R. The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2):463–491, 2019.

[5] Abdin, Z., Zafaranloo, A., Rafiee, A., Mérida, W., Lipiński, W. und Khalilpour, K. R. Hydrogen as an energy vector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 120:109620, 2020.

[6] Andreola, S., Menos-Aikateriniadis, C., Paxton, A., Preißler, H., Miehling, H., Rehn, M., Sarsfield-Hall, R. und Unger, B. No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe, 2021. URL https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_02_EU_H2Grid/A-EW_203_No-regret-hydrogen_WEB.pdf.

[7] Stolten, D., Markewitz, P., Schöb, T., Kullmann, F., Kotzur, L. et al. New targets using old pathways? Strategies for a greenhouse gas neutral energy supply by 2045, 2021.

[8] Welder, L. *Optimizing Cross-linked Infrastructure for Future Energy Systems*. Dissertation, RWTH Aachen University, 2022.

[9] Groß, T. *Multiregionales Energiesystemmodell mit Fokus auf Infrastrukturen*. Dissertation, RWTH Aachen University, 2023.

[10] Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK) Techno-ökonomische Systemanalyse. ETHOS Model Suite, 2023. URL https://www.fz-juelich.de/de/iek/iek-3/leistungen/model-services.

[11] Stolten, D., Markewitz, P., Schöb, T., Kullmann, F., Risch, S., Groß, T., Hoffmann, M., Franzmann, D., Tobias, T., Kraus, S., Maier, R., Gillessen, B., Heinrichs, H., Pfugradt, N., Grube, T., Linssen, J. und Kotzur, L. Neue Ziele auf alten Wegen? Strategien für eine treibhausgasneutrale Energieversorgung bis zum Jahr 2045. Jülich, 2022.

[12] European Hydrogen Backbone. EHB initiative to provide insights on infrastructure development by 2030: EHB Infrastructure Maps Update July 2023, 2023. URL https://ehb.eu/files/downloads/EHB-initiative-to-provide-insights-on-infrastructure-development-by-2030.pdf.

[13] Busch, T., Groß, T., Linßen, J. und Stolten, D. The role of liquid hydrogen in integrated energy systems–A case study for Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(99):39408–39424, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923027222.

[14] Busch, T., Derichs, J., Klütz, T., Linßen, J. und Stolten, D. The hydrogen supply chain – a comprehensive literature review incorporating purity analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 164:149367, 2025. ISSN 0360-3199. doi:10.1016/j.ijhydene.2025.04.532.

[15] Reuß, M., Grube, T., Robinius, M. und Stolten, D. A hydrogen supply chain with spatial resolution: Comparative analysis of infrastructure technologies in Germany. *Applied Energy*, 247:438–453, 2019. URL http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919307111.

[16] Luca de Tena, D. und Pregger, T. Impact of electric vehicles on a future renewable energy-based power system in Europe with a focus on Germany. *International Journal of Energy Research*, 42(8):2670–2685, 2018.

[17] Rose, P. K. und Neumann, F. Hydrogen refueling station networks for heavy-duty vehicles in future power systems. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 83:102358, 2020.

[18] Robinius, M., Otto, A., Syranidis, K., Ryberg, D. S., Heuser, P., Welder, L., Grube, T., Markewitz, P., Tietze, V. und Stolten, D. Linking the Power and Transport Sectors—Part 2: Modelling a Sector Coupling Scenario for Germany. *Energies*, 10(7):957, 2017.

[19] Alazemi, J. und Andrews, J. Automotive hydrogen fuelling stations: An international review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 48:483–499, 2015.

[20] Cerniauskas, S., Grube, T., Praktiknjo, A., Stolten, D. und Robinius, M. Future Hydrogen Markets for Transportation and Industry: The Impact of CO2 Taxes. *Energies*, 12(24):4707, 2019. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/12/24/4707.

[21] van Hoecke, L., Laffineur, L., Campe, R., Perreault, P., Verbruggen, S. W. und Lenaerts, S. Challenges in the use of hydrogen for maritime applications. *Energy & Environmental Science*, 14(2):815–843, 2021.

[22] Atilhan, S., Park, S., El-Halwagi, M. M., Atilhan, M., Moore, M. und Nielsen, R. B. Green hydrogen as an alternative fuel for the shipping industry. *Current Opinion in Chemical Engineering*, 31:100668, 2021. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S221133982030071X.

[23] Hoelzen, J., Koenemann, L., Kistner, L., Schenke, F., Bensmann, A. und Hanke-Rauschenbach, R. H2-powered aviation – Design and economics of green LH2 supply for airports. *Energy Conversion and Management: X*, 20:100442, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174523000983.

[24] Choi, Y. und Lee, J. Estimation of Liquid Hydrogen Fuels in Aviation. *Aerospace*, 9(10):564, 2022.

[25] Schöb, T., Kullmann, F., Linßen, J. und Stolten, D. The role of hydrogen for a greenhouse gas-neutral Germany by 2045. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923022358.

[26] Wetzel, M., Gils, H. C. und Bertsch, V. Green energy carriers and energy sovereignty in a climate neutral European energy system. *Renewable Energy*, 210:591–603, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148123004639.

[27] Cao, Y., Yang, Y., Zhao, X. und Li, Q. A Review of Seasonal Hydrogen Storage Multi-Energy Systems Based on Temporal and Spatial Characteristics. *Journal of Renewable Materials*, 2023.

[28] Le, T. S., Nguyen, T. N., Bui, D.-K. und Ngo, T. D. Optimal sizing of renewable energy storage: A techno-economic analysis of hydrogen, battery and hybrid systems considering degradation and seasonal storage. *Applied Energy*, 336: 120817, 2023.

[29] Wan, L., Zhang, W. und Xu, Z. Overview of Key Technologies and Applications of Hydrogen Energy Storage in Integrated Energy Systems. In *12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference 2020*, S. 1–5. IEEE, 2020. ISBN 978-1-7281-5748-1.

[30] Schrotenboer, A. H., Veenstra, A. A., uit het Broek, M. A. und Ursavas, E. A Green Hydrogen Energy System: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 168:112744, 2022.

[31] Razmi, A. R., Alirahmi, S. M., Nabat, M. H., Assareh, E. und Shahbakhti, M. A green hydrogen energy storage concept based on parabolic trough collector and proton exchange membrane electrolyzer/fuel cell: Thermodynamic and exergoeconomic analyses with multi-objective optimization. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(62):26468–26489, 2022.

[32] Kullmann, F., Linßen, J. und Stolten, D. The role of hydrogen for the defossilization of the German chemical industry. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923019705.

[33] Kullmann, F., Markewitz, P., Kotzur, L. und Stolten, D. The value of recycling for low-carbon energy systems - A case study of Germany's energy transition. *Energy*, 256:124660, 2022. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222015638.

[34] Zhang, X., Jiao, K., Zhang, J. und Guo, Z. A review on low carbon emissions projects of steel industry in the World. *Journal of Cleaner Production*, 306: 127259, 2021.

[35] Öhman, A., Karakaya, E. und Urban, F. Enabling the transition to a fossil-free steel sector: The conditions for technology transfer for hydrogen-based steelmaking in Europe. *Energy Research & Social Science*, 84:102384, 2022.

[36] Arens, M., Worrell, E., Eichhammer, W., Hasanbeigi, A. und Zhang, Q. Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany. *Journal of Cleaner Production*, 163:84–98, 2017.

[37] Tang, J., Chu, M.-s., Li, F., Feng, C., Liu, Z.-g. und Zhou, Y.-s. Development and progress on hydrogen metallurgy. *International Journal of Minerals, Metallurgy and Materials*, 27(6):713–723, 2020.

[38] International Renewable Energy Agency und Ammonia Energy Association. Innovation Outlook: Renewable Ammonia. Abu Dhabi and Brooklyn % This file was created with Citavi 6.11.0.0, 2022.

[39] Kang, S., Boshell, F., Goeppert, A., Prakash, S. G., Landälv, I. und Saygin, D. Innovation Outlook: Renewable Methanol. Abu Dhabi, 2021. ISBN 9789292603205. URL https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jan/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf.

[40] Sollai, S., Porcu, A., Tola, V., Ferrara, F. und Pettinau, A. Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO2: A techno-economic assessment. *Journal of CO2 Utilization*, 68:102345, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982022004644.

[41] Karthik, N. K. Carbon Footprint Reduction in Ceramic Kilns: Which Role can Hydrogen Play in it? *CFI Ceramic Forum International*, 2022.

[42] Schut, C., Kamps, A.-M. und van Citters, C. Hydrogen Perspectiven for the Dutch Ceramic Industry Report - sept 2021, 2021.

[43] Zier, M., Pflugradt, N., Stenzel, P., Kotzur, L. und Stolten, D. Industrial decarbonization pathways: The example of the German glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 17:100336, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174522001593.

[44] Wulf, C. und Zapp, P. Analyzing the future potential of defossilizing industrial specialty glass production with hydrogen by LCA. *Procedia CIRP*, 105:666–671, 2022.

[45] Heiserman, D. L. *Exploring chemical elements and their compounds*. Tab Books, Blue Ridge Summit, PA, 1. ed., 2. print Auflage, 1992. ISBN 083063018X.

[46] Council of the EU und European Council. Fit for 55, 2023. URL https://www.consilium.europa.eu/en/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/.

[47] Europäische Kommission. Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa: COM/2020/301 final, 2020.

[48] Europäische Kommission. REPowerEU-Plan: COM/2022/230 final, 2022.

[49] State Aid, 2022. URL https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676.

[50] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz: Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes, 2023. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/klimaschutz/entwurf-eines-zweiten-gesetzes-zur-aenderung-des-bundes-klimaschutzgesetzes-stand-juni-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

[51] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die Nationale Wasserstoffstrategie, 2020.

[52] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie: NWS 2023, 2023. URL https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

[53] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. IPCEI Wasserstoff: Gemeinsam einen Europäischen Wasserstoffmarkt schaffen, 2023. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/ipcei-wasserstoff.html.

[54] van Rossum, R., Jens, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L. und Overgaag, M. European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries, 2022. URL https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf.

[55] Sensfuss, F., Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C., Kiefer, C., Pfluger, B., Kleinschmitt, C., Franke, K., Deac, G., Brugger, H., Fleiter, T., Rehfeldt, Matthias, Herbst, Andrea, Pia, M., Neuwirth, M., Wietschel, M., Gnann, T., Speth, D., Krail, M., Mellwig, P., Blöhmer, S.-b., Tersteegen, B., Maurer, C., Ladermann, A., Dröscher, T., Willemsen, S., Müller-Kirchenbauer, J., Giehl, J., Hilaire, M., Schöngart, S., Kurre, A., Hollnagel, J. und Mikulicz-Radecki, F., von. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien, 2021.

[56] Gas Connect Austria. SoutH2 Corridor, 11.08.2023. URL https://www.south2corridor.net/.

[57] bayernets. HyPipe Bavaria: The Hydrogen Hub, 05.10.2023. URL https://www.hypipe-bavaria.com/.

[58] Escribano, G. H2Med: impulsores y barreras geopolíticos y geoeconómicos para el hidrógeno en el Mediterráneo, 2021. URL

https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2021/09/policy-paper-escribano-h2-med-impulsores-barreras-geopoliticas-geoeconomicas-para-hidrogeno-en-mediterrane.pdf.

[59] CREOS, encevo und GRTgaz. Ein Grenzübergreifendes Wasserstoffnetz im Herzen Europas: mosaHYc, 2022. URL https://www.creos-net.de/fileadmin/dokumente/Creos_Deutschland_Gasnetz/Unternehmen/pdf/230522_final_mosaHYc.pdf.

[60] AquaDuctus. Hydrogen Infrastructure in the North Sea - AquaDuctus, 12.09.2023. URL https://aquaductus-offshore.de/.

[61] Rwe. Wasserstoff-Pipeline mit Equinor | Projektvorhaben von RWE, 2023. URL https://www.rwe.com/forschung-und-entwicklung/projektvorhaben/hydrogen-pipeline-in-der-nordsee/.

[62] GASCADE. Neue Wasserstoffpipeline Bornholm-Lubmin mit großen Ambitionen im Ostseeraum, 2023. URL https://www.gascade.de/presse/presseinformationen/pressemitteilung/neue-wasserstoffpipeline-bornholm-lubmin-mit-grossen-ambitionen-im-ostseeraum.

[63] European Hydrogen Backbone. Country Narratives, 2023. URL https://ehb.eu/page/country-specific-developments#germany-ontras-oge-and-gascade.

[64] RWE Generation SE und Open Grid Europe GmbH. H2ercules, 02.11.2023. URL https://www.h2ercules.com/.

[65] Nowega GmbH. GET H2 Nukleus, 02.11.2023. URL https://www.get-h2.de/geth2-nukleus/.

[66] European Hydrogen Backbone. Five hydrogen supply corridors for Europe in 2030, 2022. URL https://ehb.eu/files/downloads/EHB-Supply-corridor-presentation-Full-version.pdf.

[67] FNB Gas. Verfahren Netzentwicklungplan, 02.10.2023. URL https://fnb-gas.de/netzentwicklungsplaene/verfahren/.

[68] Bundesgesetzblatt. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), 7. Juli 2005.

[69] FNB Gas. Wasserstoffbericht: Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG, 2022. URL https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2022/08/2022-09-01_FNB-Gas_Wasserstoffbericht.pdf.

[70] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Fernleitungsnetzbetreiber veröffentlichen Planungsstand für deutschlandweites Wasserstoff-Kernnetz – Erster wichtiger Schritt für die künftige Wasserstoff-Infrastruktur, 06.10.2023. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/07/20230712-planungsstand-deutschlandweites-wasserstoff-kernetzes-fuer-kuenftige-wasserstoff-infrastruktur.html.

[71] Bundesnetzagentur. Wasserstoff - FAQ, 30.09.2023. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/FAQ/start.html.

[72] FNB Gas. Projektmeldungen WEB MoU (Anlage 2), 2021. URL https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/11/2021_11_25_Uebersicht-Projektmeldungen-Marktabfrage-WEB-und-gruene-Gase-nach-MoU-Stand-01.10.2021.xlsx.

[73] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. FAQ zum Wasserstoff-Kernnetz, 03.10.2023. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Wassertstoff-Kernnetz/faq-wasserstoff-kernnetz.html.

[74] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. Wasserstoff-Kernnetz, 30.01.2024. URL https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/.

[75] Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. Anlage 1: Projektübersicht für das Szenario zum Wasserstoff-Kernnetz (Stand 15.11.2023), 30.01.2024. URL https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/.

[76] dena. dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität: Gutachterberichte, 2021. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Landingpages/Leitstudie_II/Gutachten/211101_dena_DLS_alle_Gutachten_final.pdf.

[77] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 2020. URL https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB.pdf.

[78] BCG und BDI. Klimapfade 2.0: Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft, 2021.

[79] Luderer, G., Kost, C. und Dominika, S. Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045: Szenarien und Pfade im Modellvergleich, 2021. doi:10.48485/pik.2021.006.

[80] Sensfuß, F., Tersteegen, B. und Müller-Kirchenbauer, J. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Webinar Netze, 2022. URL https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/Consentec-TUBER_BMWK_LFS3_Webinar_Netze_T45_final_v2.pdf.

[81] Prognos. Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsszenarien, 2022.

[82] EWI. DIMENSION, 2023. URL https://www.ewi.uni-koeln.de/de/methoden/dimension/.

[83] Prognos, Öko-Institut und Wuppertal-Institut. Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann: Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende, 2021.

[84] Eggleston, H. S. (Hrsg.). *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*. Institute for Global Environmental Strategies, Hayama, Japan, 2006. ISBN 4887880324.

[85] Baumstark, L., Bauer, N., Benke, F., Bertram, C., Bi, S., Gong, C. C., Dietrich, J. P., Dirnaichner, A., Giannousakis, A., Hilaire, J., Klein, D., Koch, J., Leimbach, M., Levesque, A., Madeddu, S., Malik, A., Merfort, A., Merfort, L., Odenweller, A., Pehl, M., Pietzcker, R. C., Piontek, F., Rauner, S., Rodrigues, R., Rottoli, M., Schreyer, F., Schultes, A., Soergel, B., Soergel, D., Strefler, J., Ueckerdt, F., Kriegler, E. und Luderer, G. REMIND2.1: transformation and innovation dynamics of the energy-economic system within climate and sustainability limits. *Geoscientific Model Development*, 14(10):6571–6603, 2021.

[86] Tino Aboumahboub, Cornelia Auer, Nico Bauer, Lavinia Baumstark, Christoph Bertram, Stephen Bi, Jan Dietrich, Alois Dirnaichner, Anastasis Giannousakis, Markus Haller, Jerome Hilaire, David Klein, Johannes Koch, Alexander Körner, Elmar Kriegler, Marian Leimbach, Antoine Levesque, Alexander Lorenz, Gunnar Luderer, Sylvie Ludig, Michael Lüken, Aman Malik, Susanne Manger, Leon Merfort, Ioanna Mouratiadou, Michaja Pehl, Robert Pietzker, Franziska Piontek, Laura Popin, Sebastian Rauner, Renato Rodrigues, Niklas Roming, Marianna Rottoli, Eva Schmidt, Felix Schreyer, Anselm Schultes, Björn Sörgel, Jessica Strefler und Falko Ueckerdt. REMIND - REgional Model of INvestments and Development - Version 2.1.0, 2020. URL https://www.pik-potsdam.de/en/institute/departments/transformation-pathways/models/remind.

[87] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. REMod – Nationales Energiesystemmodell mit Fokus auf sektorübergreifende Systementwicklung - Fraunhofer ISE, 27.09.2023. URL https://www.ise.fraunhofer.de/de/geschaeftsfelder/leistungselektronik-netze-und-intelligente-systeme/energiesystemanalyse/energiesystemmodelle-am-fraunhofer-ise/remod.html.

[88] IER Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart. TIMES, 27.09.2023. URL https://www.ier.uni-stuttgart.de/forschung/modelle/times/.

[89] Korkmaz, P., Cunha Montenegro, R., Schmid, D., Blesl, M. und Fahl, U. On the Way to a Sustainable European Energy System: Setting Up an Integrated Assessment Toolbox with TIMES PanEU as the Key Component. *Energies*, 13(3):707, 2020.

[90] Fraunhofer ISI. enertile, 2023. URL https://enertile.eu/enertile-en/index.php.

[91] Sensfuß, F., Tersteegen, B. und Müller-Kirchenbauer, J. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland: Treibhausgasneutrale Szenarien T45. Überblickswebinar, 2022. URL https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3_T45_Szenarien_15_11_2022_final.pdf.

[92] Übertragungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,

2023. URL https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil1_7.pdf.

[93] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Marktstammdatenregister, 2023. URL https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Startseite/Kontakt.

[94] Übertragungsnetzbetreiber. Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, 2019. URL https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_1_Entwurf_Teil1.pdf.

[95] WGI und VGE. Die Gasnetzkarte, 2023.

[96] Risch, S., Maier, R., Du, J., Pflugradt, N., Stenzel, P., Kotzur, L. und Stolten, D. Potentials of Renewable Energy Sources in Germany and the Influence of Land Use Datasets. *Energies*, 15(15):5536, 2022.

[97] Fachagentur Windenergie an Land. Überblick – Abstandsempfehlungen und Vorgaben zur Ausweisung von Windenergiegebieten in den Bundesländern, 2023. URL https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Planung/FA_Wind_Abstandsempfehlungen_Aktualisierung_3-2023.pdf.

[98] European Environment Agency. CORINE Land Cover 2018 (raster 100 m), Europe, 6-yearly - version 2020_20u1, May 2020, 2020. URL https://sdi.eea.europa.eu/catalogue/copernicus/api/records/960998c1-1870-4e82-8051-6485205ebbac?language=all.

[99] Syranidou, C. *Integration of Renewable Energy Sources into the Future European Power System Using a Verified Dispatch Model with HighSpatiotemporal Resolution: Technoökonomische Systemanalyse*. Dissertation, Forschungszentrum Jülich GmbH Zentralbibliothek, Verlag and RWTH Aachen, Diss., 2019, 2020. URL https://juser.fz-juelich.de/record/884790.

[100] IEA. Energy Technology Perspectives 2020: Technology needs for net-zero emissions, 2020. URL https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020/technology-needs-for-net-zero-emissions.

[101] Fattahi, A., Sijm, J. und Faaij, A. A systemic approach to analyze integrated energy system modeling tools: A review of national models. *Renewable & sustainable energy reviews*, 133:110195, 2020. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304858.

[102] dena. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050. Ergebnisbericht und Handlungsempfehlungen, 2018. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf.

[103] dena. dena-Netzstudie III: Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem, 2022. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf.

[104] Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Integrierte Netzplanung NRW: Gemeinsam eine effiziente Energieinfrastruktur schaffen, 2023. URL https://www.wirtschaft.nrw/system/files/media/document/file/innep_vereinbarung_0.pdf.

[105] Neumann, F., Zeyen, E., Victoria, M. und Brown, T. The potential role of a hydrogen network in Europe. *Joule*, 0(0), 2023. URL https://www.cell.com/joule/fulltext/S2542-4351(23)00266-0.

[106] Gils, H. C., Gardian, H. und Schmugge, J. Interaction of hydrogen infrastructures with other sector coupling options towards a zero-emission energy system in Germany. *Renewable Energy*, 180:140–156, 2021. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121011769.

[107] Schaffert, J., Gils, H. C., Fette, M., Gardian, H., Brandstätt, C., Pregger, T., Brücken, N., Tali, E., Fiebrandt, M., Albus, R. und Burmeister, F. Integrating System and Operator Perspectives for the Evaluation of Power-to-Gas Plants in the Future German Energy System. *Energies*, 15(3):1174, 2022. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/15/3/1174.

[108] Husarek, D., Schmugge, J. und Niessen, S. Hydrogen supply chain scenarios for the decarbonisation of a German multi-modal energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(76):38008–38025, 2021. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921035217.

[109] vom Scheidt, F., Qu, J., Staudt, P., Mallapragada, D. S. und Weinhardt, C. Integrating hydrogen in single-price electricity systems: The effects of spatial economic signals. *Energy Policy*, 161:112727, 2022. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421521005930.

[110] Lux, B., Deac, G., Kiefer, C. P., Kleinschmitt, C., Bernath, C., Franke, K., Pfluger, B., Willemsen, S. und Sensfuß, F. The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany. *Energy Conversion and Management*, 270:116188, 2022.

[111] Göke, L., Kendziorski, M., Kemfert, C. und Hirschhausen, C., von. Accounting for spatiality of renewables and storage in transmission planning. *Energy Economics*, 113:106190, 2022.

[112] Metzger, M., Duckheim, M., Franken, M., Heger, H. J., Huber, M., Knittel, M., Kolster, T., Kueppers, M., Meier, C., Most, D., Paulus, S., Wyrwoll, L., Moser, A. und Niessen, S. Pathways toward a Decarbonized Future—Impact on Security of Supply and System Stability in a Sustainable German Energy System. *Energies*, 14(3):560, 2021.

[113] Helgesen, P. I. Top-down and Bottom-up: Combining energy system models and macroeconomic general equilibrium models, 2013. URL https://www.ntnu.no/documents/7414984/202064323/2013-12-11%2blinking%2bmodels_444.pdf.

[114] Chang, M., Thellufsen, J. Z., Zakeri, B., Pickering, B., Pfenninger, S., Lund, H. und Østergaard, P. A. Trends in tools and approaches for modelling the energy transition. *Applied Energy*, 290:116731, 2021.

[115] Raventós, O., Dengiz, T., Medjroubi, W., Unaichi, C., Bruckmeier, A. und Finck, R. Comparison of different methods of spatial disaggregation of electricity generation and consumption time series. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163:112186, 2022.

[116] Energie System Forschung. Projekt MODEX-NET: Verschiedene Modelle von Stromnetzen vergleichen, 09.10.2023. URL https://www.energiesystem-forschung.de/forschen/projekte/modex-net.

[117] Schönheit, D., Hladik, D., Hobbie, H. und Möst, D. ELMOD documentation: Modeling of flow-based market coupling and congestion management, 2020. URL https://www.econstor.eu/handle/10419/217278.

[118] Mueller, U. P., Wienholt, L., Kleinhans, D., Cussmann, I., Bunke, W.-D., Pleßmann, G. und Wendiggensen, J. The eGo grid model: An open source approach towards a model of German high and extra-high voltage power grids. *Journal of Physics: Conference Series*, 977:012003, 2018.

[119] Syranidou, C., Linssen, J., Stolten, D. und Robinius, M. Integration of Large-Scale Variable Renewable Energy Sources into the Future European Power System: On the Curtailment Challenge. *Energies*, 13(20):5490, 2020.

[120] Samweber, F., Köppl, S., Bogensperger, A., Müller, M., Estermann, T., Zeiselmair, A., Böing, F. und Bruckmeier, A. *Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen*. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, München, 2017. ISBN 9783941802377. URL https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2021/10/4_MONA_2030_Abschlussbericht_Teil_Einsatzreihenfolge.pdf.

[121] Alvarez, R., Moser, A. und Rahmann, C. A. Novel Methodology for Selecting Representative Operating Points for the TNEP. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3):2234–2242, 2017.

[122] Teuwsen, J. *Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems*. Dissertation, TU Dortmund, Dortmund, 2016.

[123] Heinrichs, H. U. *Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund*. Produktion und Energie / Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion u. Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung. KIT Scientific Publishing, Erscheinungsort nicht ermittelbar, 2013. ISBN 9783731501312. URL https://directory.doabooks.org/handle/20.500.12854/40802.

[124] Koch, M., Bauknecht, D., Heinemann, C., Ritter, D., Vogel, M. und Tröster, E. Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 39(1):1–17, 2015.

[125] Welder, L., Ryberg, D., Kotzur, L., Grube, T., Robinius, M. und Stolten, D. Spatio-temporal optimization of a future energy system for power-to-hydrogen applications in Germany. *Energy*, 158:1130–1149, 2018.

[126] Cerniauskas, S., Markewitz, P., Linßen, J., Kullmann, F., Groß, T., Lopion, P., Heuser, P.-M., Grube, T., Robinis, M. und Stolten, D. *Wissenschaftliche Begleitstudie der Wasserstoff Roadmap Nordrhein-Westfalen*, Band Band 535 von *Schriften des Forschungszentrums Jülich : [...], Reihe Energie & Umwelt*. Forschungszentrum Jülich GmbH, Zentralbibliothek, Verlag, Jülich, 2021. ISBN 978-3-95806-547-5.

[127] Brown, T., Hörsch, J. und Schlachtberger, D. PyPSA: Python for Power System Analysis. *Journal of Open Research Software*, 6, 2018.

[128] Horsch, J. und Brown, T. The role of spatial scale in joint optimisations of generation and transmission for European highly renewable scenarios. In *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 1–7. IEEE, 2017. ISBN 978-1-5090-5499-2.

[129] Okabe, A. *Spatial tessellations: Concepts and applications of Voronoi diagrams*. Wiley series in probability and statistics. Wiley, Chichester, 2nd ed. Auflage, 2000. ISBN 9780470317853. URL https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=470072.

[130] Deutsche Emissionshandelsstelle. Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2019, 2020. URL https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2019.html.

[131] Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Treibhausgasemissionen 2019, 2020. URL https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

[132] Cerniauskas, S. *Introduction Strategies for Hydrogen Infrastructure: Einführungsstrategien für Wasserstoff Infrastruktur*. Dissertation, RWTH Aachen University, Aachen, 2021.

[133] Gotzens, F., Gillessen, B., Burges, S., Hennings, W., Müller-Kirchenbauer, J., Seim, S., Verwiebe, P., Tobias, S., Jetter, F. und Limmer, T. DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen, 2020. URL https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/DemandRegio_Abschlussbericht.pdf.

[134] OpenStreetMap. Power networks/Germany/DB Energie, 2023. URL https://wiki.openstreetmap.org/wiki/Power_networks/Germany/DB_Energie.

[135] Gerhardt, N., Valov, B., Trost, T. und Degner, T. Bahnstrom Regenerativ - Analyse und Konzepte zur Erhöhung des Anteils der Regenerativen Energie des Bahnstroms, 2011. URL https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2016/08/Endbericht_Bahnstrom_Regenerativ_Fraunhofer_DB_Netze-IKEM_2011_10.pdf.

[136] Stephan, A., Hammer, S., Albrecht, A., Holfeld, M. und Körner, S. Machbarkeitsstudie zur Verknüpfung von Bahn- und Energieleitungsinfrastrukturen: Ergebnisbericht zu Los 2 „Technische Machbarkeit der Dezentralisierung des Bahnstromnetzes“, 2012.

[137] Eurostat. GISCO Airports 2013 Dataset, 2013. URL https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/gisco/geodata/reference-data/transport-networks.

[138] Eurostat. Fluggastverkehr nach den wichtigsten Flughäfen in den einzelnen Meldeländern, 2019. URL https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=avia_paoa&lang=de.

[139] AGFW. AGFW - Hauptbericht 2019, 2020.

[140] Geidl, M., Favre-Perrod, P., Klöckl, B. und Koeppel, G. A greenfield approach for future power systems. *cigre*, 2006.

[141] Hauk, C., Ulbig, A. und Moser, A. Integrated planning of grids and energy conversion units in municipal multi-energy carrier systems. *Energy Informatics*, 4(S3):1–12, 2021. URL https://energyinformatics.springeropen.com/articles/10.1186/s42162-021-00178-0.

[142] Lopion, P. M. *Modellgestützte Analyse kosteneffizienter CO2-Reduktionsstrategien*. Dissertation, RWTH Aachen University, 2020.

[143] Lopion, P., Markewitz, P., Robinius, M. und Stolten, D. A review of current challenges and trends in energy systems modeling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96:156–166, 2018.

[144] Criqui, P., Mima, S., Menanteau, P. und Kitous, A. Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the POLES model. *Technological Forecasting and Social Change*, 90:119–136, 2015. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162514001620.

[145] van Beeck, N. Classification of Energy Models. *Research Memorandum FEW*, 1999. URL https://research.tilburguniversity.edu/en/publications/classification-of-energy-models.

[146] Siedenburg, J. No Regrets Options. In Philander, S. G. (Hrsg.), *Encyclopedia of Global Warming & Climate Change*. SAGE Publications, Thousand Oaks, California, 2012. ISBN 9781452218564.

[147] Riemer, M., Zheng, L., Eckstein, J., Wietschel, M., Pieton, N. und Kunze, R. Future hydrogen demand: A cross-sectoral, global meta-analysis: HYPAT Working Paper 04/2022, 2022. URL https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2022/HYPAT%20WP_04_2022_Future%20hydrogen%20demand_V02.pdf.

[148] Wachsmuth, J., Aydemir, A., Döscher, H., Eckstein, J., Poganietz, W.-R., François, D. E. und Scheer, D. The potential of hydrogen for decarbonising EU industry: Panel for the Future of Science and Technology. Brussels, 2021. ISBN 9789284687213. URL https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/697199/EPRS_STU(2021)697199_EN.pdf.

[149] Europäische Kommission. Ein sauberer Planet für alle: Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft: COM(2018) 773 final, 2018. URL https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52018DC0773.

[150] McWilliams, B. und Zachmann, G. Navigating through hydrogen, 2021. URL https://www.bruegel.org/sites/default/files/wp_attachments/PC-08-2021_.pdf.

[151] Agora Industry und Agora Energiewende. 12 Insights on Hydrogen, 2021. URL https://www.stiftung-mercator.de/content/uploads/2021/11/A-EW_245_H2_Insights_WEB_V2.pdf.

[152] Nailis, D., Schlags, J. und Ritzau, M. Methodisches Vorgehen bei der Erstellung des Systementwicklungsplans SEP: Teil der dena – BET – Netzstudie III, 2021. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Gutachten_des_BET_zur_Methodik_des_SEP.pdf.

[153] International Organization for Standardization. ISO14687:2019 Hydrogen fuel quality — Product specification, 2019. URL https://www.iso.org/standard/69539.html.

[154] DVGW. Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G 260 (A): Gasbeschaffenheit, 2021.

[155] Dincer, I. und Zamfirescu, C. Sustainable hydrogen production options and the role of IAHE. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(21):16266–16286, 2012. doi:10.1016/j.ijhydene.2012.02.133.

[156] Dawood, F., Anda, M. und Shafiullah, G. M. Hydrogen production for energy: An overview. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(7):3847–3869, 2020. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.12.059.

[157] Safari, F. und Dincer, I. A review and comparative evaluation of thermochemical water splitting cycles for hydrogen production. *Energy Conversion and Management*, 205:112182, 2020. doi:10.1016/j.enconman.2019.112182.

[158] Ursua, A., Gandia, L. M. und Sanchis, P. Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends. *Proceedings of the IEEE*, 100 (2):410–426, 2012.

[159] Cox, K. E. (Hrsg.). *Hydrogen: Its technology and implications*. CRP-Pr, Cleveland, Ohio, 1977. ISBN 0849351219.

[160] Nikolaidis, P. und Poullikkas, A. A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:597–611, 2017. doi:10.1016/j.rser.2016.09.044.

[161] Lepage, T., Kammoun, M., Schmetz, Q. und Richel, A. Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*, 144:105920, 2021. doi:10.1016/j.biombioe.2020.105920.

[162] Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J. und Few, S. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(52):30470–30492, 2017. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

[163] Carmo, M., Fritz, D. L., Mergel, J. und Stolten, D. A comprehensive review on PEM water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(12): 4901–4934, 2013. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.01.151.

[164] Rashid, M. M., Al Mesfer, M. K., Naseem, H. und Danish, M. Hydrogen Production by Water Electrolysis: A Review of Alkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis: A Review ofAlkaline Water Electrolysis, PEM Water Electrolysis and High Temperature Water Electrolysis. *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, 4(3):80–93, 2015. URL https://www.ijeat.org/wp-content/uploads/papers/v4i3/C3749024315.pdf.

[165] Shiva Kumar, S. und Himabindu, V. Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3):442–454, 2019. doi:10.1016/j.mset.2019.03.002.

[166] Lehner, M., Tichler, R., Steinmüller, H. und Koppe, M. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Springer International Publishing, Cham, 2014. ISBN 978-3-319-03994-7.

[167] Kilner, J. A., Skinner, S. J., Irvine, S. J. und Edwards, P. P. *Functional materials for sustainable energy applications*. Elsevier, 2012.

[168] Bacquart, T., Arrhenius, K., Persijn, S., Rojo, A., Auprêtre, F., Gozlan, B., Moore, N., Morris, A., Fischer, A., Murugan, A., Bartlett, S., Doucet, G., Laridant, F., Gernot, E., Fernández, T. E., Gómez, C., Carré, M., Reals, G., de und Haloua, F. Hydrogen fuel quality from two main production processes: Steam methane reforming and proton exchange membrane water electrolysis. *Journal of Power Sources*, 444:227170, 2019. doi:10.1016/j.jpowsour.2019.227170.

[169] Acar, C. und Dincer, I. Comparative assessment of hydrogen production methods from renewable and non-renewable sources. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(1):1–12, 2014. doi:10.1016/j.ijhydene.2013.10.060.

[170] Haug, P., Kreitz, B., Koj, M. und Turek, T. Process modelling of an alkaline water electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(24):15689–15707, 2017. doi:10.1016/j.ijhydene.2017.05.031.

[171] Haug, P., Koj, M. und Turek, T. Influence of process conditions on gas purity in alkaline water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(15): 9406–9418, 2017. doi:10.1016/j.ijhydene.2016.12.111.

[172] Lubenau, U., Bültemeier, H., Marrune, C., Hüttenrauch, J. und Pietsch, P. H_2-Rein: H_2-Kurzstudie: Wasserstoffqualität in einem gesamtdeutschen Wasserstoffnetz, 2022. URL https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/220622_Finaler-Bericht_Kurzstudie_H2-Rein_veroeffentlicht.pdf.

[173] Speight, J. G. *Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes*. Gulf Professional Publishing, 2 Auflage, 2019.

[174] Navarro, R. M., Peña, M. A. und Fierro, J. L. G. Hydrogen production reactions from carbon feedstocks: fossil fuels and biomass. *Chemical reviews*, 107(10): 3952–3991, 2007.

[175] Brown, M., Murugan, A. und Foster, S. Hy4Heat (WP2) Hydrogen Purity & Colourant. Hydrogen Purity - Final Report. 1 Victoria Street, London SW1H 0ET, United Kingdom, 2019. URL https://www.hy4heat.info/.

[176] Rufford, T. E., Smart, S., Watson, G., Graham, B. F., Boxall, J., Da Diniz Costa, J. C. und May, E. F. The removal of CO2 and N2 from natural gas: A review of conventional and emerging process technologies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 94-95:123–154, 2012. doi:10.1016/j.petrol.2012.06.016.

[177] Du, Z., Liu, C., Zhai, J., Guo, X., Xiong, Y., Su, W. und He, G. A Review of Hydrogen Purification Technologies for Fuel Cell Vehicles. *Catalysts*, 11(3): 393, 2021.

[178] Luberti, M. und Ahn, H. Review of Polybed pressure swing adsorption for hydrogen purification. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(20):10911–10933, 2022. doi:10.1016/j.ijhydene.2022.01.147.

[179] GmbH, C. A. Caloric Customized Quality. Ferdinand-Porsche-Straße 3, D-82205 Gilching, Deutschland, 2023. URL https://www.caloric.com/de/.

[180] Golmakani, A., Fatemi, S. und Tamnanloo, J. Investigating PSA, VSA, and TSA methods in SMR unit of refineries for hydrogen production with fuel cell specification. *Separation and Purification Technology*, 176:73–91, 2017. doi:10.1016/j.seppur.2016.11.030.

[181] Ligen, Y., Vrubel, H. und Girault, H. Energy efficient hydrogen drying and purification for fuel cell vehicles. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (18):10639–10647, 2020. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920305176.

[182] Abdul Muin, N. A., Nwaha Isah, A., Asli, U. A., Sadikin, A. N., Norazahar, N., Kamaruddin, M. J., Hassim, M. H., Wai Shin, H. und Azman, N. R. A Short Review on Various Purification Techniques Suitable for Biohydrogen-Mixed Gases. *Journal of Energy and Safety Technology (JEST)*, 3(2), 2020.

[183] Bart, H.-J. und Gemmingen, U., von. Adsorption. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany, 2000. ISBN 3527306730.

[184] Sircar, S. und Golden, T. C. Purification of Hydrogen by Pressure Swing Adsorption. *Separation Science and Technology*, 35(5):667–687, 2000.

[185] Ritter, J. A. und Ebner, A. D. State–of–the–Art Adsorption and Membrane Separation Processes for Hydrogen Production in the Chemical and Petrochemical Industries. *Separation Science and Technology*, 42(6):1123–1193, 2007.

[186] Boll, W., Hochgesand, G., Higman, C., Supp, E., Kalteier, P., Müller, W.-D., Kriebel, M., Schlichting, H. und Tanz, H. Gas Production, 3. Gas Treating. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany, 2012. ISBN 3527306730.

[187] Omoniyi, O., Bacquart, T., Moore, N., Bartlett, S., Williams, K., Goddard, S., Lipscombe, B., Murugan, A. und Jones, D. Hydrogen Gas Quality for Gas Network Injection: State of the Art of Three Hydrogen Production Methods. *Processes*, 9(6):1056, 2021.

[188] Gupta, R. B. *Hydrogen fuel: Production, transport, and storage*. CRC Press, Boca Raton, 2009. ISBN 9781420045758.

[189] Nazir, H., Muthuswamy, N., Louis, C., Jose, S., Prakash, J., Buan, M. E., Flox, C., Chavan, S., Shi, X., Kauranen, P., Kallio, T., Maia, G., Tammeveski, K., Lymperopoulos, N., Carcadea, E., Veziroglu, E., Iranzo, A. und Kannan, A. M. Is the H2 economy realizable in the foreseeable future? Part II: H2 storage, transportation, and distribution. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (41):20693–20708, 2020. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920320966.

[190] Müller, K. Technologies for the Storage of Hydrogen Part 1: Hydrogen Storage in the Narrower Sense. *ChemBioEng Reviews*, 2019.

[191] Peschel, A. Industrial Perspective on Hydrogen Purification, Compression, Storage, and Distribution. *Fuel Cells*, 20(4):385–393, 2020.

[192] Pu, L., Yu, H., Dai, M., He, Y., Sun, R. und Yan, T. Research progress and application of high-pressure hydrogen and liquid hydrogen in storage and transportation. *Chinese Science Bulletin*, 67(19):2172–2191, 2022.

[193] Jens, J., Wang, A., van der Leun, K., Peters, D. und Buseman, M. Extending the European Hydrogen Backbone: A european hydrogen infrastructure vision covering 21 countries. Stadsplateau 15, 3521 AZ Utrecht, The Netherlands, 2021.

[194] IRENA. IRENA Global Trade Hydrogen 2022: Part II -Technology Review of Hydrogen Carriers. Abu Dhabi, 2022.

[195] Gerboni, R. Introduction to hydrogen transportation. In Gupta, R. B., Basile, A. und Veziroglu, T. N. (Hrsg.), *Compendium of Hydrogen Energy: Volume 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure*, Woodhead Publishing Series in Energy, S. 283–299. Elsevier, 2016. ISBN 9781782423621.

[196] Gondal, I. A. Hydrogen transportation by pipelines. In Gupta, R. B., Basile, A. und Veziroglu, T. N. (Hrsg.), *Compendium of Hydrogen Energy: Volume 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure*, Woodhead Publishing Series in Energy, S. 301–322. Elsevier, 2016. ISBN 9781782423621.

[197] Nowega GmbH. GET H2 TransHyDE, 2023. URL https://www.get-h2.de/get-h2-transhyde/.

[198] Moradi, R. und Groth, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(23):12254–12269, 2019. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.03.041.

[199] Nationaler Wasserstoffrat. Wasserstofftransport, 2021. URL https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2021-07-02_NWR-Grundlagenpapier_Wasserstofftransport.pdf.

[200] Barthelemy, H., Weber, M. und Barbier, F. Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(11):7254–7262, 2017.

[201] Hookham, M. J. F., Le Gendre, E., Coulpier, C., Carré, M., Morris, A. S. O., Moore, N., Hristova, Y. und Bacquart, T. Impact of Hydrogen Liquefaction on Hydrogen Fuel Quality for Transport Applications (ISO-14687:2019). *Processes*, 10(9):1697, 2022. URL https://www.mdpi.com/2227-9717/10/9/1697.

[202] Schütz, J., Kröger, K. und van Almsick, T. H2 im Netz. Voruntersuchungen zu Gasbeschaffenheitsaspekten bei Transport und Verteilung von Wasserstoff mit Hilfe der bestehenden Erdgasinfrastruktur: Kurzfassung, 2021.

[203] Aziz, M. Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety. *Energies*, 14(18):5917, 2021.

[204] Heuser, P.-M., Ryberg, D. S., Grube, T., Robinius, M. und Stolten, D. Techno-economic analysis of a potential energy trading link between Patagonia and Japan based on CO2 free hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(25):12733–12747, 2019. doi:10.1016/j.ijhydene.2018.12.156.

[205] Tietze, V., Luhr, S. und Stolten, D. Bulk Storage Vessels for Compressed and Liquid Hydrogen. In Stolten, D. und Emonts, B. (Hrsg.), *Hydrogen Science and Engineering*, S. 659–690. Wiley-VCH, Weinheim, 2016. ISBN 9783527674268.

[206] Aasadnia, M. und Mehrpooya, M. Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review. *Applied Energy*, 212:57–83, 2018. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.033.

[207] Bracha, M., Lorenz, G., Patzelt, A. und Wanner, M. Large-scale hydrogen liquefaction in Germany. *International Journal of Hydrogen Energy*, 19(1):53–59, 1994.

[208] Godula-Jopek, A., Wellnitz, J. und Jehle, W. (Hrsg.). *Hydrogen storage technologies: New materials, transport, and infrastructure*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, 2012. ISBN 9783527649921.

[209] Léon, A. Hydrogen Storage. In Léon, A. (Hrsg.), *Hydrogen technology: Mobile and portable applications*, Green energy and technology, S. 81–128. Springer, Berlin and Heidelberg, 2008. ISBN 9783540790273.

[210] Al Ghafri, S. Z., Munro, S., Cardella, U., Funke, T., Notardonato, W., Trusler, J. P. M., Leachman, J., Span, R., Kamiya, S., Pearce, G., Swanger, A., Rodriguez, E. D., Bajada, P., Jiao, F., Peng, K., Siahvashi, A., Johns, M. L. und May, E. F. Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities. *Energy & Environmental Science*, 15(7):2690–2731, 2022. URL https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/ee/d2ee00099g.

[211] Stolzenburg, K. und Mubbala, R. Hydrogen Liquefaction Report: Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen (IDEALHY), 2013. URL https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_D3-16_Liquefaction_Report_web.pdf.

[212] Gupta, R. B., Basile, A. und Veziroglu, T. N. (Hrsg.). *Compendium of Hydrogen Energy: Volume 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure*, Band 84 von *Woodhead Publishing Series in Energy*. Elsevier, 2016. ISBN 9781782423621.

[213] Usman, M. R. Hydrogen storage methods: Review and current status. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167:112743, 2022. doi:10.1016/j.rser.2022.112743.

[214] Otto, M., Chagoya, K. L., Blair, R. G., Hick, S. M. und Kapat, J. S. Optimal hydrogen carrier: Holistic evaluation of hydrogen storage and transportation concepts for power generation, aviation, and transportation. *Journal of Energy Storage*, 55:105714, 2022. doi:10.1016/j.est.2022.105714.

[215] Crotogino, F. Large-scale hydrogen storage. In *Storing Energy*, S. 613–632. Elsevier, 2022. ISBN 9780128245101.

[216] Londe, L. F. Four Ways to Store Large Quantities of Hydrogen. In *Day 2 Tue, November 16, 2021*. SPE, 11152021.

[217] Tarkowski, R. und Uliasz-Misiak, B. Towards underground hydrogen storage: A review of barriers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 162:112451, 2022. doi:10.1016/j.rser.2022.112451.

[218] Warnecke, M. und Röhling, S. Underground hydrogen storage – Status quo. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*, 172(4):641–659, 2021.

[219] Geozentrum Hannover. Kavernen - die unsichtbaren Energiespeicher. Niedersachsen, 2017. URL https://www.lbeg.niedersachsen.de/download/54376/Kavernen_die_unsichtbaren_Energiespeicher_2017_.pdf.

[220] Portarapillo, M. und Di Benedetto, A. Risk Assessment of the Large-Scale Hydrogen Storage in Salt Caverns. *Energies*, 14(10):2856, 2021.

[221] Panfilov, M. Underground and pipeline hydrogen storage. In Gupta, R. B., Basile, A. und Veziroglu, T. N. (Hrsg.), *Compendium of Hydrogen Energy: Volume 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure*, Woodhead Publishing Series in Energy, S. 91–115. Elsevier, 2016. ISBN 9781782423621.

[222] Dopffel, N., Jansen, S. und Gerritse, J. Microbial side effects of underground hydrogen storage – Knowledge gaps, risks and opportunities for successful implementation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(12):8594–8606, 2021. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.12.058.

[223] Linde Hydrogen. Storing Hydrogen in Underground Salt Caverns: Pioneering the underground hydrogen scene, 2021. URL https://wwwww.lindehydrogen.com/technology/hydrogen-storage.

[224] DLR - Institut für Vernetzte Energiesysteme. Forschungsprojekt HyCavMobil: Untersuchung von Salzkavernen als potenziellen Speicherort für Wasserstoff, 2019. URL https://www.dlr.de/ve/desktopdefault.aspx/tabid-13776/23923_read-57990/.

[225] Takach, M., Sarajlić, M., Peters, D., Kroener, M., Schuldt, F. und Maydell, K., von. Review of Hydrogen Production Techniques from Water Using Renewable Energy Sources and Its Storage in Salt Caverns. *Energies*, 15(4):1415, 2022.

[226] Häussinger, P., Lohmüller, R. und Watson, A. M. Hydrogen, 6. Uses. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany, 2000. ISBN 3527306730.

[227] Barbir, F. PEM Fuel Cells. In Sammes, N. (Hrsg.), *Fuel Cell Technology*, Engineering Materials and Processes (EMP), S. 27–51. Springer London, London, 2006. ISBN 978-1-85233-974-6. URL https://link.springer.com/chapter/10.1007/1-84628-207-1_2.

[228] Agert, C., Brand, U., Deniz, Ö., Dyck, A., Ehrenberger, S., Gils, H. C., Gomez Trillos, J. C., Jacobs, N., Junne, T., Kallo, J., Kröner, M., Kutne, P., Lorenz, T., Pregger, T. und Riedel, U. Wasserstoff als ein Fundament der Energiewende: Teil 2: Sektorenkopplung und Wasserstoff: Zwei Seiten der gleichen Medaille. Carl-von-Ossietzky-Straße 15, 26129 Oldenburg, 2020.

[229] Agora Industrie und FutureCamp. Power-2-Heat: Erdgaseinsparung und Klimaschutz in der Industrie. Anna-Louisa-Karsch-Straße 2, 10178 Berlin, 2022.

[230] IN4climate.NRW. Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie: Impulspapier der Initiative IN4climate.NRW, 2022.

[231] Liu, W., Zuo, H., Wang, J., Xue, Q., Ren, B. und Yang, F. The production and application of hydrogen in steel industry. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(17):10548–10569, 2021. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.12.123.

[232] Islami, B., Giese, A., Biebl, M., Fleischmann, B., Overath, J. und Nelles, C. Wasserstoffnutzung in der Glasindustrie als Möglichkeit zur Reduzierung von CO2-Emissionen und des Einsatzes erneuerbarer Gase: Untersuchung der Auswirkungen auf den Glasherstellungsprozess und Analyse der Potenziale in NRW (Akronym: HyGlass). Essen and Düsseldorf, 2022.

[233] Zier, M., Stenzel, P., Kotzur, L. und Stolten, D. A review of decarbonization options for the glass industry. *Energy Conversion and Management: X*, 10: 100083, 2021. doi:10.1016/j.ecmx.2021.100083.

[234] Aziz, M., Wijayanta, A. T. und Nandiyanto, A. B. D. Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. *Energies*, 13(12):3062, 2020.

[235] Appl, M. Ammonia, 2. Production Processes. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany, 2000. ISBN 3527306730.

[236] Klerk, A., de und Maitlis, P. M. (Hrsg.). *Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks*. Wiley-VCH, Weinheim Germany, 2013. ISBN 978-3-527-65686-8.

[237] Attari Moghaddam, A. und Krewer, U. Poisoning of Ammonia Synthesis Catalyst Considering Off-Design Feed Compositions. *Catalysts*, 10(11):1225, 2020.

[238] Bañares-Alcántara, R., Dericks, G., Fiaschetti, M., Grünewald, P., Masa Lopez, J., Tsang, E., Yang, A., Ye, L. und Zhao, S. Analysis of Islanded Ammonia-based Energy Storage Systems, 2015. URL https://eng.ox.ac.uk/media/11082/ammonia-based_ess.pdf.

[239] Lembeck, M. Verfahren zum Gewinnen von Ammoniak: Patent DE4334257A1, 1993. URL https://patents.google.com/patent/DE4334257A1/de.

[240] Grundt, T. Hydrogen by water electrolysis as basis for small scale ammonia production. A comparison with hydrocarbon based technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, 7(3):247–257, 1982.

[241] Lee, K., Liu, X., Vyawahare, P., Sun, P., Elgowainy, A. und Wang, M. Techno-economic performances and life cycle greenhouse gas emissions of various ammonia production pathways including conventional, carbon-capturing, nuclear-powered, and renewable production. *Green Chemistry*, 24(12):4830–4844, 2022. doi:10.1039/d2gc00843b.

[242] Cordero-Lanzac, T., Ramirez, A., Navajas, A., Gevers, L., Brunialti, S., Gandía, L. M., Aguayo, A. T., Mani Sarathy, S. und Gascon, J. A techno-economic and life cycle assessment for the production of green methanol from CO2: catalyst and process bottlenecks. *Journal of Energy Chemistry*, 68:255–266, 2022. doi:10.1016/j.jechem.2021.09.045.

[243] Ott, J., Gronemann, V., Pontzen, F., Fiedler, E., Grossmann, G., Kersebohm, D. B., Weiss, G. und Witte, C. Methanol. In *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, Weinheim, Germany, 2000. ISBN 3527306730.

[244] Bozzano, G. und Manenti, F. Efficient methanol synthesis: Perspectives, technologies and optimization strategies. *Progress in Energy and Combustion Science*, 56:71–105, 2016. doi:10.1016/j.pecs.2016.06.001.

[245] English, A., Brown E&C, J., Rovner, J., Davies, S. und by Staff, U. Methanol. In Inc, John Wiley &. Sons (Hrsg.), *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*, S. 1–27. John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, NJ, USA, 2000. ISBN 9780471238966.

[246] Richard Taylor, Jo Howes und Ausilio Bauen. Review of Technologies for Gasification of Biomass and Wastes: Final Report: NNFCC project 09/008, 2009.

[247] Maitlis, P. M. Other Industrially Important Syngas Reactions. In Klerk, A., de und Maitlis, P. M. (Hrsg.), *Greener Fischer-Tropsch Processes for Fuels and Feedstocks*, S. 131–148. Wiley-VCH, Weinheim Germany, 2013. ISBN 978-3-527-65686-8.

[248] Klerk, A., de. *Fischer-Tropsch Refining*. Wiley-VCH, Weinheim Germany, 2011. ISBN 978-3-527-63562-7.

[249] Klerk, A., de. Fischer-Tropsch Process. In Inc, John Wiley &. Sons (Hrsg.), *Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology*. John Wiley & Sons, Inc, Hoboken, NJ, USA, 2000. ISBN 9780471238966.

[250] Kaiser, P., Unde, R. B., Kern, C. und Jess, A. Production of Liquid Hydrocarbons with CO2 as Carbon Source based on Reverse Water-Gas Shift and Fischer-Tropsch Synthesis. *Chemie Ingenieur Technik*, 85(4):489–499, 2013.

[251] Oliveira, D. C., de, Lora, E. E., Venturini, O. J., Maya, D. M. und Garcia-Pérez, M. Gas cleaning systems for integrating biomass gasification with Fischer-Tropsch synthesis - A review of impurity removal processes and their sequences. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 172:113047, 2023. doi:10.1016/j.rser.2022.113047.

[252] Cavaliere, P. *Hydrogen Assisted Direct Reduction of Iron Oxides*. Springer International Publishing, Cham, 2022. ISBN 978-3-030-98055-9.

[253] Krüger, A., Andersson, J., Grönkvist, S. und Cornell, A. Integration of water electrolysis for fossil-free steel production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(55):29966–29977, 2020. doi:10.1016/j.ijhydene.2020.08.116.

[254] Patisson, F. und Mirgaux, O. Hydrogen Ironmaking: How It Works. *Metals*, 10 (7):922, 2020.

[255] Heuser, P.-M. *Weltweite Infrastruktur zur Wasserstoffbereitstellung auf Basis erneuerbarer Energien*. Dissertation, RWTH Aachen University, 2021.

[256] European Commission. Straßennetz - INSPIRE Geoportal, 2020. URL https://inspire-geoportal.ec.europa.eu/results.html?country=de&view=details&theme=tn.

[257] DB Netz AG. Strecken und Bauwerke nach INSPIRE, 2019. URL https://data.deutschebahn.com/dataset/data-streckennetz.html.

[258] Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes. Verkehrsnetz Bundeswasserstraßen, 2020. URL https://www.gdws.wsv.bund.de/DE/service/karten/03_VerkNet-BWaStr/VerkNet-BWaStr_node.html.

[259] Ratnakar, R. R., Gupta, N., Zhang, K., van Doorne, C., Fesmire, J., Dindoruk, B. und Balakotaiah, V. Hydrogen supply chain and challenges in large-scale LH2 storage and transportation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46 (47):24149–24168, 2021. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921017067.

[260] ATAG. Waypoint 2050: Balancing growth in connectivity with a comprehensive global air transport response to the climate emergency: a vision of net-zero aviation by mid-century., 2021. URL https://aviationbenefits.org/media/167417/w2050_v2021_27sept_full.pdf.

[261] Airports Council International. Integration of Hydrogen Aircraft into the Air Transport System, 2021. URL https://www.ati.org.uk/wp-content/uploads/2021/08/aci-ati-hydrogen-report-1.pdf.

[262] FCH JU und Clean Sky 2 Joint Undertaking. Hydrogen-powered aviation: A fact-based study of hydrogen technology, economics, and climate impact by 2050. Luxembourg, May 2020. ISBN 9789292463427. URL https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/20200507_Hydrogen%20Powered%20Aviation%20report_FINAL%20web%20%28ID%208706035%29.pdf.

[263] Elvers, B. und Ullmann, F. (Hrsg.). *Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry*. Wiley-VCH, Weinheim, 7. comp. rev. ed. Auflage, 2011. ISBN 9783527329434.

[264] Linde Engineering. Linde Hydrogen FuelTech: Tomorrow´s fuel today, 2020. URL https://www.linde-gas.com/en/images/RLD_01_K19004_15_Hydrogen_Fuel_Tech_Broschuere_RZ_VIEW_tcm17-610582.pdf.

[265] Decker, L. Liquid Hydrogen Distribution Technology: HYPER Closing Seminar, 2019. URL https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-2/day2_1105_decker_liquid-hydrogen-distribution-technology_linde.pdf.

[266] United Nations Economic Commission for Europe. European Agreement concerning the international carriage of dangerous goods by inland waterways: (ADN) including the annexed regulations, applicable as from 1 January 2021. New York and Geneva, 2021. ISBN 9789211391824. URL https://unece.org/sites/default/files/2021-01/ADN%202021%20English.pdf.

[267] Intergovernmental Organisation for International Carriage by Rail. RID 2021: Regulations concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Rail, 2019.

[268] United Nations Economic Commission for Europe. ADR I: European Agreement Concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road, 2018.

[269] Narson, S. und Larson, R. LNG on the Rails - Precursor to LH2 on the Rails?, 2019. URL http://palmettocleanfuels.org/files/hydrogen/Nason_Chart_Rail.pdf.

[270] Department of Transportation. Code of Federal Regulations: Title 49 - Transportation, Part 179 - Specifications For Tank Cars, 2017. URL https://www.ecfr.gov/current/title-49.

[271] Baird, A., Ehrhart, B., Glover, A. und LaFleur, C. Federal Oversight of Hydrogen Systems, 2021.

[272] Harbaugh, J. Barges Fill NASA Rocket Stage with Liquid Propellant. *NASA*, 06.01.2021. URL https://www.nasa.gov/systems/sls/multimedia/barges-fill-nasa-rocket-stage-with-liquid-propellant.html.

[273] Harbaugh, J. NASA Loads Liquid Hydrogen Tank Test Article on Barge Pegasus. *NASA*, 2018. URL https://www.nasa.gov/exploration/systems/sls/multimedia/nasa-loads-liquid-hydrogen-tank-test-article-on-barge-pegasus.html.

[274] Kawasaki. World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society | Kawasaki Heavy Industries, Ltd, 2019.

[275] Markowz, G., Dylla, A. und Elliger, T. icefuel® An Infrastructure System for Cryogenic Hydrogen Storage, Distribution and Decentral Use. In Stolten, D. und Grube, T. (Hrsg.), *18th World Hydrogen Energy Conference 2010 - WHEC 2010*, Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt. Forschungszentrum IEF-3, Jülich, 2010. ISBN 978-3-89336-651-4.

[276] Ishimoto, Y., Voldsund, M., Nekså, P., Roussanaly, S., Berstad, D. und Gardarsdottir, S. O. Large-scale production and transport of hydrogen from Norway to Europe and Japan: Value chain analysis and comparison of liquid hydrogen and ammonia as energy carriers. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(58):32865–32883, 2020.

[277] Gronau, S., Hoelzen, J., Mueller, T. und Hanke-Rauschenbach, R. Hydrogen-powered aviation in Germany: A macroeconomic perspective and methodological approach of fuel supply chain integration into an economy-wide dataset. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(14):5347–5376, 2023.

[278] Parolin, F., Colbertaldo, P. und Campanari, S. Development of a multimodality hydrogen delivery infrastructure: An optimization model for design and operation. *Energy Conversion and Management*, 266:115650, 2022. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422004460.

[279] Narayanan, T. M., He, G., Gençer, E., Shao-Horn, Y. und Mallapragada, D. S. Role of Liquid Hydrogen Carriers in Deeply Decarbonized Energy Systems. *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 10(33):10768–10780, 2022.

[280] Reuß, M., Dimos, P., Léon, A., Grube, T., Robinius, M. und Stolten, D. Hydrogen Road Transport Analysis in the Energy System: A Case Study for Germany through 2050. *Energies*, 14(11):3166, 2021. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/14/11/3166.

[281] Lahnaoui, A., Wulf, C. und Dalmazzone, D. Optimization of Hydrogen Cost and Transport Technology in France and Germany for Various Production and Demand Scenarios. *Energies*, 14(3):744, 2021. URL https://www.mdpi.com/1996-1073/14/3/744/htm.

[282] Niermann, M., Timmerberg, S., Drünert, S. und Kaltschmitt, M. Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international transport of renewable hydrogen. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135:110171, 2021.

[283] He, G., Mallapragada, D. S., Bose, A., Heuberger, C. F. und Gencer, E. Hydrogen Supply Chain Planning With Flexible Transmission and Storage Scheduling. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 12(3):1730–1740, 2021.

[284] Cerniauskas, S., Jose Chavez Junco, A., Grube, T., Robinius, M. und Stolten, D. Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (21):12095–12107, 2020.

[285] Cardella, U., Decker, L. und Klein, H. Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(19): 13329–13338, 2017. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917302355.

[286] Almansoori, A. und Betancourt-Torcat, A. Design of optimization model for a hydrogen supply chain under emission constraints - A case study of Germany. *Energy*, 111:414–429, 2016.

[287] Teichmann, D., Arlt, W. und Wasserscheid, P. Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37(23):18118–18132, 2012.

[288] Almansoori, A. und Shah, N. Design and operation of a future hydrogen supply chain: Multi-period model. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34 (19):7883–7897, 2009. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031990901235X.

[289] Strachan, N., Balta-Ozkan, N., Joffe, D., McGeevor, K. und Hughes, N. Soft-linking energy systems and GIS models to investigate spatial hydrogen infrastructure development in a low-carbon UK energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 34(2):642–657, 2009. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031990801402X.

[290] Yang, C. und Ogeden, J. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32(2):268–286, 2007.

[291] Dijkstra, E. W. A note on two problems in connexion with graphs. *Numerische Mathematik*, 1(1):269–271, 1959.

[292] Krieg, D. *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff: Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012*, Band 144 von *Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt*. Forschungszentrum Jülich, Jülich, 2012. ISBN 9783893368006. URL http://hdl.handle.net/2128/4608.

[293] Amos, W. A. Costs of Storing and Transporting Hydrogen, 1998.

[294] Altmann, M., Gaus, S., Landinger, H., Stiller, C. und Wurster, R. Wasserstofferzeugung in offshore Windparks: Killer-Kriterien, grobe Auslegung und Kostenabschätzung, 2001.

[295] Klütz, T., Knosala, K., Behrens, J., Maier, R., Hoffmann, M., Pflugradt, N. und Stolten, D. ETHOS.FINE: A Framework for Integrated Energy System Assessment. *Journal of Open Source Software*, 10(105):6274, 2025.

Band / Volume 699
Ab Initio-based large-scale Atomistic Simulations of Cathode Materials for Secondary Batteries: From Computational Methodologies to Applications towards improved Structural and Chemical Stability
K. Köster (2026), x, 204, x pp
ISBN: 978-3-95806-898-8

Band / Volume 700
Materials Design, Processing and Application of Proton-Conducting Oxides for Electrochemical Energy Conversion
Y. Zeng (2026), vii, 117 pp
ISBN: 978-3-95806-899-5

Band / Volume 701
Accelerating the discovery of alkaline-stable anion exchange membrane materials via computational exploration
F. P. Tipp (2026), xii, 135 pp
ISBN: 978-3-95806-900-8

Band / Volume 702
Methods for Investigating the Structure-Performance Correlation in Membrane Electrode Assemblies
N. Utsch (2026), XIII, 138, LXVII pp
ISBN: 978-3-95806-901-5

Band / Volume 703
Hot-Spot Formation in Cu(In,Ga)Se_2 Thin Film Solar Cells
S. Nofal (2026), xvii, 131 pp
ISBN: 978-3-95806-903-9

Band / Volume 704
Machine Learning Guidance of Manufacturing Process of Solid Oxide Cells
T. Le Dinh (2026), xxi, 122 pp
ISBN: 978-3-95806-904-6

Band / Volume 705
Drivers of spatiotemporal variability of European terrestrial ecosystem processes
C. Poppe Téran (2026), 254 pp
ISBN: 978-3-95806-905-3

Band / Volume 706
Characterization of Nitrogen Reduction Reaction Catalysts for the electrochemical Ammonia Synthesis
D. Sachse (2026), xi, 235, 6 pp
ISBN: 978-3-95806-907-7

Band / Volume 707
Autonomous Image Analysis to Accelerate the Discovery and Integration of Energy Materials
A. Colliard Granero (2026), xiv, 156 pp
ISBN: 978-3-95806-910-7 (Print)
ISBN: 978-3-95806-911-4 (E-Book)

Band / Volume 708
Effect of Soil Mechanical Properties, Root Tip Geometry, and Mucilage on Penetration Restistance to Root Growth
R. K. Janakiram (2026), xxviii, 98 pp
ISBN: 978-3-95806-914-5 (Print)
ISBN: 978-3-95806-915-2 (E-Book)

Band / Volume 709
European Energy Transition – Germany in the Heart of Europe
T. Klütz, P. Dunkel, T. Busch, J. Linssen, D. Stolten (2026), V, 54 pp
ISBN: 978-3-95806-916-9 (Print)
ISBN: 978-3-95806-917-6 (E-Book)

Band / Volume 710
Development of High-Efficiency Perovskite/Silicon Tandem Solar Cells
Q. Yang (2026), 264 pp
ISBN: 978-3-95806-920-6 (Print)
ISBN: 978-3-95806-921-3 (E-Book)

Band / Volume
No-Regret-Maßnahmen der integrierten Netzplanung mit Fokus auf Wasserstoff
T. G. Busch (2026), xx, 325 pp
ISBN: 978-3-95806-922-0 (Print)
ISBN: 978-3-95806-923-7 (E-Book)

Weitere ***Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich*** unter
http://wwwzb1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp

Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 711
ISBN 978-3-95806-923-7

Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft

JÜLICH
Forschungszentrum