

Gemeinsamer Abschlussbericht

des
Forschungsvorhaben

„MOPPL“

„Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade – Koevolution, Koordination und Robustheit unter Berücksichtigung verschiedener Systemebenen“

Abschlussbericht Teil I – Kurze Darstellung

Förderkennzeichen:	03SF0660	
Laufzeit des Vorhabens:	01.08.2022 – 31.12.2025	
Projektteilnehmer:	Universität Duisburg-Essen (UDE, Projektleitung)	03SF0660A
	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)	03SF0660B
	Technische Universität Dortmund (TUD)	03SF0660C
	Thyssengas GmbH	
	Amprion GmbH	
	WSW Netz GmbH	
	ENERVIE Vernetzt GmbH	
	EWE Gasspeicher GmbH	

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

Essen, August 2026

Autoren

Universität Duisburg-Essen (UDE) – Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL)	Technische Universität Dort- mund (TUD) – Institut für Energiesysteme, Energieeffi- zienz und Energiewirtschaft (ie³)	Gas- und Wärme- Institut Essen e.V. (GWI)
Daniel Brunsch Hendrik Kramer Yannik Pflugfelder Julian Radek Prof. Dr. Christoph Weber	René Krüßmann Martin Lindner Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz	Dr. Christian Schuster Paul Wolf Annika Heyer Jörn Benthin

KURZE DARSTELLUNG

1 Aufgabenstellung

Ziel des Forschungsvorhabens MOPPL war die Entwicklung und Validierung eines mathematischen Verfahrens zur integrierten Planung eines zukünftigen klimaneutralen Energiesystems unter besonderer Berücksichtigung der Kopplung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen. Hierfür sollten bestehende Energiesystem-, Stromnetz- und Wasserstoffnetzmodelle zu einem gemeinsamen Optimierungsansatz weiterentwickelt werden, der Investitions- und Betriebsentscheidungen sektorübergreifend berücksichtigt.

Hierzu sollten zunächst die Systemgrenzen des Modells festgelegt, technologische, ökonomische und regulatorische Einflussfaktoren der Wasserstoffwirtschaft analysiert sowie konsistente energiewirtschaftliche Rahmenszenarien entwickelt werden. Auf dieser Grundlage sollte das gekoppelte Modellierungsverfahren anhand aktueller Szenarien für Deutschland angewendet werden, um kosteneffiziente Ausbaupfade für Elektrolyseure zu untersuchen, Infrastruktur- und Betriebsanforderungen zu analysieren sowie die Robustheit von Investitionsentscheidungen gegenüber unterschiedlichen Rahmenbedingungen zu bewerten. Ergänzend sollten die Auswirkungen unterschiedlicher Transformationsstrategien auf der Gasverteilnetzebene und deren Wechselwirkungen mit der übergeordneten Transportnetzebene untersucht werden.

2 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien gewinnt Wasserstoff als Flexibilitätsoption und Energieträger für ein klimaneutrales Energiesystem zunehmend an Bedeutung. Gleichzeitig steigt die Komplexität der langfristigen Planung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen insbesondere aufgrund verschiedener, neuartiger Wechselwirkungen. Bisherige Modellierungsansätze betrachten häufig einzelne Sektoren oder Infrastrukturen isoliert oder stoßen aufgrund des hohen Rechenaufwands und der zunehmenden Modellkomplexität bei einer integrierten Betrachtung an ihre Grenzen.

Vor diesem Hintergrund wurde im Projekt ein gekoppelter Modellierungsansatz entwickelt, der Investitions-, Stromnetz- und Wasserstoffnetzmodelle mittels einer approximativen hierarchischen Benders-Dekomposition miteinander verbindet. Dadurch können die Wechselwirkungen zwischen Stromsystem, Wasserstoffproduktion, Speichern und Transportnetzen bei hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung berücksichtigt werden, ohne die einzelnen Modelle vollständig zu integrieren. Dies ermöglicht eine effiziente sektorübergreifende Optimierung von Investitions- und Betriebsentscheidungen bei gleichzeitig vertretbarem Rechenaufwand.

3 Ablauf des Vorhabens und wesentliche Ergebnisse

Zu Beginn des Vorhabens wurden die Datengrundlagen geschaffen und aktualisiert und auf Basis einer Metastudie sowie einer Analyse technologischer, regulatorischer und ökonomischer Entwicklungen wesentliche Treiber und Hemmnisse der Wasserstoffwirtschaft identifiziert. Darauf aufbauend wurden Szenarien für die langfristige Entwicklung des Energiesystems entwickelt.

Anschließend wurde ein gekoppeltes Optimierungsverfahren zur integrierten Planung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen konzipiert und umgesetzt. Hierzu wurde eine heuristische Benders-Dekomposition implementiert, welche Investitionsentscheidungen eines übergeordneten Masterproblems iterativ mit detaillierten Strom- und Wasserstoffnetzmodellen koppelt. Dadurch können Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Netzbetrieb sowie umgekehrt die Rückwirkungen von Netzengpässen auf die optimale Systementwicklung berücksichtigt werden.

Der entwickelte Modellierungsansatz wurde anhand verschiedener Szenarien und Sensitivitäten für das deutsche Energiesystem des Jahres 2045 angewendet und analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass Netzrestriktionen im Strom- und Wasserstoffsystem einen wesentlichen Einfluss auf die räumliche Verteilung von Elektrolyseuren besitzen und eine koordinierte sektorübergreifende Planung zu veränderten Investitionsentscheidungen führt.

Ergänzende Sensitivitätsanalysen zeigten die Robustheit wesentlicher Investitionsentscheidungen gegenüber zentralen Modellannahmen. Darüber hinaus wurde untersucht, in welchem Umfang mehrere nahezu gleichwertige Investitionskonfigurationen existieren. Die Ergebnisse zeigen, dass unterschiedliche Systemkonfigurationen teilweise nahezu identische Gesamtsystemkosten aufweisen und damit alternative Transformationspfade ermöglichen.

Zur Untersuchung der Auswirkungen der Szenarien auf die Verteilnetzebene wurde eine Methodik zur Abschätzung des Infrastrukturbedarfs für Fernwärme- und Wasserstoffnetze entwickelt und angewendet. Diese kombiniert zukünftige Versorgungsgebiete mit einer deutschlandweiten Typologisierung der Siedlungsstrukturen und ermöglicht die räumliche Verteilung der Wärmeversorgungstechnologien. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere regionale Randbedingungen und die räumliche Verteilung der Technologien den zukünftigen Infrastrukturbedarf maßgeblich beeinflussen.

Mit dem entwickelten Modellierungsansatz steht ein leistungsfähiges Werkzeug zur Analyse langfristiger Transformationspfade integrierter Strom- und Wasserstoffsysteme zur Verfügung, das sowohl für wissenschaftliche Fragestellungen als auch für zukünftige Planungs- und Forschungsarbeiten genutzt werden kann.

4 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Vorhaben wurde innerhalb des Projektkonsortiums in enger Zusammenarbeit der beteiligten Forschungspartner interdisziplinär bearbeitet. Die Arbeiten wurden regelmäßig abgestimmt und die entwickelten Modelle, Datengrundlagen sowie Zwischenergebnisse kontinuierlich ausgetauscht.

Darüber hinaus erfolgte ein fachlicher Austausch mit dem Praxisbeirat sowie weiteren Akteuren aus Wissenschaft und Praxis im Rahmen von Konferenzen und Netzwerktreffen. Die Zusammenarbeit trug wesentlich zur Qualitätssicherung der entwickelten Methoden sowie zur Diskussion der Projektergebnisse und ihrer Anwendbarkeit bei.

Gemeinsamer Abschlussbericht

des
Forschungsvorhaben

„MOPPL“

„Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade – Koevolution, Koordination und Robustheit unter Berücksichtigung verschiedener Systemebenen“

Abschlussbericht Teil II – Eingehende Darstellung

Förderkennzeichen:	03SF0660	
Laufzeit des Vorhabens:	01.08.2022 – 31.12.2025	
Projektteilnehmer:	Universität Duisburg-Essen (UDE, Projektleitung)	03SF0660A
	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V. (GWI)	03SF0660B
	Technische Universität Dortmund (TUD)	03SF0660C
	Thyssengas GmbH	
	Amprion GmbH	
	WSW Netz GmbH	
	ENERVIE Vernetzt GmbH	
	EWE Gasspeicher GmbH	

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

Essen, August 2026

Autoren

Universität Duisburg-Essen (UDE) – Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL)	Technische Universität Dort- mund (TUD) – Institut für Energiesysteme, Energieeffi- zienz und Energiewirtschaft (ie³)	Gas- und Wärme- Institut Essen e.V. (GWI)
Daniel Brunsch Hendrik Kramer Yannik Pflugfelder Julian Radek Prof. Dr. Christoph Weber	René Krüßmann Martin Lindner Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz	Dr. Christian Schuster Paul Wolf Annika Heyer Jörn Benthin

Vorbemerkung

Der vorliegende Schlussbericht gliedert sich in einen fachlich-inhaltlichen sowie einen administrativen Teil. Die Kapitel 1 bis 7 dokumentieren die im Vorhaben durchgeführten Arbeiten und erzielten Ergebnisse. Die anschließenden Kapitel enthalten die für den Verwendungsnachweis erforderlichen ergänzenden Angaben, insbesondere zur Notwendigkeit der Projektarbeiten, zum Nutzen der Ergebnisse sowie zu den wesentlichen Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Beiträge der einzelnen Verbundpartner sind in den Kapitelüberschriften auf zweiter Gliederungsebene die jeweils federführend verantwortlichen Projektpartner in Klammern angegeben. Bei gemeinsamen Arbeiten werden mehrere Projektpartner genannt. Die Kennzeichnung dient der Zuordnung der inhaltlichen Verantwortung und schließt Beiträge weiterer Projektpartner nicht aus.

Im Bericht werden teilweise sowohl die Institutionen als auch die jeweils beteiligten Einrichtungen verwendet. Die Bezeichnungen UDE und EWL stehen für die Universität Duisburg-Essen bzw. den Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen. Die Bezeichnungen TUD und ie³ stehen für die Technische Universität Dortmund bzw. das Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³). Das Gas- und Wärme-Institut Essen wird durchgehend als GWI bezeichnet.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis	X
Abkürzungsverzeichnis	XI
1 Einleitung.....	12
2 Treiber und Hemmnisse der Energiesystem-Transformation mit Wasserstoff (Arbeitspaket 1) .	13
2.1 Stakeholder-Befragung (GWI, UDE)	13
2.1.1 Treiber und Hemmnisse	13
2.1.2 Marktdesign.....	14
2.1.3 Elektrolyse, Import, Netzinfrastruktur und Netzbetrieb	15
2.2 Treiber- und Hemmnisse-Analyse (GWI, UDE, ie ³).....	16
2.2.1 Treiber	17
2.2.2 Hemmnisse	19
2.3 Durchführung einer Metastudie (UDE)	22
2.4 Entwicklung von Szenarien für das Projekt MOPPL (UDE, ie ³ , GWI).....	23
2.4.1 Basis-Szenario – MOPPL-Szenario A.....	23
2.4.2 Hohes Bedarfs- und Erzeugungsszenario (H2 und Strom) – MOPPL-Szenario B.....	24
2.4.3 Mittleres Szenario mit Importeinschränkungen – MOPPL-Szenario C.....	24
2.5 Update der Szenarien für das Projekt MOPPL (AP3.1) (UDE, ie ³)	24
2.5.1 Veränderte Studienschwerpunkte	25
2.5.2 Dokumentation der Anpassung der Szenarien für das Projekt MOPPL	27
2.5.3 Weiterentwicklung der Szenario-Struktur und Definition der Sensitivitäten	27
3 Methodenentwicklung (Arbeitspaket 2)	29
3.1 Konzept zur Modellkopplung und Definition der Schnittstellen (UDE).....	29
3.1.1 Konzeption der Modellkopplung.....	29
3.1.2 Entwicklung der technischen Schnittstellenarchitektur.....	30
3.1.3 Definition der auszutauschenden Informationen	30
3.1.4 Räumliche und zeitliche Auflösung	31
3.2 Weiterentwicklungen Energiesystemmodell (UDE)	34
3.3 Weiterentwicklungen Stromnetzmodell (ie ³).....	37
3.3.1 Infrastruktur- und Datengrundlage	37
3.3.2 Regionalisierung der Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten	39
3.3.3 Mathematisches Optimierungsmodell (OPF)	43
3.4 Entwicklung Wasserstoffnetzmodell (GWI)	45
3.4.1 Infrastrukturannahmen	46
3.4.2 Mathematisches Optimierungsmodell.....	59

3.4.3	Physikalisches Lastflussmodell	64
3.5	Kopplung der Modelle und Durchführung von Testrechnungen (UDE, ie ³ , GWI)	66
3.5.1	Implementierung der Modellkopplung	66
3.5.2	Durchführung von Testrechnungen und iterative Weiterentwicklung	67
3.5.3	Entwicklung vereinfachter Testumgebungen.....	68
3.5.4	Entwicklung von Analyse- und Auswertetools	69
3.5.5	Größenordnung der gekoppelten Modellumgebung und Ergebnisse der Testrechnungen.....	70
3.5.6	Finale Testrechnung	72
4	Anwendungsstudie: Langfristiges Optimum (Arbeitspaket 3)	78
4.1	Anwendung und Durchführung von Modellrechnungen (UDE, ie ³ , GWI).....	78
4.1.1	Konvergenzverhalten und Ergebnisse des Mastermodells	78
4.1.2	Stromnetzmodell – Szenario-Ergebnisse.....	83
4.1.3	Wasserstoffmodell – Szenario-Ergebnisse	89
4.1.4	Wasserstoffmodell – Bewertung und Validierung der Simulationsergebnisse.....	100
4.2	Analyse von Implikationen flacher Optima und Sensitivitäten (UDE).....	103
4.2.1	Sensitivitätsanalysen	103
4.2.2	Untersuchung flacher Optima	108
5	Anwendungsstudie: Implikationen von Transformationsstrategien auf der Verteilnetzebene auf die Transportebene (Arbeitspaket 4)	111
5.1	Anwendung und Durchführung von Modellrechnungen (GWI, UDE, ie ³).....	111
5.2	Analyse von Implikationen unterschiedlicher Transformationsstrategien für Verteilnetze (GWI).....	116
6	Veröffentlichungen, Dokumentation und Projektkoordination (Arbeitspakete 5 und 6).....	119
7	Zusammenfassung.....	120
8	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten.....	124
8.1	Projektarbeiten Notwendigkeit des Vorhabens	124
8.2	Angemessenheit der Projektarbeiten	124
9	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	126
9.1	Universität Duisburg-Essen (UDE) – Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL).....	126
9.2	Technische Universität Dortmund (TUD) - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie ³).....	126
9.3	Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI)	126
10	Nutzen und Verwertung der Ergebnisse	127
10.1	Wissenschaftliche Verwertung.....	127
10.2	Praktische Verwertung	127
10.3	Weiterführende Arbeiten.....	128

11	Fortschritte auf dem Gebiet bei anderen Stellen.....	129
11.1	Energiepolitische Entwicklungen.....	129
11.2	Wissenschaftliche Entwicklungen	129
11.3	Einordnung für MOPPL.....	129
12	Veröffentlichungen und Wissenstransfer	130
12.1	Vorträge und Konferenzbeiträge.....	130
12.2	Workshops und Wissenstransfer	130
12.3	Posterbeiträge	130
12.4	Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Zeitschriften	131
13	Literaturverzeichnis.....	132

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Links: Was sind aus Ihrer Sicht die größten Hemmnisse für die Wasserstoffwirtschaft 2045? Rechts: Was sind aus Ihrer Sicht relevante Treiber und Maßnahmen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft bis 2045?	14
Abbildung 2-2: Wie schätzen Sie bisherige Überlegungen zu Kriterien für grünen Wasserstoff ein? (RED II Kriterien des delegierten Rechtsakts)	14
Abbildung 2-3: Links: Wie sollte das Strommarktdesign aus Unternehmenssicht im Jahr 2045 ausgestaltet sein? Rechts: Wie wird das Strommarktdesign im Jahr 2045 realistisch gestaltet sein?	14
Abbildung 2-4: Links: Welche Elektrolyse-Technologien werden sich bis 2045 durchsetzen? Rechts: Welche durchschnittlichen Investitionskosten erwarten Sie für die Elektrolyse?	15
Abbildung 2-5: Links: Welchen Anteil an Wasserstoff-Importen erwarten Sie für Deutschland im Jahr 2045? Rechts: Wie schätzen Sie das Potenzial von Ammoniak als Transportmedium für Wasserstoff ein?	16
Abbildung 2-6: Links: Wie schätzen Sie das notwendige Speichervolumen für Wasserstoff im Jahr 2045 ein? Rechts: Haben Sie sich bereits mit den Kosten in Bezug auf die Wasserstoff-Speicherung beschäftigt?	16
Abbildung 2-7: Treiber und Hemmnisse für die Energiesystem-Transformation mit Wasserstoff	17
Abbildung 2-8: Wasserstoffnachfrage nach Sektoren im Jahr 2045	22
Abbildung 2-9: Elektrolyseleistungen und Volllaststunden im Jahr 2045	23
Abbildung 2-10: Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 – Studienergebnisse und mittleres MOPPL-Szenario A	23
Abbildung 2-11: Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 – Studienergebnisse mit hohen Werten und MOPPL-Szenario B	24
Abbildung 2-12: Übersicht über Studien-Updates	25
Abbildung 3-1: Modellstruktur	29
Abbildung 3-2: Exemplarische Darstellung des Sommerclusters in Szenario A — Wochenprofile der Clustermitglieder, Cluster-Mittelwert und Medoid (Typwoche KW 27)	33
Abbildung 3-3: Zuordnung der 52 Kalenderwochen zu den vier Typwochen-Clustern im Basis-Szenario (Szenario A)	33
Abbildung 3-4: Zuordnung der 52 Kalenderwochen zu den vier Typwochen-Clustern im hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenario (Szenario B)	34
Abbildung 3-5: Im Modell abgebildetes deutsches Übertragungsnetz (Zielnetz 2045) mit 380- und 220-kV-Leitungen sowie den im Engpassmanagement steuerbaren innerdeutschen HVDC-Verbindungen	38
Abbildung 3-6: Regionale Verteilung der installierten Leistung je Technologie in Szenario A	40
Abbildung 3-7: Regionale Verteilung der Jahres-Energiemenge je Technologie in Szenario A	41
Abbildung 3-8: Regionale Verteilung der installierten Leistung je Technologie in Szenario B	42
Abbildung 3-9: Regionale Verteilung der Jahres-Energiemenge je Technologie in Szenario B	43
Abbildung 3-10: NUTS-2-Verteilung der jährlichen Wasserstoffnachfrage zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Szenario A	47
Abbildung 3-11: Wasserstoffnachfrage zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser der NUTS-2-Regionen Berlin und Karlsruhe im Verlauf des Jahres 2045	47
Abbildung 3-12: Jährliche Wasserstoffnachfrage der NUTS-2-Regionen im Industriesektor in Szenario A	50
Abbildung 3-13: Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in den NUTS-2-Regionen Düsseldorf und Münster im Verlauf des Jahres 2045	50
Abbildung 3-14: Jährliche Wasserstoffnachfrage der NUTS-2-Regionen im Mobilitätssektor in Szenario A	51
Abbildung 3-15: Monitoring der deutschen Gasspeicher am Beispiel UGS Rehden	52

Abbildung 3-16: Saisonaler Boxplot aller bei AGSI enthaltenen deutschen Poren- und Kavernenspeicher seit 2011	53
Abbildung 3-17: Täglich ausgespeisten Energiemenge des Terminals Brunsbüttel LNG Terminal 1 (FSRU Hoegh Gannet)	55
Abbildung 3-18: Nenndurchmesser (DN) des Wasserstoffkernnetzes	58
Abbildung 3-19: Angebotsknoten (blau) und Nachfrageknoten (rot), sowie kürzester Weg im Kernnetz (grün) vom Pipeline Importknoten Bornholm-Lubmin zur NUTS-2-Region Arnsberg	59
Abbildung 3-20: Veränderte Nenndurchmesser ausgewählter Pipelines im Wasserstoffkernnetz	64
Abbildung 3-21: Übersicht über das physikalische Lastflussmodell in Dymola mit seinen Annahmen, sowie Input- und Outputdaten.	65
Abbildung 3-22: Am EWL entwickeltes Dashboard zur Analyse und Visualisierung von Simulationsergebnissen der Modellkopplung	69
Abbildung 3-23: Am GWI entwickeltes Dashboard zur Analyse und Visualisierung von Simulationsergebnissen der Modellkopplung	70
Abbildung 3-24: Konvergenzverlauf im finalen Testlauf, d. h. Entwicklung von Upper Bound, Lower Bound und relativem Gap	72
Abbildung 3-25: Entwicklung der PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg im finalen Testlauf	73
Abbildung 3-26: Entwicklung der Preissignale für PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg im finalen Testlauf	74
Abbildung 3-27: Vergleich der regionalen PtG-Investitionen im finalen Testlauf in den Iterationen 224 (erstmal relativer Gap < 1%), 469 (niedrigster Upper Bound) und 690 (geringster relativer Gap)	74
Abbildung 3-28: Entwicklung der normierten Distanzen der aggregierten Speicherfahrweisen zur Voriteration über die Iterationen hinweg im finalen Testlauf	75
Abbildung 3-29: Zeitlicher Verlauf der aggregierten Wasserstoff-Speicherfüllstände in ausgewählten Iterationen im finalen Testlauf	76
Abbildung 3-30: Vergleich der aggregierten saisonalen Wasserstoff-Speicherfüllstände im finalen Testlauf für die Iterationen 224 (erstmal 1%-Grenze unterschritten), 469 (niedrigste Upper Bound) und 690 (geringster relativer Gap)	76
Abbildung 4-1: Konvergenzverlauf in Szenario A	79
Abbildung 4-2: Entwicklung der PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg s in Szenario A	79
Abbildung 4-3: Verlauf der Preissignale für PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg in Szenario A	80
Abbildung 4-4: PtG-Investitionen in den verschiedenen NUTS-2-Regionen in Deutschland in Szenario A	81
Abbildung 4-5: Saisonale Variation der Speicherfüllstände in Szenario A	81
Abbildung 4-6: Vergleich der PtG-Investitionen in den verschiedenen NUTS-2-Regionen in Deutschland zwischen den Szenarien	82
Abbildung 4-7: Saisonale Speicherfüllstände in Szenario B	83
Abbildung 4-8: Links: Regionale Residuallast je NUTS-2-Region in Szenario A; Rechts: Engpass-Korridore im Übertragungsnetz in Szenario A	84
Abbildung 4-9: EE-Abregelung (links) und Elektrolyseur-Bezug je NUTS-2-Region (rechts) in Szenario A	85
Abbildung 4-10: Mittlerer Strompreis je NUTS-2-Region in Szenario A	85
Abbildung 4-11: Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sowie mittlerer Strompreis je Typwoche in Szenario A	86
Abbildung 4-12: Links: Regionale Residuallast je NUTS-2-Region in Szenario B; Rechts: Engpass-Korridore im Übertragungsnetz in Szenario B	87
Abbildung 4-13: EE-Abregelung und Elektrolyseur-Bezug je NUTS-2-Region in Szenario B	87
Abbildung 4-14: Mittlerer Strompreis je NUTS-2-Region in Szenario B	88

Abbildung 4-15: Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sowie mittlerer Strompreis je Typwoche in Szenario B	89
Abbildung 4-16: Nachfragedeckung der vier Typwochen in Szenario A aus den verfügbaren Wasserstoffquellen	90
Abbildung 4-17: Nachfragedeckung der vier Typwochen in Szenario B aus den verfügbaren Quellen	92
Abbildung 4-18: Pipelineimporte der vier Typwochen in Szenario A	93
Abbildung 4-19: Pipelineimporte der vier Typwochen in Szenario B	94
Abbildung 4-20: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke der vier Typwochen in Szenario A	94
Abbildung 4-21: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke der vier Typwochen in Szenario B	95
Abbildung 4-22: Jahresnachfrage der Wasserstoffkraftwerke in den NUTS-2-Regionen in Szenario A (links) und Szenario B (rechts)	95
Abbildung 4-23: Fahrweise der Wasserstoffspeicher in den Typwochen von Szenario A	96
Abbildung 4-24: Fahrweise der Wasserstoffspeicher in den Typwochen von Szenario B	97
Abbildung 4-25: Typwochengewichtete Jahresmittel der Wasserstoffpreise in Szenario A (links) und Szenario B (rechts)	98
Abbildung 4-26: Auslastung Wasserstoffkernnetz in Stunde 31 der Typwoche 49 von Szenario A (links) und Stunde 16 der Typwoche 49 von Szenario B (rechts) (Leaflet © OpenStreetMap contributors)	99
Abbildung 4-27: Auslastung Wasserstoffkernnetz am Ausspeisepunkt der NUTS-2-Region Saarland (Leaflet © OpenStreetMap contributors)	99
Abbildung 4-28: Transportalternativen mit freien Kapazitäten im Wasserstoffkernnetz (Leaflet © OpenStreetMap contributors)	100
Abbildung 4-29: Bilanzielle Darstellung der Modellergebnisse der mathematischen Optimierung für das Wasserstoff Kernnetz für alle Typwochen des Basisszenario A.	101
Abbildung 4-30: Bilanzielle Darstellung der Modellergebnisse der mathematischen Optimierung für das Wasserstoff Kernnetz für alle Typwochen des erhöhten Bedarfsszenario B	101
Abbildung 4-31: Darstellung über die Anzahl der Zeitschritte in denen einzelne Pipelineabschnitte einen Druckverlust von 15 barg überschritten haben für das Basis-Szenario A	102
Abbildung 4-32: Darstellung über die Anzahl der Zeitschritte in denen einzelne Pipelineabschnitte einen Druckverlust von 15 barg überschritten haben für das erhöhte Bedarfsszenario B	102
Abbildung 4-33: Installierte PtG-Leistung in den betrachteten Sensitivitätsszenarien	103
Abbildung 4-34: Räumliche Verteilung der PtG-Investitionen in den betrachteten Sensitivitätsszenarien	104
Abbildung 4-35: Saisonale Speicherfahrweise für die Sensitivität der H2-Importeinschränkung	107
Abbildung 4-36: Niedrigste erreichte Upper Bounds des Basis-Szenarios, des Hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenarios sowie der untersuchten Sensitivitätsszenarien einschließlich des jeweiligen 1 %-Kostenbands.	108
Abbildung 4-37: Robustheit und Spannweite regionaler PtG-Investitionen in allen robusten Lösungen	109
Abbildung 4-38: Verteilung der PtG-Kapazitäten ausgewählter variabler Regionen in Form von Boxplots	110
Abbildung 5-1: Exemplarische Darstellung der Technologieverteilung des GWI-Raumwärmebedarfsmodells im Saarland bezogen auf die Gebäudeanzahl für das Jahr 2045	111
Abbildung 5-2: Regionale Verteilung des benötigten Leitungszubaus der Fernwärmenetz bis zum Jahr 2045 für Szenario A (links) und Szenario B (rechts) auf NUTS-2-Ebene	113
Abbildung 5-3: Wasserstoffversorgungsregionen auf NUTS-3-Ebene für die Szenarien A und B	114

Abbildung 5-4: Resultierende Wasserstoffnetztopologien auf der oberen Netzebene zur Verbindung aller Verbraucher- und Erzeugerstandorte mit dem Kernnetz für Szenario A (links) und Szenario B (rechts)	117
Abbildung 5-5: Resultierender Leitungsbedarf auf Niederdruck-Verteilnetzebene je Typologie und Szenario	118

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Untersuchte Studien für die Szenarien-Erstellung	22
Tabelle 2-2: Wesentliche Annahmen der Szenarien für das Zieljahr 2045	28
Tabelle 2-3: Übersicht der Sensitivitäten und Parameteränderungen ausgehend von Szenario A	28
Tabelle 3-1: Struktur der entwickelten PostgreSQL-Datenbank zur Verwaltung von Basisdaten, Szenarien, Iterationen und institutsbezogenen Modellinformationen	30
Tabelle 3-2: Überblick über die zentralen Informationsflüsse der Modellkopplung	31
Tabelle 3-3: Erläuterung der NUTS-2-Klassifikation	31
Tabelle 3-4: Identifizierte Typwochen und deren Häufigkeiten	33
Tabelle 3-5: Mengengerüst des Stromnetz-Optimierungsmodells (OPF)	44
Tabelle 3-6: Kostenkoeffizienten der OPF-Zielfunktion	45
Tabelle 3-7: Bereitstellung von Raumwärme- und Warmwasser in den Szenarien	46
Tabelle 3-8: Durch das Verfahren ausgewählte Industriestandorte in den beiden Szenarien	49
Tabelle 3-9: Im Modell verwendete Kavernenspeicher (Angebotsknoten)	53
Tabelle 3-10: Zusammenfassung Kavernenspeichern zu Clustern	54
Tabelle 3-11: Geschätzte maximale Ausspeiseleistung der Wasserstoffterminals 2045	56
Tabelle 3-12: Maximale Importleistungen an den Grenzübergängen der Pipelines im Jahr 2045	56
Tabelle 3-13: Mengengerüst des Wasserstoffoptimierungsmodells	59
Tabelle 3-14: Vergleich der entwickelten Testumgebungen und des MOPPL-Konsortiums-Frameworks	68
Tabelle 3-15: Technische Modellumgebung der gekoppelten Modellkomponenten	71
Tabelle 3-16: Technische Infrastruktur der Modellkopplung	71
Tabelle 3-17: Durchschnittlicher Rechenaufwand pro Iteration	71
Tabelle 4-1: Wasserstoffquellen zur Nachfragedeckung der Typwochen in Szenario A	91
Tabelle 4-2: Wasserstoffquellen zur Befüllung von Speichern und Netzpuffer der Typwochen in Szenario A	91
Tabelle 4-3: Wasserstoffquellen zur Nachfragedeckung der Typwochen in Szenario B	93
Tabelle 4-4: Wasserstoffquellen zur Befüllung von Speichern und Netzpuffer der Typwochen in Szenario B	93
Tabelle 4-5: Typwochengewichtete jährliche Wasserstoffimporte der beiden Szenarien	94
Tabelle 4-6: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke in den Typwochen und typwochengewichtete Jahresnachfrage der Szenarien	96
Tabelle 4-7: In Kavernenspeichern und Netzpuffer gespeicherte Wasserstoffmenge in Szenario A	97
Tabelle 4-8: In Kavernenspeichern und Netzpuffer gespeicherte Wasserstoffmenge in Szenario B	97
Tabelle 5-1: Verwendete Stadtraumtypen und ihre spezifischen Charakteristika	115

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. Alternating Current)
AEL	Alkali-Elektrolyse
AGSI	Aggregated Gas Storage Inventory
ALSI	Aggregated LNG System Inventory
CO ₂	Kohlen(stoff)dioxid
DC	Gleichstrom (engl. Direct Current)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EWL	Lehrstuhl für Energiewirtschaft
GIE	Gas Infrastructure Europe
GW	Gas- und Wärme-Institut Essen e.V.
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTE	Hochtemperatur-Elektrolyse
ie ³	Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
IPCEI	Wichtige Projekte von gemeinsamem europäischem Interesse (engl. Important Projects of Common European Interest)
H ₂	Wasserstoff
LMP	Locational Marginal Price
LNG	Verflüssigtes Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas)
MILES	Model of International Energy Systems
NEP	Netzentwicklungsplan
OPF	Optimal Power Flow
PEM	Protonenaustauschmembran-Elektrolyse
PSDF	Phase-Shifting-Distribution-Factor
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factor
PtG	Power-to-Gas
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-Anything
PtX	Power-to-Anything
PV	Photovoltaik
RBM	Raumwärmebedarfsmodell
SLP	Standardlastprofil
SOEC	Festoxid-Elektrolysezelle (engl. Solid Oxide Electrolyzer Cell)
TUD	Technische Universität Dortmund
TW	Typwoche
UDE	Universität Duisburg-Essen
UGS	Untertagegasspeicher

1 Einleitung

Das Vorhaben „MOPPL – Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade – Koevolution, Koordination und Robustheit unter Berücksichtigung verschiedener Systemebenen“ trägt zur Netzplanung integrierter Energieinfrastrukturen bei. Insbesondere wurden ökonomische Wirkmechanismen zwischen den bisher überwiegend getrennt voneinander geplanten Energiesystemen für Strom und Wasserstoff (H₂) qualitativ und quantitativ analysiert werden, welche für die zukünftige Netzplanung von Relevanz sind. Schwerpunkt des Vorhabens MOPPL bildete die methodische Weiterentwicklung von Modellen zur Analyse der Auswirkungen einer Kopplung zwischen Gas- und Stromnetzen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen variabler EE-Einspeisung und Netzengpässen im Stromnetz bei der zukünftig zu erwartenden H₂-Netzinfrastruktur. Für eine integrierte Betrachtung der Sektoren erfolgte die Entwicklung und Implementierung eines mathematischen Verfahrens zur Kopplung von Energiesystem- und Infrastrukturmodellen für H₂ und Strom unter Berücksichtigung der Sektoren Verkehr und Wärme. Die erarbeitete Methode wurde anschließend in Fallstudien angewendet, um Referenz-Ergebnisse einer gekoppelten Investitionsplanung zu erhalten, welche als komplementäre Alternative zu aktuellen Planungsprozessen genutzt werden können, um Interaktionen zwischen Investitionsplanung und Netzbetrieb – bei zeitgleicher Beachtung der anderen Energiesektoren – abzubilden.

Dieser Abschlussbericht gliedert sich folgendermaßen: In Kapitel 2 werden die Ergebnisse des Arbeitspakets 2 vorgestellt, worin hauptsächlich die Analyse verschiedener Energiesystemszenariostudien dargestellt wird. Diese Ergebnisse bildeten die Grundlage für die Erstellung konsistenter, sektorübergreifender Szenarien innerhalb des Projekts. Zudem ist dokumentiert, wie aus diesen Literaturquellen die Daten abgeleitet wurden, die in diesem Vorhaben als quantitativer Input genutzt werden. Aufgrund geänderter Randbedingungen für Wasserstoff wurden die Szenario-Daten im Projektverlauf im Rahmen von AP3 aktualisiert (siehe Kapitel 2.5). Kapitel 3 dokumentiert die Kopplung der Investitions-Entscheidungen mit dem Netzbetrieb über verschiedene Sektoren hinweg. Hierfür wurde die mathematische Benders-Dekompositionsmethode in einer approximativen Version angewendet und damit die einzelnen Sektormodelle indirekt verknüpft. Eine exakte Implementierung der Methode erweist sich bei Verwendung zweier separater Infrastrukturmodelle als nicht implementierbar, d.h. die Optimalität der Ergebnisse kann nicht mathematisch garantiert werden. Jedoch werden sehr gute Näherungen erzielt, auch bei Verzicht auf intensiven Datenaustausch zwischen den beteiligten Modellen, insbesondere den Netzmodellen für die verschiedenen Infrastrukturen. Kapitel 4 und 5 beschreiben Fallstudien und illustrieren in Sensitivitätsrechnungen, wie ein annähernd optimaler Betrieb für beide Sektoren aussehen könnte – unter den zugrunde gelegten Prämissen, d.h. insbesondere der Begrenzung von Rechenaufwand und Datenaustausch proprietärer Netzdaten.

2 Treiber und Hemmnisse der Energiesystem-Transformation mit Wasserstoff (Arbeitspaket 1)

Ziele des Arbeitspakets

- Abstimmung der Systemgrenzen und Festlegung des Betrachtungsbereichs
- Untersuchung wesentlicher Aspekte für die Umsetzung einer Wasserstoffstrategie
- Entwicklung und Festlegung von energiewirtschaftlichen Rahmenszenarien

Um die Ziele des Arbeitspakets zu erreichen, wurde folgendes methodisches Vorgehen angewendet: Für die Analyse der Einflussfaktoren und Umsetzungshindernisse sowie zur Szenarien-Entwicklung wurde eine Umfrage erstellt und mit Unternehmen der Branche geteilt (vgl. Abschnitt 2.1). Anschließend wurden auf Basis der Umfrage qualitativ Treiber und Hemmnisse für die Wasserstoffwirtschaft analysiert (vgl. Abschnitt 2.2). Zudem wurden die sogenannten „Big 5“ Systemstudien in Form einer Meta-Analyse zusammengeführt (vgl. Abschnitt 2.3). Darauf basierend wurden relevante Szenarien für das MOPPL-Projekt abgeleitet.

2.1 Stakeholder-Befragung (GWI, UDE)

Zur Bestimmung von Einflussfaktoren und von Umsetzungshemmnissen im Bereich der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft wurde eine Stakeholder-Befragung durchgeführt. Die Umfrage erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit, beleuchtet jedoch einige wesentliche Aspekte, welche derzeit von Mitarbeitenden von Industrieunternehmen, die im Bereich der Wasserstoffwirtschaft (oder an Schnittstellen dazu) agieren, als relevant eingestuft werden.

Die Online-Umfrage wurde an die Industrie-Projektpartner übermittelt. Die Fragen wurden von den Praxispartnern unabhängig voneinander beantwortet und zurückübermittelt. Der Fragebogen beinhaltete u.a. Freitextantworten, Schulnotenrankings und „Ja/Nein/nicht zutreffend“-Auswahlfelder. Fünf Praxispartner beteiligten sich an der Umfrage.

2.1.1 Treiber und Hemmnisse

Die größten Hemmnisse für die Wasserstoffwirtschaft werden in der nächsten Zeit bei der Bezahlbarkeit und Finanzierbarkeit gesehen, außerdem wird die Verfügbarkeit von ausreichend erneuerbarem Strom für die Elektrolyse kritisch betrachtet. In der Regulatorik, der Technologieverfügbarkeit und im Fachkräftemangel werden vergleichsweise geringere, aber dennoch relevante Herausforderungen gesehen (vgl. Abbildung 2-1, links).

In den Freitextantworten wurden als weitere Hemmnisse unterschiedlich lange Investitionszeiträume genannt, die zu Unsicherheiten bei Investitionsentscheidungen führen, da diese oft aufgrund vager Aussagen getroffen werden müssen. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass das Angebot an Wasserstoff-Lösungen oft zu spät kommt, was zu einer Notwendigkeit von Zwischenlösungen führt, die wiederum langfristig vorhanden sein werden und so die Entwicklung behindern. Langwierige Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie Widerstand in der Bevölkerung ("NIMBY") wurden ebenfalls als Herausforderungen genannt. Zudem fehlen oft Finanzierungsmöglichkeiten, da entsprechende Märkte oder Business-Modelle für PtG-Anlagen (Power-to-Gas / Elektrolyseure) noch nicht ausreichend entwickelt sind. Die Bereitstellung von Transportinfrastruktur in angemessener Zeit stellt ein weiteres Problem dar und langwierige Genehmigungsverfahren gefährden die planmäßige Projektrealisierung.

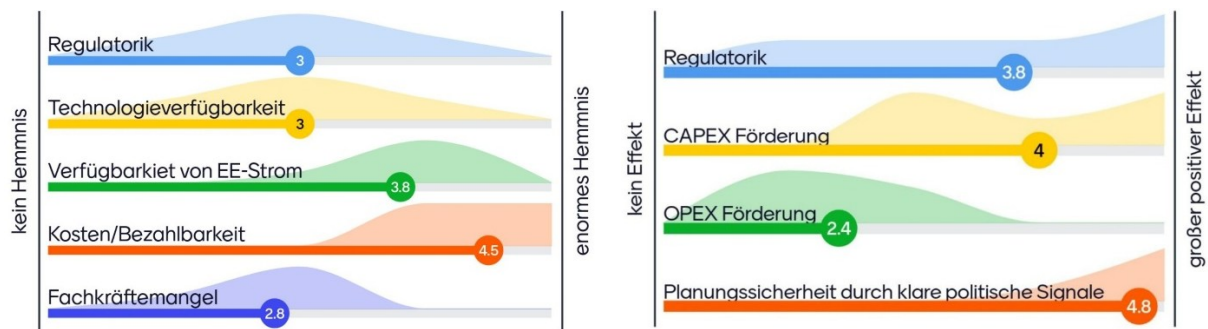


Abbildung 2-1: Links: Was sind aus Ihrer Sicht die größten Hemmnisse für die Wasserstoffwirtschaft 2045?
Rechts: Was sind aus Ihrer Sicht relevante Treiber und Maßnahmen zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft bis 2045?

Neben der vorgegebenen Auswahl an relevanten Treibern für den Aufbau der Wasserstoffwirtschaft bis 2045 (vgl. Abbildung 2-1, rechts), wurden weitere Freitextantworten gegeben. So wird die Etablierung von Märkten für zertifizierte H₂-Produkte genannt, die es ermöglichen, die Nachfrage nach umweltfreundlichen Lösungen zu steigern und damit die Wirtschaftlichkeit grüner Technologien, d. h. insbesondere von PtG, Brennstoffzellen sowie PtX, zu verbessern. Darüber hinaus wurden erleichterte Genehmigungsverfahren für den Infrastrukturbau als wichtige Faktoren genannt. Bei der aktuellen Diskussion zur Definition von grünem Wasserstoff äußerten die befragten Unternehmen noch Vorbehalte (vgl. Abbildung 2-2).

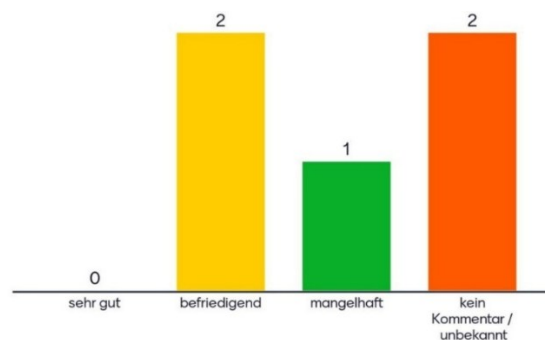


Abbildung 2-2: Wie schätzen Sie bisherige Überlegungen zu Kriterien für grünen Wasserstoff ein? (RED II Kriterien des delegierten Rechtsakts)

2.1.2 Marktdesign

Im Hinblick auf das zukünftige Strommarkt-Design ergibt sich aus den Umfrageantworten kein klares Bild. Ein vollständiger Wechsel hin zu einem nodalen Preissystem wird aus Unternehmenssicht nicht befürwortet und auch als nicht realistisch gesehen. Jeweils eine Stimme befürwortete den aktuellen, zonalen Ist-Zustand oder eine regionalere Strompreiskomponente. Die restlichen Antworten betonten, dass keine direkte Meinung zum Strommarktdesign vorhanden ist, wahrscheinlich, da das Thema bei den Praxispartnern aus der Gaswirtschaft nur mittelbar relevant ist (vgl. Abbildung 2-3).

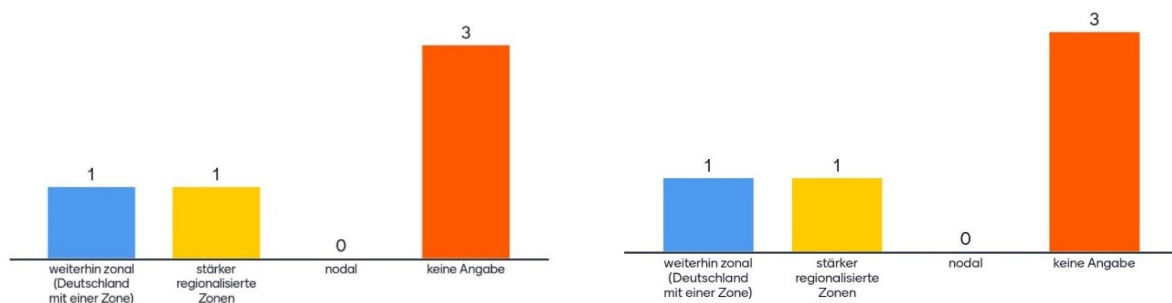


Abbildung 2-3: Links: Wie sollte das Strommarktdesign aus Unternehmenssicht im Jahr 2045 ausgestaltet sein?
Rechts: Wie wird das Strommarktdesign im Jahr 2045 realistisch gestaltet sein?

In den Freitextantworten werden exemplarisch weitere regulatorische Entwicklungen im Strommarktdesign aufgeführt, welche Auswirkungen auf den Gasmarkt haben würden. Dabei wird aufgeführt, dass sich im Falle der Teilung der deutschen Strommarkt-Gebotszone neue Anreize bzw. Kosten für Gaskraftwerke und PtG-Anlagen im Rahmen der Standortentscheidung ergeben. Dies führt folglich zu einer Veränderung der Wirtschaftlichkeit und der Investitionsentscheidungen. Zusätzlich wird beschrieben, dass durch die verstärkte Sektorenkopplung durch PtG und Rückverstromung, wie sie beispielsweise im EEG 2023 vorgesehen ist, der Gasmarkt stärker mit dem Strommarkt verknüpft wird. In der Folge führt dies zu neuen Möglichkeiten der Flexibilität und dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Einige Umfrageteilnehmende sehen jedoch auch Risiken für den Gasmarkt, da politische Entscheidungen die Nutzung des Stromsektors gegenüber dem Gassektor und damit dem Gasmarkt favorisieren.

Um kurzfristig Überschüsse aus EE aus dem Stromsektor aufzunehmen, bietet der Gasmarkt Flexibilität. Gasspeicher sind geeignet, um Dunkelflauten abzusichern und saisonale Effekte, insbesondere im Wärmesektor, auszugleichen. Dies erhöht zudem die Netzstabilität und Versorgungszuverlässigkeit. Durch ein hohes EE-Angebot im Stromsektor wird eine Verringerung der Importquote beim Gasbezug erwartet. Allerdings kann dies auch zu einer stärkeren Volatilität des Gaspreises führen.

2.1.3 Elektrolyse, Import, Netzinfrastruktur und Netzbetrieb

Von den derzeit diskutierten Elektrolyse-Technologien wird eine erhöhte Durchdringung der Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM) erwartet. An zweiter Stelle wird die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE) genannt und für am unwahrscheinlichsten wird der Einsatz der Alkali-Elektrolyse (AEL) gehalten (vgl. Abbildung 2-4, links). Bei den erwarteten spezifischen Investitionskosten der Elektrolyse-Technologien ist die Reihenfolge nicht ganz so eindeutig. Bei PEM und AEL werden ähnliche Kosten erwartet, wohingegen für die Hochtemperatur-Elektrolyse ein höherer Investitionsaufwand prognostiziert wird (vgl. Abbildung 2-4, rechts).

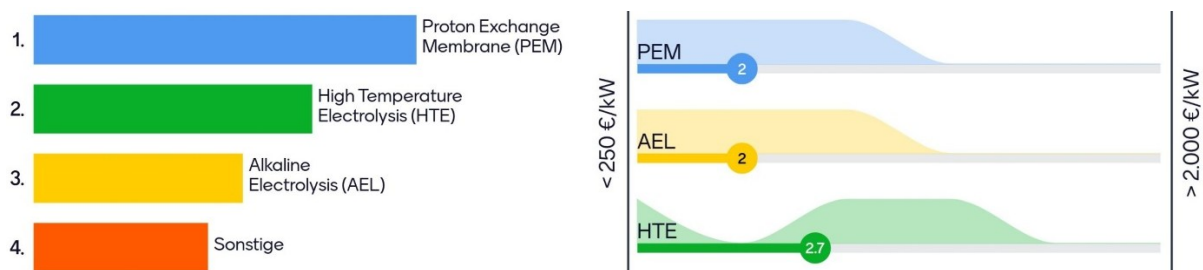


Abbildung 2-4: Links: Welche Elektrolyse-Technologien werden sich bis 2045 durchsetzen?
Rechts: Welche durchschnittlichen Investitionskosten erwarten Sie für die Elektrolyse?

Basierend auf den zuvor genannten Antworten erwarten die Teilnehmenden einen hohen Wasserstoff-Importbedarf für 2045. Dabei liegt der erwartete Anteil der Importe an der Bedarfsdeckung bei mindestens 40 %, bis hin zu 70 % (vgl. Abbildung 2-5, links). Dies legt dar, dass die zukünftige Erzeugung im Ausland inklusive Transport kostengünstiger als die Produktion vor Ort eingeschätzt wird. Auch die benötigten Transportkapazitäten und die Transportrichtung von H₂ werden maßgeblich durch die Importquote beeinflusst. In der Umfrage ergab sich keine eindeutige Meinung zur Rolle von Ammoniak als Transportmedium (vgl. Abbildung 2-5, rechts).

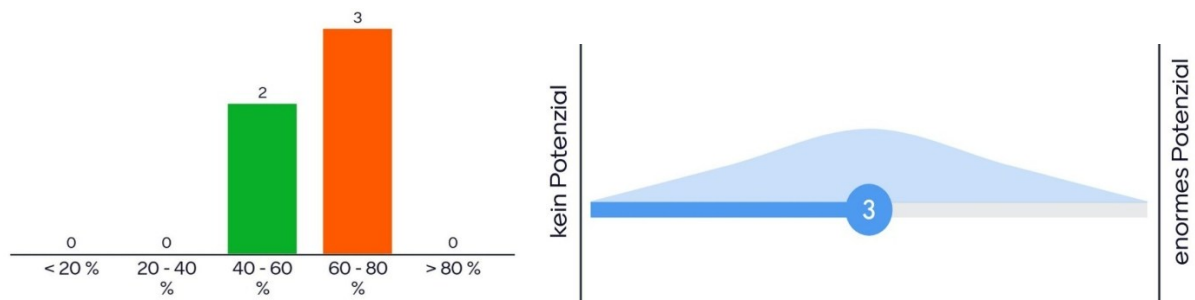


Abbildung 2-5: Links: Welchen Anteil an Wasserstoff-Importen erwarten Sie für Deutschland im Jahr 2045?
Rechts: Wie schätzen Sie das Potenzial von Ammoniak als Transportmedium für Wasserstoff ein?

Bei der Betriebsweise sehen alle Teilnehmenden eine gemischte Fahrweise als zukünftig realistisch an, die zwischen einer rein marktorientierten und einer netzdienlichen Fahrweise liegt. Es ist davon auszugehen, dass die Unternehmen hier bereits antizipieren, dass eine rein marktorientierte Fahrweise regulatorisch eingeschränkt wird, um die Investitions- und Betriebskosten der Netzinfrastruktur nicht übermäßig hoch ausfallen zu lassen. Im Kontext der netzdienlichen Fahrweise wird im Gassektor eine Nachfrage an Speicher-Kapazität in Höhe von mindestens 50 TWh bis etwa 200 TWh erwartet. Eine Antwort sieht einen Bedarf von mehr als 300 TWh (vgl. Abbildung 2-6, links).

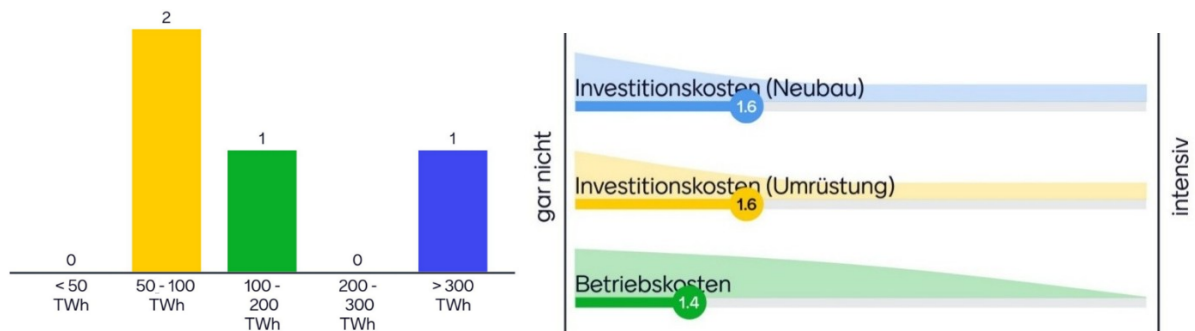


Abbildung 2-6: Links: Wie schätzen Sie das notwendige Speichervolumen für Wasserstoff im Jahr 2045 ein?
Rechts: Haben Sie sich bereits mit den Kosten in Bezug auf die Wasserstoff-Speicherung beschäftigt?

Schließlich verdeutlichen die Antworten auf die letzte Frage, dass die o.g. Antworten nur Indikationen darstellen, da die Unternehmen erst damit beginnen, die Kosten der kommenden Herausforderungen zu analysieren. Zum Zeitpunkt der Umfrage wurde ein höherer Fokus auf die Investitionskosten als die Betriebskosten gelegt ((vgl. Abbildung 2-6, rechts).

2.2 Treiber- und Hemmnisse-Analyse (GWI, UDE, ie³)

Basierend auf den Umfrage-Ergebnissen wurden die Antworten in einem Projekttreffen qualitativ weiterführend diskutiert. Die Aspekte wurden zudem mit aktueller akademischer Literatur verglichen. Als Ergebnis wurden die betrachteten Inhalte jeweils in technische, regulatorische und ökonomische Treiber sowie Hemmnisse gruppiert. Abbildung 2-7 zeigt einen Überblick. Im Folgenden werden die identifizierten Treiber und Hemmnisse detaillierter erläutert.

	Technisch	Regulatorisch	Ökonomisch
Treiber	- Wirkungsgrad-Erhöhung bei Elektrolyse - Kostendegression z.B. beim Bau von Elektrolyseuren und bei der Nutzung von Kavernenspeichern	- Steuerbefreiung - Netzentgelt-Befreiung & EEG-Umlagen-Befreiung - Regulierung H2-Netze - Bilanzierung-Standards - Ausbau von Erneuerbarer Erzeugung z.B. Aufnahme in Schutzgüterabwägung - Baurecht	- Höhere H2-Nachfrage für die Dekarbonisierung. - Zukünftig niedriger Strompreis durch hohen EE-Anteil. - Internationaler Handel
Hemmnisse	- Die Beimischung von H2 im Gasnetz ist begrenzt. - Langsamer Ausbau der EE - Geringe Volllaststunden von EE in Deutschland für grünen H2	- Temporäre Entlastungen und unklares Wechseldatum von Erdgas zu H2 - Netzanschluss nicht gesichert - Industrie-Standards noch in Etablierung - Europäische Vereinheitlichung	- Geringe Marktreife - Koordinationsprobleme beim Infrastrukturausbau - Fehlende lokale Standortanreize durch einheitlichen Strompreis

Abbildung 2-7: Treiber und Hemmnisse für die Energiesystem-Transformation mit Wasserstoff

2.2.1 Treiber

Technische Treiber

- Wirkungsgrad-Erhöhung bei Elektrolyse:** Die Erhöhung des Wirkungsgrads fördert den zukünftigen Einsatz von Wasserstoff als Energieträger. Je effizienter ein Elektrolyseur arbeitet, desto weniger Strom wird benötigt, um die gleiche Menge Wasserstoff zu erzeugen. Dies ist ein wichtiger Aspekt, da die erhöhte Stromnachfrage im Energiesystem potenziell mit Ausbaumaßnahmen kompensiert werden muss. Wasserstoff kann durch eine weitere Erhöhung des Wirkungsgrads näher an die Effizienz von Batteriespeichern rücken und wird so eine technisch sinnvolle Alternative für mittelfristige Energiespeicherung werden. Aktuell weisen Batteriespeicher einen deutlich höheren Gesamt-Wirkungsgrad auf. Sie eignen sich daher insbesondere für die kurzzeitige Speicherung von Energie über Stunden bis wenige Tage. Für mittelfristige bis saisonale Speicherung von Energie stoßen Batteriespeicher jedoch an wirtschaftliche Grenzen, da die Speicherkapazität unmittelbar an die Menge des eingesetzten Zellmaterials gekoppelt ist und damit hohe Kosten verursacht. Wasserstoffspeicher ermöglichen dagegen eine kostengünstigere Speicherung großer Energiemengen über längere Zeiträume, da die Speicherkapazität weitgehend unabhängig von der Leistung der Elektrolyse und Rückverstromung ausgebaut werden kann. Steigende Elektrolysewirkungsgrade verringern den Effizienznachteil der Wasserstoffkette und verbessern damit ihre Wettbewerbsfähigkeit für Langzeitspeicheranwendungen.
- Kostendegression beim Bau von Elektrolyseuren und bei der Nutzung von Kavernenspeichern:** Wenn Elektrolyseure in größerer Stückzahl produziert werden, sinken die Investitionskosten pro Anlage deutlich durch Serienfertigung, da sich Lern- und Skalierungseffekte in der Produktion ergeben. Dadurch werden Elektrolyseure attraktiver. Aktuell werden nur einzelne Projekte für H2-Kavernenspeicher umgesetzt. Es kann jedoch erwartet werden, dass nach ersten Erfahrungen mit der Umrüstung bestehender Anlagen die großen unterirdischen Salzkavernen zu geringeren Kosten umgewidmet werden können. Große Speichermengen sind wichtig, um saisonale Schwankungen auszugleichen. Zwar haben auch Kavernenspeicher erhöhte Verluste (Teilnutzung der Energie für die Nebenanlagen zur Druckänderung), allerdings sind diese bei saisonaler Fahrweise weniger relevant, da insbesondere bei der Einspeicherung im Sommer auf der Grundlage der aktuellen EE-Ausbauzahlen erhebliche Überschüsse an EE-Strom zu erwarten sind.

Regulatorische Treiber

- **Steuerbefreiung:** Gemäß § 9a Nr. 1 StromStG können Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die Elektrolyseure betreiben, eine Steuerentlastung beantragen. Damit werden Unternehmen gefördert, welche bereits Wasserstoff stofflich benötigen oder beabsichtigen, von Erdgas auf H₂ umzusteigen. So kann die Industrie bereits vor der Fertigstellung der ersten Wasserstoff-Netze eine Umstellung auf H₂ im Unternehmen vornehmen.
- **Netzentgelt-Befreiung:** Auf Basis von §118 Abs. 6 EnWG fallen für 20 Jahre keine Netzentgelte für Stromspeicher an. Die Befreiung gilt jedoch nur, wenn der chemisch zwischengespeicherte Strom wieder ins gleiche Netz zurückgespeist wird. Folglich fallen reine Elektrolyse-Anlagen nicht unter die Befreiung. Weitere Umlagen können gegebenenfalls reduziert werden, wenn die Regeln für stromkostenintensiven Unternehmen zur Anwendung kommen. Die Begrenzung der Befreiung auf 20 Jahre betont den temporären Charakter der Maßnahme zur Unterstützung des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft. Mit zunehmendem Einsatz von Speichern ist zu erwarten, dass die Systemdienlichkeit weniger gegeben ist. Zudem könnten Mitnahme-Effekte auftreten und damit verbunden Entgelt-Einnahmen für die Netzbetreiber entfallen bei Anlagen, deren Betrieb auch mit Netzentgelten noch ökonomisch sinnvoll wäre.
- **Regulierung von Wasserstoffnetzen:** Investoren brauchen langfristige Investitionssicherheit. Dazu gehören stabile Vorgaben für Erlösmodelle, Eigentumsfragen, Regulierung von Netzbetreibern und Förderfähigkeit. Ohne klare Zusagen der Politik werden Unternehmen risikobehaftete Sonderlösungen zur Nutzung von Wasserstoff kaum umsetzen, sondern auf andere Technologien umsteigen oder den Produktionsstandort wechseln. Bei der regulatorischen Aufsicht über den Betrieb des zukünftigen Wasserstoffnetzes gibt es Ähnlichkeiten mit der aktuellen Regulierung des Erdgasnetzes, da es sich auch beim Wasserstoffnetz um ein natürliches Monopol handelt und die Netzbetreiber Marktmacht ausüben könnten. Allerdings sind auch bestimmte Aspekte unterschiedlich. So wird z.B. das Wasserstoffnetz zu Beginn deutlich kleiner sein und über weniger Netzanschlüsse verfügen und die transportierten Mengen werden zu Beginn des Markthochlauf noch gering sein. Erste regulatorische Aspekte wurden in der EnWG-Novelle 2021 umgesetzt. Dabei sind Sonderbedingungen für die Netzentgeltbildung und die Risikoübernahme eingeführt worden, die Finanzierungsbedingungen für die erforderlichen Investitionen verbessern.
- **Bilanzierungs-Standards:** Ein konsistentes Abrechnungsschema ist notwendig, um Vertrauen in den Wasserstoffmarkt zu bilden. Insbesondere bei Wasserstoff als stofflichem Energieträger sind Akteure oft räumlich und zeitlich voneinander getrennt. Beide Parteien müssen nachvollziehbar antizipieren können, wie sich ihre Handelsstrategie finanziell auswirkt. Einheitliche Bilanzierungsregeln schaffen dabei Transparenz über Einspeisung, Entnahme und Verluste im Netz. Gerade für Elektrolyseure und Speichieranlagen ist wichtig, dass ihre Mengen korrekt zugeordnet und abgerechnet werden können.
- **Ausbau der erneuerbaren Elektrizitäts-Erzeugung und Verbesserung entsprechender regulatorischer Randbedingungen, z.B. Aufnahme in Schutzgüterabwägung:** Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft benötigt große Mengen an Strom aus erneuerbaren Quellen. Durch den 2023 festgelegten Vorrang bei der Schutzgüterabwägung, sind Planungs- und Genehmigungsverfahren für Wind- und Solarprojekte teilweise vereinfacht. Es lassen sich neue Anlagen schneller realisieren, da andere Schutzgüter, wie z.B. Bauplanungsrecht, Immissions-, Natur-, Arten-, Boden-, Gewässer- oder Denkmalschutz keine vollständig ausschließenden Gründe gegen den Bau von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen darstellen. Erhöhte erneuerbare Erzeugungskapazitäten mit geringen Stromgestehungskosten erhöhen die Wirtschaftlichkeit von grünem Wasserstoff. Weiterhin kann ein beschleunigter Ausbau erneuerbarer Erzeugung in räumlicher Nähe zu Wasserstoffprojekten dazu beitragen, diese besser mit lokalem Strom zu versorgen, was Strom-Übertragungskapazitäten geringhält.
- **Baurecht:** Es ist wichtig, dass zukünftige Investitionsmaßnahmen nicht durch aufwändige, unvorhersehbare und fragmentierte Prozesse ausgebremst werden. In den letzten Jahren wurden Maßnahmen umgesetzt, um Prozesse bis zur finalen Genehmigung zu beschleunigen. Dies umfasst z.B.

die stärkere Verknüpfung von Prüfungsunterlagen zur Vermeidung von Doppelprüfungen. Ebenfalls wurden Antragsprozesse digitalisiert und damit auch standardisiert. Der Energiesektor erhält eine Privilegierung gegenüber anderen Belangen. Dies zeigt sich beim Baurecht darin, dass Flächen einfacher für die Wasserstoffwirtschaft zur Verfügung gestellt werden, insbesondere im sogenannten Außenbereich, sowie auch Industrie- und Konversionsflächen.

Ökonomische Treiber

- **Höhere H₂-Nachfrage für die Dekarbonisierung:** Eine Wasserstoff-Nachfrage wird in der Industrie in den ersten Jahren nur an wenigen Standorten und in wenigen Branchen wie z. B. der Stahl- und Chemieindustrie erwartet. Zusätzlich kommt die staatlich induzierte Nachfrage bzw. Ausschreibung nach Wasserstoffkraftwerken hinzu, welche im Rahmen des Kapazitätsmarkts zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit des Stromnetzes ausgeschrieben werden. Für die Ausschreibungen war zum Analysezeitpunkt vorgesehen, dass neue Gaskraftwerke zu einem bestimmten, von der Politik festgelegten Zeitpunkt zu Wasserstoff als Brennstoff wechseln müssen.
- **Zukünftig niedriger Strompreis durch hohen EE-Anteil:** Die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von grünem Wasserstoff hängt maßgeblich vom Strompreis ab, da Strom den größten Kostenblock bei der Elektrolyse darstellt. Ein hoher Anteil erneuerbarer Energien im Strommix wird hier tendenziell zu niedrigeren Strompreisen führen. Der Grund ist der Merit-Order-Effekt: Wenn mehr Strom aus Wind- und Solaranlagen ins Netz eingespeist wird, verdrängt dieser günstig erzeugte Strom konventionelle Kraftwerke aus dem Markt. Für die inländische Wasserstoffproduktion ist das vorteilhaft, weil günstiger EE-Strom die Wettbewerbsfähigkeit von lokalen Elektrolyseanlagen gegenüber H₂-Importen verbessert. Auch die finanziellen Verluste aufgrund des geringeren Wirkungsgrades von Wasserstoffspeichern fallen dann gegenüber Batteriespeichern geringer aus. Allerdings gilt dies nur für Stunden mit Erneuerbarem-Überschuss und soweit nicht andere Flexibilitäten wie Batterien dazu führen, dass die Strompreise sich auf höherem Niveau stabilisieren.
- **Internationaler Handel:** Die Rentabilität der Wasserstofferzeugung in Deutschland hängt auch vom internationalen Wasserstoffmarkt ab. Entscheidend sind dabei sowohl der globale Wasserstoffpreis als auch mögliche Handelshemmnisse, etwa durch Importbeschränkungen, Zertifizierungsanforderungen oder Transportkosten. Eine starke Nachfrage auf dem Weltmarkt könnte zu höheren Erlösen für in Deutschland erzeugten Wasserstoff führen, denn damit verbunden ist im Regelfall auch ein Anstieg des inländischen Wasserstoff-Preisniveaus.

2.2.2 Hemmnisse

Technische Hemmnisse

- **Die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz ist begrenzt:** Eine Beimischung ins Bestandsnetz ist ggf. eine Übergangslösung, um die CO₂-Emissionsziele zu erreichen. Die bestehenden Anlagen können noch länger genutzt werden und für bezogenes Gas müssen weniger CO₂-Zertifikate erworben werden. Viele Leitungen und Verdichterstationen sind jedoch nicht für die Beimischung hoher Wasserstoff-Anteile geeignet. Wasserstoff hat andere physikalische Eigenschaften als Erdgas, insbesondere eine höhere Diffusionsfähigkeit. Dadurch treten erhöhte Material-Versprödung, Leckagen oder Probleme bei Dichtungen und Messsystemen auf. Es ist weiterhin nicht klar, wie viel Wasserstoff dauerhaft ohne Sicherheits- und Funktionsprobleme eingespeist werden kann. Auch industrielle Anlagen, Heizkessel und Gasturbinen reagieren unterschiedlich empfindlich auf H₂-Beimischungen. Teure Umrüstungen bergen das Risiko von Doppelstrukturen, weil parallel ein reines Wasserstoff-Netz aufgebaut wird. Insbesondere in den ersten Jahren des Wasserstoff-Hochlaufs stellt die begrenzte Beimischung eine Barriere für die Absatzmengen dar. Ohne klare Strategie ist zudem die Unsicherheit für die produzierende Industrie sehr hoch. Anlagen, die mit verschiedenen Brennstoffen oder Mischungen betrieben werden, haben üblicherweise einen geringeren Wirkungsgrad als auf einen Energieträger spezialisierte Anlagen.
- **Langsamer Ausbau der EE:** Grüner Wasserstoff kann nur dann in großem Umfang produziert werden, wenn ausreichend erneuerbarer Strom aus Wind- und Solaranlagen verfügbar ist. Fehlt dieser

Strom, laufen Elektrolyseure entweder zu selten oder mit konventionellem Strom, der höhere Gestehungskosten aufweist und mit zunehmend steigenden CO₂-Zertifikatpreisen einhergeht. Das reduziert die Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse deutlich. Steht nicht ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung, muss zusätzlich die produzierende Industrie für die Kompensation von CO₂-Emissionen aufkommen.

- **Geringe Volllaststunden von erneuerbaren Energien in Deutschland für grünen Wasserstoff:** Da Wind- und Solarstrom wetterabhängig schwanken, können Elektrolyseure oft nicht kontinuierlich mit hoher Auslastung betrieben werden. Der niedrigere Nutzungsgrad von Elektrolyseuren in Deutschland resultiert in höheren spezifischen Kosten pro Kilogramm Wasserstoff. Als Folge rücken Wasserstoffimporte aus Regionen mit besseren Erzeugungsbedingungen, etwa aus dem Mittleren Osten, stärker in den Fokus. Dort können erneuerbare Anlagen, insbesondere PV-Anlagen mit vergleichsweise hohen Volllaststunden den Wasserstoff deutlich günstiger bereitstellen. Zusätzlich muss die Reinheit des Wasserstoffs den Anforderungen der jeweiligen Anwendung, bzw. für die Netzeinspeisung geeignet sein. Stark schwankende Betriebszustände reduzieren die Reinheit von Elektrolyse-Wasserstoff. Ein dauerhafter Betrieb von Elektrolyseuren bei Nennleistung steht jedoch im Konflikt zu system- oder netzorientierter Fahrweise bei EE-Überschuss oder geringer Auslastung des Stromnetzes.

Regulatorische Hemmnisse

- **Temporäre Entlastungen und unklares Wechseldatum von Erdgas zu Wasserstoff:** Da private Investitionen in Elektrolyse auf lange Laufzeiten ausgelegt sind, schaffen befristete Entlastungen z. B. bei den Netzentgelten nur begrenzte Planungssicherheit. Unternehmen müssen befürchten, dass ihre Betriebskosten nach Ablauf der Befreiung deutlich steigen. Dadurch sinkt die Bereitschaft, frühzeitig große Summen in neue Anlagen und Produktionskapazitäten zu investieren. Für Betreiber von Elektrolyseuren ist es schwer kalkulierbar, ob sich Anlagen auch nach dem Ende der Förderung noch wirtschaftlich betreiben lassen. Dies betrifft auch Investitionen in Speicher, Netzanbindung und industrielle Abnehmerstrukturen. Ohne eine verlässliche und langfristig angelegte Entgeltregelung bleibt das regulatorische Umfeld unsicher. Analog sorgt das vorab nicht festgelegte Datum des Wechsels der Gaskraftwerke des Kapazitätsmarkts hin zur Nutzung von Wasserstoff für Unsicherheit. Wenn Unternehmen hier mit dem maximalen Verlust planen, werden die Gebote bei den geplanten Kapazitätsauktionen aufgrund der Unsicherheit höher ausfallen.
- **Netzanschluss nicht gesichert:** Für Elektrolyseure und Speicher reicht es nicht allein aus, technisch fertig geplant zu sein, denn ohne verbindlichen Anschluss an das Netz können sie nicht wirtschaftlich betrieben werden. Bislang führte das sogenannte Windhund-Prinzip oft dazu, dass früh eingereichte Anträge Kapazitäten blockierten, auch wenn andere Projekte bereits weiter im Planungsprozess fortgeschritten waren. Mit dem 2026 festgelegten Reifegradverfahren werden nun Projekte nach Kriterien wie Flächensicherung, Genehmigungsstand sowie Netz- und Systemnutzen für die Anschluss-Priorität bewertet. Das macht die Anschluss-Reihenfolge für den Netzbetreiber und das System adäquater. Es ersetzt aber das grundlegende Problem nicht vollständig: Die (temporär) verfügbare Netzkapazität bleibt limitiert. Für Wasserstoffprojekte verbleibt das Risiko, dass Investitionen in Elektrolyse, Speicher oder Leitungsanbindungen ohne gesicherten Anschluss ins Leere laufen. Hinzu kommen Gebühren, Kautionen und Belegpflichten, um ein sehr weit fortgeschrittenes Projektstadium darzulegen. Dadurch werden insbesondere kleinere Projekte benachteiligt, obwohl sie für den Markthochlauf wichtig sein könnten.
- **Industrie-Standards noch in Etablierung:** Solange Normen, Sicherheitsanforderungen und Qualitätsstandards nicht einheitlich festgelegt sind, bestehen Risiken für Betreiber, Investoren und Behörden. Das betrifft etwa die Reinheit von Wasserstoff, Druckstufen, Materialanforderungen sowie Mess- und Bilanzierungsverfahren. Ohne verbindliche Standards werden Anlagen und

Komponenten über verschiedene Standorte nicht vollständig kompatibel geplant und gebaut. Für Unternehmen erhöht das die Planungs- und Investitionsrisiken, weil spätere Nachrüstungen nötig werden können. Auch Genehmigungsverfahren können sich verzögern, wenn Behörden im Einzelfall technische Anforderungen ohne etablierte Verfahren intensiv mit Gutachten prüfen müssen. Ein Beispiel sind unterschiedliche Anforderungen an Leitungen, Verdichter oder Anlagen in der Industrie. Die fehlende Standardisierung erschwert damit Skalierung und Serienfertigung.

- **Europäische Koordination bei Regularien und Infrastrukturmaßnahmen:** Auch bei Förderregeln und Genehmigungsanforderungen gibt es weiterhin nationale Unterschiede. Das erschwert Investitionen, weil Unternehmen nicht sicher sein können, ob ein heute aufgebautes Netz oder ein Importkorridor in einigen Jahren in allen Nachbarstaaten gleichermaßen genutzt wird. Europa hat zwar mit der gemeinsamen Wasserstoffstrategie, dem Ausbau des European Hydrogen Backbone und den IPCEI-Projekten Koordinationsmechanismen geschaffen, aber eine verbindliche europaweite Planung ist nicht vorhanden. Die EU versucht außerdem über Förderbedingungen, Herkunftsnachweise und gemeinsame Beihilferahmen nationale Alleingänge zu begrenzen, doch die Umsetzung bleibt weiterhin in der Verantwortung der Mitgliedstaaten.

Ökonomische Hemmnisse

- **Geringe Marktreife:** Wasserstoff-Projekte befinden sich derzeit in einer frühen Marktphase. Aus diesem Grund ist die zukünftige Auslastung der Anlagen und damit die resultierenden Unternehmensdeckungsbeiträge derzeit schwer quantifizierbar. Gleichzeitig sind hohe Anfangsinvestitionen notwendig. Für Unternehmen bedeutet das ein erhebliches Risiko, da sich die Kapitalbindung oft erst über viele Jahre amortisiert. Banken und Investoren verlangen belastbare Abnahmeverträge und sichere Förderzusagen. Erschwerend kommt hinzu, dass ohne großflächige Umsetzung keine Skaleneffekte entstehen und die Kosten pro Kilogramm Wasserstoff hoch bleiben. Folglich verzögert sich die Marktdurchdringung, die wiederum für sinkende spezifische Kosten notwendig ist.
- **Koordinationsprobleme beim Infrastrukturausbau:** Nicht optimale Systemdesigns oder überhöhte Kosten können entstehen, wenn Erzeugung, Transport, Speicherung und industrielle Nachfrage nicht zeitlich und räumlich aufeinander abgestimmt werden. Die verschiedenen Beteiligten der Wasserstoff-Branche sind dann unterschiedlich stark finanziell von den Koordinationsproblemen betroffen. Beispielhaft sind die zeitlich unterschiedliche Fertigstellung von Elektrolyseuren und Transportleitungen ein großes Problem mit direkten finanziellen Implikationen. Dadurch ergibt sich eine hohe Kapitalbindung. Zudem ist der Einkauf von Energie der produzierenden Industrie eine Entweder-oder-Entscheidung. Eine Diversifizierung, sodass die Anlagen mit mehreren Energieträgern genutzt werden können, ist üblicherweise nicht ökonomisch sinnvoll.
- **Fehlende lokale Standortanreize durch einheitlichen Strompreis:** In Deutschland sorgt der einheitliche Großhandels-Strompreis dafür, dass sich Elektrolyseure nicht automatisch dort ansiedeln, wo besonders viel erneuerbarer Strom oder freie Netzkapazität vorhanden ist. Durch die fehlenden regionale Preissignale, die eine räumlich optimale Verteilung von Elektrolyse-Anlagen fördern würden, werden Elektrolyseure oder Wasserstoffspeicher ceteris paribus gleichzeitig im Strom- und Wasserstoffnetz für erhöhte Transite sorgen. Dadurch entsteht ggf. zusätzlicher Zubau-Bedarf für die Netze. Dies ist vor allem deswegen relevant, weil Kavernenspeicher nicht frei über das Bundesgebiet platziert werden können und z.B. beim Netzanschluss nach dem neuen Verfahren dann ggf. Nachteile erhalten, was bei regionalen Strompreiskomponenten nicht der Fall wäre.

2.3 Durchführung einer Metastudie (UDE)

Bei der Durchführung der Metastudie wurden insbesondere die sog. „Big Five“-Studien zur Ableitung von plausiblen Szenarien für das MOPPL-Projekt analysiert (siehe Tabelle 2-1). Damit sind fünf Systemstudien aus den Jahren 2021 und 2022 gemeint, welche Transformationspfade zur vollständigen Klimaneutralität im Jahr 2045 modellieren. Zusätzlich wurden eine Studie vom Fraunhofer ISE betrachtet sowie auch der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom herangezogen. In Summe wurden so 27 Szenarien aus 6 Studien verglichen.

Tabelle 2-1: Untersuchte Studien für die Szenarien-Erstellung

Studien-Titel	Big 5-Studie	Institution	Datum
Klimaneutrales Deutschland 2045	Ja	Agora Energiewende u.a.	Juni 2021
Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft	Ja	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	Oktober 2021
Dena Leitstudie – Aufbruch Klimaneutralität	Ja	Dena	Oktober 2021
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (T45 Szenarien)	Ja	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	November 2022
Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045	Ja	Ariadne Projekt	Oktober 2021
Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem	Nein	Fraunhofer ISE	November 2021
Genehmigter Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom	Nein	Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber	Juni 2022

Bei der vergleichenden Betrachtung der Systemstudien und unterschiedlichen Szenarien zeigt sich, dass Klimaneutralität durch verschiedene Pfade erreicht werden kann. Zentral für das Forschungsvorhaben MOPPL sind die in Abbildung 2-8 dargestellte Wasserstoffnachfrage sowie die installierte Elektrolyseleistung und die entsprechenden Vollbenutzungstunden in Abbildung 2-9.

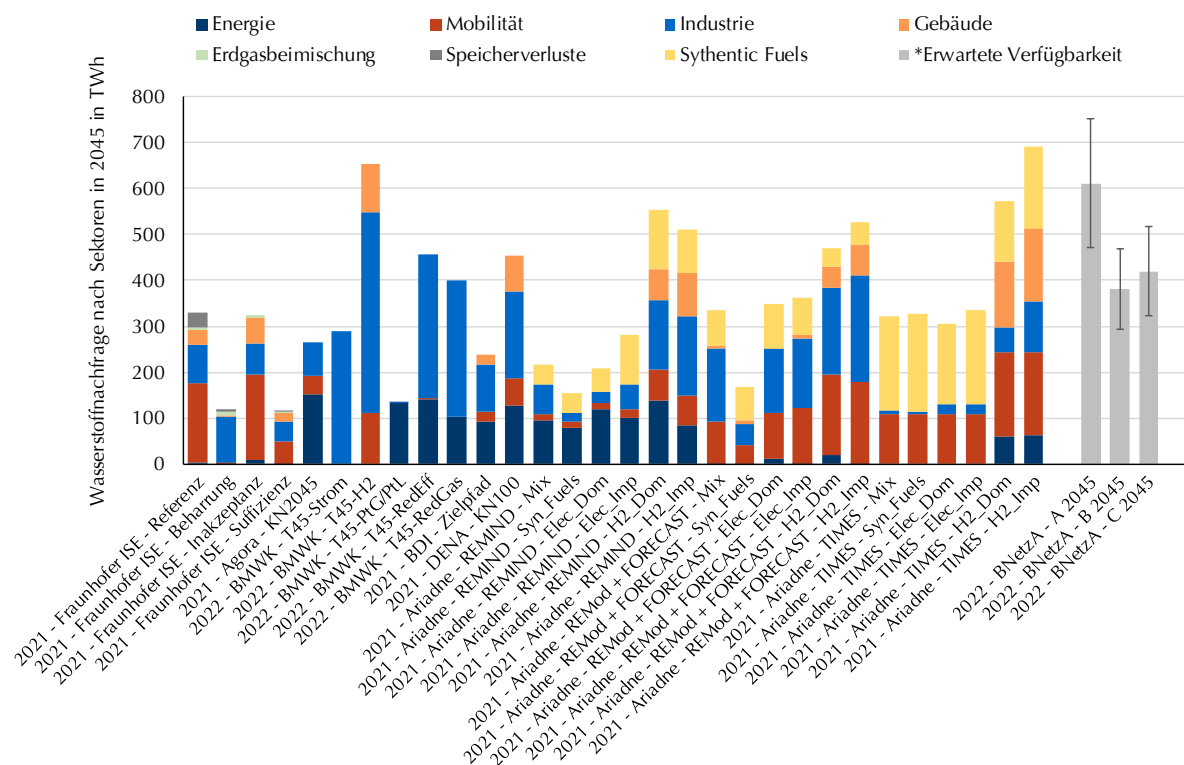


Abbildung 2-8: Wasserstoffnachfrage nach Sektoren im Jahr 2045

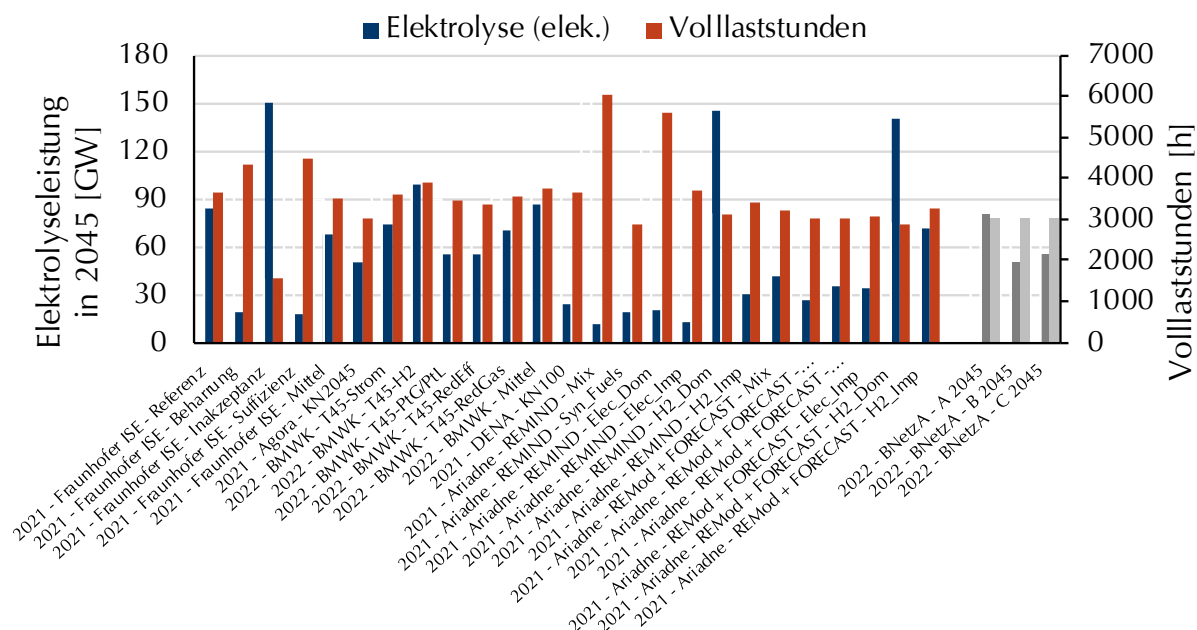


Abbildung 2-9: Elektrolyseleistungen und Volllaststunden im Jahr 2045

2.4 Entwicklung von Szenarien für das Projekt MOPPL (UDE, ie³, GWI)

Der Fokus des Forschungsvorhabens MOPPL unterscheidet sich von den Systemstudien. Daher wurden aufbauend auf den o.g. Studien Szenarien gebildet, die einen passenden Rahmen für die eigenen Analysen liefern. Dabei wurde auf Plausibilität geachtet und drei Szenarien definiert. In allen Szenarien liegt der Fokus auf dem Jahr 2045, in dem die Klimaneutralität in Deutschland nach aktueller Gesetzeslage erreicht werden soll.

2.4.1 Basis-Szenario – MOPPL-Szenario A

Das Basis-Szenario (mittleres Szenario) basiert auf den o.g. großen Systemstudien. In einem ersten Schritt wurden die jeweiligen Szenarien der einzelnen Studien für das Jahr 2045 gemittelt. Anschließend wurden über die unterschiedlichen Studien ein ungewichteter Mittelwert gebildet (vgl. Abbildung 2-10).

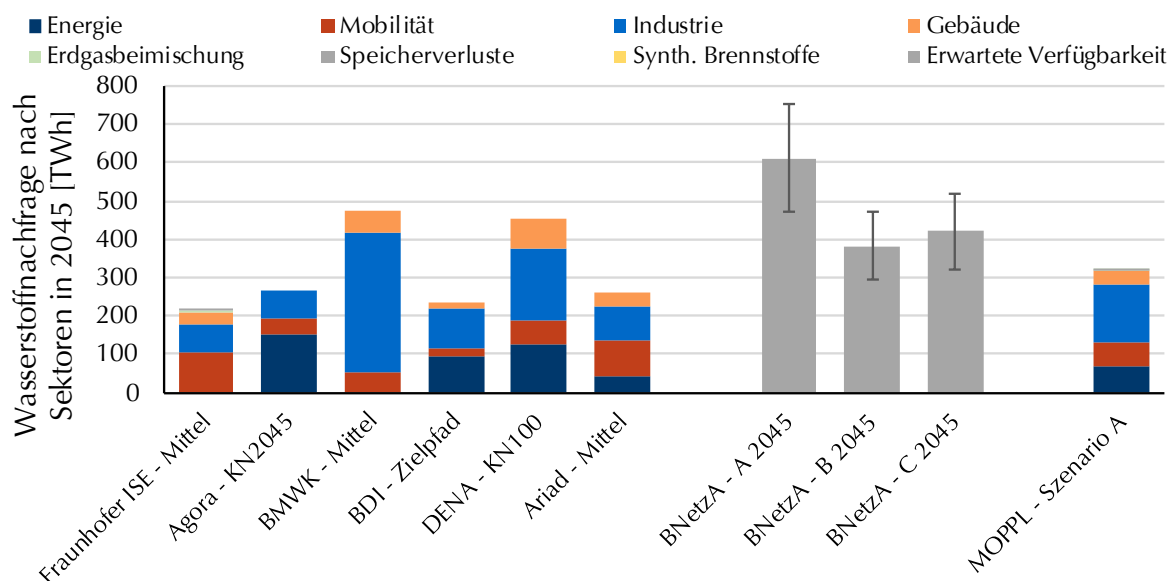


Abbildung 2-10: Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 – Studienergebnisse und mittleres MOPPL-Szenario A

Dies wurde pauschal für alle Werte durchgeführt, welche in drei oder mehr der Studien vorhanden waren. Falls dies nicht der Fall war, wurden die Angaben diskutiert und Einzelfallentscheidungen durchgeführt. Hier wurden z.B. fehlende Werte anhand von besonders detaillierten Verteilungen einer anderen Studie übernommen, d.h. Anteile aus der anderen Studie wurden dann auf den Szenarien-Wert skaliert. Dies war beispielsweise bei dem Energieverbrauch verschiedener Mobilitätsformen der Fall.

2.4.2 Hohes Bedarfs- und Erzeugungsszenario (H2 und Strom) – MOPPL-Szenario B

Für das hohe Bedarfsszenario wurden aus den „Big 5“-Studien jeweils die Szenarien identifiziert, welche einen hohen Wasserstoffbedarf erwarten lassen. Da i Szenario C des NEP Strom der Fokus auf hohem Strombedarf liegt, wurde vereinfachend dieses Szenario für den Stromsektor übernommen. Für den H2-Sektor wurden die „nachfragestarken“ Szenarien der „Big 5“-Studien einzeln zusammengeführt. Diese umfassen das H2-Szenario der Langfristszenarien, das Szenario der Dena, sowie die Szenarien „H2-Inländisch“ und „H2-Import“ von Ariadne. Die entsprechenden Ergebnisse sind in Abbildung 2-11 dargestellt, die Gesamtnachfrage beträgt hier einschließlich Energiesektor rund 550 TWh im Vergleich zu ca. 320 TWh in Szenario A.

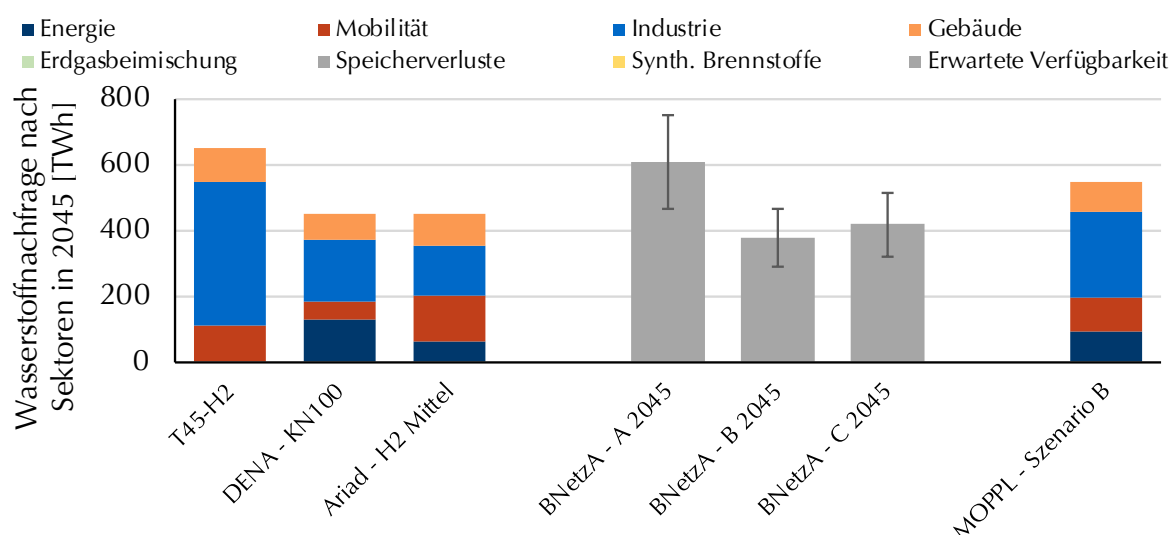


Abbildung 2-11: Wasserstoffnachfrage im Jahr 2045 – Studienergebnisse mit hohen Werten und MOPPL-Szenario B

2.4.3 Mittleres Szenario mit Importeinschränkungen – MOPPL-Szenario C

Dieses Szenario entspricht grundsätzlich Szenario A. Abweichend davon werden die Wasserstoffimporte auf 50 % des Referenzwertes begrenzt, um zu untersuchen, inwieweit eine stärkere heimische Wasserstoffproduktion die Transportstrukturen sowie die Kosten der Wasserstoffbereitstellung beeinflusst. Im weiteren Projektverlauf wurde dieses Szenario nicht als eigenständiges Hauptszenario sondern als Sensitivitätsanalyse des Szenarios A betrachtet (vgl. Abschnitt 2.5.3)

2.5 Update der Szenarien für das Projekt MOPPL (AP3.1) (UDE, ie³)

Dieses Kapitel ist im Projektablauf dem Arbeitspaket 3.1 zuzuordnen, wird aus Gründen des Leseflusses jedoch bereits an dieser Stelle eingeordnet. Die Aktualisierung der Szenarien baut unmittelbar auf den zuvor dargestellten Grundlagen, der Metastudie und den vorläufigen Szenarien, auf und damit wird die Nachvollziehbarkeit der weiteren methodischen Entwicklung sichergestellt.

Die einschlägigen „Big 5“-Studien der Metaanalyse wurden bereits oben in Kapitel 2.3 dargestellt. Die Studien wurden bis inkl. 2022 erstellt. Nach der vertieften methodischen Arbeit im Projekt MOPPL wurde anschließend Ende 2024 beschlossen, dass die Szenarien-Annahmen nicht ausreichend aktuell

die veränderten geo- und energiepolitischen Rahmenbedingungen darstellen. Daher wurden Updates der Studien gesucht und gesichtet und die Szenarien für MOPPL überarbeitet. Abbildung 2-12 stellt eine Übersicht über die Studien-Updates dar.

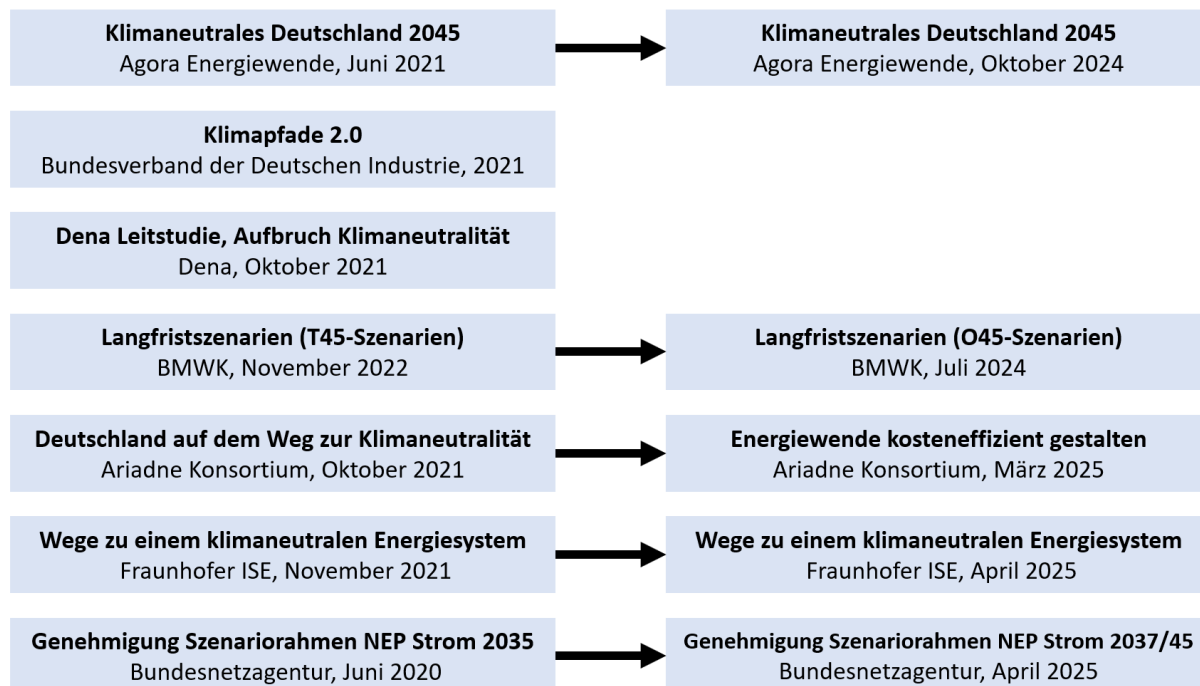


Abbildung 2-12: Übersicht über Studien-Updates

2.5.1 Veränderte Studienschwerpunkte

Die Studie **Klimaneutrales Deutschland – Von der Zielsetzung zur Umsetzung** von Agora Energiewende [Agor24] fokussiert mehr auf die Dekarbonisierung des Verkehrs- und Gebäudesektors. Die Berechnungen basieren auf einem konsistenten Modell, das die Wechselwirkungen zwischen Technologien, Märkten und politischen Rahmenbedingungen abbildet. Die notwendigen Investitionen werden quantifiziert, wobei zwischen ohnehin erforderlichen und zusätzlichen Klimaschutzinvestitionen unterschieden wird. Der öffentliche Förderbedarf wird auf jährlich durchschnittlich 58 Milliarden Euro bis 2030 geschätzt. Die Stromnachfrage steigt auf knapp 1270 TWh im Jahr 2045 (statt bisher 1017 TWh). Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erreicht bis 2045 eine Kapazität von 180 GW Windkraft an Land (statt 145 GW), 73 GW Windkraft auf See (bisher 70 GW) und 470 GW Photovoltaik (bisher 385 GW). Die Wasserstoffnachfrage steigt bis 2045 auf knapp 270 TWh, wobei der Großteil über Importe gedeckt wird. Die Studie zeigt, dass Deutschland im Jahr 2045 Netto-Negativemissionen von 30,7 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten erzielen kann. Die Ergebnisse unterstreichen aus Sicht der Autoren die Machbarkeit eines klimaneutralen Übergangs unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und sozialer Rahmenbedingungen.

Mit dem Update der **Langfristszenarien** [Frau24a], insbesondere der Einführung der O45-Szenarien, wird der Lösungsraum gegenüber den T45-Szenarien enger gefasst. Das O45-Strom-Szenario fokussiert deutlich stärker auf die Elektrifizierung der Endenergieverbraucher, um Energieumwandlungsverluste zu vermeiden. Dies ist insbesondere für Industrie-, Verkehr- und Wärme-Lasten der Fall. Im Gegensatz dazu zeigt das O45-H2-Szenario einen höheren, aber weniger ausgeprägten Wasserstoffeinsatz als das vorherige T45-H2-Szenario, da die technologischen und politischen Rahmenbedingungen angepasst wurden. Die Unterschiede zwischen den beiden O45-Szenarien sind geringer als zwischen den entsprechenden T45-Szenarien.

Der Ariadne-Report **Energiewende kosteneffizient gestalten** [LBBS25] unterscheidet sich von der Vorgängerstudie insbesondere hinsichtlich der methodischen Differenzierung, der Aktualisierung der politischen Rahmenbedingungen und der quantitativen Tiefe der Szenarioanalyse. Im Zentrum steht die Modellierung von Szenarien, welche die gesetzlich verankerten Ziele des Klimaschutzgesetzes und der Ausbauziele des EEG sowie des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) berücksichtigen. Im Vergleich zur Studie von 2022 wird der Transformationspfad nun nicht nur auf technologischer, sondern auch auf wirtschaftlicher und institutioneller Ebene analysiert. Ein zentraler Aspekt ist die differenziertere Berücksichtigung der notwendigen Netzinfrastruktur, neben Stromnetzen auch die Netze für Wasserstoff und CO₂. Zur Erreichung der Klimaziele sind demnach hohe Ausgaben notwendig: Der Investitionsbedarf für die Energiewende wird auf 116 bis 131 Mrd. Euro pro Jahr (entspricht etwa 3,5 % des BIP 2024) geschätzt, wobei der Großteil von 95 Mrd. Euro pro Jahr bereits durch politisch beschlossene Maßnahmen induziert wird. Die Wärmewende im Gebäudesektor verursacht mit 40-50 Mrd. Euro pro Jahr einen großen Anteil an den Investitionen. Die Energiewirtschaft hat mit 52-60 Mrd. Euro pro Jahr sogar noch einen höheren Bedarf. Bei der Kostenstruktur der Energiewende zeigen sich erhebliche sektorale Unterschiede: Im Verkehrssektor ergeben sich durch die Elektrifizierung von Fahrzeugen Einsparungen von 4,9 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber dem Referenzszenario Existierende Politiken, welches die Klimaziele verfehlt. Im Gebäudesektor entstehen Mehrkosten von 1,9 Mrd. Euro pro Jahr aufgrund der hohen Investitionen in Sanierung und Wärmepumpen. In der Industrie belaufen sich die zusätzlichen Kosten für emissionsarme Energieträger und CO₂-Abscheidung auf 15,5 Mrd. Euro pro Jahr im Szenario „Technologiemix“. Die Gestehungskosten für grünen Wasserstoff liegen im Jahr 2045 bei 110 Euro pro MWh.

Die Studie **Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem** [Frau24b] des Fraunhofer ISE geht über rein techno-ökonomische Annahmen hinaus und hebt die Bedeutung von Effizienzsteigerungen hervor, die durch vereinfachte Genehmigungsverfahren, beschleunigte Planungsprozesse und verändertes Verhalten der Endnutzer möglich werden können. Insbesondere die Reduktion von Verwaltungshürden und die Beschleunigung des Ausbaus von Erneuerbaren Energien sowie von Strom- und Wärmenetzen tragen entscheidend zur Effizienzsteigerung bei. Zudem wird die Rolle von Verhaltensänderungen bei der Energienutzung explizit berücksichtigt: ein verantwortungsvoller Umgang mit Energie, wie z. B. durch energiebewusstes Verhalten in Haushalten, im Verkehr und in der Industrie, kann die Nachfrage senken und die Umsetzbarkeit der Klimaziele erheblich vereinfachen. Besonders hervorzuheben ist die differenzierte Betrachtung auf Bundeslandebene, die zeigt, dass die regionalen Voraussetzungen, z.B. das Potenzial für Erneuerbare Energien, Bevölkerungsdichte und industrielle Struktur, entscheidend für die Gestaltung und Umsetzung der Transformationspfade sind. Die Studie legt dar, dass die Energiewende nicht nur eine technische Herausforderung, sondern auch eine regionale und gesellschaftliche Aufgabe ist, die auf einer kooperativen Gestaltung zwischen Bund, Ländern und lokalen Akteuren beruht.

Genehmigung des **Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans Strom für 2037/45** [Über26]: Wie werden die Szenarien A (konservativ), B (moderat) und C (ambitioniert) unterschieden? Die Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Geschwindigkeit des Ausbaus und der Ausrichtung auf Elektrifizierung (Szenario B und C) oder Wasserstoffimporte (Szenario A). Um jeweils den stärkeren Fokus auf den Stromsektor in den NEP-Szenarien B und C abzubilden, wird vermehrt auf das O45-Strom-Szenario der Langfristszenarien (s.o.) zurückgegriffen. Für das NEP A-Szenario wird hingegen häufiger das O45-H2-Szenario als Grundlage angewendet. Der Szenariorahmen von 2025 legt, anders als noch zuvor, vergleichbare Kennzahlen und Annahmen für den Strom- und Gassektor zugrunde. Wie im vorherigen Durchgang berücksichtigt der Netzentwicklungsplan (NEP) 2025 die gesetzlich verankerten Klimaziele des Klimaschutzgesetzes und orientiert sich an den gesetzlichen Ausbauzielen für Erneuerbare Energien.

2.5.2 Dokumentation der Anpassung der Szenarien für das Projekt MOPPL

Für das **mittlere Szenario (Szenario A)** wurde der Mittelwert der neuen „Big 5“-Studien herangezogen. Die Studien der Agora Energiewende, die Langfristszenarien und die Ariadne-Studie haben in der Zwischenzeit ein Update erhalten. Für die Studie von Agora wurde nur das Szenario KN2045 beachtet, um Szenarien mit unterschiedlichen Zieljahren zu vermeiden. Bei den anderen Studien wurden die Szenarien gleichgewichtet je Studie zusammengeführt. Beim Ariadne-Report wird das Szenario „Existierende Politiken“ nicht beachtet, da es die Klimaziele nicht erreicht. Schließlich wurden die mittleren Ergebnisse je Studie wiederum gleichgewichtet und addiert, um ein mittleres Szenario zu erhalten.

Für das Szenario mit **hohem Bedarf und Erzeugung (Szenario B)** wurden andere Szenarien der „Big 5“-Studien als Grundlage herangezogen, um einen Fokus auf höher ausgelastete Infrastruktur zu erhalten. Die Auswahl der Szenarien legt einen Schwerpunkt auf die Szenarien mit hohem Verbrauch. Von der Studie der Agora Energiewende wurde erneut das KN2045 Szenario genutzt. Für die Langfristszenarien wurden - wie für das Szenario A - alle relevanten Szenarien gleichgewichtet zusammengeführt, da diese auf die unterschiedliche Nutzung von Energieträgern, bzw. deren Sektoren abzielen, wobei der Gesamtenergiebedarf ähnlich bleibt. Bei den Szenarien des Ariadne-Projekts wurden nur die Szenarien „Fokus Wasserstoff“ und „hohe Nachfrage“ ausgewählt. Da die Fraunhofer Studie ebenfalls eine hohe Nachfrage antizipiert, wurde diese neben den drei zuvor im Absatz genannten „Big 5“-Studien für das Szenario B beachtet. Schließlich wurden – sofern mehrere Szenarien je Studie ausgewählt wurden – die gemittelten Werte je Studie gleichgewichtet zusammengeführt, um das Szenario mit hohem Bedarf zu erhalten.

Das **Szenario mit Importrestriktionen (C-Szenario)** entspricht dem Szenario A, mit lediglich reduzierten Annahmen zur Importkapazität. Die Gewichtung der Studien ist analog zu Szenario A. Im Rahmen von Kapitel 2.5.3 wurde dieses Szenario in eine Sensitivität überführt.

2.5.3 Weiterentwicklung der Szenario-Struktur und Definition der Sensitivitäten

Neben der Aktualisierung der Eingangsdaten wurde im Projektverlauf ebenfalls die Struktur der Szenarien überarbeitet. Ursprünglich waren drei eigenständige Szenarien vorgesehen, welche unterschiedliche Entwicklungen des Energiesystems abbilden sollten. Darüber hinaus war geplant, für jedes Szenario zusätzliche Sensitivitätsanalysen durchzuführen.

Im Rahmen der Testrechnungen (siehe Kapitel 3.5) zeigte sich jedoch, dass die hohe Komplexität der gekoppelten Optimierung und die damit verbundenen Rechenzeiten eine Priorisierung der Untersuchungen erforderlich machen. Einzelne Modellläufe umfassten mehrere hundert Iterationen und konnten Rechenzeiten von mehreren Wochen erreichen.

Daher wurde die finale Untersuchungsstruktur angepasst. Für die Anwendung der Modellkopplung werden zwei zentrale Szenarien betrachtet. Das Basis-Szenario (Szenario A) repräsentiert einen harmonisierten mittleren Entwicklungspfad für das Zieljahr 2045. Ergänzend wird ein Hochnachfrage- und Erzeugungsszenario (Szenario B) untersucht, welches erhöhte Strom- und Wasserstoffnachfragen sowie einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien und Flexibilitätsoptionen abbildet.

Das ursprünglich vorgesehene Szenario C unterscheidet sich vom Basis-Szenario im Wesentlichen durch reduzierte Wasserstoffimportkapazitäten. Da hierbei lediglich ein einzelner Parameter variiert wird, wird dieses Szenario im Folgenden als Sensitivitätsanalyse „Begrenzte H2-Importe“ betrachtet.

Weitere Untersuchungen werden ebenfalls in Form von Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei werden gezielt einzelne Modellannahmen variiert, während die übrigen Randbedingungen des Basis-Szenarios unverändert bleiben. Dies betrifft insbesondere Wasserstoffimportpreise, PtG-Investitionskosten, Wasserstoffimportkapazitäten sowie den Ausbau der Stromübertragungsnetze.

Die finale Untersuchungsstruktur umfasst damit zwei zentrale Szenarien (Basis-Szenario und Hohes Bedarfs & Erzeugungs-Szenario) sowie mehrere Sensitivitätsanalysen auf Basis des Basis-Szenarios. Tabelle 2-2 zeigt die wesentlichen Annahmen der beiden Szenarien. Tabelle 2-3 gibt einen Überblick über die betrachteten Sensitivitätsanalysen von Szenario A.

Tabelle 2-2: Wesentliche Annahmen der Szenarien für das Zieljahr 2045

Kategorie	Parameter	Einheit	Szenario A: Basis-Szenario	Szenario B: Hoher Bedarf & Erzeugung
Erzeugungs- kapazitäten	Wind Onshore	GW _{el}	160	179
	Wind Offshore	GW _{el}	69	71
	PV	GW _{el}	400	491
	Wasserstoffkraftwerke	GW _{el}	68	90
	Sonstige steuerbare Erzeugung	GW _{el}	11	7
Speicher und Flexibilitäten	Pumpspeicherkraftwerke	GW _{el} / GWh _{el}	8 / 59	12 / 96
	Batteriespeicher	GW _{el} / GWh _{el}	122 / 204	168 / 336
	Wasserstoffspeicher	GW _{th} / TWh _{th}	31 / 49,55	31 / 49,55
Strom- nachfrage	Wärmepumpen	TWh _{el} /a	83	102
	Power-to-Heat	TWh _{el} /a	68	61
	Industrie	TWh _{el} /a	335	349
	Gebäude	TWh _{el} /a	235	299
	Mobilität	TWh _{el} /a	175	181
Wasserstoff- nachfrage	Industrie	TWh _{th} /a	166	201
	Gebäude	TWh _{th} /a	22	17
	Mobilität	TWh _{th} /a	25	28
Ökonomische Annahmen	H2-Importpreis	€/MWh _{th}	100	100
	PtG-Investitionskosten	€/MW _{el} /a	35.000	35.000

Tabelle 2-3: Übersicht der Sensitivitäten und Parameteränderungen ausgehend von Szenario A

Sensitivität	Geänderte Annahme	Basiswert	Sensitivitätswert
Niedriger H2-Importpreis	H2-Importpreis	100 €/MWh	50 €/MWh
Hoher H2-Importpreis	H2-Importpreis	100 €/MWh	150 €/MWh
Hohe PtG-Investitionskosten	PtG-Investitionskosten	35.000 €/MW/a	50.000 €/MW/a
Reduzierter HVDC-Ausbau	HVDC-Kapazität	29 GW	19, 3 GW
Begrenzte H2-Importe (ursp. Szen. C)	Wöchentliche Obergrenze für Wasserstoffimporte	Keine Begrenzung	5 TWh/Woche

3 Methodenentwicklung (Arbeitspaket 2)

Ziele des Arbeitspakets

- Entwicklung, Implementierung und Validierung eines mathematischen Verfahrens zur Modellkopplung
- (Weiter-)Entwicklung des Energiesystemmodells und der Infrastrukturmodelle zur Bewertung langfristiger Transformationspfade

3.1 Konzept zur Modellkopplung und Definition der Schnittstellen (UDE)

Im Rahmen des Arbeitspakets AP 2.1 wurden die konzeptionellen und technischen Grundlagen zur Kopplung der im Projekt entwickelten Energie- und Infrastrukturmodelle erarbeitet. Ziel war die Entwicklung eines mathematischen Verfahrens zur gemeinsamen Optimierung sektorübergreifender Transformationspfade unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen Strom- und H2-System.

Hierzu wurden sowohl die methodische Modellarchitektur und die zugrunde liegende Zerlegungsstrategie entwickelt als auch die technischen Schnittstellen zur Kommunikation und Steuerung der gekoppelten Modellumgebungen konzipiert. Darüber hinaus wurden die zwischen den Modellen auszutauschenden Informationen definiert und die notwendigen Schnittstellen für den iterativen Datenaustausch festgelegt.

Die nachfolgenden Kapitel beschreiben die entwickelte Modellkopplung, die technische Umsetzung der Schnittstellenarchitektur sowie die definierten Informationsflüsse zwischen den gekoppelten Modellen.

3.1.1 Konzeption der Modellkopplung

Die entwickelte Modellarchitektur basiert auf einem Benders-Zerlegungsansatz, bei dem ein übergeordnetes Masterproblem mit detaillierten Infrastrukturmodellen für das Strom- sowie H2-System gekoppelt wird. Das Masterproblem übernimmt dabei koordinierende Aufgaben und trifft Investitionsentscheidungen, während die operative Abbildung der Systeme innerhalb der jeweiligen Infrastrukturmodelle erfolgt. Abbildung 3-1 zeigt die entwickelte Modellstruktur.

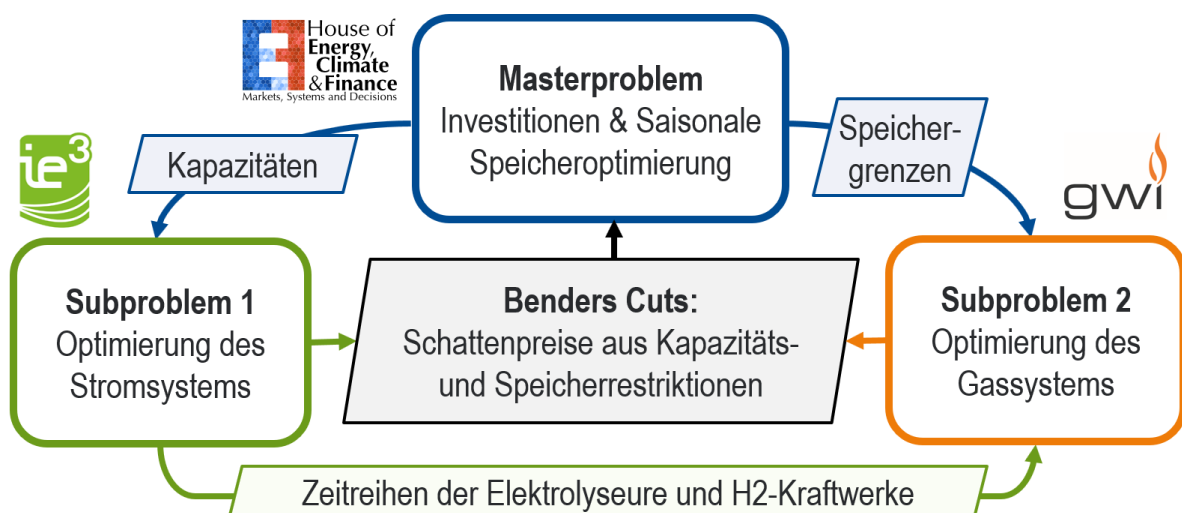


Abbildung 3-1: Modellstruktur

Im Rahmen der Modellkopplung werden Investitionsentscheidungen und Betriebsinformationen iterativ zwischen den Modellen ausgetauscht. Das Masterproblem übergibt die ermittelten Ausbauentscheidungen, beispielsweise für Elektrolyseure, an die Infrastrukturmodelle. Die Infrastrukturmodelle führen darauf aufbauend die jeweilige Betriebsoptimierung durch und liefern Informationen zur Netzauslastung, Speicherbewirtschaftung und den resultierenden Schattenpreisen zurück. Diese werden anschließend im Rahmen von Benders-Schnitten wieder vom Masterproblem zur Aktualisierung der Investitionsentscheidungen genutzt.

3.1.2 Entwicklung der technischen Schnittstellenarchitektur

Neben der mathematischen Konzeption der Modellkopplung wurde im Projekt eine technische Infrastruktur entwickelt, die den automatisierten Datenaustausch und die Steuerung der gekoppelten Modellrechnungen ermöglicht. Im Projektverlauf wurden verschiedene Ansätze untersucht, darunter ein dateibasierter Austausch von Modellergebnissen sowie unterschiedliche Mechanismen zur Koordination der Modellabläufe. Aufgrund der Anforderungen an Automatisierung und gemeinsamer Datenhaltung wurde schließlich eine datenbankbasierte Architektur (PostgreSQL-Datenbank) implementiert und vom GWI bereitgestellt. Diese dient sowohl dem zentralen Austausch von Modellresultaten als auch der Koordination der gekoppelten Modellläufe. Hierzu werden Ergebnisse, Iterations-IDs, Rechenzeiten sowie weitere Metadaten gespeichert. Die Steuerung erfolgt ereignisbasiert über automatisch aktualisierte Statusinformationen, sodass nach Abschluss eines Modelllaufs nachgelagerte Berechnungsschritte ohne manuelle Eingriffe gestartet werden können. Dadurch konnte ein robuster und weitgehend automatisierter Ablauf der iterativen Modellkopplung realisiert werden.

Die entwickelte Datenbankstruktur ist modular aufgebaut und trennt Basisdaten, Szenariodefinitionen, Iterationsdaten sowie institutsbezogene Modellinformationen in separate Datenbankschemata. Dadurch werden Szenarien, Simulationen und Iterationen konsistent voneinander abgegrenzt, die Nachvollziehbarkeit der Modellrechnungen verbessert und Sensitivitäts- sowie Szenarioanalysen unterstützt. Tabelle 3-1 zeigt die zentralen Bestandteile der PostgreSQL-Datenbank.

Tabelle 3-1: Struktur der entwickelten PostgreSQL-Datenbank zur Verwaltung von Basisdaten, Szenarien, Iterationen und institutsbezogenen Modellinformationen

Schema	Inhalt
base	Basisdaten, Technologien, räumliche Zuordnungen
scenariodata	Eingangsdaten, Kostenannahmen und Zeitreihen
scenario_hyp	Szenarien und Untersuchungsvarianten
iterationdata	Iterations- und Simulationssteuerung der gekoppelten Modellläufe
ewl	Investitionen, Speicherkoordination, Dualwerte
gwi	Wasserstoffnetz, Speicher, Wasserstoffpreise
ie3	Dispatch, Strompreise, Kapazitätsduale

Die entwickelte Datenbankstruktur bildete die Grundlage für sämtliche gekoppelten Modellrechnungen und die im Projekt durchgeführten Szenario- und Sensitivitätsanalysen.

3.1.3 Definition der auszutauschenden Informationen

Für die Umsetzung der Modellkopplung wurden Schnittstellen zwischen dem Masterproblem und den gekoppelten Infrastrukturmodellen abgestimmt. Diese umfassen insbesondere den Austausch von Investitionsentscheidungen, Betriebszeitreihen und Dualinformationen.

Das Masterproblem übermittelt die ermittelten Ausbauentscheidungen an die Infrastrukturmodelle. Hierzu zählen insbesondere Investitionen in sektorkoppelnde Technologien wie Elektrolyseure, sowie Informationen und Anreize zur saisonalen H2-Speicherfahrweise. Die Infrastrukturmodelle übernehmen diese Vorgaben und führen darauf aufbauend die jeweilige Betriebsoptimierung durch. Zwischen

Strom- und H2-Netzmodell erfolgt darüber hinaus ein Austausch von Betriebszeitreihen sektorkopplender Technologien. Insbesondere werden die Einsatzzeitreihen der Elektrolyseure sowie H2-basierter Kraftwerke vom Stromnetzmodell an das H2-Netzmodell übergeben und dort zur Abbildung der H2-Nachfrage und -Bereitstellung berücksichtigt.

Zur Aktualisierung des Masterproblems werden die aus den Infrastrukturmodellen resultierenden Dualinformationen zurückgeführt und im Rahmen der Benders Dekomposition verarbeitet. Hierzu zählen insbesondere Schattenpreise der Kapazitäts- und Speicherrestriktionen.

Tabelle 3-2 zeigt die wesentlichen Informationsflüsse der entwickelten Modellkopplung.

Tabelle 3-2: Überblick über die zentralen Informationsflüsse der Modellkopplung

Quelle	Ziel	Ausgetauschte Informationen
Masterproblem	Stromnetzmodell	Investitionsentscheidungen (z. B. Elektrolyseure, H2-Kraftwerke)
Masterproblem	H2-Netzmodell	Speichergrenzen der saisonalen H2-Speicher
Stromnetzmodell	H2-Netzmodell	Betriebszeitreihen der Elektrolyseure und H2-basierten Kraftwerke
Stromnetzmodell + H2-Netzmodell	Masterproblem	Schattenpreise der Nachfragegleichung, Kapazitäts- und Speicherrestriktionen, sowie Strom- und Gaspreise

3.1.4 Räumliche und zeitliche Auflösung

Die drei Teilmodelle arbeiten auf unterschiedlichen räumlichen Auflösungen. Die Investitionsentscheidungen des Masterproblems werden auf Ebene der deutschen NUTS-2-Regionen (siehe Tabelle 3-3 für die NUTS-2-Klassifikation) optimiert, während das Stromnetzmodell knotenscharf auf dem deutschen Übertragungsnetz mit 676 Netzknoten rechnet. Für den Informationsaustausch zwischen den Modellebenen werden die knotenscharfen Ergebnisse des Netzmodells auf NUTS-2-Ebene aggregiert. NUTS-2-scharfe Investitionsgrößen werden umgekehrt über die Regionalisierung innerhalb von MILES auf einzelne Netzknoten verteilt.

Tabelle 3-3: Erläuterung der NUTS-2-Klassifikation

NUTS-2-Code	NUTS-2-Region	NUTS-1-Region (Bundesland)	NUTS-2-Code	NUTS-2-Region	NUTS-1-Region (Bundesland)
DE11	Stuttgart	Baden-Württemberg	DE91	Braunschweig	Niedersachsen
DE12	Karlsruhe		DE92	Hannover	
DE13	Freiburg		DE93	Lüneburg	
DE14	Tübingen		DE94	Weser-Ems	
DE21	Oberbayern	Bayern	DEA1	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen
DE22	Niederbayern		DEA2	Köln	
DE23	Oberpfalz		DEA3	Münster	
DE24	Oberfranken		DEA4	Detmold	
DE25	Mittelfranken		DEA5	Arnsberg	
DE26	Unterfranken		DEB1	Koblenz	Rheinland-Pfalz
DE27	Schwaben		DEB2	Trier	
DE30	Berlin	Berlin	DEB3	Rheinhausen-Pfalz	
DE40	Brandenburg	Brandenburg	DEC0	Saarland	Saarland
DE50	Bremen	Bremen	DED2	Dresden	Sachsen

DE60	Hamburg	Hamburg	DED4	Chemnitz	
DE71	Darmstadt	Hessen	DED5	Leipzig	
DE72	Gießen		DEE0	Sachsen-Anhalt	Sachsen-Anhalt
DE73	Kassel		DEF0	Schleswig-Holstein	Schleswig-Holstein
DE80	Mecklenburg-Vorpommern	Mecklenburg-Vorpommern	DEG0	Thüringen	Thüringen

In zeitlicher Hinsicht rechnen alle Teilmodelle in stündlicher Auflösung. Eine Betrachtung des vollständigen Jahres mit 8.760 Stunden ist innerhalb der iterativen Benders-Kopplung jedoch rechenzeittechnisch nicht für alle Teilmodelle praktikabel. Daher wird das Jahr durch repräsentative Typwochen abgebildet. Die Wahl von Wochen (168 Stunden) anstelle der häufig verwendeten Typtage erhält sowohl die Werktag-Wochenend-Struktur der Last als auch mehrtägige Speicherzyklen und Wetterlagen, die für die Bewertung von Flexibilitätsoptionen wesentlich sind. [HKSR20, KMRS18]

Zur Auswahl der Typwochen werden die 52 Kalenderwochen eines Szenariojahres mit einem k-Means-basierten Clusterverfahren in vier Cluster eingeteilt. Grundlage ist ein multivariater Merkmalsvektor je Kalenderwoche, der acht systemprägende Zeitreihen umfasst (elektrische Last ohne Wärmeanwendungen, Wärmelast, Einspeisung erneuerbarer Energien, Offshore-Windeinspeisung, Batterielade- und -entladeleistung, Pumpleistung und Erzeugung der Speicher). Um Skalenunterschiede zwischen den Zeitreihen auszugleichen, wird jeder stündliche Wert t einer Zeitreihe s zunächst über das Gesamtjahr z -standardisiert:

$$\tilde{x}_{s,t} = \frac{x_{s,t} - \mu_s}{\sigma_s} \quad (1)$$

Die standardisierten Stundenwerte $\tilde{x}_{s,t}$ der acht Zeitreihen einer Kalenderwoche w werden anschließend zu einem Merkmalsvektor zusammengefasst, der die Woche vollständig beschreibt:

$$\chi_w = (\tilde{x}_{1,(w-1) \cdot 168 + 1}, \dots, \tilde{x}_{1,w \cdot 168}, \dots, \tilde{x}_{8,(w-1) \cdot 168 + 1}, \dots, \tilde{x}_{8,w \cdot 168})^\top \in \mathbb{R}^{8 \cdot 168} \quad (2)$$

Das Clusterverfahren bestimmt eine Partition der 52 Kalenderwochen in vier Cluster, die die Summe der quadratischen Abstände aller Wochen zu ihrem jeweiligen Clusterrepräsentanten minimiert:

$$\min_{\mathcal{C}_1, \dots, \mathcal{C}_4} \sum_{c=1}^4 \sum_{w \in \mathcal{C}_c} |\chi_w - \chi_{m_c}|_2^2 \quad (3)$$

Abweichend vom klassischen k-Means dient als Repräsentant eines Clusters nicht der synthetische Cluster-Mittelwert, sondern die dem Mittelwert nächstgelegene reale Kalenderwoche (Medoid):

$$m_c = \arg \min_{w \in \mathcal{C}_c} |\chi_w - \bar{\chi}_c|_2^2, \quad \bar{\chi}_c = \frac{1}{|\mathcal{C}_c|} \sum_{w \in \mathcal{C}_c} \chi_w \quad (4)$$

Dadurch bleiben die zeitliche Struktur innerhalb der Woche sowie die Korrelation der Zeitreihen untereinander vollständig erhalten. Zuweisungs- und Repräsentantenschritt werden alternierend bis zur Konvergenz wiederholt. Das gesamte Verfahren wird mit 100 zufälligen Startbelegungen ausgeführt und die Lösung mit dem geringsten Rekonstruktionsfehler übernommen. Da es sich bei k-Means um ein etabliertes Standardverfahren handelt, sei für die methodischen Grundlagen und einen Überblick über Zeitreihenaggregationsverfahren in der Energiesystemmodellierung auf [HKSR20, NMGL22] verwiesen.

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse der Typwochenbestimmung beziehen sich bereits auf die in Abschnitt 2.5 beschriebenen aktualisierten Szenarien und die darauf basierenden finalen Modellrechnungen.

Abbildung 3-2 veranschaulicht das Verfahren exemplarisch am Sommercluster des Szenarios A. Dargestellt sind die Wochenprofile aller 18 Clustermitglieder, deren Mittelwert sowie das als Typwoche ausgewählte Medoid (KW 27) für zwei der acht Merkmalszeitreihen.

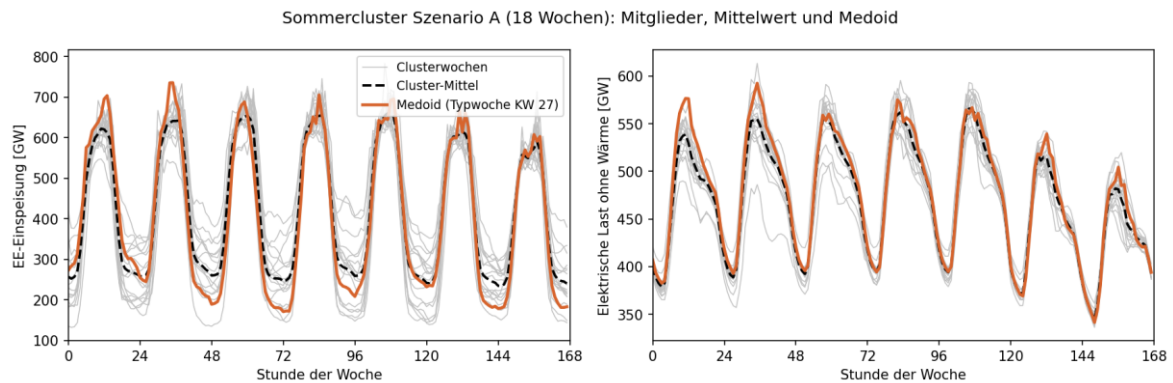


Abbildung 3-2: Exemplarische Darstellung des Sommerclusters in Szenario A — Wochenprofile der Clustermitglieder, Cluster-Mittelwert und Medoid (Typwoche KW 27)

Für die beiden Szenarien ergeben sich die in Tabelle 3-4 dargestellten Typwochen sowie deren jeweilige Häufigkeiten. Die Häufigkeit gibt an, wie viele Kalenderwochen des Jahres durch die jeweilige Typwoche repräsentiert werden.

Tabelle 3-4: Identifizierte Typwochen und deren Häufigkeiten

	Typwochen (Kalenderwochen)	Typwochen-Häufigkeit (zugeordnete Wochen)
Szenario A	9, 27, 37, 49	11, 18, 11, 12
Szenario B	9, 28, 40, 49	7, 22, 11, 12

Die Zuordnung der Kalenderwochen zu den Clustern weist in beiden Szenarien eine klare saisonale Struktur auf (siehe Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4). Das Cluster um die Typwoche KW 49 umfasst in beiden Szenarien identisch die Hochwinterwochen am Jahresanfang (KW 1-4 und 7-8) und am Jahresende (KW 45 und 47-51), die durch hohe Last bei gleichzeitig geringer Solareinspeisung geprägt sind. Die Typwoche KW 9 repräsentiert die windgeprägten Wochen des Spätwinters (KW 5-6 und 9-12) sowie in Szenario A zusätzlich einzelne Herbst- und Jahresendwochen. Der Sommer wird durch die Typwoche KW 27 (Szenario A) bzw. KW 28 (Szenario B) abgebildet. In Szenario B fällt das Sommercluster mit 22 zusammenhängenden Wochen (KW 15-36) deutlich größer aus, während in Szenario A Frühlings- und Spätsommerwochen teilweise einem separaten Übergangcluster um die Typwoche KW 37 zugeordnet werden. In Szenario B konzentriert sich das Übergangcluster (Typwoche KW 40) im Wesentlichen auf die Herbstwochen. Dass sich die Clusterzuschnitte zwischen den Szenarien trotz identischer Wetterdaten unterscheiden, folgt aus den unterschiedlichen Last- und Erzeugungsannahmen der Szenarien, die in den Merkmalsvektor eingehen.

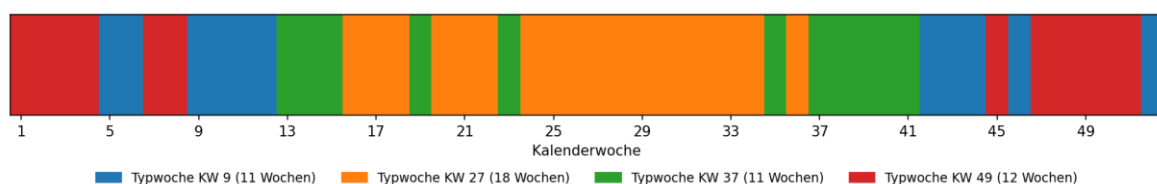


Abbildung 3-3: Zuordnung der 52 Kalenderwochen zu den vier Typwochen-Clustern im Basis-Szenario (Szenario A)

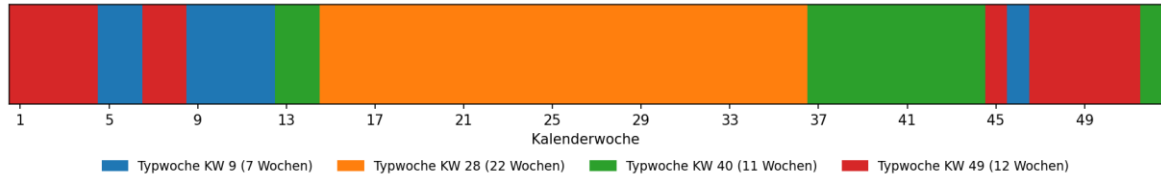


Abbildung 3-4: Zuordnung der 52 Kalenderwochen zu den vier Typwochen-Clustern im hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenario (Szenario B)

Die Clustergrößen dienen als Gewichtungsfaktoren zur Hochrechnung der Typwochenergebnisse auf Jahreswerte. Zudem wird die Zuordnung der Typwochen zu den realen Kalenderwochen für die Abbildung saisonaler Speichervorgänge im Mastermodell benötigt.

3.2 Weiterentwicklungen Energiesystemmodell (UDE)

Ursprünglich war ins Auge gefasst worden, das Energiesystemmodell E2M2s [WeBu25] als übergeordnetes Koordinierungsmodell innerhalb des Benders-Ansatzes einzusetzen. Da das E2M2s neben Investitionsentscheidungen ebenfalls die Einsatzplanung der Energietechnologien optimiert, hat sich jedoch gezeigt, dass dies zu Überschneidungen mit den gekoppelten Strom- und H₂-Netzmodellen führt, da diese die Betriebsoptimierung bereits detailliert abbilden. Damit hätten potenziell inkonsistente Betriebsentscheidungen zwischen Haupt- und Teilmodellen auftreten können. Daher wurde entschieden, das bestehende E2M2s-Modell durch ein eigenes Modell zu ersetzen, welches ausschließlich koordinierende Aufgaben im Hinblick auf Investitionsentscheidungen übernimmt. Dieses Modell bildet das Masterproblem des Benders-Ansatzes.

Entwicklung des Masterproblems

Das Masterproblem bildet die obere Ebene des Benders-basierten Dekompositionsansatzes und bestimmt Ausbauentscheidungen sektorkoppelnder Technologien. Im Rahmen der vorliegenden Modell-anwendung werden Investitionen in Elektrolysekapazitäten optimiert, während weitere Infrastrukturparameter exogen vorgegeben werden.

Die übergeordnete Zielsetzung der gekoppelten Modellierung besteht darin, Investitions- und Betriebskosten des Gesamtsystems zu minimieren:

$$\min! C_{inv}^M + C^{op,elec} + C^{op,H2} \quad (5)$$

Da die Betriebsoptimierung jedoch nicht im Masterproblem selbst, sondern in den gekoppelten Infrastrukturmodellen erfolgt, werden die Betriebskosten im Masterproblem über die Variable θ approximiert:

$$\min! C^M = \sum_{r \in \mathcal{R}, i \in \mathcal{I}} c_i^{inv} \cdot K_{r,i} + \theta \quad (6)$$

Hierbei beschreibt $K_{r,i}$ die installierte Kapazität der Technologie i in Region r , während θ die approximierten Betriebskosten der gekoppelten Infrastrukturmodelle repräsentiert. Die Investitionsentscheidungen werden zusätzlich durch die maximal technisch realisierbare Elektrolysekapazität begrenzt:

$$K_{r,i} \leq K_{r,i}^{max} \quad \forall r \in \mathcal{R}, \forall i \in I_{inv} \quad (7)$$

Die Obergrenzen $K_{r,i}^{max}$ werden vor der Optimierung im Stromnetzmodell auf Grundlage der netztechnisch maximal anschließbaren Elektrolysekapazitäten ermittelt und an das Masterproblem übergeben. Dadurch werden Investitionen ausschließlich an netztechnisch geeigneten Standorten zugelassen.

Die Kopplung zwischen Masterproblem und Infrastrukturmodellen erfolgt iterativ über Benders-Schnitte. Das Masterproblem selbst enthält keine detaillierte Betriebsoptimierung, sondern übergibt

Investitions- und Speicherfahrweise-Entscheidungen an die Infrastrukturmodelle. Auf Basis dieser Vorgaben bestimmen Strom- und H2-Modell die jeweilige Betriebsführung unter Berücksichtigung netztechnischer Restriktionen.

Neben den Investitionsentscheidungen für Elektrolysekapazitäten werden im Masterproblem auch Variablen zur Koordination saisonaler Wasserstoffspeicher berücksichtigt.

$$\begin{aligned}
\theta \geq & C_{j'}^{op,elec} + C_{j'}^{op,H2} + \sum_{r,i \in PtG} \vartheta_{r,i,j'}^{max_cap} \cdot (K_{r,i,j} - K_{r,i,j'}) \\
& + \sum_{tw,r,i \in Sto} \lambda_{tw,r,i,j'}^{max_fill} \cdot (f_{tw,r,i,j}^{intra,max} - f_{tw,r,i,j'}^{intra,max}) \\
& + \sum_{tw,r,i \in Sto} \lambda_{tw,r,i,j'}^{min_fill} \cdot (f_{tw,r,i,j}^{intra,min} - f_{tw,r,i,j'}^{intra,min}) \\
& + \sum_{tw,r,i \in Sto} \lambda_{tw,r,i,j'}^{end_fill} \cdot (f_{tw,r,i,j}^{intra,end} - f_{tw,r,i,j'}^{intra,end}) \quad \forall j'
\end{aligned} \tag{8}$$

Die rechte Seite des Benders-Schnitts setzt sich aus den in einer bereits zuvor berechneten Iteration j' ermittelten Betriebskosten der Strom- und Wasserstoffmodelle sowie den zugehörigen Dualinformationen zusammen. Dabei bezeichnet j die aktuell im Masterproblem betrachtete Iteration, während j' alle bereits berechneten Iterationen repräsentiert, für die jeweils ein Benders-Schnitt erzeugt wird. Die Betriebskosten $C_{j'}^{op,elec}$ und $C_{j'}^{op,H2}$ bilden den Stützpunkt der linearen Approximation der Betriebskostenfunktion.

Die Dualvariablen $\vartheta_{r,i,j'}^{max_cap}$ der Kapazitätsrestriktionen beschreiben für jede Region r und jede Elektrolysetechnologie $i \in PtG$ die Sensitivität der Betriebskosten gegenüber Änderungen der installierten Elektrolysekapazität $K_{r,i,j}$, d. h. (mit negativem Vorzeichen) die marginalen Einsparungen bei den Betriebskosten pro zusätzlicher Einheit Kapazität. Analog repräsentieren die Dualvariablen $\lambda_{tw,r,i,j'}^{max_fill}$, $\lambda_{tw,r,i,j'}^{min_fill}$ und $\lambda_{tw,r,i,j'}^{end_fill}$ für jede Typwoche tw , Region r und Speichertechnologie $i \in Sto$ die Anreize bezüglich der im Masterproblem festgelegten maximalen und minimalen Speicherfüllstände sowie dem Endfüllstand – alle relativ zum Füllstand am Anfang der Woche ausgedrückt. Die entsprechenden Speicherrestriktionen sowie deren Herleitung und Interpretation werden im nachfolgenden Abschnitt zur saisonalen Speicheroptimierung erläutert.

Die Benders-Schnitte übertragen damit die Betriebskosten- und Anreizinformationen der Infrastrukturmodelle in das Masterproblem und bilden eine stückweise lineare Approximation der Betriebskostenfunktion. Mit jeder weiteren Iteration wird durch diese Approximation der zulässige Lösungsraum durch zusätzliche Benders-Schnitte verkleinert, bis eine konsistente Lösung zwischen Masterproblem sowie Strom- und Wasserstoffmodell erreicht wird.

Saisonale Speicheroptimierung

Zur adäquaten Abbildung saisonaler H₂-Speicher bei gleichzeitiger Begrenzung des Rechenaufwands durch den Einsatz repräsentativer Typwochen wurde eine Speicherkoordinierung nach [KMRS18] implementiert. Dieser Ansatz ermöglicht eine über das gesamte Jahr konsistente Speicherfahrweise bei gleichzeitiger Verwendung repräsentativer Typwochen. Wie in Abschnitt 3.1.4 beschrieben, wird das Jahr durch eine begrenzte Anzahl repräsentativer Typwochen abgebildet.

Da die Typwochen unabhängig voneinander optimiert werden, können langfristige Speicherzyklen nicht direkt erfasst werden. Daher werden die saisonalen Speicherzustände über zusätzliche sogenannte Inter-perioden-Variablen (d. h. wöchentliche Variablen) im Masterproblem koordiniert, während die intra-periodische Speicherbewirtschaftung weiterhin innerhalb des H₂-Netzmodells erfolgt.

Die Kopplung der Typwochen erfolgt über die Inter-Perioden-Speicherfüllstände. Dabei bezeichnet w die Kalenderwochen des Jahres, $tw(w)$ die der jeweiligen Kalenderwoche w zugeordnete repräsentative Typwoche und i_{sto} einen Wasserstoffspeicher. Der Inter-Perioden-Speicherfüllstand f^{inter} beschreibt den Speicherfüllstand zu Beginn einer Kalenderwoche. Die Größen $f^{intra,end}$, $f^{intra,max}$ und $f^{intra,min}$ beschreiben die Nettoänderung des Speicherfüllstands sowie die maximale positive bzw. maximale negative Abweichung des Speicherfüllstands innerhalb einer Typwoche relativ zum Inter-Perioden-Speicherfüllstand. $V_{i_{sto}}$ bezeichnet die maximal verfügbare Speicherkapazität des jeweiligen Wasserstoffspeichers.

$$f_{w+1,i_{sto}}^{inter} = f_{w,i_{sto}}^{inter} + f_{tw(w),i_{sto}}^{intra,end} \quad \forall w \quad (9)$$

$$f_{w,i_{sto}}^{inter} + f_{tw(w),i_{sto}}^{intra,max} \leq V_{i_{sto}} \quad \forall w \quad (10)$$

$$f_{w,i_{sto}}^{inter} + f_{tw(w),i_{sto}}^{intra,min} \geq 0 \quad \forall w \quad (11)$$

Gleichung (9) beschreibt die zeitliche Verknüpfung der Typwochen über den Inter-Perioden-Speicherfüllstand. Der Speicherfüllstand zu Beginn einer Kalenderwoche ergibt sich aus dem Speicherfüllstand der Vorwoche sowie der innerhalb der zugeordneten Typwoche auftretenden Nettoänderung des Speicherinhalts. Dadurch können Speicherfüllstände über das gesamte Jahr hinweg konsistent fortgeschrieben werden. Gleichung (10) stellt sicher, dass der Speicherfüllstand zu keinem Zeitpunkt die verfügbare Speicherkapazität $V_{i_{sto}}$ überschreitet. Hierzu wird der Inter-Perioden-Speicherfüllstand mit der maximalen positiven Abweichung des Speicherfüllstands innerhalb der Typwoche kombiniert. Gleichung (11) gewährleistet, dass der Speicherfüllstand auch zum Zeitpunkt der größten Entladung innerhalb einer Typwoche nicht negativ wird. Da $f^{intra,min}$ die maximale negative Abweichung des Speicherfüllstands relativ zum Inter-Perioden-Speicherfüllstand beschreibt, nimmt diese Größe nur negative Werte an. Durch die Kombination mit dem Inter-Perioden-Speicherfüllstand wird sichergestellt, dass selbst im ungünstigsten Zeitpunkt innerhalb jeder Woche ein nichtnegativer Speicherfüllstand vorliegt.

Das Masterproblem bestimmt damit zulässige Speicherfüllstände zu Beginn jeder Kalenderwoche, während das H₂-Netzmodell die detaillierte Speicherfahrweise innerhalb der jeweiligen Typwochen optimiert. Die aus den Speicherrestriktionen des H₂-Netzmodells resultierenden Dualvariablen $\lambda_{tw,r,i,j'}^{max_fill}$, $\lambda_{tw,r,i,j'}^{min_fill}$ und $\lambda_{tw,r,i,j'}^{end_fill}$ beschreiben die Anreize für Änderungen der maximal zulässigen positiven Abweichung, der maximal zulässigen negativen Abweichung sowie der Nettoänderung des Speicherfüllstands innerhalb einer Typwoche. Diese Anreizinformationen werden anschließend über die Benders-Schnitte an das Masterproblem zurückgeführt (siehe Gleichung (8)).

Hierdurch können langfristige saisonale Speicherzyklen abgebildet und gleichzeitig die rechnerischen Vorteile der zeitlichen Aggregation erhalten werden. Zudem ermöglicht die Trennung von Inter- und Intra-Perioden-Optimierung eine parallele Berechnung der einzelnen Typwochen im H₂-Netzmodell, wodurch der Rechenaufwand gegenüber einer vollständigen Jahresoptimierung deutlich reduziert wird.

Preisbasierte Approximation des Grenzwerts zusätzlicher Elektrolysekapazitäten

Die Dualvariablen der Elektrolysekapazitätsrestriktionen bilden die Grundlage der Benders-Schnitte und bestimmen, wie Änderungen der Investitionen in Elektrolysekapazitäten im Masterproblem bewertet werden. Eine direkte Übernahme der Dualwerte aus dem Stromnetzmodell (Dualvariablen der PtG-Kapazitätsbeschränkung) berücksichtigt jedoch ausschließlich die Auswirkungen auf das Stromsystem, während die gleichzeitigen Effekte auf das Wasserstoffsystem unberücksichtigt bleiben. Dadurch werden die sektorübergreifenden Wechselwirkungen nur unvollständig in den Benders-Schnitten abgebildet.

Zur Berücksichtigung beider Infrastruktursysteme wurde daher der Grenzwert einer zusätzlichen Elektrolysekapazität auf Basis der Strom- und Wasserstoffpreise approximiert (siehe Gleichung (8)).

$$\vartheta_{t,tw,r,PtG,j'}^{\max_cap} = \left(\vartheta_{t,tw,r,j'}^{H2} \cdot \eta_{PtG} \right) - \vartheta_{t,tw,r,j'}^{Strom} \quad (12)$$

Die Approximation basiert auf der Überlegung, dass eine zusätzliche Einheit Elektrolysekapazität einerseits zusätzlichen Stromverbrauch verursacht und andererseits zusätzlichen Wasserstoff erzeugt. Der Grenzwert ergibt sich somit aus dem Wert des zusätzlich erzeugten Wasserstoffs abzüglich der hierfür erforderlichen Stromkosten, wobei η_{PtG} den Wirkungsgrad der Elektrolyse beschreibt.

Für die Erzeugung der Benders-Schnitte werden ausschließlich positive Grenzwerte berücksichtigt und entsprechend der Häufigkeit der jeweiligen Typwoche gewichtet. Aufgrund der Formulierung des Gesamtmodells als Kostenminimierungsmodell, geht der Wert dann mit negativem Vorzeichen in das Modell ein:

$$\vartheta_{r,PtG,j'}^{\max_cap} = - \sum_{tw \in TW} \sum_{t \in T} \max\left(0, \vartheta_{t,tw,r,PtG,j'}^{\max_cap}\right) \cdot freq_{tw} \quad (13)$$

Die so berechneten Koeffizienten werden anschließend in den Benders-Schnitten des Masterproblems verwendet. Dadurch fließen sowohl die ökonomischen Auswirkungen im Strom- als auch im Wasserstoffsystem konsistent in die Bewertung zusätzlicher Elektrolysekapazitäten ein.

3.3 Weiterentwicklungen Stromnetzmodell (ie³)

Das Stromnetzmodell des Projekts MOPPL basiert auf dem am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³) der TU Dortmund entwickelten Simulationsframework MILES (Model of International Energy Systems). Im Rahmen von AP 2.4 wurde der bestehende Optimal-Power-Flow (OPF) zum Engpassmanagement in MILES so weiterentwickelt, dass es als Stromsubproblem der Benders-Zerlegung (Abschnitt 3.1) fungiert: Aufbauend auf den Einsatzfahrplänen einer vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation bestimmt das Subproblem die knotenscharfen Lastflüsse, optimiert den Elektrolyseurbetrieb unter Berücksichtigung der Übertragungsnetzrestriktionen mit und gibt Dualinformationen zurück, die in die Benders-Schnitte des Masterproblems einfließen.

Die vollständige MILES-Simulationskette, bestehend aus Regionalisierung, europäischer Strommarktsimulation und Netzzustandsbestimmung, ist in [TSRN25] dokumentiert. Der hier beschriebene Engpassmanagement-OPF bildet den MOPPL-spezifischen Abschluss dieser Kette. Die wesentlichen Weiterentwicklungen im Projekt betreffen (i) die endogene Mitoptimierung der Elektrolyseure als flexible Verbraucher, (ii) die Rückgabe von Dualwerten (Knotenpreise und Kapazitätsschattenpreise) für die Benders-Kopplung sowie (iii) die datenbankgestützte, ereignisgesteuerte Einbindung des OPF in den iterativen Kopplungsablauf der drei Partnermodelle.

3.3.1 Infrastruktur- und Datengrundlage

Grundlage des Stromnetzmodells ist das deutsche Übertragungsnetz gemäß der 21. Ausgabe des Netzentwicklungsplans Strom (NEP 2037/2045, Version 2025 [Über26]), ergänzt um weitere geplante Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsprojekte (HGÜ). Dieses Zielnetz (s. Abbildung 3-5) repräsentiert den angestrebten Zustand des deutschen Übertragungsnetzes im Jahr 2045 und umfasst sämtliche im offiziellen NEP-Prozess identifizierten AC-Leitungsverstärkungen und neuen HGÜ-Korridore. Das zugrundeliegende europäische Übertragungsnetzmodell umfasst 3.985 Knoten, 4.860 AC-Leitungen und 1.051 Transformatoren über 25 Länder. Modelliert werden die 220-kV- und 380-kV-Ebene in Deutschland, das über AC-Kuppelleitungen und HGÜ-Interkonnektoren mit den europäischen Nachbarländern verbunden ist. Offshore-Windleistung wird über dedizierte HGÜ-Anbindungen von den Offshore-Plattformen an die landseitigen Umspannwerke geführt.

Deutsches Übertragungsnetz (Zielnetz 2045)

- 380 kV (623)
- 220 kV (125)
- - - HVDC (12 von 18)

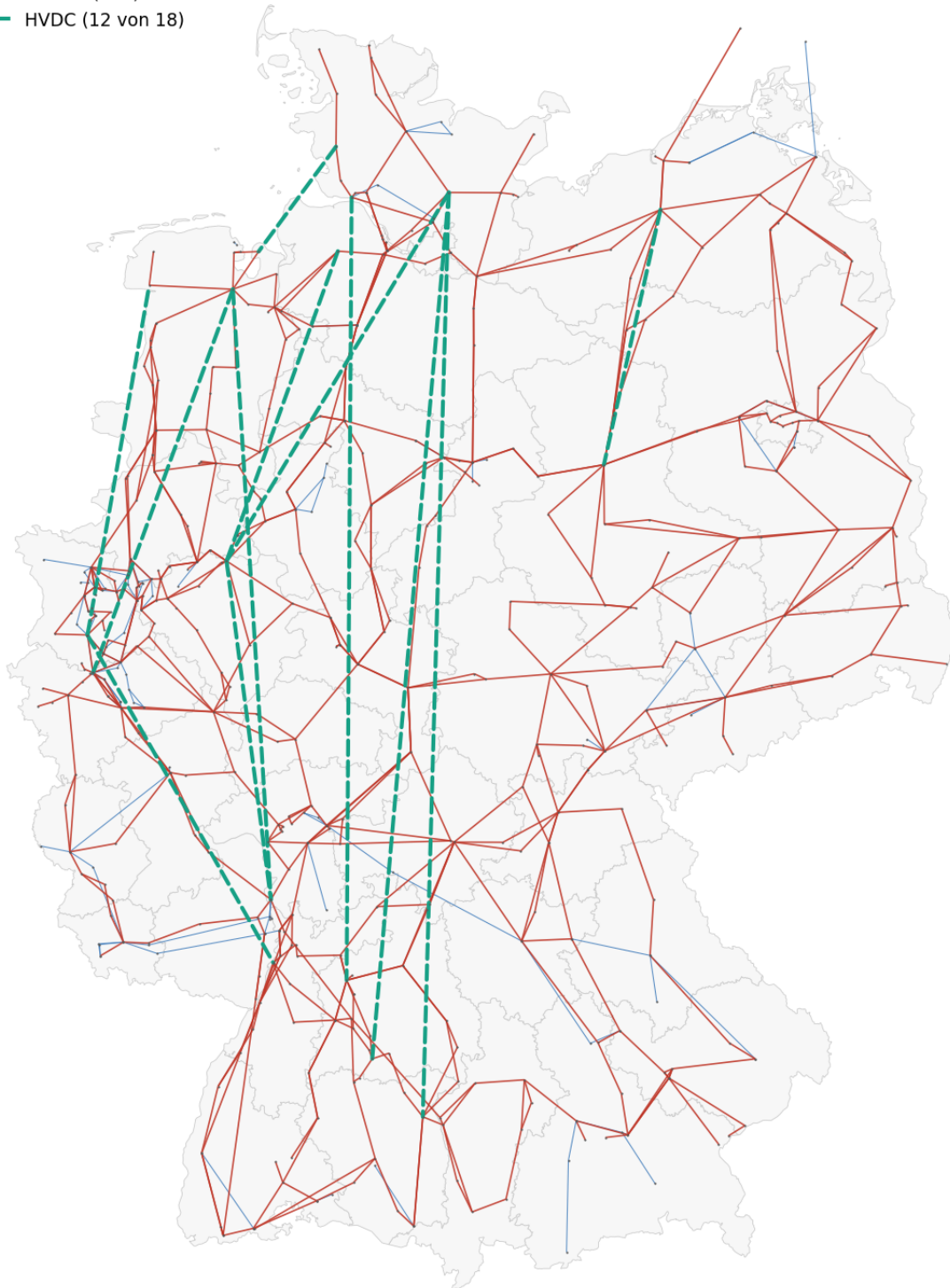


Abbildung 3-5: Im Modell abgebildetes deutsches Übertragungsnetz (Zielnetz 2045) mit 380- und 220-kV-Leitungen sowie den im Engpassmanagement steuerbaren innerdeutschen HVDC-Verbindungen

Die nationalen installierten Leistungen des NEP-Szenariorahmens werden mittels der etablierten MILES-Regionalisierungsmethodik [TeLR13] räumlich auf die einzelnen 220/380-kV-Netzknoten disaggregiert. Die Disaggregation erfolgt zweistufig: Zunächst werden technologiespezifische

Verteilungsfaktoren auf Gemeindeebene aus meteorologischen, geografischen und sozioökonomischen Indikatoren abgeleitet (z. B. Windenergie nach lokalem Energiepotenzial, Photovoltaik nach Einstrahlung und Flächennutzung, Stromnachfrage nach Bevölkerung, Industrieproduktion und Wohnfläche). Anschließend werden die Gemeindeanteile über eine vorab berechnete räumliche Zuordnung zwischen Verwaltungsgrenzen und Umspannwerkstopologie auf die Netzknoten abgebildet. Die EE-Zeitreihen werden für das meteorologische Referenzjahr 2012 berechnet. Vor der Engpassmanagement-Simulation wird zudem ein Netzverstärkungsschritt durchgeführt, der sicherstellt, dass das geplante Zielnetz 2045 den projizierten Erzeugungsmix ohne systematische Überlastungen aufnehmen kann. Disaggregation und Netzverstärkung folgen der in [TSRN25] dokumentierten Methodik und werden in MOPPL als Eingangsdaten übernommen.

Vor der rollierenden Jahresoptimierung wird das Netzmodell vorverarbeitet: Aus der statischen Netztopologie werden die Power-Transfer-Distribution-Factor- (PTDF) und Phase-Shift-Distribution-Factor- (PSDF) Matrizen abgeleitet. Diese Sensitivitätsmatrizen werden einmalig berechnet und über die gesamte Simulation konstant gehalten. Diese bilden die Grundlage der N-0- und Phasenschiebertransformator (PST)-Sicherheitsrestriktionen (Abschnitt 3.3.3).

Die im Stromnetzmodell verwendeten Szenarien sowie die zugehörigen installierten Leistungen und Verbrauchsannahmen sind in den Szenarienkapiteln dokumentiert und werden hier nicht wiederholt. Der Referenzeinsatz, d. h. stündliche knotenscharfe Erzeugung sowie Last, Speichereinsatz und grenzüberschreitende Austauschflüsse, ergibt sich aus der vorgelagerten europäischen Strommarktsimulation und bildet die Randbedingung des OPF-Subproblems.

3.3.2 Regionalisierung der Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten

Die im Stromnetzmodell verwendeten Stromerzeugungs- und Speicherkapazitäten werden mithilfe der MILES-Regionalisierungsmethodik räumlich auf die Netzknoten verteilt. Die zugrunde liegende Methodik sowie die verwendeten Datengrundlagen sind in Abschnitt 3.3.1 beschrieben. Für die Auswertung im Rahmen von MOPPL werden die knotenscharfen Ergebnisse auf die NUTS-2-Ebene aggregiert, um regionale Schwerpunkte der Stromerzeugung und -speicherung sowie deren Wechselwirkungen mit dem Wasserstoffsystem analysieren zu können. Die Regionalisierung verteilt dabei die im NEP-Szenario vorgegebenen installierten Leistungen der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten sowie der Lasten räumlich auf die Übertragungsnetzknoten und generiert anschließend die stündlichen Einspeisezeitreihen der dargebotsabhängigen Erzeuger über ein volles Jahr. Die Verteilung beruht auf einer zweistufigen Disaggregation. Zunächst werden technologiespezifische Verteilungsfaktoren auf Gemeindeebene aus meteorologischen, geografischen und sozioökonomischen Indikatoren abgeleitet, etwa Windenergie nach lokalem Energiepotenzial, Photovoltaik nach Einstrahlung und Flächennutzung sowie die Last nach Bevölkerung, Industrieproduktion und Wohnfläche. Anschließend werden diese Gemeindeanteile über eine vorab berechnete Zuordnung zwischen Verwaltungsgrenzen und Umspannwerkstopologie auf die einzelnen Netzknoten abgebildet, wobei die EE-Einspeisezeitreihen für das meteorologische Referenzjahr 2012 bestimmt werden [TSRN25]. Aus diesen Zeitreihen wird neben der installierten Leistung auch die je Technologie und Region eingespeiste Jahres-Energiemenge bestimmt.

Die folgenden Darstellungen zeigen die resultierende regionale Verteilung der installierten Leistungen für die betrachteten Erzeugungs- und Speichertechnologien in den Szenarien A und B.

Basis-Szenario (Szenario A)

Die regionale Verteilung der installierten Leistung ist Abbildung 3-6 je Technologie dargestellt. Die Offshore-Windleistung konzentriert sich erwartungsgemäß auf die Küstenregionen mit Anbindung der Nord- und Ostsee-Windparks (Anlandepunkte im Nordwesten (Weser-Ems) sowie in Schleswig-

Holstein und Mecklenburg-Vorpommern). Die aggregierte Kategorie „EE onshore“ weist ihre höchsten Ausbauwerte insbesondere in Nord- und Ostdeutschland auf. Da diese Kategorie sowohl Windenergie- als auch Photovoltaikanlagen umfasst, sind technologiespezifische Aussagen auf Basis der Darstellung jedoch nur eingeschränkt möglich. Die Batteriespeicher folgen grundsätzlich den Schwerpunkten der erneuerbaren Erzeugung, während die Pumpspeicherkapazitäten auf wenige topographisch geeignete Regionen (Mittelgebirgsregionen, insbesondere in Thüringen und im Schwarzwald) konzentriert sind. Insgesamt zeigt sich eine räumliche Konzentration des Stromangebots aus erneuerbaren Energien, insbesondere die Windenergie, im Norden und Osten Deutschlands.

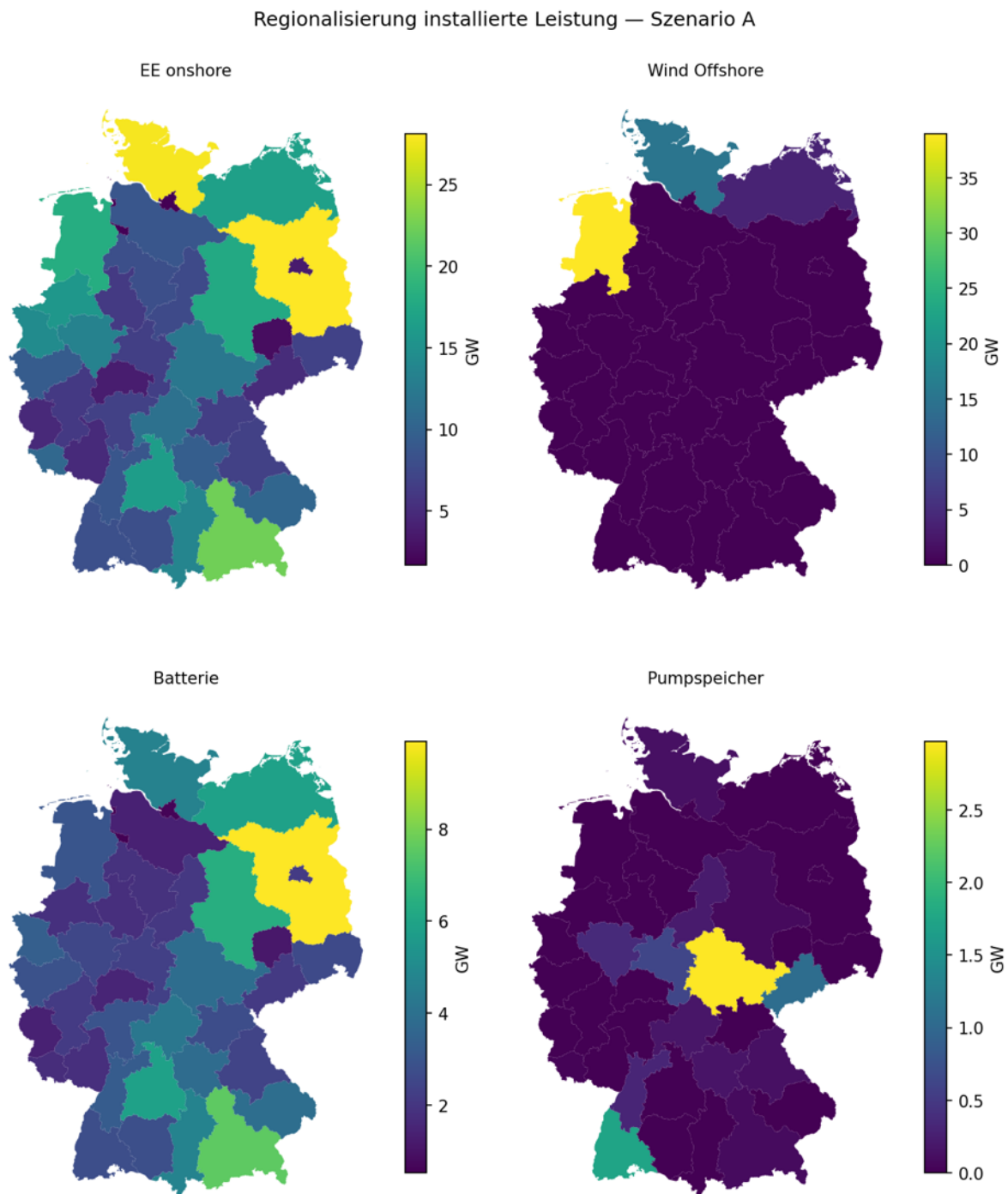


Abbildung 3-6: Regionale Verteilung der installierten Leistung je Technologie in Szenario A

Abbildung 3-7 zeigt dahingegen die zugehörige Karte der Jahres-Energiemenge, die gewichtet diese räumliche Verteilung mit den technologie- und standortabhängigen Volllaststunden gewichtet. Die Offshore-Windkraft liefert dadurch trotz vergleichsweise geringer installierter Leistung an den Küstenregionen einen überproportional hohen Energiebeitrag, während die Pumpspeicher aufgrund ihrer Speicherfunktion nur geringe Jahresenergiemengen aufweisen.

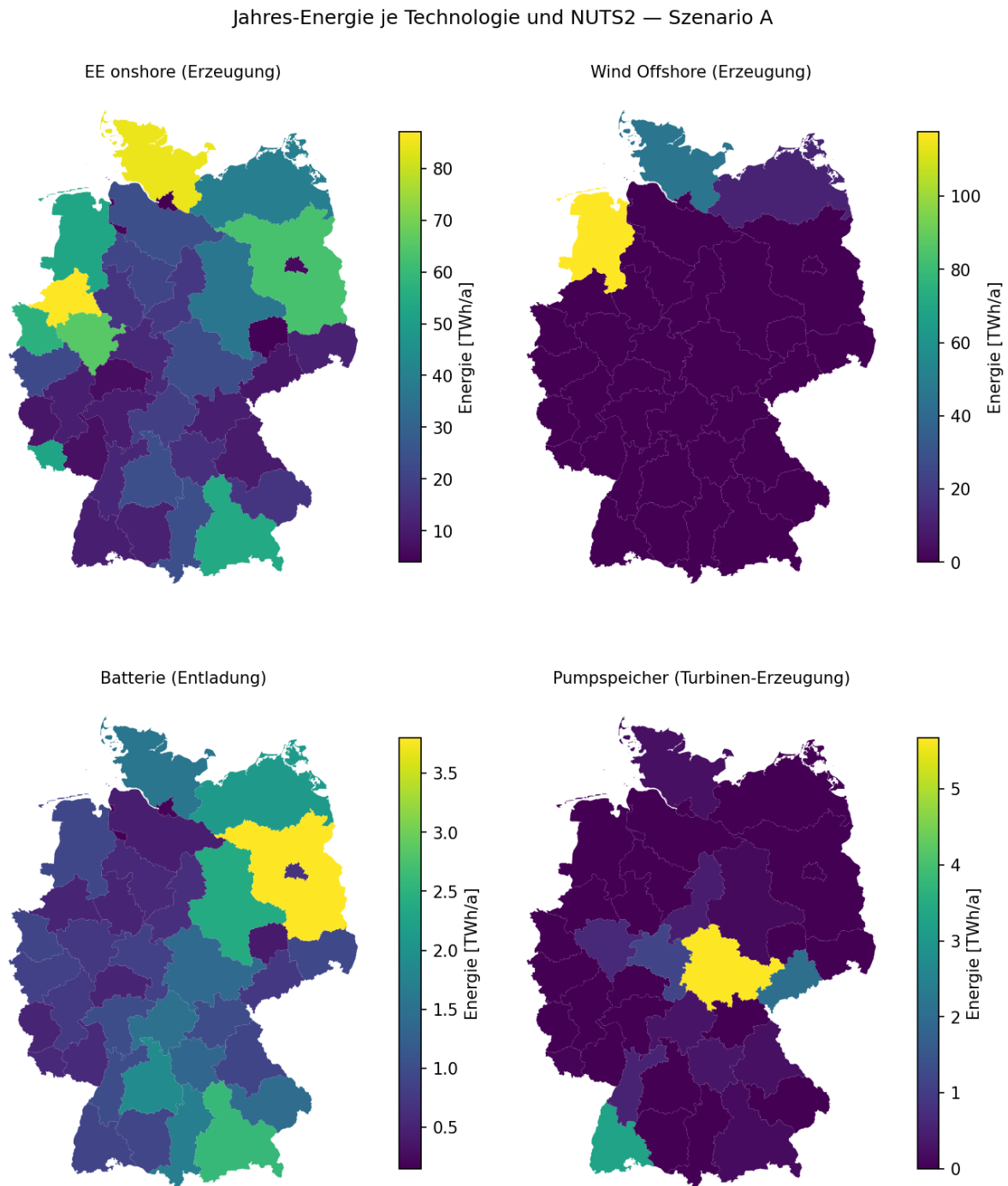


Abbildung 3-7: Regionale Verteilung der Jahres-Energiemenge je Technologie in Szenario A

Hohes Bedarfs- und Erzeugungsszenario (Szenario B)

Die regionale Verteilung der installierten Leistungen im Hohen Bedarfs- und Verbrauchsszenario ist in Abbildung 3-8 dargestellt. Die räumlichen Schwerpunkte entsprechen weitgehend denen des Basis-Szenarios. Die Offshore-Windleistung konzentriert sich weiterhin auf die Küstenregionen mit

Anbindung der Nord- und Ostsee-Windparks, während die höchsten Ausbauwerte der aggregierten Kategorie „EE onshore“ vor allem in Nord- und Ostdeutschland auftreten. Die Batteriespeicher folgen ebenfalls den Schwerpunkten der erneuerbaren Erzeugung. Die Pumpspeicherkapazitäten verbleiben an den bereits im Basis-Szenario identifizierten topographisch geeigneten Standorten.

Regionalisierung installierte Leistung — Szenario B

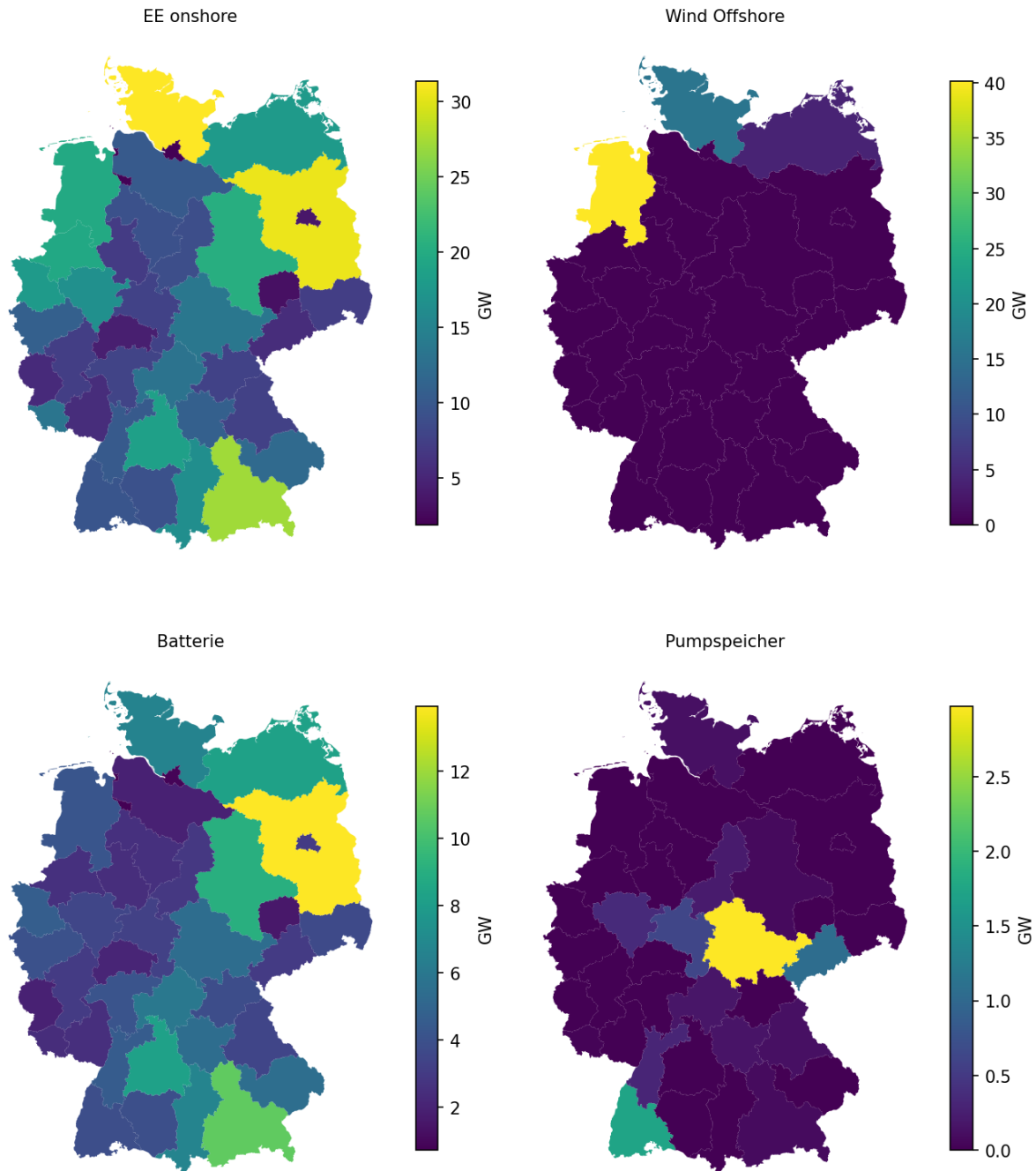


Abbildung 3-8: Regionale Verteilung der installierten Leistung je Technologie in Szenario B

Die in Abbildung 3-9 dargestellten Jahres-Energiemengen folgen der Verteilung des Basis-Szenarios bei insgesamt höheren Werten. Auch hier trägt die Offshore-Windkraft an den Küsten überproportional zur allgemeinen Jahresenergiemenge bei, während die Pumpspeicher trotz hoher installierter Leistung nur geringe Energiemengen aufweisen.

Jahres-Energie je Technologie und NUTS2 — Szenario B

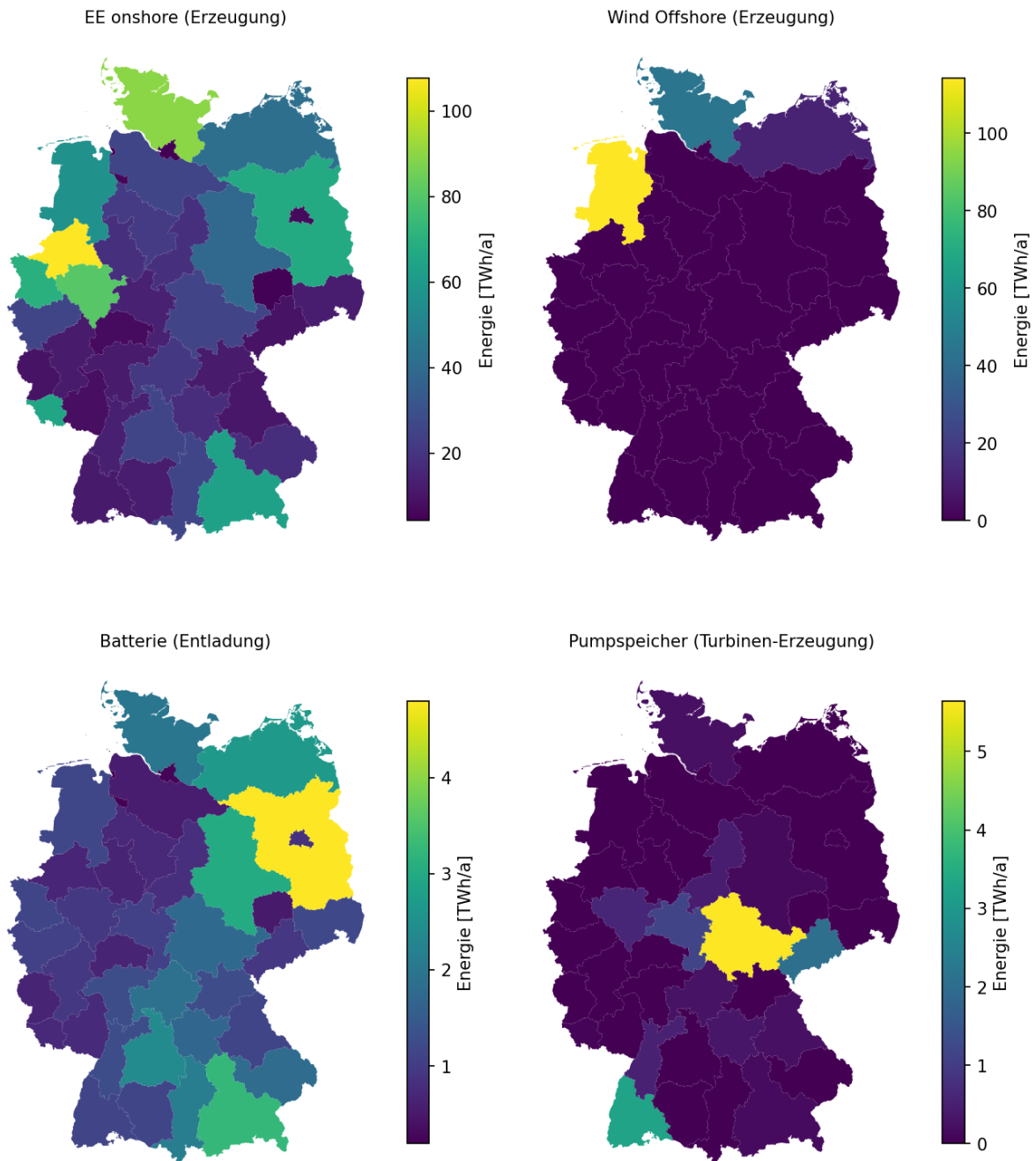


Abbildung 3-9: Regionale Verteilung der Jahres-Energiemenge je Technologie in Szenario B

Gegenüber dem Basis-Szenario fallen die installierten Leistungen aufgrund des höheren Strombedarfs insgesamt größer aus. Die zusätzlichen Kapazitäten werden dabei überwiegend an den bereits bevorzugten Standorten errichtet, sodass sich die grundsätzliche räumliche Struktur des Stromsystems kaum verändert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Standortwahl primär durch die regionalen Potenziale und infrastrukturellen Gegebenheiten bestimmt wird und weniger durch Unterschiede auf der Nachfrageseite.

3.3.3 Mathematisches Optimierungsmodell (OPF)

Der OPF wird als lineares Kostenminimierungsproblem über die 168 Stunden jeder repräsentativen Woche formuliert. Er minimiert die Gesamtkosten des Engpassmanagements unter Einhaltung der

Netz-, Sicherheits- und Einheitenrestriktionen. Zur kompakten Darstellung werden zunächst die in Tabelle 3-5 aufgeführten Mengen definiert.

Tabelle 3-5: Mengengerüst des Stromnetz-Optimierungsmodells (OPF)

Symbol	Bedeutung
$\mathcal{L}$	Menge aller Zweige (AC-Leitungen und Transformatoren)
$\mathcal{L}^{DE}$	Teilmenge der deutschen Übertragungszweige
$\mathcal{N}$	Netzknoten
$\mathcal{H}$	HGÜ-Verbindungen
$\mathcal{P}$	PST
$\mathcal{G}$	Erzeugungseinheiten (thermisch, Wasserkraft, EE, Elektrolyseure)
$\mathcal{R}^{el}$	NUTS-2-Elektrolyseurregionen
$\mathcal{T}$	Stundenzeitschritte je repräsentativer Woche
$\mathcal{W}$	Repräsentative Wochen

Die zentralen Entscheidungsvariablen sind die knotenscharfe Einspeiseabweichung $\Delta P_{n,t}$ gegenüber dem Referenzeinsatz, die AC-Zweigflussabweichung $P_{l,t}$, die HGÜ-Sollwerte $P_{h,t}^{HVDC}$, die PST-Stellwinkel $\alpha_{p,t}$, die Wirkleistungsabgabe der Erzeugungseinheiten $P_{g,t}$, die Elektrolyseurleistung $P_{r,t}^{el}$ sowie eine nichtnegative Slackvariable P_t^{sl} zur Sicherstellung der numerischen Lösbarkeit.

Die Zweigflüsse werden über eine DC-Linearisierung mit den PTDF-Matrizen bestimmt. Für Zweig l und Knoten n quantifiziert der PTDF-Koeffizient $\Psi_{l,n}$ den Anteil einer inkrementellen Knoteneinspeisung, der über Zweig l fließt. Die Flussabweichung gegenüber dem Referenzeinsatz ergibt sich zu:

$$P_{l,t} = \sum_{n \in \mathcal{N}} \Psi_{l,n} \cdot \Delta P_{n,t}, \quad \forall l \in \mathcal{L}^{DE}, t \in \mathcal{T} \quad (14)$$

Diese Flüsse müssen innerhalb der thermischen Grenzen der jeweiligen Zweige bleiben (N-0-Fall):

$$-P_l^{max} \leq P_{l,t} \leq P_l^{max}, \quad \forall l \in \mathcal{L}^{DE}, t \in \mathcal{T} \quad (15)$$

HGÜ-Verbindungen werden als steuerbare Leistungstransfers mit expliziten Kapazitätsgrenzen modelliert, deren Sollwerte zusätzliche Entscheidungsvariablen darstellen:

$$P_h^{min} \leq P_{h,t}^{HVDC} \leq P_h^{max}, \quad \forall h \in \mathcal{H}, t \in \mathcal{T} \quad (16)$$

Phasenschiebertransformatoren werden über PSDF-Matrizen gesteuert. Der Stellwinkel ist eine beschränkte kontinuierliche Entscheidungsvariable:

$$\alpha_p^{min} \leq \alpha_{p,t} \leq \alpha_p^{max}, \quad \forall p \in \mathcal{P}, t \in \mathcal{T} \quad (17)$$

Alle Erzeugungseinheiten (thermische Kraftwerke, Wasserkraft, erneuerbare Quellen und Elektrolyseure) unterliegen technischen Leistungsgrenzen, die sich aus der installierten Leistung und, für dargebotsabhängige EE, der verfügbaren Erzeugung ergeben:

$$P_{g,t}^{min} \leq P_{g,t} \leq P_{g,t}^{max}, \quad \forall g \in \mathcal{G}, t \in \mathcal{T} \quad (18)$$

Die systemweite Leistungsbilanz wird in jedem Zeitschritt als Gleichheitsrestriktion erzwungen, die Gesamterzeugung, aggregierte deutsche Last D_t (Lastvorzeichenkonvention $D_t < 0$) und den geplanten grenzüberschreitenden Export E_t verknüpft. Die nichtnegative Slackvariable P_t^{sl} kompensiert Restungleichgewichte:

$$\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t} + D_t - E_t - \sum_{r \in \mathcal{R}^{el}} P_{r,t}^{el} + P_t^{sl} = 0, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (19)$$

Elektrolyseure nehmen als flexible Verbraucher teil. Ihr stündlicher Leistungsbezug $P_{r,t}^{el}$ wird mitoptimiert und ist durch die vom Masterproblem bereitgestellte installierte Kapazität $\bar{A}_r^{el}$ je NUTS-2-Region beschränkt:

$$0 \leq P_{r,t}^{el} \leq \bar{A}_r^{el}, \quad \forall r \in \mathcal{R}^{el}, t \in \mathcal{T} \quad (20)$$

Der resultierende Wasserstofffahrplan $q_{r,t}^{el} = \eta^{el} \cdot P_{r,t}^{el}$, wobei η^{el} den Wirkungsgrad des Elektrolyseurs darstellt, wird als Must-run-Eingang an das Wasserstoffsubproblem (Abschnitt 3.4) übergeben.

Die Zielfunktion minimiert die Gesamtkosten des Engpassmanagements über alle Zeitschritte der repräsentativen Woche:

$$\min \sum_{t \in \mathcal{T}} (C_t^{LFB} + C_t^{EE} + C_t^{KW} + c^{sl} \cdot P_t^{sl}) \quad (21)$$

Die Kostenterme bilden PST- und HGÜ-Sollwertanpassungen (C_t^{LFB}), EE-Abregelung (C_t^{EE}), konventionellen Redispatch (C_t^{KW}) sowie einen hoch bepreisten Slackterm ($c^{sl} \cdot P_t^{sl}$) ab. Die Kostenreihung stellt sicher, dass leistungsflusststeuernde Betriebsmittel vor konventionellem Redispatch und Abregelung priorisiert werden. Die verwendeten Kostenkoeffizienten sind in Tabelle 3-6 zusammengefasst.

Tabelle 3-6: Kostenkoeffizienten der OPF-Zielfunktion

Komponente	Kostensatz
Onshore-EE-Abregelung	8 €/MWh
Offshore-Wind-Abregelung	7 €/MWh
HGÜ-/PST-Sollwertanpassung	0,001 €/MWh
Thermischer Redispatch	H2-Preis aus EWL Modell (verrechnet mit Wirkungsgrad η)
Wasserkraft Redispatch	30,50 €/MWh
Slack N-0-Leitungsfluss	5.000 €/MWh
Slack Exportabweichung	500 €/MWh
Slack Leistungsbilanz	10.000 €/MWh

Nach jedem OPF-Lauf werden zwei Arten von Dualsignalen extrahiert und an das Masterproblem zurückgegeben: die Knotenpreise (Locational Marginal Prices, LMP) $\lambda_{n,t}$ als Dualvariablen der knotenscharfen Leistungsbilanz, repräsentiert über die Grenzkosten der Stromerzeugung am jeweiligen Übertragungsnetzknotten, sowie die Elektrolyseur-Kapazitätsschattenpreise $\mu_{r,t}^{el}$ als Dualvariablen der oberen Kapazitätsrestriktion der Elektrolyseure. Beide Signale werden auf NUTS-2-Ebene aggregiert, mit der Häufigkeit der repräsentativen Wochen gewichtet und zur Konstruktion der Benders-Schnitte verwendet (siehe Kapitel 3.1).

3.4 Entwicklung Wasserstoffnetzmodell (GWI)

Das am GWI entwickelte Wasserstoffnetzmodell bildet im Vorhaben MOPPL die gasseitige Infrastrukturkomponente der gekoppelten Gesamtmethodik ab. Seine Aufgabe besteht darin, die räumlich und zeitlich aufgelöste Bereitstellung, den Transport und die Speicherung von Wasserstoff unter Berücksichtigung technischer Restriktionen so abzubilden, dass die resultierenden Knappheiten und Systemkosten konsistent in die übergeordnete Modellkopplung eingehen. In der Gesamtarchitektur des Vorhabens ist das Gasmodell als zweites Subproblem der Benders-Zerlegung verankert. Das GWI-Modell übernimmt die stündliche Optimierung von Wasserstoffflüssen und Speicheroperationen über repräsentative Typwochen und liefert Dualinformationen an das Masterproblem zurück.

Modellzweck, Systemgrenzen und Kopplungsschnittstellen

Das Modell beschreibt die gasseitige Wasserstofflogistik als lineares Kostenminimierungsproblem auf Stundenebene. Abgebildet werden drei zentrale Prozessklassen: erstens Wasserstoffflüsse von

Angebotsknoten zu Nachfrageknoten, zweitens Wasserstoffflüsse zur Wiederbefüllung von Speichern bzw. eines vereinfachten Netzpuffers und drittens die intertemporale Entwicklung der Speicherfüllstände.

Das Masterproblem gibt insbesondere kapazitive und intertemporale Speicherrestriktionen vor, darunter Anfangs-, End-, Minimal- und Maximalfüllstände für die jeweilige Typwoche. Das ie^3 stellt exogene Elektrolyseur-Zeitreihen bereit. Zusätzlich werden nachfrageseitige Zeitreihen wasserstoffbasierter Kraftwerke in die Nachfrage eingebunden (vgl. Abbildung 3-1 und Tabelle 3-2). Durch die Berücksichtigung der Kraftwerksnachfrage wird die aggregierte Wasserstoffnachfrage endogen iterationsabhängig. Infolgedessen muss das Optimierungsmodell in jeder Iteration erneut eine kostenminimale und restriktionskonforme Lösung für das Wasserstoffsystem bestimmen.

3.4.1 Infrastrukturannahmen

Räumlich umfasst das Modell Angebots-, Nachfrage-, Speicher- und Netzpufferknoten. Distanzen zwischen Knoten beeinflussen Netzwerkparameter. Die Nachfrage setzt sich aus Raumwärme und Warmwasser in Haushalten, industrieller Nachfrage, Mobilitätsnachfrage sowie zusätzlicher H₂-Kraftwerksnachfrage zusammen.

Nachfrage - Raumwärme

Die räumliche Verteilung der Haushaltsnachfrage wird aus dem GWI-Raumwärmebedarfsmodell [KMRS18, SBPL26] abgeleitet, das für rund 40 Mio. Gebäude in Deutschland die Raumwärme- und Warmwasserbedarfe für das Zieljahr 2045 abbildet. Den Berechnungen liegen eine jährliche Sanierungsrate von 1,5 % sowie eine mittlere Sanierungstiefe in Szenario B und einer erhöhten Sanierungstiefe in Szenario A zugrunde. Die Sanierungstiefen bestimmen dabei die Reduktion des Raumwärmebedarfs bei sanierten Gebäuden im GWI-Raumwärmebedarfsmodell und wurden aus den Daten von [LSDB15] abgeleitet. Anschließend wurde die räumliche Allokation der Wärmebedarfe so angepasst, dass die in Abschnitt 2.4 entwickelten Szenarien bzw. deren Update in Abschnitt 2.5 hinsichtlich der durch Wasserstoff zu deckenden Raumwärme- und Warmwasserbedarfe erfüllt werden.

Da die gesamten Nutzenergiebedarfe der Gebäude von 596,88 TWh/a in Szenario A bzw. 632,22 TWh/a in Szenario B vollständig zu decken sind, beeinflusst die Skalierung der H₂-Bedarfe zugleich die verbleibenden Bedarfe der übrigen Energieträger. Für die Bereitstellung der Raumwärme- und Warmwasserbedarfe ergibt sich endenergieseitig die nachfolgende Verteilung:

Tabelle 3-7: Bereitstellung von Raumwärme- und Warmwasser in den Szenarien

Endenergie 2045 (TWh)	Szenario A	Szenario B
Abwärme im Wärmenetz	29,95	29,95
H ₂ im Wärmenetz	4,93	3,94
Strom im Wärmenetz	116,77	126,43
H ₂ dezentral	16,57	13,26
Strom dezentral	31,07	44,47
Biomasse dezentral	88,13	88,68
Raumwärme und Warmwasser Gesamt	287,42	306,72

Dabei wird deutlich, dass die Differenz zwischen den Szenarien auf Endenergieebene infolge der hohen Effizienz künftiger Heiztechnologien geringer ausfällt als auf Ebene der Nutzenergie.

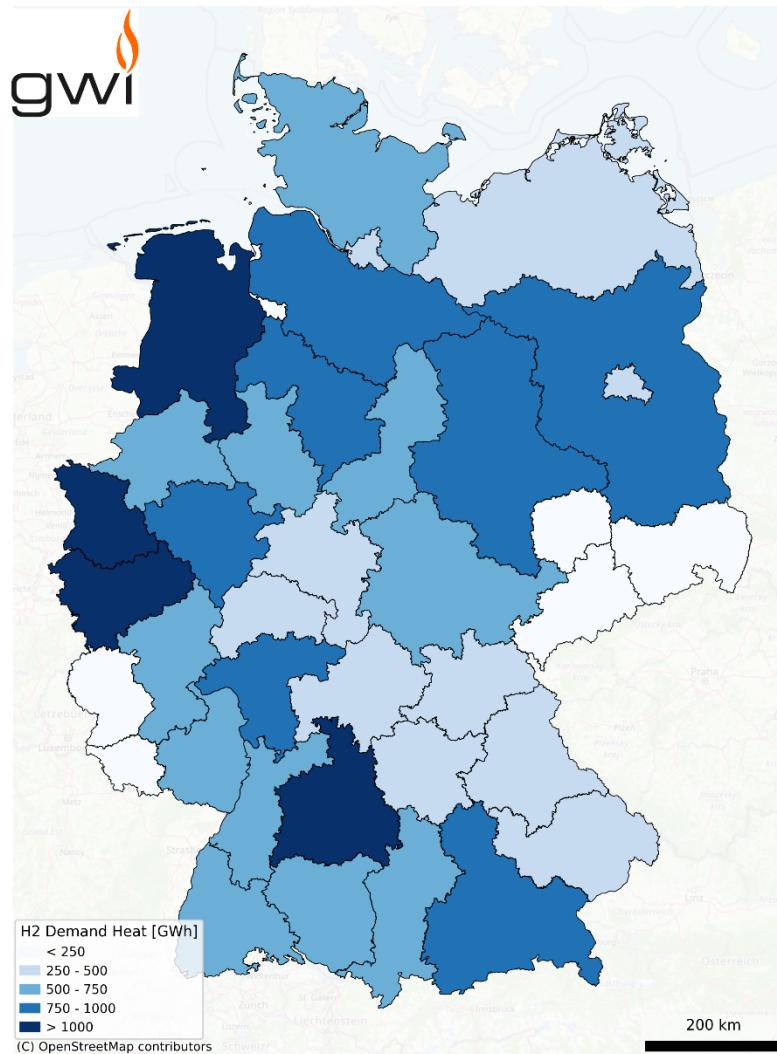


Abbildung 3-10: NUTS-2-Verteilung der jährlichen Wasserstoffnachfrage zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser in Szenario A

Damit steht für die in Abbildung 3-10 dargestellten NUTS-2-Gebiete eine regionale Verteilung der jährlichen Bedarfe zur Verfügung. Unter Verwendung von Standardlastprofilen (SLP) werden die jährlichen Bedarfe stündlich aufgelöst (vgl. Abbildung 3-11). Ebenso lassen sich dadurch flexibel verschiedene Typwochen für die Simulation auswählen.

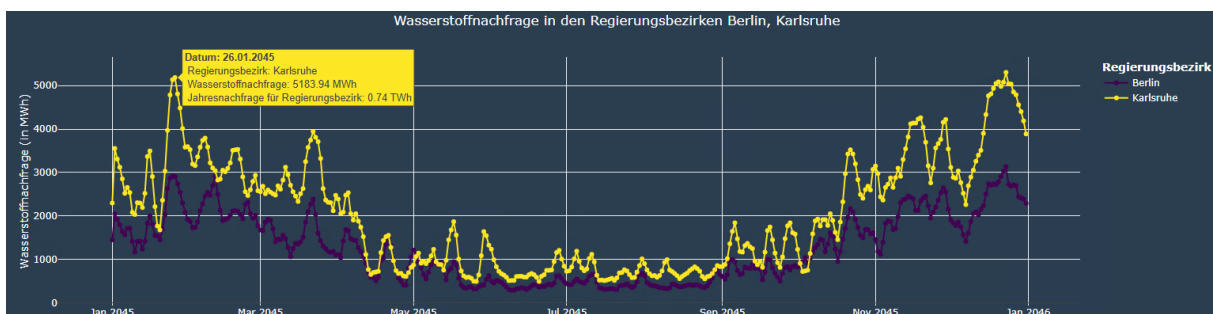


Abbildung 3-11: Wasserstoffnachfrage zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser der NUTS-2-Regionen Berlin und Karlsruhe im Verlauf des Jahres 2045

Nachfrage - Industrie

Die regionalisierte Abbildung der industriellen Wasserstoffnachfrage erfolgt in einem mehrstufigen Verfahren, das die in der Metastudie abgeleiteten Szenariowerte, siehe Abschnitt 2.5 mit einer standortbezogenen Auswahl potenzieller Industriebedarfe verknüpft. Ausgangspunkt sind industrielle

Standorte mit ausgewiesenem H2-Potenzial aus dem Fraunhofer-ISI-PSHP-Portal [Proc00]. Diese Potenziale werden nicht flächendeckend proportional skaliert, sondern standortgenau bewertet und so ausgewählt, dass die vorgegebenen sektoralen Nachfragemengen der MOPPL-Szenarien aus Abschnitt 2.5 möglichst konsistent reproduziert werden. Dieses Vorgehen entspricht der im Modell hinterlegten Grundlogik, wonach die sektoralen Nachfragewerte aus der Metastudie stammen und die räumliche Verteilung der Industriebedarfe auf dem PSHP-Datensatz sowie einer Bewertung von Potenzial und Netznähe basiert.

Im ersten Schritt werden die potenziellen Industriestandorte in ein einheitliches geografisches Referenzsystem überführt und mit der H2-Kernnetzinfrastruktur verschnitten. Für jeden Standort wird anschließend die Entfernung zum nächstgelegenen isolierten Angebots- bzw. Nachfrageabschnitt des Kernnetzes bestimmt. Da bei der Distanzsuche mehrere Netzsegmente denselben Mindestabstand aufweisen können, wird keine eindeutige Zuordnung zu einem einzelnen Segment erzwungen. Für die weitere Auswertung wird in diesem Fall ausschließlich der minimale Abstandswert des jeweiligen Standorts verwendet. Auf diese Weise wird für jeden potenziellen Industriestandort ein Maß für die infrastrukturelle Nähe zum künftigen Wasserstoffkernnetz abgeleitet.

Im zweiten Schritt wird für jeden Standort ein Selektionsmaß gebildet, das zwei Zielgrößen kombiniert: erstens die Höhe des standortspezifischen H2-Potenzials und zweitens die Entfernung zum Kernnetz. Hierzu werden beide Größen zunächst auf ein Intervall zwischen 0 und 1 normiert. Anschließend wird ein Score definiert, der hohe Werte für jene Standorte annimmt, die im Auswahlprozess bevorzugt ausgeschlossen werden sollen. Dieser Score setzt sich zu 70 % aus einem inversen Potenzialterm und zu 30 % aus der Entfernung zum Kernnetz zusammen. Damit werden Standorte mit geringem H2-Potenzial und gleichzeitig großer Distanz zur H2-Infrastruktur systematisch als weniger geeignet bewertet. Die Gewichtung spiegelt die methodische Entscheidung wider, die Größe des industriellen Nachfragepotenzials stärker zu priorisieren als die reine Netznähe, ohne Letztere zu vernachlässigen.

Auf Basis dieses Scores wird anschließend eine Greedy-Heuristik angewandt, um aus der Gesamtheit potenzieller Industriestandorte diejenigen Standorte auszuwählen, deren kumuliertes H2-Potenzial die in den Szenarien in Abschnitt 2.5 vorgegebenen Zielwerte möglichst genau abbildet. Methodisch wird dabei nicht mit einer proportionalen Herunterskalierung aller Standorte gearbeitet, sondern mit einem iterativen Ausschlussverfahren: Ausgehend von der Gesamtheit aller Standorte werden zunächst die am wenigsten geeigneten Standorte, also jene mit hohem Ausschluss-Score, sukzessive entfernt, bis die Summe der verbleibenden Potenziale möglichst nah an der szenariospezifischen Zielnachfrage lag. Für Szenario A wird auf diese Weise ein Zielwert von 166,1 TWh/a, für Szenario B ein Zielwert von 200,6 TWh/a umgesetzt. Um Sprungeffekte des Greedy-Verfahrens abzumildern, werden nicht nur eine, sondern mehrere benachbarte Kandidatenlösungen verglichen; ausgewählt wird jeweils diejenige Lösung, deren verbleibende Potenzialsomme den vorgegebenen Szenariowert am besten approximiert. Damit wird sichergestellt, dass die regionalisierte Nachfrage die exogenen Szenariovorgaben möglichst eng trifft, ohne die zugrunde liegende Standortstruktur künstlich zu glätten.

Das Verfahren hat zwei wesentliche Implikationen: Erstens entstehen die regionalen Industriebedarfe endogen aus einer standortbezogenen Selektion und nicht aus einer rein proportionalen Verteilung nationaler Gesamtwerte. Zweitens bevorzugt die Methodik industrielle Nachfragezentren, die sowohl ein hohes Wasserstoffpotenzial aufweisen als auch eine günstige Anbindung an das geplante Kernnetz besitzen. Die resultierende Verteilung ist damit zugleich szenariokonsistent und netzlogistisch plausibel. Sie bildet nicht zwingend die vollständige zukünftige industrielle Nachfrageverteilung ab, sondern eine für die Modellanalyse geeignete Auswahl jener Standorte, an denen Wasserstoffnachfrage unter den getroffenen Annahmen mit erhöhter Wahrscheinlichkeit zuerst bzw. vorrangig wirksam wird. Dieses Verständnis ist für die Einordnung der Modellergebnisse zentral.

Tabelle 3-8: Durch das Verfahren ausgewählte Industriestandorte in den beiden Szenarien

Name	Sektor	Distanz zum Kernnetz in m	H2-Potenzial Szenario A TWh/a	H2-Potenzial Szenario B TWh/a
INEOS Manufacturing Deutschland GmbH	Chem. Industrie	581	24,83	24,83
Basell Polyolefine GmbH Werk Wesseling	Chem. Industrie	1.219	25,85	25,85
Dow Europe Holding B.V.	Chem. Industrie	2.285	14,04	14,04
Basell Polyofine GmbH	Chem. Industrie	2.600	9,94	9,94
BASF	Chem. Industrie	274	21,65	21,65
SKW Stickstoffwerke Piesertitz GmbH	Chem. Industrie	1.775	-	7,02
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Metallverarbeitung	1.779	-	7,09
Shell Deutschland Oil GmbH Rheinland Raffinerie, Werk Süd	Raffinerie	506	10,21	10,21
OMV Werk Burghausen	Raffinerie	1.465	12,06	12,06
RUHR OEL GMBH WERK Scholven	Raffinerie	636	17,74	17,74
Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH	Stahl, primär	917	8,57	8,57
ThyssenKrupp Steel Europe AG	Stahl, primär	1.779	19,13	19,13
ArcelorMittal Bremen GmbH	Stahl, primär	725	-	6,53
Salzgitter Flachstahl GmbH Abt. Umweltschutz / 08 TUI	Stahl, primär	742	-	7,92
ROGESA Roheisengesellschaft Saar mbH	Stahl, primär	409	-	7,92
Gesamt			164,02	200,50

In Tabelle 3-8 zeigt sich, dass die Auswahlmethodik der Industriestandorte die vorgegebenen Nachfragewerte in den beiden Szenarien (vgl. Tabelle 2-2) gut trifft und nur geringe Skalierungen erforderlich sind. Damit ergibt sich die regionale jährliche Verteilung der Industrienachfrage in Abbildung 3-12.

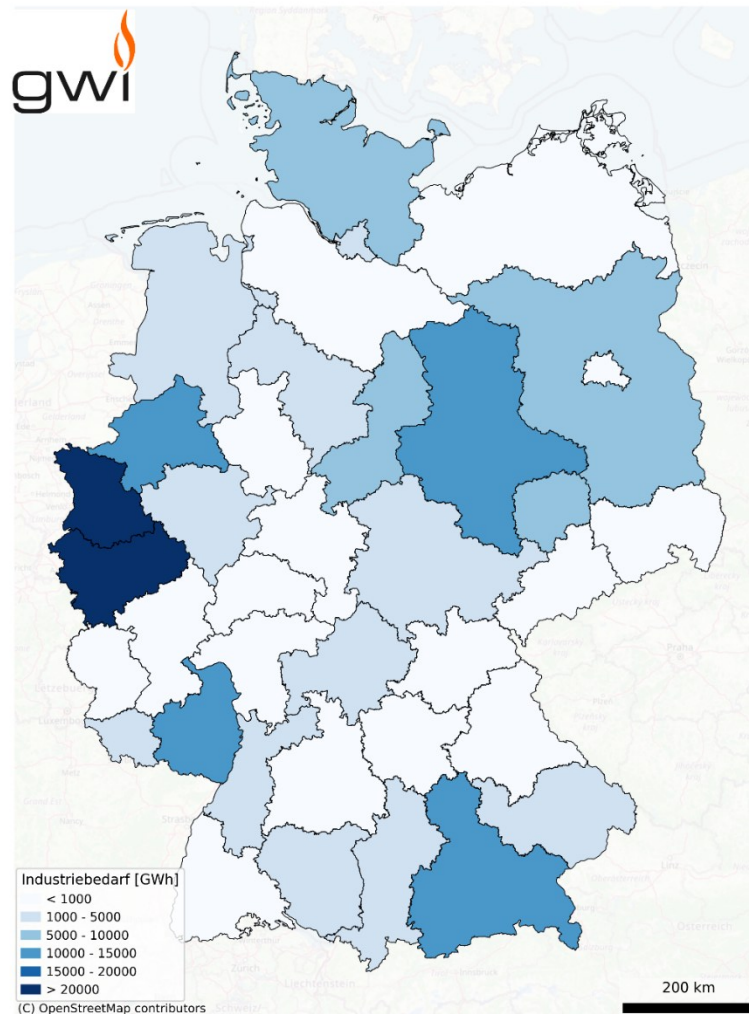


Abbildung 3-12: Jährliche Wasserstoffnachfrage der NUTS-2-Regionen im Industriesektor in Szenario A

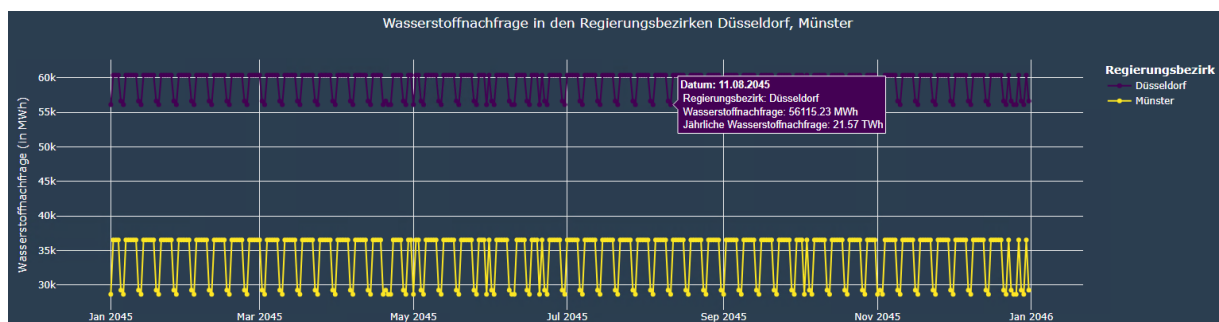


Abbildung 3-13: Wasserstoffnachfrage des Industriesektors in den NUTS-2-Regionen Düsseldorf und Münster im Verlauf des Jahres 2045

Analog zu den Raumwärmebedarfen besteht auch bei den Industriebedarfen die Anforderung, die jährlichen Bedarfswerte auf die einzelnen Stunden des Jahres 2045 zu verteilen. Dafür wurden Industrieprofile verwendet, wie sie exemplarisch in Abbildung 3-13 dargestellt sind.

Nachfrage - Mobilität

Die Wasserstoffnachfrage des Mobilitätssektors wurde aus den Jahresbedarfen der Metastudie abgeleitet (vgl. Tabelle 2-2) und anschließend regionalisiert. Hierzu wurden die nationalen Jahresnachfragen mithilfe eines Verteilungsschlüssels auf die NUTS-2-Regionen verteilt. Als Indikator für die regionale Verteilung wurde die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten des Jahres 2024 herangezogen [Einz24]. Der zugrunde liegende methodische Gedanke besteht darin, dass Regionen mit

einer höheren Beschäftigendichte tendenziell auch eine höhere verkehrliche und wirtschaftliche Aktivität aufweisen und damit als Schwerpunkte einer künftigen Wasserstoffnachfrage im Mobilitätssektor interpretiert werden können.

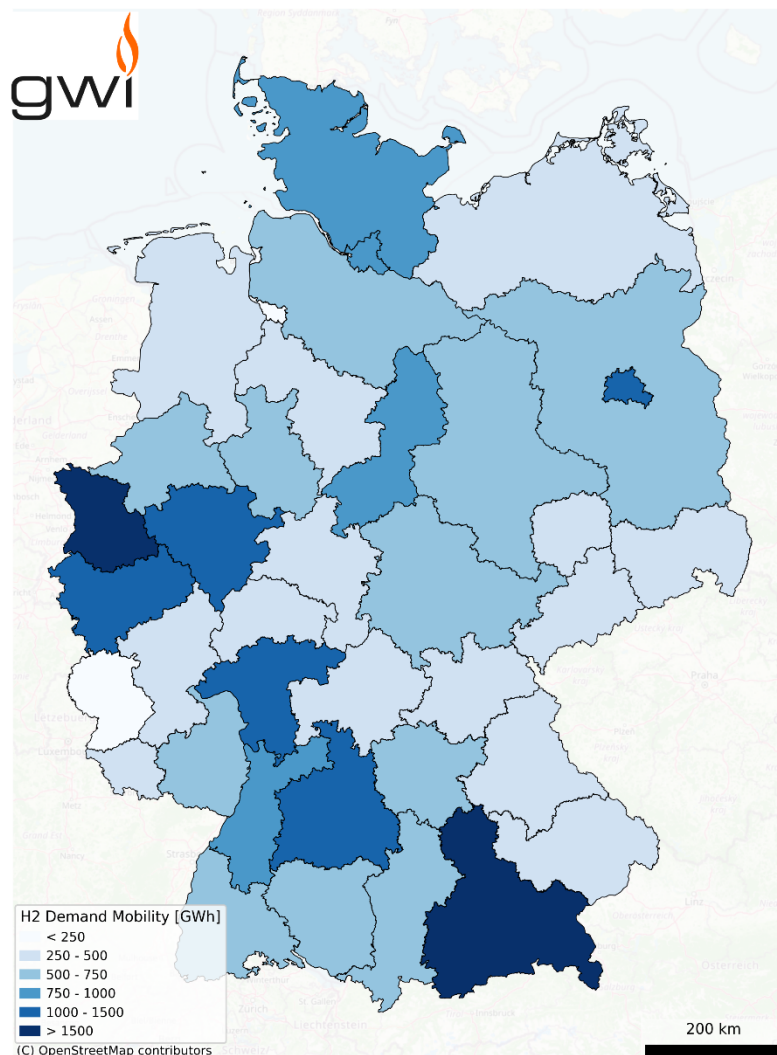


Abbildung 3-14: Jährliche Wasserstoffnachfrage der NUTS-2-Regionen im Mobilitätssektor in Szenario A

Im Ergebnis wurden die Jahresbedarfe proportional zur Zahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten auf die einzelnen NUTS-2-Regionen verteilt (siehe Abbildung 3-14). Auf diese Weise konnte eine Allokation der Mobilitätsnachfrage vorgenommen werden, obwohl keine flächendeckend verfügbaren, hinreichend belastbaren Regionaldaten zur zukünftigen Wasserstoffnutzung im Verkehrssektor vorlagen.

Für die Überführung der regionalen Jahresnachfragen in das Optimierungsmodell wurde vereinfachend angenommen, dass die Wasserstoffnachfrage des Mobilitätssektors innerhalb eines Jahres zeitlich konstant verläuft. Die jeweiligen Jahresmengen der NUTS-2-Regionen wurden daher gleichmäßig auf alle Stunden des Jahres verteilt.

Nachfrage - Wasserstoffkraftwerke

Neben den drei zuvor beschriebenen Nachfragekategorien, deren Zeitreihen innerhalb einer Simulation beziehungsweise eines Szenarios unverändert bleiben, wird zusätzlich die iterationsabhängige Nachfrage von H2-Kraftwerken berücksichtigt. Diese Kraftwerke dienen der Rückverstromung von Wasserstoff und werden eingesetzt, um Engpässe im Stromsystem auszugleichen. Die entsprechenden

Nachfragezeitreihen werden in jeder Iteration durch das ie³ neu berechnet und an das GWI-Teilmodell übergeben.

Im Optimierungsmodell werden die stündlichen H2-Nachfragen der Kraftwerke der jeweiligen NUTS-2-Region zugeordnet und zur dortigen Gesamtnachfrage addiert. Diese setzt sich aus den Nachfragekomponenten Raumwärme und Warmwasser, Industrie sowie Mobilität zusammen.

Angebot

Auf der Angebotsseite unterscheidet das Modell Elektrolyseure, H2-Terminals, Pipelineimporte, Kavernenspeicher, einen vereinfachten Netzpuffer sowie eine Slack-Quelle. Die Elektrolyseur-Zeitreihen werden vom ie³ übernommen. Speicherdaten basieren auf GIE-AGSI, Terminaldaten auf GIE-ALSI. Die räumliche Zuordnung grenzüberschreitender Einspeisepunkte und die dortigen Importkapazitäten orientieren sich am geplanten Wasserstoff-Kernnetz. Für Kavernenspeicher und H2-Terminals wird ein Umwidmungsfaktor von 25 % angewandt, um Methankapazitäten in Wasserstoffäquivalente zu übersetzen. Die Slack-Quelle dient der Modell-Lösbarkeit und wird mit hohen Strafkosten belegt.

Angebot - Wasserstoffspeicher

Basierend auf den öffentlich verfügbaren Daten der Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI) [Gasi00a] wurden sowohl die technischen Kenngrößen der Speicherstandorte als auch historische Zeitreihen der Speicherfüllstände systematisch ausgewertet.



Abbildung 3-15: Monitoring der deutschen Gasspeicher am Beispiel UGS Rehden

Die Analyse der AGSI-Daten zeigt die Saisonalität der Speicherbewirtschaftung. Exemplarisch wird dies an den Zeitreihen einzelner Speicherstandorte wie UGS Rehden deutlich, bei denen sich ein wiederkehrender Zyklus aus sommerlicher Befüllung und winterlicher Entleerung erkennen lässt, wobei der relativ regelmäßige Zyklus im Vorfeld des russischen Angriffs auf die Ukraine unterbrochen wird wie in Abbildung 3-15 deutlich wird. Auch die deutschlandweite Auswertung der monatlichen Speicherfüllstände in Abbildung 3-16 bestätigt dieses Muster. Die Speicher übernehmen damit eine zentrale Funktion für den saisonalen Ausgleich zwischen der zeitlich schwankenden Nachfrage und dem Angebot. Die Auswertung der historischen Erdgasnutzung diente dazu, die grundsätzliche Relevanz und Betriebsweise großer Speicher für ein künftiges Wasserstoffsystem einzuordnen.

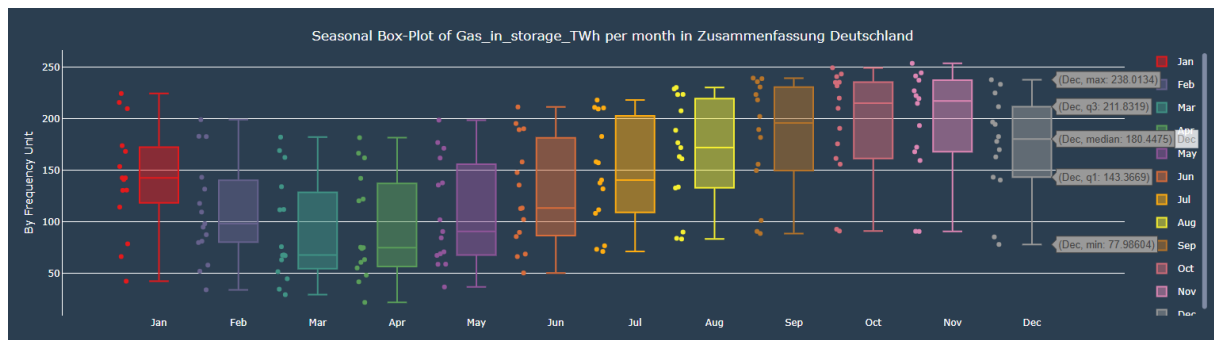


Abbildung 3-16: Saisonaler Boxplot aller bei AGSI enthaltenen deutschen Poren- und Kavernenspeicher seit 2011

Für die Modellierung wurden im vorliegenden Ansatz ausschließlich Kavernenspeicher berücksichtigt. Grundlage hierfür waren die in AGSI ausgewiesenen technischen Kennwerte zu Speichervolumen sowie Ein- und Ausspeicherkapazitäten. Zur Überführung der heutigen Erdgasinfrastruktur in eine potenzielle Wasserstoffinfrastruktur wurde ein Umwidmungsfaktor von $0,25 \text{ MWh}_{\text{H}_2} / \text{MWh}_{\text{CH}_4}$ (vgl. [DEDU22]) angesetzt. Das bedeutet, dass die methanbasierte Speicherkapazität nur zu einem Viertel als äquivalente Wasserstoffkapazität in das Modell eingeht. Unter dieser Annahme ergibt sich für die Kavernenspeicher in Deutschland eine potenzielle Wasserstoffspeicherkapazität von 49,6 TWh. Die zugehörige aggregierte maximale Einspeiseleistung beträgt knapp 34 GW, die maximale Ausspeiseleistung knapp 60 GW (vgl. Tabelle 3-9). Zum Vergleich lag die gesamte Erdgas-Speicherkapazität in Deutschland im Jahr 2023 bei rund 286 TWh [Moni23], sodass bereits die Größenordnung deutlich macht, dass Untergrundspeicher auch in einem H₂-System eine zentrale Flexibilitätsoption darstellen können.

Tabelle 3-9: Im Modell verwendete Kavernenspeicher (Angebotsknoten)

Speichernamen	NUTS-2-Region	Speichervolumen in MWh	Maximale Einspeiseleistung in MW	Maximale Ausspeiseleistung in MW
UGS Ronnenberg-Empelde	Hannover	6.184.750	205	770
UGS Harsefeld	Lüneburg	347.050	257	851
UGS Katharina	Sachsen-Anhalt	1.667.545	1.402	2.804
UGS STASSFURT-RWEGSWEST		1.869.533	888	1.861
VGS Storage Hub (Bernburg, Bad Lauchstädt)		5.974.293	3.570	5.221
UGS Peckensen		1.072.225	882	2.416
UGS Kiel-Rönne	Schleswig-Holstein	174.158	120	283
UGS Kraak	Mecklenburg-Vorpommern	690.250	504	840
UGS Lesum	Bremen	484.550	297	609
UGS Reckrod	Kassel	401.500	258	516
UGS Rüdersdorf H	Brandenburg	274.725	111	341
NUETTER-MOOR_CLUSTER	Weser-Ems	2.053.343	1.118	2.235
JEMGUM_CLUSTER		5.261.080	3.002	5.318
ETZEL_CLUSTER		12.892.633	12.291	16.946
EPE_CLUSTER	Münster	10.204.453	9.062	18.857
Gesamt		49.552.088	33.967	59.868

Räumlich zeigt sich eine deutliche Konzentration der potenziellen Wasserstoffspeicher in wenigen Regionen. Besonders hohe Kapazitäten weisen die Standorte beziehungsweise Cluster in den NUTS-2-Regionen Weser-Ems, Münster und Sachsen-Anhalt auf. Die größten Einzelbeiträge entfallen auf den ETZEL_CLUSTER mit 12,89 TWh, den EPE_CLUSTER mit 10,20 TWh, den UGS Ronnenberg-Empelde in der NUTS-2-Region Hannover mit 6,18 TWh sowie den VGS Storage Hub (Bernburg, Bad Lauchstädt) mit 5,97 TWh. Damit wird deutlich, dass die potenziellen Wasserstoffspeicher in Deutschland nicht gleichmäßig verteilt sind, sondern sich auf einzelne infrastrukturelle Schwerpunkträume konzentrieren.

Um die reale Speicherlandschaft bei zugleich beherrschbarer Modellkomplexität abzubilden, wurden mehrere räumlich und infrastrukturell zusammenhängende Kavernenspeicher zu Speicherclustern zusammengefasst (vgl. Tabelle 3-10). Dies betrifft insbesondere die Cluster Nüttermoor, Jemgum, Etzel und Epe, die jeweils aus mehreren Einzelspeichern bestehen. Durch diese Aggregation lässt sich die hohe regionale Speicherdichte in den relevanten Regionen angemessen erfassen, ohne die Anzahl der Modellknoten unnötig zu erhöhen. Die Clusterbildung dient damit der Reduktion der Modellkomplexität bei gleichzeitiger Wahrung der wesentlichen räumlichen Strukturen des Speicherangebots.

Tabelle 3-10: Zusammenfassung Kavernenspeichern zu Clustern

NUETTERMOOR CLUSTER	JEMGUM CLUSTER	ETZEL CLUSTER	EPE CLUSTER
• EWE H-Gas Zone • UGS Nüttermoor H-2 • UGS Nüttermoor H-3	• UGS EWE-Zone L • UGS Jemgum H (EWE) • UGS Jemgum H (VGS) • UGS Jemgum H (astora)	• UGS Etzel ESE (VGS) • VGS UGS Etzel (EnBW) • VGS UGS Etzel (EDF) • UGS Etzel Erdgas Lager EGL • UGS Etzel EKB • UGS Etzel ESE (Uniper Energy Storage) • UGS Etzel EGL (Equinor Storage Deutschland) • UGS Etzel ESE (OMV) • UGS Etzel ESE (MET)	• UGS Epe Trianel • UGS Epe-NL-RWEGSWEST • UGS Epe Uniper L-Gas • UGS Epe Uniper H-Gas • UGS Epe-L-RWEGSW • UGS Epe (KGE) • UGS Enschede - Epe (Nuon) • INNEXPOOL-RWEGSW • UGS Enschede - Epe (Eneco)

Insgesamt bilden die Kavernenspeicher im Modell die zentrale saisonale Flexibilitätsoption auf der Angebotsseite. Während Elektrolyseure, Pipelineimporte und H₂-Terminals primär laufende Wasserstoffmengen bereitstellen, ermöglichen die Speicher eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Sie übernehmen damit eine wesentliche Funktion für die Versorgungssicherheit und für die Abdeckung von Lastspitzen im Wasserstoffsystem. Im Vergleich zu den übrigen Angebotsquellen können Speicher (inkl. Netzpuffer) sowohl als Angebots- als auch als Nachfrageknoten fungieren, da sie im Jahresverlauf wieder aufgefüllt werden müssen.

Angebot - LNG-/H₂-Terminals

Ebenso wie für die Gasspeicher wurde auch für die LNG-Terminals eine automatisierte Datengrundlage aufgebaut. Hierzu wurde ein Skript entwickelt, das die auf der ALSI-Plattform der Gas Infrastructure Europe (GIE) [Gasi00b, Gasi00b] veröffentlichten Daten deutscher LNG-Terminals in regelmäßigen Abständen abrufen, speichert und für die weitere Modellierung aufbereitet. Ziel war es, die verfügbaren Terminalinformationen systematisch auszuwerten und daraus eine konsistente Datengrundlage für die

Langfristsimulationen des Jahres 2045 abzuleiten. Abbildung 3-17 zeigt exemplarisch die Ausspeisereihe eines der ausgewerteten LNG-Terminals.

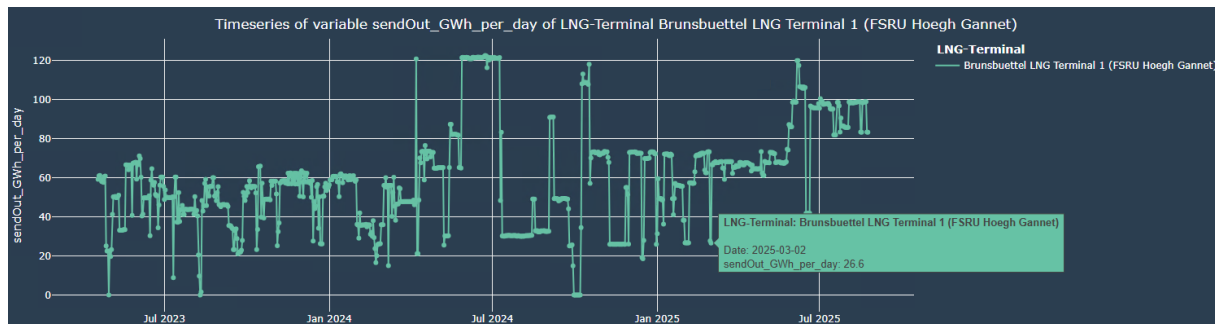


Abbildung 3-17: Täglich ausgespeisten Energiemenge des Terminals Brunsbüttel LNG Terminal 1 (FSRU Hoegh Gannet)

Die Datenauswertung erfolgte auf Basis eines Beobachtungszeitraums von August 2023 bis Dezember 2024. Da sich die deutsche LNG-Infrastruktur während der Projektlaufzeit noch im Aufbau befand, lagen für die betrachteten Standorte keine vollständig homogenen Zeitreihen vor. Für einen Teil der Terminals standen bereits operative Daten zur Verfügung, während andere Standorte entweder noch nicht im Regelbetrieb waren oder nur unvollständige Zeitreihen aufwiesen. Entsprechend war eine ergänzende Parametrisierung erforderlich, um für alle sechs berücksichtigten deutschen Terminals eine vollständige und vergleichbare Datengrundlage zu erzeugen.

Im ersten Schritt wurden die aus ALSI importierten Datensätze bereinigt. Tageswerte wurden so gefiltert, dass je Terminal und Gastag nur der jeweils aktuellste Datenstand berücksichtigt wurde. Auf diese Weise konnten Mehrfacheinträge konsistent bereinigt werden. Zusätzlich wurden Namens- und Zuordnungsinkonsistenzen einzelner Terminaleinträge harmonisiert, um Doppelzählungen auszuschließen. Anschließend wurden die relevanten Terminalparameter, insbesondere die tägliche Ausspeisemenge (*send-out*), in ein einheitliches Format überführt und für die weitere Modellierung in MWh pro Tag umgerechnet.

Für Terminals mit belastbaren Betriebsdaten wurden die beobachteten Ausspeisemengen als Ausgangspunkt der Parametrisierung verwendet. Bei drei Standorten wurden dabei repräsentative tägliche Ausspeisewerte direkt gesetzt, um eine konsistente Abbildung der verfügbaren *send-out*-Kapazitäten sicherzustellen. Für das Stade LNG Terminal 1 (FSRU Energys Force) sowie das Ostsee LNG Terminal / Lubmin (FSRU Neptune) wurden dabei jährliche Einspeisemengen in das Kernnetz von 4,7 [Stad00] bzw. 5,0 Mrd. m³ [Comm00] unterstellt und hieraus die maximalen Ausspeiseleistungen gemäß Tabelle 3-11 abgeleitet. Für das Wilhelmshaven LNG Terminal 2 (FSRU Excelsior) wurde eine jährliche Einspeisemenge von rund 3,9 Mrd. m³ angesetzt. Aktuellere Angaben weisen zwar auf eine Kapazität von etwa 4,6 Mrd. m³ [Wilh00] pro Jahr hin; da die Simulationsergebnisse jedoch zeigten, dass die bereits angesetzten Importkapazitäten für die betrachteten Szenarien ausreichen, wurde auf eine kurzfristige modellseitige Aktualisierung verzichtet.

Für jene Terminals, deren Zeitreihen noch unvollständig waren oder die sich während des Beobachtungszeitraums erst im Hochlauf befanden, wurde die jeweils höchste im Datensatz ausgewiesene tägliche Ausspeisemenge als Proxy für die künftig verfügbare Terminalkapazität verwendet und für den gesamten Betrachtungszeitraum angesetzt. Methodisch wurde damit unterstellt, dass diese Standorte im Zieljahr 2045 technisch verfügbar sind und ihre maximale beobachtete Tagesbereitstellung eine geeignete Näherung für ihre potenzielle Angebotsfunktion darstellt.

Da für einzelne Terminals nicht für jeden Kalendertag Werte vorlagen, wurde im nächsten Schritt für alle berücksichtigten Standorte eine vollständige Zeitreihe erzeugt. Fehlende Tage wurden terminalspezifisch ergänzt, indem vorhandene Referenzwerte übernommen wurden. Auf diese Weise entstand

für jedes Terminal eine lückenlose tägliche Angebotszeitreihe. Diese Tageswerte wurden anschließend in das stündlich aufgelöste Optimierungsmodell überführt, indem die jeweilige tägliche maximale Auspeisemenge gleichmäßig auf die 24 Stunden eines Tages verteilt wurde. Intraday-Schwankungen wurden dabei bewusst nicht abgebildet; vielmehr wurde vereinfachend ein über den Tag konstantes stündliches Angebotsprofil angenommen.

Die so erzeugten Zeitreihen stellen im Modell keine Prognose des tatsächlichen künftigen Terminalbetriebs dar, sondern eine kapazitive Obergrenze für die potenzielle Bereitstellung über seeseitige Importpunkte. Für die Einbindung in das Wasserstoffmodell wurden die stündlichen Angebotsmengen zusätzlich, analog zu den Wasserstoffspeichern, mit einem Umwidmungsfaktor von $0,25 \text{ MWh}_{\text{H}_2} / \text{MWh}_{\text{CH}_4}$ [DEDU22] angepasst. Damit konnte die heutige LNG-Infrastruktur als Proxy für potenzielle zukünftige H₂-Importterminals genutzt und konsistent in die Angebotsseite des Modells integriert werden. Die daraus abgeleiteten maximalen Auspeiseleistungen, die als Nebenbedingungen in das Modell eingehen, sind in Tabelle 3-11 aufgeführt.

Tabelle 3-11: Geschätzte maximale Auspeiseleistung der Wasserstoffterminals 2045

Terminal	Max. Auspeiseleistung (GW)
Brunsbüttel LNG Terminal 1 (FSRU Hoegh Gannet)	1,28
Ostsee LNG Terminal / Lubmin (FSRU Neptune)	1,50
Mukran LNG Terminal (FSRU Neptune / FSRU Energos Power)	1,57
Wilhelmshaven LNG Terminal 1 (FSRU Hoegh Esperanza)	1,85
Wilhelmshaven LNG Terminal 2 (FSRU Excelsior)	1,17
Stade LNG Terminal 1 (FSRU Energos Force)	1,42
Gesamt	8,79

Insgesamt erlaubt dieses Vorgehen trotz begrenzter historischer Datenverfügbarkeit eine robuste und nachvollziehbare Abbildung der Terminalinfrastruktur. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass alle berücksichtigten Importstandorte im Zieljahr 2045 mit vollständigen, konsistenten und stündlich aufgelösten Angebotszeitreihen im Modell vertreten sind.

Angebot - Pipelineimporte

Die Angebotsknoten der Pipelineimporte wurden ermittelt, indem das modellierte Wasserstoffkernnetz mit den Landesgrenzen der Bundesrepublik Deutschland verschnitten wurden. Um die maximalen Importleistungen dieser Angebotsknoten für das Optimierungsmodell nutzbar zu machen, wurden die Daten aus dem Antrag für das Wasserstoffkernnetz vom 22.07.2024 der FNB-Gas [Geme24] verwendet. Die maximalen Importleistungen der deutschen Grenzübergänge des Wasserstoffkernnetzes, welche als Nebenbedingungen für das Optimierungsmodell verwendet werden, sind in Tabelle 3-12 dargestellt:

Tabelle 3-12: Maximale Importleistungen an den Grenzübergängen der Pipelines im Jahr 2045

Name	Max. Importleistung (GW)
Überackern	6,30
Waldhaus	6,00
Vreden	3,20
Vlieghuis-Ochtrup	1,30
Schwedt	0,80
Oude Statenzijl-Bunde 1	2,00
Oude Statenzijl-Bunde 2	2,00
Frankreich	8,50
Eynatten	3,80
Elten	3,20

Ellund	6,50
Eisenhüttenstadt	2,00
Deutschneudorf	6,00
CHE-Pipe	20,00
Bornholm-Lubmin	10,00
Gesamt	81,60

Angebot - Elektrolyseure

Das Wasserstoffangebot setzt sich aus Importen über Pipelines und H₂-Terminals, Entnahmen aus Wasserstoffspeichern sowie der Erzeugung durch Elektrolyseure zusammen. Für die Importe gelten feste Obergrenzen der stündlich maximal verfügbaren Wasserstoffmengen. Die Fahrweise der Speicher wird nach Durchführung der saisonalen Speicheroptimierung im Masterproblem in jeder Iteration durch das EWL vorgegeben. Das Angebot aus Elektrolyseuren ist demgegenüber szenario- und iterationsabhängig. Die zugehörigen Zeitreihen werden in jeder Iteration durch das ie³ berechnet und dem GWI-Teilmodell zur Verfügung gestellt.

Aus Sicht des GWI-Teilmodells werden die Elektrolyseurzeitreihen als externe Vorgaben verarbeitet. Innerhalb der gekoppelten Gesamtmodellierung stellen sie jedoch eine endogen bestimmte Angebotskomponente dar, da sie aus der jeweils aktuellen Lösung des Stromsystemmodells hervorgehen. Änderungen in der übergeordneten Systemoptimierung wirken sich somit unmittelbar auf die räumlich und zeitlich verfügbare Wasserstofferzeugung aus. Das GWI-Optimierungsmodell berücksichtigt die aktualisierten Zeitreihen in jeder Iteration bei der Bestimmung der kostenminimalen Wasserstoffbereitstellung.

Zur Reduktion der räumlichen Komplexität wurde die Elektrolyseurstruktur auf Ebene der NUTS-2-Regionen aggregiert. Befinden sich mehrere Elektrolyseure innerhalb einer NUTS-2-Region, so wird für das Wasserstoffmodell nicht jeder Standort einzeln abgebildet; stattdessen wird der Centroid der zugehörigen Punktgeometrien als gemeinsamer Angebotsknoten verwendet. Auf diese Weise bleibt die regionale Verortung der Wasserstofferzeugung erhalten, ohne die Anzahl der Angebotsknoten unnötig zu erhöhen.

In der finalen Modellierung werden damit 39 Angebotsknoten für Elektrolyseure berücksichtigt, jeweils einer pro NUTS-2-Region, sowie ein zusätzlicher Angebotsknoten für die Offshore-Region mit dem NUTS-2-Code DEZZ. Die Elektrolyseure stellen somit jene Angebotskomponente dar, deren zeitliche Verfügbarkeit nicht statisch vorgegeben ist, sondern in jeder Iteration aus der Kopplung mit dem Stromsystem neu resultiert.

Wasserstoffkernnetz

Analog zur Modellierung der Pipelineimporte wurden auch für das Wasserstoffkernnetz die Daten aus dem Antrag der FNB Gas zum Wasserstoffkernnetz vom 22.07.2024 herangezogen [Geme24]. Für die im Projekt entwickelte Methodik sind dabei insbesondere die Variablen Nenndurchmesser (DN), Länge (km) sowie Druckstufe (DP) [mind. 30 barg] von Bedeutung. Diese Größen dienen zum einen der Abschätzung der Transportkosten, zum anderen bilden sie die Grundlage für die Ermittlung der stündlich maximal transportierbaren Energiemengen in den jeweiligen Leitungsabschnitten.

Im Optimierungsmodell wird das Wasserstoffkernnetz in vereinfachter Form ähnlich wie ein Speicher behandelt. Es kann einerseits genutzt werden, um in begrenztem Umfang die Nachfrage der NUTS-2-Regionen zu decken. Hierzu wird jeweils der kürzeste Abstand zwischen dem Centroid der NUTS-2-Region und dem Wasserstoffkernnetz bestimmt, um die Anbindung an das Netz abzubilden. Andererseits wird das Kernnetz auch als eigenständiger Nachfrager berücksichtigt, da das Netz zunächst befüllt werden muss, bevor es erneut zur Deckung von Nachfrage genutzt werden kann. Auf diese Weise wird

die Doppelfunktion des Netzes als Transportinfrastruktur und zugleich als begrenzt verfügbarer Puffer modellseitig erfasst.

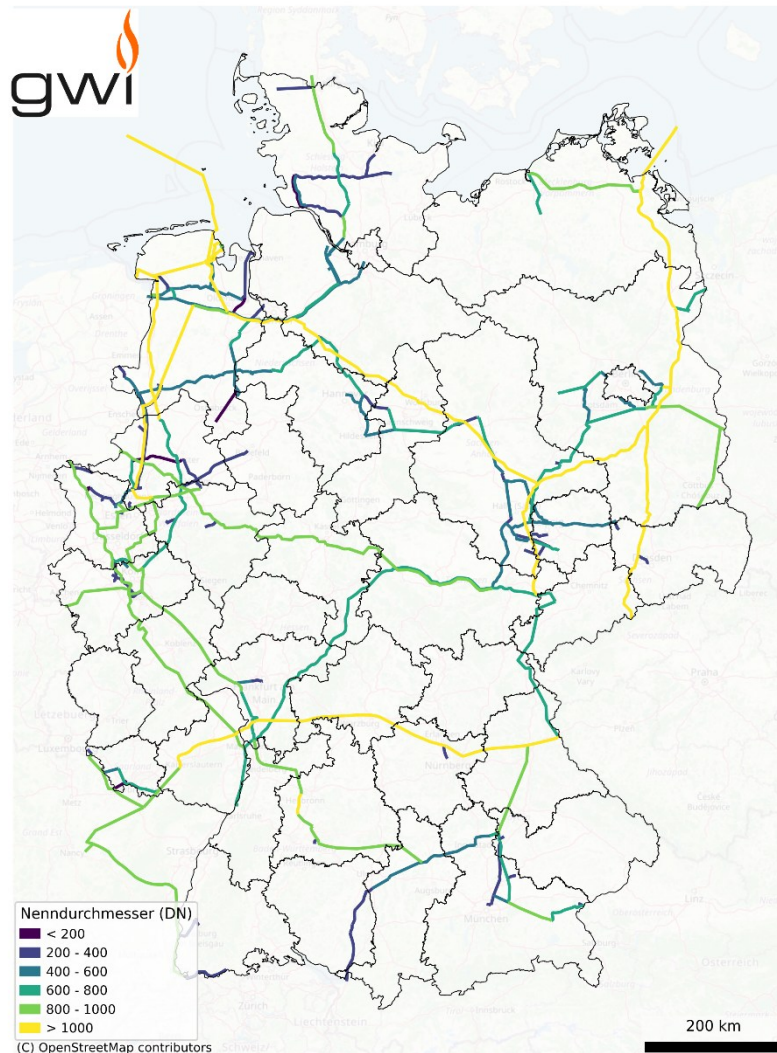


Abbildung 3-18: Nenndurchmesser (DN) des Wasserstoffkernetzes

Wie Abbildung 3-18 zeigt, wurde ergänzend zum deutschen Wasserstoffkernetz, das auf Basis der Daten aus dem Antrag der FNB modelliert wurde, auch ein Netzabschnitt in Frankreich berücksichtigt. Hintergrund hierfür war, dass das Wasserstoffkernetz anderenfalls in mehrere, nicht zusammenhängende Teilnetze zerfallen wäre, was im Optimierungsmodell zu unlösbaren Zuständen geführt hätte. Die Ausgestaltung des zusätzlichen französischen Netzabschnitts erfolgte auf Grundlage der Planungen des H2med-Projekts [H2me00].

Zur Abschätzung der Netzkapazität wurden zunächst für alle Leitungen $i \in \text{grid}$ die Normvolumina $V_{N,i}$ bestimmt. Diese wurden anschließend mit dem Brennwert von Wasserstoff im Normzustand von $H_{s,n} \approx 3,54 \text{ kWh/Nm}^3$ [Cerb17] multipliziert. Daraus ergibt sich für die energetische Gesamtkapazität des Wasserstoffkernetzes:

$$\text{grid}_{cap} = \sum_{i \in \text{grid}} V_{N,i} \cdot 3,54 \frac{\text{kWh}}{10^9 \text{ Nm}^3} \approx 1,66 \text{ TWh} \quad (22)$$

Damit steht eine erste Abschätzung der im Netz speicher- beziehungsweise transportierbaren Wasserstoffenergiemenge zur Verfügung, die im Modell zur Begrenzung der Netznutzung herangezogen wird.

In Abbildung 3-19 sind die 75 Angebotsknoten (blau) und die Offshore-Region DEZZ sowie die 38 Nachfrageknoten der NUTS-2-Regionen (rot) dargestellt. Insgesamt ergeben sich damit in jeder Stunde $77 \cdot 38 = 2926$ Kombinationen, um die Nachfrage der NUTS-2-Regionen zu decken, sowie $61 \cdot 16 = 976$ Kombinationen, um Speicher und Netz zu befüllen. Dies entspricht den zugehörigen Kardinalitäten in Tabelle 3-13.

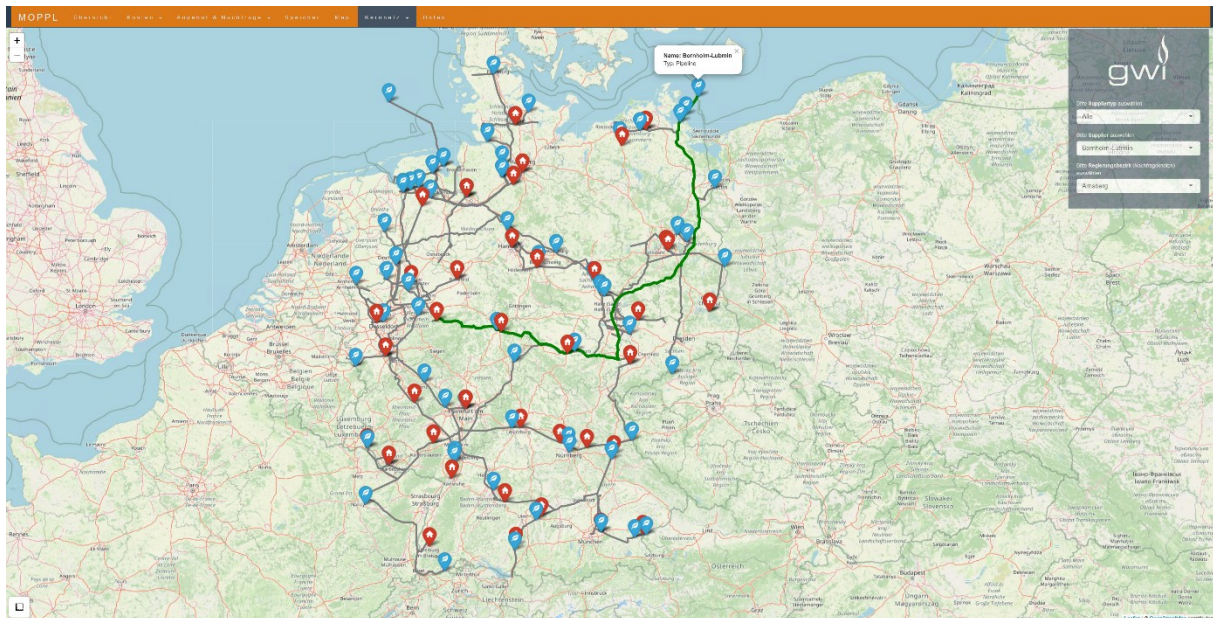


Abbildung 3-19: Angebotsknoten (blau) und Nachfrageknoten (rot), sowie kürzester Weg im Kernnetz (grün) vom Pipeline Importknoten Bornholm-Lubmin zur NUTS-2-Region Arnberg

3.4.2 Mathematisches Optimierungsmodell

Das am GWI entwickelte Teilmodell wird als lineares Kostenminimierungsproblem über eine repräsentative Typwoche mit 168 Stunden formuliert. Es bildet stündliche Wasserstoffflüsse zur Deckung der Nachfrage, Wiederbefüllungsflüsse zu Speichern und Netzpuffer sowie die intertemporale Entwicklung der Füllstände ab. Innerhalb der Benders-Zerlegung stellt es das zweite Subproblem dar und liefert Dualinformationen an das Masterproblem zurück. Zur kompakten Darstellung werden zunächst die folgenden Mengen definiert:

Tabelle 3-13: Mengengerüst des Wasserstoffoptimierungsmodells

Symbol	Beschreibung	Kardinalität
H	Menge der Stunden der Typwoche, $H = \{1, \dots, 168\}$	168
J	Menge der Nachfrageknoten auf Ebene der NUTS-2-Regionen	38
E	Menge der Elektrolyseurnoten; Aggregation auf NUTS-2-Regionen zuzüglich der Offshore-Region DEZZ	39
L	Menge der LNG-/H2-Terminalknoten	6
P	Menge der Pipelineimportknoten	15
S	Menge der geclusterten Kavernenspeicher	15
N	Menge der Netzpufferknoten	1
Slack	Zusätzlicher Angebotsknoten mit unbegrenzter Kapazität und hohen Straf-kosten zur Sicherstellung der Modelllösbarkeit	1
I	Menge aller Knoten, die Nachfrage decken können, $I = E \cup L \cup P \cup S \cup N \cup Slack$	77
A	Menge aller Quellen, die Speicher und Netzpuffer befüllen können, $A = E \cup L \cup P \cup Slack$	61
B	Menge der Speicher- und Netzpufferknoten, $B = S \cup N$	16

Die zentralen Entscheidungsvariablen lauten:

$$x_{i,j,h} \geq 0 \quad \forall i \in I, j \in J, h \in H \quad (23)$$

als Wasserstofffluss von Angebotsknoten i zu Nachfrageknoten j in Stunde h ,

$$y_{a,b,h} \geq 0 \quad \forall a \in A, b \in B, h \in H \quad (24)$$

als Wiederbefüllungsfluss von Quelle a zu Speicher- oder Pufferknoten b , sowie $e_{b,h}$ als Energieinhalt des Speicher- beziehungsweise Netzpufferknotens b in Stunde h . Diese Struktur entspricht der implementierten Modelllogik mit den Flusstypen „Supply → Demand“, „Supply → Storage/Grid“ und einem intertemporalen Zustandsvektor für Speicher und Netzpuffer.

Zu den wesentlichen Parametern zählen die stundenscharfen maximal verfügbaren Angebotsmengen $m_{i,h}$, die Nachfrage $d_{j,h}$ sowie die speicherspezifischen Füllstandsparameter. Letztere umfassen den initialen Speicherfüllstand e_s^{ini} zu Beginn der Typwoche, den vorgegebenen Endfüllstand e_s^{end} am Ende der Typwoche, den minimal zulässigen Füllstand $\underline{e}_s$ sowie die maximale Füllstandsobergrenze $\bar{e}_s$.

Weitere relevante Parameter sind die Einspeicher- und Ausspeichergrenzen inj_s bzw. wd_s sowie die effektive Netzkapazität G . Die Speichergrenzen werden durch das Masterproblem vorgegeben und bilden damit die zentrale Kopplung zwischen langfristiger beziehungsweise saisonaler Speicherbewirtschaftung und kurzfristiger gaseitiger Typwochenoptimierung.

Kosten und Zielfunktion

Zur konsistenten Abbildung der Kosten werden zunächst die kostenseitigen Koeffizienten definiert. Für Transporte zur Nachfrage sei

$$c_{i,j}^{\text{dem}} := \begin{cases} \tau \text{dist}_{i,j} + c_i^{\text{imp}}, & i \in L \cup P, \\ \tau \text{dist}_{i,j}, & i \in E \cup S \cup N, \\ 0, & i = \text{Slack}, \end{cases} \quad (25)$$

wobei $\text{dist}_{i,j}$ den kürzesten im Wasserstoffkernnetz zulässigen Abstand zwischen Angebotsknoten i und Nachfrageknoten j , τ den einheitlichen Transportkostensatz und c_i^{imp} den quellspezifischen Importaufschlag bezeichnet. Analog wird für Wiederbefüllungsflüsse zu Speicher- und Netzpufferknoten definiert

$$c_{a,b}^{\text{ref}} := \begin{cases} \tau \text{dist}_{a,b} + c_a^{\text{imp}}, & a \in L \cup P, \\ \tau \text{dist}_{a,b}, & a \in E, \\ 0, & a = \text{Slack}. \end{cases} \quad (26)$$

Im Modell wird der Transportkostensatz konstant mit $\tau = 0,0048 \text{ €/}(\text{MWh} \cdot \text{km})$ angesetzt. Dieser entspricht dem Mittelwert des in [Wang21] genannten Intervalls von 3,3 bis 6,3 €/MWh je 1000 km für den Wasserstofftransport per Pipeline. Die Importkosten c_i^{imp} bzw. c_a^{imp} für H2-Terminal und Pipelinequellen sind hingegen szenariovariabel und können in Abhängigkeit der zugrunde gelegten Annahmen variiert werden. Für Slack-Flüsse wird kein distanzabhängiger Kostenterm angesetzt. Ihre Nutzung wird stattdessen separat über eine hohe Strafkostensatzung abgebildet.

Die Zielfunktion minimiert die Gesamtkosten des Wasserstoffsystems über alle Stunden der Typwoche. Berücksichtigt werden distanzabhängige Transportkosten zur Nachfrage, Wiederbefüllungskosten zu Speichern und Netzpuffer, zusätzliche Importaufschläge für H2-Terminal und Pipelinequellen, lineare Ein- und Ausspeicherkosten der Speicher sowie Strafkosten für die Nutzung der Slack-Quelle. Formal lässt sich die Zielfunktion als

$$\min_{x,y,e} Z$$

mit

$$Z := \sum_{h \in H} \left[\sum_{i \in I} \sum_{j \in J} c_{i,j}^{dem} x_{i,j,h} + \sum_{a \in A} \sum_{b \in B} c_{a,b}^{ref} y_{a,b,h} + \sum_{s \in S} \left(12 \sum_{a \in A} y_{a,s,h} + 16 \sum_{j \in J} x_{s,j,h} \right) + 500 \left(\sum_{j \in J} x_{Slack,j,h} + \sum_{b \in B} y_{Slack,b,h} \right) \right] \quad (27)$$

schreiben.

Die Zielfunktion minimiert über alle zulässigen Flüsse und Speicherzustände die Gesamtkosten des Wasserstoffsystems. Da die Speicherfüllstände über die Bilanzgleichungen durch die Flüsse eindeutig bestimmt werden, kann die Optimierung äquivalent entweder über (x, y, e) oder kompakter nur über (x, y) geschrieben werden.

Sämtliche Kostenterme sind linear formuliert mit Ein- und Ausspeicherkosten von 12 beziehungsweise 16 €/MWh sowie einer Strafkostensetzung von 500 €/MWh für Slack-Flüsse. Die für die Ein- und Ausspeicherung angesetzten Kostensätze von 12 bzw. 16 €/MWh sind nicht als Vollkosten der Wasserstoffspeicherung zu verstehen, sondern als vereinfachte prozessbezogene Durchsatzkosten der Be- und Entladung des Speichers. Sie bilden insbesondere den Energiebedarf der Verdichtung, den Betrieb der Verdichter sowie anteilige Kosten wie Trocknung, Gasaufbereitung, Messung und Einspeisung ab. Literaturgestützte Annahmen für Wasserstoffkavernenspeicher weisen allein für die Verdichtung einen Energiebedarf von 0,7 bis 2,2 kWh/kg H₂ aus; ein in der EWI-Studie [KSKV24] verwendeter Basiswert von 1,5 kWh/kg H₂ bei 100 €/MWh Strompreis entspricht bereits rund 4,5 €/MWh_{H₂}. Unter zusätzlicher Berücksichtigung der Verdichter- und Obertageanlagen ergibt sich daraus eine plausible Größenordnung im niedrigen zweistelligen €/MWh-Bereich. Vor diesem Hintergrund erscheinen die im Modell angesetzten Werte von 12 €/MWh für die Einspeicherung sowie 16 €/MWh für die Ausspeicherung als realistische, vereinfachende Annahmen. Die höhere Ausspeicherkostenannahme trägt dabei dem zusätzlichen Aufwand für Bereitstellung, Druckhaltung und gegebenenfalls Aufbereitung des Wasserstoffs Rechnung. Im Rahmen einer zukünftigen Weiterentwicklung des Modells sollte die Kostenstruktur der Wasserstoffspeicher differenzierter erfasst werden. Die erhebliche Spannweite der zugrunde liegenden Kostenterme verdeutlicht, dass hier ein besonders geeignetes Feld für weiterführende Sensitivitätsanalysen besteht.

Nebenbedingungen

Die Nachfrage muss in jeder Stunde an jedem Knoten vollständig bedient werden. Implementiert ist dies als

$$\sum_{i \in I} x_{i,j,h} \geq d_{j,h} \quad \forall j \in J, h \in H. \quad (28)$$

Die Nebenbedingung ist als Mindestdeckungsbedingung formuliert. Aufgrund der nichtnegativen und kostenbehafteten Flüsse ergibt sich im Kostenminimum im Regelfall eine exakte Nachfragedeckung, sodass die Ungleichung in der optimalen Lösung typischerweise mit Gleichheit erfüllt ist.

Für alle refill-fähigen Angebotsknoten $a \in A$ gilt zudem eine Angebotsrestriktion, nach der die Summe aus Nachfragebedienung und Wiederbefüllung die stundenscharf verfügbare Angebotsmenge nicht überschreiten darf:

$$\sum_{j \in J} x_{a,j,h} + \sum_{b \in B} y_{a,b,h} \leq m_{a,h} \quad \forall a \in A, h \in H. \quad (29)$$

Dabei ist zu beachten, dass die Menge A gemäß Tabelle 3-13 aus Elektrolyseuren, LNG-/H2-Terminals, Pipelineimporten und der Slack-Quelle besteht, also gerade nicht die Speicher selbst umfasst.

Eine besondere Rolle nehmen die Elektrolyseure ein. Diese werden als Must-run-Ressourcen modelliert, sodass ihre in jeder Stunde verfügbare Wasserstoffmenge vollständig entweder zur Nachfragebedienug oder zur Wiederbefüllung eingesetzt werden muss. Dies wird durch

$$\sum_{j \in J} x_{e,j,h} + \sum_{b \in B} y_{e,b,h} = m_{e,h} \quad \forall e \in E, h \in H \quad (30)$$

gewährleistet. Die verfügbare Elektrolyseurleistung, deren Zeitreihen für jede Iteration durch das erste Subproblem der Benders-Zerlegung bereitgestellt werden, wird damit nicht endogen abgeregelt, sondern vollständig in das Wasserstoffsystem eingespeist.

Die intertemporale Verknüpfung des Modells erfolgt über die Speicher- und Netzpufferbilanzen. Für Speicher $s \in S$ ergibt sich in der ersten Stunde

$$e_{s,1} = e_s^{\text{ini}} + \sum_{a \in A} y_{a,s,1} - \sum_{j \in J} x_{s,j,1} \quad \forall s \in S, \quad (31)$$

während für den Netzpuffer $n \in N$ in Stunde 1 gilt

$$e_{n,1} = m_{n,1} + \sum_{a \in A} y_{a,n,1} - \sum_{j \in J} x_{n,j,1}. \quad (32)$$

Die intertemporale Verknüpfung des Modells erfolgt über die Speicher- und Netzpufferbilanzen. Für alle Folgestunden wird die Bestandsentwicklung durch eine rekursive Bilanzgleichung beschrieben:

$$e_{b,h} = e_{b,h-1} + \sum_{a \in A} y_{a,b,h} - \sum_{j \in J} x_{b,j,h} \quad \forall b \in B, h > 1. \quad (33)$$

Damit werden die Speicher- und Pufferzustände stundenweise auf Basis des jeweiligen Vorperiodenbestands sowie der aktuellen Zu- und Abflüsse fortgeschrieben.

Für die Speicher gelten in allen Stunden zulässige Füllstandsgrenzen. Diese werden durch

$$e_s \leq e_{s,h} \leq \bar{e}_s \quad \forall s \in S, h \in H \setminus \{168\} \quad (34)$$

abgebildet. Zusätzlich wird für das Ende der Typwoche ein vorgegebener Endfüllstand erzwungen:

$$e_{s,168} = e_s^{\text{end}} \quad \forall s \in S. \quad (35)$$

Damit wird sichergestellt, dass das Modell nicht einseitig auf Kosten künftiger Perioden entlädt und die vom Masterproblem vorgegebene saisonale Speicherlogik eingehalten wird.

Ergänzend werden stündliche Ein- und Ausspeichergrenzen berücksichtigt. Für jeden Speicher $s \in S$ gilt

$$\sum_{a \in A} y_{a,s,h} \leq \text{inj}_s \quad \forall s \in S, h \in H \quad (36)$$

Sowie

$$\sum_{j \in J} x_{s,j,h} \leq \text{wd}_s \quad \forall s \in S, h \in H. \quad (37)$$

Diese Restriktionen begrenzen die technische Ein- und Ausspeicherleistung der Kavernenspeicher.

Der Netzpuffer wird im Modell als vereinfachter Speicher- beziehungsweise Pufferknoten dargestellt und unterliegt zusätzlichen Restriktionen. Erstens ist die direkte Belieferung eines Nachfrageknotens aus dem Netzpuffer auf 5 % der stündlichen Nachfrage begrenzt:

$$x_{n,j,h} \leq 0,05 \cdot d_{j,h} \quad \forall j \in J, h \in H. \quad (38)$$

Diese Zusatzrestriktion wurde eingeführt, um ein modellinduziertes Artefakt der vereinfachten Netzabbildung zu vermeiden. Ohne eine Begrenzung der direkten Nachfragebedienung über den Netzpuffer hätte das Optimierungsmodell aufgrund seiner Kostenminimierung einen Großteil der Nachfrage unmittelbar über das Wasserstoffkernnetz gedeckt. Hintergrund ist, dass Einspeisungen an einem Punkt des aggregiert modellierten Netzes und Entnahmen an einem anderen Punkt ohne hinreichende zeitliche oder räumliche Restriktion miteinander verknüpft werden konnten. Dadurch entstand modellseitig implizit die Möglichkeit, Wasserstoffmengen verzögerungsfrei innerhalb des Netzes zu verschieben, ohne dass die tatsächlichen Transportdistanzen und die damit verbundenen Kosten adäquat abgebildet wurden. Die Begrenzung der direkten Nachfragebedienung aus dem Netzpuffer dient daher dazu, diese unrealistische Nutzung des Netzes zu verhindern und die Netzfunktion auf eine plausible Puffer- und Transportrolle zu beschränken.

Außerdem wird der Netzpuffer in 24-Stunden-Intervallen auf seinen Ausgangswert zurückgesetzt, so dass gilt:

$$e_{n,h} = m_{n,1} \quad \forall h \in H \text{ mit } h \bmod 24 = 0. \quad (39)$$

Damit wird die Rolle des Netzes als kurzfristiger Puffer und nicht als frei disponierbarer Langfristspeicher modelliert.

Drittens wird die effektive Nutzung des Netzes durch eine aggregierte Kapazitätsrestriktion begrenzt. Für alle $h \in H$ gilt:

$$-1 \leq e_{n,h} + \sum_{a \in A, s \in S} y_{a,s,h} + \sum_{i \in I, j \in J} x_{i,j,h} \leq 0,8 \cdot G \quad (40)$$

Die aggregierte Kapazitätsrestriktion des Netzpuffers wurde eingeführt, um die Nutzung des Wasserstoffkernnetzes trotz vereinfachter Netzabbildung numerisch robust und physikalisch plausibel zu begrenzen. Die leicht negative Untergrenze dient dabei ausschließlich als numerische Toleranz, da in frühen Simulationen infolge von Rundungsungenauigkeiten vereinzelt geringfügig negative Werte auftraten. Physikalisch wäre eine Untergrenze von null vorzuzugswürdig und würde einen verbleibenden Mindestbestand beziehungsweise Kissengas im Netz repräsentieren. Die Obergrenze von 80 % der nominalen Netzkapazität wurde gewählt, um eine rechnerische Überbeanspruchung des Netzes zu vermeiden. Da keine auslastungsabhängigen Restriktionen einzelner Leitungsabschnitte modelliert werden, stellt diese Begrenzung sicher, dass Netzfüllstand und gleichzeitig über das Netz bewegte Mengen einen ausreichenden Spielraum innerhalb der aggregierten Netzkapazität belassen.

Insgesamt ergibt sich damit ein lineares Optimierungsmodell, das die stündliche Wasserstoffbereitstellung, Speicherung und Nutzung innerhalb einer Typwoche kostenminimal bestimmt und zugleich die für die Benders-Kopplung erforderlichen Marginalinformationen bereitstellt.

Rückkopplung in die Benders-Zerlegung

Die Funktion des Wasserstoffnetzmodells innerhalb der Dekomposition erschöpft sich nicht in der Berechnung einer kostenminimalen Dispatch- und Speicherlösung. Ebenso relevant ist die Rückgabe von Dual- beziehungsweise Schattenpreisinformationen an das Masterproblem. Die Implementierung exportiert hierzu mehrere Ergebnisobjekte, darunter Dualgrößen für ausgewählte Speicherrestriktionen und Knotenschattenpreise. Im Projektkontext dienen diese Größen dazu, die marginalen Auswirkungen der gasseitigen Nebenbedingungen im Masterproblem zu berücksichtigen und neue Benders-Schnitte zu generieren. Genau an dieser Stelle entfaltet das gasseitige Subproblem seine methodische Bedeutung für die koordinierte Transformationsplanung: Es liefert nicht nur einen Betriebszustand, sondern marginale Informationen über Knappheiten in der Wasserstoffinfrastruktur.

Einordnung und Grenzen des Optimierungsmodells

Das Optimierungsmodell ist als bewusst vereinfachte, aber für die Benders-Kopplung hochgradig geeignete Repräsentation des Wasserstofftransports zu verstehen. Seine Stärke liegt in der Kombination aus stündlicher Auflösung, räumlicher Differenzierung der Angebots- und Nachfrageknoten, expliziter Speicherdynamik und direkter Bereitstellung marginaler Informationen für die übergeordnete Dekompositionslogik. Seine Grenzen liegen in der aggregierten Netzabbildung: Das Wasserstoffnetz wird nicht leitungsscharf hydraulisch optimiert, sondern über Distanzen, Pufferlogik und Kapazitätsrestriktionen abstrahiert. Diese methodische Entscheidung ist für die Gesamtarchitektur zweckmäßig, macht jedoch eine ergänzende physikalische Plausibilisierung erforderlich. Genau hierfür wurde zusätzlich das in Abschnitt 3.4.3 beschriebene dynamische Lastflussmodell aufgebaut, welches die im Optimierungsmodell nicht explizit repräsentierten Druck- und Strömungszusammenhänge analysiert.

3.4.3 Physikalisches Lastflussmodell

Begleitend zur mathematischen Optimierung des Wasserstoffkernnetzes wurde ein physikalisches Lastflussmodell in Dymola 2025x [Dass25] erstellt. Auf Basis der übergebenen Zeitreihen und Systemparameter für die Komponenten des Kernnetzes können dynamische Lastflussrechnungen der iterativen Simulationen durchgeführt werden. Anhand dieser Lastflussrechnungen findet eine Bewertung und Validierung der Simulationsergebnisse der Optimierungsmodelle hinsichtlich der Gasflusseite statt, insbesondere mit Blick auf Druck- und Kapazitätsrestriktionen der einzelnen Komponenten.

Dymola-Modell: Datengrundlage, Modellumfang und -Abgrenzung

Das Lastflussmodell basiert auf der gleichen Datengrundlage wie die mathematische Optimierung, vgl. hierzu Kapitel 3.4.1.

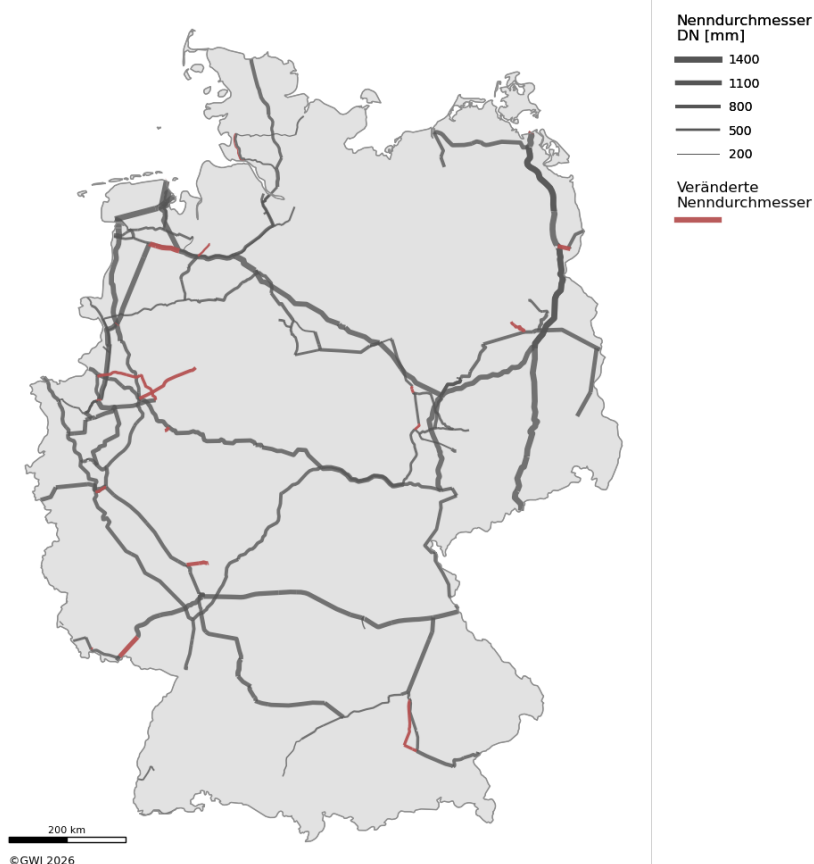


Abbildung 3-20 Veränderte Nenndurchmesser ausgewählter Pipelines im Wasserstoffkernnetz

Komponenten, zu denen keine Informationen vorlagen, wie Verdichterstationen und Gasdruckregelanlagen, wurden mit Hilfe von Testsimulationen an strategischen Standorten ergänzt, um gewährleisten zu können, dass sich Berechnungen in den Simulationen innerhalb physikalischer Grenzen bewegen. Aufgrund der für die mathematische Optimierung gewählten Diskretisierung der Bedarfsknoten auf NUTS-2-Ebene kommt es zu lokal erhöhten Massenflüssen, welche durch die Netztopologie des Kernnetzes insbesondere an Endausspeisungspunkten nicht transportiert werden können. Entsprechende Pipelineabschnitte wurden für die Lastflussberechnungen so angepasst, dass die aus der mathematischen Optimierung vorgegebenen Massenflüsse ermöglicht werden, vgl. Abbildung 3-20.

Die Modellierung in Dymola basiert hauptsächlich auf den Modellen der Transient-Bibliothek [Tran00] sowie teilweise auf den Modelica-Basismodellen [Mode19] jeweils mit manuellen Anpassungen. Der Fokus in der Modellentwicklung wurde auf die Transportebene gelegt. Integrierte Komponenten wie die Speicher, Terminals, Verdichterstationen und Gasdruckregelanlagen werden als Blackbox simuliert, d.h. es werden ein- und ausgehende Massenströme sowie Druckniveaus vorgegeben, innere Prozesse werden aber nicht abgebildet.

Kopplung/Workflow: Ein- und Ausgangsdaten

Die Ergebnisse der mathematischen Optimierung werden in Form von stündlich aufgelösten Zeitreihen als Inputdaten für das Lastflussmodell in Dymola verwendet. Das Druckniveau (MOP) wurde für dieses Projekt mit 80 barg in allen Druckknoten (Grenzübergangspunkte, Speicher und Verdichterstationen) festgesetzt, um auch Regionen mit erhöhtem Wasserstoffbedarf versorgen zu können. Niedrigere Druckniveaus haben an vereinzelt Stellen zu nicht lösbaren Anforderungen an die Simulation geführt. Die Importkapazitäten für die Grenzübergangspunkte und die H₂-Terminals wurden dem Modell exogen vorgegeben. Der Freiheitsgrad wurde, nachdem alle Komponenten als mögliche Freiheitsgrade getestet wurden, auf die Grenzübergangspunkte festgelegt. In den übrigen Fällen konnten keine stabile Initialisierung der Simulationen erreicht werden. Eine Übersicht über das Knoten-Kanten-Modell in Dymola gibt Abbildung 3-21.

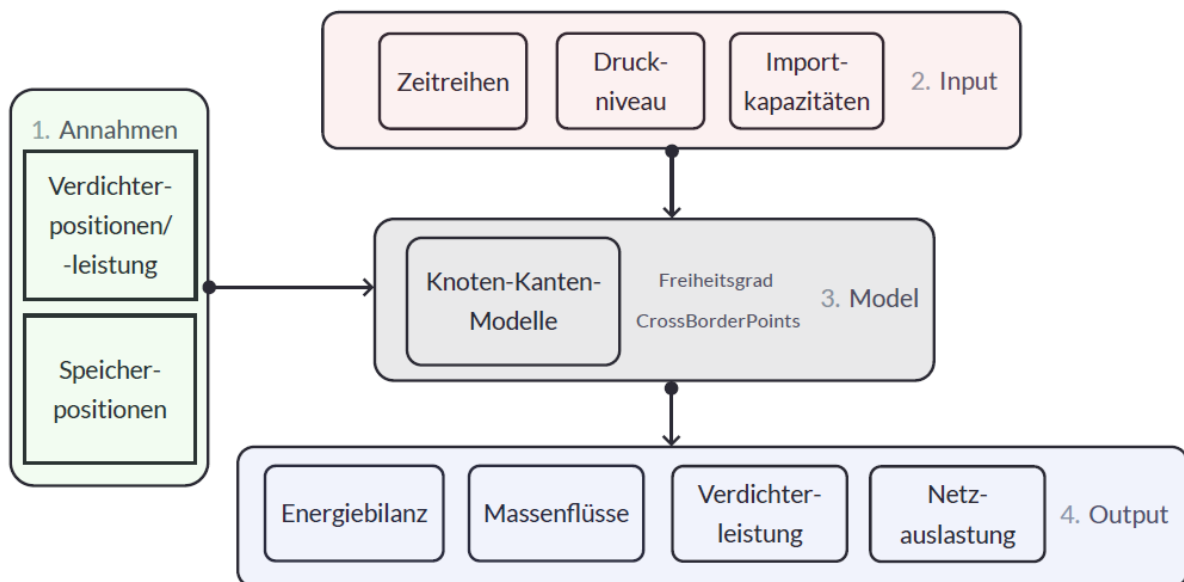


Abbildung 3-21 Übersicht über das physikalische Lastflussmodell in Dymola mit seinen Annahmen, sowie Input- und Outputdaten.

Zusätzlich zu den Inputdaten waren für ein rechenfähiges Modell noch Annahmen zu der Position, sowie der Leistung von Verdichterstationen und Gasdruckregelanlagen notwendig. Da diese Informationen heute noch nicht zugänglich sind, wurden heutige Standorte als Ausgangslage verwendet. Diese Standorte wurden dann verschoben, ergänzt oder entfernt und Stück für Stück mit statischen

Berechnungen abgeglichen und optimiert, sodass Systembedingungen innerhalb der physikalischen Grenzen gewährleistet werden konnten.

Dymola hat die Möglichkeit alle für die Modellberechnung notwendigen Systemparameter, sowie zusätzliche in den Komponentenmodellen definierte Parameter auszulesen und für eine anschließende Analyse zu verwenden. Daher sind die in Abbildung 3-21 aufgeführten Outputdaten lediglich als eine grobe Übersicht über die Modelloutputdaten zu verstehen. Zum Beispiel wurden Informationen über die Geschwindigkeiten, Druckniveaus und Druckverluste ebenfalls extrahiert und für Analysen verwendet.

Die Simulationen mit dem Lastflussmodell in Dymola wurden im Anschluss an die vorangegangene mathematische Optimierung durchgeführt und nicht direkt in die Modellkopplung der Institute mit aufgenommen. Dies liegt maßgeblich an der aus einer Integration resultierenden zunehmenden Komplexität der Modellkopplung, da diese zusätzliche Iterationsschleife den zeitlich eng gesteckten Rahmen der iterativen Modellkopplung überschritten hätte. Aus diesem Grund wird die physikalische Lastflussberechnung als anschließende Validierung und Bewertung der mathematischen Optimierungsergebnisse verwendet, die in Kapitel 4.1.3 aufgeführt sind.

3.5 Kopplung der Modelle und Durchführung von Testrechnungen (UDE, ie³, GWI)

Die Implementierung der Modellkopplung sowie die Durchführung von Testrechnungen bildeten einen wesentlichen Schwerpunkt der Arbeiten im Arbeitspaket AP 2.5. Neben der Implementierung der in Kapitel 3.2 vorgestellten Modellkopplung wurden am Lehrstuhl für Energiewirtschaft (UDE) mehrere vereinfachte Testmodelle entwickelt, welche zentrale Eigenschaften des MOPPL-Frameworks in reduzierter Form abbilden. Diese Testumgebungen ermöglichten die isolierte Untersuchung neuer Koordinierungsmechanismen, die Validierung mathematischer Modellansätze sowie die Analyse des Konvergenzverhaltens unter deutlich reduzierter Modellkomplexität. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse wurden anschließend schrittweise auf das vollständige gekoppelte Modellsystem übertragen

3.5.1 Implementierung der Modellkopplung

Zur Lösung des gekoppelten Optimierungsproblems wurde die in Kapitel 3.1 vorgestellte Modellkopplung implementiert und mit den in den Kapiteln 3.2, 3.3 und 3.4 beschriebenen Modellkomponenten verknüpft. Die Lösung erfolgt iterativ im Rahmen des Benders-basierten Dekompositionsansatzes, wobei das Masterproblem Investitionsentscheidungen bestimmt und die Strom- und H2-Modelle die sektorspezifische Betriebsoptimierung durchführen.

Die iterative Lösungsmethodik basiert auf Upper- und Lower-Bound-Approximationen der Gesamtsystemkosten. Der Lower Bound entspricht dem Zielfunktionswert des Masterproblems in Iteration j und setzt sich aus den Investitionskosten sowie den über die Benders-Schnitte approximierten Betriebskosten θ (siehe Gleichung (8)) zusammen, vgl. Gleichung (41):

$$LB_j = C_j^M = \sum_{r \in \mathcal{R}, i \in \mathcal{I}} c_i^{inv} \cdot K_{r,i,j} + \theta_j \quad \forall j \quad (41)$$

Die Upper Bound beschreibt die Gesamtkosten in Iteration j der aktuell zulässigen Systemlösung und ergibt sich aus den Investitionskosten sowie den Zielfunktionswerten der Strom- und H2-Modelle:

$$UB_j = C_j^{M,inv} + C_j^{op,elec} + C_j^{op,H2} \quad \forall j \quad (42)$$

Zur Beurteilung der Konvergenz können sowohl der absolute (siehe Gleichung (43)) als auch der relative Gap (siehe Gleichung (44)) zwischen Upper Bound und Lower Bound herangezogen werden.

$$Gap_j = UB_j - LB_j \quad \forall j \quad (43)$$

$$Rel_Gap_j = \frac{UB_j - LB_j}{UB_j} \quad \forall j \quad (44)$$

Die iterative Optimierung wird fortgeführt, bis der (relative) Gap einen vorgegebenen Konvergenzschwellenwert unterschreitet oder die maximale Anzahl zulässiger Iterationen erreicht ist.

Da der Betrieb von Elektrolyseuren im Strommodell als Stromverbrauch und wasserstoffbasierte Kraftwerke als Stromerzeuger modelliert werden, werden dort Erlöse aus der Wasserstoffbereitstellung bzw. Brennstoffkosten berücksichtigt. Dieselben Wasserstoffflüsse werden jedoch im Wasserstoffmodell explizit bilanziert. Ohne eine entsprechende Korrektur würden diese Kostenbestandteile sowohl im Strom- als auch im Wasserstoffmodell berücksichtigt und damit doppelt in die Gesamtkosten eingehen. Zur Vermeidung dieser Doppelzählung wird der Zielfunktionswert des Strommodells vor der Einbindung in die Benders-Schnitte entsprechend korrigiert:

$$C_j^{op,elec,corr} = C_j^{op,elec} + \sum_{tw,t,r,i \in iPtG} y_{tw,t,r,i,j}^{elec,PtG} \cdot \eta_i^{PtG} \cdot c^{H2} \cdot freq_{tw} - \sum_{tw,t,r,i \in iH2PP} \left(\frac{y_{tw,t,r,i,j}^{elec,H2PP}}{\mu_i^{H2PP}} \right) \cdot c^{H2} \cdot freq_{tw} \quad (45)$$

Der korrigierte Zielfunktionswert $C_j^{op,elec,corr}$ ersetzt den ursprünglichen Zielfunktionswert des Strommodells sowohl bei der Erzeugung der Benders-Schnitte (vgl. Gleichung (8)) als auch bei der Berechnung der Upper Bound. Diese ergibt sich damit zu Gleichung (46)).

$$UB_j = \sum_{r \in \mathcal{R}, i \in \mathcal{I}} C_j^{M,inv} + C_j^{op,elec,corr} + C_j^{op,H2} \quad \forall j \quad (46)$$

Die beschriebene Modellkopplung bildet die Grundlage sämtlicher im Projekt durchgeführten Testrechnungen, Szenarioanalysen und Sensitivitätsuntersuchungen.

3.5.2 Durchführung von Testrechnungen und iterative Weiterentwicklung

Einen wesentlichen Schwerpunkt der Arbeiten bildete die Durchführung umfangreicher Testrechnungen zur Entwicklung und Validierung der Modellkopplung. Neben der Validierung der einzelnen Modellkomponenten standen insbesondere die Interaktion zwischen Masterproblem, Strom- und H₂-Modell sowie die technische Kopplungsarchitektur im Fokus.

Aufgrund der iterativen Benders-Kopplung ergeben sich hohe Rechenzeiten, da in jeder Iteration sowohl das Masterproblem als auch die gekoppelten Infrastrukturmodelle gelöst werden müssen. Insbesondere unter Berücksichtigung der saisonalen Speicheroptimierung können einzelne Simulationen mehrere hundert Iterationen umfassen.

Zur Entwicklung eines Lösungssettings mit robuster Konvergenz wurden umfangreiche Testrechnungen mit unterschiedlichen Modellkonfigurationen durchgeführt. Die Untersuchungen umfassten insbesondere:

- unterschiedliche Ansätze zur Speicherkordinierung: saisonale Speicheroptimierung im Masterproblem, sowie fixierte Speicherfahrweisen,
- alternative Ansätze zur Koordinierung und Ermittlung der Dualwerte,
- Anpassungen der Zielfunktionskorrektur zur Vermeidung von Doppelzählungen,
- Variationen von Importrestriktionen, Netzrestriktionen und Speichergrenzen,
- Untersuchungen vereinfachter Testsysteme mit einer aggregierten deutschlandweiten Region

- sowie Sensitivitätsanalysen zu den Kopplungsparametern und Konvergenzeigenschaften.

Die hieraus abgeleiteten Erkenntnisse bildeten die Grundlage für die finale Ausgestaltung der Modellkopplung und die nachfolgend dargestellten Szenario- und Sensitivitätsanalysen. Die Ergebnisse einer exemplarischen Testrechnung werden in Kapitel 3.5.6 dargestellt.

3.5.3 Entwicklung vereinfachter Testumgebungen

Zur Entwicklung und Validierung der Modellkopplung wurden am Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL) zusätzlich vereinfachte Testumgebungen entwickelt. Diese bilden zentrale Eigenschaften des MOPPL-Frameworks in reduzierter Form ab und ermöglichen die Untersuchung neuer Koordinierungsmechanismen ohne die vollständige Modellkomplexität einzubeziehen. Die Testumgebungen unterstützten die frühzeitige Durchführung vereinfachter Testrechnungen und ermöglichten die parallele Entwicklung sowie Validierung neuer Modellierungsansätze während der Weiterentwicklung des gekoppelten Gesamtmodells.

Hierzu wurden zwei vereinfachte Modellframeworks aufgebaut, welche sich hinsichtlich ihrer räumlichen und zeitlichen Detaillierung unterscheiden. Das *Mini Stylized System Model* diene insbesondere der schnellen Untersuchung grundlegender Koordinierungsmechanismen und des Konvergenzverhaltens bei sehr kurzen Rechenzeiten. Das detailliertere *Modell-Framework* bildet bereits wesentliche Eigenschaften des späteren MOPPL-Konsortiums-Frameworks ab und ermöglichte dadurch eine realitätsnähere Validierung neuer Methoden und Koordinierungsansätze.

Die Testmodelle ermöglichten insbesondere die Entwicklung und Untersuchung

- alternativer Dualwertapproximationen,
- verschiedener Ansätze zur saisonalen Speicherkoordinierung,
- unterschiedlicher Zielfunktionskorrekturen zur Vermeidung von Doppelzählungen,
- vereinfachter Informations- und Gaspreiskopplungen sowie
- des Konvergenzverhaltens unterschiedlicher Lösungssettings.

Die entwickelten Testumgebungen bildeten eine eigenständige Entwicklungs- und Validierungsplattform und leisteten einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung der im MOPPL-Framework implementierten Koordinierungsmechanismen. Tabelle 3-14 zeigt die wesentlichen Unterschiede zwischen den beiden Testmodellen und dem finalen MOPPL-Konsortiums-Framework.

Tabelle 3-14: Vergleich der entwickelten Testumgebungen und des MOPPL-Konsortiums-Frameworks

Merkmal	Mini Stylized System Model (EWL)	Detaillierteres Modell-Framework (EWL)	MOPPL-Konsortiums-Framework (EWL-ie3-GWI)
Räumliche Auflösung Investitionen	2 Länder	38 NUTS-2-Regionen	39 NUTS-2-Regionen (inkl. DEZZ)
Räumliche Auflösung Subprobleme	2 Länder	38 NUTS-2-Regionen	676 Stromnetzknotten / 77 H2-Angebots und 38 H2-Nachfrageknotten
Endogene Investitionen	PtG, H2-Kraftwerke	PtG, H2-Kraftwerke, PV, Wind, Batteriespeicher, Gasspeicher, etc.	Nur PtG
Zeitliche Auflösung	4 Typwochen	1-3 Typwochen + 2-4 Extremwochen	4 Typwochen
Saisonale Speicheroptimierung	In MP oder SP möglich	Nur in SP möglich	Nur im MP möglich

Stromnetz-restriktionen	NTC	Spannungswinkel	PTDF
Wasserstoffnetz-restriktionen	NTC	NTC	NTC
Integrierte Bench-marklösung	Ja	Ja	Nein

3.5.4 Entwicklung von Analyse- und Auswertetools

Mit zunehmender Anzahl und Komplexität der Testrechnungen stieg auch der Bedarf an einer systematischen Auswertung der laufenden und abgeschlossenen Simulationen. Insbesondere die iterative Modellkopplung mit teilweise mehreren hundert Iterationen pro Simulation erforderte zusätzliche Werkzeuge zur Analyse des Konvergenzverhaltens sowie der Wechselwirkungen zwischen den gekoppelten Teilmodellen.

Hierzu wurde sowohl am EWL als auch am GWI ein Monitoringdashboard zur Analyse und Visualisierung der Simulationsergebnisse entwickelt (siehe Abbildung 3-22 und Abbildung 3-23). Die Dashboards greifen auf die Datenbank zu und ermöglichen die Auswertung laufender sowie abgeschlossener Simulationen auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen.

Die am EWL entwickelten Auswertungsfunktionen umfassen insbesondere

- Visualisierung und Analyse der Eingangsparameter sowie Szenarioannahmen,
- Auswertung von Investitionsentscheidungen und deren Entwicklung über die Iterationen,
- Analyse des Dispatchs sektorkoppelter Technologien,
- Visualisierung von Strom- und H2-Preisen sowie der zugehörigen berechneten Dualwerte,
- Analyse von Speicherfüllständen und saisonalen Speicherfahrweisen,
- Untersuchung des Konvergenzverhaltens der Modellkopplung einschließlich der Entwicklung von Upper Bound, Lower Bound und Gap,
- Analyse der Entwicklung installierter Elektrolysekapazitäten über die Iterationen,
- Identifikation und Auswertung flacher Optima,
- sowie vergleichende Analyse unterschiedlicher Simulationen.

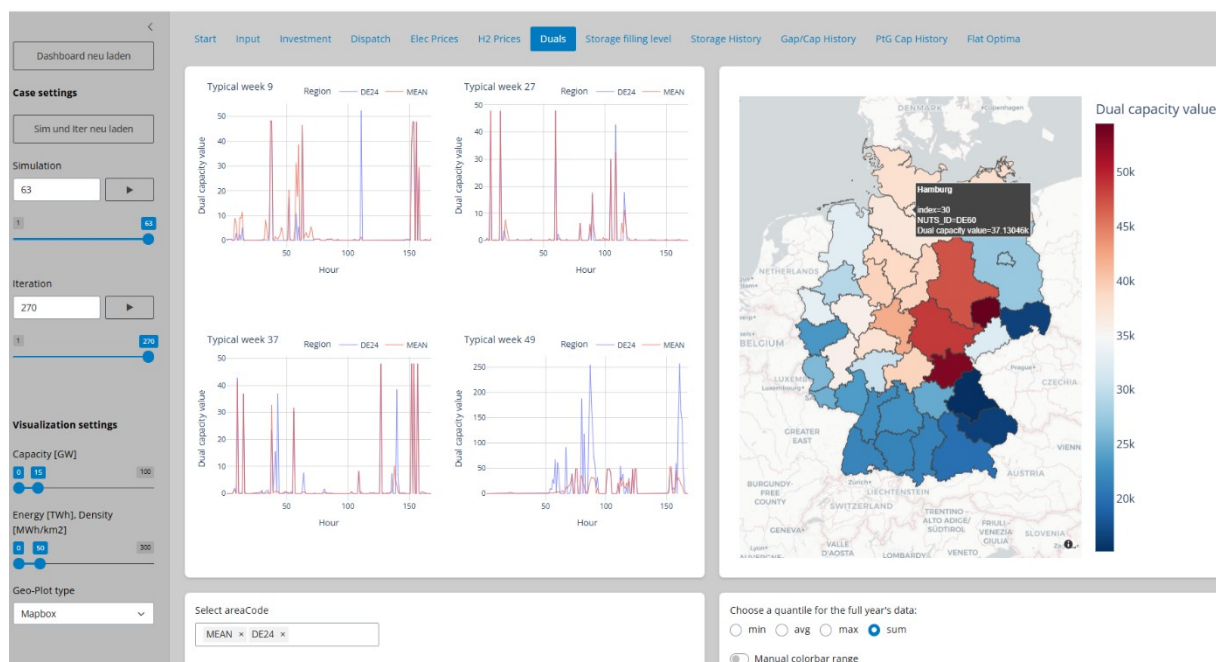


Abbildung 3-22: Am EWL entwickeltes Dashboard zur Analyse und Visualisierung von Simulationsergebnissen der Modellkopplung

Die entwickelten Analysewerkzeuge unterstützten sowohl die Durchführung der Testrechnungen als auch die Identifikation und Validierung neuer Koordinierungsansätze. Insbesondere die Visualisierung des iterativen Lösungsverhaltens erleichterte die Untersuchung von Konvergenzeigenschaften, Speicherkordinierungsmechanismen und Investitionsentwicklungen innerhalb laufender Simulationen.

Die am GWI entwickelten Auswertungsfunktionen umfassen unter anderem

- Energiemengen, Transportdistanzen, Kosten, Ergebnisse des Optimierungsmodells,
- Monitoring von Angebots- und Nachfrageknoten unter Einhaltung der Kapazitätsbeschränkungen,
- Stündliche Speicherbewirtschaftung der Typwochen,
- Stündliche, wöchentliche und jährliche Kartographische Darstellung der Modellinputs/-outputs auf NUTS-2-Ebene,
- Rooting zur Bestimmung kürzester Distanzen im Kernnetz von Angebots- zu Nachfrageknoten,
- Stündliche Pipelineauslastung des Wasserstoffkernnetzes.

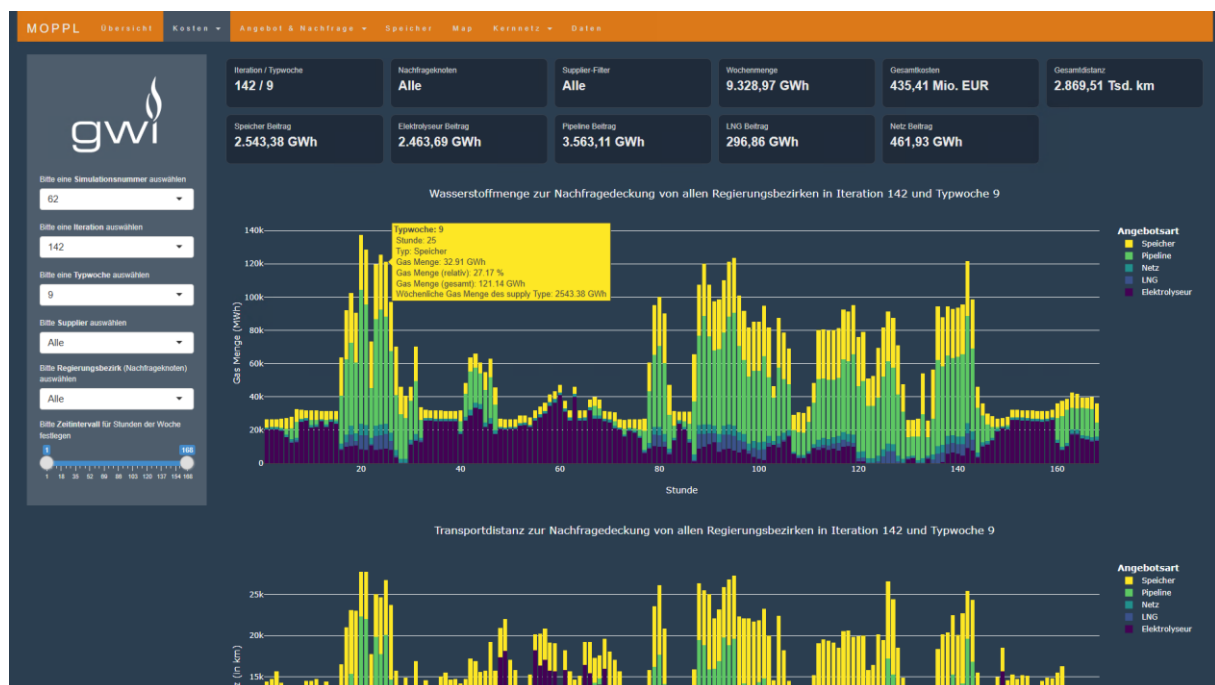


Abbildung 3-23: Am GWI entwickeltes Dashboard zur Analyse und Visualisierung von Simulationsergebnissen der Modellkoppelung

Insgesamt erwiesen sich die entwickelten Dashboards für ein iterativ gekoppeltes Modellsystem mit einer hohen Anzahl an Simulationen und Iterationen als sehr geeignetes Tool, um komplexe Ergebnisse auf unterschiedlichen Detaillierungsebenen interpretierbar aufzubereiten und zugleich potenzielle Fehlerquellen, Unstimmigkeiten und modellseitige Auffälligkeiten systematisch zu identifizieren.

3.5.5 Größenordnung der gekoppelten Modellumgebung und Ergebnisse der Testrechnungen

Die finale Modellumgebung besteht aus einem Investitionsmodell (Masterproblem), einem detaillierten Stromsystemmodell sowie einem Wasserstoffinfrastrukturmodell. Die Modellkomponenten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Modellgröße, mathematischen Struktur sowie ihres Rechenaufwands erheblich. Tabelle 3-15 gibt einen Überblick über die Größe und technische Umsetzung der gekoppelten Modellkomponenten.

Tabelle 3-15: Technische Modellumgebung der gekoppelten Modellkomponenten

Modellkomponente	Variablen	Restriktionen	Framework	Solver
Investitionsmodell (inkl. Benders-Cuts) – Masterproblem	1.002	2.780 + 1 Benders-Cut je Iteration	GAMS 42.5.0 + Python	CPLEX 22.1.1.0
Strommodell – Subproblem 1	817.320 je TW	440.328 je TW	MATLAB + YALMIP	Gurobi 11.0.1
Wasserstoffmodell – Subproblem 2	655.536 je TW	49.071 je TW	Python + Pyomo 6.8.0	HiGHS 1.8.0

Die Modellkopplung erfolgt über eine zentrale PostgreSQL-Datenbank, welche den Datenaustausch zwischen den beteiligten Modellkomponenten koordiniert. Während das Wasserstoffmodell auf demselben System wie die Datenbank betrieben wird und somit direkt auf die Daten zugreifen kann, erfolgt der Zugriff des Masterproblems sowie des Strommodells über gesicherte SSH-Verbindungen. Dadurch entstehen zusätzliche Kommunikations- und Synchronisationszeiten, welche sich unmittelbar auf die Laufzeiten der einzelnen Modellkomponenten und damit auf den gesamten iterativen Lösungsprozess auswirken. Tabelle 3-16 gibt einen Überblick über die eingesetzte Hardware, die Solver-Konfiguration sowie die jeweiligen Datenbankzugriffswege der Modellkomponenten.

Tabelle 3-16: Technische Infrastruktur der Modellkopplung

Modellkomponente	Hardware	Solver-Instanzen	Datenbankzugriff
Investitionsmodell	Intel i9-10900K (10 Kerne)	1	Remote via SSH
Strommodell	AMD EPYC Processor	4	Remote via SSH
Wasserstoffmodell	Intel Xeon 6517P	4	Direkter lokaler Zugriff

Besonders rechenintensiv erwiesen sich Szenarien mit iterativer Speicherkoordinierung und Investitionsentscheidungen. Aufgrund der iterativen Modellkopplung können einzelne Szenarien mehrere hundert Iterationen umfassen und Laufzeiten von mehreren Wochen erreichen. Die hohen Rechenzeiten resultieren insbesondere daraus, dass innerhalb jeder Iteration sämtliche Teilmodelle erneut gelöst sowie die Ergebnisse über die gemeinsame Datenbank ausgetauscht werden müssen.

Tabelle 3-17 zeigt die durchschnittlichen Laufzeiten der einzelnen Modellkomponenten sowie die durchschnittliche Gesamtlaufzeit einer Iteration.

Tabelle 3-17: Durchschnittlicher Rechenaufwand pro Iteration

Modellkomponente	Modelllaufzeit	Iterationslaufzeit	Anteil an Gesamtlaufzeit
Investitionsmodell (inkl. Benders-Cuts) – Masterproblem	00:01	01:50	ca. 5 %
Strommodell – Subproblem 1	16:57	26:37	ca. 70 %
Wasserstoffmodell – Subproblem 2	09:10	09:20	ca. 25 %
Gesamt	26:08	37:47	100 %

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass das Strommodell den dominierenden Anteil am gesamten Rechenaufwand der gekoppelten Optimierung verursacht. Das Masterproblem weist kurze Optimierungszeiten auf; der überwiegende Anteil seiner Laufzeit entfällt auf den Datenaustausch mit den Infrastrukturmodellen sowie die Verwaltung der Benders-Schnitte. Insgesamt zeigen die Testrechnungen, dass das entwickelte Lösungssetting auch für großskalige gekoppelte Energiesystemmodelle mit saisonaler Speicheroptimierung und iterativer Investitionsplanung geeignet ist und die Grundlage für die in Kapitel 4 dargestellte Anwendungsstudie bildet.

3.5.6 Finale Testrechnung

Vor Durchführung der eigentlichen Anwendungsstudie wurde eine umfangreiche Testrechnung durchgeführt, um das Konvergenzverhalten der entwickelten Modellkopplung sowie ein geeignetes Abbruchkriterium für die nachfolgenden Szenarioanalysen zu untersuchen. Die Testrechnung basiert auf einem noch nicht finalen Datensatz und dient ausschließlich der methodischen Validierung des Lösungsverfahrens. Zur Untersuchung des Konvergenzverhaltens wurde die Modellkopplung über 700 Iterationen mit einer gesamten Rechenzeit von rund 441 Stunden beziehungsweise 18,4 Tagen ohne Unterbrechung ausgeführt.

Abbildung 3-24 zeigt den Verlauf von Upper Bound, Lower Bound und relativem Gap über den gesamten Iterationsprozess. Zur besseren Lesbarkeit wurde die Darstellung der Gesamtsystemkosten auf einen Bereich zwischen 40 und 56 Mrd. € begrenzt. Zu Beginn der Optimierung liegt der Lower Bound aufgrund der zunächst nur groben Kostenapproximation nahe null, während der Upper Bound mit etwa 57,5 Mrd. € einer ersten zulässigen Lösung ohne zusätzliche Elektrolyseurinvestitionen entspricht.

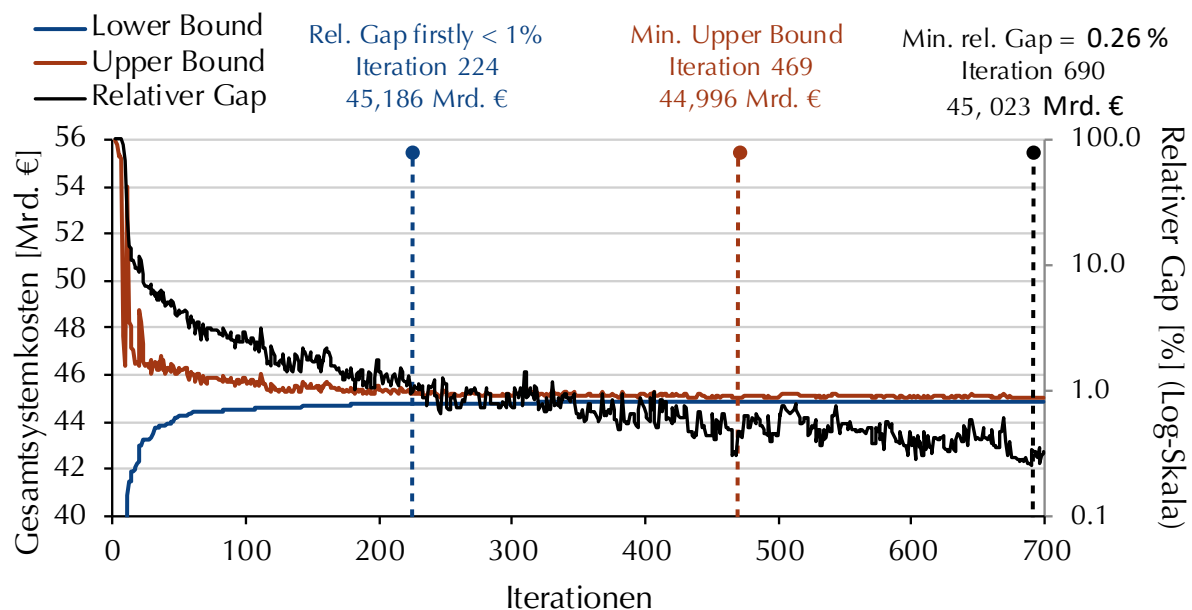


Abbildung 3-24: Konvergenzverlauf im finalen Testlauf, d. h. Entwicklung von Upper Bound, Lower Bound und relativem Gap

Während der ersten Iterationen verbessert sich die zulässige Lösung deutlich. Bereits nach wenigen Iterationen sinkt die Upper Bound erheblich, während die Lower Bound gleichzeitig rasch ansteigt. Nach etwa 100 bis 150 Iterationen verlangsamt sich die Konvergenz jedoch. Während die Upper Bound nur noch geringfügige Verbesserungen aufweist, wird die Lower Bound über die nachfolgenden Iterationen schrittweise weiter angehoben, wodurch sich der relative Gap kontinuierlich verringert.

Die niedrigste Upper Bound wird in Iteration 469 mit Gesamtsystemkosten von 44,996 Mrd. € erreicht. Der minimale relative Gap von 0,26 % wird dagegen erst in Iteration 690 erzielt. Die zugehörige Upper Bound beträgt 45,023 Mrd. € und liegt damit 27 Mio. € beziehungsweise rund 0,06 % über der besten gefundenen Lösung. Bereits in Iteration 224 wird erstmals ein relativer Gap von unter 1 % erreicht. Die zugehörige Upper Bound beträgt hier 45,186 Mrd. € und liegt damit 190 Mio. € über dem minimalen Upper Bound beziehungsweise rund 0,4 % über dem minimalen Upper Bound.

Zur Untersuchung der Investitionsentwicklung zeigt Abbildung 3-25 den Ausbau der Elektrolysekapazitäten über alle Iterationen hinweg. Dargestellt sind ausschließlich Regionen, in denen während mindestens einer Iteration Investitionen erfolgen. Zusätzlich ist auf der rechten Achse die insgesamt installierte PtG-Kapazität in Deutschland dargestellt.

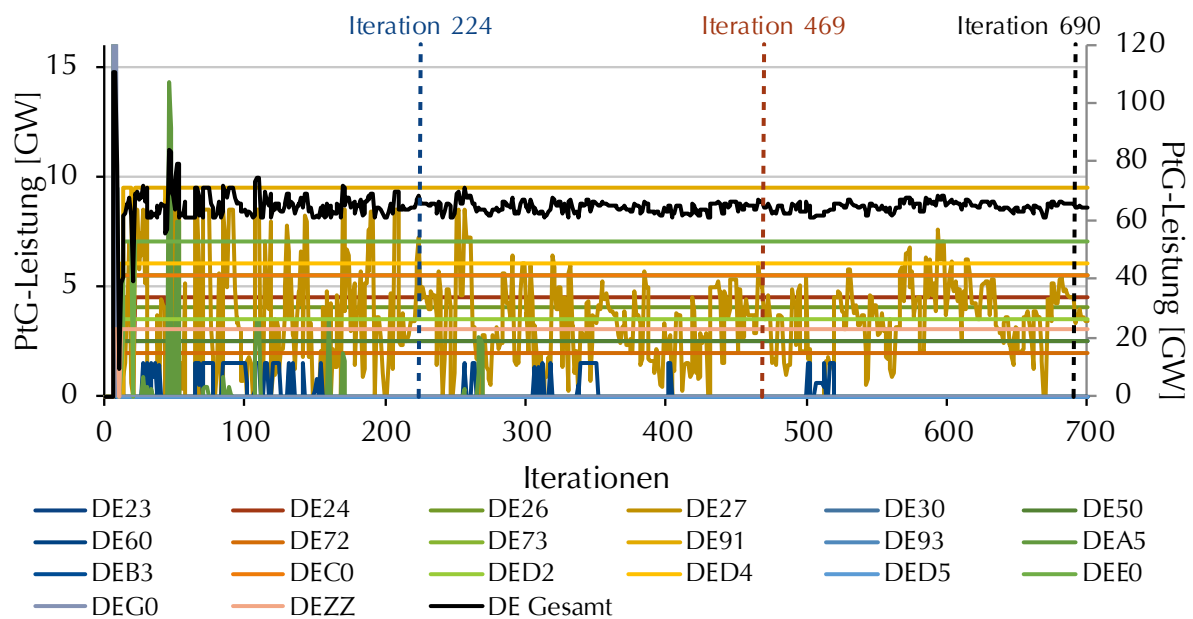


Abbildung 3-25: Entwicklung der PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg im finalen Testlauf

Es zeigt sich, dass sich die aggregierte PtG-Kapazität bereits nach wenigen Iterationen auf einem Niveau zwischen rund 60 und 70 GW stabilisiert. Auch auf regionaler Ebene erreichen die meisten Investitionsentscheidungen frühzeitig einen stabilen Zustand. Viele Regionen werden entweder bereits in den ersten Iterationen bis zu ihrer maximal zulässigen Ausbaugrenze ausgebaut oder weisen dauerhaft keine Investitionen auf.

Bereits zum Zeitpunkt, an dem erstmals ein relativer Gap von unter 1 % erreicht wird (Iteration 224), unterscheiden sich die Investitionsentscheidungen nur noch wenig von den späteren Lösungen. Zwischen den Iterationen 224, 469 und 690 treten lediglich in wenigen Regionen weitere Anpassungen auf. Die insgesamt installierte Elektrolysekapazität verändert sich ebenfalls nur geringfügig. Dies deutet darauf hin, dass sich die wesentlichen Investitionsentscheidungen bereits deutlich vor Erreichen des minimalen relativen Gaps weitgehend stabilisiert haben.

Die verbleibenden Änderungen konzentrieren sich auf wenige Regionen mit schwankenden Investitionsentscheidungen, insbesondere DE27 (Schwaben), DE60 (Hamburg) und DEA5 (Köln). Zur Untersuchung der Ursachen zeigt

Abbildung 3-26 die aus den Subproblemen abgeleiteten heuristischen Preissignale für PtG-Investitionen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind die dargestellten Werte als gleitender Durchschnitt über zehn Iterationen dargestellt.

Deutlich wird, dass die Regionen mit den stärksten Investitionsschwankungen (insbesondere DE27, DE60 und DEA5) gleichzeitig Preissignale aufweisen, die in der Nähe der annualisierten Investitionskosten von 35.000 €/ (MW·a) (schwarze Linie) liegen. Regionen mit dauerhaft höheren Preissignalen werden frühzeitig bis zu ihrer maximal zulässigen Ausbaugrenze ausgebaut, während Regionen mit dauerhaft niedrigeren Preissignalen keine Investitionen erhalten. Die verbleibenden Anpassungen beschränken sich somit auf wenige Grenzregionen, deren wirtschaftliche Attraktivität nahe der Investitionsschwelle liegt. Bereits geringe Änderungen der Preissignale können dort zu unterschiedlichen, ökonomisch jedoch nahezu gleichwertigen Investitionsentscheidungen führen.



Iteration 224

Iteration 469

Iteration 690

2,2 GW

0,5 GW

Installierte Leistung [GW]

10

8

6

4

2

0

Die Gegenüberstellung zeigt, dass sich die resultierenden Investitionsentscheidungen zwar minimal unterscheiden, die resultierenden Gesamtsystemkosten jedoch nahezu identisch bleiben. Die insgesamt installierte Elektrolyseurleistung beträgt in Iteration 224 rund 68,2 GW, in Iteration 469 66,0 GW und in Iteration 690 65,5 GW. Zwischen der ersten Lösung mit einem relativen Gap unter 1 % und der finalen Lösung beträgt die Abweichung damit 2,7 GW beziehungsweise rund 4 %. Gleichzeitig unterscheiden sich die zugehörigen Upper Bounds lediglich um rund 190 Mio. € beziehungsweise etwa 0,4 % der Gesamtsystemkosten. Allein die Differenz der Investitionen in Elektrolysekapazitäten von 2,7 GW entsprechen annualisierten Investitionskosten von rund 95 Mio. €. Der verbleibende Unterschied der Betriebskosten fällt in ähnlicher Höhe aus. Die Änderungen der Investitionsentscheidungen

beschränken sich dabei ausschließlich auf die Region Schwaben (DE27) und die geringeren Betriebskosten lassen sich durch eine noch etwas günstigere saisonale Speicherfahrweise erklären.

Neben den Investitionsentscheidungen wird im Masterproblem auch die saisonale Nutzung der Wasserstoffspeicher optimiert. Zur Analyse der Entwicklung der Speicherfahrweisen während des Iterationsprozesses wurden die wöchentlichen Speicherfüllstände zunächst auf die jeweilige Speicherkapazität sowie den innerhalb der jeweiligen Iteration maximal auftretenden Speicherfüllstand normiert. Anschließend wurde für jede Iteration die euklidische Distanz (L2-Norm) der normierten Speicherprofile zur jeweiligen Voriteration berechnet und damit die Veränderung der Speicherfahrweise zwischen zwei aufeinanderfolgenden Iterationen quantifiziert. Zur Glättung kurzfristiger Schwankungen wurde ein gleitender Durchschnitt über zehn Iterationen gebildet. Da die resultierenden Distanzwerte sehr klein sind, wurden die geglätteten Werte zusätzlich auf den jeweils höchsten beobachteten Distanzwert normiert.

Abbildung 3-28 zeigt die Entwicklung dieser normierten Distanzwerte über alle Iterationen hinweg. Die dargestellten Werte besitzen keine absolute Bedeutung, sondern dienen ausschließlich der Veranschaulichung der relativen Änderungen der Speicherfahrweisen im Iterationsverlauf. Hohe Werte kennzeichnen starke Änderungen der Speicherfahrweise zwischen zwei aufeinanderfolgenden Iterationen, während niedrige Werte auf eine fortschreitende Stabilisierung der saisonalen Speicherkoordination hindeuten.

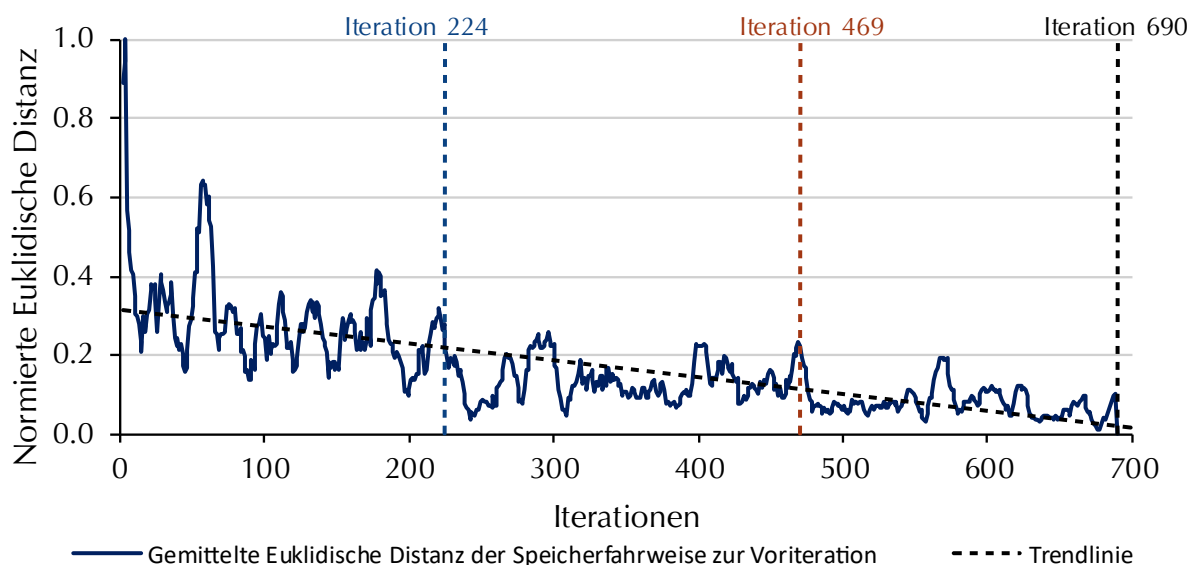


Abbildung 3-28: Entwicklung der normierten Distanzen der aggregierten Speicherfahrweisen zur Voriteration über die Iterationen hinweg im finalen Testlauf

Im Gegensatz zu den Investitionsentscheidungen zeigt sich bei den saisonalen Speicherfahrweisen auch nach Erreichen eines relativen Gaps von unter 1 % weiterhin eine gewisse Dynamik. Insgesamt nimmt die Distanz der Speicherprofile im Zeitverlauf jedoch kontinuierlich ab und die eingezeichnete Trendlinie weist auf eine fortschreitende Stabilisierung der saisonalen Speicherkoordination hin. Die verbleibenden Anpassungen fallen dabei überwiegend gering aus und konzentrieren sich auf die Feinabstimmung der Speicherfahrweise. Dies deutet darauf hin, dass spätere Iterationen vor allem der weiteren Verbesserung der saisonalen Speicherkoordination dienen, während die grundlegende Struktur der Speicherfahrweise bereits zum Zeitpunkt des erstmaligen Unterschreitens der 1 %-Grenze weitgehend etabliert ist.

Die Entwicklung der aggregierten Speicherfüllstände ausgewählter Iterationen ist in Abbildung 3-29 dargestellt. Zu Beginn des iterativen Verfahrens (Iteration 1) werden die Wasserstoffspeicher aufgrund

fehlender Anreize nicht genutzt. Bereits in frühen Iterationen (z. B. Iteration 10) etabliert sich dagegen eine ausgeprägte saisonale Speicherfahrweise mit deutlichen Ein- und Ausspeicherzyklen über das Jahr hinweg.

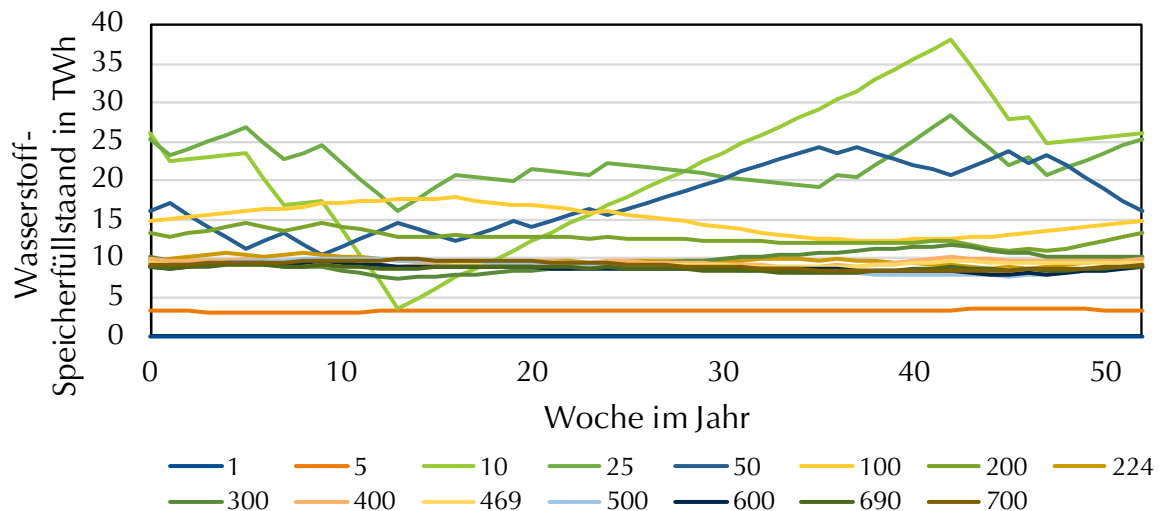


Abbildung 3-29: Zeitlicher Verlauf der aggregierten Wasserstoff-Speicherfüllstände in ausgewählten Iterationen im finalen Testlauf

Mit zunehmender Anzahl an Iterationen verändert sich diese Fahrweise schrittweise. Die saisonalen Schwankungen der Speicherfüllstände nehmen kontinuierlich ab und die Speicher werden auf einem zunehmend konstanteren Niveau betrieben. Bereits zum Zeitpunkt des erstmaligen Unterschreitens eines relativen Gaps von 1 % (Iteration 224) ist diese Entwicklung weitgehend abgeschlossen. Abbildung 3-30 stellt die Speicherfahrweisen der Iterationen 224, 469 und 690 gegenüber. Es zeigt sich, dass sich diese nur noch geringfügig unterscheiden und jeweils lediglich eine schwach ausgeprägte saisonale Nutzung der Wasserstoffspeicher aufweisen.

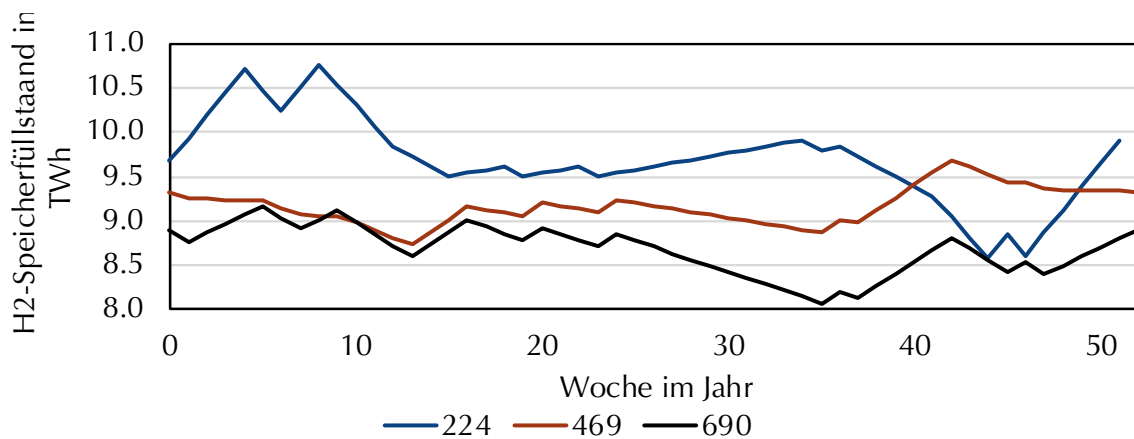


Abbildung 3-30: Vergleich der aggregierten saisonalen Wasserstoff-Speicherfüllstände im finalen Testlauf für die Iterationen 224 (erstmalig 1%-Grenze unterschritten), 469 (niedrigste Upper Bound) und 690 (geringster relativer Gap)

Die Differenz zwischen maximalem und minimalem Speicherfüllstand beträgt 1,21 TWh in Iteration 224, 0,95 TWh in Iteration 469 beziehungsweise 1,10 TWh in Iteration 690. Dies verdeutlicht, dass sich die saisonale Speicherfahrweise bereits nach Erreichen eines relativen Gaps von unter 1 % nur noch geringfügig verändert.

Bezogen auf das insgesamt installierte Wasserstoffspeichervolumen von rund 50 TWh werden damit lediglich etwa 2 % der verfügbaren Speicherkapazität saisonal genutzt. Das Optimierungsergebnis mit

einer geringen saisonalen Speichernutzung deutet darauf hin, dass Wasserstoffimporte gegenüber einer saisonalen Speicherung häufig die wirtschaftlichere Versorgungsoption darstellen. Die Kosten für Ein- und Ausspeicherung sowie die damit verbundenen Wirkungsgradverluste verringern die wirtschaftliche Attraktivität einer saisonalen Speicherung. Mögliche Vorteile saisonaler Speicher für die Versorgungssicherheit, beispielsweise bei Importausfällen, werden in der vorliegenden Modellierung nicht berücksichtigt. Im Vergleich zu heutigen deutschen Erdgasspeichern mit einem Arbeitsgasvolumen von rund 250 bis 300 TWh, bei denen saisonal deutlich größere Energiemengen ein- und ausgespeichert werden, fällt die saisonale Nutzung der Wasserstoffspeicher entsprechend gering aus – auch weil bei der Wasserstoffnachfrage die Saisonalität weniger stark ausgeprägt ist.

Zusammenfassung

Insgesamt zeigen die durchgeführten Testrechnungen, dass sich die wesentlichen Investitions- und Betriebsentscheidungen bereits nach Erreichen eines relativen Gaps von unter 1 % weitgehend stabilisiert haben. Zusätzliche Iterationen verbessern zwar die Lower Bound und führen zu einer weiteren Verringerung des relativen Gaps, bewirken jedoch nur noch geringe Änderungen der Investitionsentscheidungen sowie der saisonalen Speicherfahrweise. Trotz einer um 2,7 GW höheren installierten Elektrolyseurleistung unterscheiden sich die Gesamtsystemkosten der ersten Lösung mit einem relativen Gap unter 1 % und der finalen Lösung lediglich um rund 190 Mio. € beziehungsweise etwa 0,4 %. Für die nachfolgende Anwendungsstudie wird daher ein Abbruchkriterium von 1 % relativem Gap verwendet. Dadurch kann der Rechenaufwand deutlich reduziert werden, ohne die Aussagekraft der Ergebnisse wesentlich zu beeinträchtigen.

4 Anwendungsstudie: Langfristiges Optimum (Arbeitspaket 3)

Ziele des Arbeitspakets

- Aktualisierung und Weiterentwicklung der Szenarien aus AP1 unter Berücksichtigung neuer technologischer, regulatorischer und marktseitiger Entwicklungen (siehe Kapitel 2.5)
- Abstimmung der Systemgrenzen und Festlegung des Betrachtungsbereichs
- Analyse der optimalen Integration von Wasserstoff in das Strom-, Wasserstoff- und Speichersystem sowie Ermittlung kosteneffizienter PtG-Standorte und Ausbauhöhen
- Untersuchung von Infrastruktur- und Betriebsanforderungen, insbesondere Wasserstoff- und Stromflüssen, Speicherbewirtschaftung, Importbedarfen und regionaler Preisbildung
- Bewertung der Robustheit von Investitionsentscheidungen durch Szenario- und Sensitivitätsanalysen sowie Identifikation robuster Ausbaupfade und alternativer Systemkonfigurationen mit ähnlichen Gesamtkosten

Die Aktualisierung und Weiterentwicklung der Szenarien (AP3.1) wurde bereits in Kapitel 2.5 dargestellt. Das vorliegende Kapitel behandelt die weiteren Arbeiten des Arbeitspakets 3 auf Basis dieser aktualisierten Szenarien. Zunächst werden die Ergebnisse der gekoppelten Modellrechnungen vorgestellt. Im Anschluss werden Sensitivitätsanalysen dargestellt sowie eine Untersuchung flacher Optima durchgeführt, um alternative Systemkonfigurationen mit vergleichbaren Gesamtsystemkosten zu identifizieren.

4.1 Anwendung und Durchführung von Modellrechnungen (UDE, ie³, GWI)

Die Durchführung der Modellrechnungen erfolgte unter Verwendung der entwickelten Modellkoppelung und mit den in Kapitel 2.5.3 beschriebenen Szenarien. Daher werden zunächst das Konvergenzverhalten des iterativen Lösungsverfahrens sowie die Ergebnisse des Mastermodells hinsichtlich der Investitions- und Koordinierungsentscheidungen dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse des Strom- und Wasserstoffnetzmodells vorgestellt. Den Abschluss bilden eine Bewertung der physikalischen Modellierung im Wasserstoffnetz sowie die Validierung der Simulationsergebnisse.

4.1.1 Konvergenzverhalten und Ergebnisse des Mastermodells

Für die Modellläufe zu den beiden Szenarien wurde ein relativer Gap von 1 % als Abbruchkriterium festgelegt (siehe Kapitel 3.5.6). Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse des Basis-Szenarios (Szenario A) und anschließend die Ergebnisse des Hohen Bedarfs- und Verbrauchsszenarios (Szenario B) dargestellt.

Basis-Szenario (Szenario A)

Bei Anwendung des festgelegten Abbruchkriteriums, konvergierten auch die Rechnungen in dieser Anwendungsstudie stabil, wie Abbildung 4-1 zeigt. Das Abbruchkriterium wird nach 296 Iterationen erreicht. Nach einer anfänglich schnellen Verbesserung von Upper Bound und Lower Bound verlangsamt sich die Konvergenz, während der relative Gap kontinuierlich reduziert wird. Damit bestätigt sich das im Rahmen der Testrechnung beobachtete Konvergenzverhalten auch für die finale Modellkonfiguration.

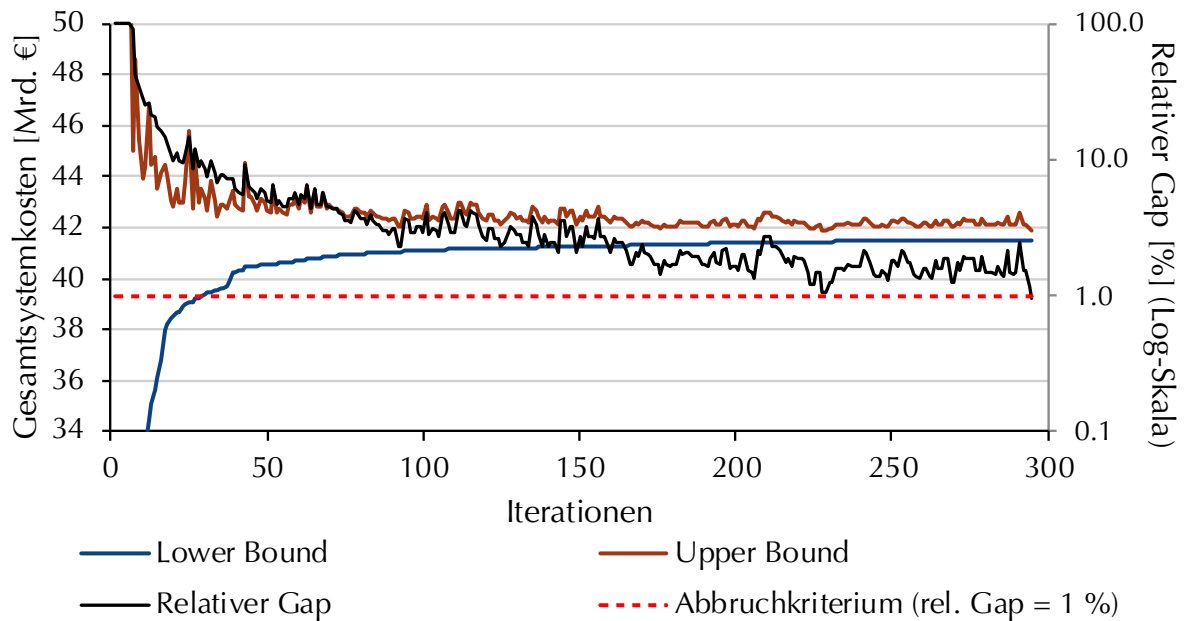


Abbildung 4-1: Konvergenzverlauf in Szenario A

Die regionale Entwicklung der Elektrolyseurinvestitionen während der Iterationen ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Bereits nach den ersten Iterationen kristallisieren sich die wesentlichen Investitionsstandorte heraus. Spätere Iterationen führen überwiegend zu kleineren Anpassungen einzelner Ausbauhöhen, während sich die grundsätzliche räumliche Verteilung kaum noch verändert. Die ermittelten Preissignale für PtG-Investitionen stabilisieren sich ebenfalls im Bereich der Investitionskosten (Abbildung 4-3), sodass sich die verbleibenden Änderungen auf wenige Grenzregionen beschränken.

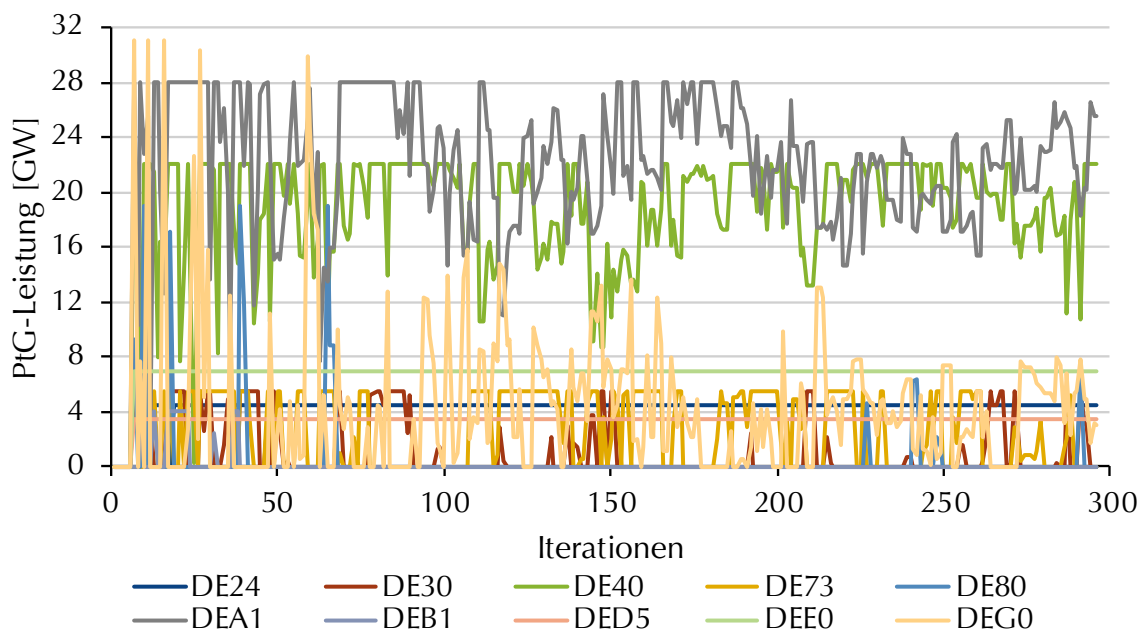


Abbildung 4-2: Entwicklung der PtG-Investitionen über die Iterationen hinweg in Szenario A



Die resultierende Investitionsverteilung (Abbildung 4-4) zeigt diese Zusammenhänge deutlich. Die größten Elektrolysekapazitäten werden in den Regionen Düsseldorf (DEA1) und Brandenburg (DE40) errichtet. Ergänzend entstehen kleinere Standorte in weiteren Regionen mit günstigen Kombinationen aus erneuerbarer Stromerzeugung, Netzanbindung und Wasserstoffnachfrage.

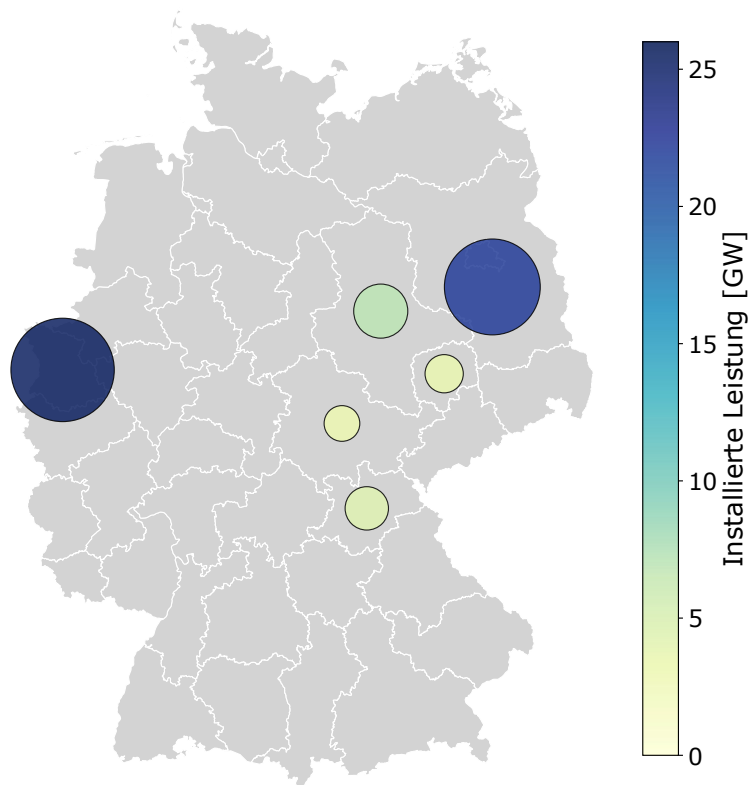


Abbildung 4-4: PtG-Investitionen in den verschiedenen NUTS-2-Regionen in Deutschland in Szenario A

Neben den Investitionsentscheidungen bestimmt das Mastermodell auch die saisonale Bewirtschaftung der Wasserstoffspeicher. Die resultierende Speicherfahrweise der finalen Iteration ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Über das Jahr hinweg zeigt sich eine konstante Nutzung der Wasserstoffspeicher mit moderaten Ein- und Ausspeichervorgängen. Höhere Speicherfüllstände treten insbesondere zu Beginn des Jahres sowie gegen Jahresende auf, während im Herbst eine stärkere Ausspeicherung erfolgt. Insgesamt beträgt die saisonale Schwankung der aggregierten Speicherfüllstände nur ca. 3 TWh und liegt damit deutlich unter der insgesamt installierten Speicherkapazität von rund 50 TWh. Dies bestätigt die bereits im Rahmen der Testrechnung (Kapitel 3.5.6) beobachtete geringe saisonale Nutzung der Wasserstoffspeicher. Unter den getroffenen Modellannahmen erweisen sich Wasserstoffimporte häufig als wirtschaftlicher als eine umfangreiche saisonale Speicherung, da Ein- und Ausspeicherung zusätzliche Kosten und Wirkungsgradverluste verursachen.

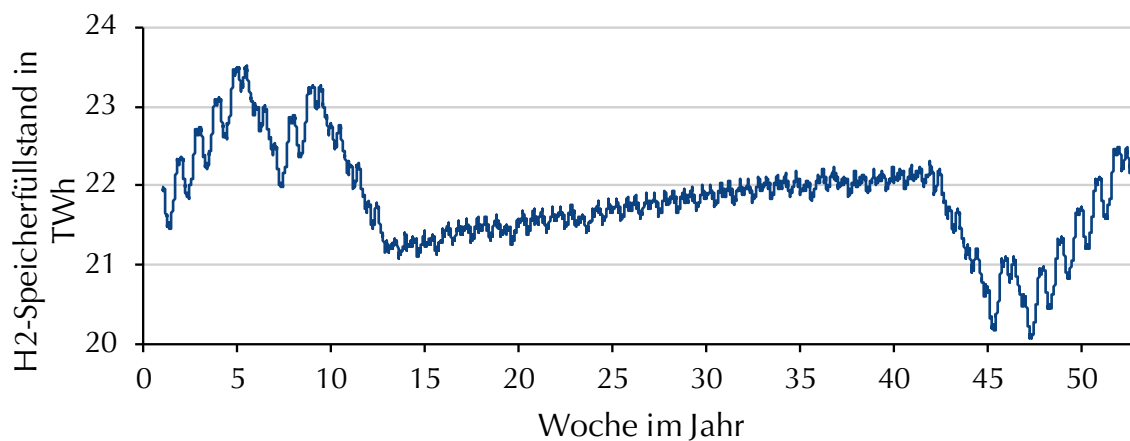


Abbildung 4-5: Saisonale Variation der Speicherfüllstände in Szenario A

Hohes Bedarfs- und Erzeugungsszenario (Szenario B)

Auch in Szenario B mit hohem Bedarf- und hoher Erzeugung zeigt die entwickelte Modellkopplung ein stabiles Konvergenzverhalten. Das Abbruchkriterium eines relativen Gaps von 1 % wird nach 307 Iterationen erstmals unterschritten. Damit bestätigt sich das bereits im Basis-Szenario beobachtete Konvergenzverhalten auch unter den geänderten Szenarioannahmen. Sowohl der Verlauf der PtG-Investitionen als auch die Entwicklung der heuristischen Preissignale und die schrittweise Stabilisierung der saisonalen Speicherfahrweise weisen ein mit dem Basis-Szenario vergleichbares Konvergenzverhalten auf. Auf eine erneute Darstellung dieser Ergebnisse wird daher verzichtet.

Abbildung 4-6 stellt die resultierenden PtG-Investitionen des Basis-Szenarios und des Hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenarios gegenüber. Die grundlegende räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten bleibt erhalten. Die größten Investitionen erfolgen weiterhin in Brandenburg sowie in der Region Düsseldorf, was die Robustheit der im Basis-Szenario identifizierten Standorte unter veränderten Nachfrage- und Erzeugungsannahmen unterstreicht. Gegenüber dem Basis-Szenario verschieben sich jedoch Teile der Elektrolysekapazitäten. Während der Ausbau in der Region Düsseldorf (DEA1) um 9,1 GW zurückgeht, nehmen die installierten Leistungen insbesondere in Thüringen (DEG0, +8,6 GW), Kassel (DE73, +5,5 GW) sowie Unterfranken (DE26, +4,0 GW) zu. Insgesamt erhöht sich die installierte Elektrolyseleistung von 65,6 GW im Basis-Szenario auf 74,6 GW.

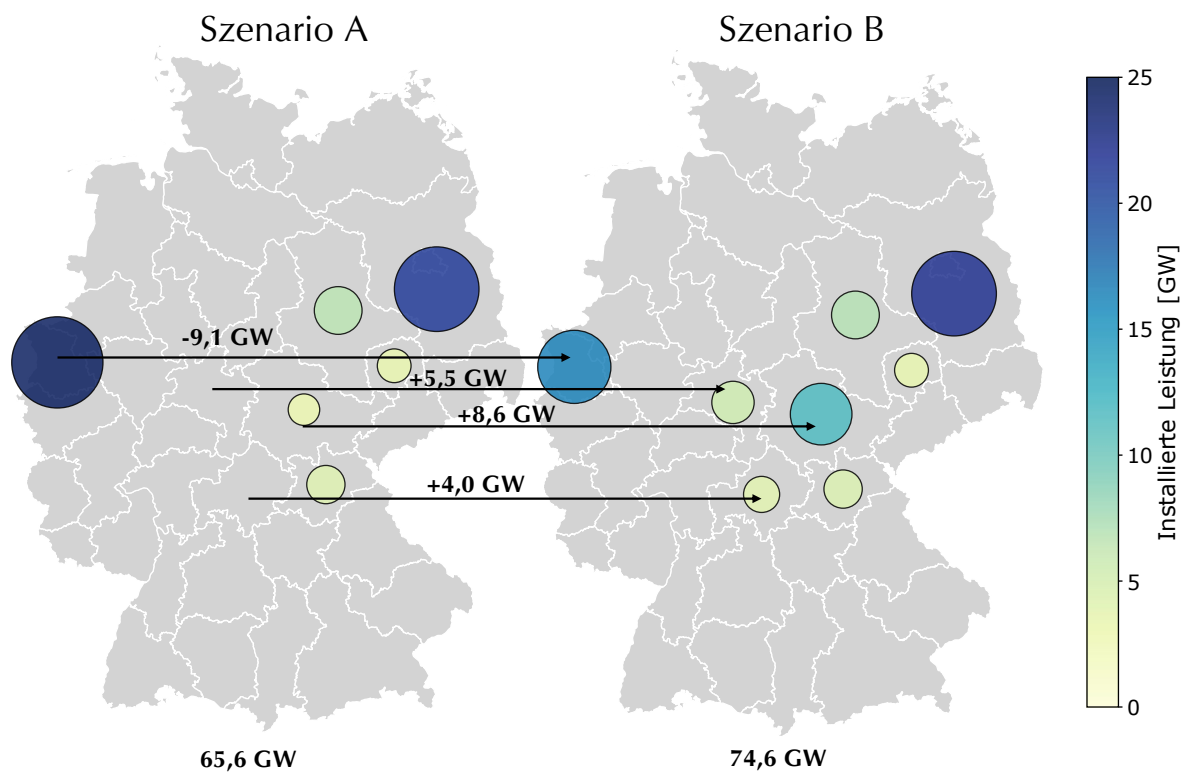


Abbildung 4-6: Vergleich der PtG-Investitionen in den verschiedenen NUTS-2-Regionen in Deutschland zwischen den Szenarien

Hinsichtlich der relevanten Standortfaktoren sind dabei die im Basis-Szenario beschriebenen Zusammenhänge in ähnlicher Form gültig. Regionen mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung und begrenzten Stromnetzkapazitäten eignen sich weiterhin für eine Erneuerbaren-nahe Wasserstoffproduktion, während Regionen mit hoher Wasserstoffnachfrage und guter Anbindung an das Stromübertragungsnetz verbrauchsnahe Elektrolysekapazitäten aufweisen. Der insgesamt höhere Wasserstoffbedarf sowie die größere Verfügbarkeit erneuerbarer Stromerzeugung führen jedoch dazu, dass zusätzliche Elektrolysekapazitäten wirtschaftlich werden und sich der Ausbau stärker auf mehrere Regionen verteilt.

Zudem verändert sich im Vergleich zum Basis-Szenario die saisonale Bewirtschaftung der Wasserstoffspeicher deutlich. Während im Basis-Szenario lediglich rund 3 TWh saisonal ein- und ausgespeichert werden, steigt die saisonale Speicherbewegung im Hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenario auf rund 8 TWh (s. Abbildung 4-7). Die Speicher werden damit wesentlich stärker zur zeitlichen Entkopplung von Wasserstoffherzeugung und -verbrauch genutzt. Ursache hierfür ist die höhere installierte Elektrolyseleistung in Verbindung mit einer stärkeren erneuerbaren Stromerzeugung, wodurch größere Überschüsse in Zeiten hoher Wind- und PV-Einspeisung v. a. im Frühjahr und Sommer entstehen, die dann für Zeiträume geringerer erneuerbarer Erzeugung zwischengespeichert werden können.

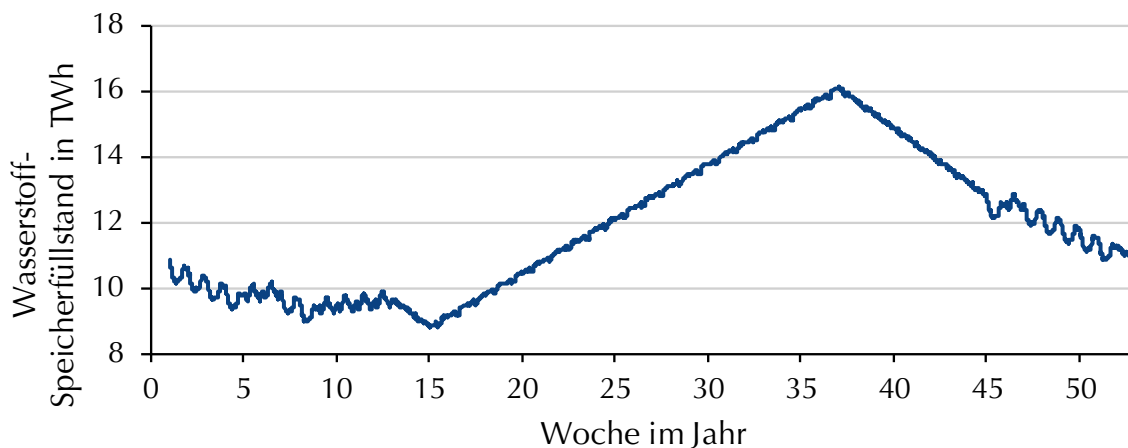


Abbildung 4-7: Saisonale Speicherfüllstände in Szenario B

4.1.2 Stromnetzmodell – Szenario-Ergebnisse

Für die Detailauswertung der Stromnetzseite werden konvergierte Referenzlösungen herangezogen. Für das Basis-Szenario (Szenario A) wird das final abgestimmte Ergebnis in Iteration 296 betrachtet, für das hohe Bedarfs- und Verbrauchsszenario (Szenario B) das final abgestimmte Ergebnis der Iteration 307. Die Auswertung erfolgt je Szenario nacheinander. Innerhalb eines Szenarios werden die Ergebnisse entlang einer kausalen Kette dargestellt. Zunächst zeigt die regionale Verteilung der installierten Leistung, welche Erzeugungs- und Speichertechnologien wo verortet sind. Daraus ergibt sich die räumliche Strompreisverteilung. Diese wiederum prägt den zeitlichen Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken.

Szenario A – Basis-Szenario

Wo im Netz ein Überschuss entsteht, zeigt die regionale Residuallast, also die Differenz aus Last und erneuerbarem Dargebot je NUTS-2-Region als typwochengewichtete Jahresenergie (s. Abbildung 4-8, links). Der Nordwesten weist einen ausgeprägten Erzeugungsüberschuss auf, der vor allem aus der Onshore- und Offshore-Windeinspeisung resultiert. Am stärksten fällt er in der Region Weser-Ems aus, deren erneuerbares Dargebot die regionale Last um rund 155 TWh pro Jahr übersteigt, gefolgt von Schleswig-Holstein mit einem Überschuss von etwa 106 TWh pro Jahr und dem Münsterland. Nach Süden hin sowie in den Ballungsräumen um Rhein-Main, Stuttgart und Berlin kehrt sich das Bild zu einem deutlichen Nachfrageüberhang um. Es ergibt sich ein klares Nord-Süd-Gefälle, das den räumlichen Ausgangspunkt für die anschließende Netzbelastung bildet.

Residuallast je NUTS-2 (Last – EE-Dargebot) – Szenario A

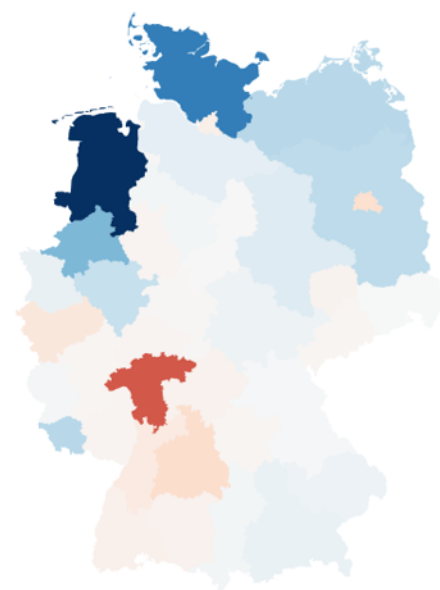
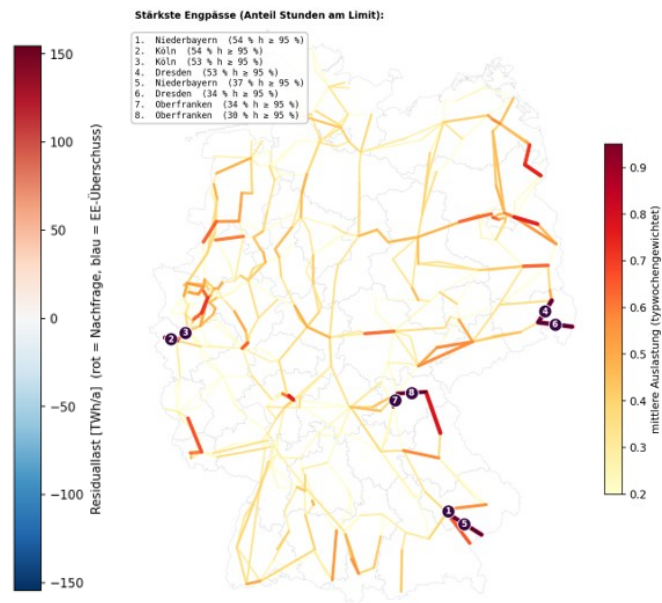
Engpass-Korridore im Übertragungsnetz – Szenario A
684 kritische N-0-Zweige, davon 112 ≥ 1 % der Zeit > 95 % ausgelastet

Abbildung 4-8: Links: Regionale Residuallast je NUTS-2-Region in Szenario A; Rechts: Engpass-Korridore im Übertragungsnetz in Szenario A

Ob dieser Überschuss abtransportiert werden kann, hängt von der Belastung des Übertragungsnetzes ab. Die rechte Seite von Abbildung 4-8 zeigt die kritischen N-0-Zweige, eingefärbt nach ihrer typwchengewichteten mittleren Auslastung. Von den 684 kritischen Zweigen sind 112 in mehr als einem Prozent der Jahresstunden zu über 95 Prozent ausgelastet. Die am stärksten beanspruchten Korridore verlaufen in Nord-Süd-Richtung und konzentrieren sich auf wenige Engpassstellen in Niederbayern, im Raum Dresden, an der Schnittstelle von Oberfranken zur Oberpfalz sowie im Rheinland um Köln. In diesen Korridoren ist die verfügbare Übertragungskapazität in einem nennenswerten Anteil der Jahresstunden ausgeschöpft, sodass der nördliche Überschuss nicht vollständig nach Süden abfließen kann.

Aus der Kombination von regionalem Überschuss und begrenzter Übertragungskapazität folgt die räumliche Verteilung von Abregelung und Elektrolyseur-Bezug. Die linke Karte von Abbildung 4-9 zeigt die abgeregelterte Onshore-Energie, die rechte den Elektrolyseur-Bezug je NUTS-2-Region. Die Abregelung staut sich um die engpassbehafteten Korridore, mit einem klaren Schwerpunkt in Brandenburg sowie im Münsterland, in Thüringen, im Raum Köln und in Mecklenburg-Vorpommern. Insgesamt werden Onshore rund 10,7 TWh pro Jahr abgeregelt, Offshore etwa 0,18 TWh. Dem steht ein Elektrolyseur-Bezug von rund 219 TWh pro Jahr gegenüber, der in der Spitze eine Elektrolyseleistung von rund 66 GW bindet. Der Zubau der Elektrolyseure verteilt sich dabei auf zwei Arten von Standorten. Zum einen entstehen sie in den überschussreichen Windregionen wie Brandenburg, wo sie mit rund 69 TWh pro Jahr einen Teil des Dargebots lokal aufnehmen und die Abregelung mindern. Zum anderen konzentriert sich der größte Bezug mit rund 86 TWh pro Jahr im Rhein-Ruhr-Raum um Düsseldorf, wo die industrielle Wasserstoffnachfrage auf günstige Strompreise trifft. Der Elektrolyseur-Bezug folgt damit sowohl dem regionalen Überschuss als auch den nachfragestarken Industriezentren.

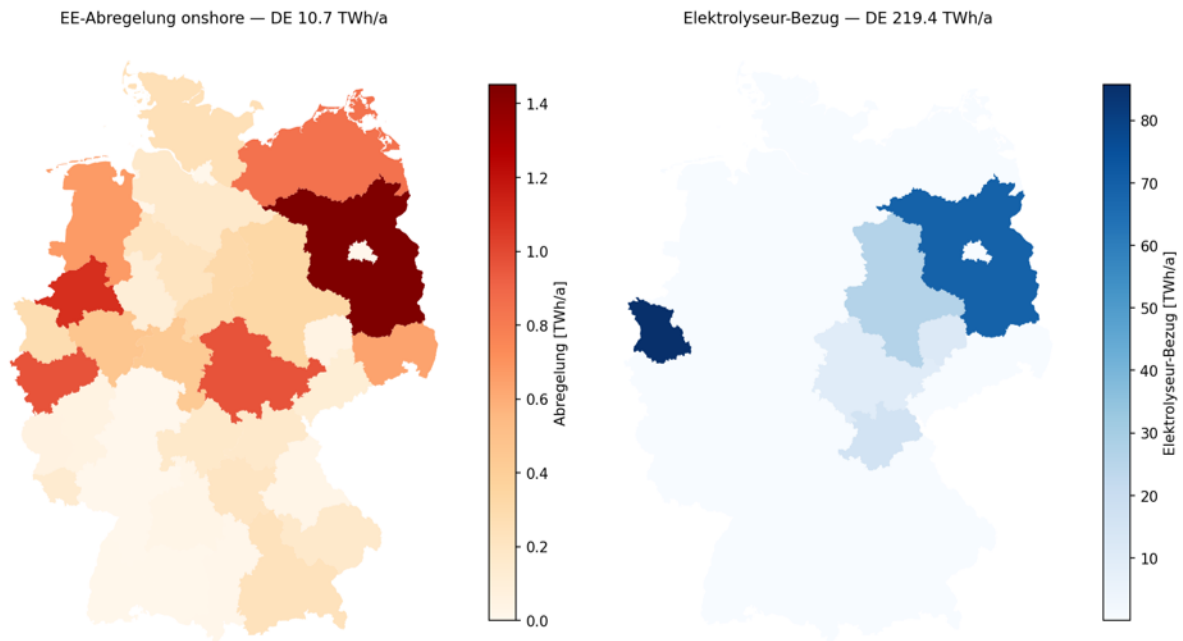


Abbildung 4-9: EE-Abregelung (links) und Elektrolyseur-Bezug je NUTS-2-Region (rechts) in Szenario A

Die räumliche Verteilung des Erzeugungspotenzials prägt das mittlere Strompreisniveau (s. Abbildung 4-10). Die windreichen Regionen im Nordwesten und die verbrauchsnahe Standorte mit hohem Elektrolyseur-Bezug, etwa der Raum Düsseldorf, Leipzig und Sachsen-Anhalt, weisen mit rund 97 bis 100 EUR/MWh die niedrigsten mittleren Strompreise auf. Im Südosten treten dagegen die höchsten Preise auf, in der Oberpfalz mit rund 202 EUR/MWh und in Niederbayern mit rund 170 EUR/MWh. Dieses Nord-Südost-Gefälle ordnet die kostengünstigen Elektrolysestandorte räumlich in den Norden und Westen ein und liefert damit den geografischen Rahmen für den nachfolgend betrachteten zeitlichen Anlageneinsatz.

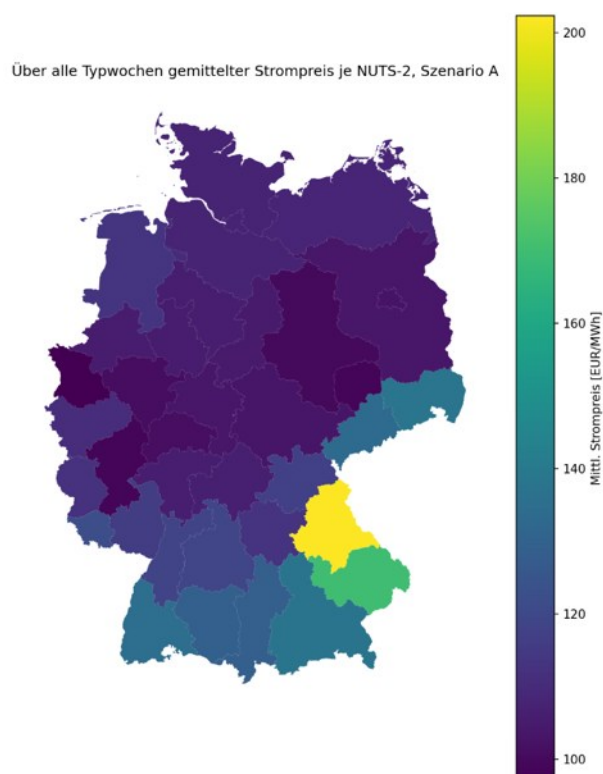


Abbildung 4-10: Mittlerer Strompreis je NUTS-2-Region in Szenario A

Der maßgebliche Zusammenhang zwischen Strompreis und Sektorkopplung wird im zeitlichen Verlauf deutlich. Abbildung 4-11 stellt den deutschlandweit aggregierten Einsatz der Elektrolyseure als Last sowie der Wasserstoffkraftwerke als Erzeugung für die vier Typwochen dar und legt den mittleren Strompreis als Linie über den Einsatz. Damit wird die Verknüpfung zwischen Preissignal und Anlagenfahrweise unmittelbar sichtbar. In den preisgünstigen Stunden hoher erneuerbarer Einspeisung überwiegt die Elektrolyse mit einer Last von bis zu rund 66 GW, während in den einspeisearmen Hochpreisphasen die Wasserstoffkraftwerke mit bis zu rund 66 GW die Residuallast decken. In den winterlichen, windreichen Typwochen KW 9 und KW 49 erreichen beide Technologien ihre höchsten Werte, während die sommerliche Typwoche KW 27 durch eine geringere Aktivität gekennzeichnet ist. Diese saisonale Struktur spiegelt auch die Ergebnisse des Typwochen-Clustering nach Abschnitt 3.1.4 wider.

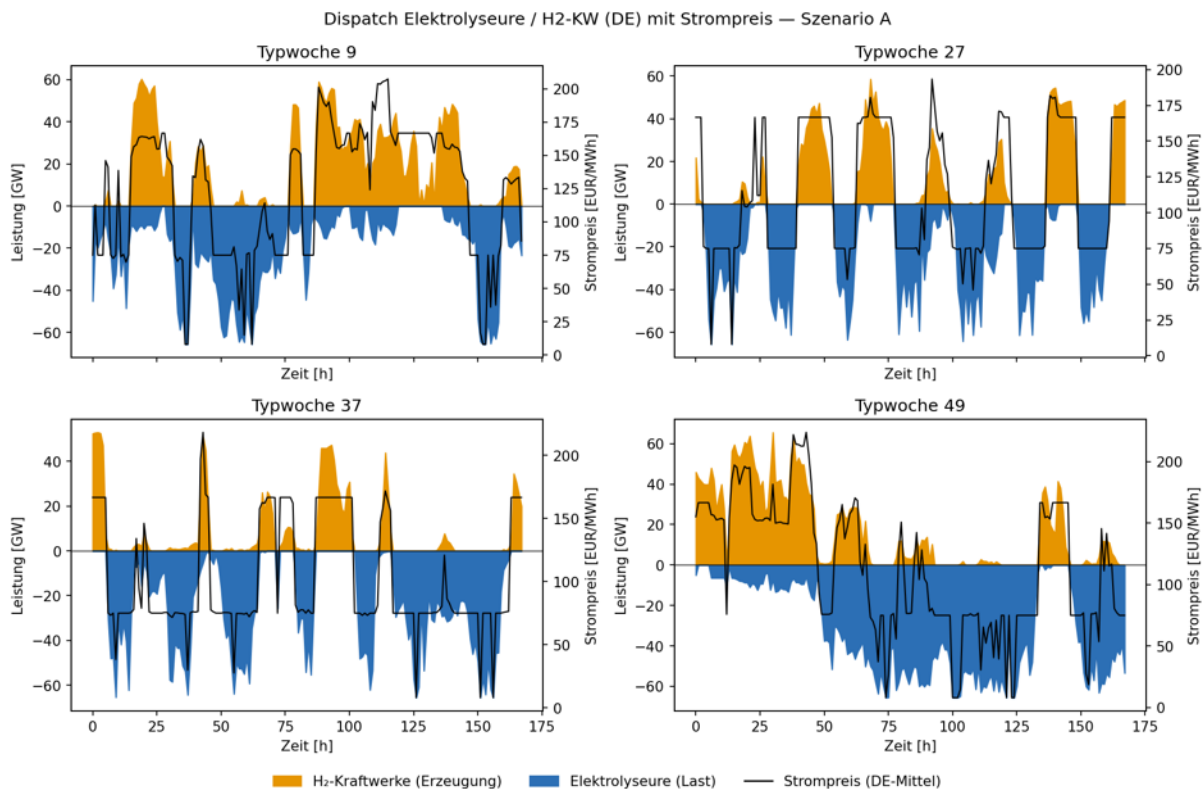


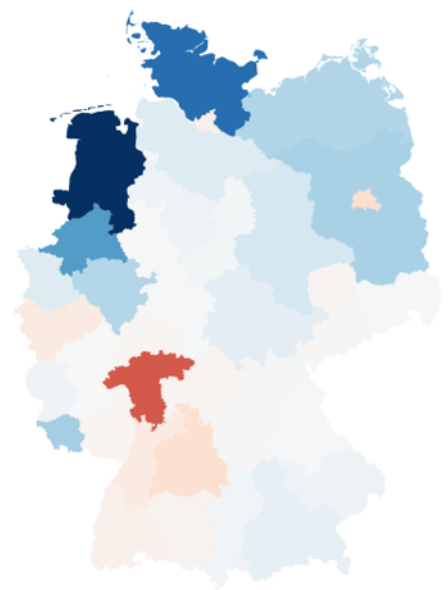
Abbildung 4-11: Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sowie mittlerer Strompreis je Typwoche in Szenario A

In der Zusammenschau verdeutlicht die räumliche Darstellung das nördlich konzentrierte Wind- und EE-Potenzial und die damit einhergehenden niedrigeren Strompreise und die Attraktivität der Regionen als Elektrolysestandorte, während die zeitliche Darstellung die eigentliche Kopplung von Preis und Anlageneinsatz offenlegt. Der Elektrolyseeinsatz folgt den einspeisestarken und preisgünstigen Stunden, und die Wasserstoffkraftwerke decken die einspeisearmen Hochpreisphasen ab.

Szenario B – Hohes Bedarfs- und Erzeugungsszenario

Auch in Szenario B entsteht der erneuerbare Überschuss schwerpunktmäßig im Nordwesten (s. Abbildung 4-12, links). Aufgrund des höheren Ausbaus erneuerbarer Energien fällt der Überschuss dort noch deutlicher aus, mit rund 161 TWh pro Jahr in der Region Weser-Ems und rund 122 TWh pro Jahr in Schleswig-Holstein, während das Nord-Süd-Gefälle der Residuallast in seiner Grundstruktur erhalten bleibt und sich der Nachfrageüberhang weiterhin im Raum Rhein-Main mit rund 98 TWh pro Jahr sowie um Stuttgart und Berlin konzentriert.

Residuallast je NUTS-2 (Last – EE-Dargebot) — Szenario B



Engpass-Korridore im Übertragungsnetz — Szenario B
684 kritische N-0-Zweige, davon 109 $\geq 1\%$ der Zeit $> 95\%$ ausgelastet

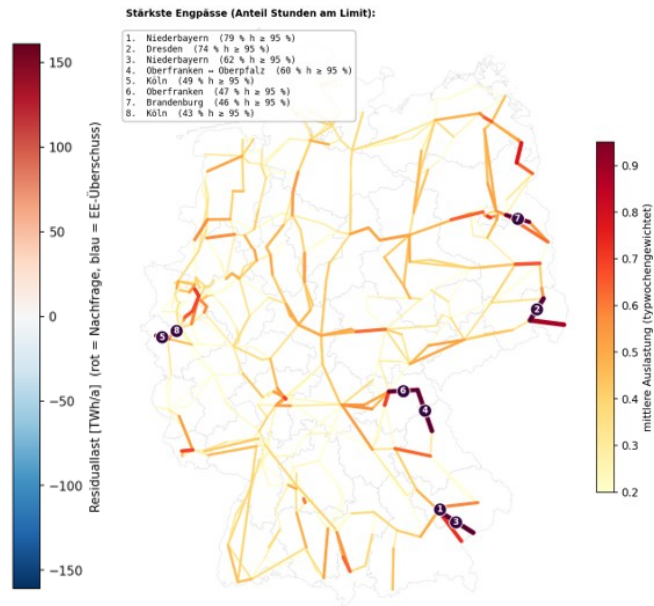
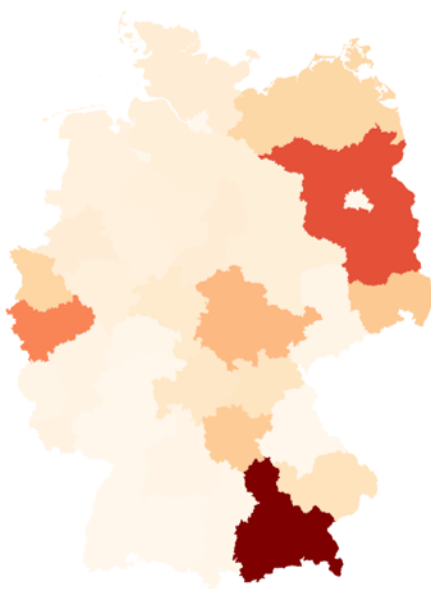


Abbildung 4-12: Links: Regionale Residuallast je NUTS-2-Region in Szenario B; Rechts: Engpass-Korridore im Übertragungsnetz in Szenario B

Bei der Belastung der Übertragungskorridore zeigt sich dasselbe Nord-Süd-Muster wie im Basis-Szenario (s. Abbildung 4-12, rechts). Von den 684 kritischen Zweigen sind 109 in mehr als einem Prozent der Jahresstunden zu über 95 Prozent ausgelastet, eine ähnliche Anzahl wie im Basis-Szenario. An den stärksten Engpassstellen in Niederbayern und im Raum Dresden fällt die Spitzenauslastung mit 79 beziehungsweise 74 Prozent der Jahresstunden jedoch höher aus als im Basis-Szenario, da der insgesamt größere Umsatz an erneuerbarer Energie und Elektrolyseleistung diese Korridore stärker beansprucht. Die am stärksten beanspruchten Netzabschnitte bleiben dieselben wie im Basis-Szenario, ergänzt um einen zusätzlichen Engpass in Brandenburg.

EE-Abregelung onshore — DE 13.5 TWh/a



Elektrolyseur-Bezug — DE 278.1 TWh/a

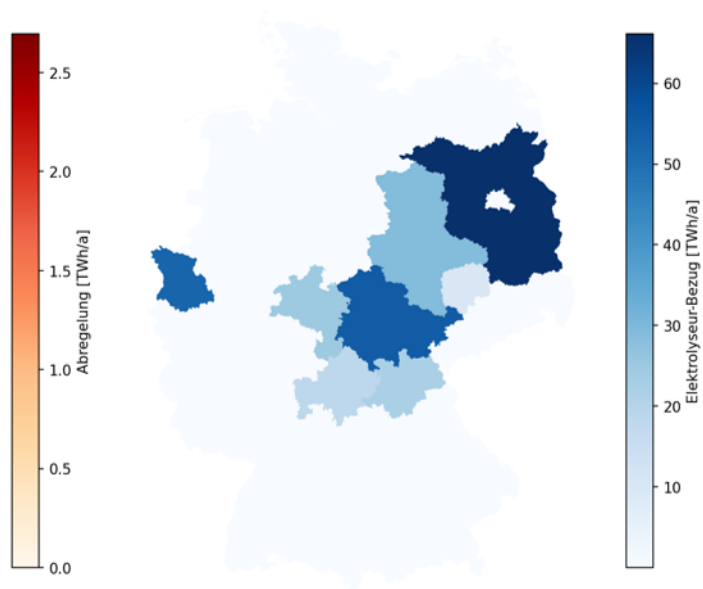


Abbildung 4-13: EE-Abregelung und Elektrolyseur-Bezug je NUTS-2-Region in Szenario B

Der höhere Ausbau führt zu einer größeren abgeregelten Energiemenge von rund 13,5 TWh pro Jahr Onshore, mit Schwerpunkten in Oberbayern, Brandenburg und im Raum Köln, bei einem zugleich höheren Elektrolyseur-Bezug von rund 278 TWh pro Jahr (s. Abbildung 4-13). Der Bezug konzentriert sich auf Brandenburg mit rund 66 TWh pro Jahr, Thüringen mit rund 55 TWh pro Jahr und den Rhein-Ruhr-Raum um Düsseldorf mit rund 52 TWh pro Jahr. Die räumliche Parallele zwischen Abregelung und Elektrolyseur-Bezug bleibt erhalten, der entsprechende Korridor verteilt sich jedoch breiter über Osten, Mitte und Süden des Landes. Die Offshore-Abregelung bleibt mit rund 0,08 TWh pro Jahr gering.

Auch in Szenario B zeigt sich bei der räumlichen Strompreisverteilung ein ähnliches Nord-Südost-Gefälle mit günstigem Strom im Rhein-Ruhr-Raum um Düsseldorf und in Sachsen-Anhalt ab rund 82 EUR/MWh und deutlich höheren Preisen im Südosten, mit bis ca. 313 EUR/MWh in der Oberpfalz sowie rund 215 EUR/MWh in Bayern (s. Abbildung 4-14). Das Preisniveau liegt aufgrund des höheren Verbrauchs und der stärkeren Beanspruchung des Systems insgesamt höher und streut stärker als im Basis-Szenario, der räumliche Zusammenhang zwischen EE-Potenzial beziehungsweise Elektrolyseur-Bezug und Preisniveau bleibt jedoch erhalten und bildet erneut den geografischen Rahmen für den zeitlichen Anlageneinsatz.

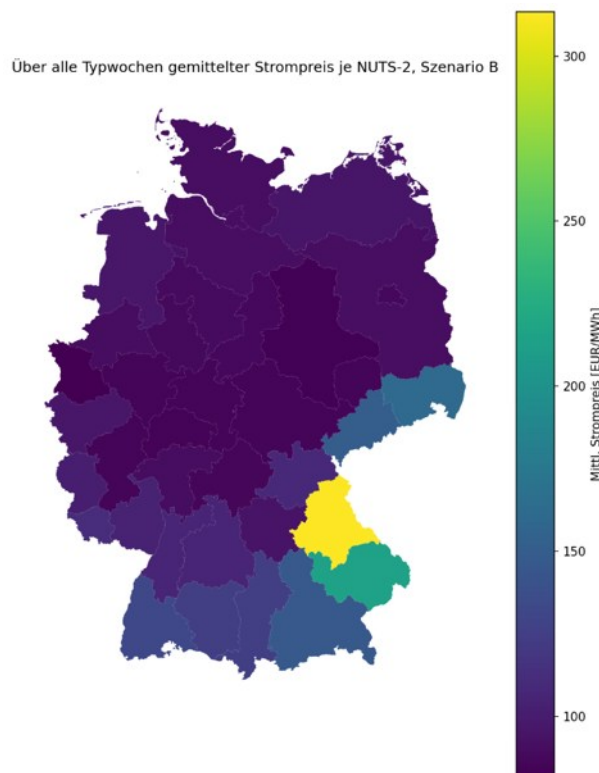


Abbildung 4-14: Mittlerer Strompreis je NUTS-2-Region in Szenario B

Im zeitlichen Verlauf wird wiederum die Interdependenz zwischen Strompreis und Sektorkopplung deutlich. Stellt Abbildung 4-15 den Einsatz der Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke für die vier Typwochen des Szenarios B in den Kalenderwochen 9, 28, 40 und 49 dar und legt den mittleren Strompreis als Linie über den Einsatz. Das Grundmuster aus hoher Aktivität in den windreichen Winterwochen, geringer Aktivität im Sommer sowie der zeitlichen Komplementarität von Elektrolyse und Rückverstromung innerhalb der Woche entspricht dem des Basis-Szenarios. Die Elektrolyse-Last erreicht in der Spitze rund 75 GW und liegt damit über dem Basis-Szenario, während die Wasserstoffkraftwerke mit einer Spitzenleistung von rund 60 GW etwas seltener und schwächer zum Einsatz kommen als im Basis-Szenario.

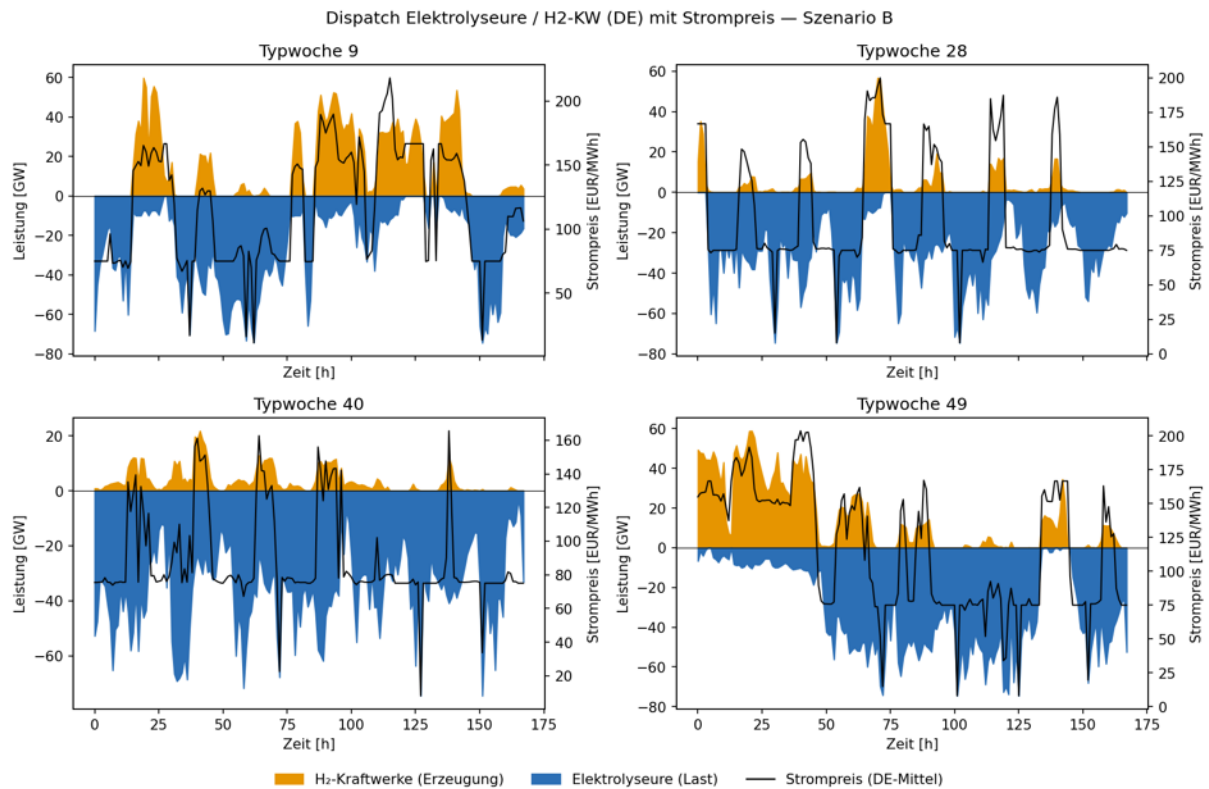


Abbildung 4-15: Einsatz von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken sowie mittlerer Strompreis je Typwoche in Szenario B

Im Vergleich zum Basis-Szenario bestätigt Szenario B die enge Kopplung zwischen dem Dargebot erneuerbarer Energien, insbesondere der Windenergie, und dem Einsatz der Sektorkopplungstechnologien auf höherem Niveau. Räumlich finden sich niedrige Strompreise und attraktive Elektrolysestandorte weiterhin in den nördlichen Regionen mit hohem Wind- und EE-Potenzial, und zeitlich orientiert sich der Elektrolyseeinsatz an den einspeisestarken Stunden, während die Wasserstoffkraftwerke die einspeisearmen Phasen abdecken. Die Wasserstoffinfrastruktur wirkt damit in beiden Szenarien als räumlicher und zeitlicher Puffer der volatilen erneuerbaren Einspeisung.

4.1.3 Wasserstoffmodell – Szenario-Ergebnisse

Für die nachfolgende Detailanalyse der Modellergebnisse werden je Szenario die Iterationen mit dem geringsten relativen Optimalitätsgap betrachtet. Analog zu den Abschnitten 4.1.1 und 4.1.2 wird für Szenario A daher Iteration 296, für Szenario B Iteration 307 der zugehörigen Simulationen ausgewählt. Im Folgenden werden diese beiden Modelllösungen hinsichtlich ihrer Implikationen für das Wasserstoffnetz näher analysiert.

Nachfragedeckung im Wasserstoffsystem

Die Ergebnisse zeigen über alle vier Typwochen hinweg ein konsistentes Versorgungsmuster im Wasserstoffsystem. Zunächst ist in Abbildung 4-16 ein relativ stabiles Grundniveau der Nachfrage erkennbar, das im Wesentlichen auf Raumwärme, Warmwasser, Industrie und Mobilität zurückzuführen ist. Darauf überlagern sich ausgeprägte Lastspitzen, die auf die zusätzliche Wasserstoffnachfrage der Kraftwerke zur Stromerzeugung zurückgehen. Diese Spitzen heben die stündliche Nachfrage phasenweise deutlich über das Grundniveau hinaus und prägen die Betriebsweise des Systems maßgeblich.

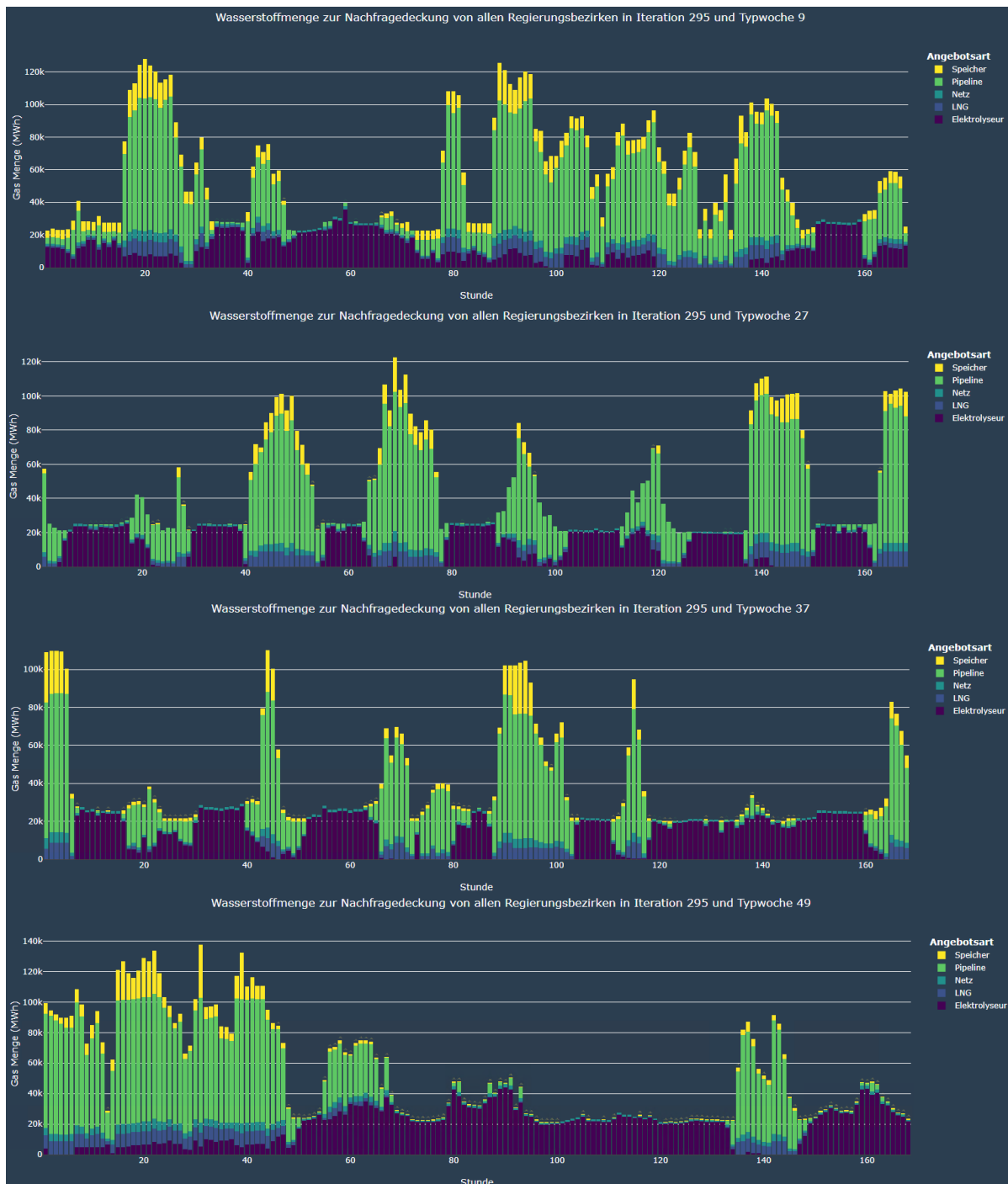


Abbildung 4-16: Nachfragedeckung der vier Typwochen in Szenario A aus den verfügbaren Wasserstoffquellen

Die Pipelineimporte für die Nachfragedeckung nehmen dabei eine dominante Rolle ein. Ihr Anteil liegt in allen vier Typwochen zwischen rund 46 % und 57 % (vgl. Tabelle 4-1) und macht sie damit zur zentralen Versorgungsquelle. Die Elektrolyseure bilden die zweitwichtigste Säule der Versorgung. Ihr Beitrag steigt von knapp 21 % in Typwoche 9 auf gut 34 % in Typwoche 49 bei einer nahezu gleich großen Nachfrage in den beiden Typwochen. Gleichzeitig zeigen die Stundenverläufe in Abbildung 4-16, dass das Elektrolyseurangebot zeitlich deutlich volatiler ist. Besonders auffällig ist der zu Beginn von Typwoche 49 sehr geringe Beitrag der Elektrolyseure, wodurch die Nachfragedeckung in dieser Phase nahezu vollständig durch Pipelineimporte und ergänzende Quellen getragen wird.

Tabelle 4-1: Wasserstoffquellen zur Nachfragedeckung der Typwochen in Szenario A

Quelle	TW 9 (GWh)	TW 27 (GWh)	TW 37 (GWh)	TW 49 (GWh)
Elektrolyseur	1.915	1.923	2.213	3.096
Netz	460	373	310	449
Pipeline	5.199	4.215	2.876	4.373
Speicher	1.107	473	507	561
Terminal	607	466	287	509
Gesamt	9.289	7.450	6.193	8.987

Die Speicher tragen über die Wochen 27, 37 und 49 betrachtet nur einen geringen Anteil zur direkten Nachfragedeckung bei (ca. 6-8 %). Lediglich in Typwoche 9 ist ihr Beitrag mit knapp 18% deutlich erhöht. Die Funktion der Speicher ist dabei systemisch relevant: Sie werden nicht für die dauerhafte Grundlastversorgung eingesetzt, sondern gezielt zur Abdeckung von Lastspitzen aktiviert, also insbesondere dann, wenn die Wasserstoffkraftwerke zusätzliche Nachfrage erzeugen. Die Speicher übernehmen damit eine klassische Flexibilitätsfunktion. Die Terminals wirken demgegenüber als ergänzende Angebotsquelle mit Beiträgen von rund 5-7 % bzw. 0,3-0,6 TWh. Bemerkenswert ist außerdem der Beitrag des Netzpuffers, der in allen vier Typwochen nahezu konstant bei 5 % der Gesamtnachfrage liegt. Dies deutet darauf hin, dass die modellseitige Begrenzung der direkten Nachfragebedienung aus dem Netzpuffer, welche aus Ungleichung (38) folgt, in den betrachteten Lösungen regelmäßig ausgereizt wird. Dies ist insofern erwartbar, da die Nachfragedeckung über die Entnahme aus dem zumeist nahegelegenen Kernnetz, neben den Elektrolyseuren die kostengünstigste Quelle darstellt.

Tabelle 4-2: Wasserstoffquellen zur Befüllung von Speichern und Netzpuffer der Typwochen in Szenario A

Quelle	TW 9 (GWh)	TW 27 (GWh)	TW 37 (GWh)	TW 49 (GWh)
Elektrolyseur	786	868	837	1.156
Pipeline	166	10	0	234
Terminal	116	2	7	0
Gesamt	1.068	881	844	1.390

Die Ergebnisse zur Wiederbefüllung der Speicher in Tabelle 4-2 zeigen, dass die Typwoche 9 die Entladephase des Speichersystems darstellt, während die übrigen Typwochen Ladephasen des Systems repräsentieren. So wird aus Tabelle 4-1 ersichtlich, dass in Typwoche 9 beispielsweise 460 GWh aus dem Netz, sowie 1.107 GWh aus den Kavernenspeichern zur Nachfragedeckung ausgespeist werden, während Tabelle 4-2 zeigt, dass Netz und Speicher im gleichen Zeitraum mit lediglich 1.068 GWh befüllt werden. Eine detaillierte Betrachtung der Speicherbewirtschaftung findet sich in Tabelle 4-7. Die Wiederbefüllung erfolgt überwiegend durch die Elektrolyseure, deren Anteil bei rund 74 % in Typwoche 9, 83 % in Typwoche 49 und rund 99 % in den Typwochen 27 und 37 liegt. Pipelineimporte spielen für die Speicherbefüllung nur punktuell eine größere Rolle, insbesondere in Typwoche 9 und 49, während die Terminals ausschließlich in Typwoche 9 einen relevanten Beitrag leisten. Das spricht dafür, dass Speicher vorrangig zur Pufferung der volatilen heimischen Erzeugung eingesetzt werden, während Pipelineimporte primär bedarfsgerecht für die unmittelbare Nachfragedeckung erfolgen.

Abbildung 4-17 und Tabelle 4-3 zeigen, dass sich die Versorgungsstruktur im Vergleich zu Szenario A in Szenario B deutlich in Richtung heimischer Erzeugung und Flexibilitätsnutzung verschiebt, während die Bedeutung der Importquellen etwas abnimmt. Besonders auffällig ist der deutlich höhere Beitrag der Elektrolyseure zur direkten Nachfragedeckung. Ihr Anteil steigt in den vier Typwochen auf rund 25 %, 54 %, 74 % und 37 %, während er in Szenario A nur bei etwa 21 %, 26 %, 36 % und 34 % liegt. Korrespondierend dazu geht der Beitrag der Pipelines deutlich zurück, insbesondere in den Typwochen 28 und 40 entsprechenden Wochen, in denen die Pipelineimporte nur noch 2.078 GWh bzw. 498 GWh

zur Nachfragedeckung beitragen. Auch die Terminals verlieren gegenüber Szenario A noch weiter an Bedeutung. Insgesamt ist Szenario B damit erheblich weniger importgetrieben als Szenario A.

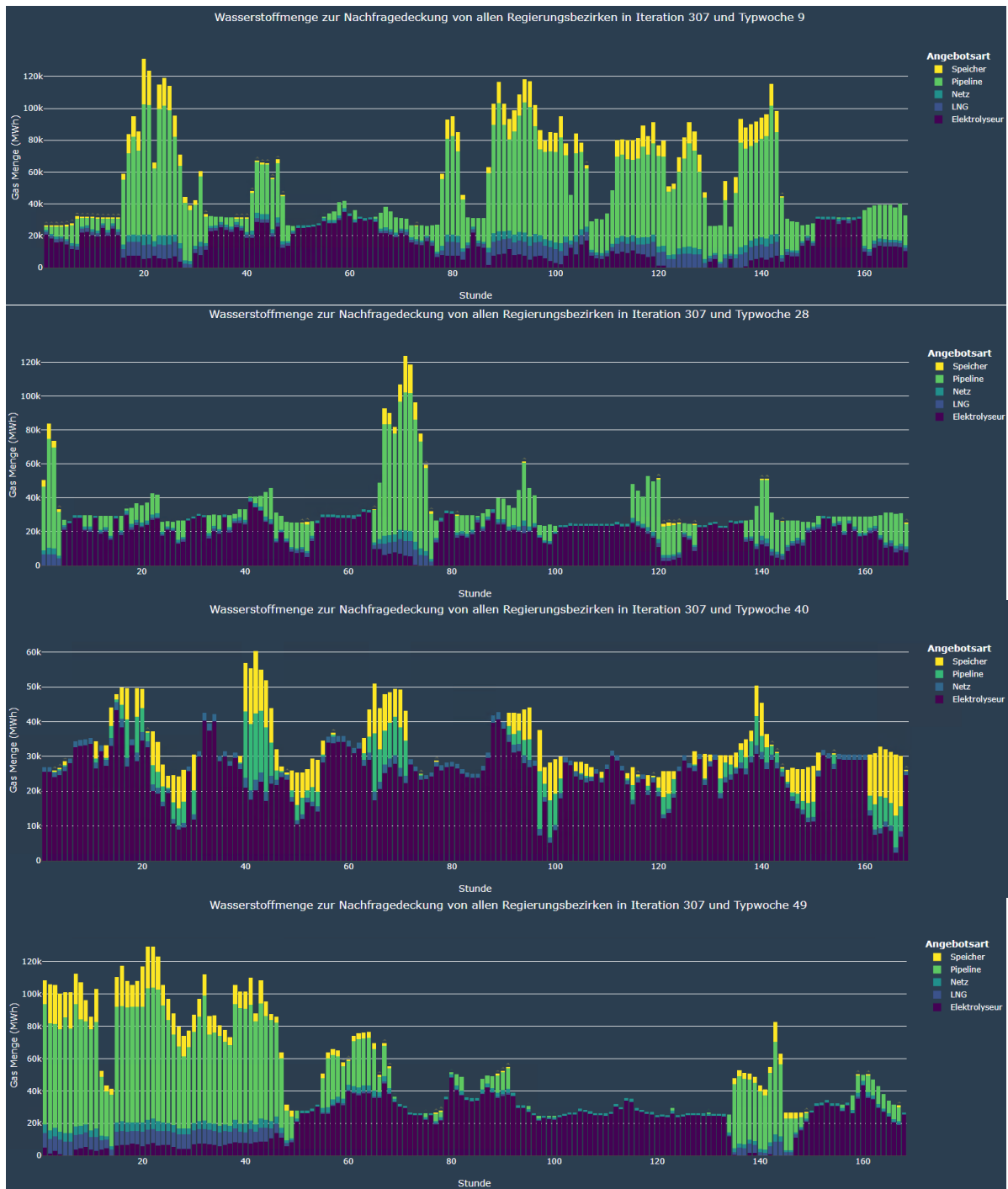


Abbildung 4-17: Nachfragedeckung der vier Typwochen in Szenario B aus den verfügbaren Quellen

Zugleich wird die Flexibilitätsfunktion von Speichern und Netz in Szenario B deutlich stärker beansprucht. Die Nutzung der Speicher verändert sich im Vergleich zu Szenario A. Die Typwochen 40 und 49 stellen in Szenario B nun Entladephasen dar, während die Typwochen 9 und 28 genutzt werden, um Speicher und Netz zu befüllen.

Typwoche 40 weist dabei eine besonders geringe zusätzliche Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke auf, zugleich zeigt sie aber eine sehr hohe relative Bedeutung der Elektrolyseure bei der direkten Nachfragedeckung. Neben der Verwendung von gut 0,5 TWh zur Wiederbefüllung der Speicher (inkl. Netz)

durch die Elektrolyseure, stellen sie knapp 4,1 TWh zur direkten Nachfragedeckung bereit, was einem relativen Anteil von etwa 74 % in dieser Typwoche entspricht.

Tabelle 4-3: Wasserstoffquellen zur Nachfragedeckung der Typwochen in Szenario B

Quelle	TW 9 (GWh)	TW 28 (GWh)	TW 40 (GWh)	TW 49 (GWh)
Elektrolyseur	2.283	3.152	4.094	3.384
Netz	455	294	277	452
Pipeline	4.945	2.078	498	3.978
Speicher	763	115	673	758
Terminal	658	232	0	462
Gesamt	9.104	5.870	5.542	9.034

Tabelle 4-4: Wasserstoffquellen zur Befüllung von Speichern und Netzpuffer der Typwochen in Szenario B

Quelle	TW 9 (GWh)	TW 28 (GWh)	TW 40 (GWh)	TW 49 (GWh)
Elektrolyseur	1.032	726	536	709
Pipeline	165	15	0	229
Terminal	90	0	0	3
Gesamt	1.286	741	536	941

Insgesamt ergibt sich damit ein klarer Unterschied zwischen den beiden Szenarien: Während Szenario A vor allem durch Pipelineimporte als tragende Grundversorgung charakterisiert ist, zeigt Szenario B eine stärkere Rolle von Elektrolyseuren, Speichern und Netzpuffer. Szenario B ist damit stärker von der inländischen Wasserstofferzeugung und der intertemporalen Flexibilitätsnutzung geprägt, während Szenario A stärker auf kontinuierlich und zugleich flexibel verfügbare Importquellen zurückgreift. Für das Wasserstoffsystem bedeutet dies, dass Szenario B zwar eine geringere Importabhängigkeit aufweist, gleichzeitig aber eine intensivere Nutzung der Speicher- und Pufferinfrastruktur erfordert.

Wasserstoffimporte

Die Importanalyse bestätigt die bereits im vorangegangenen Abschnitt beobachteten strukturellen Unterschiede zwischen den beiden Szenarien. In beiden Fällen stellt die Pipeline mit Abstand den wichtigsten Importpfad dar, während schiffsgebundene Importe lediglich eine ergänzende Rolle einnehmen, was jedoch primär aus der deutlich größeren Importkapazität via Pipeline resultiert (vgl. Tabelle 3-9 und Tabelle 3-11). Für Szenario A ergeben sich typwochengewichtet 248 TWh Gesamtimporte, davon 222 TWh über Pipelines und 26 TWh über Terminals. In Szenario B sinkt der Importbedarf deutlich auf 154 TWh, davon 138 TWh per Pipeline und 16 TWh per Schiff. Damit liegt die importierte Wasserstoffmenge in Szenario B um rund 38 % unter der von Szenario A (vgl. Tabelle 4-5).

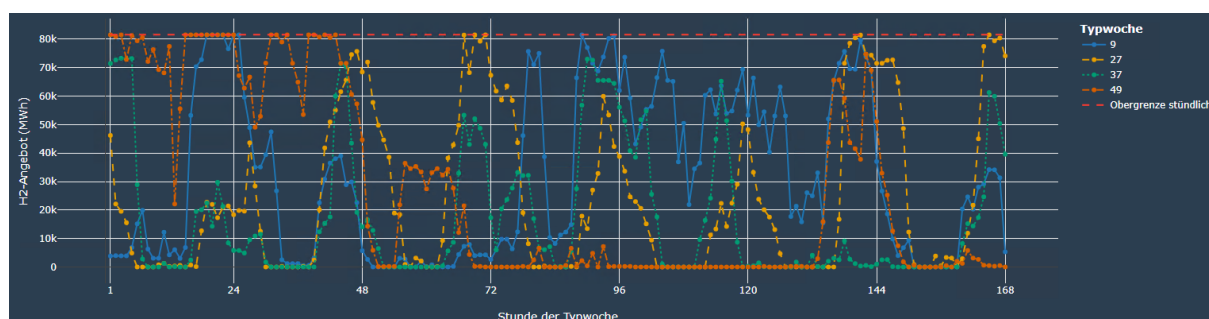


Abbildung 4-18: Pipelineimporte der vier Typwochen in Szenario A

Abbildung 4-18 zeigt, dass die Pipelineimporte in allen vier Typwochen in einzelnen Stunden die stündliche Obergrenze erreichen. Insbesondere in Typwoche 49, zu deren Beginn wenig Wasserstoff durch Elektrolyseure zur Verfügung gestellt werden kann, wird die maximale Importleistung verwendet. Dies

deckt sich mit den Beobachtungen zur Nachfragedeckung in Abbildung 4-16. Pipelineimporte stellen somit das strukturelle Rückgrat der Wasserstoffversorgung dar. Abbildung 4-19 zeigt, dass die Nutzung der Pipelineimporte in Szenario B deutlich selektiver ausfällt: Die Obergrenze wird zwar in einzelnen Hochlastphasen ebenfalls erreicht, insgesamt treten solche Situationen jedoch seltener und konzentrierter auf. Besonders deutlich wird dies in Typwoche 40, in der die Pipelineimporte durchgehend auf niedrigem Niveau liegen und weit unterhalb der verfügbaren Kapazitätsgrenze bleiben.

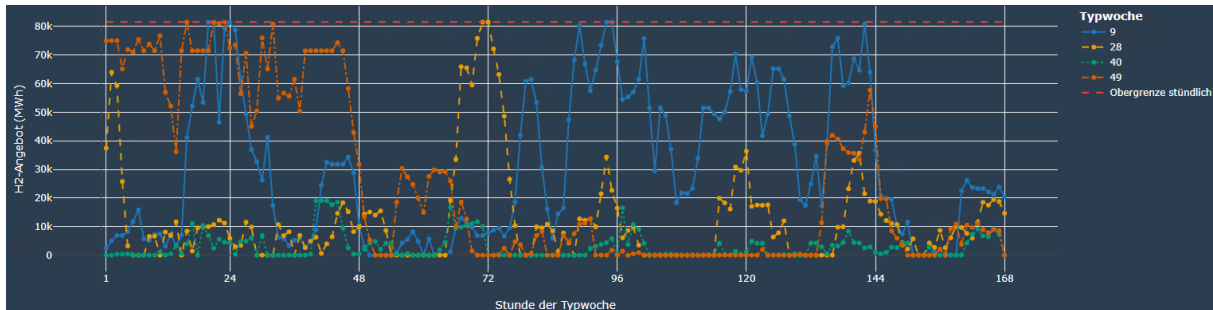


Abbildung 4-19: Pipelineimporte der vier Typwochen in Szenario B

Dies resultiert aus der Tatsache, dass Szenario B einen größeren Teil der Nachfrage durch inländische Elektrolyse, Speicher und Netzpuffer decken kann, während Szenario A wesentlich stärker auf kontinuierliche Importe angewiesen ist. Gleichzeitig zeigen die Stundenverläufe, dass selbst in Szenario B zeitweise eine bindende Importrestriktion bestehen bleibt. Die stündliche Obergrenze verliert also nicht ihre Relevanz, verschiebt ihre Funktion aber von einer häufig beanspruchten Grundversorgungsrestriktion in Szenario A hin zu einer eher spitzenlastrelevanten Engpassrestriktion in Szenario B.

Tabelle 4-5: Typwochengewichtete jährliche Wasserstoffimporte der beiden Szenarien

Importquelle	Szenario A (TWh)	Szenario B (TWh)
Pipeline	222	138
Schiff	26	16
Gesamt	248	154

Auch die schiffsgebundenen Importe unterstreichen diesen Befund. Ihr Importprofil verläuft überwiegend analog zu den Pipelineimporten und die stündliche Importobergrenze wird auch für die Wasserstoffterminals zeitweise erreicht. Insgesamt zeigt die Importanalyse, dass sich Szenario B durch eine deutlich geringere Importabhängigkeit auszeichnet, während Szenario A in wesentlich stärkerem Maße auf externe Wasserstoffzuflüsse angewiesen ist.

Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke

Im Vergleich zu Szenario A fällt in Szenario B vor allem die deutlich geringere Wasserstoffnachfrage der Kraftwerke auf. Auf Jahressicht sinkt sie von 202 TWh auf 120 TWh und damit um rund 41 %. Maßgeblich hierfür sind insbesondere die den Typwochen 27 bzw. 37 entsprechenden Wochen 28 und 40 in Szenario B:

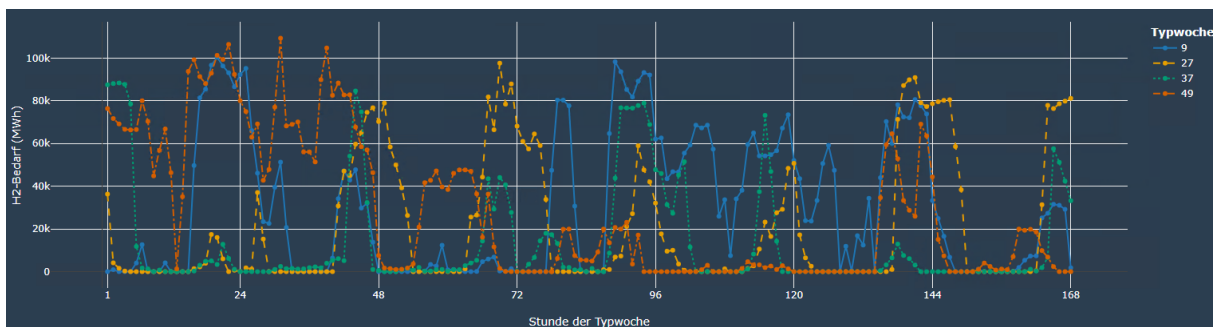


Abbildung 4-20: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke der vier Typwochen in Szenario A

Während in Szenario A dort noch 3,59 TWh bzw. 2,25 TWh nachgefragt werden, liegen die Werte in Szenario B nur noch bei 1,32 TWh bzw. 1,01 TWh (vgl. Tabelle 4-6). Die Reduktion betrifft damit vor allem die Übergangs- und Sommerwochen; in den winterlich geprägten Typwochen 9 und 49 bleibt die Kraftwerksnachfrage mit 4,23 TWh bzw. 4,18 TWh weiterhin hoch und sinkt nur moderat im Vergleich zu Szenario A.

Die stündlichen Zeitreihen der Typwochen in Abbildung 4-20 und Abbildung 4-21 bestätigen dieses Bild. In Szenario A treten in allen Typwochen wiederholt längere Phasen mit hoher Kraftwerksnachfrage auf. In Szenario B konzentriert sich die Nachfrage hingegen deutlich stärker auf einzelne Hochlastphasen, während in den Typwochen 28 und insbesondere 40 viele Stunden mit sehr geringer oder nahezu ausbleibender Kraftwerksnachfrage auftreten. Besonders bemerkenswert ist dabei, dass die jährliche Nachfrage zwar deutlich sinkt, die winterlichen stündlichen Spitzen jedoch weiterhin in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Szenario B reduziert folglich vor allem die Einsatzdauer der Wasserstoffkraftwerke, nicht jedoch in gleichem Maße die erforderliche Spitzenlastabdeckung.

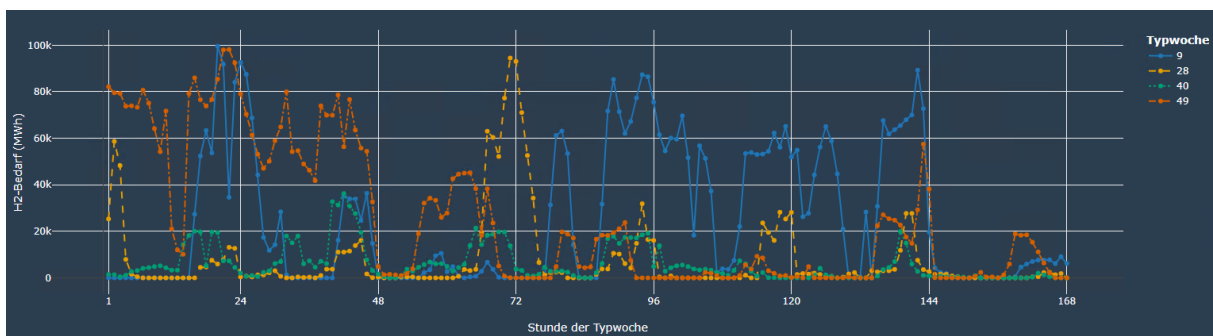


Abbildung 4-21: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke der vier Typwochen in Szenario B

Abbildung 4-22 zeigt, dass sich die räumlichen Nachfrageschwerpunkte in beiden Szenarien grundsätzlich ähneln. Erhöhte Wasserstoffbedarfe der Kraftwerke konzentrieren sich vor allem auf Süddeutschland sowie auf west- und nordwestdeutsche Regionen. Der wesentliche Unterschied zwischen den Szenarien liegt daher weniger in der räumlichen Verteilung als in der Nachfrageintensität. In Szenario A weisen mit Karlsruhe, Stuttgart, Schwaben, Oberbayern, Niederbayern, Düsseldorf, Weser-Ems und Schleswig-Holstein insgesamt acht NUTS-2-Regionen eine jährliche Wasserstoffnachfrage von mehr als 10 TWh auf. In Szenario B überschreiten nur noch Karlsruhe, Schwaben und Oberbayern diesen Schwellenwert. Die übrigen in Szenario A stark ausgeprägten Regionen fallen in niedrigere Nachfrageklassen zurück, bleiben jedoch weiterhin als lokale Nachfrageschwerpunkte erkennbar. Insgesamt weist Szenario A intensivere, jedoch räumlich ähnlich strukturierte Nutzung wasserstoffbasierter Kraftwerke auf.

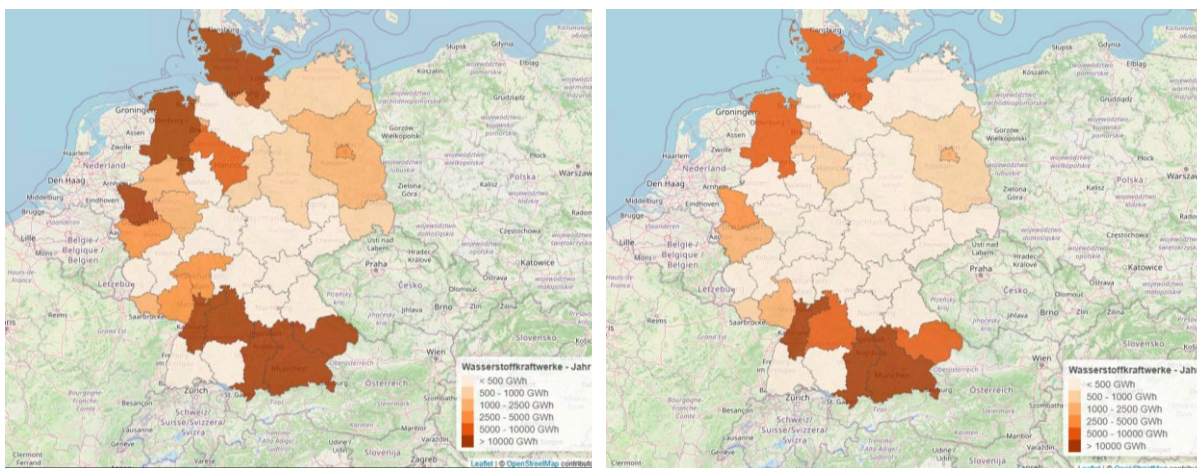


Abbildung 4-22: Jahresnachfrage der Wasserstoffkraftwerke in den NUTS-2-Regionen in Szenario A (links) und Szenario B (rechts)

Für die Systeminterpretation ist damit zentral: Der höhere Importbedarf in Szenario A resultiert in erster Linie aus der deutlich höheren Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke. Dem steht in Szenario B zwar eine höhere Wasserstoffnachfrage insbesondere der Industrie gegenüber; diese wird jedoch durch die deutlich geringere Kraftwerksnachfrage sowie die größere Elektrolysekapazität in Szenario B mehr als kompensiert. Die Unterschiede zwischen beiden Szenarien sind damit weniger auf die Grundlastnachfrage als vielmehr auf den Umfang der wasserstoffbasierten Rückverstromung zurückzuführen.

Tabelle 4-6: Nachfrage der Wasserstoffkraftwerke in den Typwochen und typwochengewichtete Jahresnachfrage der Szenarien

Nachfragezeitraum	Szenario A (TWh)	Szenario B (TWh)
TW 9	5,03	4,23
TW 27	3,59	
TW 28		1,32
TW 37	2,25	
TW 40		1,01
TW 49	4,75	4,18
Jahr	202	120

Bewirtschaftung der Wasserstoffspeicher

Die Bewirtschaftung der Wasserstoffspeicher innerhalb der Typwochen ist in Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 dargestellt und zeigt in beiden Szenarien, dass die Kavernenspeicher primär eine mittel- bis langfristige Flexibilität Funktion übernehmen und innerhalb der einzelnen Typwochen nur moderat beansprucht werden. Dies wird bereits daran deutlich, dass die intrawöchentlichen Füllstandsschwankungen im Verhältnis zur gesamten modellierten Speicherkapazität von 49,55 TWh (vgl. Tabelle 3-9) gering ausfallen. In Szenario A bewegen sich die Füllstände je nach Typwoche zwischen 21,53 und 23,86 TWh, in Szenario B zwischen 9,81 und 15,63 TWh (vgl. Tabelle 4-7 und Tabelle 4-8). Damit liegen die Speicherfüllstände in Szenario B strukturell niedriger als in Szenario A.

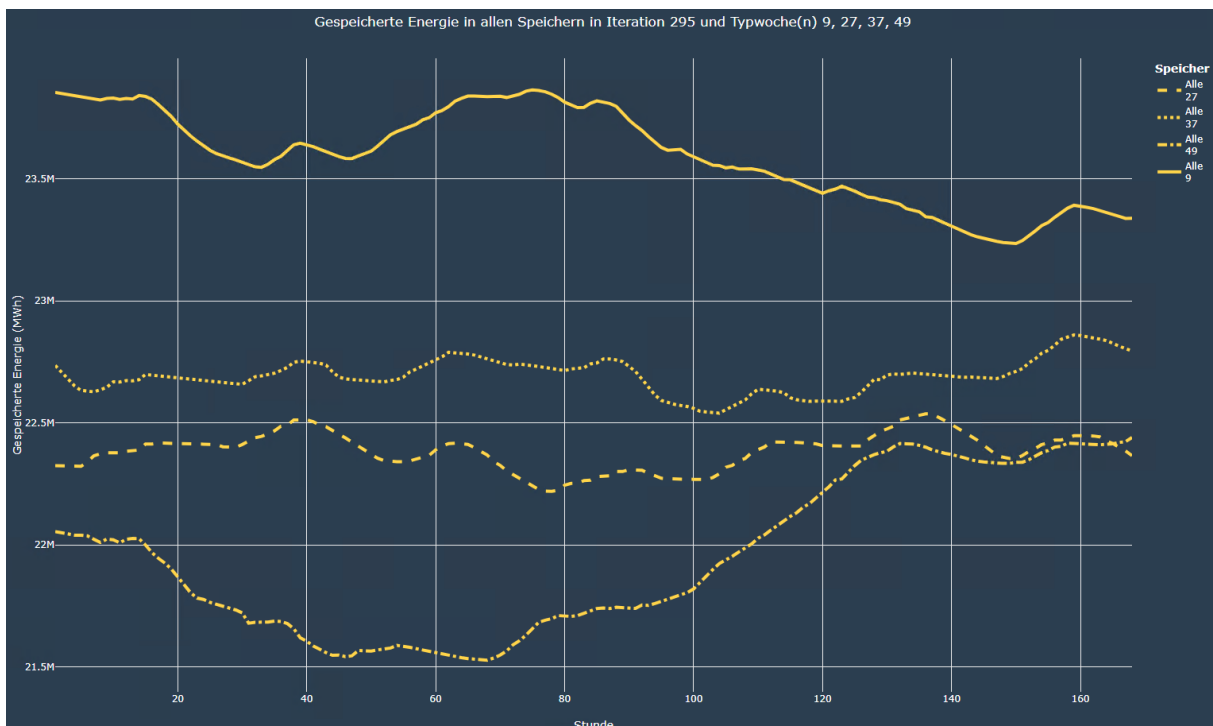


Abbildung 4-23: Fahrweise der Wasserstoffspeicher in den Typwochen von Szenario A

Auffällig ist zudem, dass die absolute Ausnutzung der verfügbaren Speicherkapazität in beiden Szenarien insgesamt gering bleibt. In Szenario A werden typischerweise nur rund 43 bis 48 % der gesamten Kapazität genutzt, in Szenario B etwa 20 bis 32 %. Dies zeigt, dass die Speicher im betrachteten Modellstand nicht bis an ihre Kapazitätsgrenzen beansprucht werden, sondern vor allem als strategische Reserve und zur intertemporalen Glättung dienen.

Tabelle 4-7: In Kavernenspeichern und Netzpuffer gespeicherte Wasserstoffmenge in Szenario A

Gespeicherte Energiemenge	TW 9 (TWh)	TW 27 (TWh)	TW 37 (TWh)	TW 49 (TWh)
Wochenstart	23,85	22,32	22,73	22,05
Wochenende	23,34	22,37	22,79	22,44
Minimum	23,23	22,22	22,54	21,53
Maximum	23,86	22,54	22,86	22,44

Innerhalb der Typwochen zeigen sich gleichwohl unterschiedliche Betriebscharakteristika. In Szenario A weist ausschließlich Typwoche 9 am Wochenende geringere Füllstände auf als zu Wochenbeginn, sodass diese Woche als Netto-Entladephase der Kavernenspeicher anzusehen ist. Demgegenüber stellen die übrigen Typwochen, insbesondere Typwoche 49, Netto-Ladephassen dar. In Szenario B verschiebt sich die Speicherfahrweise in den Typwochen: Typwoche 9 und 28 stellen hier nun Ladephassen des Speichersystems dar, während die Typwochen 40 und 49 für Reduktionen der Speicherfüllstände sorgen.

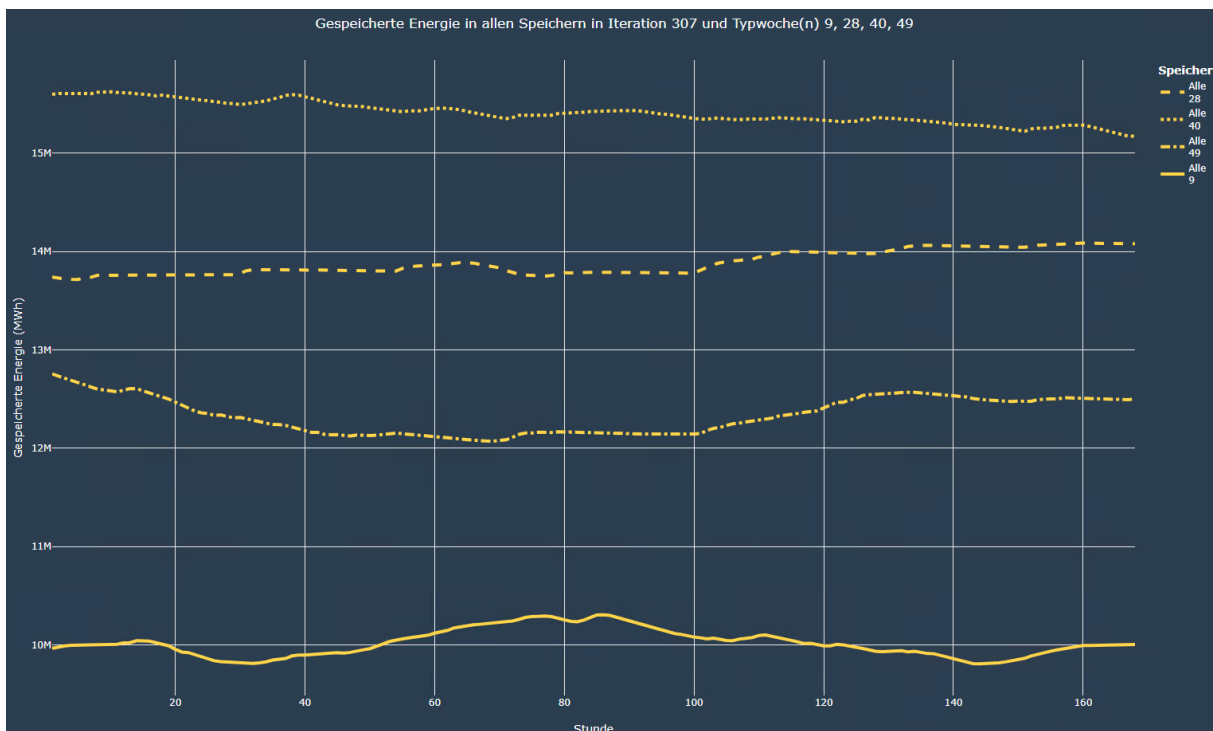


Abbildung 4-24: Fahrweise der Wasserstoffspeicher in den Typwochen von Szenario B

Die Auswirkungen der intrawöchentlichen Nutzung der Wasserstoffspeicher auf die saisonale Speicherfahrweise zeigen sich in Abbildung 4-5 und Abbildung 4-7.

Tabelle 4-8: In Kavernenspeichern und Netzpuffer gespeicherte Wasserstoffmenge in Szenario B

Gespeicherte Energiemenge	TW 9 (TWh)	TW 28 (TWh)	TW 40 (TWh)	TW 49 (TWh)
Wochenstart	9,97	13,74	15,60	12,75
Wochenende	10,00	14,08	15,17	12,51
Minimum	9,81	13,72	15,17	12,07
Maximum	10,31	14,09	15,63	12,75

Wasserstoffpreise

Abbildung 4-25 zeigt den durchschnittlichen Wasserstoffpreis je NUTS-2-Region. Dafür wird zunächst je Region und Typwoche der Median der stündlichen Preise bestimmt. Anschließend werden diese Typwochen-Mediane mit ihrer Typwochenhäufigkeit gewichtet und zu einem Jahreswert aggregiert.

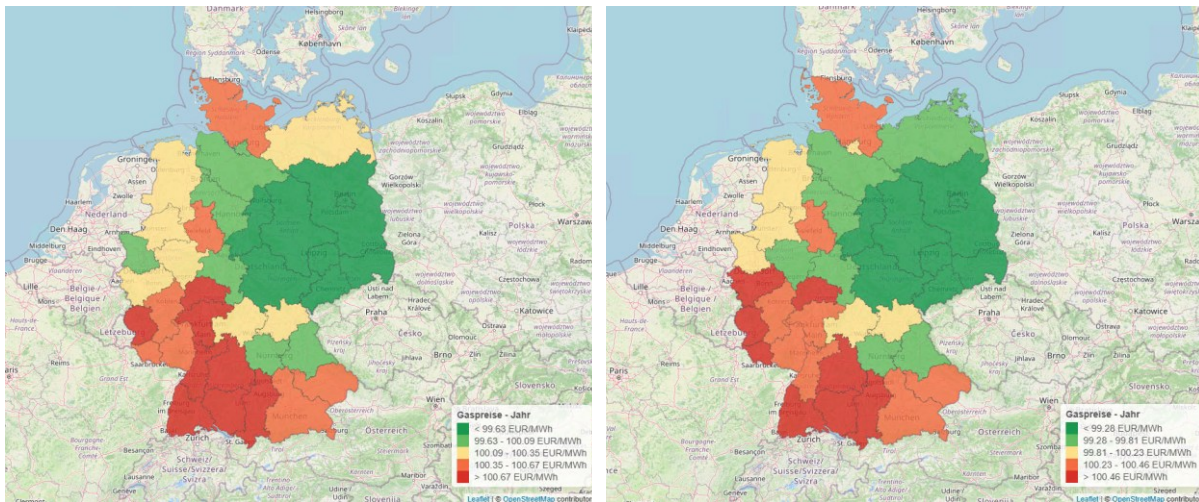


Abbildung 4-25: Typwochengewichtete Jahresmittel der Wasserstoffpreise in Szenario A (links) und Szenario B (rechts)

Die typwochengewichteten aggregierten Jahrespreise für Wasserstoff weisen in beiden Szenarien ein erkennbares Ost-West-Gefälle auf. Höhere Preise treten vor allem in west- und südwestdeutschen Regionen auf, während östliche Regionen tendenziell niedrigere Werte aufweisen. Insgesamt bleibt die regionale Varianz jedoch gering, da sich die Wasserstoffpreise in beiden Szenarien in einer engen Bandbreite um etwa 100 €/MWh, was dem zugrunde gelegten Importpreis entspricht, bewegen.

Auslastung des Wasserstoffkernnetzes

Da die Leitungskapazitäten des Wasserstoffkernnetzes bewusst nicht als Restriktionen in das Optimierungsmodell integriert wurden, ist im Anschluss an die Optimierung zu prüfen, ob die gefundenen Lösungen auf Ebene des Transportnetzes grundsätzlich darstellbar sind.

Auf eine explizite Berücksichtigung der Leitungskapazitäten im Optimierungsmodell wurde verzichtet, da andernfalls aufgrund der gewählten Methodik keine realisierbare Lösung hätte gefunden werden können. Ursache hierfür ist insbesondere die räumliche Aggregation auf NUTS-2-Ebene sowie die fehlende Datengrundlage zu konkreten Ausspeisepunkten in die Verteilnetze. Modellseitig fällt damit die gesamte Nachfrage einer NUTS-2-Region an einem einzelnen Ausspeisepunkt an, was rechnerisch zu lokalen Überlastungen einzelner Leitungsabschnitte führt. In der Realität würde die Versorgung jedoch über mehrere Ausspeisepunkte in die nachgelagerten Verteilnetze erfolgen.

Die Analyse der kritischsten Stunde mit der höchsten Transportmenge in Abbildung 4-26 zeigt, dass das Wasserstoffkernnetz in beiden Szenarien über weite Teile nur moderat ausgelastet ist. Überlastungen treten lediglich punktuell auf. Diese konzentrieren sich vor allem auf einzelne Leitungsabschnitte in der Nähe großer Nachfragezentren und sind in erster Linie als Folge der vereinfachten Modellierung zu interpretieren.

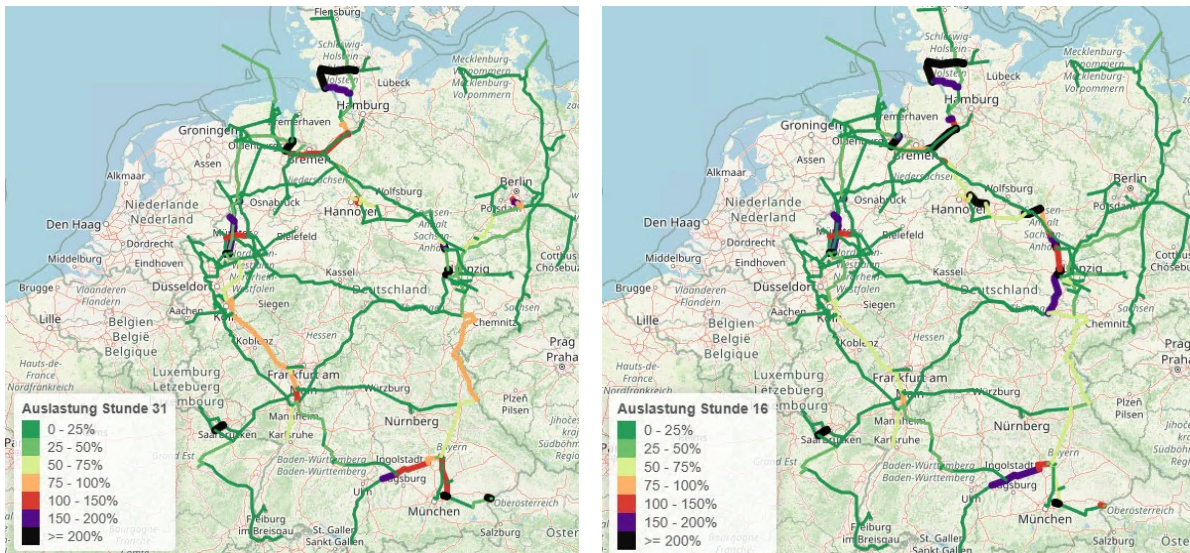


Abbildung 4-26: Auslastung Wasserstoffkernnetz in Stunde 31 der Typwoche 49 von Szenario A (links) und Stunde 16 der Typwoche 49 von Szenario B (rechts) ([Leaflet](#) | © [OpenStreetMap](#) contributors)

Exemplarisch wird dies in der NUTS-2-Region Saarland in Abbildung 4-27 deutlich: Hier wird die aggregierte Nachfrage eines gesamten Bundeslandes an einem einzelnen Ausspeisepunkt angesetzt, wodurch die betreffende Leitung rechnerisch überbeansprucht wird. Dieses Ergebnis ist daher nicht als Hinweis auf eine grundsätzlich unzureichende Transportkapazität des Kernnetzes zu verstehen, sondern als Ausdruck der aggregierten Nachfrageabbildung.

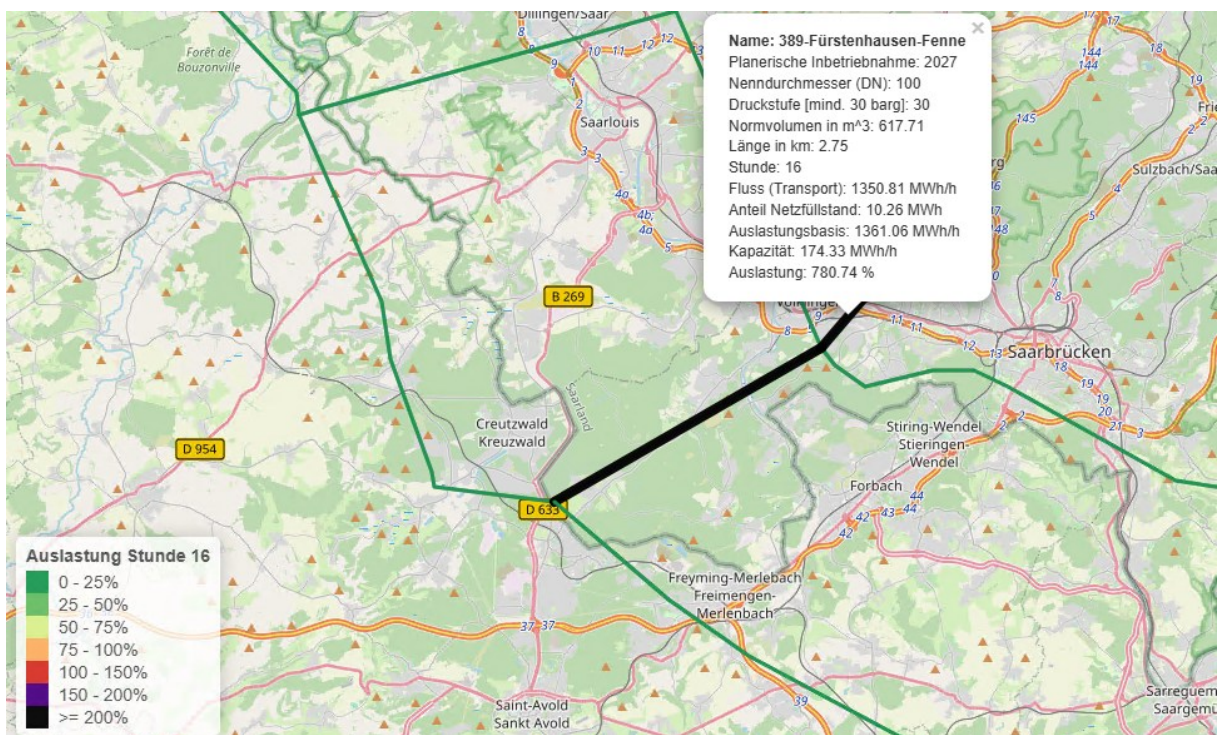


Abbildung 4-27: Auslastung Wasserstoffkernnetz am Ausspeisepunkt der NUTS-2-Region Saarland ([Leaflet](#) | © [OpenStreetMap](#) contributors)

Ein weiteres modellinduziertes Phänomen zeigt sich in der Wahl der Transportwege des Optimierungsmodells in Abbildung 4-28. Da stets der kürzeste zulässige Weg zwischen Angebots- und Nachfrageknoten genutzt wird, können einzelne Leitungsabschnitte stark beansprucht werden, obwohl parallel verlaufende oder alternativ verfügbare größere Leitungen nur gering ausgelastet sind. Auch dies spricht dafür, dass die beobachteten lokalen Überlastungen nicht primär auf reale Kapazitätsengpässe

des Wasserstoffkernnetzes zurückzuführen sind, sondern auf die abstrahierte Netzabbildung und die vereinfachte Routing-Logik.

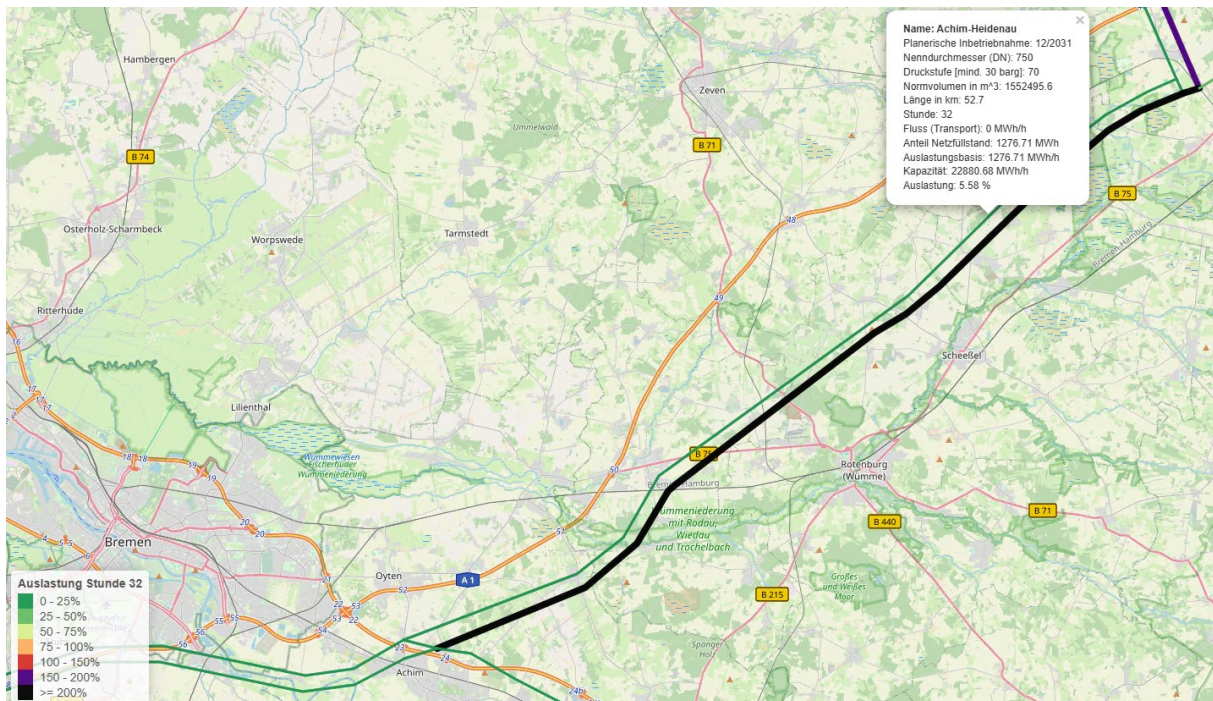


Abbildung 4-28: Transportalternativen mit freien Kapazitäten im Wasserstoffkernnetz ([Leaflet](#) | © [OpenStreetMap](#) contributors)

Insgesamt deutet die Analyse darauf hin, dass die Transportkapazitäten des Wasserstoffkernnetzes im Grundsatz ausreichend sein sollten, um die im Modell ermittelten Wasserstoffmengen zu transportieren. Der zentrale Handlungsbedarf liegt daher weniger auf Ebene des Fernleitungsnetzes als vielmehr in einer realistischen Ausgestaltung ausreichender Ausspeisepunkte in die Verteilnetze, insbesondere in nachfragestarken NUTS-2-Regionen.

4.1.4 Wasserstoffmodell – Bewertung und Validierung der Simulationsergebnisse

Die Validierung der mathematischen Optimierung findet anhand der in Kapitel 2.5 beschriebenen Szenarien, dem Basisszenario A und dem hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenario B statt. Dabei wird geprüft, ob die aus der Optimierung übergebenen Zeitreihen für Einspeisung, Ausspeisung und Speicherbetrieb unter den physikalischen Restriktionen des Kernnetzes abbildbar sind. Zentrales Bewertungskriterium ist die Einhaltung des zulässigen Druckbereichs bei einem operativen Betriebsdruck von 80 barg. Für die einzelnen Typwochen wird untersucht, ob Druckgrenzen unter- oder überschritten werden und mit welcher Häufigkeit diese Abweichungen auftreten. Die Validierung zielt damit auf die grundsätzliche physikalische Realisierbarkeit der ökonomisch optimierten Betriebsweise ab und nicht auf eine vertiefte Analyse einzelner Momentzustände oder spezifischer Netzkomponenten.

Eine Übersicht über die mathematischen Optimierungsergebnisse geben Abbildung 4-29 für das Basis-Szenario A und Abbildung 4-30 für das erhöhte Bedarfs- und Erzeugungsszenario B.

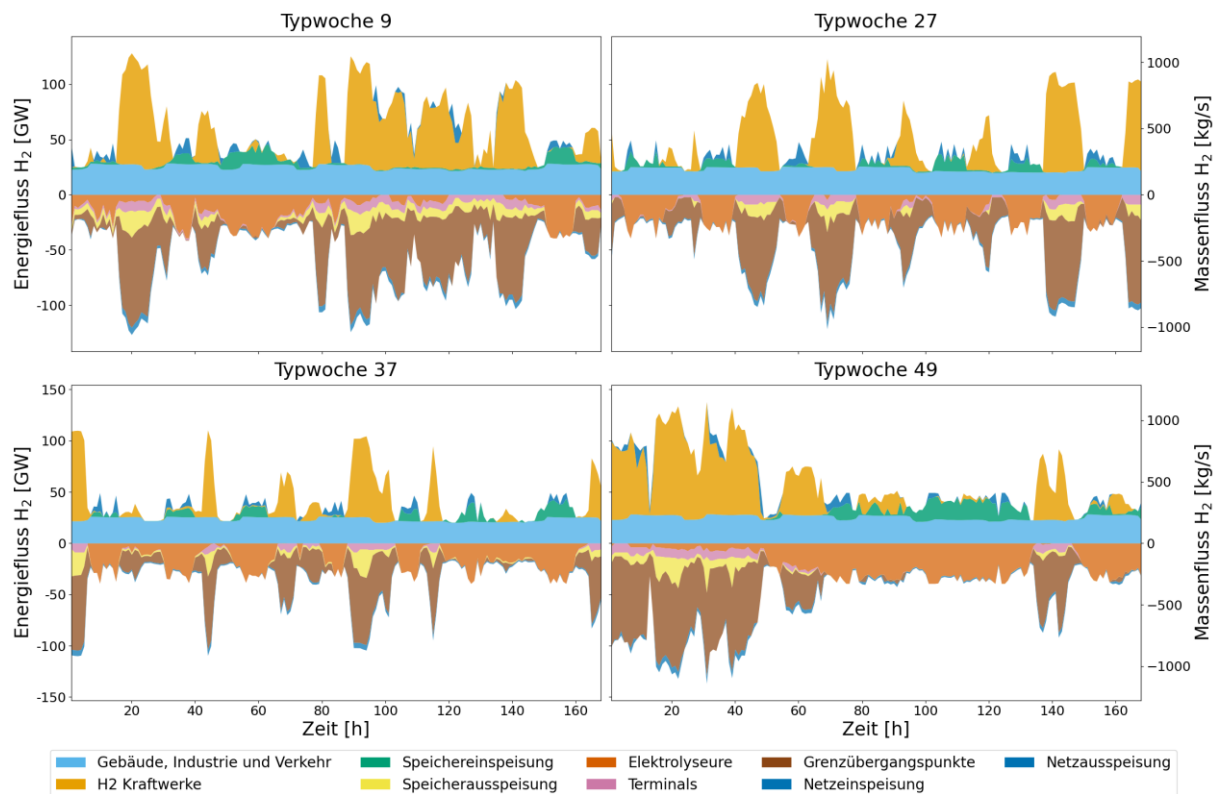


Abbildung 4-29 Bilanzielle Darstellung der Modellergebnisse der mathematischen Optimierung für das Wasserstoff Kernnetz für alle Typwochen des Basisszenario A.

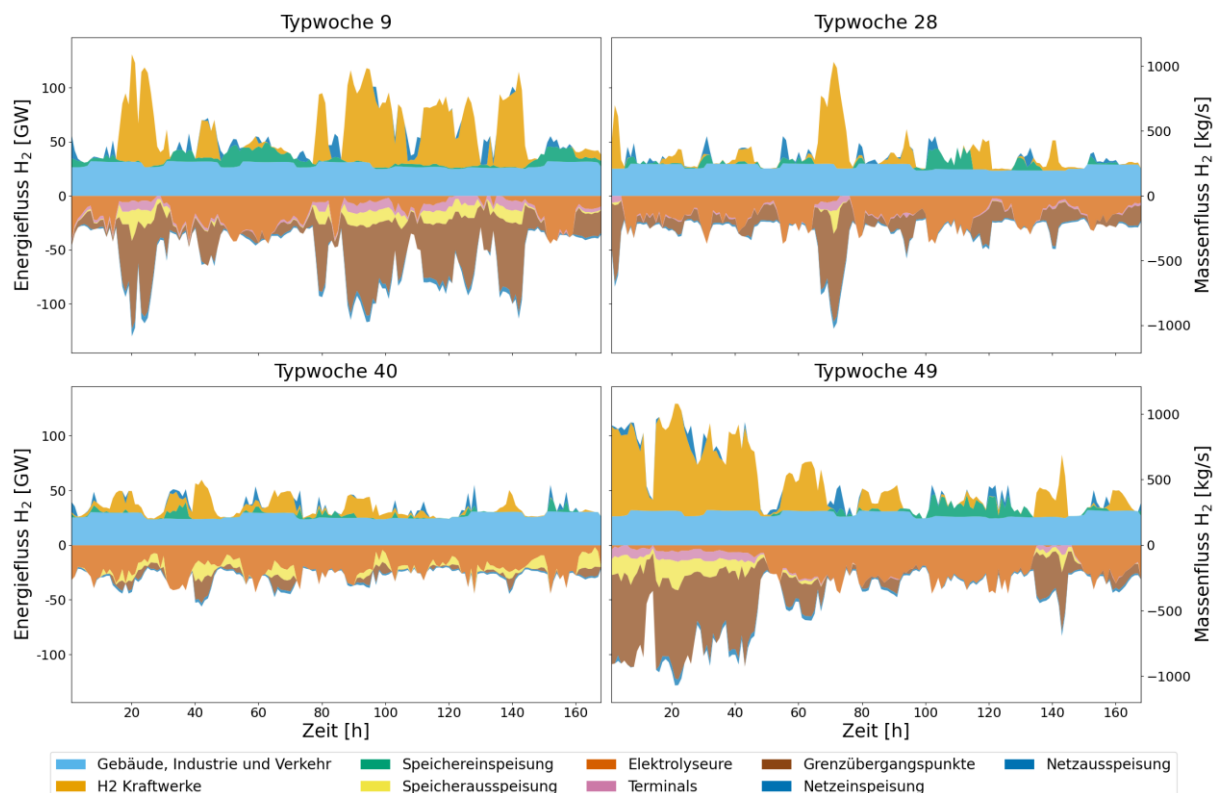


Abbildung 4-30 Bilanzielle Darstellung der Modellergebnisse der mathematischen Optimierung für das Wasserstoff Kernnetz für alle Typwochen des erhöhten Bedarfsszenario B

In beiden Szenarien ist zu erkennen, dass insbesondere die H2-Kraftwerke in den Typwochen 9 und 49 erhöhte Bedarfe aufweisen und gegenüber dem übrigen Bedarfsprofil durch ausgeprägte Lastspitzen

hervorstechen. Diese Bedarfe sind zudem nicht gleichmäßig über das Kernnetz verteilt, sondern konzentrieren sich auf wenige NUTS-2-Regionen. Im Vergleich dazu weisen die übrigen Verbraucher aus Industrie, dem Gebäudesektor und der Mobilität ein, hauptsächlich durch die Industrie charakterisiertes, stabiles und durchgängiges Bedarfsprofil auf. Die Rolle der Speicher ist eher untergeordnet und zeigt sich vor allem in den Stunden hoher Gesamtbedarfe, die nicht allein durch Pipelineimport gedeckt werden können. Dabei bleibt die Ausspeisung aus den Speichern allerdings deutlich unter ihrer Gesamtausspeisekapazität.

Die Bewertung der Druckverhältnisse erfolgt vor diesem Hintergrund anhand der Häufigkeit, mit der in einzelnen Pipelineabschnitten ein Druckniveau von 65 barg unterschritten wird. Bei einem operativen Betriebsdruck von 80 barg entspricht dies einem Druckabfall von mindestens 15 bar und weist auf Abschnitte mit erhöhter hydraulischer Belastung hin. Abbildung 4-31 und Abbildung 4-32 zeigen für beide Szenarien, in welchen Netzbereichen solche Druckabfälle während der simulierten Typwochen auftreten. In den grau dargestellten Pipelineabschnitten tritt über die gesamte Simulationszeit keine Druckunterschreitung unter 65 bar auf. In beiden Szenarien ist eine ähnliche Belastungsstruktur in den Typwochen zu sehen. Im Süden Deutschlands ist das Netz in erheblichen Teilen der Simulationszeit überlastet.

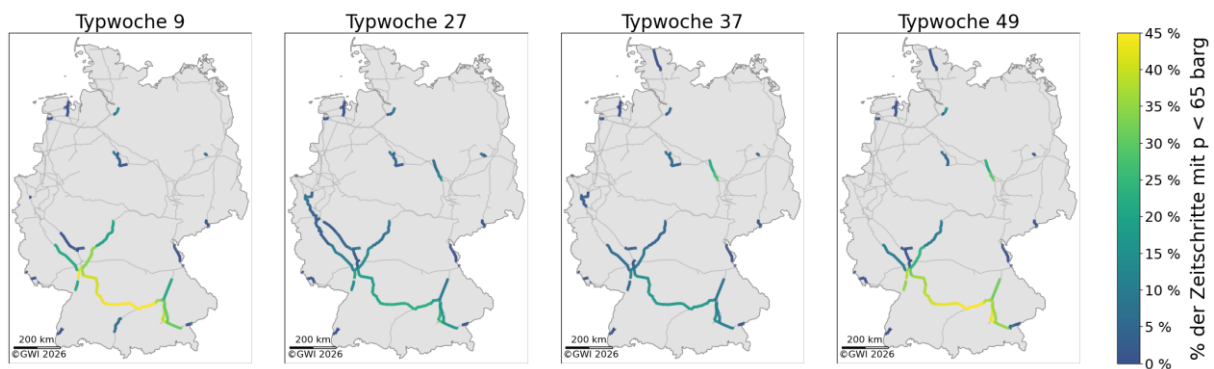


Abbildung 4-31 Darstellung über die Anzahl der Zeitschritte in denen einzelne Pipelineabschnitte einen Druckverlust von 15 barg überschritten haben für das Basis-Szenario A

Insbesondere die Wasserstoffnachfrage in den beiden NUTS-2-Regionen Karlsruhe und Schwaben trägt zur starken Auslastung der südlichen Pipelineabschnitte bei. Die übrigen Netzabschnitte weisen vereinzelt ebenfalls leicht überlastete Abschnitte auf. Das tritt häufig an den Ausspeiseknoten für NUTS-2-Regionen auf. Da durch räumliche Auflösung der Wasserstoffbedarfe auf NUTS-2-Ebene die Wasserstoffbedarfe stark konzentriert sind, kommt es an diesen Stellen zu lokalen Lastspitzen. Diese Überschreitungen liegen überwiegend im Bereich zwischen 0-10 % der Simulationszeitschritte, stellenweise bis zu 25%. Im südlichen Netz treten hingegen überlastete Netzzustände in bis zu 45% der Simulationszeit auf. Das entspricht in etwa der Zeit, in der die H2-Kraftwerke für die Stromproduktion aktiv sind.

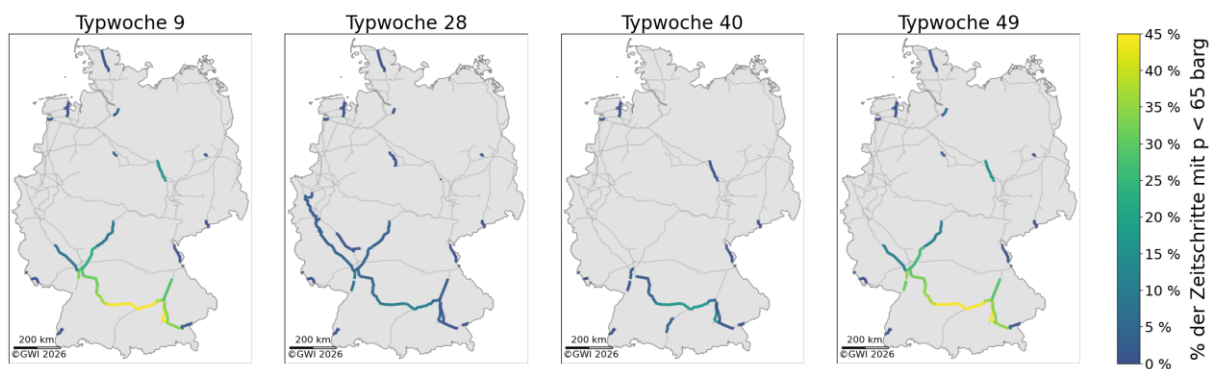


Abbildung 4-32 Darstellung über die Anzahl der Zeitschritte in denen einzelne Pipelineabschnitte einen Druckverlust von 15 barg überschritten haben für das erhöhte Bedarfsszenario B

Die räumliche Begrenzung der Auffälligkeiten zeigt jedoch, dass es sich nicht um ein systemweites Druckproblem des Kernnetzes handelt, sondern um lokale Engpässe infolge hoher Ausspeisungen.

Da im Zuge der Erstellung des Kernnetzmodells lokale Anpassungen an Pipelinedurchmessern erforderlich waren, um die allokierten Energiebedarfe überhaupt physikalisch abbilden zu können, können die Optimierungsergebnisse nicht uneingeschränkt validiert werden. Insgesamt zeigen die Ergebnisse aber, dass die aus der mathematischen Optimierung abgeleiteten Zeitreihen im überwiegenden Teil des Kernnetzes bei einem Druckniveau von 80 barg physikalisch abbildbar sind. Einschränkungen ergeben sich vor allem an wenigen lokal überlasteten Netzabschnitten mit stark konzentrierten H2-Kraftwerksbedarfen. Die Simulationsergebnisse stützen damit grundsätzlich die physikalische Plausibilität der optimierten Betriebsweise, weisen jedoch zugleich auf lokale modellbedingte Netzengpässe hin.

4.2 Analyse von Implikationen flacher Optima und Sensitivitäten (UDE)

Nach der Analyse des Konvergenzverhaltens und der resultierenden Optimallösungen stellt sich die Frage, wie belastbar die ermittelten Investitionsentscheidungen gegenüber veränderten Rahmenbedingungen und alternativen, nahezu gleichwertigen Systemkonfigurationen sind. Hierzu werden im Folgenden zum einen Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss zentraler Modellannahmen auf die Ergebnisse zu untersuchen. Zum anderen werden sogenannte flache Optima analysiert. Dabei wird betrachtet, in welchem Umfang mehrere Lösungen mit nahezu identischen Gesamtsystemkosten existieren und welche Auswirkungen dies auf die Robustheit der abgeleiteten Investitionsentscheidungen hat. Auf diese Weise lässt sich sowohl die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber den Eingangsparmetern als auch die Robustheit der räumlichen Investitionsverteilung innerhalb des Lösungsraums bewerten.

4.2.1 Sensitivitätsanalysen

Ausgehend vom Basis-Szenario wurden ausgewählte Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um den Einfluss zentraler Modellannahmen auf die Investitionsentscheidungen und die resultierenden Systemkonfigurationen zu untersuchen. Untersucht wurden hierfür die Sensitivitätsszenarien ausgehend vom Basis-Szenario (vgl. Abschnitt 2.5.3, bzw. Tabelle 2-3).

Abbildung 4-33 zeigt die installierte PtG-Leistung in den betrachteten Szenarien und Sensitivitäten.

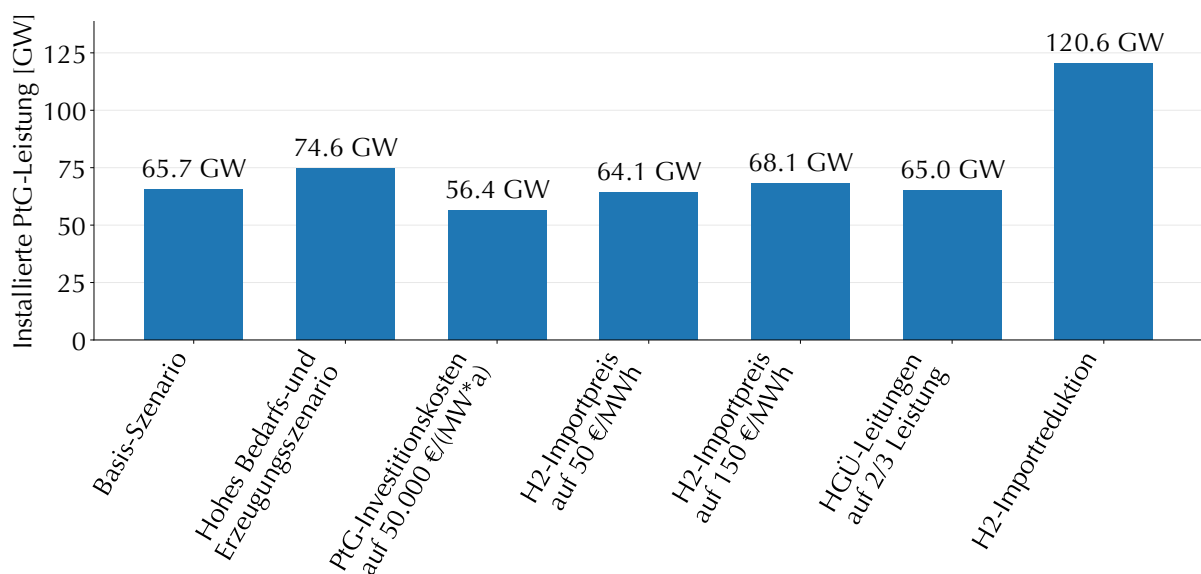


Abbildung 4-33: Installierte PtG-Leistung in den betrachteten Sensitivitätsszenarien

Insgesamt erweisen sich die Investitionsentscheidungen in den meisten Sensitivitäten als vergleichsweise robust. Während das hohe Bedarfs- und Erzeugungsszenario, variierende Wasserstoffimportpreise sowie ein reduzierter HGÜ-Ausbau den gesamten PtG-Zubau lediglich moderat verändern, führen erhöhte PtG-Investitionskosten zu einem merklich geringeren Ausbau. Die deutlich stärksten Auswirkungen ergeben sich bei einer Begrenzung der Wasserstoffimporte. In diesem Fall steigt die installierte PtG-Leistung auf 120,6 GW und damit auf nahezu das Doppelte des Basis-Szenarios. Aufgrund dieser deutlich veränderten Systemkonfiguration wird diese Sensitivität im Anschluss gesondert betrachtet.

Die räumliche Verteilung der installierten Elektrolysekapazitäten ist für diese Sensitivitäten in Abbildung 4-34 dargestellt. Über alle Sensitivitäten hinweg bleiben die wesentlichen Investitionsschwerpunkte weitgehend erhalten. Insbesondere die Regionen Brandenburg und Düsseldorf weisen in nahezu allen Szenarien hohe Elektrolysekapazitäten auf. Die Sensitivitäten beeinflussen überwiegend die Höhe der Investitionen an den bestehenden Standorten, während sich die räumliche Verteilung insgesamt nur geringfügig verändert. Eine Ausnahme bildet die Sensitivität der eingeschränkten Wasserstoffimporte, bei der aufgrund des deutlich höheren Elektrolysezubaus zusätzliche Regionen in erheblichem Umfang erschlossen werden.

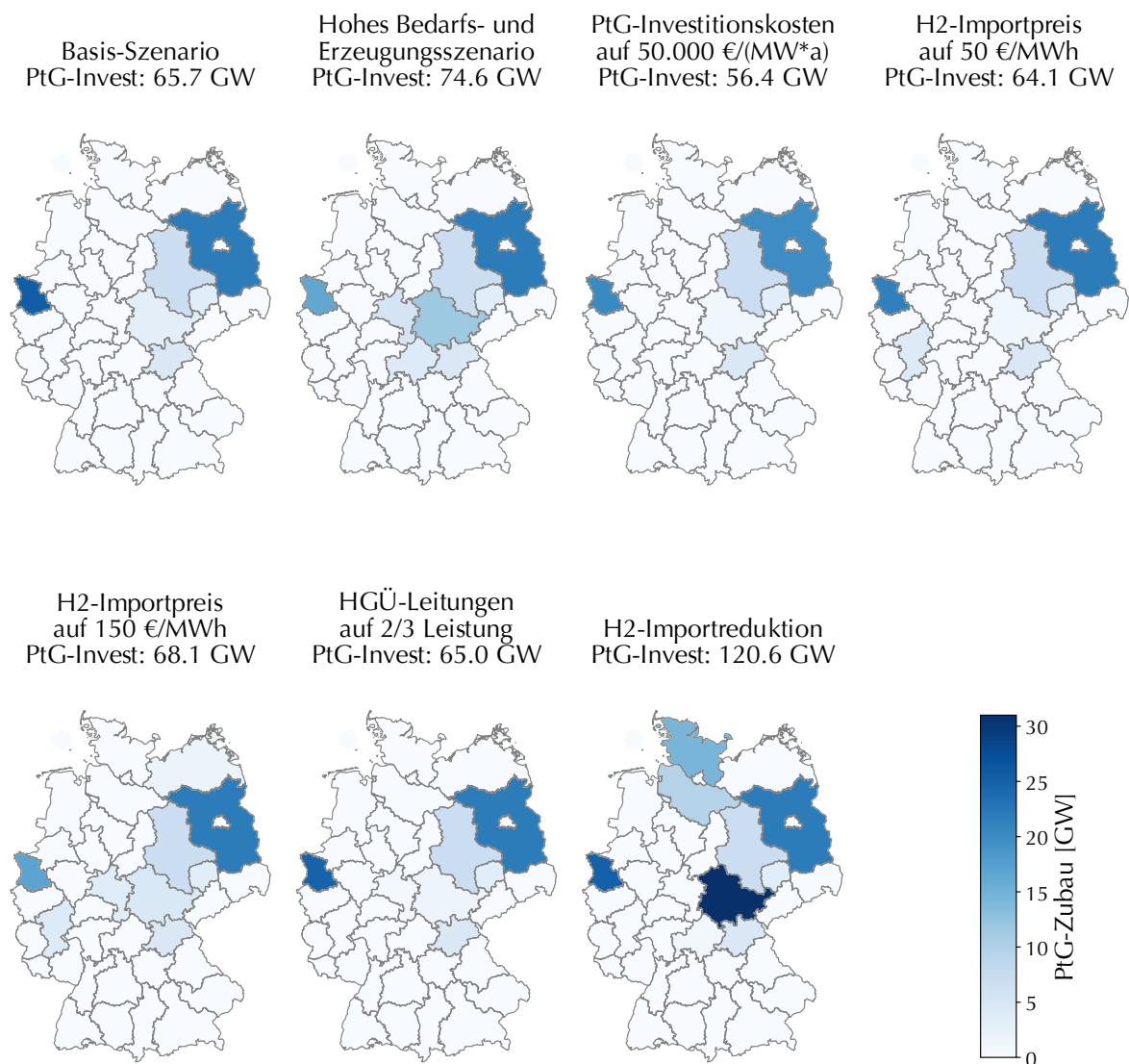


Abbildung 4-34: Räumliche Verteilung der PtG-Investitionen in den betrachteten Sensitivitätsszenarien

Hohe PtG-Investitionskosten

In dieser Sensitivität werden die Investitionskosten für Elektrolyseure von 35.000 €/ (MW·a) auf 50.000 €/ (MW·a) erhöht, um den Einfluss steigender Technologiekosten auf den optimalen PtG-Ausbau zu untersuchen. Dies entspricht einer Kostensteigerung von rund 43 %. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass höhere Investitionskosten die Wirtschaftlichkeit neuer Elektrolysekapazitäten verringern und damit zu einem geringeren Ausbau führen.

Die Ergebnisse bestätigen diese Erwartung. Gegenüber dem Basis-Szenario reduziert sich die installierte Elektrolysekapazität von 65,7 GW auf 56,4 GW. Trotz der deutlichen Erhöhung der Investitionskosten verbleibt damit 86 % der ursprünglich installierten PtG-Kapazität im System. Wie Abbildung 4-34 zeigt, bleibt die räumliche Verteilung der Investitionen weitgehend erhalten. Insbesondere die größten Investitionsschwerpunkte bestehen weiterhin, während sich vor allem die Ausbauhöhen in den einzelnen Regionen verringern.

Die Sensitivität zeigt damit, dass der PtG-Ausbau durchaus robust gegenüber steigenden Investitionskosten ist. Eine Erhöhung der Investitionskosten um rund 43 % führt lediglich zu einer Reduzierung der installierten Elektrolysekapazität um etwa 14 %. Die grundsätzliche Bedeutung der Technologie bleibt damit auch unter ungünstigeren Kostenannahmen bestehen und unterstreicht ihre zentrale Rolle für die Bereitstellung von Wasserstoff sowie die sektorübergreifende Kopplung des Strom- und Wasserstoffsystems.

Niedrige H2-Importpreise

In dieser Sensitivität werden die Wasserstoffimportpreise gegenüber dem Basis-Szenario von 100 €/MWh auf 50 €/MWh reduziert, um den Einfluss günstiger Importmöglichkeiten auf den optimalen Ausbau heimischer Elektrolysekapazitäten zu untersuchen. Durch die niedrigeren Importkosten ist zu erwarten, dass ein größerer Anteil des Wasserstoffbedarfs durch Importe gedeckt und heimische Elektrolysekapazitäten teilweise ersetzt werden.

Die Ergebnisse bestätigen diese Erwartung nur marginal. Der optimale PtG-Ausbau reduziert sich lediglich von 65,7 GW auf 64,1 GW und damit nur um rund 2 %. Auch die räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten verändert sich gegenüber dem Basis-Szenario nur sehr geringfügig (vgl. Abbildung 4-34)

Die Sensitivität zeigt damit, dass der Elektrolyseausbau nur in geringem Maße auf sinkende Wasserstoffimportpreise reagiert. Obwohl sich der Importpreis halbiert, reduziert sich die installierte Elektrolysekapazität lediglich um rund 2 %. Gleichzeitig steigt die Wasserstoffimportquote nur geringfügig von 58,6 % auf 59,4 %. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der Großteil der heimischen Elektrolysekapazitäten auch bei deutlich günstigeren Importen nur begrenzt durch den Wasserstoffimportpreis beeinflusst wird und weiterhin Teil der kostenoptimalen Systemlösung ist.

Hohe H2-Importpreise

In dieser Sensitivität werden die Wasserstoffimportpreise gegenüber dem Basis-Szenario von 100 €/MWh auf 150 €/MWh erhöht, um den Einfluss steigender Importkosten auf den Ausbau heimischer Elektrolysekapazitäten zu untersuchen. Grundsätzlich ist zu erwarten, dass höhere Importpreise die heimische Wasserstoffproduktion wirtschaftlich attraktiver machen und somit einen stärkeren Ausbau von Elektrolysekapazitäten begünstigen.

Die Ergebnisse zeigen jedoch lediglich einen moderaten Anstieg der installierten PtG-Kapazität von 65,7 GW auf 68,1 GW und damit um rund 3,6 %. Auch die räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten verändert sich gegenüber dem Basis-Szenario nur geringfügig (vgl. Abbildung 4-34). Gleichzeitig sinkt die Wasserstoffimportquote lediglich von 58,6 % auf 58 %.

Die Sensitivität zeigt damit, dass auch steigende Wasserstoffimportpreise nur einen begrenzten Einfluss auf die Investitionsentscheidungen haben. Obwohl der Importpreis um 50 % erhöht wird, steigt die installierte Elektrolysekapazität lediglich um rund 3 %, während die Wasserstoffimportquote nahezu unverändert bleibt. Dies deutet darauf hin, dass die Investitionsentscheidung für heimische Elektrolysekapazitäten nur begrenzt durch den Wasserstoffimportpreis beeinflusst wird und maßgeblich durch die Wechselwirkungen innerhalb des gekoppelten Strom- und Wasserstoffsystems bestimmt ist.

Reduzierter HGÜ-Ausbau

In dieser Sensitivität werden die maximal zulässigen Übertragungskapazitäten aller HGÜ-Verbindungen auf zwei Drittel ihrer ursprünglichen Leistung reduziert, um den Einfluss eingeschränkter Stromübertragungskapazitäten auf die Investitionsentscheidungen zu untersuchen. Grundsätzlich wäre zu erwarten, dass die geringeren Transportmöglichkeiten zu einer stärkeren Verlagerung der Elektrolysekapazitäten in Regionen mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung führen, wo der Abtransport des Strom verringert würde, also Verlagerung in eher norddeutsche Regionen.

Die Ergebnisse zeigen jedoch nahezu keine Veränderungen gegenüber dem Basis-Szenario. Die installierte Elektrolysekapazität reduziert sich lediglich von 65,7 GW auf 65,0 GW und damit um rund 1 %. Auch die räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten bleibt weitgehend unverändert. Ein direkter Vergleich der regionalen Ausbauentscheidungen zwischen Basis-Szenario und reduziertem HGÜ-Ausbau ist in Abbildung 4-34 dargestellt. Die Unterschiede beschränken sich auf geringfügige Änderungen der Ausbauhöhen einzelner Regionen, während die wesentlichen Investitionsschwerpunkte bestehen bleiben.

Die Sensitivität zeigt damit, dass selbst eine Reduzierung der maximalen HGÜ-Übertragungskapazitäten auf zwei Drittel ihres Ausgangswertes nur einen geringen Einfluss auf die Investitionsentscheidungen der Elektrolyse hat. Dies deutet darauf hin, dass die verbleibenden Übertragungskapazitäten im betrachteten Szenario ausreichen, um die erforderlichen Stromtransporte für den Elektrolysebetrieb sicherzustellen.

Eingeschränkte H2-Importe

Die Sensitivität einer eingeschränkten Wasserstoffimportmenge untersucht, inwieweit eine geringere Importverfügbarkeit durch einen verstärkten heimischen Ausbau von Elektrolysekapazitäten kompensiert werden kann. Ziel war es, die Importabhängigkeit des Systems auf etwa 50 % des Wasserstoffbedarfs zu reduzieren, ohne die Lösbarkeit des Gasmodells wesentlich zu beeinträchtigen. Hierfür wurde die zulässige Importmenge schrittweise von zunächst 3,85 TWh über 4,2 TWh auf schließlich 5 TWh pro Woche erhöht. Die ersten beiden Varianten führten aufgrund erheblicher Wasserstoffdefizite zu einer starken Nutzung der Slack-Variablen und wurden daher verworfen. Im Folgenden wird ausschließlich die finale Sensitivität mit einer Importobergrenze von 5 TWh pro Woche betrachtet. Gleichzeitig wurde der Wasserstoffimportpreis auf 150 €/MWh erhöht, um die höhere Knappheit des Importgutes abzubilden.

Wie Abbildung 4-34 zeigt, führt die Importbegrenzung zu einem deutlichen Ausbau der Elektrolysekapazitäten. Mit insgesamt 120,6 GW wird nahezu die doppelte PtG-Kapazität gegenüber dem Basis-szenario installiert. Dadurch sinkt die Wasserstoffimportquote auf 52,7 % und liegt damit nahe am angestrebten Zielwert von 50 %. Im Vergleich zur Sensitivität mit einem Importpreis von ebenfalls 150 €/MWh, jedoch ohne Mengenbeschränkung, entstehen zusätzliche Gesamtsystemkosten von rund 2 Mrd. €. Während dort noch rund 60 % des Wasserstoffbedarfs durch Importe gedeckt werden, muss der fehlende Wasserstoff in dieser Sensitivität überwiegend durch heimische Elektrolyse erzeugt werden.

Die stärkere heimische Wasserstoffproduktion erfordert zugleich eine intensivere Nutzung der saisonalen Wasserstoffspeicher. Abbildung 4-35 zeigt, dass Wasserstoff in Perioden mit hoher erneuerbarer Stromerzeugung gespeichert und in Zeiten geringerer EE-Einspeisung wieder entnommen wird. Die Speicher verursachen dabei sowohl Betriebskosten als auch Umwandlungsverluste. Darüber hinaus verändert sich der Dispatch des Stromsystems. Auffällig ist, dass die erhöhte heimische Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse teilweise mit einer stärkeren Nutzung wasserstoffbetriebener Kraftwerke einhergeht. Dieser Zusammenhang erscheint auf den ersten Blick nicht unmittelbar plausibel, da der Wasserstoff auch in den Kraftwerken zum erhöhten Importpreis eingekauft wird und zusätzlich Umwandlungsverluste auftreten. Eine mögliche Erklärung ist, dass der verstärkte Betrieb der Elektrolyseure in Zeiten hoher erneuerbarer Stromerzeugung die Verfügbarkeit günstigen Stroms in anderen Netzbereichen oder Zeiträumen reduziert und dadurch häufiger der Einsatz von H₂-Kraftwerken erforderlich wird. Da diese Wechselwirkung im Rahmen des Projekts nicht vertieft untersucht wurde, kann hierfür jedoch keine eindeutige Ursache angegeben werden.

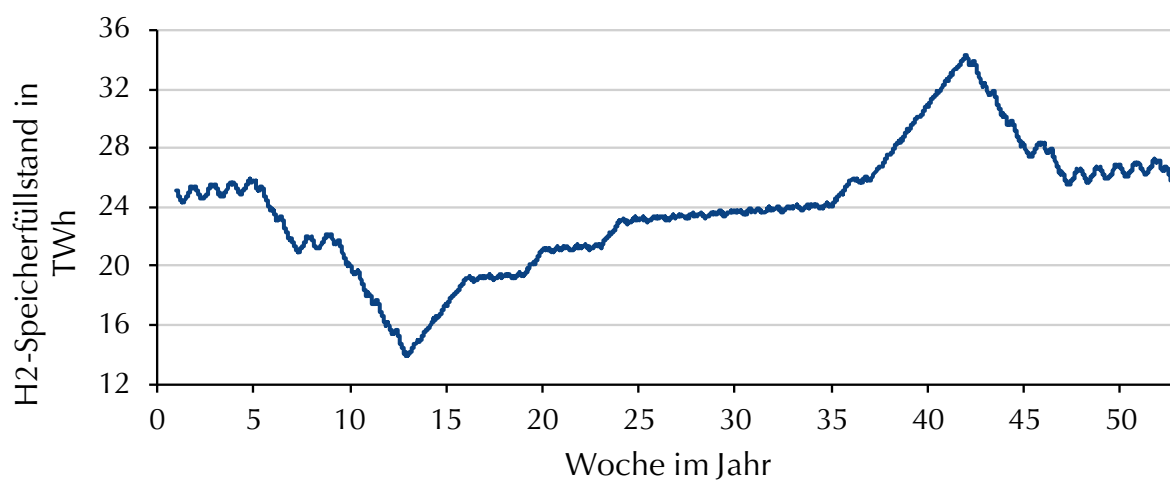


Abbildung 4-35: Saisonale Speicherfahrweise für die Sensitivität der H₂-Importeinschränkung

Insgesamt verdeutlicht diese Sensitivität, dass eine Reduzierung der Importabhängigkeit grundsätzlich durch einen verstärkten Ausbau heimischer Elektrolysekapazitäten möglich ist. Allerdings gehen damit deutlich höhere Investitionen, eine intensivere Nutzung saisonaler Speicher sowie höhere Gesamtsystemkosten einher. Gleichzeitig begrenzt der vorgegebene Kraftwerkspark des Stromsystems die Möglichkeiten zur weiteren Substitution von Wasserstoffimporten, sodass eine vollständige Importunabhängigkeit unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich erreichbar ist.

Zusammenfassende Einordnung der Sensitivitätsanalysen

Insgesamt zeigen die Sensitivitätsanalysen, dass die ermittelten PtG-Ausbauentscheidungen gegenüber den betrachteten Parameteränderungen relativ robust sind. Weder Änderungen der Investitionskosten, der Wasserstoffimportpreise noch der Übertragungskapazitäten führen zu grundlegenden Veränderungen der räumlichen Investitionsstruktur. Selbst deutliche Änderungen der zugrunde liegenden Parameter bewirken überwiegend nur moderate Anpassungen des Umfangs der installierten Elektrolysekapazitäten.

Eine Ausnahme bildet die Sensitivität der eingeschränkten Wasserstoffimporte. Die begrenzte Importverfügbarkeit erfordert einen deutlich stärkeren Ausbau heimischer Elektrolysekapazitäten sowie eine intensivere Nutzung saisonaler Wasserstoffspeicher und führt damit zu einer veränderten Systemkonfiguration. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass insbesondere mengenmäßige Restriktionen der Wasserstoffversorgung einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Investitionsentscheidungen haben als Änderungen einzelner Kostenparameter.

4.2.2 Untersuchung flacher Optima

Neben der Analyse einzelner Optimallösungen wurden die Robustheit der Ergebnisse sowie die Auswirkungen flacher Optima untersucht. Hierzu wurden die zuvor dargestellten Szenario- und Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich alternativer Lösungen innerhalb eines Kostenbandes von 1 % über dem jeweils niedrigsten erreichten Upper Bound ausgewertet. Ziel ist es zu untersuchen, in welchem Umfang mehrere nahezu gleichwertige Systemkonfigurationen existieren und welche Auswirkungen diese auf die Robustheit der abgeleiteten Investitionsentscheidungen haben.

Abbildung 4-36 zeigt zunächst die niedrigsten erreichten Upper Bounds der betrachteten Szenarien und Sensitivitäten. Erwartungsgemäß unterscheiden sich die absoluten Gesamtsystemkosten teilweise deutlich zwischen den Szenarien. Während niedrige Wasserstoffimportpreise die Gesamtsystemkosten deutlich reduzieren, führen hohe Importpreise sowie die Sensitivität der eingeschränkten Wasserstoffimporte (hier auch höhere Importpreise) zu den höchsten Gesamtsystemkosten. Die anschließende Analyse flacher Optima erfolgt daher jeweils relativ zum niedrigsten erreichten Upper Bound des entsprechenden Szenarios. Zur Untersuchung der Robustheit der Investitionsentscheidungen werden für jedes Szenario alle Iterationen betrachtet, deren Upper Bound höchstens 1 % über dem jeweiligen Minimalwert liegt. Diese Iterationen werden im Folgenden als robuste Lösungen bezeichnet.

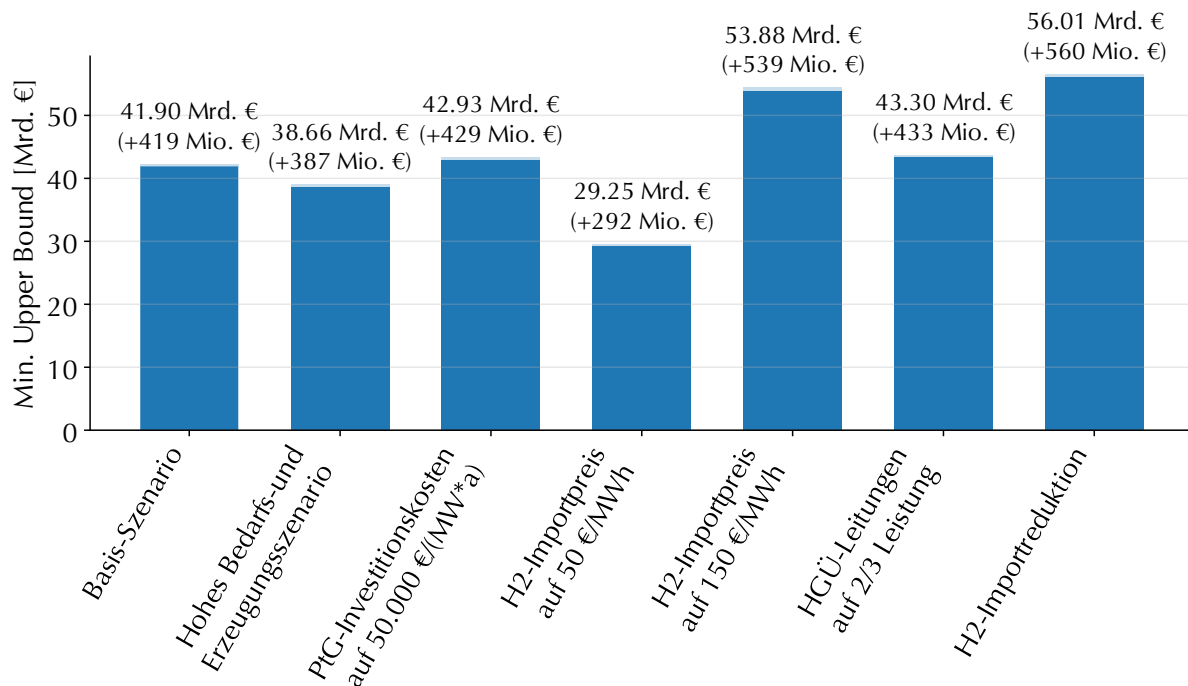


Abbildung 4-36: Niedrigste erreichte Upper Bounds des Basis-Szenarios, des Hohen Bedarfs- und Erzeugungsszenarios sowie der untersuchten Sensitivitätsszenarien einschließlich des jeweiligen 1 %-Kostenbands.

Abbildung 4-37 zeigt die Robustheit der regionalen PtG-Investitionen über alle nahezu optimalen Lösungen innerhalb des 1 %-Kostenbands. Dabei lassen sich drei Gruppen von Regionen unterscheiden. Graue Regionen weisen in keiner der betrachteten Lösungen einen Elektrolyseurzubau auf. Für diese Regionen besteht somit ein robuster Konsens, dass ein Ausbau unter den betrachteten Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich ist.

Grün dargestellte Regionen weisen dagegen in allen nahezu optimalen Lösungen dieselbe installierte Elektrolyseurleistung auf. Sowohl die Investitionsentscheidung als auch deren Ausbauhöhe sind somit unabhängig von der gewählten Lösung und können als besonders robust angesehen werden.

Orange bis rot dargestellte Regionen kennzeichnen dagegen Standorte mit flachen Optima. Hier variiert die installierte Elektrolyseurleistung zwischen verschiedenen nahezu optimalen Lösungen. Die Farbsättigung beschreibt die Spannweite zwischen minimaler und maximaler PtG-Kapazität, während die Beschriftung den jeweils beobachteten Wertebereich angibt.

Insgesamt zeigt sich, dass der überwiegende Teil der Regionen entweder keinen Elektrolysezubau (grau) oder eine eindeutige Ausbauentscheidung (zwei grüne Regionen) aufweist. Flache Optima treten dagegen in einigen Regionen auf. Dort existieren mehrere nahezu gleichwertige Investitionskonfigurationen, ohne dass sich die Gesamtsystemkosten wesentlich unterscheiden.

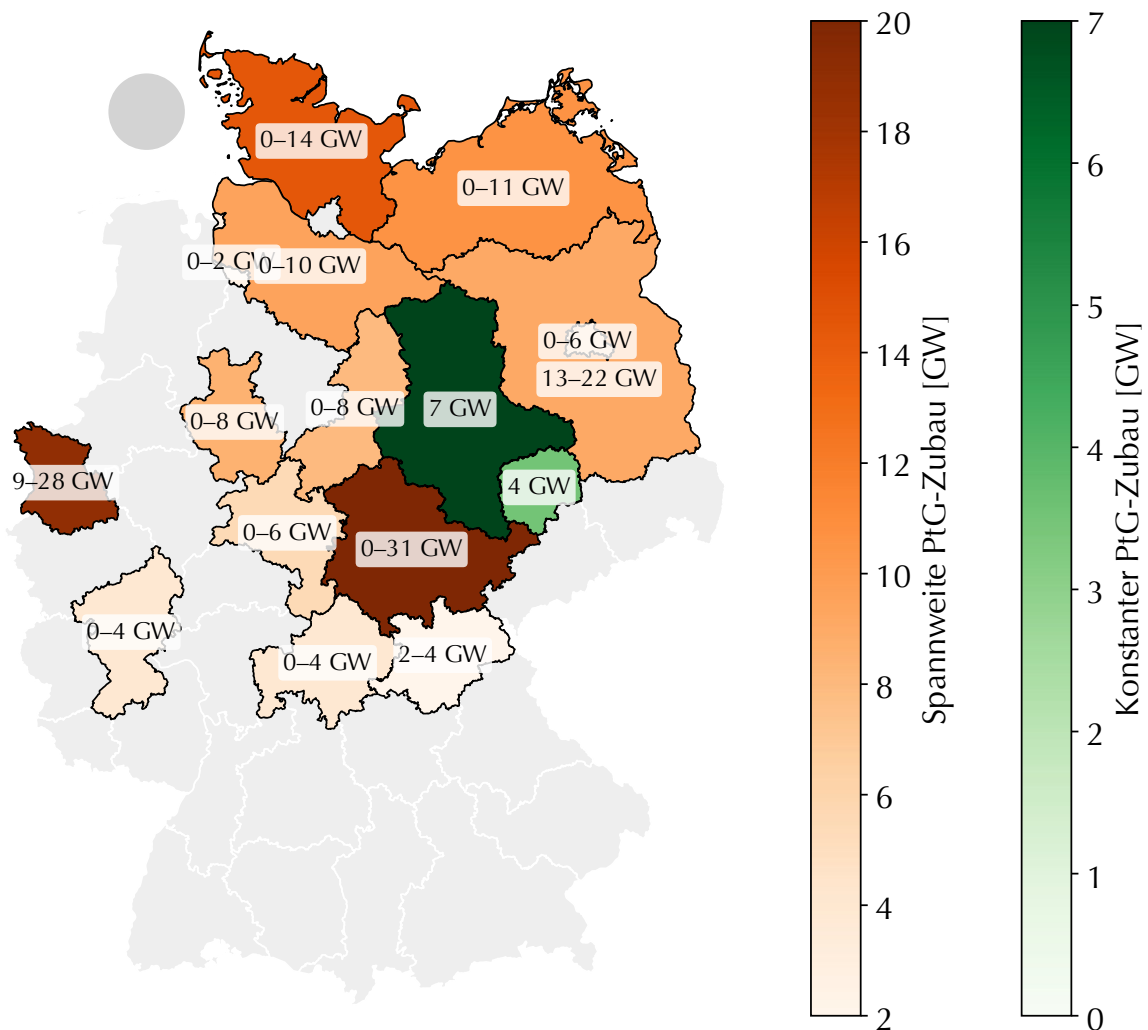


Abbildung 4-37: Robustheit und Spannweite regionaler PtG-Investitionen in allen robusten Lösungen

Zur detaillierteren Analyse dieser variablen Regionen zeigt Abbildung 4-38 die Verteilung der installierten PtG-Kapazitäten in Form von Boxplots. Die Box umfasst jeweils die mittleren 50 % aller nahezu optimalen Lösungen, die orange Linie kennzeichnet den Median und der Kreis den Mittelwert. Die Boxplots verdeutlichen, dass große theoretische Spannweiten nicht zwangsläufig bedeuten, dass alle Ausbauhöhen gleich häufig auftreten. Während sich der Ausbau in der Region DEA1 trotz einer Spannweite von 9 bis 28 GW überwiegend auf Werte zwischen rund 20 und 25 GW konzentriert, weisen Regionen wie DE73 oder DEG0 eine deutlich breitere Verteilung der Ausbauhöhen auf. Dort existieren mehrere unterschiedliche Investitionsniveaus, die nahezu identische Gesamtsystemkosten erreichen. In vielen Regionen konzentrieren sich die meisten nahezu optimalen Lösungen auf geringe

Ausbauhöhen. Obwohl dort einzelne Lösungen deutlich höhere Kapazitäten aufweisen, beträgt der Median der installierten PtG-Kapazität 0 GW.

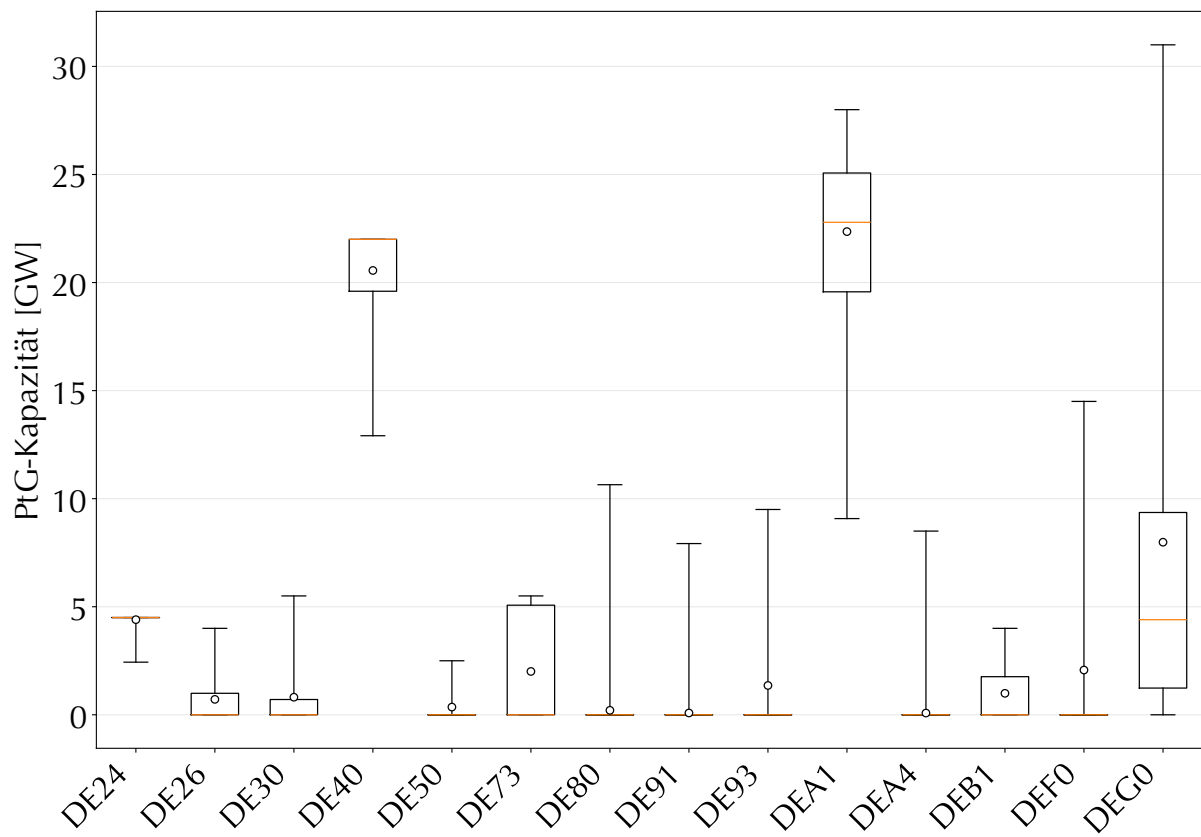


Abbildung 4-38: Verteilung der PtG-Kapazitäten ausgewählter variabler Regionen in Form von Boxplots

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass die installierte Elektrolyseurleistung über alle nahezu optimalen Lösungen hinweg relativ stabil bleibt, während die räumliche Verteilung der Kapazitäten teilweise deutlich variieren kann. Mehrere unterschiedliche regionale Ausbaukonfigurationen führen somit zu nahezu identischen Gesamtsystemkosten. Die flachen Optima betreffen daher weniger die Frage, ob Elektrolysekapazitäten errichtet werden, sondern vielmehr, an welchen Standorten diese innerhalb Deutschlands optimal platziert werden. Die Ergebnisse verdeutlichen somit, dass der insgesamt erforderliche PtG-Ausbau robust bestimmt werden kann, während für einzelne Regionen mehrere nahezu gleichwertige Investitionskonfigurationen existieren.

5 Anwendungsstudie: Implikationen von Transformationsstrategien auf der Verteilnetzebene auf die Transportebene (Arbeitspaket 4)

Ziele des Arbeitspakets

- Charakterisierung der Verteilnetzebene Gas
- Analyse von Implikationen unterschiedlicher Transformationsstrategien für Verteilnetze
- Untersuchung der stadtraumspezifischen Technologieoptionen
- Qualitative Abschätzung des Technologiemixes, der Energiebedarfe und der Versorgungsinfrastruktur auf Grundlage der typisierten Verteilnetze

Wie in Kapitel 3.4.1 erläutert, wurde die räumliche Verteilung der Raumwärme- und Warmwasserbedarfe mithilfe des GWI-Raumwärmebedarfsmodells bestimmt. Eine detaillierte Beschreibung des Modells findet sich in [SBPL26].

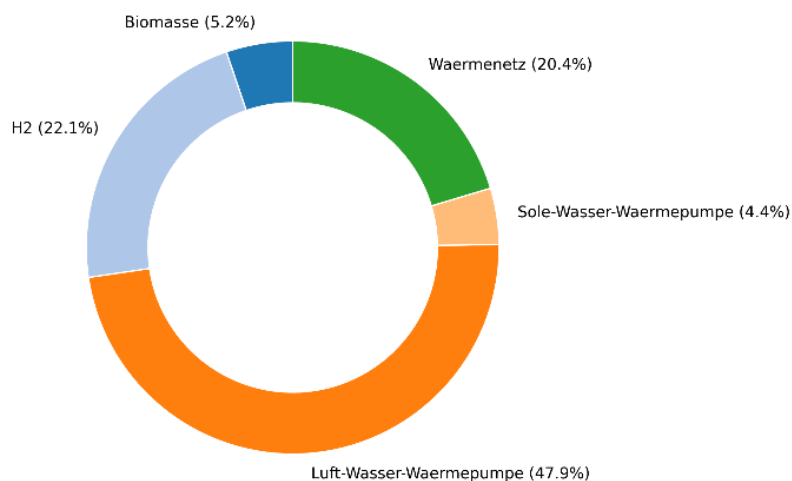


Abbildung 5-1: Exemplarische Darstellung der Technologieverteilung des GWI-Raumwärmebedarfsmodells im Saarland bezogen auf die Gebäudeanzahl für das Jahr 2045

Abbildung 5-1 verdeutlicht exemplarisch, dass im entsprechenden Szenario des GWI-Raumwärmebedarfsmodells gut 20 % der Gebäude im Saarland einer Versorgung mit Wasserstoff zugeordnet werden. Die in Kapitel 3.4.1 vorgenommene Reskalierung der Raumwärme- und Warmwasserbedarfe auf die Szenarien A bzw. B des MOPPL-Szenariorahmens führt jedoch dazu, dass die im ursprünglichen Raumwärmebedarfsmodell enthaltene Technologieverteilung nicht unverändert übernommen werden kann. Für die Analyse der Auswirkungen der Optimierungsergebnisse auf der Verteilnetzebene ist daher eine konsistente Neuuzuordnung der Versorgungstechnologien erforderlich. Hierzu wird die in [TSRN25] beschriebene Methodik herangezogen.

Ziel der angewendeten Methodik ist die Abschätzung der Infrastrukturbedarfe für Wärmenetze und Wasserstoff auf Verteilnetzebene, um so die Implikationen unterschiedlicher Szenarioannahmen bewerten zu können.

5.1 Anwendung und Durchführung von Modellrechnungen (GWI, UDE, ie³)

Die Methodik wird auf die Ergebnisse der Simulationen zu Szenario A und Szenario B für die Durchläufe mit dem niedrigsten resultierenden Gap angewendet.

In die Modellkette zur Untersuchung der Verteilnetzebene gehen die End- bzw. Nutzwärmebedarfe der Szenarien je Energieträger bzw. Technologie ein. Mit der in Tabelle 3-7 angegebenen Endenergiebereitstellung je Technologie bzw. Energieträger nach Reskalierung der Ergebnisse des GWI-Raumwärmebedarfsmodells (RBM) würde sich ein Anteil von Fernwärme an der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bezogen auf die Nutzwärme von 63,9 % (Szenario A) bzw. 64,8 % (Szenario B) ergeben. Diese Anteile können für einzelne Kommunen oder Quartiere zwar realistisch sein, im Mittel über alle Kommunen für ganz Deutschland sind diese allerdings deutlich zu hoch. Insbesondere die über Strom im Wärmenetz bereitgestellte Wärme erscheint sehr hoch, während der Anteil der Wärme, die über dezentrale Wärmepumpen direkt im Gebäude bereitgestellt wird, sehr gering ausfällt. Bei den ursprünglichen Ergebnissen des RBM lag der Anteil von Fernwärme an der Nutzwärmebereitstellung bei rund 30 %. Darauf aufbauend und unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus [SBPL26] wird für Szenario A ein Zielanteil von Fernwärme an der Nutzwärmebereitstellung von 29 % und für Szenario B von 34 % vorgegeben. Um diese Anteile zu erreichen, wird die Wärmebereitstellung von der Erzeugung mit Großwärmepumpen im Wärmenetz zur dezentralen Erzeugung mit individuellen Wärmepumpen direkt in den Gebäuden verschoben. So bleiben die Anteile der unterschiedlichen Energieträger (Strom, Biomasse, Wasserstoff) an der Nutzenergiebereitstellung gleich, bei reduziertem Anteil von Fernwärme an der Wärmebereitstellung.

Grundlage für die Bestimmung der Infrastrukturbedarfe auf Verteilnetzebene bildet eine räumlich aufgelöste Abbildung der Wärme- und Gasnetzversorgungsgebiete. Diese werden miteinander verschnitten und geben den Lösungsraum für die Technologieverteilung vor.

Fernwärmenetze

Zur Abbildung der zukünftigen Wärmenetzversorgungsgebiete muss für jedes Szenario eine Ausbausimulation der Fernwärmenetze bis 2045 durchgeführt werden. Die Ausbausimulationen werden anhand der vorgegebenen Anteile von Fernwärme an der Wärmebereitstellung auf 100 x 100 m Zellen-Ebene mit der Methodik aus [TSRN25] durchgeführt. Während in [TSRN25] der Zensus 2011 [Stat15] als Grundlage dient, kommt im vorliegenden Projekt ein aktualisiertes Fernwärmeausbaumodell auf Basis des Zensus 2022 [Stat24] zum Einsatz. Neben der Wärmebedarfsdichte gehen in das Modell auch weitere Kriterien ein, die die Wahrscheinlichkeit zum Ausbau von Wärmenetzen positiv beeinflussen, wie die Nachbarschaft zu bestehenden Wärmenetzclustern oder die Nähe zu industriellen Standorten mit Abwärmenutzungspotenzialen.

Abweichend zu der in [TSRN25] dargestellten Methodik, wird bei der Ausbausimulation nicht der Anteil von Fernwärme an der Wärmebereitstellung nur bezogen auf den Wohngebäudesektor vorgegeben, sondern auf den gesamten Gebäudesektor.

Unter der Annahme einer Anschlussquote für Fernwärme von 70 % werden für Szenario A in 170.230 100 x 100 m Rasterzellen Fernwärme ausgebaut, um die Wärmebereitstellung über Fernwärme von knapp 173 TWh/a zu erreichen. Dies entspricht in etwa einem Zubau von Fernwärmenetzleitungen mit einer Länge von 24.800 km. In Szenario B wird für eine Wärmebereitstellung von knapp 215 TWh/a in 197.666 Rasterzellen Fernwärme zugebaut, was in etwa 28.830 km Leitungslänge entspricht.

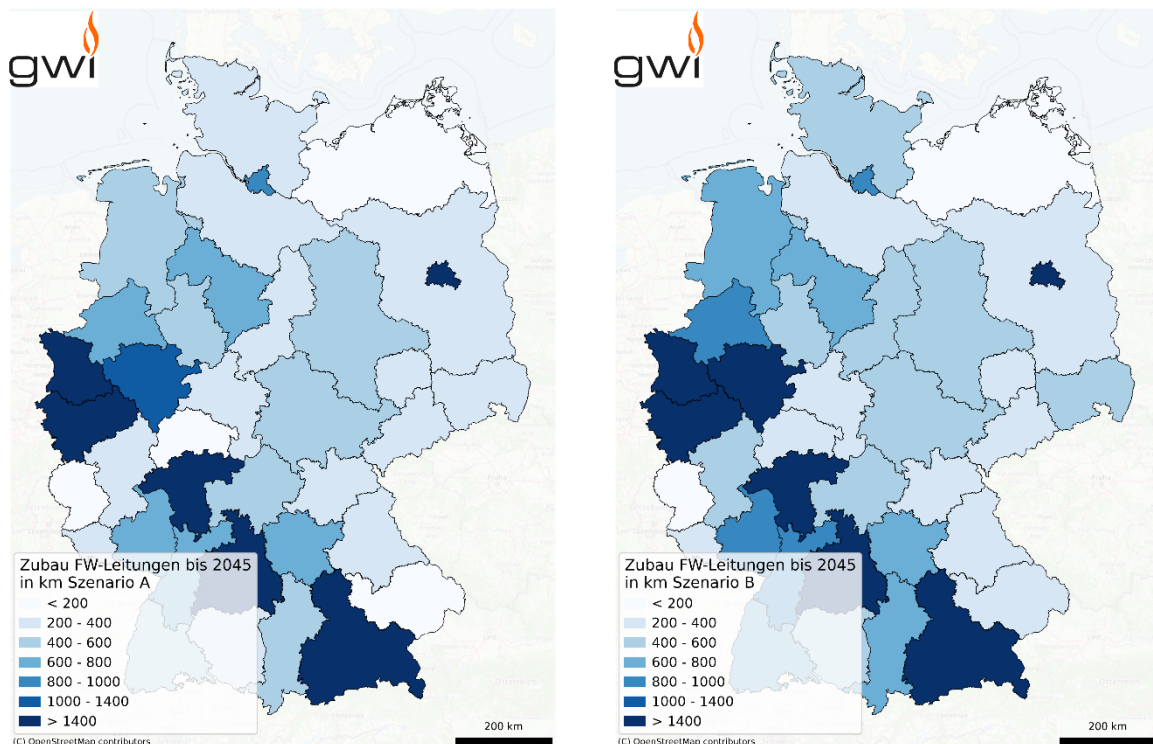


Abbildung 5-2: Regionale Verteilung des benötigten Leitungszubaus der Fernwärmenetz bis zum Jahr 2045 für Szenario A (links) und Szenario B (rechts) auf NUTS-2-Ebene

Abbildung 5-2 zeigt die räumliche Verteilung des benötigten Zubaus von Fernwärmenetzleitungen auf NUTS-2-Ebene. Die größten Infrastrukturbedarfe ergeben sich vor allem in eher urban geprägten Regionen wie dem Ruhrgebiet und NUTS-2-Regionen wie Stuttgart, Berlin oder Darmstadt mit Frankfurt am Main. Während absolut gesehen der geringste Zubau mit 128 km (Szenario A) und 144 km (Szenario B) in der NUTS-2-Region Trier auftritt, weist Mecklenburg-Vorpommern den geringsten spezifischen Zubau (zugebaute Leitungslänge in km pro km² Fläche der Region) auf.

In Szenario B ist der Leitungszubau in allen NUTS-2-Regionen höher als in Szenario A, wobei die prozentuale Steigerung des Zubaus zwischen ca. 8 % (Mecklenburg-Vorpommern und Bremen) und knapp über 30 % (Gießen) liegt.

Wasserstoffversorgungsregionen

Eine direkte leitungsgebundene Versorgung von Endverbrauchern mit Wasserstoff ist aufgrund der bislang weitgehend fehlenden Wasserstoffverteilinfrastruktur in vielen Regionen wirtschaftlich nicht darstellbar. Gleichzeitig sehen die betrachteten Szenarien jedoch auch dezentrale Anwendungen von Wasserstoff vor. Für die räumliche Abbildung potenzieller Wasserstoffversorgungsregionen wird daher angenommen, dass der Aufbau einer Wasserstoffverteilinfrastruktur insbesondere in solchen Gebieten wahrscheinlich ist, in denen aufgrund großer Wasserstoffherzeuger oder -verbraucher ohnehin ein Anschluss an das Wasserstoffkernnetz erforderlich wird.

Zur Identifikation dieser Regionen werden die Ergebnisse der Gesamtsimulation hinsichtlich der räumlichen Verortung von Elektrolyseuren, Wasserstoffkraftwerken sowie wasserstoffnutzenden Industriestandorten ausgewertet. Das Vorgehen zur Verortung der Industriestandorte, deren Prozesse in den jeweiligen Szenarien auf Wasserstoff umgestellt werden, ist in Abschnitt 3.4.1 beschrieben. Die Standorte von Wasserstoffkraftwerken und Elektrolyseuren ergeben sich aus den Simulationsergebnissen der Szenarien. Die Betrachtung der Wasserstoffversorgungsregionen erfolgt auf NUTS-3-Ebene. Die Standorte der wasserstoffversorgten Industrieanlagen, Wasserstoffkraftwerke, Speicher und Elektrolyseure werden mit den NUTS-3-Gebieten verschnitten. Es wird angenommen, dass in jeder NUTS-3-

Region, in der mindestens einer dieser Standorte verortet wird, ein Anschluss an das Wasserstoffkernnetz besteht und damit grundsätzlich die Möglichkeit einer leitungsgebundenen Wasserstoffversorgung gegeben ist. Entsprechend wird jede NUTS-3-Region, die mindestens einen wasserstoffversorgten Industriestandort, ein Wasserstoffkraftwerk, einen Speicher oder einen Elektrolyseurstandort umfasst, als potenzielle Wasserstoffversorgungsregion ausgewiesen.

Die daraus resultierenden Wasserstoffregionen sind in Abbildung 5-3 dargestellt. Viele Regionen werden in beiden Szenarien als Wasserstoffregionen ausgewiesen. Dennoch sind auch einige Unterschiede erkennbar. Insgesamt weist Szenario B mehr Wasserstoffregionen als Szenario A auf. Zwar ist der H₂-Bedarf zur Bereitstellung von Wärme in Szenario B geringer als in Szenario A, dafür liegt der Industrie-seitige Wasserstoffbedarf mit etwa 200 TWh/a deutlich über dem von Szenario A mit ca. 164 TWh/a, da es in Szenario B mehr wasserstoffversorgte Industriestandorte gibt. Gleichzeitig ist die Elektrolyseurkapazität und auch die Anzahl der Elektrolyseurstandorte in Szenario B höher als in Szenario A. Beides trägt zu der höheren Anzahl an Wasserstoffregionen bei.

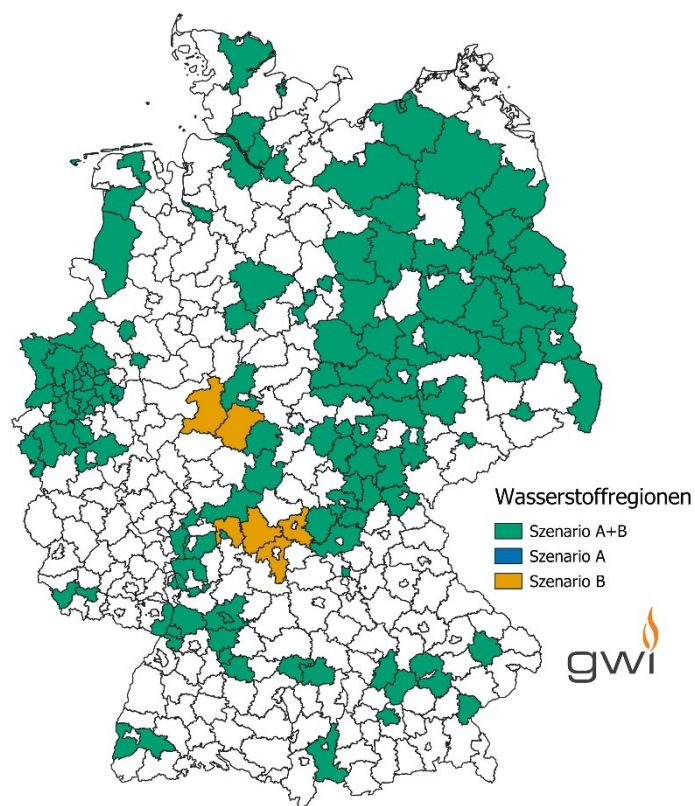


Abbildung 5-3: Wasserstoffversorgungsregionen auf NUTS-3-Ebene für die Szenarien A und B

Städtebauliche Klassifizierung/Typologisierung

Zur Bestimmung der Technologieverteilung über ganz Deutschland und der Ableitung des benötigten Infrastrukturausbaus auf Verteilnetzebene wird auf Typologien zurückgegriffen, die unterschiedliche städtebauliche Strukturen repräsentieren. Eine gebäudescharfe Zuordnung von Technologien für ganz Deutschland ist zum einen aufgrund der sehr großen Datenmengen und der fehlenden exakten gebäudespezifischen Informationen schwierig. Zum anderen kann ein Ausbau von Leitungsinfrastrukturen insbesondere für die Wasserstoffstruktur nicht isoliert für einzelne Gebäude betrachtet werden, sondern sollte für räumliche Cluster unter Berücksichtigung einer hohen Anschlussquote erfolgen.

Die Gebäude werden zur Berücksichtigung der städtebaulichen Merkmale wie Bebauungsdichte, Gebäudegröße und Nutzungsstruktur in sieben wohngebäudebezogene Stadtraumtypologien sowie GHD & Industrie eingeteilt. Die Definition der Einteilung basiert auf dem Projekt IntegraNet [BHHH20]. Tabelle 5-1 zeigt die verwendeten Stadtraumtypen und ihre spezifischen Charakteristika.

Tabelle 5-1: Verwendete Stadtraumtypen und ihre spezifischen Charakteristika

Typologie	Charakteristik
Freistehende Gebäude	Ländliche oder dünn besiedelte städtische Region; Große Abstände zwischen Gebäuden
Vorwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser (EFH/ZFH)	Geringe Bebauungsdichte von EFH und ZFH am Stadtrand oder in abgelegenen Vierteln
Dorfbauung	EFH/ZFH-Bebauung im ländlichen Raum
Vorwiegend Mehrfamilienhäuser (MFH)	Mehrfamilienhausbebauung mit mittlerer Dichte; Kompaktere Bebauung als bei EFH/ZFH
Große Mehrfamilienhäuser	Große mehrstöckige oder sehr lange MFH; Typischerweise in den 60er oder 70er Jahren gebaut
Innenstadtbebauung	Blockbebauung, hohe Bebauungsdichte; Vorkommen vor allem in großen Städten
Altstadt	Dichte, kompakte, heterogene innerstädtische Struktur mit engen Straßen

Die Methode zur deutschlandweiten Typologisierung aller Gebäude wurde im Projekt GreenVEgaS [TSRN25] entwickelt und angewendet. Sie setzt sich im Wesentlichen aus drei Stufen, der Morphologisierung, der Typologisierung und der räumlichen Agglomeration zusammen. Dabei kommen Verfahren des überwachten und unüberwachten maschinellen Lernens zum Einsatz. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik kann [TSRN25] entnommen werden. Im Rahmen der Agglomeration werden die Einzelgebäude in räumliche Einheiten zusammengefasst. Diese räumlichen Einheiten bestehen aus Hexagonen, wie sie durch die Open-Source Python Bibliothek H3 von Uber [Uber23] bereitgestellt werden. Jedes Hexagon wird der darin vorherrschenden Typologie zugeordnet.

Vorgehen zur Bestimmung der Technologieverteilung und der benötigten Wasserstoffinfrastruktur auf Verteilnetzebene

Aufbauend auf der räumlichen Typologisierung, sowie den Wärmenetz- und Wasserstoffversorgungsgebieten erfolgt die Verteilung der Wärmeversorgungstechnologien. Die identifizierten Stadtraumtypen werden hierzu mit den in der jeweiligen Region verfügbaren Energieträgern verschnitten. Dabei wird angenommen, dass Strom und Biomasse prinzipiell deutschlandweit verfügbar sind. Im Gegensatz zur Anwendung der Methodik im Rahmen des Forschungsprojekts GreenVEgaS [TSRN25] existieren in den betrachteten Szenarien A und B keine Erdgastechnologien. Es werden daher nur Kombinationen aus der Verfügbarkeit von Fernwärme und Wasserstoff betrachtet. Für jede Typologie ergeben sich somit vier verschiedene Kombinationsmöglichkeiten.

Zur Ermittlung der Technologieverteilung wird ein iteratives Gewichtungsverfahren (Iterative Proportional Fitting, IPF) eingesetzt. Ausgangspunkt bilden technologiespezifische Startwerte, die unter Berücksichtigung der jeweiligen Eignung der Technologien in den verschiedenen Stadtraumtypen sowie der lokalen Energieträgerverfügbarkeit festgelegt werden. Technologien, deren erforderlicher Energieträger in einer Typologie nicht verfügbar ist, werden ausgeschlossen. Anschließend werden die Technologieanteile iterativ so angepasst, dass sowohl die vorgegebenen Technologieanteile als auch die typologiespezifischen Wärmebedarfe erfüllt werden.

Da die Wärmenetzgebiete bereits die vorgegebenen Fernwärmeanteile an der Wärmeversorgung berücksichtigen und darauf basierend separat räumlich verortet wurden, werden die über Fernwärme versorgten Gebäude bei der Verteilung der Technologien nur indirekt berücksichtigt. Die Gebäude mit Fernwärme werden aus der Betrachtung herausgenommen. Restriktionen bzw. Einflüsse auf die Wahrscheinlichkeit für die Verwendung einzelner Technologien in Gebieten mit Fernwärme werden aber berücksichtigt. So wird angenommen, dass die Wahrscheinlichkeit, dass in einem Gebiet ein

Wasserstoffnetz verlegt wird, in dem Fernwärme liegt, deutlich geringer ist als in einem Gebiet ohne Fernwärme.

Abweichend zu [TSRN25] wird die Methodik nicht nur auf ganz Deutschland angewendet, sondern auch für jede NUTS-2-Region einzeln. Dazu wird die Technologieverteilung je NUTS-2-Region aus dem RBM mit der Skalierung der Anteile der dezentralen Wärmepumpen (s. Beginn Kapitel 5.1) verwendet. Die grundlegende Vorgehensweise bei der Anwendung des IPF-Ansatzes bleibt dabei immer die gleiche.

Bei der leitungsgebundenen Versorgung der Wasserstofftechnologien wird berücksichtigt, dass ein Ausbau der Verteilnetzinfrastuktur in der Regel nur bei ausreichender Anschlussdichte erfolgt. Analog zur Methodik in [TSRN25] wird hierfür eine Mindestanschlussquote angenommen. Die Verteilung der Wasserstofftechnologien erfolgt so, dass Wasserstoffnetze möglichst nur in Clustern mit ausreichendem Anschlussgrad ausgewiesen werden. In Regionen mit existierendem Wärmenetz ist dies schwierig, da für Wärmenetze bereits von einer Anschlussquote von 70 % ausgegangen wird und entsprechend nur 30 % der Gebäude mit anderen Versorgungstechnologien versehen werden können. Die Wahrscheinlichkeit für eine Versorgung mit Wasserstoff wird in diesen Gebieten entsprechend auf einen niedrigen Wert gesetzt. In allen übrigen Regionen wird für Wasserstofftechnologien eine Anschlussquote von 60 % zugrunde gelegt.

Aus der Anzahl der Cluster sowie den typologiespezifischen Netzcharakteristika lässt sich der erforderliche Infrastrukturbedarf auf Verteilnetzebene ableiten. Weitere methodische Details sind in [TSRN25] beschrieben.

5.2 Analyse von Implikationen unterschiedlicher Transformationsstrategien für Verteilnetze (GWI)

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Anwendung der Modellkette auf Verteilnetzebene ausgewertet.

Übergeordnete Netzebene

Das Wasserstoffkernnetz wird in beiden betrachteten Szenarien als gegeben vorausgesetzt. Der hierfür erforderliche Infrastruktur- und Transportbedarf wird bereits im Rahmen der übergeordneten Gesamtsystemmodellierung berücksichtigt. Zusätzlich zum Kernnetz werden jedoch Anschlussleitungen benötigt, um die in den Szenarien verorteten Wasserstoffherzeuger und -verbraucher an das Kernnetz anzubinden. Zur Bestimmung der erforderlichen Infrastruktur wird der Kruskal-Algorithmus verwendet, um ein zusammenhängendes und auf minimale Leitungslängen optimiertes Netz zu generieren. Der Kruskal-Algorithmus ist ein Verfahren zur Bestimmung eines minimalen Spannbaums für ungerichtete Graphen. Der Algorithmus verbindet schrittweise die jeweils nächstgelegenen Knoten beziehungsweise die Kanten mit den geringsten Gewichtungen, bis alle Knoten miteinander verbunden sind, ohne geschlossene Kreise zu bilden. Auf diese Weise entsteht ein hinsichtlich der Leitungslängen optimiertes Netz zur Anbindung aller Wasserstoffherzeuger- und -verbraucherstandorte an das bestehende Kernnetz.

Mit diesem Ansatz ergeben sich die in Abbildung 5-4 dargestellten Netztopologien für die beiden betrachteten Szenarien A und B. Während das Wasserstoffkernnetz eine Gesamtlänge von knapp 8.400 km aufweist, werden für die Anbindung der zusätzlichen Erzeuger- und Verbraucherstandorte weitere 1.530 km in Szenario A beziehungsweise 1.620 km in Szenario B benötigt. Die ermittelten Leitungslängen sind als untere Abschätzung des tatsächlichen Infrastrukturbedarfs zu verstehen. Bei der Netzgenerierung wird jeweils die direkte Verbindung zwischen den Knoten berücksichtigt, während mögliche Umwege aufgrund topografischer, baulicher oder sonstiger infrastruktureller Randbedingungen unberücksichtigt bleiben.

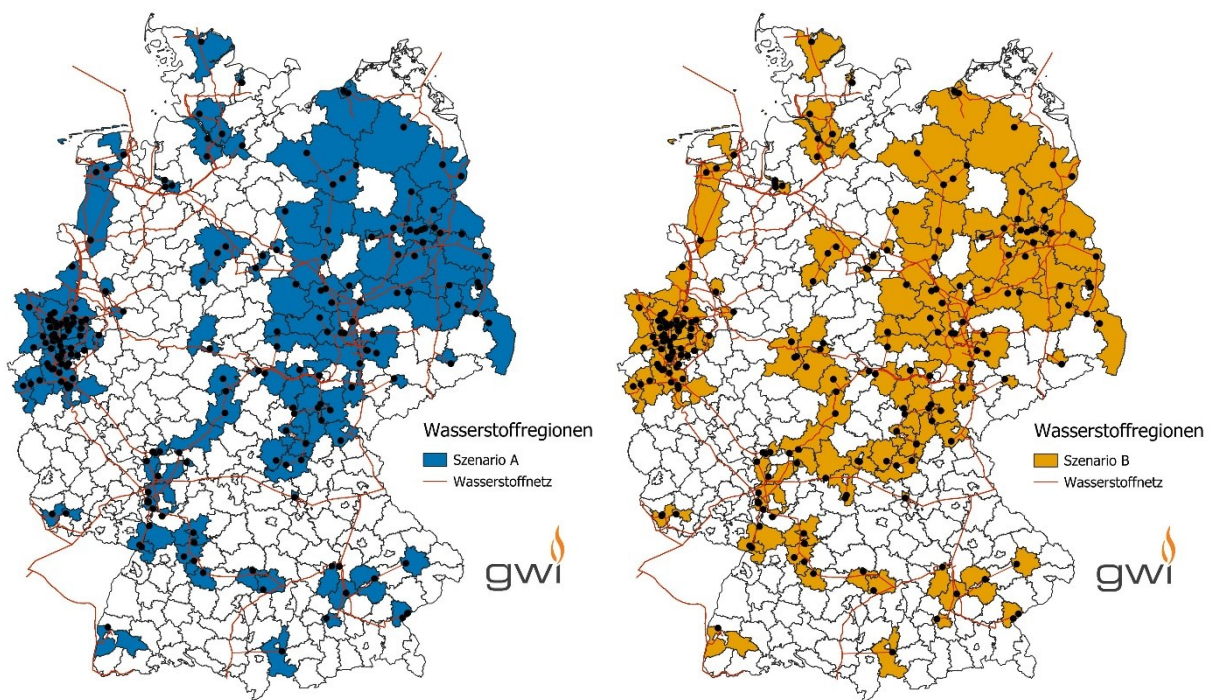


Abbildung 5-4: Resultierende Wasserstoffnetztopologien auf der oberen Netzebene zur Verbindung aller Verbraucher- und Erzeugerstandorte mit dem Kernnetz für Szenario A (links) und Szenario B (rechts)

Niederdruck-Verteilnetzebene

Mithilfe der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Methodik wird unter Berücksichtigung der Fernwärmegebiete, der H₂-Versorgungsregionen sowie der städtebaulichen Typologien der Infrastrukturbedarf für eine leitungsgebundene H₂-Versorgung auf Niederdruck-Verteilnetzebene (Ortsnetze) bestimmt.

Unter Vorgabe der deutschlandweiten Technologieverteilung ergibt sich für Szenario A ein Infrastrukturbedarf von rund 6.190 km Wasserstoffverteilnetz zur Bereitstellung von etwa 16,57 TWh Nutzwärme pro Jahr. Für Szenario B werden rund 4.910 km Leitungslänge benötigt, wodurch etwa 13,26 TWh Nutzwärme pro Jahr bereitgestellt werden können. Daraus resultiert ein spezifischer Leitungsbedarf von 374 km/TWh in Szenario A beziehungsweise 370 km/TWh in Szenario B.

Zusätzlich wird die Modellkette für jede NUTS-2-Region separat angewendet. Dabei werden die regionalen Vorgaben aus dem Raumwärmebedarfsmodell berücksichtigt und die resultierenden Leitungslängen anschließend aufsummiert. Auf diese Weise ergibt sich für Szenario A ein Infrastrukturbedarf von etwa 7.570 km und für Szenario B von etwa 6.020 km Wasserstoffverteilnetz. Dies entspricht einem spezifischen Wasserstoffleitungsbedarf von 518 km/TWh für Szenario A und 515 km/TWh für Szenario B. Obwohl die insgesamt durch Wasserstoff bereitgestellte Nutzwärmemenge unverändert bleibt, steigt der Infrastrukturbedarf gegenüber der deutschlandweiten Betrachtung deutlich an. Ursache hierfür sind die zusätzlichen räumlichen Randbedingungen auf NUTS-2-Ebene. Während bei der deutschlandweiten Optimierung den Wasserstofftechnologien bevorzugt die aus Infrastruktursicht günstigsten Typologien zugeordnet werden können, müssen bei der regionalen Betrachtung die vorgegebenen Wasserstoffkapazitäten innerhalb jeder einzelnen NUTS-2-Region erfüllt werden. Dadurch reduziert sich die Flexibilität der Technologieverteilung und der erforderliche Infrastrukturbedarf steigt.

Abbildung 5-5 zeigt die resultierenden Leitungslängen je Typologie für beide Szenarien sowie für die Berechnung auf Deutschland- und NUTS-2-Ebene. Bei der deutschlandweiten Optimierung konzentrieren sich Wasserstoffverteilnetze vor allem auf stark verdichtete Siedlungsstrukturen wie große Mehrfamilienhaussiedlungen, Innenstadtbereiche und Altstädte. Im Gegensatz dazu ergibt sich bei der regionalen Betrachtung auf NUTS-2-Ebene eine deutlich breitere Verteilung über verschiedene

Typologien. Aufgrund der eingeschränkten Optimierungsmöglichkeiten werden Wasserstoffheizungen auch in weniger verdichteten Stadtraumtypen, wie freistehenden Gebäuden oder Dorfbebauung eingesetzt.

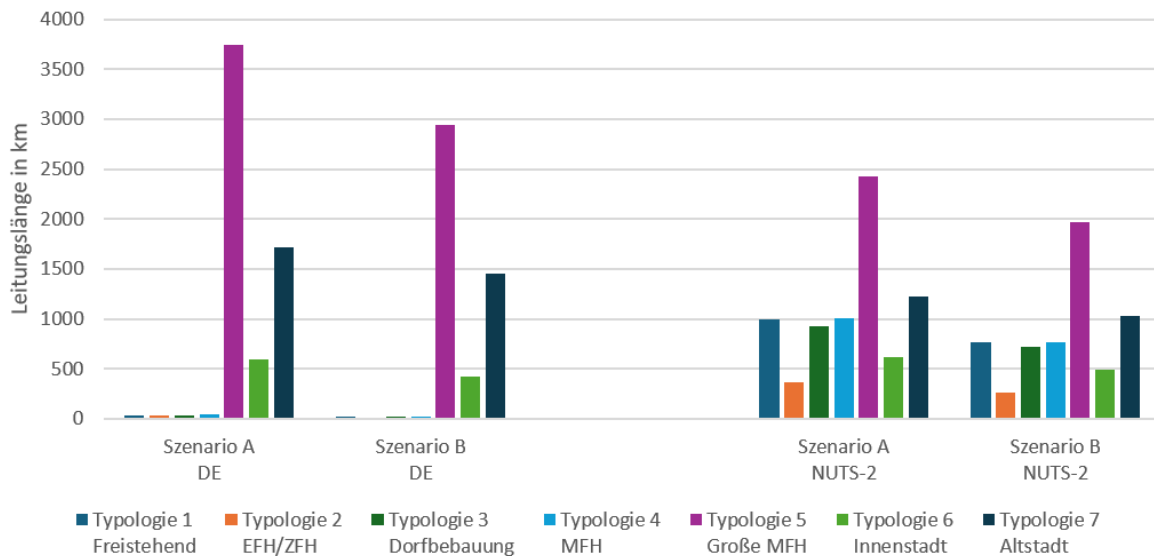


Abbildung 5-5: Resultierender Leitungsbedarf auf Niederdruck-Verteilnetzebene je Typologie und Szenario

In sechs NUTS-2-Regionen kann mit dem IPF-Ansatz weder für Szenario A noch für Szenario B eine Lösung für die Technologieverteilung gefunden werden. In keiner der dortigen NUTS-3-Regionen wurden Wasserstoffkraftwerke, Elektrolyseure, Speicher oder industriellen Wasserstoffbedarfe verortet, weshalb keine Wasserstoffversorgungsregionen ausgewiesen werden. Dies betrifft die Regionen DE14 (Regierungsbezirk Tübingen), DE23 (Regierungsbezirk Oberpfalz), DE72 (Region Gießen), DEA4 (Regierungsbezirk Detmold), DEB1 (Region Koblenz) und DEB2 (Region Trier) (vgl. Abbildung 5-3). Gleichzeitig weisen diese Regionen gemäß den regionalen Vorgaben aus dem Raumwärmebedarfsmodell eigentlich einen über Wasserstoff gedeckten Wärmebedarf auf. Der dadurch nicht berücksichtigte Wasserstoffbedarf entspricht sowohl in Szenario A als auch in Szenario B etwa 11,8 % des gesamten Wasserstoffbedarfs für dezentrales Heizen (ohne Fernwärmenetzversorgung). Würden auch diese Regionen über eine leitungsgebundene Wasserstoffversorgung erschlossen, würde der auf Deutschland aggregierte ermittelte Infrastrukturbedarf (vgl. Abbildung 5-5) entsprechend nochmal ansteigen. Bei der Bestimmung der spezifischen Leitungsbedarfe für die Berechnung mit der Vorgabe der Wasserstoffbedarfe je NUTS-2-Region, wurde nur die über Wasserstoff bereitgestellte Wärme, die über die berechneten Infrastrukturlänge bereitstellbar ist, berücksichtigt. Wasserstoffbedarfe aus den NUTS-2-Regionen ohne Wasserstoffinfrastruktur gehen also nicht mit in die Berechnung der spezifischen Leitungsbedarfe ein.

Die angegebenen Leitungslängen sind als Mindestwerte zu interpretieren. Bei der Berechnung werden idealisierte Netztopologien und direkte Verbindungen zugrunde gelegt. Zusätzliche Leitungslängen infolge topografischer, baulicher oder infrastruktureller Randbedingungen werden nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Höhe des zu deckenden Wasserstoffbedarfs einen wesentlichen Einflussfaktor auf den wasserstoffseitigen Infrastrukturbedarf darstellt. Gleichzeitig zeigt sich, dass regionale Randbedingungen und Wechselwirkungen zwischen Fernwärme- und Wasserstoffversorgung auch einen wesentlichen Einfluss auf den erforderlichen Netzausbau besitzen und daher bei der Planung zukünftiger Energieinfrastrukturen berücksichtigt werden müssen. Die entwickelte Methodik ermöglicht eine konsistente Ableitung der Infrastrukturbedarfe aus den Ergebnissen der übergeordneten Energiesystemmodellierung und schafft damit eine Verbindung zwischen gesamtenergetischen Transformationsszenarien und den Anforderungen an die Verteilnetzebene.

6 Veröffentlichungen, Dokumentation und Projektkoordination (Arbeitspakete 5 und 6)

Ziele der Arbeitspakete

- Einordnung und Zusammenfassung der Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete
- Veröffentlichung und Verbreitung der entwickelten Methodik und Ergebnisse
- Koordination und Steuerung des Gesamtprojekts sowie Abstimmung zwischen den Projektpartnern

Im Rahmen der Arbeitspakete 5 und 6 wurden die im Projekt entwickelten Methoden und erzielten Ergebnisse kontinuierlich dokumentiert, aufbereitet und innerhalb des Projektkonsortiums diskutiert. Hierzu wurden die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete regelmäßig ausgewertet, visualisiert und hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Implikationen eingeordnet. Zur Unterstützung der Analyse und Interpretation der Simulationsergebnisse wurden zwei Dashboards entwickelt, welche einen automatisierten Zugriff auf die Iterationsergebnisse ermöglichen und die Erstellung zentraler Auswertungen unterstützten (siehe Kapitel 3.5.4).

Die Dokumentation der entwickelten Modellkopplung erfolgte projektbegleitend durch versionierte Modell- und Softwarestände in Git-Repositories, interne Präsentationen, technische Dokumentationen sowie die regelmäßige Berichterstattung gegenüber dem Projektträger im Rahmen der Zwischenberichte. Die entwickelten Methoden und Ergebnisse wurden fortlaufend innerhalb des Projektkonsortiums diskutiert, weiterentwickelt und validiert.

Die Universität Duisburg-Essen übernahm während der gesamten Projektlaufzeit die Projektkoordination. Zu den zentralen Aufgaben gehörten die organisatorische und administrative Steuerung des Verbundvorhabens, die Abstimmung zwischen den Projektpartnern sowie die Kommunikation mit dem Projektträger. Hierzu wurden regelmäßige virtuelle Arbeitstreffen sowie mehrere Präsenztreffen der Verbundpartner durchgeführt. Darüber hinaus erfolgte die organisatorische Begleitung des Berichtswesens sowie die Koordination des kostenneutralen Verlängerungsantrags.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf dem Wissenstransfer. Hierzu wurden insgesamt drei Zwischenworkshops zur Vorstellung der entwickelten Methodik und vorläufiger Ergebnisse sowie ein Abschlussworkshop zur Präsentation der Projektergebnisse durchgeführt. Darüber hinaus wurden die Erkenntnisse und Ergebnisse auf wissenschaftlichen Konferenzen, Netzwerktreffen und Fachveranstaltungen vorgestellt und mit einem interessierten Fachpublikum diskutiert.

Die Vorbereitung wissenschaftlicher Veröffentlichungen erfolgte ebenfalls im Rahmen dieser Arbeitspakete. Eine Übersicht der Veröffentlichungen, Vorträge, Posterbeiträge und weiteren Aktivitäten des Wissenstransfers ist in Kapitel 12 dargestellt.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen des Projekts MOPPL wurde eine innovative Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade der Energieinfrastruktur, die ökonomische Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wasserstoffsystemen systematisch analysiert und dabei sektorübergreifende Interdependenzen von Investitionsentscheidungen und Netzbetrieb abbildet, entwickelt. Mittels einer stilisierten Benders-Dekomposition wurden Energiesystem- und Infrastrukturmodelle für Strom und H₂ gekoppelt, um trotz begrenzter Datenverfügbarkeit und Rechenkapazitäten annähernd effiziente Lösungen für die Netzplanung zu generieren, wobei die aktualisierten Szenarien auf aktuellen Studien basieren und die methodischen Fortschritte in Fallstudien validiert wurden. Die Ergebnisse zeigen, dass die entwickelte Methode Referenzlösungen für eine koordinierte Investitionsplanung liefert. Diese Methodik kann als komplementärer Ansatz zu bestehenden Planungsprozessen dienen, um die komplexen Interaktionen zwischen variabler EE-Einspeisung, Netzengpässen und der entstehenden H₂-Infrastruktur abzubilden.

Kapitel 2 des Abschlussberichts analysiert die zentralen Einflussfaktoren für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bis 2045 und legt damit die Grundlage für die Szenarienentwicklung des MOPPL-Projekts. Durch eine Kombination aus Stakeholder-Befragung, qualitativer Systematisierung und Meta-Analyse bestehender Energiesystemstudien werden die wesentlichen Treiber und Hemmnisse identifiziert, die den Hochlauf von Wasserstofftechnologien prägen.

Die Umfrage unter Industriepartnern zeigt, dass ökonomische Faktoren wie Finanzierbarkeit und Bezahlbarkeit aktuell die größten Hürden darstellen, gefolgt von regulatorischen Unsicherheiten und infrastrukturellen Engpässen. Während die Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms für die Elektrolyse kritisch bewertet wird, gelten Steuerbefreiungen, beschleunigte Genehmigungsverfahren und die Etablierung von Märkten für grüne Produkte als entscheidende Treiber. Die qualitative Analyse systematisiert diese Faktoren in technische, regulatorische und ökonomische Kategorien und verdeutlicht, dass Wirkungsgradsteigerungen bei Elektrolyseuren, Kostendegression durch Skaleneffekte sowie klare Bilanzierungsstandards für Wasserstoff essenziell sind, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern.

Die Meta-Analyse der „Big Five“-Studien und weiterer Szenarien offenbart eine große Bandbreite möglicher Entwicklungslinien für 2045, insbesondere hinsichtlich der Wasserstoffnachfrage, der Elektrolyseleistung und der Importquoten. Während einige Studien von einem hohen Importanteil ausgehen, setzen andere auf eine stärkere heimische Produktion, was erhebliche Auswirkungen auf die benötigte Infrastruktur hat. Auf Basis dieser Erkenntnisse wurden für das Projekt MOPPL drei Szenarien entwickelt: ein mittleres Szenario als Baseline, ein hohes Verbrauchsszenario zur Abbildung extremer Nachfrage und ein Szenario mit Importeinschränkungen, um die Auswirkungen einer stärkeren heimischen Produktion zu untersuchen. Diese Szenarien bilden den quantitativen Rahmen für die nachfolgenden Modellierungen und zeigen, dass der Erfolg der Wasserstoffwirtschaft maßgeblich von der Synchronisation technologischer, regulatorischer und infrastruktureller Maßnahmen abhängt.

Ergänzend wurde in Kapitel 2 ein Teilaspekt aus Arbeitspaket 3 aufgenommen, da die Aktualisierung der Szenarien inhaltlich unmittelbar an die Szenarienentwicklung anschließt. Aufgrund veränderter geo- und energiepolitischer Rahmenbedingungen wurden die ursprünglichen Szenarien überarbeitet, da die zugrunde liegenden „Big Five“-Studien aus den Jahren 2021 und 2022 insbesondere die Auswirkungen des Ukraine-Kriegs noch nicht berücksichtigen konnten. Die aktualisierten Szenarien basieren auf neueren Studien, darunter der Agora-Report 2024, die Langfristszenarien des BMWK sowie der Ariadne-Report. Diese prognostizieren unter anderem höhere Strom- und Wasserstoffnachfragen, einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien sowie aktualisierte Kostenannahmen. Auf dieser Grundlage wurden für das Projekt drei Hauptszenarien definiert: ein Basis-Szenario als Mittelwert der

betrachteten Studien, ein Hohes Bedarfs- und Verbrauchsszenario mit gesteigerter Strom- und Wasserstoffnachfrage sowie ein Szenario mit Importrestriktionen als Sensitivitätsanalyse.

Kapitel 3 beschreibt die Entwicklung eines mathematischen Verfahrens zur sektorübergreifenden Modellkopplung von Strom-, Gas- und Wasserstoffsystemen, um langfristige Transformationspfade des Energiesystems zu bewerten. Im Zentrum steht die Benders-Dekomposition, ein iteratives Optimierungsverfahren, das Investitionsentscheidungen (Masterproblem) mit detaillierten Infrastrukturmodellen (Subprobleme) verknüpft, ohne einen vollständigen Datenaustausch zwischen den Sektoren zu erfordern. Diese Methode ermöglicht eine annähernd effiziente Lösung bei vertretbarem Rechenaufwand, da sie die Komplexität des Gesamtproblems durch Zerlegung reduziert.

Die Modellarchitektur besteht aus drei Komponenten: einem Masterproblem für Investitionsentscheidungen, einem Stromnetzmodell für die stündliche Betriebsoptimierung des Übertragungsnetzes und einem H2-Netzmodell. Die Kopplung erfolgt über eine PostgreSQL-Datenbank, die als zentrale Schnittstelle für den Austausch von Investitionsvorgaben, Betriebszeitreihen und Dualinformationen (Schattenpreise) dient. Die technische Umsetzung nutzt ereignisgesteuerte Statusmeldungen, um Modellläufe automatisiert zu koordinieren.

Ein zentrales methodisches Element ist die zeitliche Aggregation des Jahres in vier repräsentative Typwochen, die mittels eines k-Means-Clustering-Verfahrens aus 52 Kalenderwochen ausgewählt werden. Diese Reduktion auf 168-Stunden-Blöcke erhält die saisonalen Muster (z. B. Wind- und Solareinspeisung, Lastprofile) und ermöglicht die Abbildung von Speicherzyklen, ohne die Rechenzeit unnötig zu erhöhen. Die räumliche Auflösung variiert zwischen den Modellen: Während das Masterproblem auf NUTS-2-Ebene (38 Regionen) optimiert, rechnet das Stromnetzmodell knotenscharf (676 Netzknoten) und das H2-Modell aggregiert Speicher zu Clustern, um die Komplexität zu begrenzen.

Die Benders-Dekomposition funktioniert durch den iterativen Austausch von Benders-Schnitten zwischen Master- und Subproblemen. Das Masterproblem übergibt Investitionsentscheidungen (Elektrolyseurkapazitäten) an die Infrastrukturmodelle, die daraufhin den kostenminimalen Betrieb unter Berücksichtigung technischer Restriktionen (Netzauslastung, Speichergrenzen) optimieren. Die resultierenden Dualwerte (z. B. Schattenpreise für Kapazitätsengpässe) fließen zurück ins Masterproblem und verbessern die Investitionsentscheidungen in der nächsten Iteration. Dieser Prozess wiederholt sich, bis die Differenz zwischen Upper Bound (Gesamtkosten der aktuellen Lösung) und Lower Bound (Kostenapproximation des Masterproblems) eine vorgegebene Toleranz unterschreitet.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Abbildung saisonaler H2-Speicher, die im Masterproblem über eine Inter-Perioden-Koordinierung gesteuert werden, während die intra-periodische Bewirtschaftung im H2-Netzmodell erfolgt. Dies ermöglicht die Berücksichtigung langfristiger Speicherzyklen (z. B. Befüllung im Sommer, Entleerung im Winter) trotz der zeitlichen Aggregation. Im Projektverlauf wird eine Dualwertapproximation entwickelt, um die Wechselwirkungen zwischen Strom- und H2-System besser abzubilden: Statt reiner Anreize aus dem Stromsystem werden nun kombinierte Strom- und Wasserstoffpreise verwendet, um den marginalen Systemwert zusätzlicher Elektrolysekapazitäten realistischer zu bewerten.

Die Konvergenz der Benders-Dekomposition hängt stark von der Wahl der Koordinierungsmechanismen ab, insbesondere von der Speicherbewirtschaftung, der Behandlung von Doppelzählungen (z. B. bei PtG-Erlösen) und der Konsistenz der Preissignale. Zur Unterstützung der Analyse wurden Dashboards entwickelt, die u.a. die Konvergenzverläufe, Preiszeitreihen und Investitionsentscheidungen visualisieren. Die Rechenzeiten sind jedoch erheblich: Eine Iteration dauert durchschnittlich 38 Minuten, wobei auf das Stromnetzmodell mit 70 % der größte Anteil entfällt. Szenarien mit saisonaler Speicheroptimierung erforderten teilweise mehrere hundert Iterationen und somit Laufzeiten von Wochen.

Trotz der methodischen Fortschritte weist das Verfahren Grenzen auf: Die vereinfachte Netzabbildung im H2-Modell, d.h. keine hydraulische Optimierung, sondern aggregierte Kapazitätsrestriktionen, erfordert eine zusätzliche physikalische Lastflussvalidierung, um Druck- und Strömungsrestriktionen zu überprüfen. Zudem ist die räumliche Aggregation der Speicher eine Vereinfachung, die lokale Engpässe möglicherweise nicht erfasst. Dennoch bietet die Methode einen pragmatischen Kompromiss zwischen Detailtiefe und Rechenbarkeit, der für die Planung sektorübergreifender Infrastrukturen unter Unsicherheit geeignet ist.

Kapitel 4 des Abschlussberichts beschreibt die Anwendung der entwickelten Modellkopplung auf die langfristige Transformation des deutschen Strom- und Wasserstoffsystems bis zum Jahr 2045 auf Grundlage der in Kapitel 2 entwickelten und aktualisierten Szenarien. Die Modellrechnungen zeigen, dass die entwickelte Methodik auch für ein großskaliges und sektorgekoppeltes Energiesystem stabile und robuste Optimierungsergebnisse liefert. Der Ausbau von Elektrolyseuren orientiert sich dabei insbesondere an der räumlichen Verteilung erneuerbarer Strompotenziale, der Wasserstoffnachfrage sowie den verfügbaren Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen. Gleichzeitig prägen Wasserstoffimporte, Speicher und die Rückverstromung die Betriebsweise des zukünftigen Wasserstoffsystems. Die ergänzende physikalische Validierung bestätigt, dass die optimierten Betriebszustände des Wasserstoffkernnetzes im überwiegenden Teil des Netzes plausibel abgebildet werden können und auftretende Überlastungen überwiegend auf modellbedingte Vereinfachungen zurückzuführen sind.

Abschließend werden Sensitivitätsanalysen sowie Untersuchungen flacher Optima durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die grundsätzlichen Investitionsentscheidungen gegenüber Änderungen zentraler Modellannahmen weitgehend robust sind. Gleichzeitig existieren mehrere alternative regionale Ausbaukonfigurationen mit nahezu identischen Gesamtsystemkosten. Dies verdeutlicht, dass insbesondere die räumliche Verteilung der Elektrolysekapazitäten variieren kann, während der insgesamt erforderliche Ausbau vergleichsweise stabil bleibt.

In **Kapitel 5** werden die Auswirkungen des Basisszenarios und des hohen Verbrauchsszenarios auf die Verteilnetzebene untersucht sowie die Methodik zur Ableitung des zukünftigen Infrastrukturbedarfs für Fernwärme- und Wasserstoffnetze mit Fokus auf die Verteilnetzebene vorgestellt. Ausgangspunkt bildet die räumliche Verteilung der Wärmebedarfe, anhand derer zukünftige Fernwärmeversorgungsgebiete bzw. Ausbau und Nachverdichtung bestehender Fernwärmenetze ermittelt werden. Gleichzeitig werden aus den Ergebnissen der Gesamtsystems simulation für die Verortung von Wasserstoffherzeugern und -verbrauchern Wasserstoffversorgungsgebiete auf Verteilnetzebene abgeleitet. Mithilfe eines iterativen Gewichtungsverfahrens werden die Wärmeversorgungstechnologien unter Berücksichtigung der verfügbaren Energieträger und der städtebaulichen Typologien räumlich verteilt und daraus die erforderlichen Wasserstoffverteilnetze abgeleitet. Ergänzend wird der zusätzliche Anschlussbedarf von Wasserstoffherzeugern und -verbrauchern an das Wasserstoffkernnetz bestimmt.

Aufgrund des größeren Anteils der über Fernwärme bereitgestellten Wärme ergibt sich im hohen Verbrauchsszenario auch ein größerer Bedarf an Fernwärmeinfrastruktur. Hinsichtlich des wasserstoffseitigen Infrastrukturbedarfs muss zwischen der übergeordneten Netzebene (Transportnetz) und der Verteilnetzebene unterschieden werden. Während sich für die Anbindung der großen Erzeuger- und Verbraucherstandorte für das hohe Verbrauchsszenario ein leicht größerer zusätzlicher Leitungsbedarf als im Basisszenario ergibt, ist es auf der Niederdruck-Verteilnetzebene umgekehrt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass trotz des insgesamt höheren Wärmebedarfs im hohen Verbrauchsszenario der über dezentrale Wasserstofftechnologien bereitgestellte Wärmebedarf geringer ausfällt als im Basisszenario. Die Analyse verdeutlicht, dass die räumliche Verteilung der Technologien einen wesentlichen Einfluss auf den erforderlichen Netzausbau besitzt. Während bei der deutschlandweiten Berechnung Wasserstofftechnologien bevorzugt verdichteten Siedlungsstrukturen zugeordnet werden können,

führt die regional differenzierte Betrachtung auf NUTS-2-Ebene aufgrund der zu erfüllenden regionalen Vorgaben und der dadurch eingeschränkten Freiheitsgrade bei der Technologieverteilung zu einem deutlich größeren Infrastrukturbedarf. Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass regionale Randbedingungen sowie die räumliche Koordination von Fernwärme- und Wasserstoffversorgung die Dimensionierung zukünftiger Verteilnetze maßgeblich beeinflussen und daher bei der Planung der Transformationspfade berücksichtigt werden müssen.

8 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Projektarbeiten

Die im Projekt MOPPL durchgeführten Arbeiten dienten der Entwicklung und Anwendung einer gekoppelten Modellierungsumgebung zur integrierten Analyse von Strom-, Wasserstoff- und Energiesysteminfrastrukturen. Im Folgenden werden die Notwendigkeit des Vorhabens sowie die Angemessenheit der im Projektverlauf durchgeführten Arbeiten erläutert.

8.1 Projektarbeiten Notwendigkeit des Vorhabens

Die Erreichung der deutschen und europäischen Klimaschutzziele erfordert einen koordinierten Umbau des Energiesystems. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien kommt dabei insbesondere Wasserstoff eine wichtige Rolle als Energieträger für die Dekarbonisierung der Industrie, die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung sowie die saisonale Energiespeicherung zu. Der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist dabei eng mit Entwicklungen im Stromsystem verknüpft, da insbesondere Elektrolyseure und wasserstoffbetriebene Kraftwerke als Bindeglied zwischen beiden Infrastrukturen fungieren.

Investitionsentscheidungen in den Bereichen Stromnetz, Wasserstoffnetz, Wasserstoffspeicher, wasserstoffbetriebene Kraftwerke und Elektrolyseure beeinflussen sich gegenseitig. Gleichzeitig werden diese Infrastrukturen häufig von unterschiedlichen Akteuren geplant und betrieben. Für eine volkswirtschaftlich effiziente Transformation des Energiesystems ist daher eine integrierte Betrachtung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Sektoren erforderlich.

Zum Zeitpunkt der Antragstellung bestand eine Forschungslücke hinsichtlich der gekoppelten Optimierung von Energiesystem-, Stromnetz- und Wasserstoffnetzmodellen. Vorhandene Modellierungsansätze betrachteten häufig nur einzelne Sektoren oder Infrastrukturen isoliert oder konnten die Wechselwirkungen zwischen Investitionsentscheidungen und Infrastrukturen nur eingeschränkt abbilden. Für Politik, Netzbetreiber und Infrastrukturplaner bestand daher ein Bedarf an belastbaren Analysen langfristiger Transformationspfade unter Berücksichtigung der sektorübergreifenden Zusammenhänge.

Das Projekt MOPPL adressierte diese Forschungslücke durch die Entwicklung einer gekoppelten Modellierungsumgebung, welche ein Energiesystemmodell mit einem Stromnetz- und einem Wasserstoffnetzmodell verbindet. Ein besonderer Vorteil des entwickelten Ansatzes besteht darin, dass die einzelnen Modelle nicht in einer gemeinsamen Modellierungsumgebung implementiert werden müssen. Stattdessen erfolgt die Kopplung über den Austausch ausgewählter Modellinformationen und Ergebnisse. Dadurch können bestehende Modelle und Datenstrukturen der beteiligten Institutionen weiter genutzt werden, ohne dass deren interne Modellierung offengelegt oder vollständig integriert werden muss. Dies erhöht die Übertragbarkeit des Ansatzes und erleichtert die Zusammenarbeit unterschiedlicher Forschungseinrichtungen und Stakeholder.

8.2 Angemessenheit der Projektarbeiten

Die im Projekt durchgeführten Arbeiten erwiesen sich als geeignet und erforderlich, um die formulierten Projektziele zu erreichen. Die Bearbeitung erfolgte arbeitsteilig entsprechend der jeweiligen fachlichen Expertise der Verbundpartner. Während die Universität Duisburg-Essen die Entwicklung des Investitions- und Koordinierungsmodells sowie der Modellkopplung verantwortete, erfolgte die Weiterentwicklung und Anwendung der Strom- bzw. Wasserstoffnetzmodelle durch das ie³ der Technischen Universität Dortmund sowie das Gas- und Wärme-Institut Essen.

Die Kombination aus Investitions- und Koordinierungsmodell, Stromnetzmodell und H₂-Netzmodell ermöglichte eine detaillierte Analyse der Wechselwirkungen zwischen Infrastrukturentwicklung,

Investitionsentscheidungen und Systembetrieb. Aufgrund der Größe und Komplexität der gekoppelten Modellierungsumgebung stellte die Entwicklung einer iterativen Modellkopplung auf Basis der Benders-Dekomposition einen geeigneten Ansatz dar, um die Berechnungen mit vertretbarem Rechenaufwand durchführen zu können.

Die Entwicklung der Modellkopplung erforderte umfangreiche Testrechnungen sowie mehrere iterative Weiterentwicklungen der Schnittstellen und Algorithmen, um die Stabilität und Konvergenz des Verfahrens sicherzustellen. Darüber hinaus waren die Durchführung verschiedener Szenarien und Sensitivitäten sowie die wiederholte Validierung der Ergebnisse notwendig, um die Robustheit der Aussagen gegenüber unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Unsicherheiten zu untersuchen.

Die Einbindung der assoziierten Partner ermöglichte eine kontinuierliche Diskussion der Annahmen und Ergebnisse und trug zur Praxisrelevanz der Untersuchungen bei. Trotz zusätzlicher Herausforderungen bei der Datenbereitstellung, der Integration der unterschiedlichen Modelle sowie des hohen Rechenaufwands konnten die entwickelten Methoden erfolgreich implementiert und auf großskalige Anwendungsstudien angewendet werden. Die im Projekt formulierten Ziele wurden damit erreicht.

9 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Das Projekt „MOPPL – Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade – Koevolution, Koordination und Robustheit unter Berücksichtigung verschiedener Systemebenen“ begann am 1. August 2022. Im Projektverlauf wurde eine kostenneutrale Verlängerung des Bewilligungszeitraums bis zum 31. Dezember 2025 bewilligt, um die geplanten Arbeiten und Analysen vollständig durchführen und abschließen zu können. Die nachfolgenden Abschnitte erläutern die wichtigsten Aspekte des zahlenmäßigen Nachweises der einzelnen Verbundpartner.

9.1 Universität Duisburg-Essen (UDE) – Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL)

Der zahlenmäßige Nachweis wurde bereits separat übermittelt. Die bewilligten Fördermittel wurden insgesamt entsprechend dem Verwendungszweck eingesetzt. Der überwiegende Teil der Mittel entfiel auf wissenschaftliches Personal.

Im Projektverlauf wurden zwei Mittelumwidmungen vorgenommen. Im August 2024 wurden aufgrund gestiegener GAMS-Lizenzkosten, des Verzichts auf zusätzliche Rechnerkapazitäten sowie geringerer Workshopkosten Mittel zugunsten der Personalkosten umgeschichtet. Im Oktober 2025 erfolgte eine weitere Umschichtung, da die GAMS-Lizenz anteilig über ein anderes Projekt finanziert wurde und sich gleichzeitig ein erhöhter Personalbedarf aufgrund des höheren methodischen Entwicklungsaufwands ergab. Die tatsächlichen Personalkosten lagen zum Projektende daher leicht über den ursprünglich veranschlagten Werten.

Die vorgenommenen Anpassungen dienten ausschließlich der bedarfsgerechten Verwendung der bewilligten Mittel und hatten keine Auswirkungen auf die Projektziele oder den Verwendungszweck. Die Abweichungen zwischen den Kostenpositionen bewegten sich im zulässigen Rahmen.

9.2 Technische Universität Dortmund (TUD) - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie³)

Im Rahmen des Projekts wurden keine Sachinvestitionen getätigt. Die bewilligten Fördermittel wurden daher vollständig für die Finanzierung des wissenschaftlichen Personals eingesetzt.

9.3 Gas- und Wärme-Institut Essen (GWI)

Im Rahmen des Projekts wurden keine Sachinvestitionen getätigt. Die bewilligten Fördermittel wurden daher vollständig für die Finanzierung des wissenschaftlichen Personals eingesetzt.

10 Nutzen und Verwertung der Ergebnisse

Die im Projekt MOPPL entwickelten Methoden und erzielten Ergebnisse leisten sowohl einen Beitrag zur wissenschaftlichen Weiterentwicklung integrierter Energiesystemanalysen als auch zur praktischen Bewertung langfristiger Transformationspfade für Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen. Durch die Kopplung eines Energiesystemmodells mit Strom- und Wasserstoffnetzmodellen konnten neue Erkenntnisse zu den Wechselwirkungen zwischen Infrastrukturentwicklung, Standortentscheidungen und Systembetrieb gewonnen werden. Im Folgenden werden die wissenschaftliche und praktische Verwertung der Projektergebnisse sowie mögliche weiterführende Arbeiten dargestellt.

10.1 Wissenschaftliche Verwertung

Die im Projekt MOPPL entwickelte Modellkopplung leistet einen Beitrag zur Weiterentwicklung integrierter Energiesystemanalysen und erweitert den Stand der Forschung im Bereich der sektorübergreifenden Infrastrukturplanung. Durch die Kopplung eines Energiesystemmodells mit einem Stromnetz- und einem Wasserstoffnetzmodell konnte eine Methodik entwickelt werden, welche die Wechselwirkungen zwischen Investitionsentscheidungen und Infrastrukture restriktionen in unterschiedlichen Energiesektoren berücksichtigt.

Darüber hinaus wurde der Einsatz von Benders-Dekompositionsverfahren für die gekoppelte Planung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen weiterentwickelt und auf eine großskalige Modellierungsumgebung angewendet. Die entwickelten Methoden und Modelle bilden eine Grundlage für zukünftige Forschungsarbeiten im Bereich der integrierten Infrastruktur- und Transformationsplanung.

Die wissenschaftliche Verwertung der Projektergebnisse erfolgt insbesondere durch die Veröffentlichung der entwickelten Methodik und der gewonnenen Erkenntnisse in wissenschaftlichen Fachbeiträgen sowie durch die Präsentation der Ergebnisse auf Konferenzen und Fachveranstaltungen. Eine Übersicht der im Projekt entstandenen bzw. geplanten Veröffentlichungen und Beiträge ist in Kapitel 12 enthalten.

Darüber hinaus werden die entwickelten Methoden, Modelle und Datengrundlagen in weiterführenden Forschungsarbeiten am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen sowie bei den Projektpartnern genutzt. Die Ergebnisse des Projektes fließen zudem in Dissertationen, Abschlussarbeiten und zukünftige Forschungsprojekte im Bereich der Energiesystemanalyse und Infrastrukturplanung ein.

10.2 Praktische Verwertung

Die im Projekt MOPPL entwickelte Modellkopplung ermöglicht die integrierte Analyse von Investitionsentscheidungen und Infrastrukturentwicklungen im Strom- und Wasserstoffsystem. Die Projektergebnisse können insbesondere von Netzbetreibern, Infrastrukturplanern sowie politischen Entscheidungsträgern genutzt werden, um die Auswirkungen unterschiedlicher Ausbau- und Transformationspfade zu bewerten.

Durch die Berücksichtigung von Strom- und Wasserstoffnetzrestriktionen sowie der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Infrastrukturen können geeignete Standorte für Elektrolyseure identifiziert und deren Auswirkungen auf das Gesamtsystem analysiert werden. Darüber hinaus ermöglichen die entwickelten Modelle die Bewertung unterschiedlicher Ausbaupfade für die Wasserstoffwirtschaft sowie die Untersuchung der Bedeutung von Importen, Speichern und Netzinfrastrukturen für die zukünftige Energieversorgung.

Die im Rahmen des Projektes durchgeführten Szenario- und Sensitivitätsanalysen liefern belastbare Erkenntnisse zu den Auswirkungen verschiedener energiepolitischer und technologischer Rahmenbedingungen. Die Ergebnisse können somit zur Unterstützung strategischer Planungs- und Entscheidungsprozesse in Politik, Verwaltung, Netzplanung und Energiewirtschaft herangezogen werden. Gleichzeitig stellen sie eine Grundlage für die Diskussion langfristiger Transformationsstrategien im Kontext des Wasserstoffhochlaufs und der Energiewende dar.

10.3 Weiterführende Arbeiten

Die im Projekt MOPPL entwickelte Modellkopplung bietet zahlreiche Ansatzpunkte für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Eine naheliegende Erweiterung besteht in der Einbindung zusätzlicher Infrastrukturen und Sektoren, beispielsweise von Wärmenetzen, Verteilnetzen oder CO₂-Infrastrukturen. Darüber hinaus könnten weitere Investitionsentscheidungen für Erzeugungs-, Speicher- und Flexibilitätsoptionen direkt in die gekoppelte Optimierung integriert werden.

Weitere Forschungspotenziale bestehen in einer höheren räumlichen und zeitlichen Auflösung der Modelle sowie in der Untersuchung zusätzlicher Szenarien und Unsicherheiten. Insbesondere die Analyse alternativer Entwicklungen des Wasserstoffhochlaufs, veränderter Importbedingungen oder neuer regulatorischer Rahmenbedingungen stellt ein relevantes Anwendungsfeld dar.

Methodisch bieten sich zudem Weiterentwicklungen zur Verbesserung der Konvergenz und Rechenperformance der Modellkopplung an. Dies würde die Anwendung auf größere Untersuchungsräume, zusätzliche Zieljahre oder komplexere Transformationspfade ermöglichen.

Die im Projekt entwickelten Modelle und Methoden bilden darüber hinaus eine Grundlage für zukünftige Forschungsprojekte und wissenschaftliche Arbeiten. Eine Weiterführung der Arbeiten erfolgt unter anderem im Rahmen laufender Promotionsvorhaben sowie weiterer Forschungsaktivitäten der beteiligten Projektpartner.

11 Fortschritte auf dem Gebiet bei anderen Stellen

Während der Laufzeit des Projektes MOPPL haben sich sowohl die energiepolitischen Rahmenbedingungen als auch die wissenschaftlichen Arbeiten im Bereich der Wasserstoffwirtschaft und der integrierten Energiesystemmodellierung dynamisch weiterentwickelt. Die im Folgenden dargestellten Entwicklungen waren für die Durchführung und Einordnung des Vorhabens von besonderer Relevanz.

11.1 Energiepolitische Entwicklungen

Während der Projektlaufzeit wurden zahlreiche politische Weichenstellungen für den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland und Europa vorgenommen. Hierzu zählen insbesondere die Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie im Jahr 2023, die Konkretisierung des deutschen Wasserstoffkernnetzes sowie die Weiterentwicklung europäischer Regelungen für Wasserstoffmärkte und -infrastrukturen. Parallel dazu wurden die Diskussionen über den zukünftigen Ausbau wasserstofffähiger Kraftwerkskapazitäten, den Ausbau der Stromnetze sowie die Rolle internationaler Wasserstoffimporte intensiviert.

Gleichzeitig wurde deutlich, dass die Planung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen zunehmend gemeinsam betrachtet werden muss. Erste Ansätze zur stärkeren Verzahnung der Stromnetz- und Wasserstoffnetzplanung sowie die Diskussion einer engeren Abstimmung entsprechender Netzentwicklungsprozesse verdeutlichen die wachsende Bedeutung sektorübergreifender Planungsansätze. Diese Entwicklungen unterstreichen die Relevanz integrierter Modellierungsansätze und bilden einen wesentlichen Anwendungsrahmen für die im Projekt MOPPL entwickelten Methoden und durchgeführten Untersuchungen.

11.2 Wissenschaftliche Entwicklungen

Auch auf wissenschaftlicher Ebene gewann die sektorübergreifende Analyse von Energiesystemen während der Projektlaufzeit weiter an Bedeutung. Zahlreiche Forschungsarbeiten beschäftigten sich mit der Kopplung von Strom-, Gas- und Wasserstoffsystemen sowie mit der räumlichen Planung von Elektrolyseuren und Wasserstoffinfrastrukturen. Gleichzeitig wurden Methoden zur Modellkopplung und zur Lösung großskaliger Optimierungsprobleme kontinuierlich weiterentwickelt. Darüber hinaus wurden neue offene Modellierungsplattformen, Datensätze und Szenariorahmenwerke bereitgestellt, welche die Analyse zukünftiger Energiesysteme unterstützen. Insgesamt zeigt sich ein wachsendes wissenschaftliches Interesse an der integrierten Betrachtung verschiedener Energiesektoren und Infrastrukturen.

11.3 Einordnung für MOPPL

Die dargestellten Entwicklungen unterstreichen die hohe Aktualität und Relevanz der im Projekt MOPPL bearbeiteten Fragestellungen. Insbesondere der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft, die Planung des Wasserstoffkernnetzes sowie die zunehmende Bedeutung wasserstoffbasierter Technologien verdeutlichen die Notwendigkeit einer integrierten Analyse von Strom- und Wasserstoffsystemen.

Trotz erheblicher Fortschritte in Forschung und Praxis besteht weiterhin ein Bedarf an Methoden, welche Energiesystem-, Stromnetz- und Wasserstoffnetzmodelle in einer gemeinsamen Analyseumgebung berücksichtigen können. Die im Projekt MOPPL entwickelte Modellkopplung adressiert diese Fragestellung und ermöglicht die Untersuchung langfristiger Transformationspfade unter Berücksichtigung sektorübergreifender Wechselwirkungen. Die Projektergebnisse leisten damit einen Beitrag zur Weiterentwicklung integrierter Planungs- und Bewertungsansätze für zukünftige Energieinfrastrukturen.

12 Veröffentlichungen und Wissenstransfer

Während der Laufzeit des Projektes wurden die Projektergebnisse auf wissenschaftlichen Konferenzen, Workshops und Fachveranstaltungen vorgestellt. Darüber hinaus befinden sich zwei Publikationen in wissenschaftlichen Zeitschriften mit Peer-Review auf Basis der Projektergebnisse in Vorbereitung.

12.1 Vorträge und Konferenzbeiträge

- Radek, Julian; Weber, Christoph (31.08.2023) Accounting for seasonal storage dispatch in expansion planning of integrated power and gas systems via Benders Decomposition. OR 2023, Hamburg
- Radek, Julian (29.11.2023) Projektvorstellung MOPPL - Mathematisches Verfahren zur Kopplung von Energiesystem- und Infrastrukturmodellen. TransHyDE Vollversammlung, Leipzig.
- Radek, Julian; Brunsch, Daniel; Kramer, Hendrik; Weber, Christoph (12.09.2024) Coupling an investment model with two sequential infrastructure models using Benders decomposition. SDEWES, Rom.
- Brunsch, Daniel; Radek, Julian; Kramer, Hendrik; Weber, Christoph (24.09.2024) Coupling an investment model with two sequential infrastructure models using Benders decomposition, Workshop der Arbeitsgruppe Umwelt und Energie der Gesellschaft für Operations Research e.V. (GOR), Hagen.
- Benthin, Jörn (09.04.2025) Integrierte Analyse des H₂-Kernnetzes unter Einbindung eines gekoppelten Energiesystemmodells, Perspektive Forschung – Das DVGW Netzwerksymposium Energie, Leipzig
- Brunsch, Daniel; Kramer, Hendrik; Weber, Christoph (26.08.2025) Regional Investment Planning of Sector-Coupling Technologies Using Benders Decomposition. 14th International Ruhr Energy Conference, Essen.
- Schuster, Christian (29.04.2026) MOPPL – Modellkopplung zur integrierten Optimierung langfristiger Transformationspfade, DVGW-Netzwerksymposium Energie „Perspektive Forschung“, Essen

12.2 Workshops und Wissenstransfer

Organisation eigener Workshops

- Kick-off-Meeting des Projekts (2022)
- Workshop mit den Verbund- und assoziierten Partnern zur Diskussion der Modellkopplung, Szenarien und Zwischenergebnisse (2023)
- Zwischenworkshops zur Vorstellung der entwickelten Modellkopplung und erster Ergebnisse der Testrechnungen (2024/2025)
- Abschlussworkshop zur Präsentation und Diskussion der Projektergebnisse (2026)

Teilnahme an Netzwerktreffen und Fachveranstaltungen

- Teilnahme an der TransHyDE-Vollversammlung und Scientific Conference (2023, 2025)
- Teilnahme am Clustertreffen Infrastrukturen und Systemintegration des Forschungsnetzwerks Wasserstoff in Oldenburg (2023)

12.3 Posterbeiträge

- Brunsch, Daniel; Heyer, Annika; Kramer, Hendrik; Lindner, Martin; Offermann, Nils; Radek, Julian; Schuster, Christian; Benthin, Jörn; Rehtanz, Christian; Weber, Christoph (18.09.2024)

MOPPL - Koordination von Infrastrukturplanung für Wasserstoff und Elektrizität mit Investitionen in sektorkoppelnde Anlagen – ein Ansatz zur Modellkopplung, Hy.Summit 2024, Essen

- Kramer, Hendrik; Pflugfelder, Yannik (06.05.2025) Eine gemeinsame Infrastrukturplanung für Strom und Wasserstoff? – Ein Ansatz mittels Benders-Zerlegung Investitionen und Betrieb des Strom- und Wasserstoff-Netzes, Jahrestreffen des Forschungsnetzwerks Energiesystemanalyse, Berlin.
- Kramer, Hendrik (26.11.2025) Infrastrukturplanung mit gekoppelten Strom- und Wasserstoff-Modellen und Benders-Dekomposition – Erste Einblicke in Elektrolyseur-Standorte, TransHyDE Vollversammlung, Leipzig.

12.4 Veröffentlichungen in wissenschaftlichen Zeitschriften

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Schlussberichts befinden sich folgende wissenschaftliche Publikationen in Vorbereitung:

- Brunsch, Daniel; Kramer, Hendrik; Krüßmann, René; Pflugfelder, Yannik; Schuster, Christian (2026) Spatial planning of hydrogen infrastructure in Germany under coupled electricity-hydrogen interactions. Working paper
- Brunsch, Daniel; Kramer, Hendrik; Weber, Christoph (2026) Coupled development of electricity and hydrogen infrastructure – A tailored Benders Decomposition approach. Working paper

13 Literaturverzeichnis

- [Agor24] AGORA ENERGIEWENDE: Klimaneutrales Deutschland, Von der Zielsetzung zur Umsetzung.
- [BHHH20] BENTHIN, JÖRN ; HAGEMEIER, ANNE ; HEYER, ANNIKA ; HUISMANN, PHILIPP ; KRASSOWSKI, JOACHIM ; SETTGAßT, CHRISTINE ; WORTMANN, BEN ; GÖRNER, KLAUS: *IntegraNet - Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze* (Abschlussbericht). Oberhausen/Essen, 2020
- [Cerb17] CERBE, GÜNTER: *Grundlagen der Gastechnik*. 8. Aufl. : Carl Hanser Verlag München Wien, 2017 — ISBN 978-3-446-44966-4
- [Comm00] *Commissioning of the floating LNG regasification unit delivered by TotalEnergies to Lubmin terminal in Germany | TotalEnergies.com*. URL <https://totalenergies.com/news/press-releases/commissioning-floating-lng-regasification-unit-delivered-totalenergies-lubmin>. - abgerufen am 2026-05-07
- [Dass25] DASSAULT SYSTÉMES: Dymola - Dynamic Modeling Laboratory.
- [DEDU22] DBI GAS- UND UMWELTECHNIK GMBH ; ESK GMBH ; DEEP.KBB GMBH ; UNTERGRUNDSPEICHER- UND GEOTECHNOLOGIE-SYSTEME GMBH: Wasserstoff speichern - soviel ist sicher; Transformationspfade für Gasspeicher (2022)
- [Einz24] *Einzelausgaben - Statistik der Bundesagentur für Arbeit*. URL https://statistik.arbeitsagentur.de/SiteGlobals/Forms/Suche/Einzelheftsuche_Formular.html?topic_f=beschaeftigung-sozbe-gemband. - abgerufen am 2026-05-12
- [Frau24a] FRAUNHOFER ISI, CONSENTEC, IFEU, TU BERLIN: Langfristszenarien.
- [Frau24b] FRAUNHOFER ISE: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem*, 2024
- [Gasi00a] *Gas Infrastructure Europe - AGSI*. URL <https://agsi.gie.eu/>. - abgerufen am 2026-05-06
- [Gasi00b] *Gas Infrastructure Europe - ALSI*. URL <https://alsi.gie.eu/>. - abgerufen am 2026-05-06
- [Geme24] *Gemeinsamer Antrag für das Wasserstoff-Kernnetz* : FNB Gas, 2024
- [H2me00] *H2med - The H2med project*. URL <https://h2medproject.com/the-h2med-project-2/>. - abgerufen am 2026-05-07
- [HKSR20] HOFFMANN, MAXIMILIAN ; KOTZUR, LEANDER ; STOLTEN, DETLEF ; ROBINIUS, MARTIN: A Review on Time Series Aggregation Methods for Energy System Models. In: *Energies* Bd. 13 (2020), Nr. 3, S. 641
- [KMRS18] KOTZUR, LEANDER ; MARKIEWITZ, PETER ; ROBINIUS, MARTIN ; STOLTEN, DETLEF: Time series aggregation for energy system design: Modeling seasonal storage. In: *Applied Energy* Bd. 213 (2018), S. 123–135
- [KSKV24] KLAAS, ANN-KATHRIN ; SCHLUND, DAVID ; KOPP, JAN HENDRIK ; VEY, MEIKE: *Die Bedeutung von Wasserstoffspeichern - Eine Analyse der Bedarfe, Potenziale und Kosten* : Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2024

- [LBBS25] LUDERER, GUNNAR ; BARTELS, FREDERIKE ; BROWN, TOM ; SCHREYER, FELIX ; SÖRGEL, DOMINIKA ; HASSE, ROBIN ; HOPPE, JOHANNA ; PIETZCKER, ROBERT ; U. A.: *Ariadne Report: Die Energiewende kosteneffizient gestalten – Szenarien zur Klimaneutralität 2045*, 2025
- [LSDB15] LOGA, T. ; STEIN, B. ; DIEFENBACH, N. ; BORN, R. (Hrsg.): *Deutsche Wohngebäudetypologie: beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - „Typology approach for building stock energy assessment“, EPISCOPE - „Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks“*. 2., erw. Aufl. Darmstadt : IWU, 2015 — ISBN 978-3-941140-47-9
- [Mode19] MODELICA ASSOCIATION: Modelica Standard Library - Version 3.2.3 (2019)
- [Moni23] *Monitoringbericht 2023* (Marktbeobachtung) : Bundesnetzagentur | Bundeskartellamt, 2023
- [NMGL22] NOVO, RICCARDO ; MAROCCO, PAOLO ; GIORGI, GIUSEPPE ; LANZINI, ANDREA ; SANTARELLI, MASSIMO ; MATTIAZZO, GIULIANA: Planning the decarbonisation of energy systems: The importance of applying time series clustering to long-term models. In: *Energy Conversion and Management: X* Bd. 15 (2022), S. 100274
- [Proc00] *Process-specific hydrogen potentials*. URL <https://isi.pages.fraunhofer.de/psph/>. - abgerufen am 2026-05-06
- [SBPL26] SCHUSTER, CHRISTIAN ; BENTHIN, JORN ; PAPE, LUKAS ; LEHNERT, FLORIAN ; MORADIPOUR, FARIBA ; HOTZ, CHRISTIAN: *Wärmeplan 2045 I* (Nr. DVGW-Förderkennzeichen G 202420) : Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte Institut des Karlsruher Instituts für Technologie, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, 2026
- [Stad00] *Stade | Deutsche Energy Terminal GmbH*. URL <https://energy-terminal.de/en/terminals/stade>. - abgerufen am 2026-05-07
- [Stat15] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (Hrsg.): *Zensus 2011 - Methoden und Verfahren*. Wiesbaden : Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015
- [Stat24] Ergebnisse des Zensus 2022: Gebäude- und Wohnungszählung, STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (Hrsg.).
- [TeLR13] TEUWSEN, JAN ; LIEBENAU, VOLKER ; REHTANZ, CHRISTIAN: Comparison of regionalization methods for network development planning. In: *IEEE PES ISGT Europe 2013*. Lyngby, Denmark : IEEE, 2013 — ISBN 978-1-4799-2984-9, S. 1–5
- [Tran00] *TransiEnt: Dynamic simulation of integrated energy systems*. URL <https://www.tuhh.de/transient-ee/welcome>. - abgerufen am 2026-03-02
- [TSRN25] TEODOSIC, MILIJANA ; SCHMID, DENNIS ; REHTANZ, CHRISTIAN ; NAMOCKEL, NILS ; JUNKERMANN, JAKOB ; HEYER, ANNIKA ; FELTGES, OTTO ; HUISMANN, PHILIPP ; U. A.: *GreenVEgaS: Gesamtsystemanalyse der Sektorenkopplung* : Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); TU Dortmund; Gas- und Wärme-Institut Essen e. V., 2025
- [Über23] UBER TECHNOLOGIES: H3 Geospatial Indexing System.
- [Über26] ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025), zweiter Entwurf* : Übertragungsnetzbetreiber, 2026

[Wang21] WANG, A., JENS, J., MAVINS, D., MOULTAK, M., SCHIMMEL, M., VAN DER LEUN, K., PETERS, D., BUSEMAN, M.: *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*. Utrecht, Niederlande : Guidehouse / Gas for Climate, 2021

[WeBu25] WEBER, CHRISTOPH ; BUCKSTEEG, MICHAEL: osE2M2s, Zenodo (2025)
<https://doi.org/10.5281/zenodo.14864389>

[Wilh00] *Wilhelmshaven 2 / Deutsche Energy Terminal GmbH*. URL <https://energy-terminal.de/en/terminals/wilhelmshaven-2>. - abgerufen am 2026-05-07