

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



VOLKSWAGEN
AKTIENGESELLSCHAFT
GROUP INNOVATION



TRANSDE: Transformation der Infrastruktur Deutschlands bis zum Jahr 2050 im Einklang mit der Energiewende aller Verbrauchssektoren

ABSCHLUSSBERICHT: VERSION ONLINE

Förderkennzeichen: 03EI1001A; 03EI1001A-C

Projektleitung: Julian Brandes, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Verbundpartner:

Volkswagen Aktiengesellschaft, Wolfsburg
Deutsches Brennstoff Institut Gas- und Umwelttechnik, Freiberg/Leipzig
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, Freiburg im Breisgau

Laufzeit: 01.09.2019 – 31.12.2022
Datum: 30.06.2023

Autoren: Julian Brandes, Wolfgang Biener, Jens Hüttenrauch, Janis Kähler, Christoph Kost, Florian Lehnert, Martin Lohrmann, Carla Rau, André Sternberg, Nico Steyer, Michael Wupperfeld

Für den Inhalt dieser Veröffentlichung sind die Autorinnen und Autoren verantwortlich.

1	EINLEITUNG	5
1.1	ZIEL UND AUFGABENSTELLUNG.....	5
1.2	PLANUNG UND ABLAUF DES VORHABENS	5
2	ÜBERSICHT: DATEN UND MODELLE	8
3	AP1: REMOD ZU REMOD-REGIONAL (FHG ISE)	9
3.1	REMOD MODELLBESCHREIBUNG EIN-KNOTEN MODELL	9
3.2	DATENGRUNDLAGE FÜR MEHR-KNOTEN-MODELL	10
3.3	AUFTEILUNG REGIONEN: OBJEKTORIENTIERTE PROGRAMMIERUNG UND NEU-IMPLEMENTIERUNG DER ENERGIEBILANZ	11
3.4	ABBILDUNG VON INFRASTRUKTUREN UND VERKNÜPFUNG DER MODELLKNOTEN	14
3.5	WEITERENTWICKLUNG DER KOPPLUNG DES OPTIMIERUNGSGRUNDLAGENPROGRAMMS CMA-ES AN	18
4	AP2: GAS – ENTWICKLUNG BEREITSTELLUNG, INFRASTRUKTUR UND NACHFRAGE (DBI)	20
4.1	FORSCHUNGSFRAGEN GASTRANSPORTNETZMODELL	20
4.2	METHODIK UND BESCHREIBUNG DES GASTRANSPORTNETZMODELLS	21
4.2.1	<i>Status quo</i>	22
4.2.2	<i>Zukunftsbetrachtung – Einschätzung der Ergebnisse aus REMod</i>	24
4.3	DATENGRUNDLAGE ZUR ABBILDUNG DES STATUS QUO	26
4.3.1	<i>Grenzübergangspunkte</i>	27
4.3.2	<i>Untergrundgasspeicher</i>	28
4.3.3	<i>Gasverteilnetze</i>	29
4.3.4	<i>Kraftwerke</i>	31
4.3.5	<i>Großindustrie</i>	32
4.3.6	<i>Gas-Residualleistung</i>	33
4.3.7	<i>Einbindung von Geodaten und typischer Gastransportnetzbetrieb</i>	36
4.4	STATUS QUO ERGEBNISSE.....	38
4.4.1	<i>Plausibilisierung des Use Case-Modells</i>	39
4.5	ZUKUNFTSBETRACHTUNG	41
4.5.1	<i>H₂-Transportkapazität</i>	42
4.5.2	<i>Schnittstelle zwischen REMod und dem Gasnetzmodell</i>	42
4.5.3	<i>Datenanalyse der REMod CH₄- und H₂-Bedarfe sowie der Bereitstellung</i>	43
4.5.4	<i>Importszenarien</i>	51
5	AP3: STROM UND WÄRME (FHG ISE)	55
5.1	STROM	55
5.2	WÄRME.....	55
6	AP4 (1): VERKEHR – ZEITLICH UND REGIONAL HOCH AUFGELÖSTE NACHFRAGEENTWICKLUNG (DBI)	57
6.1	HINTERGRUND UND ZIELSTELLUNG DES LADEINFRASTRUKTURMODELLS	57
6.2	MODELLOGIK DES LADEINFRASTRUKTURMODELLS	58
6.2.1	<i>Laden am Wohnort</i>	61
6.2.2	<i>Laden beim Arbeitgeber</i>	62
6.2.3	<i>Laden an High-Performance-Charging-Hubs (innerorts)</i>	64
6.2.4	<i>Laden an High-Performance-Charging-Hubs (Verkehrsachsen)</i>	66
6.2.5	<i>Laden an Kundenparkplätzen</i>	67
6.2.6	<i>Laden im öffentlichen Straßenraum</i>	68
6.3	HINTERGRUND UND ZIELSTELLUNG DES H ₂ -TANKSTELLENMODELLS	69

6.4	MODELLOGIK DES H ₂ -TANKSTELLENMODELLS	70
7	AP4 (2): VERKEHR – ZEITLICH UND REGIONAL HOCH AUFGELÖSTE NACHFRAGEENTWICKLUNG/FAHRPROFILE (VW AG)	74
7.1	HINTERGRUND UND ZIELSTELLUNG DES MOBILITÄTSMODELLS FÜR PKW UND LKW.....	74
7.2	FAHRPROFILMODELLIERUNG PKW	74
7.2.1	<i>Mobilitätsgruppen</i>	74
7.2.2	<i>Modellierungsmodule des Fahrprofilgenerators</i>	75
7.2.3	<i>Skalierungsgruppen</i>	77
7.2.4	<i>Reise-Modul des Fahrprofilgenerators</i>	78
7.2.5	<i>Bestimmung der Reiseanzahl</i>	78
7.2.6	<i>Parametrierung der Reisen</i>	79
7.2.7	<i>Terminierung von Reisen</i>	80
7.2.8	<i>Abfahrtszeit und Geschwindigkeit</i>	80
7.3	ARBEITSSTAGE-MODUL DES FAHRPROFILGENERATORS	81
7.3.1	<i>Festlegung der Arbeitstage und Auto-Pendeltage im Kalenderjahr</i>	82
7.3.2	<i>Wegeketten</i>	84
7.3.3	<i>Pendeldistanz</i>	85
7.3.4	<i>Abfahrts- / Abwesenheitszeiten</i>	85
7.4	SONSTIGE TAGE.....	86
7.4.1	<i>Tage ohne Pkw-Fahrten</i>	87
7.4.2	<i>Wegeketten</i>	87
7.4.3	<i>Abfahrts- / Abwesenheitszeiten</i>	89
7.5	FAHRT-PARAMETRIERUNG.....	89
7.5.1	<i>Distanzverteilung sonstige Fahrten</i>	90
7.5.2	<i>Geschlossene Teilwegekette</i>	91
7.5.3	<i>Durchschnittsgeschwindigkeit der Fahrten</i>	91
7.5.4	<i>Aufenthaltsdauern untertägig</i>	92
7.5.5	<i>Grenzfall - späte Heimkehr</i>	93
7.5.6	<i>Grenzfall – weniger Abwesenheitszeit als Fahrzeit</i>	93
7.6	BAST-ANPASSUNG.....	93
7.6.1	<i>Abweichung von Autobahnfahrten aus dem Modell von realem Verkehr 2012</i>	93
7.6.2	<i>Anpassungsmethodik und Ergebnis</i>	95
7.7	ZEITLICH UND RÄUMLICH AUFGELÖSTE NACHFRAGE NACH DEN EINZELNEN ENERGIE TRÄGERN FÜR DEN NUTZFAHRZEUGVERKEHR	97
7.8	BEMERKUNG ZU DEN GRÖßENKLASSEN NACH ZULÄSSIGEM GESAMTGEWICHT	98
7.9	BESCHREIBUNG DES DATENSATZES	98
7.10	VORGEHEN ZUM ERSTELLEN DER ZEITREIHEN.....	98
7.11	ERGEBNISSE UND DISKUSSION	99
7.11.1	<i>Zeitreihe 2011</i>	99
7.11.2	<i>Wochenverlauf</i>	99
7.11.3	<i>Tagesverlauf</i>	100
7.11.4	<i>Regionale Feiertage</i>	101
7.11.5	<i>Verteilung der Gesamtfahrleistung</i>	102
7.12	ABSCHÄTZEN DES SONSTIGEN GÜTERVERKEHRS	102
7.12.1	<i>Methodischer Überblick</i>	102
7.12.2	<i>Beschreibung der verwendeten Daten für die Regionalisierung</i>	103
7.12.3	<i>Wirtschaftsleistung</i>	103
7.12.4	<i>Bestand</i>	103
7.12.5	<i>Ableiten des Fahrleistungsanteils in den Regionen</i>	103
7.13	BESCHREIBUNG EINES GÜTERVERKEHRSSZENARIOS AUS EINEM VORHERGEHENDEN FORSCHUNGSPROJEKT	106
7.13.1	<i>Güterverkehrsleistung</i>	107
7.14	GRAVIMETRISCHER AUSLASTUNGSGRAD	108

7.15	LEERKILOMETER.....	108
7.16	LKW < 3,5 T	108
7.17	ERGEBNISSE.....	109
7.17.1	<i>Diskussion</i>	110
7.18	GRUNDLEGENDE ANNAHMEN ZUR ENERGIESITUATION IN 2050.....	110
7.19	BASt-ZÄHLSTELLEN.....	110
7.20	FAHRLEISTUNGSINDIKATOREN	110
7.21	LITERATURVERZEICHNIS.....	111
8	AP5: SZENARIENDEFINITION (ALLE)	113
9	AP6: ÖKOLOGISCHE BEWERTUNG DER SZENARIEN (FHG ISE)	115
9.1	METHODIK.....	115
9.2	ANNAHMEN UND DATEN FÜR VORDERGRUNDSYSTEM.....	116
9.3	ANNAHMEN UND DATEN FÜR HINTERGRUNDSYSTEM.....	117
9.4	TREIBHAUSGASEMISSIONEN	117
9.5	RESSOURCENBEDARF FÜR METALLE UND MINERALE	120
1 0	AP7: BEWERTUNG DES INFRASTRUKTURBEDARFES (FHG ISE, DBI)	124
10.1	AUSWERTEROUTINEN	124
10.2	ERGEBNISSE REMOD-REGIONAL.....	124
10.3	EINFLUSS EINER AUSGEBAUTEN WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR AUF DIE ERGEBNISSE AUS REMOD 152	
10.4	ERGEBNISSE STROMNETZMODELLIERUNG	154
10.4.1	<i>Szenario Grüne Gase</i>	156
10.5	ERGEBNISSE GASNETZMODELLIERUNG	158
10.5.1	<i>Elektrifizierung</i>	159
10.5.2	<i>Grüne Gase</i>	165
10.5.3	<i>Fazit</i>	170
10.5.4	<i>Ausblick</i>	171
10.6	ERGEBNISSE LADEINFRASTRUKTUR – ELEKTRIFIZIERUNGSSZENARIO (DBI)	172
10.6.1	<i>Regionale Entwicklung der privaten Ladeinfrastruktur von 2030 bis 2045..</i>	172
10.6.2	<i>Regionale Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur von 2030 bis 2045</i>	174
10.6.3	<i>Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse</i>	178
10.7	ERGEBNISSE H ₂ -TANKSTELLENINFRASTRUKTUR FÜR PKW (DBI)	182
1 1	AP8: FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	186
1 2	ANHANG	189
12.1	GASTRANSPORTNETZ – LEISTUNGEN DER GÜP	189
12.2	ERGEBNISSE LADEINFRASTRUKTUR – GRÜNE-GASE-SZENARIO	191
12.3	BETRACHTETE TECHNOLOGIEN DER ÖKOLOGISCHEN BEWERTUNG.....	196
	LITERATURVERZEICHNIS.....	202

1.1 Ziel und Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Forschungsprojekts wurden regionale Effekte in einem sektorengesystemgekoppelten Energiesystem durch eine regionalisierte Abbildung aller Energiesystembestandteile in mehreren Modellen, insbesondere im Energiesystemmodell REMod, mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung analysiert. Dabei wurden die Energiesektoren Energiewirtschaft, Wärme, Verkehr und Industrie detailliert berücksichtigt. Das Hauptziel des Forschungsvorhabens bestand darin, Transformationspfade für das deutsche Energiesystem auf Bundeslandebene über Modellabbildungen in System-, Netz- und Nachfragemodellen zu detaillieren und zu analysieren.

1.2 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Koordination und Leitung des Vorhabens lagen beim Fraunhofer ISE.

Das Projekt konzentriert sich auf die umfassende Regionalisierung des sektorengesystemgekoppelten Energiesystemmodells REMod mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung sowie auf die Verknüpfung mit weiteren Sektor- bzw. Netzmodellen. Ein zentraler Schwerpunkt liegt dabei auf der Berücksichtigung der Sektoren Energiewirtschaft, Wärme, Verkehr und Industrie. Durch die Modellierung von Transformationspfaden einzelner Bundesländer sowie von Gas- und Stromnetzen (inkl. Nachfragethematiken und Ladesäulen) wurde die Grundlage geschaffen, um Transformationspfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems weiterführend zu erforschen. Ergebnisse zu solchen Transformationspfaden wurden im Projekt erarbeitet und werden in diesem Bericht dargestellt.

Wie aus Abbildung 1 Abbildung 2 ersichtlich erfolgte der Start des Projekts mit dem Arbeitspaket AP1, das die Regionalisierung des REMod-Modells von einem einzigen Knoten zu einem Mehrknotenmodell vorsieht. Hier wurden auch die Infrastrukturen in das Gesamtenergiesystemmodell integriert, wodurch eine realitätsnähere Abbildung des Energiesystems ermöglicht wurde.

Die Arbeitspakete AP2 bis AP4 widmeten sich parallel der Datengrundlage für die Modellierung der Nachfragesektoren. Die Abbildung des Gasnetzes und der Gasnachfrage fand in AP2 beim Deutschen Brennstoffinstitut (DBI) statt, die Wärme- und Stromabbildung in AP3 durch das Fraunhofer ISE sowie der Verkehrssektor in AP4 durch die Volkswagen AG. In diesen Arbeitspaketen wurden unterschiedliche Methoden entwickelt, um die Daten für die Nachfrage zu erheben oder abzuleiten.

Im Arbeitspaket AP5 wurden konsistente, auf sich abgestimmte Szenarien entwickelt. Diese Szenarien wurden gemeinschaftlich im Projektkonsortium abgestimmt und sollen die Vielfalt der Nachfragesektoren abbilden. Dadurch wurde eine umfassende Analyse der unterschiedlichen Entwicklungen ermöglicht.

Ein weiterer Schwerpunkt lag im Arbeitspaket AP6, in dem eine Methodik zur ökologischen Bewertung der Szenarien mittels Lebenszyklusanalyse entwickelt wurde. Dies umfasste die Analyse der CO₂-Emissionen und des Materialverbrauchs über den gesamten Lebenszyklus des Energiesystems.

Die Auswertung der Modellierungsergebnisse der einzelnen Modelle erfolgte im Arbeitspaket AP7. Hierbei wurde insbesondere der Infrastrukturbedarf, der sich aus den Ergebnissen ergibt, analysiert. Abschließend wurden aus diesen Ergebnissen im Projekt Handlungsempfehlungen für eine effiziente und nachhaltige Entwicklung des Energiesystems abgeleitet. Während des Projektes und zu Projektende wurden die gewonnenen Erkenntnisse durch Veröffentlichungen und öffentliche Workshops mit Stakeholderinteraktionen einer breiteren Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

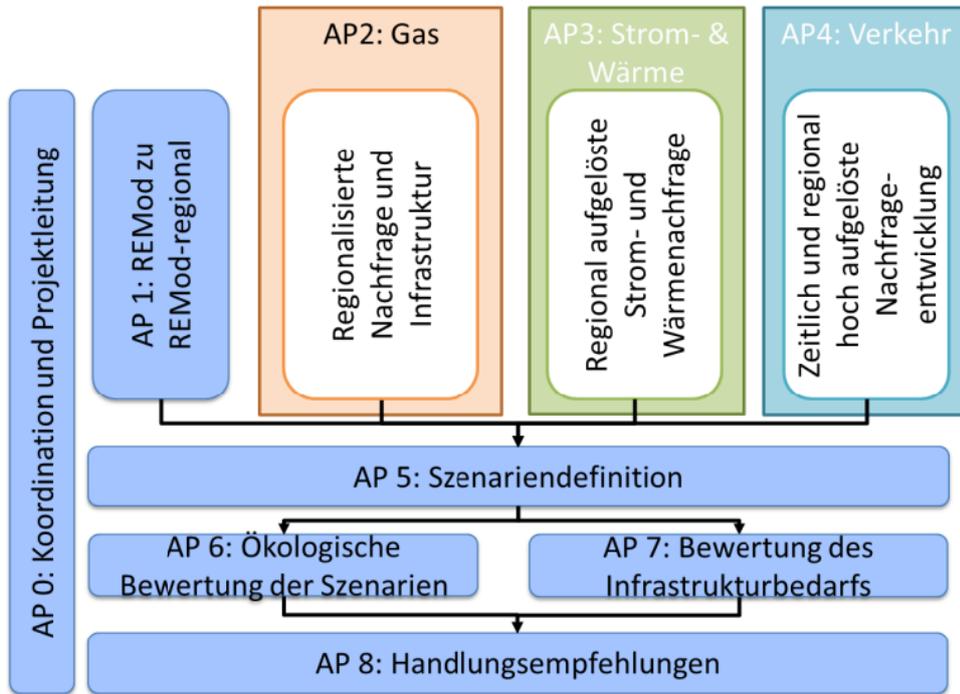


Abbildung 1: Arbeitsplan des Projektes TransDE

Projektmonat	2019				2020								2021				2022		
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2			
AP0	Koordination und Projektleitung																		
AP1	REMod zu REMod-regional																		
AP1.1	Literaturrecherche																		
AP1.2	Datenstruktur und Modellinteraktion																		
AP1.3	Implementation und Überprüfung																		
AP2	Gas – Regionale Nachfrageentwicklung und Infrastruktur																		
AP3	Strom- & Wärme																		
AP3.1	Gebäudebestand																		
AP3.2	Heizungstechnologien																		
AP3.3	Stromsystem																		
AP4	Verkehr – zeitl. und reg. hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung																		
AP5	Szenariendefinition																		
AP6	Ökologische Bewertung der Szenarien																		
AP7	Bewertung des Infrastrukturbedarfs																		
AP8	Veröffentlichungen, Datenmanagement und Workshops																		
Arbeitstreffen/öffentliche Workshops	A1	A2			W1				A3				A4				A5		W2
Meilensteine					MS1				MS2				MS3				MS4		

Abbildung 2: Zeitplan des Projektes TransDE

Abbildung des Verkehrssektors

In den REMod-regional Modellrechnungen des Fraunhofer ISE werden regionale Energieverbräuche für den Pkw- und Lkw-Verkehr ermittelt. Reale, GPS-gestützte Fahrdaten für Pkw und Lkw in Deutschland sind nicht flächendeckend und nicht herstellerübergreifend und repräsentativ verfügbar. Daher wurde, auf Basis der in Kapitel 2.5. AP4 (VW) beschriebenen Literatur aus öffentlichen Befragungsdaten, eine Methodik entwickelt und

regional aufgelöste Fahrprofile für unterschiedliche Nutzergruppen abgeleitet. Die Weiterentwicklung der Methodik und Ableitung der Ergebnisse verwendet die in der Literatur von [Kersten 2018] "Der Einfluss des vollautomatisierten Fahrens auf den Mobilitäts- und Energiebedarf in Deutschland" und [Sterchele et al. 2020] "Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen" beschriebenen Ansätze.

Einleitung

Die im Kontext der modellhaften Abbildung von Ladeinfrastruktur respektive H₂-Tankstelleninfrastruktur bereits verfügbaren Arbeiten sowie die Abgrenzung zum vorliegenden Projekt werden im Abschnitt 6.1 bzw. im Abschnitt 6.3 diskutiert.

2 Übersicht: Daten und Modelle

Zu Beginn des Projekts wurden umfangreiche Inputdaten für das Energiesystemmodell REMod ermittelt. Hierfür waren eine ausführliche Literaturrecherche sowie die Auswertung öffentlicher Datenquellen erforderlich. In einigen Fällen mussten Methoden entwickelt werden, um nicht öffentlich verfügbare Daten abzuleiten (AP2, AP4).

Parallel zur Ermittlung der Daten fand die Entwicklung der einzelnen Modelle REMod, Pypsa, DBI-Gasnetzmodell, Ladeinfrastrukturmodell sowie der Methodik zur Ableitung von repräsentativen Fahrprofilen (Mobilitätsverhalten) und des Life-Cycle-Assessment statt. Die Modelle wurden entweder vollständig neu- oder bestehende Modelle weiterentwickelt.

Die Ausgangsdaten auf Bundeslandebene wurden anschließend in das Energiesystemmodell REMod integriert. Auf dieser Grundlage fand die Modellierung der Szenarien statt. Als Ergebnis liegen Informationen über den Technologie- und Energiemix der einzelnen Bundesländer und Sektoren sowie über die Energieaustauschkapazitäten von heute bis zum Jahr 2045 vor.

Die Ergebnisse des Modells REMod wurden in die Infrastrukturmodelle für die Berechnung der Stromnetze, der Ladeinfrastruktur für den Verkehr sowie der Gas- und Wasserstofftransportnetze integriert. Dabei wurden die Ergebnisse aus REMod detailliert überprüft und evaluiert, um eine präzise Abbildung der Infrastrukturen zu gewährleisten.

In einem letzten Schritt wurden die Ergebnisse aus REMod und den Infrastrukturmodellen in die Methodik für die ökologische Bewertung mittels Life-Cycle-Assessment integriert. Dadurch wurde eine ganzheitliche Bewertung des Projekts ermöglicht, bei der Umweltaspekte über den gesamten Lebenszyklus betrachtet werden.

Dieser Ablauf gewährleistet eine umfassende Modellierung und Bewertung des sektorengesetzten Energiesystems mit besonderem Fokus auf regionale Aspekte und Infrastrukturen.

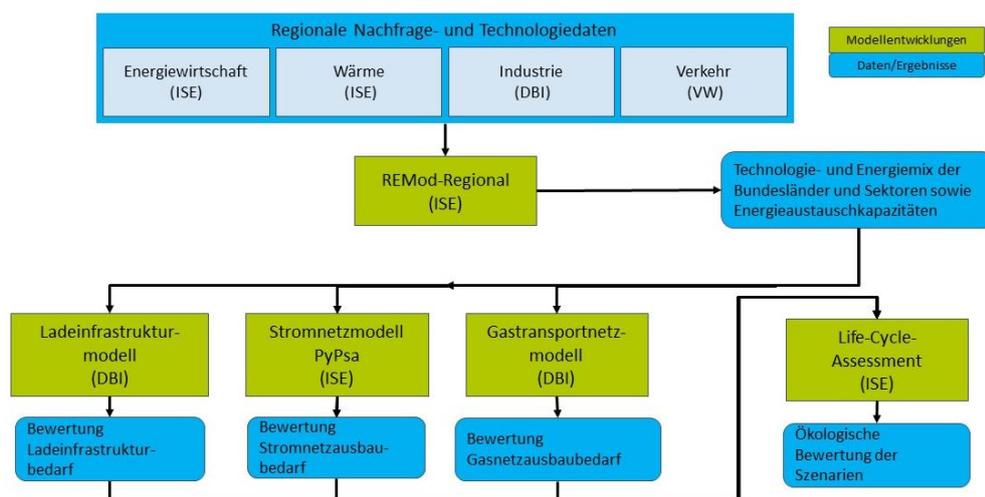


Abbildung 3: Ablaufschema der Modellierung zur Integration der Eingangsdaten in REMod und Kopplung der Infrastrukturmodelle an das Gesamtsystem

3 AP1: REMod zu REMod-regional (FhG ISE)

Im nachfolgenden Kapitel wird die Entwicklung des Energiesystemmodells REMod von einem Ein-Knoten-Modell (basierend auf einem „Kupfer-Platten-Ansatz“) zu einem Mehr-Knoten-Modell, inklusive der Abbildung von Infrastrukturen, dargestellt. Hierfür wird zunächst das ursprüngliche Ein-Knoten-Modell erläutert. Anschließend wird die für die regionale Aufteilung auf Bundeslandebene benötigte Datengrundlage beschrieben. Nachfolgend werden die programmiertechnische Aufteilung des Modells in mehrere Modellregionen, sowie die Änderung der Betriebssimulation (Betriebsreihenfolge) und die Integration von Infrastrukturen im Modell dargestellt.

3.1 REMod Modellbeschreibung Ein-Knoten Modell

Das Energiesystemmodell REMod wurde entwickelt, um technisch umsetzbare und kostengünstige Transformationspfade des deutschen Energiesystems bis 2050 zu berechnen, mit denen zugleich klimapolitische Ziele in Form von CO₂-Reduktionspfaden, beziehungsweise eines CO₂-Budgets, eingehalten werden. Eine zentrale Eigenschaft von REMod ist die gleichzeitige Kostenoptimierung aller Verbrauchssektoren des Energiesystems mit einer stündlichen Auflösung (Sterchele 2019; Palzer 28.04.2016). Der vorgegebene Reduktionspfad der energiebedingten CO₂-Emissionen setzt sich aus jahresscharfen Zielwerten und einem Gesamtbudget zusammen. Die stundenscharfe Simulation des Energiesystems stellt sicher, dass alle Wandler, Speicher und Verbraucher so dimensioniert werden, dass jeder Verbrauchssektor in jeder Stunde ausreichend mit Energie versorgt wird. Neben Annahmen zur Entwicklung der verschiedenen Sektoren werden Prognosen zu Kostenentwicklungen und Wirkungsgraden sämtlicher berücksichtigter Technologien hinterlegt. Der in REMod verwendete Optimierungsalgorithmus ist das sogenannte „Covariance Matrix Adaptation Evolution Strategy“-Verfahren (Nikolaus Hansen 2011). Abbildung A.3 zeigt eine schematische Übersicht über das Modell. Dargestellt sind die wichtigsten Energiewandlungstechnologien und die vier Verbrauchssektoren, gegliedert nach den wesentlichen Nutzungsformen Gebäudewärme (Raumwärme, Trinkwarmwasser), (klassische) Stromanwendungen (z. B. Beleuchtung, Informations- und Kommunikationstechnik, Kältetechnik, mechanische Energie), industrielle Prozesswärme und Verkehr.



Abbildung 4: Schematische Darstellung des Energiesystemmodells REMod (Quelle: (Sterchele u. a. 2020b))

Auf eine ausführlichere Beschreibung des Modells wird an dieser Stelle verzichtet, da diese in bereits veröffentlichten Quellen verfügbar ist (Sterchele u. a. 2020b; Palzer 28.04.2016).

3.2 Datengrundlage für Mehr-Knoten-Modell

Da das Energiesystemmodell REMod umfangreiche Daten für die Sektoren Energiewirtschaft, Wärme, Industrie und Verkehr benötigt, bilden die Daten auf Bundeslandebene die Grundlage für die regionalisierte Optimierung von Transformationspfaden des Energiesystems. Die Daten wurden zu einem großen Teil aus öffentlichen Quellen bezogen und teilweise zusammen mit den Projektpartnern VW und DBI ermittelt, wie in den in Kapiteln 4-7 beschriebenen Methoden.

Abbildung 5 zeigt eine Übersicht über die für die Modellierung verwendeten Daten. Die Datengrundlage für die Modellierung der Energiewirtschaft beruht hierbei auf Datenerhebungen des Fraunhofer ISE. Hierbei wurden verschiedene Datenquellen, wie beispielsweise die Plattform Energy-Charts.de, interne Datenbanken, Energiebilanzen der Länderarbeitskreise oder Daten der Übertragungsnetzbetreiber genutzt. Ebenfalls vom

Fraunhofer ISE wurden die Daten für den Wärmesektor ermittelt. Zentrale Quellen sind hierbei zum einen das Institut für Wohnen und Umwelt zum Gebäudebestand (Holger Cischinsky 17.04.2018), sowie für die Heizlastberechnung innerhalb des Modells REMod Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2014) oder institutsinterne GIS-basierte Berechnungen von Potenzialen und Erzeugungsprofilen. Eine detailliertere Beschreibung der Datenerhebung des Stroms und Wärmesektors ist in Kapitel 5 zu finden.

Die Datengrundlage für die industrielle Prozesswärmenachfrage wurde vom DBI aufbauend auf standortspezifischen Industrie- und Emissionsdaten ermittelt, wie in Kapitel 4 beschrieben.

Eine Herleitung von Fahrprofilen im Verkehr wurde von VW erarbeitet. Hierfür wurden, wie in Kapitel 6 beschrieben, ein Fahrprofilgenerator entwickelt, mit dem für verschiedene Regionen basierend auf strukturellen Faktoren wie Einkommensverteilung, Haushaltsgröße, oder Siedlungsstruktur spezifische Fahrprofile berechnet werden können.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über die gesammelten Daten mit den verwendeten Quellen oder Methoden. Diese sind in den jeweiligen Arbeitspaketen detailliert beschrieben.



Abbildung 5: Übersicht über die für die Regionalisierung von REMod benötigten Daten.

3.3 Aufteilung Regionen: Objektorientierte Programmierung und Neu-Implementierung der Energiebilanz

Im Nachfolgenden wird das allgemeine Vorgehen zur Modellierung und Berechnung des Energieaustauschs zwischen verschiedenen Regionen beschrieben. Das Ziel besteht darin, die Energiebilanz jedes einzelnen Knotens in einem Netzwerk von Regionen zu ermitteln. Dies bedeutet, dass in jeder Region zu jeder Stunde exakt so viel Energie erzeugt wird, wie auch verbraucht wird. Netze innerhalb einer Region bzw. eines Knotens werden nicht betrachtet.

Das Ein-Knoten-Modell wird in mehrere Knoten aufgeteilt, um eine Energiebilanz für jedes Gebiet zu erhalten. Hierfür wird jede Region als Objekt im Programmcode definiert, was zur Berechnung der Energiebilanz pro Knoten dient. Als Programmiersprache wird das Modell hierbei auf Grund von Anwendungsfreundlichkeit, verfügbarer Community und Packages sowie Performancegewinnen von „Delphi Pascal“ auf „Julia“ umgestellt. Dieser Vorgang an sich führte zu erheblichen Anwendungs- und Performanceverbesserungen innerhalb des Projektes. Durch die objektorientierte Programmierung wird eine Metaheuristik für den Betrieb jeder Technologie für jede Region umgesetzt. Somit unterscheidet sich der Betrieb der einzelnen Regionen lediglich durch den in der jeweiligen

Region von der Optimierung bestimmten Technologiemix und nicht durch eine unterschiedliche Betriebsweise.

Um die Verarbeitung der großen Datenmengen zu gewährleisten, wird außerdem eine neue Datenstruktur eingeführt. Diese ermöglicht eine effiziente Handhabung der umfangreichen Informationen, die im Modell verarbeitet werden müssen. Während bei einem Ein-Knoten-Ansatz die Verarbeitung der Daten im Excel-Format noch möglich war, ist durch die Vervielfältigung der Daten in einem Mehr-Knoten-Ansatz eine Umstellung des Dateninputs auf CSV-Format notwendig. So lassen sich moderne, skriptbasierte Methoden der Datenverarbeitung anwenden. Somit können nun in sich geschlossene Energiebilanzen für zukünftige Energiesysteme unterschiedlicher Regionen, wie beispielsweise Bundesländer, als Ergebnis des Modells erzielt werden. Ebenfalls können stündliche Zeitreihen, wie beispielsweise Stromerzeugungs- und Verwendungsprofile für unterschiedliche Regionen ausgegeben werden. Dies ermöglicht neue Analysen, wie beispielsweise sektorenggekoppelte Analysen des Stromsystems unter Berücksichtigung des Stromaustausches mit anderen Bundesländern.

Ein weiterer wichtiger Aspekt des Modells besteht in der Abbildung von Infrastrukturen. Hierbei wird ein Vorgehen angewendet, um den Strom-, Gas- und Wasserstoffaustausch zwischen den Regionen zu berechnen. Anstelle einer rechenintensiven Optimierung der Netzflüsse wird eine Metaheuristik eingesetzt, um die Berechnung effizienter zu gestalten.



Abbildung 6: Vorgehen zur Definition der im Projekt TransDE genutzten Regionen. Die Regionen werden auf Bundeslandebene definiert und werden abhängig von räumlicher Nähe und Autarkiegrad aggregiert, sodass am Ende 10 Regionen berechnet werden.

Die Einteilung der Regionen im Projekt TransDE wurde aufgrund verschiedener Faktoren vorgenommen, wobei sowohl die Optimierungsdauer als auch die auf Grund der Regionalisierung des Modells zunehmende Komplexität berücksichtigt wurden. Aufgrund der begrenzten Ressourcen und der erforderlichen Rechenzeit ist es zunächst nicht möglich, das ursprüngliche Ziel von maximal 22 Regionen zu erreichen. Daher wurde beschlossen, sich vorerst auf 10 Regionen zu konzentrieren, mit der Möglichkeit einer späteren Erweiterung.

Als Grundlage für die Einteilung der Regionen diene das Projekt AutGrid (Senkpiel 2018), das für die im Projekt durchgeführte regionale Clusterung den regionalen Selbstversorgungsgrad von Landkreisen (NUTS3-Regionen) als Kriterium genutzt hat. Der regionale Selbstversorgungsgrad gibt an, inwieweit eine Region bilanziell die Stromnachfrage durch erneuerbare Stromerzeugung deckt. Regionen mit ähnlichen Selbstversorgungsgraden wurden daher zusammengefasst, um homogene Gruppen zu bilden.

Die Einteilung der Regionen erfolgt auf der Ebene der Bundesländer, da in diesem Projekt die Transformationspfade einzelner Bundesländer untersucht werden sollen. Des Weiteren erleichtert die Untersuchung auf Bundeslandebene zum einen die Beschaffung der notwendigen Input-Daten. Zum anderen stellen die Ergebnisse auf Bundeslandebene einen deutlichen Mehrwert des Projektes dar, da so auf Verwaltungsebene Wissen für Entscheidungsträger bereitgestellt werden kann. In einigen Fällen wurden Bundesländer zu größeren Einheiten zusammengefasst, beispielsweise bei den Stadtstaaten oder kleineren Bundesländern. Dies dient dazu, die Datenbasis zu vereinfachen, aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen und die Anzahl der Knoten zu reduzieren.

Durch die Auswahl von Bundesländern als Grundlage für die regionale Clusterung wird eine gewisse geografische und politische Kohärenz gewährleistet. Dies ermöglicht es, spezifische regionale Unterschiede und Besonderheiten in Bezug auf die Transformationsmöglichkeiten unter Berücksichtigung lokaler Strukturen und Potenziale einzubeziehen.

Es ist anzumerken, dass die Anzahl der ausgewählten Regionen letztendlich auch von den verfügbaren Rechenkapazitäten und der Komplexität der Berechnungen abhängt. Die im Projekt definierten Regionen (mit ihrer jeweiligen Nummer) sind in Abbildung 7 abgebildet.

1. Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern (6,3 Mio. Einw.)
2. Niedersachsen und Bremen (8,7 Mio. Einw.)
3. Berlin und Brandenburg (6,2 Mio. Einw.)
4. Nordrhein-Westfalen (17,9 Mio. Einw.)
5. Hessen (6,3 Mio. Einw.)
6. Sachsen-Anhalt und Thüringen (4,4 Mio. Einw.)
7. Sachsen (4,1 Mio. Einw.)
8. Rheinland-Pfalz und Saarland (5,1 Mio. Einw.)
9. Baden-Württemberg (11,1 Mio. Einw.)
10. Bayern (13,1 Mio. Einw.)

Quelle: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/71085/umfrage/verteilung-der-einwohnerzahl-nach-bundeslaendern/>



Abbildung 7: Regionale Modellcluster in TransDE auf Basis von Bundesländern und die 10 definierten Regionen mit gesamter Einwohnerzahl (Einw.) in Millionen

Um die Interaktion der einzelnen Regionen abzubilden, indem der Energieaustausch zwischen ihnen modellendogen dargestellt wird, wurde die im Modell REMod hinterlegte Metaheuristik der Betriebsführung in unterschiedliche Blöcke unterteilt (Abbildung 8). Dies bedeutet, dass die Betriebsführung in jeder Stunde nach einem exogen vorgegebenen Schema abläuft, welches nur davon abhängt, ob es in dieser Stunde Stromüberschuss oder Strommangel gibt und mit welcher Leistung die einzelnen Technologien installiert werden. Diese Unterteilung ermöglicht es, den Energieaustausch mehrfach innerhalb

einer Stunde zu berechnen, wodurch beispielsweise Energiespeicher einer Region die Residuallast einer anderen Region ausgleichen können.

Um den Stromaustausch in die Energiebilanz zu integrieren, wird dieser nur an einer Stelle der Energiebilanz ausgeführt, um die Komplexität des Modells zu minimieren. Dies bedeutet, dass ein begrenzter Energieaustausch zwischen den Regionen stattfindet, der an einem festgelegten Punkt in der Betriebsführung erfolgt. Dieser Ansatz ermöglicht es, erste Einblicke in die Auswirkungen des Energieaustauschs auf die Betriebsführung und die Energiebilanz der einzelnen Regionen zu gewinnen, ohne die Komplexität des Modells zu stark zu erhöhen. Die Energiebilanz ist theoretisch so implementiert, dass auch zwischen den dargestellten Blöcken Strom mehrfach in einer Stunde zwischen den Regionen ausgetauscht werden kann.

Durch die Unterteilung in Blöcke und die schrittweise Integration des Energieaustauschs kann das Modell schrittweise erweitert und verfeinert werden. Dadurch können in weiteren Modellentwicklungen Aspekte wie die überregionale Nutzung von Speichern, Elektrolyseuren oder flexiblen Kraftwerken in die Optimierung integriert und die Auswirkungen auf das Energiesystem untersucht werden.

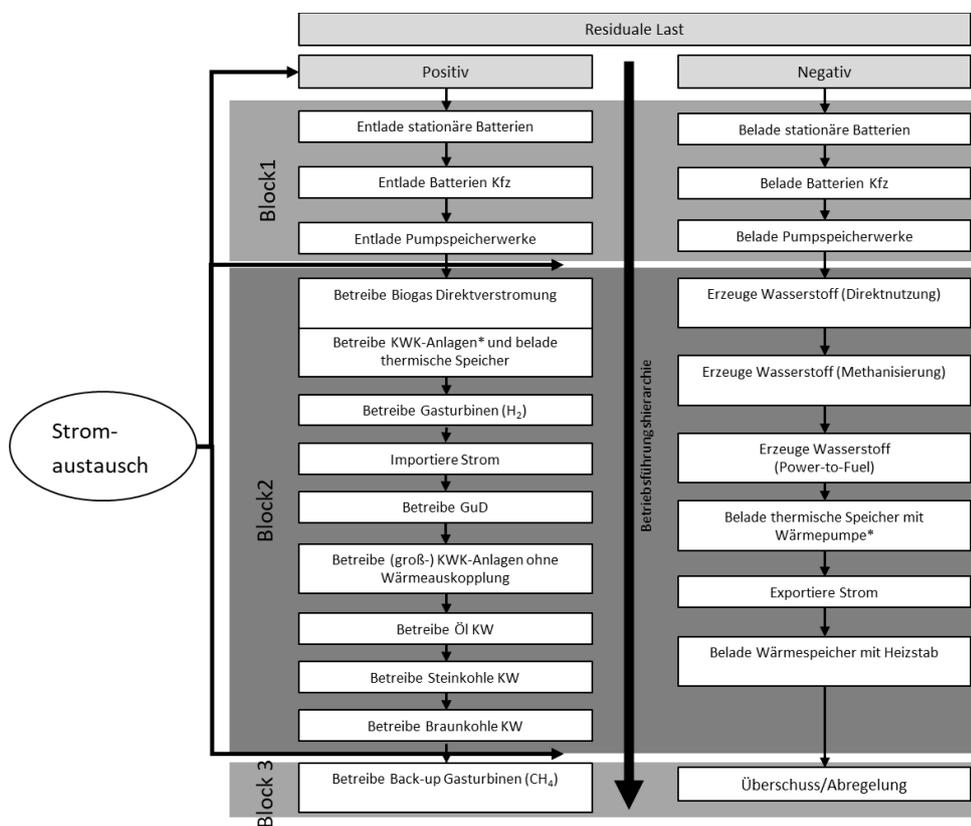


Abbildung 8: Integration der Stromaustauschfunktion in die Betriebsführungshierarchie des Modells REMod durch Aufteilung in einzelne Blöcke

3.4 Abbildung von Infrastrukturen und Verknüpfung der Modellknoten

Zunächst wird in jeder Region die Residuallast berechnet, die sich aus der nicht vermeidbaren Erzeugung und der nicht vermeidbaren Last zusammensetzt (Vergleiche Abbildung 9). Nach der Berechnung der Residuallast wird versucht, diese deutschlandweit über das

Stromnetz auszugleichen. Dabei haben Regionen mit Stromüberschuss die Möglichkeit, ihren überschüssigen Strom an Regionen mit einem Strommangel abzugeben. Der Stromaustausch über das Netz stellt die priorisierte Ausgleichsmöglichkeit dar. Abbildung 9 veranschaulicht das Vorgehen zur Berechnung der stündlich ausgetauschten Strommenge.

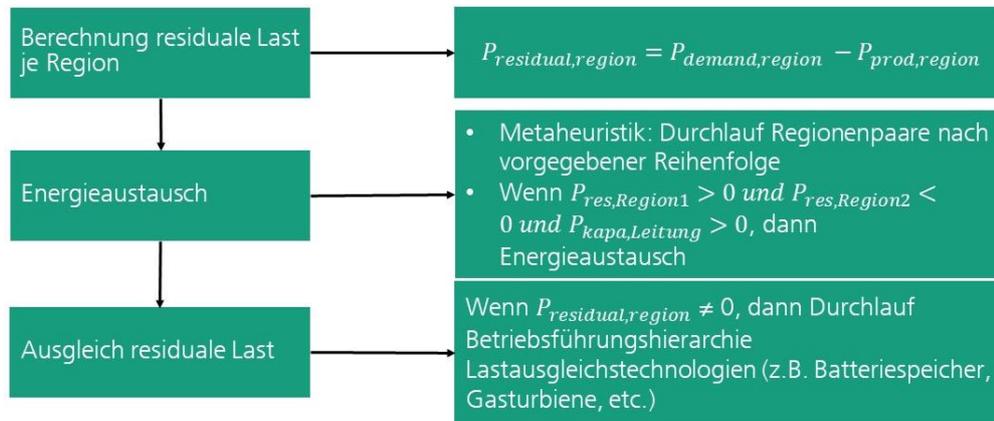


Abbildung 9: Vorgehen zur Berechnung des stündlichen Stromaustausches für mehrere Regionen basierend auf der residualen Last.

Für die Regionen, in denen die residuale Last noch nicht ausgeglichen ist, wird anschließend die Betriebsführungshierarchie (Abbildung 8) durchlaufen, wobei regionale Technologien eingesetzt werden, um den Lastausgleich zu ermöglichen.

Es wird keine Lastflussoptimierung durchgeführt, um die Residuallast über alle Regionen hinweg auszugleichen. Der Fokus liegt vielmehr auf dem bilanziellen Austausch von Energie, der sich nach Angebot und Nachfrage innerhalb der einzelnen Regionen richtet. Die Betrachtung der Stromnetze erfolgt nur auf Übertragungsnetzebene, Verteilnetze werden nicht abgebildet.

Die Berechnung basiert auf einer vorangegangenen Definition aller verfügbaren Leitungen und Verbindungen. Leitungen werden als direkte Verbindungen zwischen benachbarten Regionen definiert. Hierbei werden alle grenzüberschreitenden Leitungen zusammengefasst, um die maximal verfügbare Leitungskapazität zwischen benachbarten Regionen zu ermitteln. Die für die Modellierung verwendeten Leitungen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Definition der in REMod verwendeten Leitungen. Als Leitung sind immer nur die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen benachbarten Regionen definiert. Für die Ausgangskapazität wurden alle die grenzüberschreitenden Leitungen aggregiert. Die Zahlen in den Spalten "Region" beziehen sich auf die vorher definierten Regionennummer in Abbildung 7

Leitungsnummer	Region 1	Region 2
1	8	9
2	5	9
3	9	10
4	5	10
5	6	10
6	7	10
7	4	8
8	5	8

9	4	5
10	2	5
11	5	6
12	2	6
13	3	6
14	6	7
15	3	7
16	2	4
17	1	2
18	1	3
19	1	6

Verbindungen umfassen sowohl Leitungen zwischen benachbarten Regionen als auch Leitungen zwischen nicht benachbarten Regionen. Bei Verbindungen, die aus Leitungen zwischen nicht benachbarten Regionen bestehen, entspricht die Kapazität der Verbindung der kleinsten verfügbaren Leitungskapazität. Es ergeben sich somit eine sehr große Anzahl theoretisch nutzbarer Verbindungen. Um die Rechenzeit zu reduzieren und nicht sinnvolle Verbindungen zu eliminieren, wird hier im Vorhinein einer Vorauswahl aller nutzbaren Verbindungen getroffen. Es ergeben sich abhängig von Leitungslängen und damit theoretisch verbundenen Verlusten insgesamt 61 Verbindungen. Die für das Projekt definierten Verbindungen sind in Tabelle 2 aufgezeigt.

Tabelle 2: In REMod zum Energieaustausch von Strom und Wasserstoff verwendete Verbindungen. Eine Verbindung kann aus mehreren Leitungen bestehen und entweder zwischen benachbarten Regionen oder über andere Regionen hinweg Energie austauschen. Angegeben sind die Nummerierungen der Regionen und der in Tabelle 3 definierten Leitungen.

Verbindung	Region 1	Region 2	Leitung 1	Leitung 2	Leitung 3
1	5	4	9	0	0
2	5	8	8	0	0
3	6	7	14	0	0
4	7	3	15	0	0
5	3	6	13	0	0
6	10	9	3	0	0
7	4	2	16	0	0
8	4	8	7	0	0
9	9	8	1	0	0
10	2	1	17	0	0
11	5	6	11	0	0
12	2	6	12	0	0
13	1	3	18	0	0
14	9	5	2	0	0
15	5	2	10	0	0
16	10	5	4	0	0
17	7	10	6	0	0
18	6	10	5	0	0
19	1	6	19	0	0
20	1	10	19	5	0

21	1	5	19	11	0
22	1	7	19	14	0
23	4	6	9	11	0
24	8	6	8	11	0
25	5	7	11	14	0
26	2	7	12	14	0
27	8	2	7	16	0
28	1	7	18	15	0
29	3	5	13	11	0
30	8	10	1	3	0
31	4	9	7	1	0
32	9	4	2	9	0
33	3	2	13	12	0
34	1	4	17	16	0
35	6	1	13	18	0
36	8	2	8	10	0
37	6	4	12	16	0
38	10	4	4	9	0
39	10	8	4	8	0
40	6	1	12	17	0
41	2	3	17	18	0
42	9	6	2	11	0
43	10	3	6	15	0
44	5	1	10	17	0
45	2	7	10	15	0
46	9	7	3	6	0
47	3	10	13	5	0
48	9	6	3	5	0
49	3	4	10	16	0
50	9	2	2	10	0
51	2	10	10	4	0
52	2	10	12	5	0
53	5	7	4	6	0
54	3	5	13	11	0
55	1	4	19	11	9
56	1	8	19	11	8
57	1	10	18	15	6
58	1	10	18	13	5
59	10	1	5	12	17
60	10	1	4	10	17
61	1	9	17	10	2

Der Austausch von Strom erfolgt stündlich und basiert auf der vordefinierten Tabelle der Verbindungen. Dabei wird für jedes Regionenpaar überprüft, ob ein Stromaustausch

möglich ist, abhängig von der Leitungskapazität und der residualen Last der betreffenden Regionen. Wenn über eine Leitung Strom ausgetauscht wird, wird die Kapazität dieser Leitung aktualisiert und sie kann von weiteren Verbindungen entweder nicht mehr genutzt werden oder nur noch in geringerem Umfang.

Die Ausgangslage für die vorliegende Untersuchung bildet das aktuelle Stromnetz sowie der Netzentwicklungsplan. Um das Modell in REMod auf Bundeslandebene abbilden zu können, werden alle grenzüberschreitenden Leitungen zu einer fiktiven Leitung zusammengefasst. Diese aggregierte Leitung verfügt so über die Summe der Kapazität aller anderen Leitungen.

Bei der Planung des Ausbaus der Stromnetze werden die im Netzentwicklungsplan festgelegten Ausbaumaßnahmen berücksichtigt. Dies ermöglicht eine realitätsnahe Modellierung unter Berücksichtigung der geplanten Netzausbauaktivitäten.

Für den Ausbau der Stromnetze können untere und obere Grenzwerte angegeben werden. Dabei werden alle relevanten techno-ökonomischen Daten wie Investitionskosten (CAPEX), Betriebskosten (OPEX), Lebensdauer und Effizienz berücksichtigt.

Im Rahmen der Optimierung werden die Stromnetze so dimensioniert, dass ein kostenoptimaler Ausbau aus Gesamtsystemsicht unter Berücksichtigung der Wechselwirkung von Erzeugung und Verbrauch in allen Regionen stattfindet. Dabei werden die Auswirkungen des Netzausbaus auf die gesamte Energieversorgung berücksichtigt, um eine effiziente und nachhaltige Entwicklung des Gesamtsystems zu gewährleisten. Eine detaillierte Modellierung mit optimiertem Netzbetrieb wird anschließend von dem Modell PyPSA übernommen und in Kapitel 10.4 erläutert.

Implementierung Wasserstoffinfrastruktur

Äquivalent zum Stromaustausch zwischen den Regionen wird der Austausch von Wasserstoff modelliert. Im Gegensatz zur Residuallast beim Stromaustausch wird eine fiktive Größe für die Wasserstoffüber- bzw. -unterdeckung in der jeweiligen Region berechnet. Dabei wird sowohl der produzierte und aus dem Ausland importierte Wasserstoff, der verbrauchte Wasserstoff sowie eine Zielgröße des Speicherstandes berücksichtigt. Da die Wasserstoffbilanz nicht stündlich ausgeglichen sein muss, sondern Wasserstoffflüsse kontinuierlicher fließen sollen, wird die fiktive Residuallast über einen längeren Zeitraum, einmal täglich, berechnet:

- Zunächst wird die Wasserstoffbilanz des vergangenen Zeitabschnitts als Differenz aus verbrauchtem Wasserstoff und heimischer Produktion sowie Import aus dem Ausland berechnet.
- Anschließend wird je nach Speicherstand die fiktive Residuallast korrigiert. Liegt der Speicherstand unter einem minimal-Zielwert, wird die Differenz zum Zielwert als zusätzlicher Bedarf hinzugerechnet. Liegt der Speicherstand über einem maximal-Zielwert, wird der Bedarf um die Differenz reduziert.
- Die fiktive Residuallast in den einzelnen Regionen wird dann analog zum Stromaustausch ausgeglichen, indem für jedes Regionenpaar überprüft wird, ob ein Wasserstoffaustausch möglich ist (s.o.).

3.5 Weiterentwicklung der Kopplung des Optimierungsalgorithmus CMA-ES an

Bei einer Ausweitung des Modells REMod von einem auf 10 Modellknoten steigt zum einen die Simulationszeit des Modells um den Faktor 10 und ebenso die Zeit der

Optimierung, um einen kostenoptimalen Technologiemix zu berechnen. Insgesamt steigt die Rechenzeit also ungefähr um den Faktor 100 an, was die Anwendung des Modells in der Praxis damit nahezu unmöglich machen würde. Daher müssen geeignete Methoden gefunden werden, um die gesamte Rechenzeit zu reduzieren und gleichzeitig eine hohe Genauigkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Im Rahmen der Verbesserung der Optimierung des regionalisierten Modells REMod wurden insgesamt sechs Methoden eingesetzt:

- Stützjhaberechnung
- Automatisierte Eliminierung von redundanten Optimierungsvariablen
- Variable Auswahl der Stützjahre
- Ausschluss von Technologien aus der Optimierung
- Evaluierung der idealen Anzahl von Stützjahren
- Untersuchung unterschiedlicher Interpolationsmethoden.

Die Stützjhaberechnung wurde angewendet, um die Optimierungszeit zu reduzieren. Hierbei gibt der Optimierungsalgorithmus alle 5 Jahre optimierte Werte aus, welche mittels Interpolationsmethoden auf jahresscharfe Werte umgerechnet werden. Die Simulation des Energiesystems findet weiterhin jahresscharf statt, um die Genauigkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Die automatisierte Eliminierung von redundanten Optimierungsvariablen ist eine weitere Methode, um nicht zu optimierende Variablen zu eliminieren, welche keine Freiheitsgrade haben. Zum Beispiel kann der Mindest- und Maximalausbau einer Technologie festgesetzt sein, was eine Einschränkung darstellt.

Die variable Auswahl der Stützjahre kann je nach Technologie vorgegeben werden, um die Effizienz der Optimierung zu steigern. Es ist auch möglich, Technologien von der Optimierung auszuschließen, um unterschiedliche Regionen und Technologien zu berücksichtigen.

Die ideale Anzahl von Stützjahren kann durch Sensitivitäts- und Kostenanalysen evaluiert werden, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse der Optimierung genau sind. Es wurden auch unterschiedliche Interpolationsmethoden untersucht, wie Polynom, Spline, Linear oder abschnittsweise konstant, um die geeignetste Methode für die Optimierung zu bestimmen.

Die jährliche Simulation des Energiesystems sollte beibehalten werden, um sicherzustellen, dass die Ergebnisse der Optimierung aktuell und genau sind. Insgesamt wurden alle sechs Optimierungstechniken in dieser Studie angewendet, um die Genauigkeit und Effizienz der Optimierung unter Reduzierung der Rechenzeit zu verbessern.

In der Studie wurde deutlich, dass die Anwendung der Stützjhaberechnung in Kombination mit anderen Optimierungstechniken dazu beitragen kann, die Anwendbarkeit von evolutionären Optimierungsalgorithmen in der Energiesystemanalyse zu verbessern. Diese Ergebnisse können in der Praxis dazu beitragen, die Planung und Entwicklung von Energiesystemen zu verbessern und können für andere Modelle als Vorlage dienen.

4 AP2: Gas – Entwicklung Bereitstellung, Infrastruktur und Nachfrage (DBI)

Für die Bewertung der Ergebnisse der Wasserstoff- und Gas-Daten aus REMod wird ein Modell des deutschen Gastransportnetzes benötigt (Status quo-Modell), in welches die Ergebnis-Zeitreihen übergeben werden können. Für die Erstellung dieses Modells sind Daten zur Infrastruktur des Gastransportnetzes, wie Leitungen, Untergrundgasspeicher (UGS) und Grenzübergangspunkte (GÜP), sowie zu Eingangsflüssen (Entry) und Ausgangsflüssen (Exit) notwendig. Diese Daten basieren zum einen auf bereits vorhandenen Datensätzen des DBI und werden zum anderen im Laufe des Projektes recherchiert.

Das Gastransportnetzmodell wird zur Überprüfung und Einschätzung des benötigten Infrastrukturausbaus verwendet. Dazu werden Zukunftsszenarien für Gasimporte entwickelt und die aktuellen Speicherleistungen Deutschlands analysiert, sowie im Modell hinterlegt. Für die Zukunftsbetrachtung wird modellseitig das bestehende Gastransportnetz, welches Erdgas bzw. als vereinfachende Annahme Methan (CH_4) transportiert, in zwei voneinander getrennte Netze für Methan und Wasserstoff (H_2) aufgeteilt.

4.1 Forschungsfragen Gastransportnetzmodell

Die Forschungsfragen zum Gastransportnetzmodell lassen sich in Fragen zur Modellentwicklung und Fragen zur Anwendung auf die REMod Ergebnisse untergliedern. Die Entwicklung des Status quo-Modells für das deutsche Gastransportnetz basiert auf realen Daten. Die Fragestellungen zur Modellentwicklung lassen sich in folgende Forschungsfragen fassen:

Allgemeine Forschungsfrage zur Status quo-Modellentwicklung:

- Welche Transportkapazitäten weist das deutsche Gastransportnetz zwischen den zehn definierten Regionen heute (Stand 2019) auf?

Detaillierte Fragen zur Status quo-Modellentwicklung:

- Welche maximalen Gasflüsse gab es im Jahr 2019 mindestens zwischen den Regionen bzw. welche IST-Transportkapazitäten muss das Gastransportnetz im Jahr 2019 mindestens haben, um die gegebenen Entry- und Exit-Gasflüsse transportieren zu können?
- Welche Kapazitäten hat das Gastransportnetz bei einer vollständigen Umstellung auf Wasserstoff unter definierten Randbedingungen?

Weiterhin wird das Modell genutzt, um Fragen zur Einschätzung der Ergebnisse aus REMod zu beantworten, die ein zukünftiges Energiesystem abbilden.

Forschungsfragen zur Zukunftsbetrachtung:

Fragestellungen basierend auf den REMod-Ergebnissen:

- Werden künftig im Gastransportnetz Transportkapazitäten zwischen den Regionen frei, um Leitungen von CH_4 auf H_2 umzustellen?

- Reichen die freiwerdenden Transportkapazitäten für den Aufbau eines H₂-Netzes aus oder müssen zusätzliche Transportkapazitäten (Infrastrukturausbau) geschaffen werden?

4.2 Methodik und Beschreibung des Gastransportnetzmodells

Das Gastransportnetzmodell ist ein Graphen-basiertes Optimierungsmodell, welches die Energiebilanz durch Gastransport zwischen den Regionen ausgleicht. Zunächst wird ein Modell zur Abbildung des Status quo (Stand 2019) des deutschen Gastransportnetzes erstellt, mit dem die Ist-Transportkapazitäten für den CH₄-Transport zwischen den Regionen bestimmt werden. Darauf aufbauend wird ein Use-Case-Modell erstellt, welches für die Zukunftsbetrachtungen, bzw. die Einschätzung der REMod-Ergebnisse verwendet wird. Die REMod Ergebnisse bis 2045 werden an das Use-Case-Modell übergeben, um Kapazitätsengpässe und benötigte neue Kapazitäten für CH₄- bzw. H₂-Transportnetze zu identifizieren. Abbildung 10 veranschaulicht diese Vorgehensweise und die Schnittstelle zwischen REMod und dem Gastransportnetzmodell.

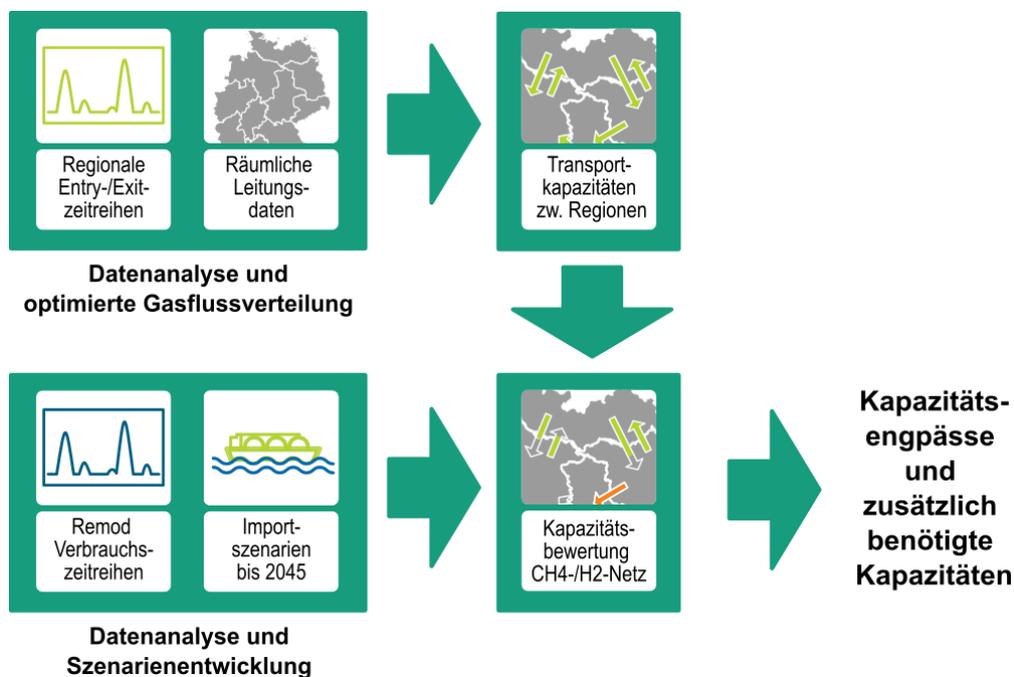


Abbildung 10: Methodik zum Gastransportnetzmodell und Modellkopplung mit REMod

Das Modell ist bilanziell, quasi-statisch und basiert auf der Energie- bzw. Gasbilanz der einzelnen Regionen. Diese Vereinfachung wurde getroffen aufgrund des fehlenden Zugangs zu Messdaten physikalischer Größen des Netzes und technischer Anlagen, und zu Netzverschaltungen und -Fahrweisen des Dispatchings, der für die Entwicklung eines strömungstechnischen Modells notwendig wäre. Für die Erstellung werden stündliche öffentlich verfügbare Daten zu Entry- und Exit-Gasflüssen des Jahres 2019 von Untergrundgasspeichern und Grenzübergangspunkten gesammelt, regionalisiert und analysiert. Weiterhin werden regionalisierte Gasverbräuche von Gasverteilnetzen sowie von am Transportnetz angeschlossenen Gaskraftwerken und Großindustriebetrieben als weitere Exit-Flüsse im Modell berücksichtigt. Interne GIS-basierte Daten zu Leitungsdurchmessern und -verläufen werden im Rahmen des Projektes mit öffentlich verfügbaren Daten der Fernleitungsnetzbetreiber abgeglichen und dienen als Randbedingung für Gasflüsse zwischen den Regionen. Aufgrund der Größe und Trägheit des Systems wird für das Modell eine zeitliche Aggregation auf Tageswerte unterstellt. Über eine

quasistatische lineare Optimierung der Gasflüsse, welche die Gasüberschüsse- bzw. -defizite zwischen den Regionen ausgleichen, werden die Transportkapazitäten abgeschätzt. Diese Kapazitäten entsprechen den aufgetretenen Maximalwerten der Gasflüsse zwischen den Regionen und stellen für die Zukunftsbetrachtungen eine obere Grenze dar.

Die Ergebnisse aus REMod werden analysiert und visualisiert, insbesondere wird der maximale Betrag aus Gasleistungsbedarf und -bereitstellung der Regionen identifiziert, da dieser für die Auslegung der Netze ausschlaggebend ist. Aufgrund der Kompressibilität der Gase und der daraus folgenden Trägheit des Systems wird unterstellt, dass ein täglicher Mittelwert der Leistung als Schnittstelle zwischen den Modellen dienen kann. Die REMod-Zeitreihen werden zu je einer Verbrauchszeitreihe für Wasserstoff und einer Zeitreihe für Methan aggregiert, wodurch die Schnittstelle zwischen den Modellen geschaffen wird.

Auf Basis einer Literaturrecherche und öffentlich zugänglichen Zeitreihen der Grenzübergangspunkte werden die Importkapazitäten der Regionen abgeschätzt. Die Aufteilung der Importkapazitäten auf Wasserstoff und Methan basiert auf den Maximalleistungen der Zeitreihen des Gasbedarfs- und der -Bereitstellung aus REMod.

4.2.1 Status quo

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der Status quo-Transportkapazitäten kann unterteilt werden in die Berechnung von regionalen Residuallasten, die Erstellung und Lösung eines Optimierungsprogramms zur Berechnung von Ausgleichsflüssen und die Ableitung der IST-Leistungskapazitäten aus den Ergebnissen des Optimierungsprogramms. Residuallasten beschreiben einen regionalen Gasüberschuss oder ein regionales Gasdefizit zu verschiedenen Zeitpunkten. Diese Überschüsse und Defizite werden durch Ausgleichsflüsse zwischen den Regionen aufgelöst. Die Ausgleichsflüsse werden über ein Optimierungsprogramm bestimmt, dass die Gasflussverteilung optimiert, indem die minimal notwendigen Flüsse identifiziert werden. Die IST-Leistungskapazitäten sind definiert als die maximalen Werte über den Optimierungszeitraum (2019) dieser Ausgleichsflüsse für die jeweiligen Übergänge zwischen den Regionen.

Für die Erstellung des Status Quo-Modells werden geografisch hochaufgelöste Daten zum Gastransportnetz zu regionalen Residualleistungen aggregiert und die internen GIS-Daten zu Gastransportleitungen analysiert. Das bilanzielle Status Quo-Modell identifiziert mittels linearer Optimierung die minimal benötigten Flusskapazitäten zwischen den Regionen, um die Energiebilanzen der einzelnen Regionen auszugleichen.

Die verwendeten Zeitreihen können in fünf verschiedene Typen untergliedert werden. Die Entry- und Exit-Flüsse an den Grenzübergangspunkten (GÜP) und Untergrundgas speichern (UGS) stellen einen wesentlichen Bestandteil des Gastransports dar. Sie beinhalten auch den europäischen Gastransit durch Deutschland. Sie sind auf der ENTSOG Transparency Plattform einsehbar (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)). Gasverteilnetze, Gaskraftwerke und Großindustrie sind die drei großen Verbrauchergruppen, welche Gas direkt aus dem Transportnetz beziehen. Die Zeitreihendaten der Gasverteilnetze werden mit dem Standardlastprofil-Verfahren (SLP-Verfahren) berechnet. Zur Abbildung von Verbrauchergruppen, die keinem SLP folgen, werden Anpassungen der Profile vorgenommen (siehe Kapitel 4.3.3). Die regionalen Verbrauchsdaten wurden im Deliverable 2.1 Projekt Roadmap Gas 2050 generiert (Josephine Glandien, Maik Hoffmann, Jens Hüttenrauch, Florian Lehnert, Tim Wrobel Juli 2020; ene't GmbH 2020) und dienen als Basis für die regionale Verteilung des Gasverbrauchs im Jahr 2019 umgerechnet.

Da die Status quo-Daten sowohl auf realen Daten als auch auf synthetischen SLP-Daten basieren, verbleibt eine Unsicherheit. Die Jahres-Gesamtwerte werden deshalb mit der BDEW-Gasstatistik abgeglichen und entsprechend angepasst (Bundesverband der

Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2021). Eine Abweichung der Energiebilanz aus Einspeisung und Verbrauch wird gezwungenermaßen bei jedem Zeitschritt, also auch bei den stündlichen Daten vorliegen. Dies liegt zum einen physikalisch begründet am zeitlichen Versatz und der räumlichen Distanz von Einspeisung und Verbrauch sowie am systemimmanenten Speicher des Gasnetzes selbst und zum anderen aus der Kombination von Messdaten und synthetisch erzeugten Daten. Für das quasistatische Status quo-Modell muss die Energiebilanz jedoch zu jedem Zeitschritt eingehalten werden. Um dies zu gewährleisten, werden die Profile der Eingangsdaten für das Gasflussmodell an die Verbraucher so angepasst, dass die Energiebilanz aufgeht.

Aus der Energiebilanz 4-1 ergeben sich die regionalen Residualleistungen des Status quo-Modells.

$$\dot{E}_{Res,i} = \dot{E}_{GÜP,i} + \dot{E}_{UGS,i} - \dot{E}_{VN,i} - \dot{E}_{KW,i} - \dot{E}_{GI,i} \quad 4-1$$

Tabelle 1: Erläuterungen Gleichung 4-1

$\dot{E}_{res,i}$	Residualleistung Gas der Region i
$\dot{E}_{GÜP,i}$	Aggregierte Entry- und Exit-Flüsse der Grenzübergangspunkte der Region i
$\dot{E}_{UGS,i}$	Aggregierte Entry- und Exit-Flüsse der Unterspeicher der Region i
$\dot{E}_{VN,i}$	Aggregierte Exit-Flüsse (Verbrauch) in die Verteilnetze der Region i
$\dot{E}_{KW,i}$	Aggregierte Exit-Flüsse (Verbrauch) der ans Transportnetz angeschlossenen Gaskraftwerke der Region i
$\dot{E}_{GI,i}$	Aggregierte Exit-Flüsse (Verbrauch) der ans Transportnetz angeschlossenen Großindustrie der Region i

Im quasistatischen bilanziellen Modell wird angenommen, dass die mittlere tägliche Energiebilanz durch Gasflüsse zwischen den Regionen ausgeglichen werden müssen. Diese Energiebilanz ist in Gleichung 4-2 dargestellt. Der Energiefluss jeder Region i , wird durch Energieflüsse aus den verbundenen Regionen j ausgeglichen.

$$\dot{E}_{Res,i} - \sum_{i,j} \dot{E}_{i,j} = 0 \quad 4-2$$

Tabelle 2: Erläuterungen der in Gleichung 4-2

$\dot{E}_{res,i}$	Residualleistung Gas der Region i
$\dot{E}_{i,j}$	Flüsse der Region i in die Region j

Diese Energiebilanzen (Gleichung 4-2) werden in einem Optimierungsprogramm formuliert, um die minimalen Gasflüsse zu identifizieren, die die Modellgrenzen erfüllen können.

Für die Formulierung Optimierungsprogramm zur Gasflussverteilung wird das Framework „pyomo“ und der open-source Solver „glpk“ in der Programmiersprache „python“ verwendet (Bynum u. a. 2021; GNU Linear Programming Kit (glpk)). Im Modell wird „pytest“ und „pandas.testing“ zur direkten Überprüfung der Ergebnisse des Optimierungsprogramms und der Daten-Struktur verwendet, wodurch Fehler in der

Datenverarbeitung verringert werden und auch die Erweiterung des Modells weniger fehleranfällig ist (Krekel u. a. 2004). Außerdem werden Ergebnisse automatisiert visualisiert unter der Verwendung von „matplotlib“ und „plotly“ (Hunter 2007).

In Abbildung 11 die Funktionsweise des Optimierers des Gastransportnetzmodells zur Einschätzung der Status quo-Transportkapazitäten dargestellt. Jede Region stellt einen Knoten i dar, der eine Residualleistung x_i als Startwert hat. Diese Residualleistung wird über Kanten i, j mit einem Fluss $y_{i,j}$ an die anderen Regionen verteilt. In jeder Region muss die Energiebilanz zu jedem Zeitpunkt erfüllt werden. Zudem werden den Kanten im Status quo-Modell untere und obere Grenzen (l_i, u_i) zugewiesen. Diese Grenzen leiten sich aus den Leitungsparametern der DBI-eigenen Gastransportnetzdaten oder typischen Gasflüssen des Transportnetzes ab.

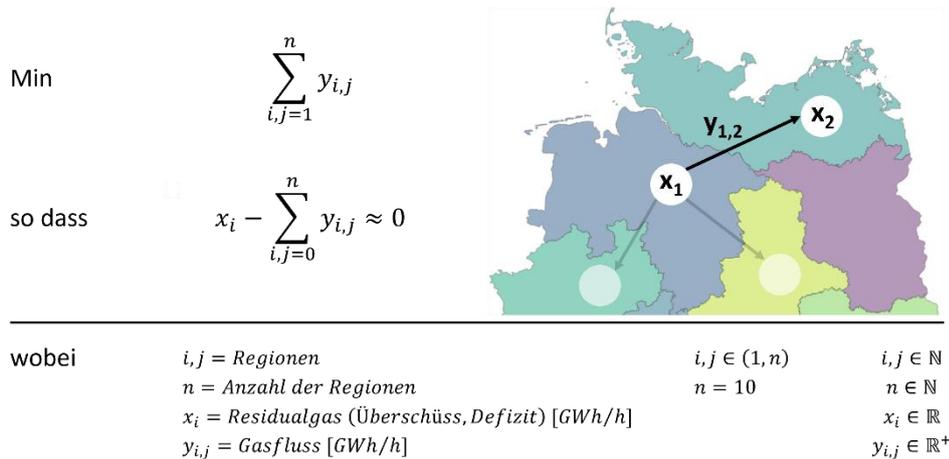


Abbildung 11: Status quo – Optimierungsprogramm

4.2.2 Zukunftsbetrachtung – Einschätzung der Ergebnisse aus REMod

Das Ziel der Zukunftsbetrachtung ist es die Auslastung bzw. den Ausbaubedarf des deutschen Gastransportnetzes (IST-Netz) für CH₄ und H₂ bei den gegebenen Ergebnissen aus REMod einzuschätzen.

Die REMod Ergebnisse enthalten im Gegensatz zu den Input Daten des Status quo-Modells keine Daten zu UGS und GÜP. Deshalb müssen zum einen die Ergebnisse von REMod so analysiert und aufbereitet werden, dass sie zum Erstellen von Importzeitreihen verwendet werden können, zum andern wird das Status quo-Modell mit UGS erweitert, sodass die UGS zur Stabilisierung des Energiesystems dienen können. Das erweiterte Modell wird im Bericht Use-Case-Modell genannt.

Abbildung 12 verdeutlicht den Unterschied zwischen den Modellen. Die regionalen Energiebilanzen werden um die Variable u_i erweitert, welche die Ein- bzw. Ausspeiselasst der UGS in der Region beschreibt. Die UGS sind für die Zukunftsbetrachtung als unendliche Speicher mit Ein- und Ausspeisegrenzen definiert mit realitätsnahen Ein- und Ausspeicherleistungen (GWh/h). Die Grenzwerte basieren auf einer Datenanalyse realer Werte der Ein- und Ausspeicherleistungen (GWh/h) der letzten vier Jahre einsehbar (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)). Die Residuallasten enthalten also im Gegensatz zu den Status quo-Residuallasten keine Daten zu UGS. Die Transportkapazitäten aus dem IST-Netz werden im Use-Case-Modell als obere Grenzen gesetzt.

Um die Unterschiede des Use-Case-Modells und des Status quo-Modells genauer aufzuzeigen und zur Plausibilisierung des Modells, werden die Status quo-Daten in einem Testlauf in das Use-Case-Modell eingesetzt (siehe Kapitel 4.4.1).

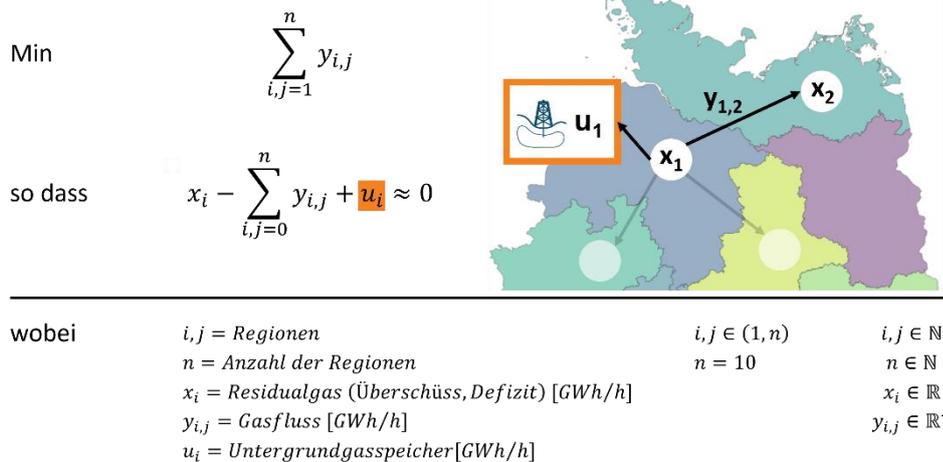


Abbildung 12: Zukunftsbetrachtung – Optimierungsalgorithmus

Importszenarien

Zur Einschätzung der Auslastung des zukünftigen CH₄- und H₂-Transportnetzes ist es von großer Relevanz, welche künftigen Importkapazitäten die Regionen haben und welche Importkapazitäten speziell für Wasserstoff geschaffen werden. Die Importszenarien werden für die REMod-Ergebnisse automatisiert erstellt auf Basis einer Literaturrecherche und einem Algorithmus, der die benötigten Kapazitäten für jedes Stützjahr mit den verfügbaren Kapazitäten abgleicht. Die verfügbaren Kapazitäten ergeben sich aus den aktuellen Kapazitäten der Grenzübergangspunkte und den zukünftigen Kapazitäten, die zum einen durch den Zubau von Terminals für Flüssiggas (engl. Liquefied Natural Gas (LNG)) bzw. Flüssigwasserstoff (engl. Liquefied Hydrogen (LH₂)) und zum anderen durch die Umstellung von existierenden Erdgasleitungen oder den Neubau von H₂-Leitungen bereitgestellt werden können.

Die Importzeitreihen werden so erstellt, dass sie die Energiebilanz des prognostizierten Gesamtgasbedarfs Deutschlands an jedem Tag ausgleichen. Wenn die Summenzeitreihe des nicht inländisch bereitgestellten Energieverbrauchs der Regionen durch \dot{E}_{cons} beschrieben wird, ist der Gasimport \dot{E}_{entry} nach (Gleichung 4-3).

$$\dot{E}_{entry} = -\dot{E}_{cons} = - \sum_i \dot{E}_{cons,i} \quad 4-3$$

Tabelle 3: Erläuterungen der Variablen in Gleichung 2-3

\dot{E}_{entry}	Zeitreihe der aus dem Ausland importierten Leistung
\dot{E}_{cons}	Summenzeitreihe aller Bedarfe und Bereitstellungen
$\dot{E}_{cons,i}$	Zeitreihe des Bedarfs o. der Bereitstellung von Region i

Die Zeitreihen \dot{E}_{entry} gleichen also den gesamten übrigen Gasbedarf in Deutschland aus und werden jeweils für Methan und Wasserstoff erstellt. Die regionalen Importzeitreihen werden über die regionalen Anteile am Import und den Gesamtverbrauch in Deutschland für alle Stützjahre und Szenarien berechnet, indem die Gasimportzeitreihen \dot{E}_{entry} anhand der mittleren Importkapazitäten je Region auf die Regionen aufgeteilt werden. Für die Bestimmung der Methan-Importkapazitäten wird eine Datenanalyse der Grenzübergangspunkte für die letzten vier Jahre vorgenommen, sowie eine Literaturrecherche, um geplante LNG-Terminals abzuschätzen. Es wird sowohl der Mittelwert als auch die maximale Importkapazität der Grenzübergänge bestimmt.

Aus den Mittelwerten ergibt sich der Anteil $c_{avg,i}$, der im Durchschnitt in einer Region importiert wird. Aus den Maximalwerten abzüglich ergibt sich der Anteil $c_{max,i}$, der im Starklastfall importiert werden kann. Die Importzeitreihe für eine Region ergibt sich dann aus Gleichung 4-4.

$$\dot{E}_{entry,i} = c_{avg,i} \dot{E}_{cons} \quad 4-4$$

$$\dot{E}_{entry,i} = \begin{cases} \text{für } \dot{E}_{entry,i} \leq \dot{E}_{entry,i \max}: & c_{avg,i} \dot{E}_{cons} + c_{max,i} \Delta \dot{E}_{cons} \\ \text{sonst:} & \dot{E}_{entry,i \max} \end{cases} \quad 4-5$$

Tabelle 4: Erläuterungen der Variablen in Gleichung 4-4

$\dot{E}_{entry,i}$	Zeitreihe der aus dem Ausland importierten Leistung
\dot{E}_{cons}	Summenzeitreihe aller Bedarfe und Bereitstellungen
$c_{avg,i}$	Durchschnittlicher Importanteil der Region i
$\Delta \dot{E}_{cons}$	Anteil der übrigen Kapazitäten bis zur Maximalkapazität der Region i
$c_{max,i}$	

Würde hierdurch die maximale Importkapazität einer Region überschritten werden, werden alle Importzeitreihen bis zur Maximalkapazität nach Gleichung 4-5 berechnet. Die Residuallast der Zukunftsbetrachtung für die Importregionen ergibt sich aus den Importleistungen abzüglich des Gasbedarfs der jeweiligen Region (Gleichung 4-6).

$$\dot{E}_{res,i} = \dot{E}_{entry,i} - \dot{E}_{cons,i} \quad 4-6$$

Grenzen der Einschätzung

Die Speicher werden hauptsächlich im Methanetz betrachtet und nicht auf Füllstände geprüft. Es kann also keine Einschätzung der Erfüllung von saisonalen Bedarfen auf Basis des Modells erfolgen. Da die Eingangsparameter von REMod ähnliche Verbrauchsprofile wie im Jahr 2019 ansetzen, ist aber davon auszugehen, dass die saisonalen Speicher für die Bereitstellung ausreichen. Es werden keine Exportszenarien berechnet, sondern ausschließlich die Bereitstellung des deutschen Gasbedarf betrachtet.

4.3 Datengrundlage zur Abbildung des Status quo

Die Eingangszeitreihen für das Status quo-Modell werden fünf verschiedenen Infrastruktur-Typen zugeordnet und stellen aus Sicht des Transportnetzes Entry- bzw. Exit-Gasflüsse dar:

- Grenzübergangspunkte (Entry, Exit)
- Untergrundspeicher (Entry, Exit)
- Verteilnetze (Verbrauch → Exit)
- Großindustrie (Verbrauch → Exit)
- Gaskraftwerke am Transportnetz (Verbrauch → Exit)

Im folgenden Abschnitt werden die Daten zu allen Gasflusszeitreihen dargestellt und analysiert.

4.3.1 Grenzübergangspunkte

Es werden 37 Grenzübergangspunkte des deutschen Transportnetzes identifiziert. Abbildung 13 zeigt den regionalisierten zeitlichen Verlauf aller Gasflüsse über deutsche Grenzübergänge im Jahr 2019. Diese Zeitreihe ist ein Input-Datensatz des Modells. Ein Großteil des Entry-Flusses aus dem Ausland erfolgt über die Region HH&MV&SH, konkret über Mecklenburg-Vorpommern. Dort ist auch der vollständige Rückgang des Entry-Flusses Ende Juli 2019 zu sehen, welcher aufgrund der Wartung der Anlandestation der Nord Stream-Pipeline in Greifswald erfolgte. Große Teile dieses Gasflusses strömen durch die Transportleitung OPAL als reiner Transitfluss und verlassen Deutschland über Sachsen (SN), ist die Region mit dem größten Exit-Anteil. Hier wird Gas vor allem über Tschechien nach Bayern weitergeleitet.

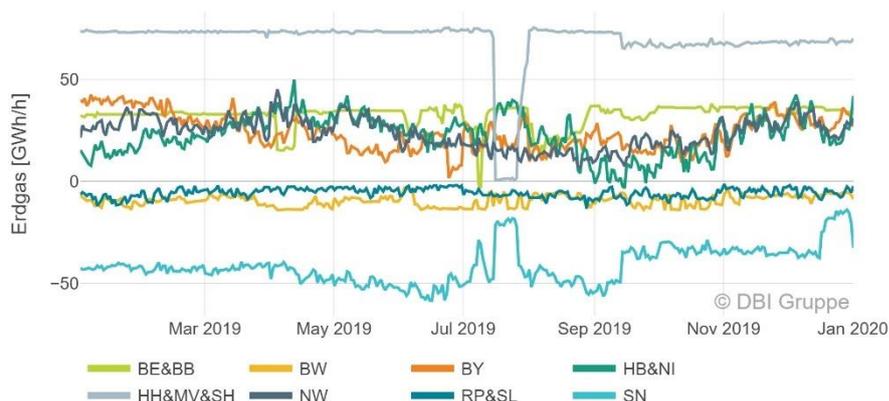


Abbildung 13: Status quo – Eingangsdaten: Auf Regionen aggregierte Gasflüsse (Entry > 0, Exit < 0) über Grenzübergangspunkte 2019 (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG))

Der Boxplot in Abbildung 14 gibt einen Überblick über die Zeitreihe der Grenzübergangspunkte. Aufgrund des hohen Entry-Flusses aus Russland, hat die Region HH&MV&SH bzw. konkret Mecklenburg-Vorpommern mit einem maximalen Entry-Fluss von 73,91 GWh/h und einem durchschnittlichen Fluss von 70 GWh/h mit Abstand die höchsten Entry-Kapazitäten im Jahr 2019. Diese Situation hat sich aufgrund des russischen Angriffskrieges gegen die Ukraine und der damit einhergehenden Abkehr von der Energie- bzw. Gasabhängigkeit Deutschlands von Russland grundlegend verändert und sollte in nachfolgenden Projekten auch erweitert werden. Der Datensatz kann aber auch Kapazitäten aufzeigen, die in aktuelleren Datensätzen nicht mehr identifiziert werden können, da das Netz im Wesentlichen auf die Versorgung zur Zeit vor dem Krieg ausgelegt ist und so Kapazitäten ausgehend von HH&MV&SH existieren, die in neuen Datensätzen nicht mehr verwendet werden. Weitere wichtige Regionen für Entry-Flüsse nach Deutschland sind HB&NI (Niedersachsen) sowie NW (Nordrhein-Westfalen).

Statistische Größen Grenzübergangspunkte 2019

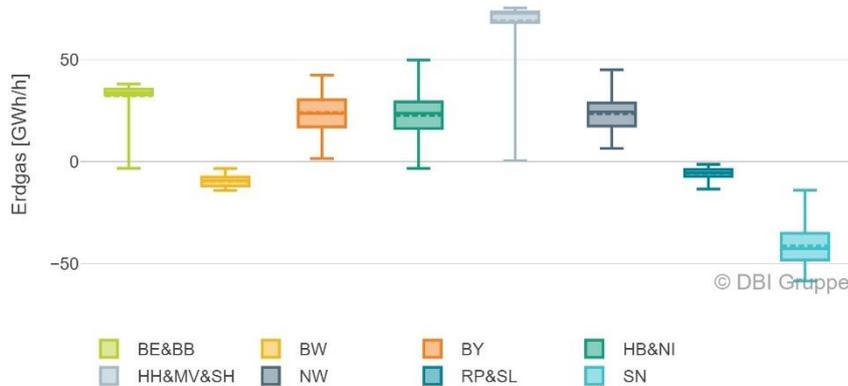


Abbildung 14: Status quo – Eingangsdaten: Auf Regionen aggregierte Gasflüsse (Entry > 0, Exit < 0) über Grenzübergangspunkte 2019 – Boxplot

4.3.2 Untergrundgasspeicher

Der zeitliche Verlauf der auf die Regionen aggregierten Gasflüsse aus (positive Werte) und in (negative Werte) die deutschen Gasspeichern im Jahr 2019 ist in Abbildung 15 dargestellt. Generell werden bei warmen Temperaturen die Speicher gefüllt und im Winter oder Kälteeinbrüchen wird Erdgas ausgespeist. Auch in dieser Abbildung ist der Sonderfall der Wartung der Nord Stream-Anlandestation in Greifswald Ende Juli deutlich zu erkennen, da im Sommer zu diesem Zeitpunkt aus Speichern in der Region HB&NI Niedersachsen (unüblicherweise) ausgespeist wird, um den fehlenden Entry-Fluss aus der Nord Stream auszugleichen.

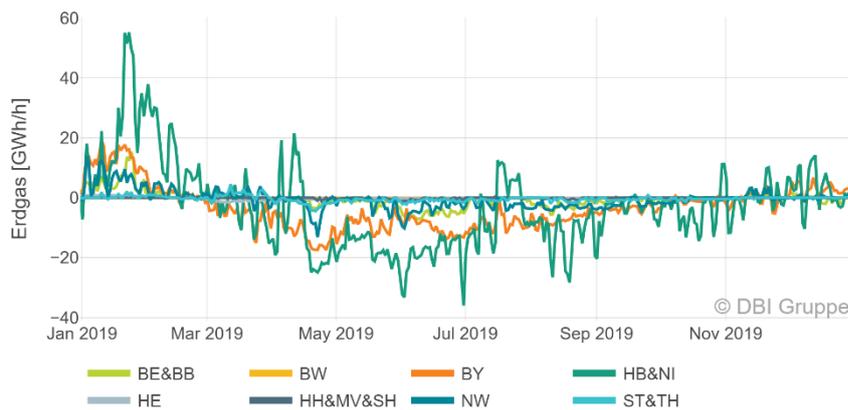


Abbildung 15: Status quo – Eingangsdaten: Auf Regionen aggregierte Gasflüsse der Untergrundgasspeicher in (Entry > 0) oder aus (Exit < 0) dem deutschen Transportnetz 2019 [Quelle: ENTSOG transparency platform]

Im Boxplot in Abbildung 16 sind die wichtigsten statistischen Größen zu Untergrundgasspeichern dargestellt. Niedersachsen (HB&NI) hat mit einer maximalen Entry-Leistung von 54,7 GWh/h und maximalen Exit-Leistung von 35,9 GWh/h die größten Ein- und Auspeiseleistungen im Jahr 2019. Hier liegt auch der größte Gasspeicher Deutschlands.

Weitere wichtige Regionen der Gasspeicherung sind Nordrhein-Westfalen (NW), Bayern (BY) und Brandenburg (BE&BB).

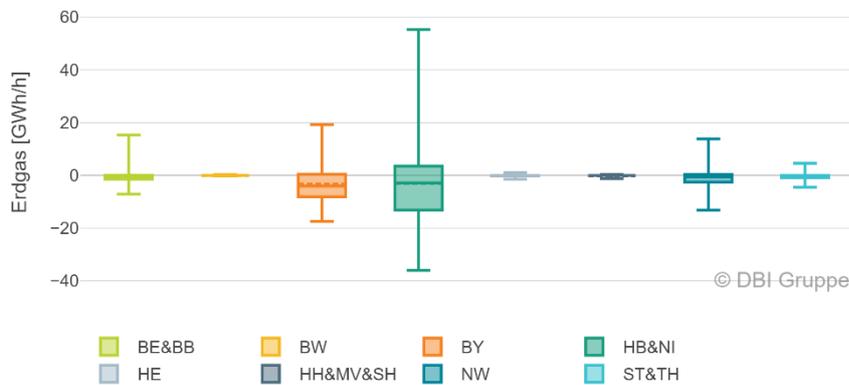


Abbildung 16: Status quo– Auf Regionen aggregierte Gasflüsse der Untergrundgasspeicher in (Entry > 0) oder aus (Exit < 0) dem deutschen Transportnetz 2019 –Boxplot

4.3.3 Gasverteilnetze

Die Verteilnetzverbräuche basieren auf regionalisierten Gasverbrauchswerten auf Gemeindeebene, die im Forschungsprojekt Roadmap Gas 2050 in Deliverable 2.1 erarbeitet wurden (Josephine Glandien, Maik Hoffmann, Jens Hüttenrauch, Florian Lehnert, Tim Wrobel Juli 2020). Diese mithilfe der Datenbank zu Gasversorgung und –netzen von ene’t erstellt. Die Gasnachfrage einer Gemeinde wurde berechnet, indem die bereinigte entnommene Jahresarbeit eines Netzbetreibers auf die durch den Netzbetreiber versorgten Einwohner aufgeteilt wird. Die sektorale Aufteilung der Verbräuche je Netzbetreiber wird analog zur BDEW-Gasstatistik 2018 vorgenommen und auf die Gemeinden übertragen. Da sich die Zeitreihen auf das Referenzjahr 2018 beziehen und im Modell das Referenzjahr 2019 gewählt wurde, werden die Zeitreihen für das Jahr 2019, anhand der ursprünglichen Jahresverbrauchswerte und der zugrundeliegenden Zeitreihen der Tagesmitteltemperaturen gemäß Standardlastprofil-Verfahren Gas (SLP-Verfahren), umgerechnet. Das SLP-Verfahren basiert auf einer von der mittleren Temperatur abhängigen Funktion, die aus einem sigmoiden und einem linearen Anteil besteht (SigLinDe) und deren Parameter je nach Gasabnehmer angepasst werden. Die Funktionen und Parameter des SLP-Verfahrens sind an den Leitfadern Abwicklung von Standardlastprofilen Gas angelehnt (BDEW, VKU, GEODE 30.06.2016).

Die Eingangsdaten für die Verbrauchszeitreihen sind landkreis aufgelöste gemittelte Zeitreihen der Tagestemperaturen, die mittels der meteostat API erstellt werden (Lamprecht 2022). Fehlende Daten werden mit einer vereinfachten Barnes-Interpolation ergänzt (Barnes 1964). Es werden fünf verschiedene Gasabnahmeprofile angenommen, die in Tabelle 5 zusammengefasst sind. Das Profil „DE_GPD01_var“ ist ein angepasstes Profil, basierend auf dem Profil für Papierindustrie, dessen Tagesgewichtungen an ein typische Verbrauchsprofile von Gaskraftwerken angelehnt sind. Dieses Profil wird verwendet, um Gaskraftwerke zu modellieren, die an Gasverteilnetze angeschlossen sind. Da der Verbrauch dieser Kraftwerke stark vom Wochentag abhängig ist, wurden die Wochentagsfaktoren (FWT) in Anlehnung an typische Lastverläufe wie z.B. das Summenprofil 2019

für Gaskraftwerke auf der Webseite „Energy-Charts“ des Fraunhofer ISE zu sehen (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)). Für die Nutzung im REMod-Modell werden die Gemeindeverbräuche auf die Regionen aggregiert. Von der Nutzung von stündlichen Profilen wurde bewusst abgesehen, da sonst starke Peaks entstehen würden, die in der Realität durch Gleichzeitigkeitsfaktoren und die Netzatmung ausgeglichen werden.

Abbildung 17 zeigt den sich ergebenden zeitlichen Verlauf der Gasabnahme des Verteilnetzes in den zehn Regionen im Jahr 2019. Es ist die deutliche Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauches zu erkennen. Abbildung 18 zeigt einen Boxplot der Gasabnahme der Verbraucher im Jahr 2019. Die bevölkerungsreiche Region Nordrhein-Westfalen (NW) hat mit durchschnittlich 20 GWh/h den höchsten Bedarf an Erdgas, wohingegen Sachsen (SN) den geringsten Bedarf im Gasverteilsnetz aufweist.

Abbildung 17: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Verteilnetze 2019

Abnehmer	Profil
Haushalte	DE_HMF05
Kraftwerke Wärme	DE_GHD03
Kraftwerke Elektrizität	DE_GPD01_var
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	DE_HMF03
Industrie	konstant

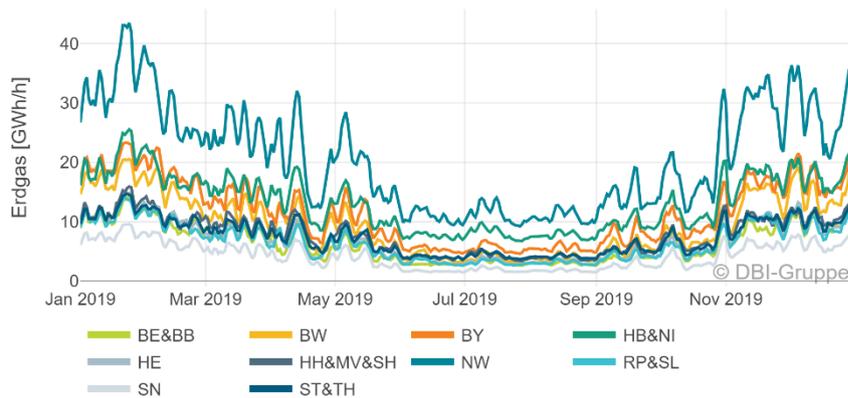


Abbildung 17: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Verteilnetze 2019

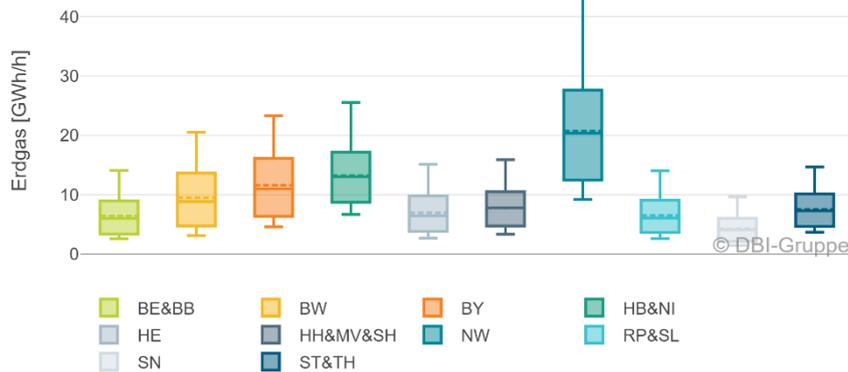


Abbildung 18: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Verteilnetze 2019 – Boxplot

4.3.4 Kraftwerke

Im Jahr 2019 in Deutschland rund 77 TWh Erdgas von an das Gastransportnetz angeschlossenen Kraftwerken verbraucht. Dieser Wert ergibt sich aus dem gesamten Kraftwerksgasverbrauch gemäß Angaben des BDEW in „Entwicklung des Erdgasabsatzes in Deutschland“ (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2021) und „Entwicklung des Einsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung“ (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2021) abzüglich des Kraftwerksgasverbrauchs der den Verteilnetzen zugeordnet wird (siehe Kapitel 4.3.3) und im Rahmen der Regionalisierung im Forschungsprojekt Roadmap Gas 2050 in Deliverable 2.1 (Josephine Glandien, Maik Hoffmann, Jens Hüttenrauch, Florian Lehnert, Tim Wrobel Juli 2020) bestimmt wurde. Das einheitliche Gasverbrauchsprofil der Kraftwerke des Netzmodells lehnt sich an das Summenprofil 2019 für Gaskraftwerke gemäß „Energy-Charts“ des Fraunhofer ISE an (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)). Hierfür wird in erster Näherung angenommen, dass alle Kraftwerke im betrachteten Gastransportnetz das gleiche Gasverbrauchsprofil haben. Aus der jeweiligen geschätzten Anschlussleistung, dem Jahresverbrauch der ans Fernleitungsnetz angeschlossenen Gaskraftwerke und dem Gasverbrauchsprofil wird der stündliche Gasverbrauch der einzelnen Kraftwerke berechnet. Abbildung 19 zeigt den zeitlichen Verlauf der Exit-Flüsse aus dem Gastransportnetz in die dort angeschlossenen Kraftwerke im Jahr 2019.

Abbildung 20 fasst die wichtigsten statistischen Daten zur Gasabnahme dieser Kraftwerke zusammen. Auch hier weist die Region NW mit einer durchschnittlichen Leistung von 4 GWh/h und einem Maximum von über 8 GWh/h die höchsten Werte auf. Auch Bayern (BY) und die Region Bremen, Niedersachsen (HB&NI) verzeichnen mit durchschnittlich 1,7 GWh/h große Abnahmeleistungen.

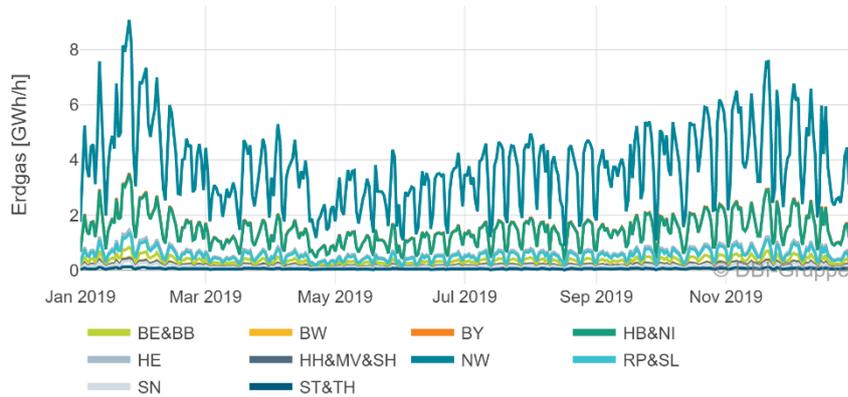


Abbildung 19: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Gaskraftwerke 2019

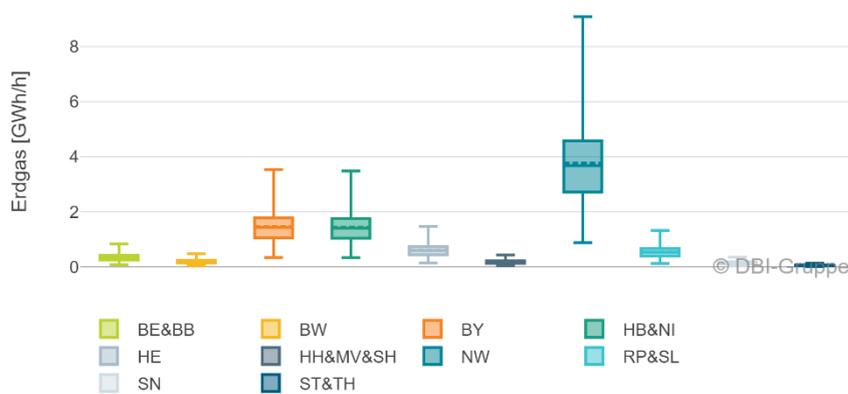


Abbildung 20: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Gaskraftwerke 2019 – Boxplot

4.3.5 Großindustrie

Großindustriestandorte werden im Rahmen des Netzmodells über das Fernleitungsnetz versorgt. Zur Großindustrie zählen im Allgemeinen die Mineralölverarbeitung, die Herstellung chemischer Erzeugnisse, die Verarbeitung von Steinen und Erden, die Herstellung von Metallerzeugnissen sowie die Metallerzeugung und -bearbeitung. Wie in Abbildung 21 zu sehen, ist das Profil stark vom Wochentag abhängig. Sonntags ist die Produktion stark reduziert und es wird dementsprechend weniger Gas abgenommen. Abbildung 22 zeigt ein Boxplot der Zeitreihen. Hier ist deutlicher zu erkennen, dass die Industrie in der Region RP&SL und ST&TH eine besonders hohe Leistung direkt aus dem Transportnetz bezieht und BE&BB sowie HE die kleinsten Leistungen direkt aus dem Transportnetz beziehen. Außerdem ist zu sehen, dass aufgrund des Auslastungsprofils die Maximallast Nahe an der durchschnittlichen Auslastung liegt, die Minimallast jedoch deutlich niedriger ist.

Die Zeitreihen für die direkte Gasabnahme aus dem deutschen Gastransportnetz von großen Industriekunden basieren zum einen auf der Auswertung von Statistiken zur Lokalisierung von Großindustrie zum andern wird auf regionalisierte Verbrauchsprofile zurückgegriffen, die in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISI am DBI erstellt wurden. Auf Basis von statistischen Daten zum Gasbedarf der verschiedenen Sektoren, der

Bevölkerung, des Anteils der Erwerbstätigen und der Siedlungsstruktur wurden Landkreise identifiziert, in denen Großindustrie oder Industrieparks verortet sind. Die Gasverbrauchsdaten der einzelnen Großindustrien bzw. Industrieparks konnte anhand öffentlich zugänglicher Daten geschätzt werden. Die Abnahmedaten werden mit sechs idealtypischen Abnehmerprofilen verknüpft.

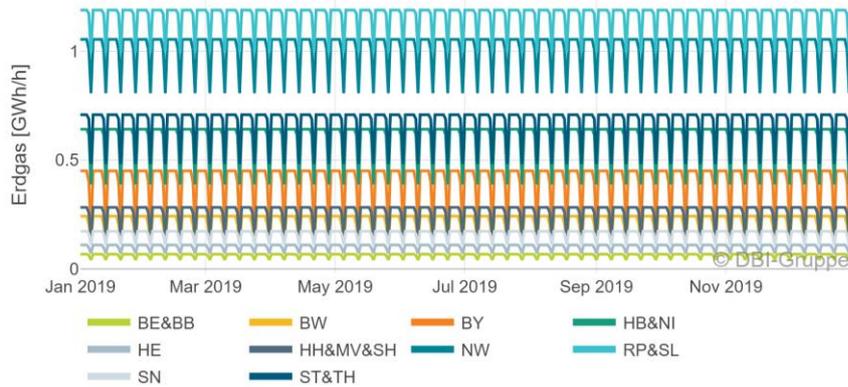


Abbildung 21: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Großindustrie 2019

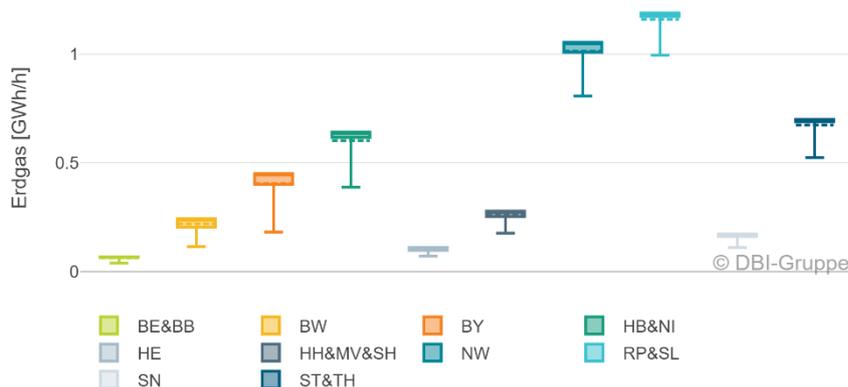


Abbildung 22: Status quo – auf die Regionen aggregierte Zeitreihen der Exit-Flüsse bzw. des Gasverbrauchs der Großindustrie 2019 – Boxplot

4.3.6 Gas-Residualeistung

Die regionalen Gas-Residualeistungen, die sich aus der Differenz der Entry- und Exit-Flüsse ergeben, sind Eingangsgrößen, bzw. Startwerte der Knoten, des Status quo-Modells. Sie sind die Leistungsüberschüsse bzw. -defizite einer Region und werden im Modell durch die lineare Optimierung so verteilt, dass die Energiebilanzen in allen Knoten ausgeglichen werden. Die regionalen Residualeistungen des Status quo-Modells ergeben sich aus der Leistungs- bzw. Energiebilanz je Zeiteinheit gemäß Gleichung 4-7 (siehe auch Kapitel 4.2.1):

$$\dot{E}_{Res,i} = \dot{E}_{GÜP,i} + \dot{E}_{UGS,i} - \dot{E}_{VN,i} - \dot{E}_{KW,i} - \dot{E}_{GL,i} \quad 4-7$$

Die Rohdaten der Gasabnahme und Bereitstellung erfüllen die Energiebilanz nicht, da sie zum einen aus realen Messdaten abgeleitet sind, zum andern aufgrund der Kompressibilität des Gases und der Größe des Systems einen zeitlichen Versatz aufweisen. Das

Modell ist jedoch quasistatisch und ist dementsprechend darauf angewiesen, dass die Energie- bzw. Leistungsbilanz um die Systemgrenze Deutschland ausgeglichen ist. Deshalb müssen die Daten vorher angepasst werden. Die Vorgehensweise der Anpassung ist in Abbildung 23 dargestellt. Zuerst werden Abnahme- und Versorgungs-Zeitreihen definiert. Kraftwerke, Großindustrie und Verteilnetze sind als Abnehmer definiert. Die Versorgung wird neben der Gasabnahme durch GÜP und UGS bereitgestellt.

$$\dot{E}_{Abn,i} = \dot{E}_{VN,i} + \dot{E}_{KW,i} + \dot{E}_{GI,i} \quad 4-8$$

$$\dot{E}_{Ver,i} = \dot{E}_{GÜP,i} + \dot{E}_{UGS,i} \quad 4-9$$

Die aggregierten Versorgungs- und Abnahme-Zeitreihen des Jahres 2019 müssen dem Wert der BDEW-Gasstatistik entsprechen (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) 2021). Die Statistik geht von einem Gesamtgasbedarf von 963 TWh im Jahr 2019 aus. Die Grunddaten der Gasabnahme weichen hiervon 4,2 % (39 TWh) ab, die Gasversorgung weicht um 2,4 % (23 TWh) ab. Der erste Schritt, ist die Anpassung der Jahresabnahme und -versorgung zu diesem Wert. Da REMod Daten zur Gasabnahme liefert, ist das Gastransportnetzmodell an Abnahmen orientiert. Im nächsten Schritt werden die Profilabweichungen an die Abnahmepprofile angepasst.

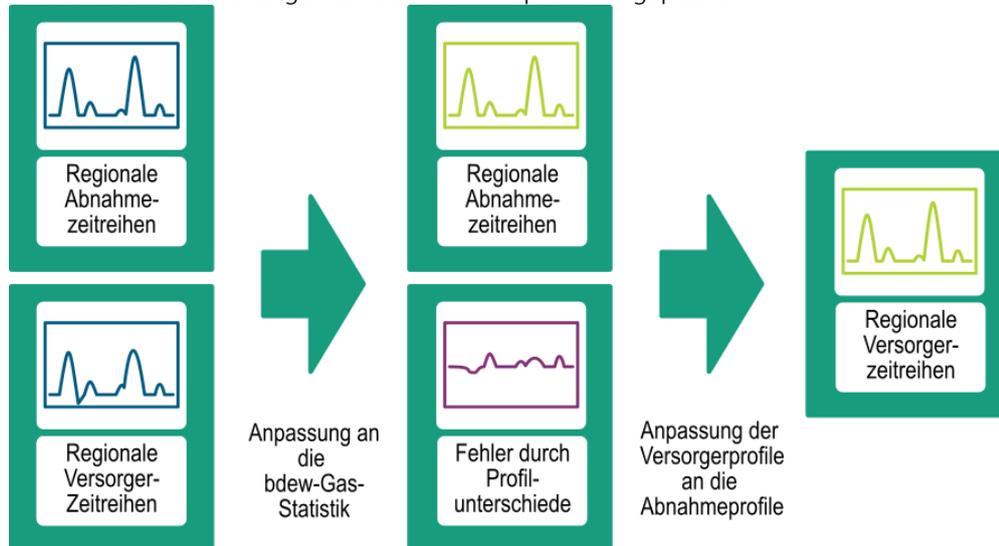


Abbildung 23: Status quo – Energiebilanz – Anpassung der Daten zum Ausgleich der Abweichungen durch verschiedene Quellen und Profilunterschiede

Abbildung 24 zeigt den Fehler der Energiebilanz, wenn die Daten der Gasabnahme und der Gasbereitstellung nicht aufeinander angepasst werden. Die Profilabweichung berechnet sich für jeden Zeitschritt aus Gleichungen 4-10 und 4-11:

$$\Delta \dot{E} = \dot{E}_{Ver} - \dot{E}_{Abn} \quad 4-10$$

$$\Delta \dot{E}_{rel} = \frac{\Delta \dot{E}}{\dot{E}_{Abn}} \quad 4-11$$

Ist die Profilabweichung im negativen Bereich, wird mehr Gas abgenommen als geliefert wird. Die Anpassung des Profils kann also durch niedrigere Exit-Flüsse in die UGS, geringere Exit-Flüsse an den Grenzübergangspunkten oder höhere Exit-Flüsse aus den UGS bzw. höhere Entry-Flüsse an den GÜP erfolgen. Die Profilabweichung wird hier ausgeglichen, indem bei zu hohem Gasbedarf die Entry-Flüsse in die UGS und die Exit-Flüsse an den GÜP proportional des Fehlers verringert werden, bei einem Gasüberschuss werden

die Entry-Flüsse in die UGS sowie die Exit-Flüsse an den GÜP proportional erhöht. Diese Herangehensweise ermöglicht eine konservative Einschätzung der Kapazitäten des Gas-transportnetzes.



Abbildung 24: Status quo – Energiebilanz – Relative Abweichung der Versorgung von der Abnahme durch Profilunterschiede nach Gleichung 4-11

Die regionalen Versorgungszeitreihen $\dot{E}_{Ver,i}$ und die absoluten Abweichungen $\Delta\dot{E}$ werden hierzu in positive und negative Anteile aufgeteilt, die Bezeichnung der positiven und negativen Anteile sind in Gleichung 4-12 dargestellt. Die Regionen mit negativen Anteilen an Versorgungszeitreihen werden Exit-Regionen genannt, die mit positivem Anteil Entry-Regionen. Positive Anteile der Abweichungen entsprechen einer Überversorgung mit Gas, negative Anteile einer Unterversorgung. In 52% der Zeitschritte entspricht die ursprüngliche Gesamt-Energiebilanz einer Unterversorgung in 48% einer Überversorgung. Die positiven Fehler werden proportional von den Gasflüssen der Entry-Regionen abgezogen, was in Gleichung 4-13 beschrieben ist. Analog werden bei einer Unterversorgung die Exit-Regionen nach Gleichung 4-14 korrigiert. Die negativen Fehler werden also proportional von den Gasflüssen der Exit-Regionen abgezogen.

$$\dot{E}_{Ver,i} = \dot{E}_{Ver,i}^+ + \dot{E}_{Ver,i}^- \quad 4-12$$

$$\dot{E}_{Ver(korr),i}^+ = \dot{E}_{Ver,i}^+ - \frac{\dot{E}_{Ver,i}^+}{\sum_i \dot{E}_{Ver,i}^+} \Delta\dot{E}^+ \quad 4-13$$

$$\dot{E}_{Ver(korr),i}^- = \dot{E}_{Ver,i}^- - \frac{\dot{E}_{Ver,i}^-}{\sum_i \dot{E}_{Ver,i}^-} \Delta\dot{E}^- \quad 4-14$$

Hieraus ergeben sich für die Regionen die korrigierten Residualleistungen wie in Abbildung 25 illustriert. Durch die Korrektur auf Basis der Verbrauchsprofile erhöhen sich die Profilschwankungen im Vergleich zu einer Korrektur auf Basis der Versorgungszeitreihen.

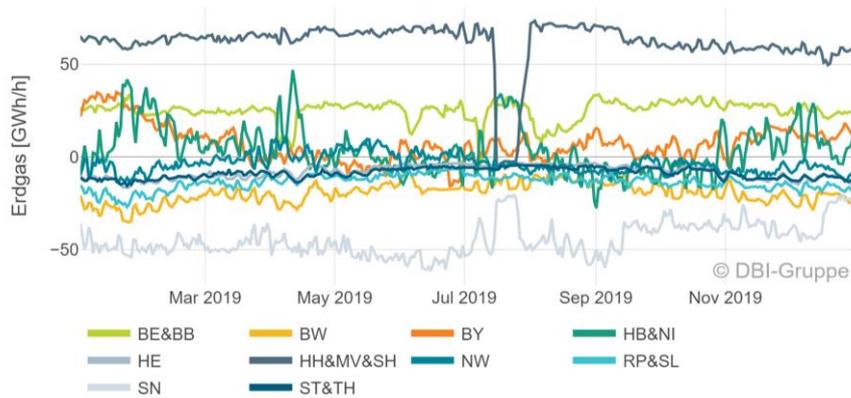


Abbildung 25: Status quo – Zeitreihen der regionalen Residualeistungen 2019

Abbildung 26 visualisiert die statistischen Größen zu den regionalisierten Residualeistungen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Region HH&MV&SH 2019 die größte positive Residualeistung aufweist und Sachsen (SN) die größte negative Residualeistung. Durch die Wartungsperiode der Nord Stream-Anlandestation in Greifswald im Sommer 2019, ergeben sich für die Region HH&MV&SH Minimalwerte im negativen Bereich, was zu einer für diese Region unüblichen Energiesenke führt. Auffällig ist, dass die Region HB&NI eine große Standardabweichung und Mittelwerte um die Nulllinie hat. HB&NI schwankt durch die großen Speicher- und Grenzübergangsleistungen in seiner Funktion als Quelle und Senke.

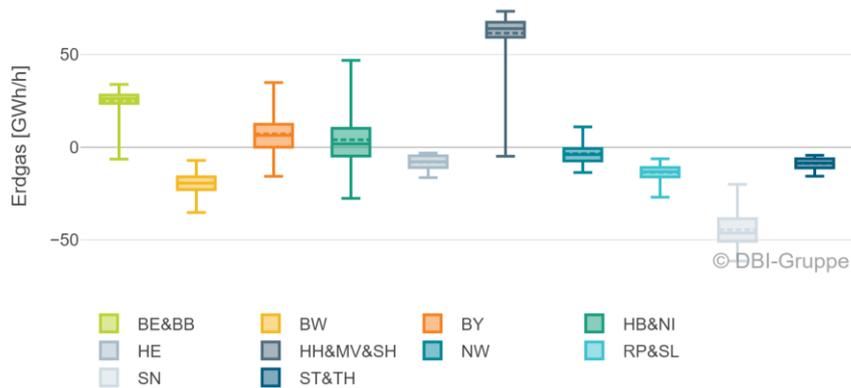


Abbildung 26: Status quo – Zeitreihen der regionalen Residualeistungen 2019 – Boxplot

4.3.7 Einbindung von Geodaten und typischer Gastransportnetzbetrieb

Ein Problem der Optimierung ist, dass der minimale Fluss berechnet wird. Bei der Kapazitätsabschätzung würden sich ohne Vorgabe von oberen und unteren Grenzen teilweise viel zu niedrige Leistungen und im Einzelfall auch zu hohe Leistungen ergeben. Abbildung 27 zeigt links Netzkarte mit den Leitungsverläufen des deutschen Gastransportnetzes und das daraus abgeleitete Modellschema inklusive der Entry- bzw. Exit-Punkte der Regionen. Gibt es keine Gastransportleitungen zwischen zwei Regionen wird dies entsprechend im Modell berücksichtigt (z.B. zwischen Sachsen und Bayern).

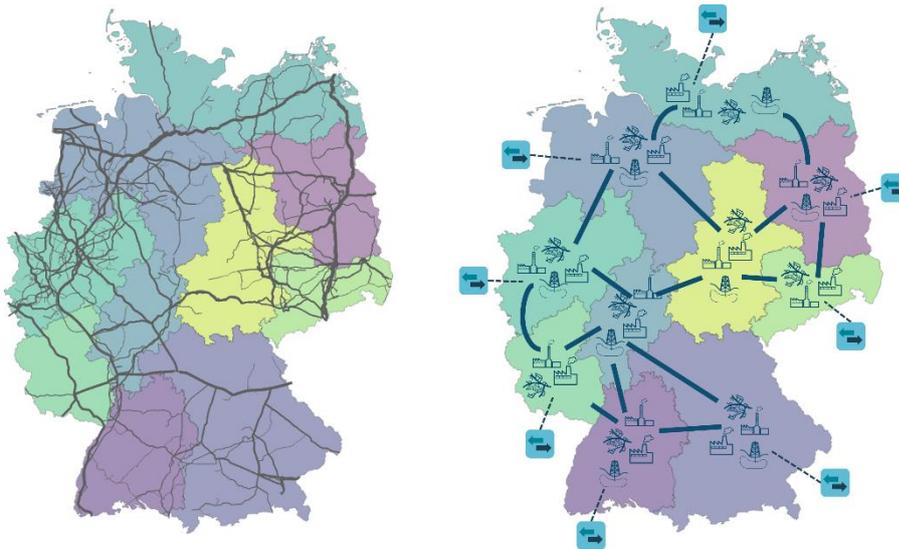


Abbildung 27: Status quo – Leitungsverläufe des Gastransportnetzes und Modellschema

Im Modell wird die Netzkarte verwendet um Gasflüsse zwischen Regionen wie z.B. ST&TH und BY direkt auszuschließen, da es keine Transportleitungen zwischen den Regionen gibt. Außerdem werden Übergänge zwischen Regionen identifiziert, für die eine untere Grenze des aktuellen Gas-Transports durch die Einbindung von Zeitreihen der GÜP definiert werden können. Die Verknüpfung der GÜP-Zeitreihe mit einem Übergang zwischen Regionen basiert auf der Netzkarte und bekannten typischen Netzbetrieben von großen Transportleitungen.

Aus den Zeitreihen für typischen Netzbetrieb lassen sich Zeitreihen der unteren Grenzen für folgende Kanten ableiten und sind in Abbildung 28 verbildlicht:

- In positive Richtung:
 - o BE&BB -> SN, BY -> HE, HH&MV&SH -> HB&NI, BW -> BY, HH&MV&SH -> BE&BB, RP&SL -> NW
- In negative Richtung:
 - o BW -> RP&SL, HH&MV&SH -> HB&NI, RP&SL -> HE, RP&SL -> NW, SN -> ST&TH



Abbildung 28: Status quo – Verknüpfungen der GÜP-Zeitreihen mit innerdeutschen Transportwegen durch Geodatenanalyse

Die Zeitreihen für verschiedene Grenzübergänge können direkt mit Übergängen zwischen den Regionen verbunden werden. Zum Beispiel wird die Leitung von Greifswald als Transitleitung in den Westen genutzt, somit können die Zeitreihen für Greifswald unter Abzug eines angemessenen Korrekturfaktors als untere Grenze für die Kante „HH&MV&SH -> HB&NI“ angenommen werden.

Weitere Grenzwerte lassen sich aus dem Gastransportnetzmodell für Süddeutschland ableiten, welches im Rahmen des RMG-Projekts in STANET erstellt wurde (Michael Wupperfeld, Sven Zimmermann, Carla Rau, Jens Hüttenrauch, Asif Zubair, Wolfgang Köppel 2023). Diese sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Status quo – Grenzwerte der Regionen-Übergänge aus dem Gastransportnetzmodell für Süddeutschland

Knoten i	Knoten j	Obere Grenze i,j [GWh/h]	Untere Grenze i,j [GWh/h]	Obere Grenze j,i [GWh/h]	Untere Grenze j,i [GWh/h]
BW	BY	6,93	0,06	20,35	0,00
BW	RP&SL	25,30	0,00	25,30	2,20
BY	HE	55,00	4,66	55,00	0,00
HE	HB&NI	1,10	0,00	0,00	0,00

4.4 Status quo Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Kapazitätsabschätzung für den Status quo dargestellt. Wie in der Methodik erläutert, werden die Residuallasten und die unteren Grenzen in das lineare Optimierungsmodell übergeben. Das Modell löst dann das Minimierungsproblem unter Einhaltung der Energiebilanz mittels linearer Optimierung.

Das Ergebnis der Berechnung ist die Zeitreihe der minimalen Flüsse zwischen den Regionen für das Referenzjahr 2019. Aus der Ergebniszeitreihe wird das Maximum jeder Kante

identifiziert. Diese **maximalen Flüsse** im Jahr 2019 werden als **obere Grenze** gesetzt und stellen eine Abschätzung der Kapazitätsgrenzen für die Transportpipelines zwischen den Regionen dar. Sie werden im Use Case Modell als obere Grenzen für die Flüsse zwischen den Regionen festgesetzt und für die Einschätzung der REMod Szenarien angenommen. Die Kapazitäten werden als gerichtet angenommen, weshalb die obere Grenze aus einer Region in eine andere in eine Richtung höher sein kann als in die andere Richtung.

Abbildung 29 zeigt jeweils maximal aufgetretenen Flüsse zwischen den Regionen. Hier ist keine Gleichzeitigkeit gegeben. Die größten Gastransportkapazitäten bestehen für den Transport von Nord nach Süd und von Ost nach West. Zwischen Brandenburg (BE&BB) und Sachsen (SN) identifiziert das Modell die größte Transportkapazität. Diese Kapazitäten sind vor allem auf die Opal-Pipeline und den hohen Transitflusses nach Tschechien zurückzuführen.

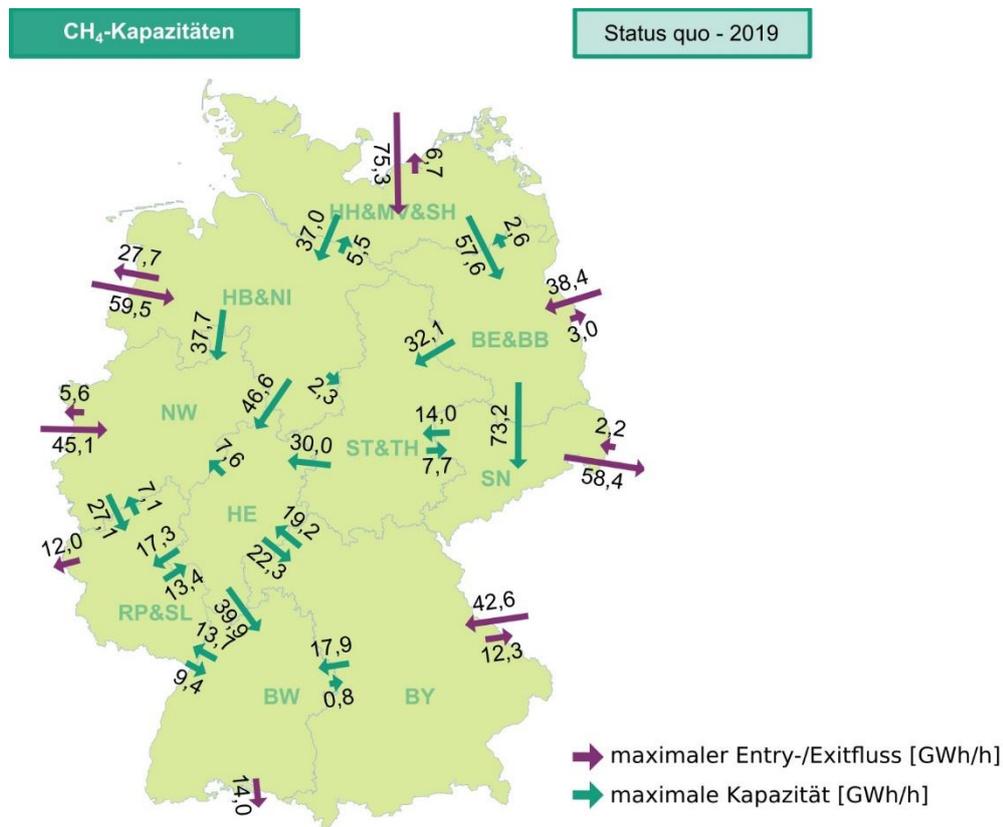


Abbildung 29: Status quo – Ergebnisse

4.4.1 Plausibilisierung des Use Case-Modells

Das Use Case-Modell entspricht dem Status quo-Modell mit der Erweiterung um obere Kapazitätsgrenzen der Gasflüsse zwischen den Regionen und unendlichen Speichern mit vorgegebener maximaler Ein- und Ausspeiselast.

Außerdem gibt es keine unteren Grenzen, die im Status quo-Modell zur Anpassung an atypische Leitungsverläufe genutzt wurden. Die Residuallasten beinhalten keine Daten zu Exit- und Entry-Flüssen in bzw. aus UGS.

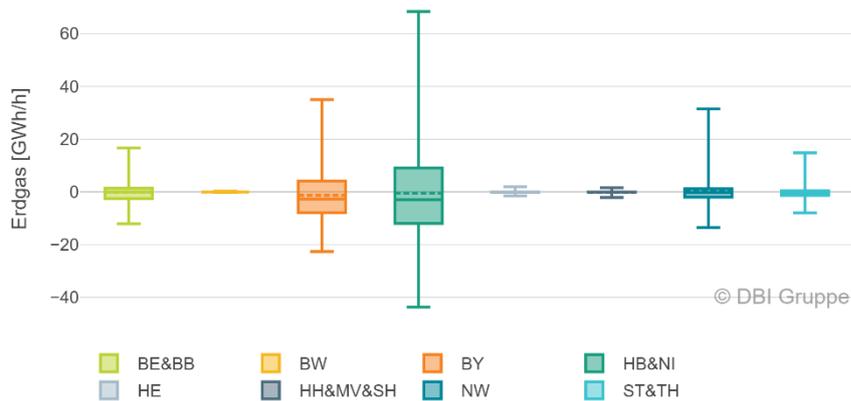


Abbildung 30: *Untergrundspeicher Auswertung 2019 – 2022*

Um die Entry-/Exit-Flüsse der UGS zu bestimmen, werden Daten zur Ein- und Ausspeisung in Untergrundspeicher von 2019 bis 2022 ausgewertet. Diese Auswertung ist in Abbildung 30 in einem Boxplot verbildlicht. Die Werte für die maximalen Ein- und Ausspeiselasten sind als Boxplot-Whisker dargestellt. Im Vergleich zu den Daten aus Kapitel 4.3.2 sind die maximalen Flüsse deutlich größer, da ein größerer Zeitraum betrachtet wird.

Um das Modell für diesen Anwendungsbereich zu plausibilisieren, werden Residuallasten ohne Zeitreihen der UGS aus den realen Eingangsdaten gebildet und in das Use-Case-Modell eingesetzt. Diese Residuallasten werden dann als Testdaten in das Modell eingesetzt.

Abbildung 31 zeigt die Auslastung der Kapazitäten des Use-Case-Modells bei Eingabe der Testdaten. Es gibt Unterschiede zwischen der Auslastung bei vorgegebenen UGS-Zeitreihen und unendlichen Kapazitäten. Einige Kapazitäten werden nicht voll ausgelastet, da sie durch die umliegenden Speicher gedeckt werden können. Da diese aber in der Realität endlich sind, müssen weitere Kapazitäten bereitgestellt werden, um die Speicher zu füllen. Das Modell kann also dafür genutzt werden, um zu prüfen, ob Maximallasten bei unendlichen Speichervolumina ausgeglichen werden können. Die Füllung bzw. Entleerung von Speichern kann aber nicht gewährleistet werden. Wenn auch die Saisonalität und Füllung der Speicher betrachtet werden sollte, müssten zum Beispiel ein Füllszenario mit vorgegebenen Speicherleistungen entwickelt werden oder das quasistatische Modell mit einer zeitlichen Komponente und einer saisonalen Regelung bzw. einer MPC-Regelung erweitert werden.

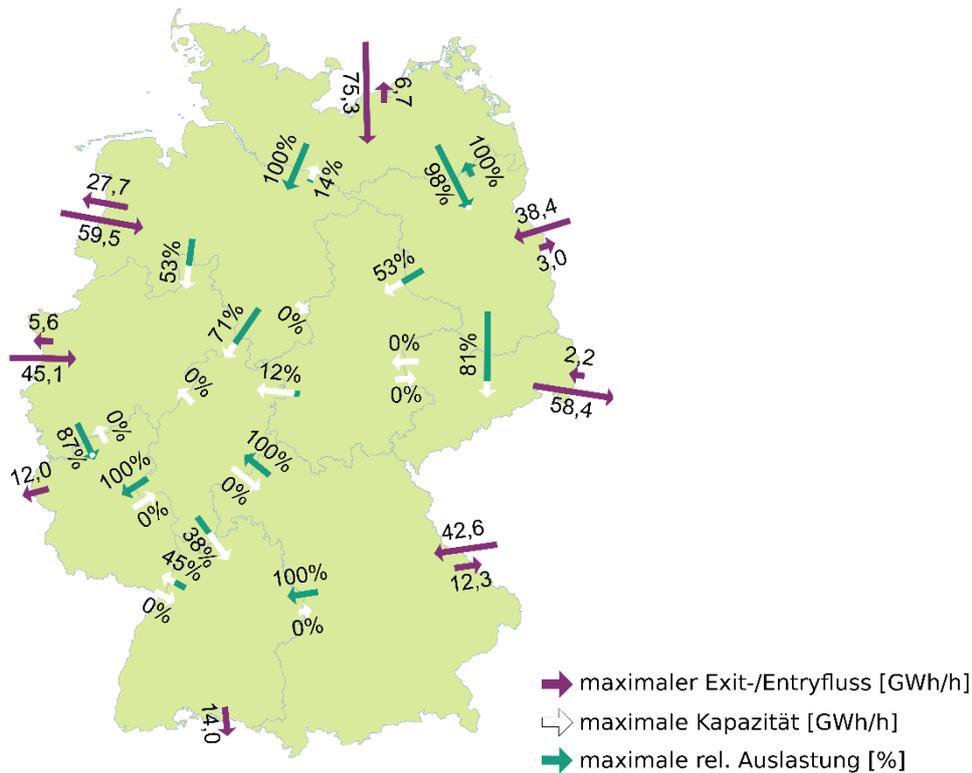


Abbildung 31: Status Quo - Plausibilisierung des Use Case Modells

4.5 Zukunftsbetrachtung

Das Use-Case-Modell wird dazu genutzt, um einzuschätzen, ob die Kapazitäten des Transportnetzes ausreichen, die Hochläufe des regionalen Gasbedarfs der Jahre bis 2045 zu verteilen, die von REMod berechnet werden. Hierzu wird zunächst eine Schnittstelle zwischen dem Modell und REMod geschaffen. Darauf werden die regionalen Gasbedarfe analysiert und mit den Input-Daten des Status quo-Modells verglichen.

Für die Einschätzung der Auslastung des Gastransportnetzes sind, neben der Entwicklung der Gasnachfrage, insbesondere die Importszenarien entscheidend. Für die Entwicklung der Importflusszeitreihen werden öffentliche Daten zu allen Grenzübergangspunkten in Deutschland von 2018-2023 ausgewertet, um die IST-Kapazitäten der Grenzübergangspunkte abzuschätzen und über eine Literaturrecherche die geplanten Kapazitäten der LNG-Terminals ermittelt.

Die Szenarien beinhalten Daten zu CH₄, aber auch Wasserstoff. Das Modell basiert auf den aktuellen Daten zum Erdgastransportnetz. Um die Kapazität des Netzes für Wasserstoff abzuschätzen, werden bei einer Umstellung alle Kapazitäten der Transportleitungen und UGS mit einem Faktor von 0,8 verrechnet. Dieser Faktor wird in Kapitel 4.5.1 hergeleitet und wird auch in der Analyse Infrastructure Outlook 2050 verwendet (Han Fennema, Manon van Beek 2022a).

4.5.1 H₂-Transportkapazität

Wegen der unterschiedlichen strömungs- und brenntechnischen Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff ändert sich die Energietransportkapazität einer Gasleitung bei ansonsten gleichen Randbedingungen (Leistungsparameter, Leitungsdruck am Anfang und Ende) in Abhängigkeit des Wasserstoffanteils im Erdgas. Sie ist nur vom Wobbe-Index und der Kompressibilitätszahl des Gases bzw. Gasgemisches abhängig (siehe Gleichung 4-15). Die Konstante C setzt sich aus strömungstechnischen Daten und der Leitungsgeometrie zusammen und ist unabhängig von der Gasbeschaffenheit. Eine ausführliche Herleitung ist (Mischner, Fasold 2019) zu entnehmen.

Da sich im Gastransportnetz der Druck des Gases durch Druckverluste stetig verringert, wird dieser an Verdichterstationen wieder erhöht, sodass eine ausreichend hohe Transportkapazität gewährleistet werden kann. Werden Maximal- und Minimaldrücke in einer Gastransportleitung vor und nach den Verdichterstationen beibehalten (gleiche strömungstechnische Randbedingungen), so muss zwangsläufig die Energietransportkapazität der Leitung nach Gleichung 4-16 (hier auf Erdgas normiert) abnehmen. Weiterhin ist die Abhängigkeit vom Betriebsdruck (hier mittlerer Leitungsdruck) zu erkennen. Die berechneten Werte beziehen sich auf die Beimischung von Wasserstoff zu russischem Erdgas Typ H.

Aus dieser Rechnung folgt, dass die Energietransportkapazität einer Transportleitung mit einem mittleren Leitungsdruck von 80 bar, die von Erdgas auf Wasserstoff umgestellt wird, bei sonst gleichen strömungstechnischen Randbedingungen etwa 80 % der ursprünglichen Energietransportkapazität beträgt. Dieser Wert wird im Modell vereinfachend für sämtliche Umrechnungen der Transportkapazitäten von Erdgas auf Wasserstoff unterstellt.

$$\dot{E} = \dot{V}_n \cdot H_{s n} = C \cdot \frac{W_{s n}}{\sqrt{K_m}} \quad 4-15$$

$$f_{ETK} = \frac{\dot{E}_{NG/H_2}}{\dot{E}_{NG}} = \frac{W_{s NG/H_2}}{W_{s NG}} \cdot \sqrt{\frac{K_{NG}}{K_{NG/H_2}}} \quad 4-16$$

Mit:

\dot{E}	Energietransportkapazität
\dot{V}_n	Normvolumenstrom
$H_{s n}$	Brennwert
C	Konstante (fasst sich nicht ändernde Parameter für gleiche Randbedingungen zusammen)
$W_{s n}$	Wobbe-Index
K_m	Mittlere Kompressibilitätszahl des Gases in der Leitung
f_{ETK}	Verhältnis der Energietransportkapazitäten
NG	Index für Erdgas (engl. natural gas)
NG/H_2	Index für Erdgas-Wasserstoff-Gemisch (hier inkl. 0 und 100 Vol.-% H ₂)

4.5.2 Schnittstelle zwischen REMod und dem Gasnetzmodell

Die REMod-Daten sind in die drei Sektoren Elektrizität, Gas und Wasserstoff Zeitreihen aufgeteilt. In Abbildung 32 sind die Energieströme des Gases und Wasserstoffs, sowie ihre Kopplung bei einem 100% Erneuerbaren Szenario aufgezeigt. Gas kann bei REMod sowohl für H₂ als auch für CH₄ stehen. Die Daten zu den Energieträgern sind in use (Nutzung) und supply (Bereitstellung) aufgeteilt. Die Nutzung wird in Final Energy, was den direkten Verbrauch meint, und Secondary Energy Input (SEI), was für eine Weiterverwendung als Energieträger in einem der anderen Sektoren steht. Der Secondary

Energy Input kann mit einer Umwandlung durch zum Beispiel Elektrolyse verbunden sein. Für den H₂-Sektor wird der SEI unter anderem in Admixture (Beimischung) und Umwandlung in Elektrizität aufgeteilt. Die Bereitstellungsdaten sind in Primary Energy (Primärenergie) und Secondary Energy (Sekundärenergie) aufgeteilt. In einem erneuerbaren Szenario gibt es kein Gas noch H₂ aus primären Energiequellen mehr, da das Gas hergestellt wird und somit unter anderem aus Elektrolyse- und Methanisierungsprozessen stammt. Im H₂-Sektor kann im REMod-Modell der Wasserstoff direkt als ebendieser im Gas-Sektor verwendet werden, gekennzeichnet als „Secondary Energy Input|Hydrogen|Gases|Admixture“. Die Daten des Gas-Sektors „Secondary Energy|Gases|Hydrogen“ werden von den „Secondary Energy Input|Hydrogen|Gases|Admixture“ bereitgestellt und haben dementsprechend die gleiche Zeitreihe.

Für die Analyse des Gastransportnetzes ist diese Annahme schwierig, da die Mischung von H₂ und CH₄ nur in bestimmten Konzentrationen erforscht ist, bzw. sinnvoll ist. Deshalb wird angenommen, dass der Anteil trotz der Bezeichnung nicht dem Methannetz beigemischt wird, sondern direkt als reiner Wasserstoff in einem getrennten Wasserstoffnetz transportiert wird.

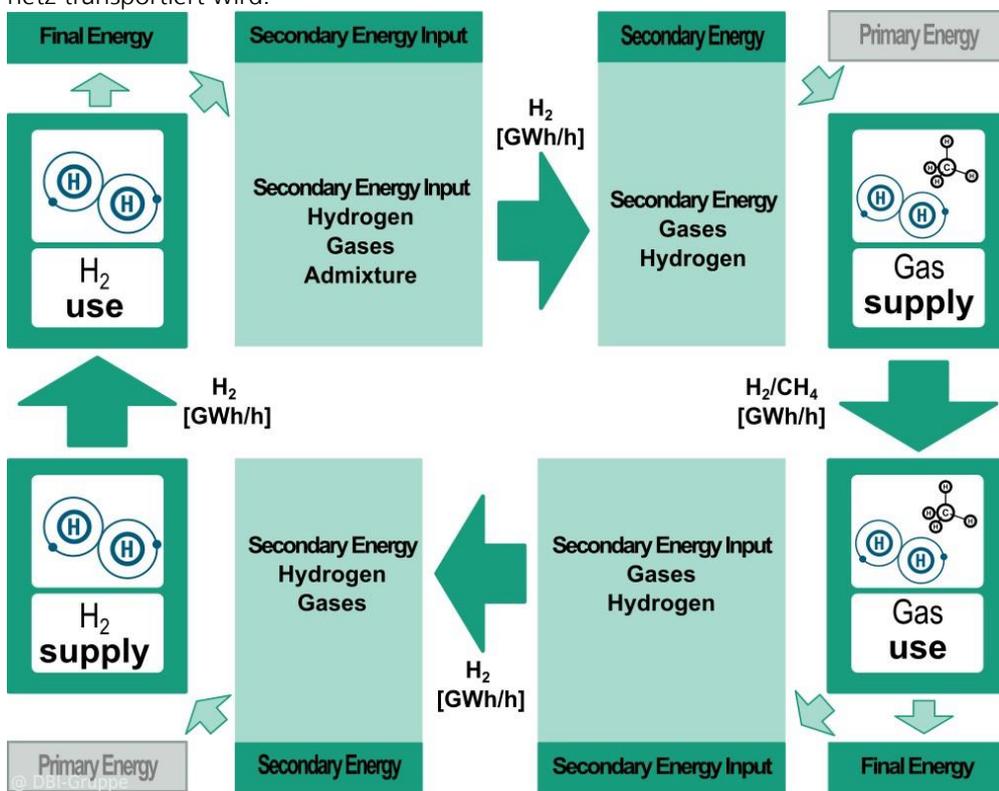


Abbildung 32: REMod Gas und H₂ Kopplung der Energieströme bei 100% erneuerbarer Erzeugung

Die Daten werden dementsprechend aufbereitet, sodass separate H₂-Zeitreihen und eine CH₄-Zeitreihen für jedes Stützjahr zur Verfügung stehen. Hierfür wird die Secondary Energy Zeitreihe des Gas-Sektors (bzw. Secondary Energy Input des H₂-Sektors) aus dem Gas-Sektors entfernt und als Final Energy im H₂-Sektor definiert.

4.5.3 Datenanalyse der REMod CH₄- und H₂-Bedarfe sowie der Bereitstellung

Bevor die Daten für die Importszenarien und die Kapazitätsanalyse genutzt werden, werden sie analysiert und visualisiert. Dadurch können die Ergebnisse besser verstanden und

plausibilisiert werden. Es werden für beide Szenarien die jährlichen Gesamtbedarfe bzw. jährliche Produktion und die regionalen Maximallasten, bzw. maximale Bereitstellung im Tagesmittel, von H₂ und CH₄ dargestellt. Die wichtigste Größe für die Einschätzung der Transportkapazitäten ist der maximale Bedarf der Regionen. Der Gesamtbedarf über das Jahr wäre wichtig, um die Speichergrößen abschätzen zu können, was aber nicht Teil dieser Auswertung ist. Trotzdem ist es eine interessante Größe, um die Ergebnisse aus REMod besser bewerten zu können.

Elektrifizierungsszenario

In Abbildung 33 wird die Entwicklung des jährlichen CH₄-Bedarfs und der -Bereitstellung für Gesamtdeutschland im Elektrifizierungsszenario dargestellt. Der jährliche CH₄-Bedarf geht bis 2045 stetig und deutlich auf ca. 14% des ursprünglichen Bedarfs zurück. Die Inlandsproduktion übersteigt den Bedarf im Jahr 2045.



Abbildung 33: Elektrifizierungsszenario - Entwicklung des jährlichen Methanbedarfs

In Abbildung 34 wird die regionale Entwicklung der stündlichen Maximalleistung für den CH₄-Bedarf und die -Bereitstellung in Deutschland (in GWh/h) dargestellt. Die Lastspitzen im REMod-Szenario sind im Jahr 2025 zum Teil deutlich geringer als die Status quodaten von 2019. Das kann unter anderem auf verschiedene Lastprofile zurückgeführt werden. Auffällig ist im Elektrifizierungsszenario, dass sich die Lastspitzen des CH₄-Bedarfs trotz deutlich geringerer jährlicher Gasmengen nicht reduzieren oder sogar steigen. In der Region RP&SL verdoppelt sich der maximale Bedarf von 2025 bis 2045. Diese hohen Werte für die Starklast sind besonders relevant für die Auslastung der Transportkapazitäten.

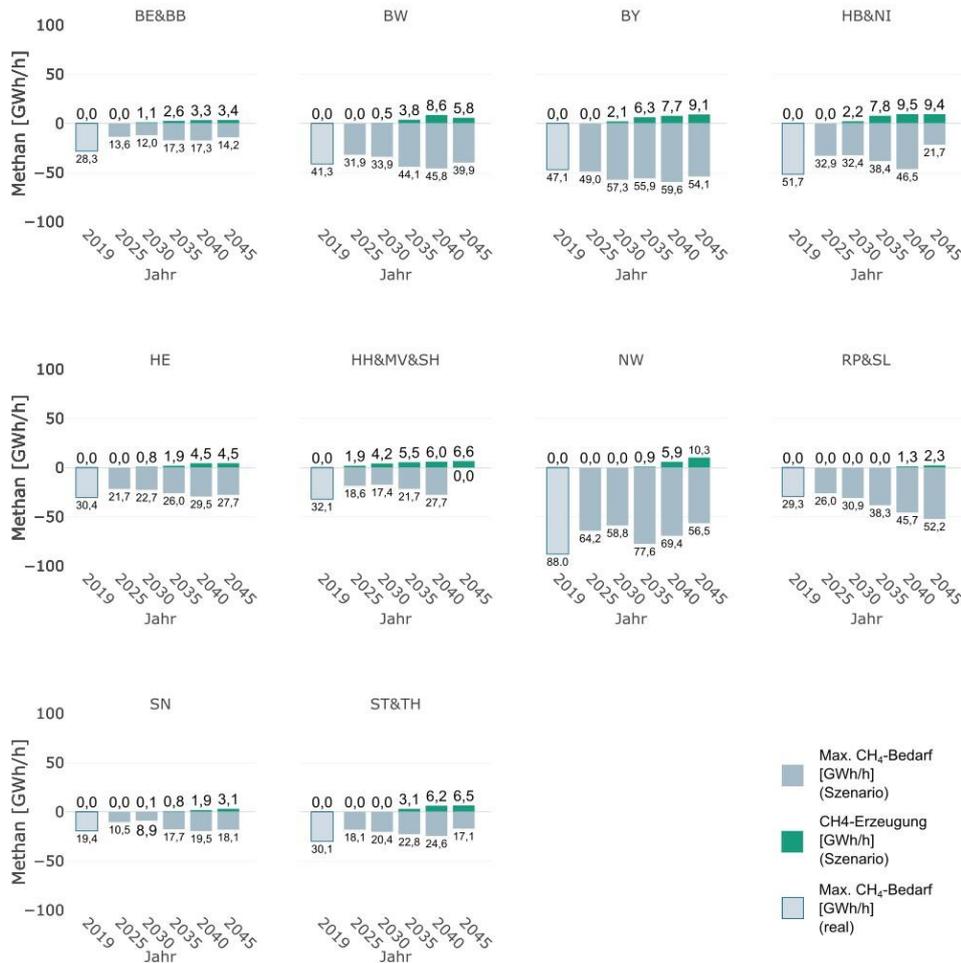


Abbildung 34: Elektrifizierungsszenario - Aggregierte Eingangsdaten REMod - Entwicklung der Maxima des Methanbedarfs und der -bereitstellung

Die Abbildung 35 illustriert die Veränderung des jährlichen H₂-Bedarfs und der -Bereitstellung für Gesamtdeutschland im Elektrifizierungsszenario. Bis 2035 ist ein moderater Anstieg der H₂-Bereitstellung zu sehen. 2040 und 2045 verdoppelt sich die H₂-Produktion jeweils zu vorherigen Stützjahr. Im Jahr 2025 übersteigt die Bereitstellung den

Bedarf, danach steigt der jährliche Bedarf an H₂ schneller als die Bereitstellung. Auch hier ist der stärkste Anstieg in den letzten beiden Stützjahren 2040 und 2045 zu sehen.

AP2: Gas – Entwicklung Bereitstellung, Infrastruktur und Nachfrage (DBI)



Abbildung 35: Elektrifizierungsszenario - Entwicklung des jährlichen H₂-Bedarfs

Abbildung 36 verdeutlicht die Veränderungen der stündlichen Maximalleistung des H₂-Bedarfs und der -Bereitstellung in den verschiedenen Regionen Deutschlands (in GWh/h). Die Maximalwerte des Bedarfs steigen in allen Regionen. Es ist bemerkenswert, dass in den Regionen SN und RP&SL, die einen hohen Bedarf an CH₄-Leistung haben keine starke

Steigung zu erkennen ist. Hier werden die Lastspitzen wahrscheinlich durch CH₄ ausgeglichen.

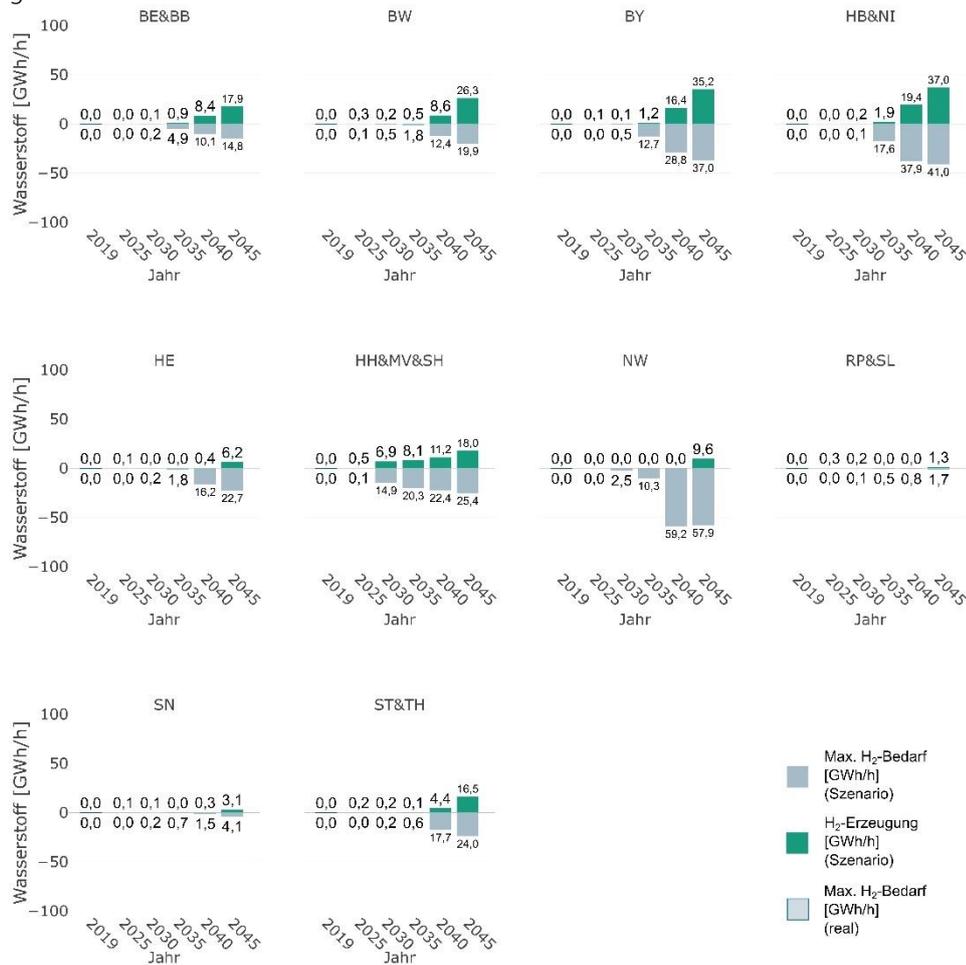


Abbildung 36: Elektrifizierungsszenario - Aggregierte Eingangsdaten REMod - Entwicklung der Maxima des H₂-Bedarfs und der -bereitstellung

Grüne Gase Szenario

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung des jährlichen Methanbedarfs im Grüne Gase Szenario für Gesamtdeutschland. Es ist eine deutliche Abnahme des Methanbedarfs zu erkennen vor allem im Jahr 2035. In den Jahren 2040 und 2045 übersteigt die Inlandsbereitstellung von CH₄ den Bedarf deutlich. Es gibt 2040 und 2045 keinen Importbedarf für CH₄.

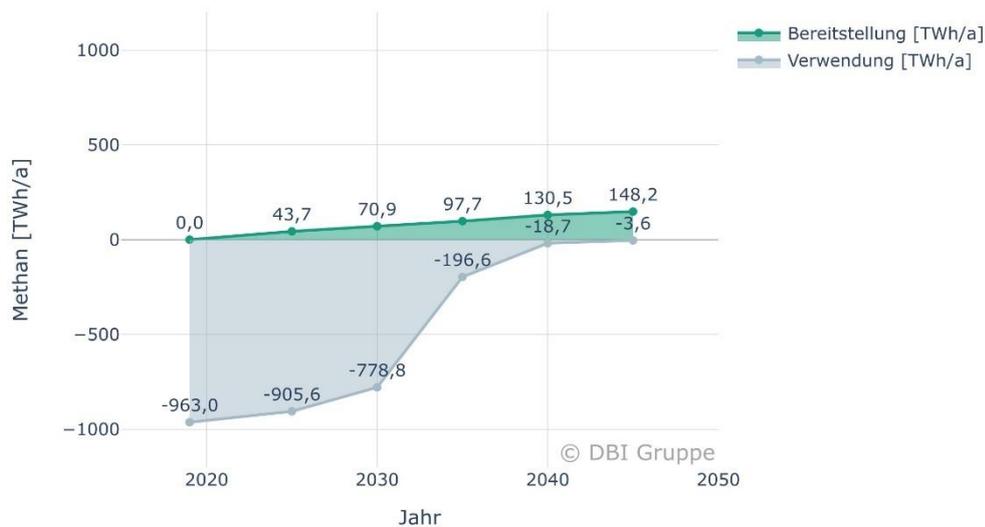


Abbildung 37: Grüne Gase – Entwicklung des jährlichen Erdgas-/Methanbedarfs

Abbildung 38 zeigt die regionale Entwicklung der stündlichen Maximalleistung für den CH₄-Bedarf und die -Bereitstellung in Deutschland (in GWh/h). Im Vergleich zum vorherigen Szenario sind die Werte im Jahr 2025 ähnlich, ab dem Stützjahr 2030 ist der Maximalwert des CH₄-Bedarfs deutlich geringer als beim Elektrifizierungsszenario. Bis zum Jahr 2030 sind die Maximalleistungen gleichbleiben, bzw. sowohl leicht steigend als auch sinkend in den verschiedenen Regionen. Im Jahr 2035 reduzieren sich die Gasbedarfsleistungen in allen Regionen. Im Jahr 2040 ist ein rapider Rückgang der maximal benötigten Leistungen zu sehen, der sich auch in das Jahr 2045 fortsetzt. Die Bereitstellungsleistung von CH₄ steigt stetig bis zum Jahr 2040. Im Jahr 2045 ist in einigen Regionen unter anderem HB&NI ein Rückgang zu erkennen. 2040 und 2045 gibt es keinen Importbedarf mehr innerhalb Deutschlands für CH₄, sondern ausschließlich Export von EE-CH₄. Im Jahr 2045 kann der Bedarf zu jedem Zeitpunkt direkt innerhalb der Regionen bereitgestellt werden.

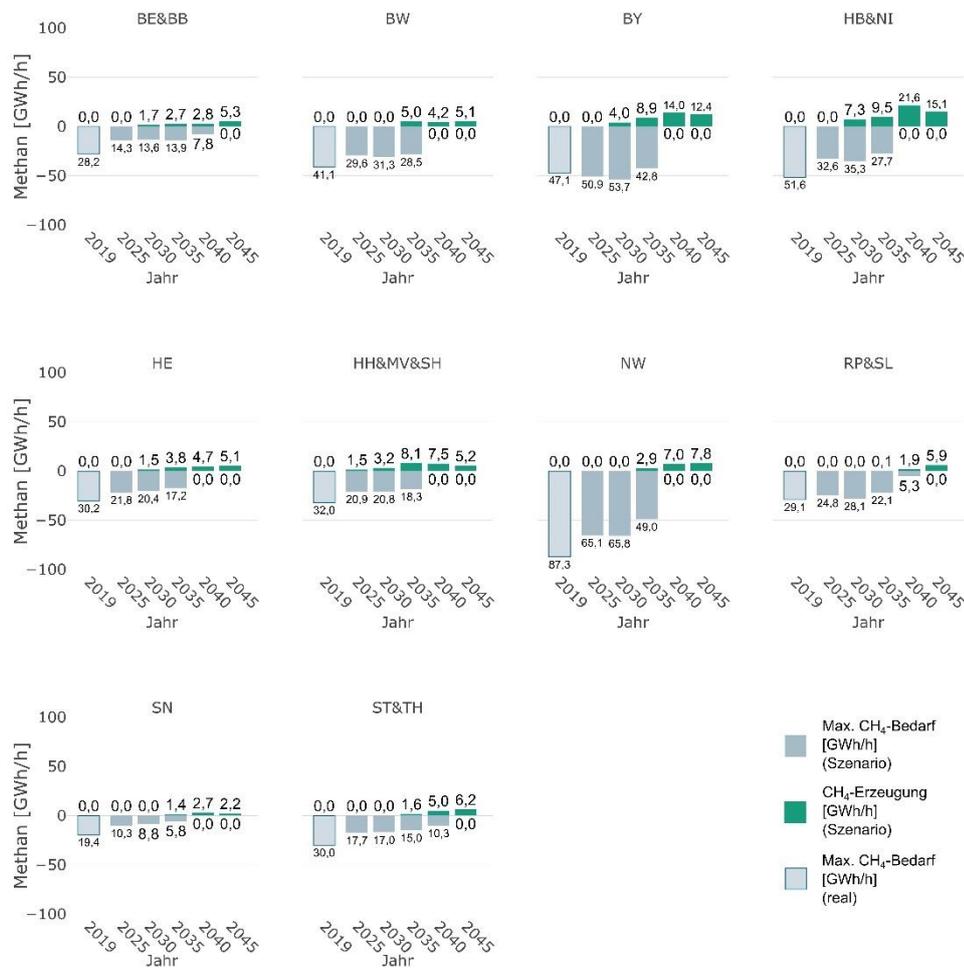


Abbildung 38: Grüne Gase Szenario - Aggregierte Eingangsdaten REMod - Entwicklung der Maxima des Erdgas-/Methanbedarfs und der -bereitstellung

In Abbildung 39 wird die Entwicklung des jährlichen H₂-Bedarfs für Gesamtdeutschland im Szenario Grüne Gase dargestellt. Die H₂-Produktion steigt vor allem zwischen 2025 und 2030 schnell und übersteigt bis zum Jahr 2030 den jährlichen Bedarf. Im Jahr 2035 nimmt der H₂-Bedarf sprunghaft zu und steigt kontinuierlich bis 2045. Diese Entwicklung geht einher mit der rapiden Abnahme des jährlichen CH₄-Bedarfs

Abbildung 40 zeigt die regionale Entwicklung der stündlichen Maximalleistung für den H₂-Bedarf und die -bereitstellung in Deutschland (in GWh/h). Der regionale H₂-Maximalbedarf steigt wie die jährliche Abnahme im Jahr 2035 sprunghaft an. Er erreicht jedoch im Jahr 2040 sein Maximum und nimmt im Jahr 2045 leicht ab. Die Regionen NW, HB&NI und BY benötigen die höchsten H₂-Leistungen, wie auch im Elektrifizierungsszenario. Ein deutlicher Unterschied ist bei den Regionen SN und RP&SL zu erkennen. Diese haben im Grüne Gase Szenario einen deutlich stärkeren Anstieg des H₂-Bedarfs als im Elektrifizierungsszenario, was sich auch mit dem deutlichen Rückgang der CH₄-Maximalleistung deckt. Unterschiede bei der Bereitstellung gibt es unter anderem in den Regionen HE, RP&SL und SN, die in diesem Szenario eine mehr als doppelte H₂-Leistung bereitstellen können. Außerdem kann in diesem Szenario schon im Jahr 2030 eine hohe H₂-Leistung bereitgestellt werden und nicht erst im Jahr 2040, wie im Elektrifizierungsszenario.



Abbildung 39: Grüne Gase Szenario - Entwicklung des jährlichen H₂-Bedarfs

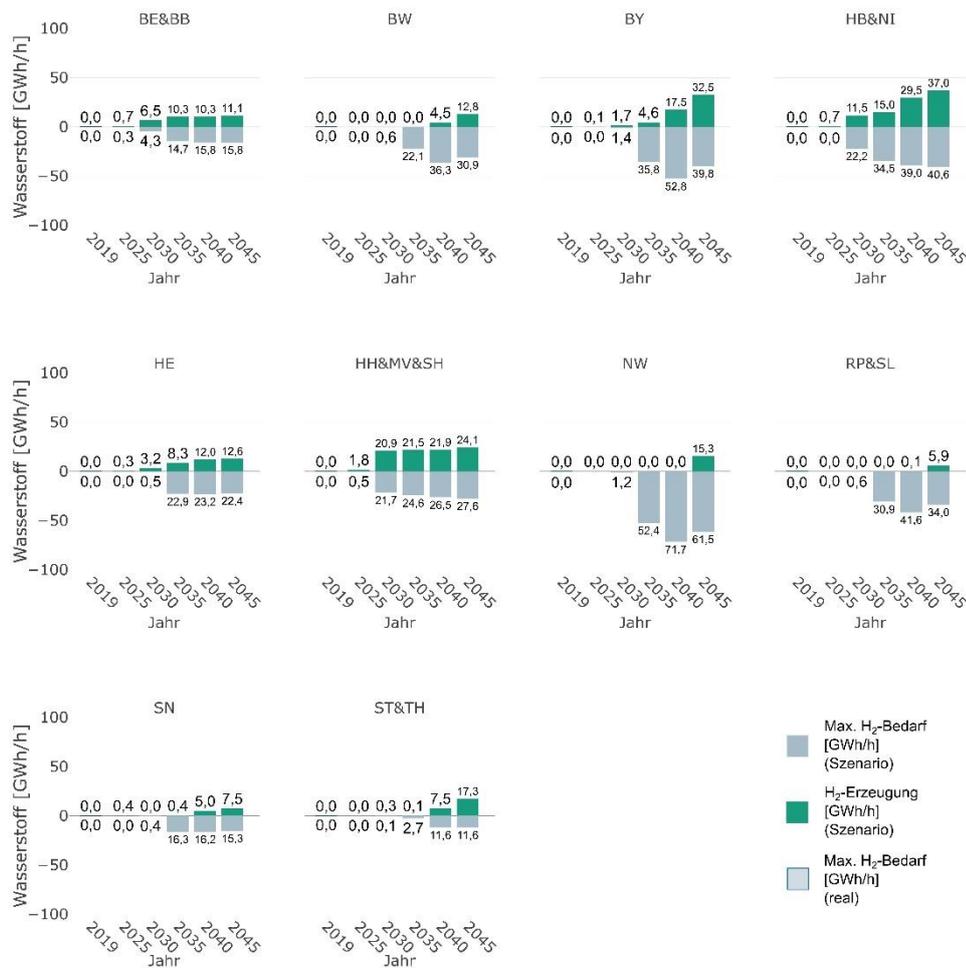


Abbildung 40: Grüne Gase Szenario - Aggregierte Eingangsdaten REMod - Entwicklung der Maxima des Wasserstoffbedarfs und der -bereitstellung

4.5.4 Importszenarien

Die Importszenarien werden nach den maximal benötigten Leistungen aus den REMod-Ergebnissen abgeschätzt. Die Tagesmittelwerte aller REMod Gas-Zeitreihen für alle Stützjahre werden zu Zeitreihen der Abnahmeleistung für Deutschland aggregiert und das absolute Maximum der Leistung identifiziert (in GWh/h).

Für die Regionalisierung der Importflusszeitreihen werden öffentliche Daten zu 37 Grenzübergangspunkten (GÜP) in Deutschland von 2018-2023 ausgewertet, um die zukünftigen Importleistungen der Regionen zu bestimmen. Zudem wird die erwartete Leistung von acht geplanten LNG-Terminals einbezogen. Im folgenden Text werden GÜP und Terminals als Assets zusammengefasst.

Die Kapazitäten der einzelnen GÜP werden durch die Datenanalyse von öffentlich zugänglichen Daten abgeschätzt (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G)). Die Ergebnisse der Datenanalyse sind in Tabelle 12-1 (Kapazitäten vor der Zerstörung der Nord-Stream) und Tabelle 12-2 (Kapazitäten nach der Zerstörung der Nord-Stream) zusammengefasst. Es ist deutlich zu erkennen, dass Greifswald, die Anlande-Station der Nord-Stream, mit 100,88 GWh/h als ehemals größter Grenzübergangspunkt, ab dem September 2022 keine Kapazitäten mehr hat. Auch Mallnow wurde hauptsächlich zum Import von russischem Gas genutzt und verzeichnet aktuell keine Entry-Flüsse. Für die Szenario-Entwicklung wird davon ausgegangen, dass die Kapazitäten in Mallnow in Zukunft wieder genutzt werden für einen potenziellen Import aus Nord- oder Ost-Europa. Für 2025 werden die Importflüsse aus Tabelle 12-2, also die aktuelle Situation des Gasimports für die GÜP angenommen. 2030 wird erwartet, dass der Grenzübergang Mallnow genutzt wird. Bei einer Umstellung auf Wasserstoff wird angenommen, dass sich die Transportleistung um 20 % reduziert, aber des Grenzübergangspunktes auch gleichzeitig hinsichtlich Bidirektionalität umgerüstet wird, also das Maximum von Entry- und Exit-Leistung geliefert werden kann. Das ergibt vor allem Sinn bei Betrachtung der geplanten Importwege aus der MENA-Region, wodurch die neuen Importleitungen im Süden Deutschlands liegen werden. Die südlichen GÜP werden derzeit fast ausschließlich für den Export genutzt und haben dementsprechend hohe Exit-Leistungen und niedrige Entry-Leistungen.

Die zukünftigen Importleistungen für LNG- oder LH₂-Terminals basieren auf den Veröffentlichungen zu geplanten LNG-Terminals (Gas Infrastructure Europe (GIE) 2022).

Die aktuelle maximale Importleistung, inklusive dem LNG Terminal Wilhelmshafen 1, beträgt **233,2 GWh/h**.

Mit diesen Annahmen steigt die maximale Gesamtimportleistung für Methan bzw. Wasserstoff in Deutschland im Jahr **2045** auf **310,6 GWh/h (248,48 GWh/h H₂)** und, wenn die Leitungen **bidirektional** betrieben werden können, auf **370 GWh/h (295,6 GWh/h H₂)**.

Abbildung 41: Übersicht der geplanten LNG-Terminals und ihre Kapazitäten sowie Leistungen (Gas Infrastructure Europe (GIE) 2022)

Terminal	Kapazität TWh/a	Leistung GWh/h	Bundesland	Jahr der Inbetriebnahme (voraussichtlich)
FSRU Brunsbüttel	50	5,3	Schleswig-Holstein	2030
Terminal Brunsbüttel	90	13,9	Schleswig-Holstein	2030

FSRU Wilhelmshaven 1	50	5,3	Niedersachsen	2025
Terminal Wilhelmshaven	180	23,2	Niedersachsen	2030
FSRU Stade	50	5,3	Niedersachsen	2030
Terminal Stade	130	19,1	Niedersachsen	2030
FSRU Lubmin 1	50	5,3	Mecklenburg-Vorpommern	2035
FSRU Lubmin 2	45	5,3	Mecklenburg-Vorpommern	2035

Die Auslegung der benötigten Importleistungen folgt den maximalen CH₄- und H₂-Importleistungen, die in jedem Stützjahr benötigt werden.

Der Hochlauf für die Importkapazitäten basiert auf der Annahme, dass freiwerdende Leitungskapazitäten des Methansystems für Wasserstoff genutzt werden können. Durch die Umstellung verringert sich die Importleistung eines Assets um 20 %. Es wird jedoch priorisiert LNG-Terminals direkt für den Import von Wasserstoff zu nutzen. Die Anlandung von Wasserstoff wird sich also auf Nordrheinwestfalen und Mecklenburg-Vorpommern fokussieren. Bei der Umstellung von Leitungen wird angenommen, dass Wasserstoff wahrscheinlicher aus südlichen Ländern per Pipeline importiert wird. Diese Annahme wird getroffen, da die Gestehungskosten für EE-Gase aus südlichen Ländern deutlich geringer sind (Florian Lehnert, Janina Leiblein, Ruth Schlautmann, Katharina Bär, Miriam Bäuerle August 2021). Deshalb folgt die Umstellung einer Umstellungsreihenfolge, die zuerst die Pipelines in Süddeutschland (Bayern, Saarland, Baden-Württemberg) umstellt, dann Niedersachsen, dann die übrigen Pipelines.

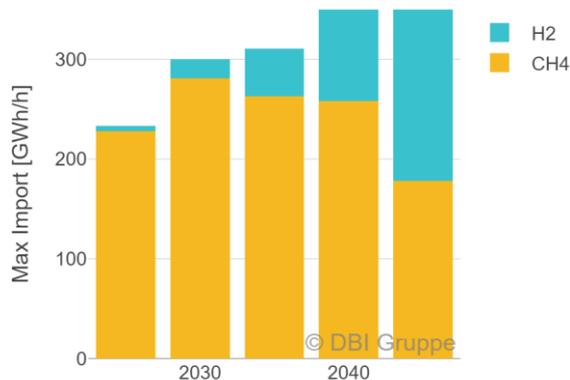
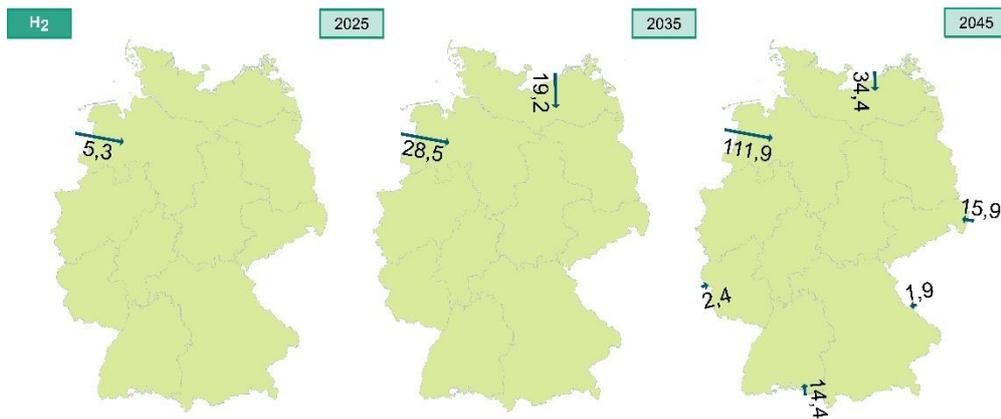


Abbildung 42: Elektrifizierung - Maximale Importleistung



AP2: Gas – Entwicklung Bereitstellung, Infrastruktur und Nachfrage (DBI)

→ maximale Entry-Kapazität [GWh/h]

Abbildung 43: Elektrifizierung - Entwicklung der maximalen H₂-Importleistung [GWh/h]

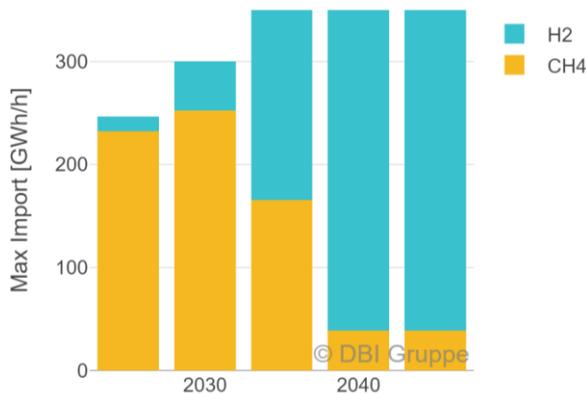


Abbildung 44: Maximale Importleistung Grüne Gase

Zuerst wird abgeschätzt, welche Assets bei den gegebenen EE-Methanabnahmen und -Produktionen im Jahr 2045 durch Importe ausgeglichen werden müssen. Die GÜP und Terminals, die noch im Jahr 2045 gebraucht werden, können im Jahr 2040 nicht auf Wasserstoff umgewidmet werden. So wird ausgehend vom letzten Stützjahr bis in das Jahr 2025, die ein Transformationspfad für die Umwidmung von Methanimportkapazitäten zu Wasserstoff ermittelt.

- Berechnung der Zeitreihen: Orientierung am Mittelwert des Imports
- Können dadurch die Bedarfe nicht gedeckt werden -> Maximalwerte

Abbildung 42 zeigt den Hochlauf für die Umstellung der Importkapazitäten für das **Elektrifizierungsszenario**. In diesem Szenario gibt es 2045 eine maximale benötigte Ex- oder Importleistung für Methan von 116 GWh/h und eine maximale Wasserstoffabnahme von 143 GWh/h. Die **Methanabnahme** kann durch das Importszenario über 14 Grenzübergänge mit einer Gesamtleistung von **178 GWh/h** gedeckt werden. Diese liegen in den Regionen „NW“, „HB&NI“, „BE&BB“, „BY“ und „RP&SL“. In Abbildung 43 ist die regionale Entwicklung der maximalen H₂-Importleistung für das Elektrifizierungsszenario dargestellt. Im Jahr 2025 wird der Wasserstoff über das Terminal Wilhelmshaven importiert. Der H₂-Bedarf im Jahr 2045 wird über acht LH₂ Terminals beliefert, FSRU Brunsbüttel, 'Terminal Brunsbüttel', 'FSRU Wilhelmshaven 1', 'Terminal Wilhelmshaven', 'FSRU Stade', 'Terminal Stade', 'FSRU Lubmin 1', 'FSRU Lubmin 2, sowie 23

Grenzübergänge. Über diese Assets Kann **Wasserstoff** mit einer Gesamtmaximalleistung von **147 GWh/h** importiert werden. In

AP2: Gas – Entwicklung
Bereitstellung, Infrastruktur und
Nachfrage (DBI)

In Abbildung 44 ist die Entwicklung der maximalen Importleistung und der Anteil von Wasserstoff für das **Grüne Gase Szenario** abgebildet. Die maximal benötigte CH₄-Importleistung ist 18 GWh/h im Jahr 2045. Für Wasserstoff wird 2045 eine Importleistung von 220 GWh/h im Grüne Gase Szenario benötigt. Der Import ist deutlich stärker auf Wasserstoff fokussiert. Die Importleistung für **Wasserstoff** nimmt bis 2045 auf **265 GWh/h** zu, wohingegen die Importleistung für **Methan** auf **38 GWh/h** reduziert wird. Es werden alle Terminals und Pipelines außer Mallnow auf Wasserstoff umgestellt. Da 2040 der Bedarf an Wasserstoff schon ähnlich groß ist, wie 2045 gibt es keinen weiteren Ausbau zwischen den Stützjahren.

5 AP3: Strom und Wärme (FhG ISE)

5.1 Strom

Der Stromerzeugermix, der als Grundlage für die Optimierung dient, basiert auf den Daten der Plattform „Energy-Charts.info“. Die Plattform verfügt über laufend aktualisierte Daten zur Stromerzeugung sowie zum Ausbau von Stromerzeugungstechnologien. Daher wurde im Rahmen des Projektes eine automatisierte Schnittstelle zu den Daten der Energy-Charts mit REMod erstellt, so dass das Modell die Optimierung immer mit den aktuellsten installierten Leistungen der einzelnen Technologien beginnt.

Die regionale Aufteilung der konventionellen Stromerzeugungstechnologien wurde basierend auf Daten des Umweltbundesamtes vorgenommen (Umweltbundesamt 2022). Hierfür wurden die einzelnen Kraftwerksstandorte nach Bundesländern geclustert und zu den im Projekt definierten Regionen zusammengefasst.

Die regionalen Potenziale wurden basierend auf Fraunhofer ISE-internen Berechnungen aus dem Projekt „AutGrid“ genutzt (Senkpiel 2018). Hierbei wurden auf NUTS-3 Ebene Erzeugungspotenziale und -profile für Windenergie und Photovoltaik berechnet, welche anschließend ebenfalls auf Bundeslandebene geclustert und zu den TransDE Regionen zusammengefasst wurden.

Die regionale Stromnachfrage basiert auf öffentlich zugänglichen Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSOE 2023).

Die Grundlage für die im Rahmen dieses Projektes berücksichtigten geplanten Stromtrassen stellt der zum Zeitpunkt der Bearbeitung aktuellste Netzentwicklungsplan dar, welcher am 26. April 2021 vorgelegt wurde (Übertragungsnetzbetreiber 2021). Die einzelnen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Strom werden im Entwurf erläutert und deren Notwendigkeit wird dargelegt. Der aktuelle Stand der Umsetzung der Maßnahmen findet sich auf Seiten der Bundesnetzagentur (Übertragungsnetzbetreiber 2021). Ausschlaggebend dafür, ob eine Maßnahme im Rahmen von Stromnetzanalysen berücksichtigt wird, ist die anvisierte Inbetriebnahme im Netzentwicklungsplan. Die Methodik zur Reduktion des Stromnetzes wird im Kapitel 10.4 erörtert.

5.2 Wärme

Im Rahmen des Arbeitspakets wurde eine umfangreiche Datenabfrage zur IWU-Erhebung "Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016" durchgeführt (siehe Abbildung 45). Die Daten wurden mithilfe von R-Skripten aus der entsprechenden Quelle (Holger Cischinsky 17.04.2018) abgerufen und anschließend in Excel aufbereitet.

Die Abfrage umfasste verschiedene Aspekte. Zunächst wurden detaillierte Informationen zur Anzahl der Gebäude je Baualterklasse und Gebäudetyp für alle 10 TransDE-Regionen ermittelt. Es wurden auch spezifische Abfragen zum Sanierungsstand auf nationaler Ebene durchgeführt. Dabei wurden die Sanierungstiefen (vollsaniert, teilsaniert, unsaniert) in Verbindung mit den Baualterklassen (vor 1948, 1948-1995, nach 1995) und Gebäudetypen (Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Gewerbeimmobilien) analysiert und mit den bisherigen REMod-Annahmen zum Gebäudebestand abgeglichen.

Des Weiteren erfolgte eine differenzierte Abfrage des Sanierungsstands für alle 10 TransDE-Regionen, um regionale Unterschiede zu identifizieren. Die Bestimmung der Anteile der eingesetzten Hauptwärmeerzeuger (wie Gas, Öl, Fernwärme) und des Solarthermie-Anteils wurde ebenfalls für jede TransDE-Region durchgeführt.

Basierend auf den Anteilen der eingesetzten Hauptwärmeerzeuger wurden die mittleren Jahresnutzungsgrade je TransDE-Region ermittelt. Diese Daten bildeten die Grundlage für die Berechnung des Nutzenergiebedarfs.

Darüber hinaus wurde der Endenergieverbrauch (ohne Strom) für jedes Bundesland recherchiert und die Daten zu den 10 TransDE-Regionen aggregiert. Die Quelle für diese Informationen war (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021b).

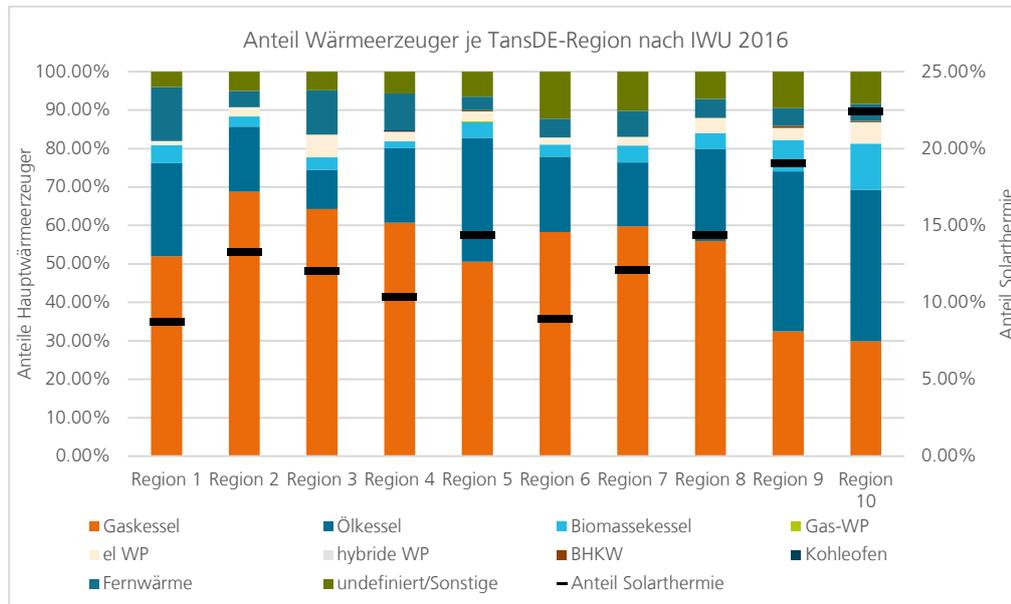


Abbildung 45: Anteil der Wärmeerzeuger im Gebäudesektor im Jahr 2016 nach den TransDE Regionen basierend auf der Datenabfrage des Instituts für Wohnen und Umwelt

6 AP4 (1): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung (DBI)

AP4 (1): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung (DBI)

Im folgenden Kapitel wird die zukünftige Transformation des Verkehrssektors aus Infrastruktursicht bewertet. In diesem Kontext sind die Tankstellen- und die Ladeinfrastruktur von zentraler Bedeutung. Um die Entwicklung dieser Infrastrukturelemente zu untersuchen, erfolgt ein Rückgriff auf zwei Geoinformationssystem-basierte Modelle. Das Modell zur Ladeinfrastruktur simuliert auf der Ebene von Landkreisen bis zum Zielhorizont 2045 die regionale Verteilung von verschiedenen Ladeinfrastruktur-Typen. Parallel dazu kommt ein Tankstellenmodell zum Einsatz, das standortscharf notwendige H₂-Tankstellenstandorte ermittelt. Beide Infrastrukturmodelle sind hierzu mit dem Gesamtsystemmodell REMod gekoppelt. Die Infrastrukturmodelle setzen auf den REMod-Vorgaben zu Technologiemixen und resultierenden Energiebedarfen auf und bewerkstelligen eine räumliche Disaggregation der Ergebnisse sowie weiterführende Detailanalysen.

6.1 Hintergrund und Zielstellung des Ladeinfrastrukturmodells

In den vergangenen fünf Jahren hat der Bestand an batterieelektrischen Pkw (BEV) signifikante Zuwächse erfahren. Wurden im Jahr 2017 zum 1. Januar noch 34.022 Fahrzeuge durch das Kraftfahrtbundesamt (Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2017) gemeldet, so weist die Statistik zum 01.01.2023 1.013.009 Fahrzeuge aus (Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2023) (siehe hierzu auch die Abbildung 46). Der starke Zulauf bei den BEV geht mit vielfältigen Auswirkungen auf das Verkehrssystem, die Energieinfrastruktur und städteplanerische Aspekte einher. Als Schnittmenge der drei genannten Kategorien ist die ausreichende Verfügbarkeit geeigneter Ladeinfrastruktur eine der zentralen Voraussetzungen für das Gelingen der E-Mobilität in Deutschland. Ladesäulen müssen zielgerichtet an hinreichend frequentierten Straßen und/oder Wohngebieten aufgebaut werden (Verkehrssystem). Weiterhin ist die sachgerechte Anbindung an vorhandene Stromnetzinfrastrukturen zu bewerkstelligen, um Überlastungssituationen zu vermeiden (Energieinfrastruktur). Ferner müssen sich auch die urbanen Räume an das geänderte Mobilitätsverhalten der Fahrzeugnutzenden anpassen und altgediente Planungsgrundsätze, wie etwa der Umgang mit knappen Freiflächen, überdacht werden (Städteplanung).

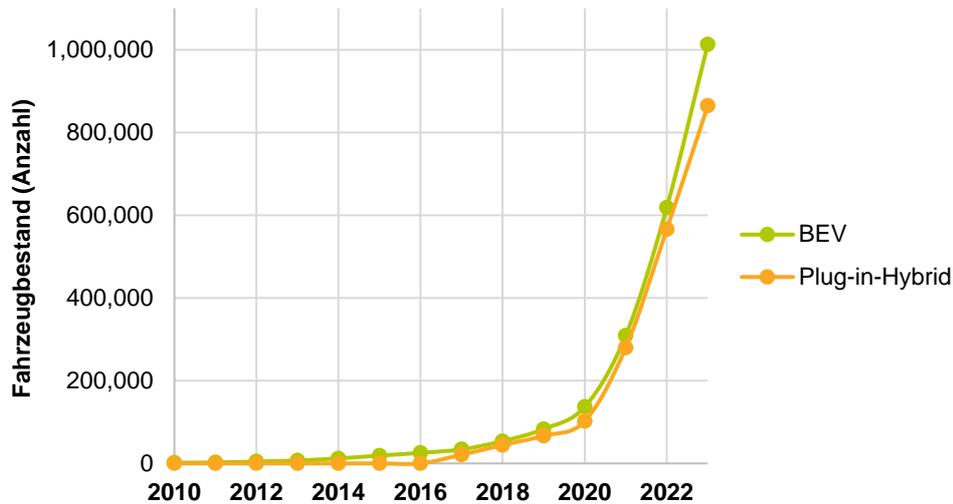


Abbildung 46: Entwicklung des Bestands an Personenkraftwagen der Typen BEV und Plug-in-Hybrid (Stichtag: 01.01), eigene Darstellung nach (Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2022; Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2023)

Die diskutierten Aspekte bedürfen einer vorausschauenden Planung. Modellbasierte Ansätze können einen wichtigen Beitrag leisten, wenn aktuelle Entwicklungen in die Zukunft projiziert werden sollen. Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Projekt ein Ladeinfrastrukturmodell entwickelt und in das Modellkopplungskonzept integriert. Dieses Modell baut, im Gegensatz zu bestehenden Werkzeugen, auf einem Geoinformationssystem (GIS) auf. Zielstellung hierbei ist, ein besonderes Augenmerk auf infrastrukturelle Aspekte (z.B. die Verteilung von Wohngebäuden, Freiflächen und Straßen) zu legen. Im Ergebnis werden auf der regionalen Ebene von Landkreisen die Anzahl, die installierte Leistung und der Einsatzzweck der benötigten Ladeinfrastruktur modelliert. Die Untersuchung erfolgt für die Stützjahre 2030, 2040 und 2045.

An dieser Stelle soll nicht unerwähnt bleiben, dass auch andere Institutionen die Thematik der Ladeinfrastrukturplanung in Form entsprechender Modelle erschließen. Einen hohen Bekanntheitsgrad hat das StandortTOOL der NOW GmbH erlangt (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 19.04.2023). Dieses stellt über eine interaktive Online-Plattform deutschlandweite Auswertungen zum erwarteten Bedarf zusätzlicher Ladeinfrastruktur zur Verfügung. Die Bedarfe liegen auf Rasterebene vor. Eine Variation der Bedarfe ist anhand folgender Parameter möglich: Anzahl BEV, Fokus der Ladestrategie und Anteil privates Laden. Im Gegensatz zum vorliegenden Projekt umfasst die Bedarfsprognose jedoch nur den Zeithorizont bis 2030 statt bis 2045. Ebenso stellt die Einbettung des im vorliegenden Projekt erstellten Ladesäulentools in ein Gesamt-Energiesystemmodell (REMod) ein Alleinstellungsmerkmal dar. Nicht zuletzt werden durch das DBI-GIS-Modell alle maßgeblichen Lade-Use-Cases einzeln ausgewiesen und die resultierenden Wechselwirkungen analysiert.

6.2 Modelllogik des Ladeinfrastrukturmodells

Im Vorfeld der regionalen Verortung von Ladesäulen benötigt das Modell den konkreten Endenergiebedarf (elektrisch), der je Stützjahr auf batterieelektrische Pkw und anteilig auf Plug-In-Hybridfahrzeuge (PHEV) entfällt. Diese Inputgröße wird durch das REMod-regional-Modell der FhG ISE für dessen zehn Betrachtungsgebiete (Knoten) bereitgestellt. Um dem DBI-GIS-Modell keine unangebrachten Freiheitsgrade zu gewähren, wird der elektrische Pkw-Endenergiebedarf bereits vor dem eigentlichen Modelllauf einer

vorläufigen Regionalisierung zugeführt. Im Rahmen dieser Voraufgabe erhöht sich die regionale Auflösung des eingelesenen REMod-Endenergiebedarfs von zehn Regionen auf 401 Landkreise. Die Verteilung auf die Landkreise basiert hierbei u. a. auf landkreisscharfen Daten (wie etwa Fahrzeugbeständen und Neuzulassungen) sowie spezifischen Kennwerten (Verbräuche). Dieses Vorgehen stellt zudem eine Verringerung der Modelllaufzeit sicher, da insgesamt weniger Iterationen zur Simulation der Ladeinfrastruktur nötig sind.

Das GIS-Modell differenziert zwischen sechs verschiedenen Anwendungsfällen (nachfolgend als Lade-Use-Cases bezeichnet). Die betrachteten Use-Cases entstammen anerkannter Literatur (Windt, Arnhold 2020). Tabelle 9 zeigt die denkbaren Lademöglichkeiten inklusive der typischen elektrischen Nennleistung im Überblick. Die Use-Cases werden grundsätzlich in privat und öffentlich klassifiziert. Die privaten Lademöglichkeiten repräsentieren das Laden am Eigenheim, am oder in der Nähe eines Mehrfamilienhauses sowie das Laden beim Arbeitgeber. Dem öffentlichen Sektor sind hingegen innerorts oder an Verkehrsachsen gelegene Schnellladepunkte, elektrifizierte Kundenparkplätze und das Laden im öffentlichen Straßenraum zuzuordnen.

Die genannten Lade-Use-Cases unterscheiden sich hierbei signifikant in der maßgeblichen elektrischen Nennleistung. Die privaten Ladesituationen sind zumeist von langen Standzeiten geprägt. So werden typische Eigenheimbesitzende ihre Elektro-Pkw vermutlich in der Nacht laden. Auch beim Arbeitgeber sind lange Standzeiten wahrscheinlich. Folgerichtig sind die benötigten Ladeleistungen geringer als bei kurzweiligen Ladetypen. Auch im Kontext des öffentlichen Ladens existieren mit dem Laden an Kundenparkplätzen und im Straßenraum vergleichbare Fälle. Gleichwohl ist eine flächendeckende und hinreichend diversifizierte Ladeinfrastruktur auch auf entsprechende Schnelllademöglichkeiten (Englisch: High Performance Charging, kurz HPC) angewiesen. Konkret sind an dieser Stelle das Laden an innerorts bzw. außerorts gelegenen HPC-Hubs zu nennen. Derartige Ladesäulen übertragen den geforderten Betrag an elektrischer Arbeit infolge der signifikant höheren elektrischen Nennleistung (150 kW bis 350 kW) in deutlich kürzeren Zeitabständen an das Fahrzeug (Windt, Arnhold 2020). Typische Kompakt-BEV weisen eine durchschnittliche Kapazität des Akkumulators in der Größenordnung von 50 kWh (elektrisch) auf (Helms u. a. 2022).

Tabelle 9: Überblick zu den in Anlehnung an (Windt, Arnhold 2020) untersuchten Lade Use-Cases

Typ	Bezeichnung	Nennleistung (in kW elektrisch)
privat	am Wohnort	11
privat	beim Arbeitgeber	22
öffentlich	Lade-Hub innerorts	150
öffentlich	Lade-Hub (Achsen)	350
öffentlich	Kundenparkplätze	22
öffentlich	Straßenraum	22

Aufgrund der starken Unterschiede der Lade-Use-Cases in Hinblick auf die Nennleistungen, erwartbare Ladezeiten und regionale Verteilungen wurde im Vorfeld der Programmierung entschieden, die Rangfolge der zu simulierenden Lademöglichkeiten als exogene Modellvorgabe umzusetzen. Dies soll verhindern, dass das Modell zu Extremlösungen tendiert. Eine mögliche Extremlösung könnte beispielsweise in der übermäßigen Anhäufung von Schnellladepunkten bestehen, da HPC-Punkte infrastruktureitig attraktiv sind (vergleichsweise konzentrierter Flächenbedarf an Verkehrsachsen). Gleichzeitig würden jedoch die positiven Aspekte des privaten Ladens (lange Standzeiten, homogenere Verteilung in der Fläche) nicht ausreichend adressiert. Im Kontext der regionalen Verteilung der Ladepunkte unterliegt das Modell daher folgender Priorisierung.

1. Privates Laden: am Wohnort

- 2. Privates Laden: beim Arbeitgeber
- 3. Öffentliches Laden: HPC-Hubs (innerorts)
- 4. Öffentliches Laden: HPC-Hubs (Fernverkehrsachsen)
- 5. Öffentliches Laden: Kundenparkplätze
- 6. Öffentliches Laden: Straßenraum

Die iterative Modelllogik wird auch durch die Abbildung 47 visualisiert.

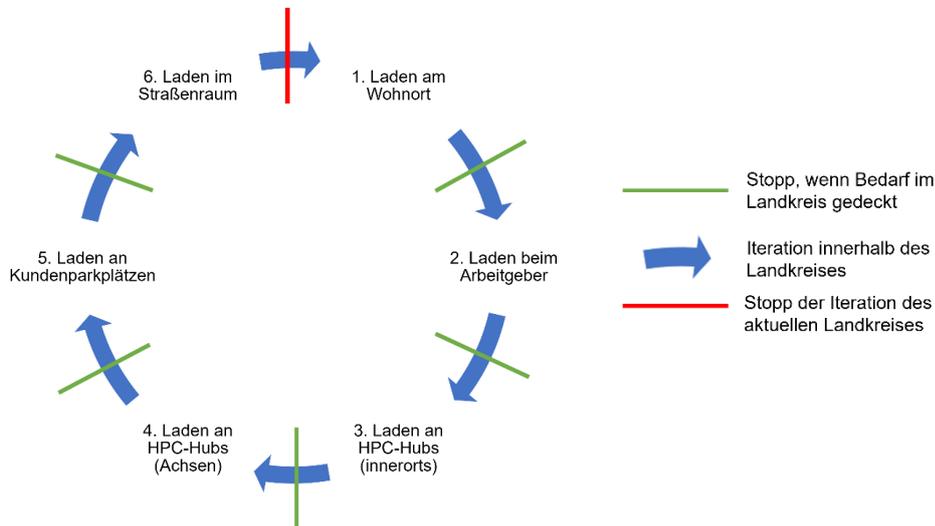


Abbildung 47: Idealtypischer Prozess der Ladesäulenverortung innerhalb von Landkreisen

Der idealtypische Modelldurchlauf für ein Stützjahr vollzieht sich in den nachfolgend skizzierten Stufen. Zunächst werden die Landkreise (Stand 01.01.2018 waren es 401 Landkreise) nach dem elektrischen Endenergiebedarf für Pkw absteigend sortiert (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) 01.01.2018). Das Modell beginnt anschließend mit demjenigen Landkreis, der den höchsten Endenergiebedarf aufweist. Innerhalb dieses Landkreises erfolgt analog der oben beschriebenen Priorisierung die Simulation der einzelnen Lade-Use-Cases. Die Simulation vollzieht einen Abgleich zwischen dem „Ladepotenzial“ (z.B. gegeben durch die Anzahl an privaten Wallboxen) und dem eigentlichen Ladebedarf (bedingt durch BEV und PHEV).

In diesem Kontext sind modellseitig stets die Potenziale des aktuell betrachteten Use-Case auszuschöpfen, bevor der jeweils nachgelagerte Use-Case analysiert wird. Damit ergeben sich für jedes Szenario zwei überlagerte Iterationsebenen: die erste Ebene betrifft die Iteration der Landkreise und die zweite Ebene resultiert aus der Iteration der Use-Cases innerhalb der Landkreise. Die Ermittlung der Ladepotenziale je Use-Case wird in den nachfolgenden Unterkapiteln skizziert. Für die Ladepotenziale sind vielfältige Eingangsdaten zu erheben und in geeigneter Weise miteinander zu verschneiden. In Abhängigkeit der regionalen Auflösung der genutzten Rohdaten ist hierzu eine Aggregation bzw. Disaggregation durchzuführen, um ein in sich konsistentes Datengerüst für die gewählte Modellauflösung (Landkreisebene) zu gewährleisten. Die Tabelle 10 zeigt eine Auswahl relevanter Inputdaten.

Tabelle 10: Übersicht zu ausgewählten Eingangsdaten und Datenquellen für die Modellierung der Ladesäuleninfrastruktur

Datensatz	Quelle(n)	Use-Case(s)	Ursprüngliche regionale Auflösung
Gebäudestatistiken	(Statistische Ämter des Bundes und der Länder	1	Gemeinden, Landkreise

	2021a; Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021b; Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021d)		
Einkommen der Privathaushalte	(Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR) 2020)	1	Landkreise
Ladesäulenbestand	(Bundesnetzagentur (BNetzA) 01.02.2021)	1, 3, 4	Standorte (X-/Y-Koordinaten)
Geschäfte des Lebensmitteleinzelhandels	Eigenrecherche, (OpenStreetMap Foundation 2019)	5	Standorte (X-/Y-Koordinaten)
Straßennetz	(OpenStreetMap Foundation 2019)	3, 4, 6	Polylinie
Verkehrszählmessenstellen	(Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) 2016)	3, 4	Standorte (X-/Y-Koordinaten)
Land- bzw. Flächen-nutzung	(Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) 2022; OpenStreetMap Foundation 2019)	3, 6	Polygone
Statistik zu Erwerbstätigen	(Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021c)	2	Landkreise
Kfz-Bestand, Kfz-Neuzulassungen	(Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2022; Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2021; Kraftfahrtbundesamt (KBA) 2022)	Vorbereitung Modellauf	Bundesländer, Landkreise/Zulassungsbezirke
Suchräume Deutschlandnetz	(Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 2021b; Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 2021a)	3, 4	Polygone (Kreise)

6.2.1 Laden am Wohnort

Der grundsätzliche Ansatz zur Analyse der Installation von wohnortnahen Ladesäulen je Landkreis und Stützjahr ist der Abbildung 48 zu entnehmen. Als wesentliche Inputdaten dienen hierbei der regionale Gebäudebestand, statistische Erhebungen zur Aktualität von Elektroinstallationen je Gebäudealtersklasse sowie Informationen hinsichtlich des regionalen Einkommensniveaus. Die Verschneidung der Rohdaten erfolgt in Anlehnung an das Vorgehen aus der Publikation „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“ der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (Windt, Arnhold 2020). Demnach bestimmt sich die Wahrscheinlichkeit für die Installation einer Wallbox am Wohnort im Kern durch den Nachrüstaufwand für die nötige Elektrotechnik und die nutzerindividuelle Bereitschaft zur Installation.

Im vorliegenden Projekt wird der Nachrüstaufwand der Elektroinstallationen anhand der Gebäudealtersklasse und Daten des „Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V.“ (ZVEI) abgeleitet (Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e. V. (ZVEI), Fachhochschule Südwestfalen, Leuphana Universität Lüneburg 2015). Statistiken zum Gebäudebestand sind vorrangig über den Zensus 2011 verfügbar (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 28.05.2014). Aufgrund der mangelnden Aktualität werden die Zensus-Daten mit Einzelerhebungen zum Wohnungsbestand (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021b) gespiegelt und bei Bedarf punktuell aktualisiert. Damit sind für den Status quo u.a. folgende Informationen verfügbar:

- Anzahl der Gebäude mit Wohnraum je Region inkl. Differenzierung der Gebäudetyp-Bauweise,
- Wohnungsanzahl in Gebäuden mit Wohnraum,
- Anzahl der Gebäude mit Wohnraum sowie Wohnungsanzahl nach Baujahr.

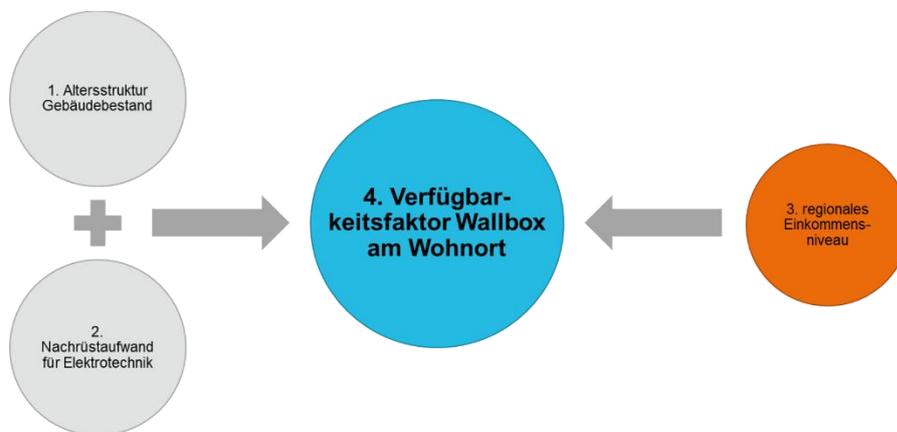


Abbildung 48: Vereinfachte Darstellung der Methodik zur Approximation der Wahrscheinlichkeit für Ladesäulen am Wohnort

Durch Vergleich der oben genannten Daten zum Gebäudebestand verschiedener Bezugsjahre und der Bevölkerungsentwicklung (Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung) kann eine Trendentwicklung hinsichtlich der Veränderung des regionalen Gebäudebestands bis 2045 abgeleitet werden. Zur Abschätzung der Investitionsbereitschaft der Fahrzeugnutzenden dient eine landkreisscharfe Statistik zum Bruttoeinkommen deutscher Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer aus der interaktiven Datenplattform „INKAR“ des Bundesinstitut für Bau-, Stadt und Raumforschung (BBSR). Auch die Einkommensstatistik wird bis 2045 extrapoliert und mit den in Abhängigkeit des elektrotechnischen Nachrüstaufwands variierenden Wallbox-Kosten (Windt, Arnhold 2020) ins Verhältnis gesetzt. Die Verknüpfung der genannten Einflussgrößen liefert je Landkreis und Stützjahr (2020, 2030, 2040, 2045) eine Wahrscheinlichkeit für die Installation einer Wallbox am Wohnort. Die Wahrscheinlichkeit liegt in einem theoretisch möglichen Intervall zwischen 0 % und 100 %. Abschließend ist die Errichtungswahrscheinlichkeit mit der Anzahl der Parkflächen in Wohnungsnähe zu multiplizieren, wobei die Stellflächenanzahl aus der Bestandscharakteristik für Wohngebäude resultiert.

6.2.2 Laden beim Arbeitgeber

Das Laden beim Arbeitgeber stellt die zweite Möglichkeit innerhalb der privaten Ladesituationen dar. Auch dieser Use-Case ist dadurch gekennzeichnet, dass der Arbeitgeber

regelmäßig angefahren wird und die Fahrzeuge über mehrere Stunden ungenutzt auf den Stellflächen des Arbeitgebers verbleiben. Dieser Zeitraum ist für den Bezug von Elektroenergie nutzbar, wobei infolge der Verweildauern eine niedrige Nennleistung in Höhe von 22 kW elektrisch genügt (Windt, Arnhold 2020). Die Analyse der Anzahl potenziell elektrifizierter Arbeitgeberstellplätze unterliegt verschiedenen Einflussgrößen, die ihrerseits mit Unsicherheiten behaftet sind. Hierzu zählt beispielsweise der Anteil von Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmern, welche den genutzten Pkw auf arbeitgebereigenen Parkplätzen abstellen. Die zugrundeliegende Modellogik wird mittels der abstrahierten Abbildung 49 beschrieben.



Abbildung 49: Vereinfachte Darstellung der Methodik zur Erfassung arbeitgebernaher Ladevorgänge

Zur Erfassung der landkreisscharfen Anzahl von Arbeitnehmenden ist der Rückgriff auf öffentliche Statistiken nötig (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2021c). Im Schnitt führen Erwerbstätige gemäß der Befragung „Mobilität in Deutschland“ (MiD) 3,1 Wege pro Tag durch (Nobis, Kuhnimhof 2019). Hiervon bilden 24 % Arbeitswege. Der Anteil der mit dem Pkw unternommenen Arbeitswege ist stark abhängig vom Raumtyp. Der Raumtyp charakterisiert den Gebietstyp, innerhalb dessen die Fahrzeugnutzenden leben und arbeiten. In der Literatur sind zwei Haupttypen (Stadtregion und ländliche Region) mit jeweils unterschiedlichen Ausprägungen auffindbar (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) 2016). Im Rahmen der oben genannten Studie werden die Anteile der mit einem Pkw durchgeführten Arbeitswege in Abhängigkeit des Raumtyps erfasst. Das Ergebnis der Befragung ist in der Abbildung 50 zusammengefasst.

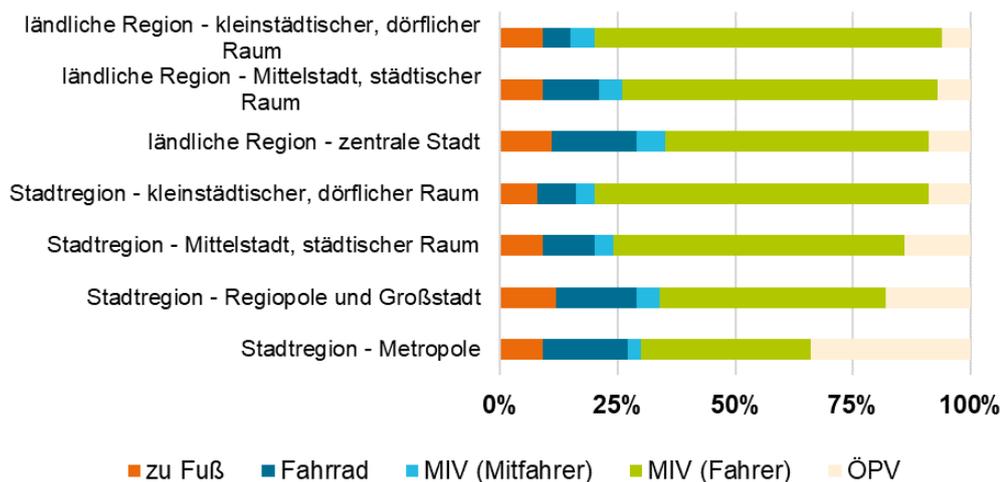


Abbildung 50: Arbeitswege nach Hauptverkehrsmittel und Raumtyp, eigene Darstellung nach MiD-Daten (Nobis, Kuhnimhof 2019)

Die Abbildung 50 zeigt deutlich die Unterschiede in der Verkehrsmittelwahl je Raumtyp auf. So pendeln 36 % der Berufstätigen in Metropolregionen regelmäßig mit dem Auto. In ländlichen Regionen sind es hingegen bis zu 74 % (kleinstädtischer, dörflicher Raum). Im Bereich des ÖPV zeigen sich spiegelbildliche Verhältnisse, da dieser in Metropolregionen zu 34 % und in ländlichen Regionen (zentrale Stadt) nur zu maximal 9 % für

regelmäßige Arbeitswege genutzt wird. Eine flächenanteilige Zuordnung der Raumtypen zu den betrachteten Landkreisen erfasst die Charakteristik der Verkehrsmittelwahl für den Berufsverkehr im jeweiligen Landkreis. Weitere Kennwerte zu den anteiligen Parksituationen von Berufstätigen am Arbeitsort bestimmen die Anzahl der verfügbaren Arbeitgeberstellplätze (Bozem u. a. 2013). Infolge einer unzureichenden Datenbasis wird im letzten Schritt der Anteil elektrifizierter Stellplätze beim Arbeitgeber exogen vorgegeben. Zu diesem Zweck ist die in Abbildung 51 dargestellte Funktion zu implementieren.

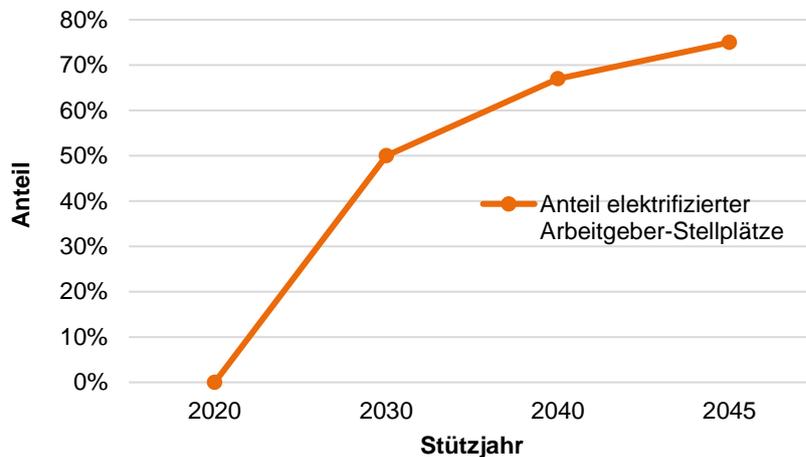


Abbildung 51: Annahmen zum Anteil elektrifizierter Arbeitgeber-Stellplätze

6.2.3 Laden an High-Performance-Charging-Hubs (innerorts)

Die an Schnellladestationen stattfindenden Ladevorgänge sind den öffentlichen Use-Cases zuzurechnen. Zunächst erfolgt eine Analyse der innerhalb von Städten bzw. Gemeinden gelegenen Hubs. Derartige Hubs sind für eine Nennleistung von 150 kW je Ladepunkt konzipiert (Windt, Arnhold 2020). Der Aufbau ist prinzipiell an verschiedensten Standorten möglich, wie etwa Flughäfen oder konventionellen Tankstellen. Eine seriöse Abschätzung der regionalen Ladepunktzahl ist für diese Installationsmöglichkeiten nicht zu bewerkstelligen. Dies begründet sich durch den inhomogenen und stark lückenhaften Datenbestand auf Basis öffentlich zugänglicher Quellen. Im vorliegenden Projekt wird daher ein alternativer Ansatz zur Einbindung dieses Use-Case in das Ladesäulenmodell verwendet. Dieser unterliegt der Annahme, dass die Errichtung der Hubs vorzugsweise im Kerngebiet von Städten stattfindet und aufgrund des Hub-Flächenbedarfs eine Zuweisung gesonderter Bauflächen notwendig ist.

Die Identifikation geeigneter Bauflächen wird durch eine Subroutine des GIS-Modells im Vorfeld des eigentlichen Modelllaufs realisiert. Zu diesem Zweck liegen deutschlandweit Daten zur Flächennutzung vor (OpenStreetMap Foundation 2019; Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) 2022). Konkret erfolgt ein Abgleich zwischen Selektionsflächen („Vorzugsflächen“, z.B. in der Nähe frequenter Straßen) und Restriktionsflächen („Verbotsflächen“, z.B. Naturschutzgebiete). Weiterhin sind die durch die Ausschreibung zum „Deutschlandnetz“ gegebenen Gebiete für Schnellladeinfrastruktur maßgeblich. Im Einklang mit dem Schnellladegesetz (SchnellLG) obliegt dem Bund in Gestalt des BMDV die Aufgabe, ein deutschlandweites Schnellladernetz zu errichten (Deutscher Bundestag 25.06.2021). Hierzu sind sowohl innerhalb von Gemeinden/Landkreisen als auch entlang von Fernverkehrsrouten entsprechende Ladepunkte zu installieren, sodass Fahrzeugnutzende durchschnittlich innerhalb weniger Minuten den nächstgelegenen HPC-Ladepunkt erreichen können. Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur hat zu diesem Zweck Analysen hinsichtlich der erwarteten Ladebedarfe durchgeführt und

Vorzugsräume (sogenannte Suchräume) für HPC-Standorte definiert. Für die Evaluierung innerorts gelegener HPC-Standorte sind 900 Suchräume relevant (siehe Abbildung 52) (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 2021b).

AP4 (1): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung (DBI)

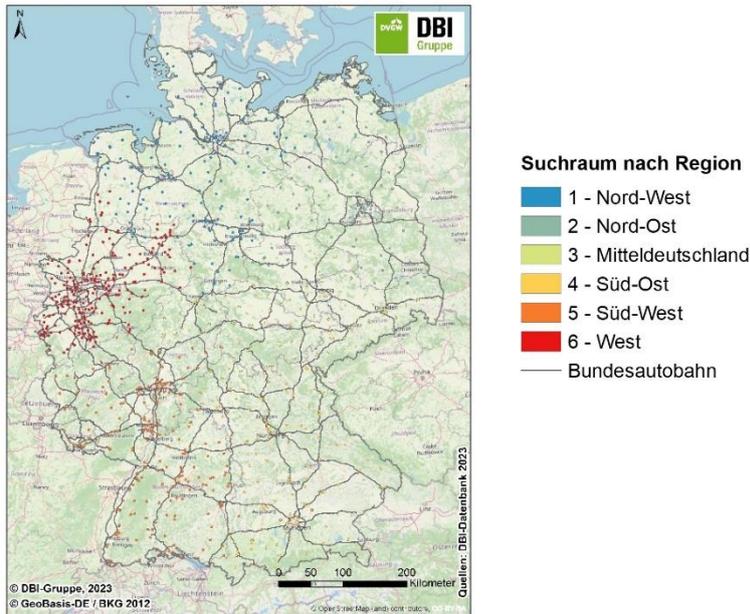


Abbildung 52: Suchräume für Schnellladeinfrastruktur (Regionallose), eigene Darstellung nach (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 2021b)

Das DBI-Ladesäulentool folgt anschließend einem zweigeteilten Prozess. Da die exakten Flächen der Suchräume vorliegen, ist eine Analyse des Ladepotenzials auf Gemeindeebene realisierbar. Sind innerhalb einer Gemeinde die oben beschriebenen Suchräume vorhanden, so berücksichtigt das Modell ausschließlich die Bauflächen innerhalb jener Suchräume. Parallel dazu darf das Modell alle potenziellen Bauflächen für nachfolgende Analyseschritte verwenden, wenn in einer Gemeinde keine offiziellen Suchräume definiert sind.

Die so vorprozessierten Baugebiete sind anschließend hinsichtlich ihrer Flächengröße und Flächenform zu bewerten. In Summe werden bundesweit über 5.000 geeignete Bauflächen identifiziert und anschließend einem iterativen Rankingprozess unterzogen. Dabei erhält jede Baufläche innerhalb einer Gemeinde einen Rang, der sich einerseits aus der Nähe zu verkehrsintensiven Straßen bestimmt und andererseits bestehende Schnellladesäulen bevorzugt. Der Algorithmus wählt dann zunächst die Baufläche mit dem Rang 1 und sieht die Fläche für die mögliche Errichtung eines HPC-Hubs vor. Die in einem definierten Umkreis um die Fläche positionierten weiteren Flächen sind von den folgenden Iterationsschritten ausgeschlossen. Befinden sich weitere geeignete Flächen innerhalb der Gemeinde und gleichzeitig außerhalb der Sperradien um bislang erfasste Flächen, so sind auch diese für eine potenzielle Hub-Errichtung registriert. Die Abbildung 53 visualisiert die Systematik zur Bauflächenidentifikation am Beispiel der Stadt Freiberg (Sachsen). In Abhängigkeit des untersuchten Stützjahres existieren verschiedene Ausbaustufen für die HPC-Hubs, wobei mit zunehmenden Stützjahr die Anzahl installierter Schnellladepunkte je Hub steigt.

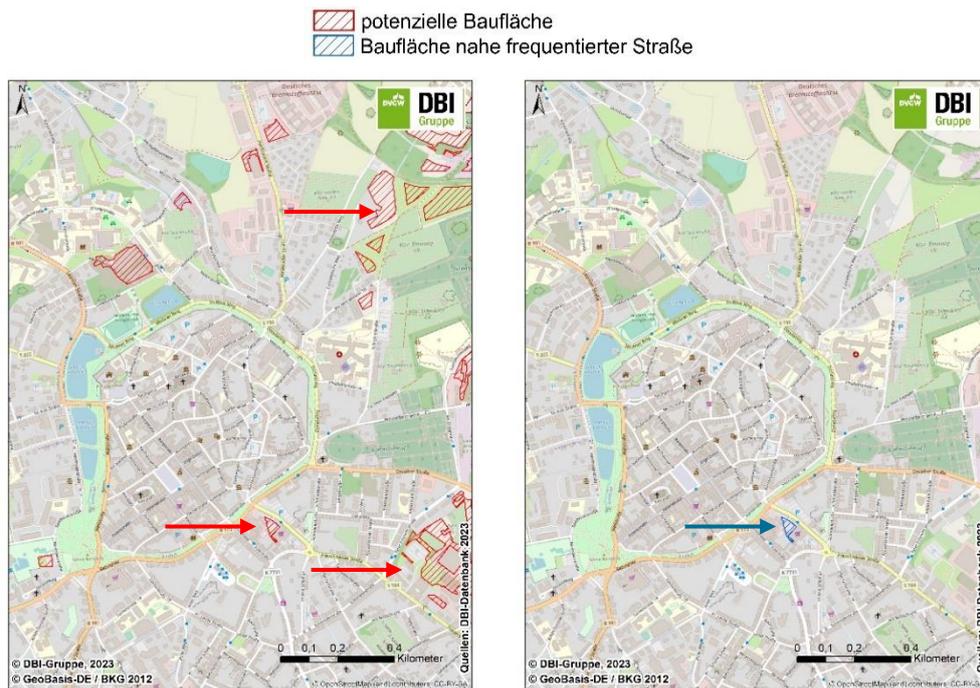


Abbildung 53: Selektionsprozess zu Bauflächen für HPC-Hubs am Beispiel der Stadt Freiberg, Sachsen (links: potenzielle Bauflächen, rechts: gewählte Baufläche anhand Ranking Verkehrsintensität)

6.2.4 Laden an High-Performance-Charging-Hubs (Verkehrsachsen)

Ergänzend zu den innerhalb von Gemeinden verfügbaren Ladestationen sind vorzugsweise auch an Fernverkehrsachsen entsprechende Schnelllade-Hubs aufzubauen. Diese adressieren vorrangig den Pkw-Verkehr, der durch Fernreisende verursacht wird. Im Gegensatz zu den bislang diskutierten Use-Cases sind diese Hubs mit bedeutend höheren Ladeleistungen ausgestattet, die Nennleistung beträgt 350 kW (Windt, Arnhold 2020). Dies ist eine zwingende Voraussetzung, um den Anforderungen des Pkw-Fernverkehrs in Hinblick auf kurze Ladezeiten zu entsprechen. Ein idealer Ausgangspunkt für die Errichtung der HPC-Stationen bilden Autohöfe, da diese von beiden Fahrtrichtungen anfahrbar sind. Gleichzeitig ist notwendige Infrastruktur in Form von Gebäuden, Zufahrtswegen und Stellplätzen vorhanden.

Analog dem Use-Case drei (HPC-Hubs innerorts) ist modellbasiert zu bestimmen, welcher Autohof potenziell für die Erweiterung um HPC-Ladeinfrastruktur geeignet ist. Hierzu werden erneut die von der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur vorgegebenen Suchräume (siehe HPC-Hubs innerorts) sowie bereits existierende Schnellladesäulen berücksichtigt (Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie – NOW GmbH 2021a; Bundesnetzagentur (BNetzA) 01.02.2021). In mehreren Iterationsschritten platziert das Ladesäulenmodell die HPC-Säulen mit 350 kW, wobei die Reihenfolge der ausgewählten Standorte in Abhängigkeit der Verkehrsintensität des angrenzenden Bundesautobahnabschnitts erfolgt (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) 2016). Mit fortschreitendem Stützjahr verringern sich die durchschnittlichen Abstände zwischen den HPC-Hubs an Fernverkehrsachsen und es erhöht sich die Anzahl der potenziellen Ladepunkte je Hub.

6.2.5 Laden an Kundenparkplätzen

Das Laden an Kundenparkplätzen kann eine sinnvolle Ergänzung zu den sonstigen Ladesituationen darstellen. Im Zuge der Modellierung sind ausschließlich die Parkplätze an Geschäften des Lebensmitteleinzelhandels bedeutsam, da das Einkaufen in diesen Geschäften – im Gegensatz zu beispielsweise Baumärkten – eine regelmäßige Notwendigkeit darstellt. Auch sind Einkaufszentren zumeist in den einwohnerdichten Gebieten von Städten zu finden, was die zentrale Zugänglichkeit der potenziellen Ladepunkte positiv beeinflusst. In Deutschland existieren gemäß einer Analyse auf Basis von OSM-Daten ca. 34.000 Supermärkte bzw. Discounter (OpenStreetMap Foundation 2019). Mittels einer Literaturrecherche werden in Abhängigkeit des Geschäftstyps bzw. der übergeordneten Betreibergesellschaft standortscharfe Verkaufsflächen abgeschätzt. Die vor Ort vorzuhaltende Mindestanzahl an Stellflächen bestimmt sich anhand der jeweils gültigen Stellplatzverordnungen und in Abhängigkeit der Verkaufsfläche. Anzumerken ist hierbei, dass es keine bundesweit einheitlichen Regeln für Parkflächen an Geschäften des Lebensmitteleinzelhandels gibt. Vielmehr existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Stellplatz- respektive Bauverordnungen, die bundeslandspezifische und zum Teil auch gemeinde- spezifische Vorgaben beinhalten. Aus diesem Grund werden für die Überführung der errechneten Verkaufsflächen in eine konkrete Parkplatzanzahl vereinfachende Annahmen (siehe Tabelle 11) anhand beispielhafter Literaturangaben getroffen.

Tabelle 11: Annahmen zu Stellplatzbedarfen für Einkaufszentren und Discounter

Kategorie Einzelhandelsgebäude in m ² _{Verkaufsfläche}	spezifischer Stellplatzbedarf je m ² _{Verkaufsfläche}	Quelle
≤ 700	0,025	(Sächsische Staatskanzlei; Landtag NRW)
> 700	0,050	

Der Anteil der je Stützjahr mit Ladepunkten versehenen Supermarkt-Parkplätze wird in Anlehnung an die Vorgaben aus dem Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG) bestimmt. Zum Zeitpunkt der Modellparametrierung ist nur der Referentenentwurf zum GEIG verfügbar (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 30.01.2021). Dieser differenziert bei Nicht-Wohngebäuden zwischen Bestandsgebäuden und Neubau-Gebäuden. Im Kontext des Ladesäulenmodells gelten folgende Prämissen:

Tabelle 12: Prämissen zum Ladesäulenanteil je Parkfläche an Einkaufszentren

Stützjahr	Annahmen
2020	<p><u>Annahme:</u> Alle Nichtwohngebäude werden "Bestand" zugeordnet.</p> <p><u>Gemäß GEIG muss/müssen:</u></p> <p>(a) Bei Parkplätzen > 20 Stellflächen mind. 1 Ladepunkt errichtet werden.</p> <p>(b) Dies nach dem 01.01.2025 geschehen.</p>
2030	<p><u>Annahme:</u> Alle Nichtwohngebäude werden "Bestand" zugeordnet, wobei eine "größere Renovierung" erfolgt.</p> <p><u>Gemäß GEIG muss/müssen:</u></p> <p>(a) Bei Parkplätzen > 10 Stellflächen mind. 1 Ladepunkt errichtet werden (insgesamt).</p> <p>(b) Mind. jede 5. Stellfläche mit Leitungen für E-Mobilität ausgestattet sein.</p>

	<p><u>Hier Abwandlung:</u> (zu b) Nicht nur Leitungen für jede 5. Stellfläche, sondern direkt Ladepunkte.</p>
2040/2045	<p><u>Annahme:</u> Alle Nichtwohngebäude werden "Neubau" zugeordnet.</p> <p><u>Gemäß GEIG muss/müssen:</u> (a) Bei Parkplätzen > 6 Stellflächen mind. 1 Ladepunkt errichtet werden (insgesamt). (b) Mind. jede 3. Stellfläche mit Leitungen für E-Mob ausgestattet sein.</p> <p><u>Hier Abwandlung:</u> (zu b) Nicht nur Leitungen für jede 3. Stellfläche, sondern direkt Ladepunkte.</p>

6.2.6 Laden im öffentlichen Straßenraum

Der letzte, im Ladesäulentool implementierte, Use-Case repräsentiert das Laden an Parkplätzen im öffentlichen Straßenraum. Die Rangfolge der berücksichtigten Ladesituationen entstammt einer fixen Vorgabe, siehe die Erläuterungen zu Beginn dieses Kapitels. In der Konsequenz nutzt das Tool diesen Use-Case als residuale Ladeoption.

Seitens des Ladesäulenmodells werden nur dann entsprechende Parkflächen elektrifiziert, wenn die vorgelagerten Lademöglichkeiten bereits ausgeschöpft sind. Im Zuge der Datenrecherche sind keine öffentlichen Geodaten zu Parkflächen im Straßenraum zugänglich gewesen. Gleichwohl existieren umfangreiche Datenbestände zur Land- und Flächennutzung sowie dem Straßennetz in Deutschland (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) 2022; OpenStreetMap Foundation 2019). Die Verarbeitung der genannten Inputdaten vollzieht sich anhand der in Abbildung 54 skizzierten Schrittfolge, um die Anzahl der Parkflächen im Straßenraum zu approximieren. Für den dritten Schritt gilt zwischen den Stützpunkten ein Abstand von $d = 20$ m. Der Anteil tatsächlich elektrifizierter Stellplätze entlang öffentlicher Straßen stellt ein Modellergebnis dar. Er bestimmt sich in Abhängigkeit der Ladebedarfe, die innerhalb eines Landkreises nach iterativer Prüfung der Use-Cases eins (Laden am Wohnort) bis fünf (Laden an Kundenparkplätzen) verbleiben.

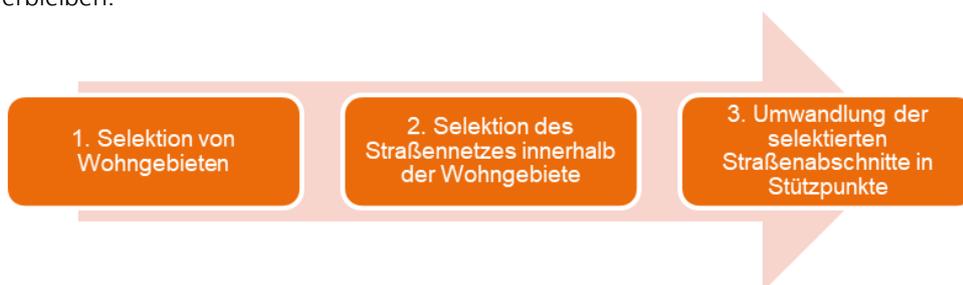


Abbildung 54: Vereinfachte Schrittfolge zur Abschätzung der Parkflächenverfügbarkeit im öffentlichen Straßenraum

Das Ergebnis der Modellierung von Parkflächen an Straßen in Wohngebieten wird exemplarisch in der Abbildung 55 dargestellt. Die Karte zeigt einen Ausschnitt der Wohngebiete in Freiberg (Sachsen).

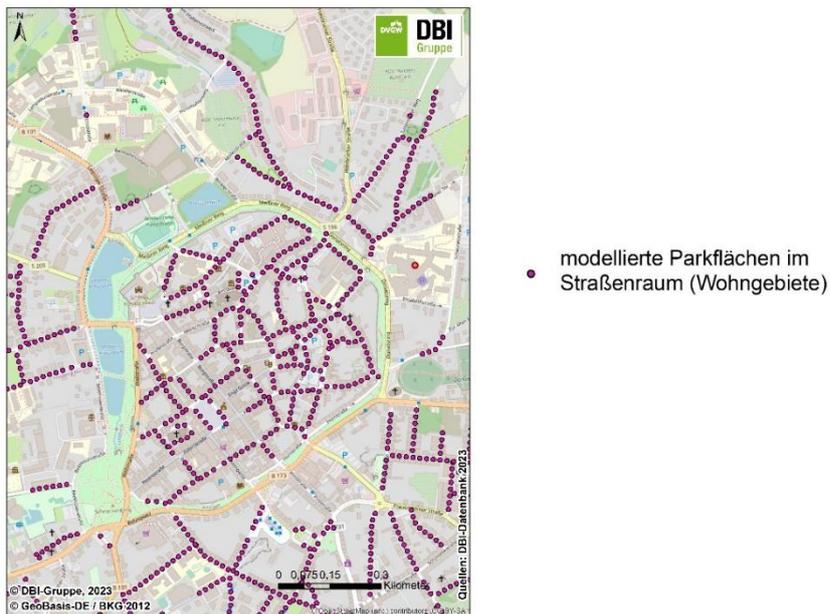


Abbildung 55: Exemplarische Darstellung der Modellierung öffentlich zugänglicher Parkflächen im Straßenraum am Beispiel Freiberg, Sachsen

6.3 Hintergrund und Zielstellung des H₂-Tankstellenmodells

Ergänzend zur zunehmenden Elektrifizierung des Pkw-Individualverkehrs sind weitere technische Optionen für einen klimafreundlichen Straßenverkehr verfügbar. Zu nennen ist an dieser Stelle vorrangig die Brennstoffzelle, die zur Versorgung eines elektrifizierten Antriebsstranges dienen kann. Die Nutzung grünen Wasserstoffs aus Elektrolyseprozessen vorausgesetzt, wäre ein weitgehend THG-emissionsfreier Pkw-Betrieb möglich. Abseits der Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs in der nachgefragten Menge bedarf es zwingend eines geeigneten Tankstellennetzes, um die H₂-Mengen an die Fahrzeuge zu verteilen. Die Tankstellen müssen an lohnenden Standorten platziert werden, um der regionalen Nachfrage Rechnung zu tragen. Es erscheint plausibel, dass Fahrzeugnutzende nur dann einen Umstieg auf alternative Antriebssysteme in Betracht ziehen, wenn zu ihrem jeweiligen Einsatzzweck passende Möglichkeiten der Kraftstoffversorgung bestehen. So müssen etwa für Fernreisende ausreichende Betankungsmöglichkeiten entlang des Bundesautobahnnetzes geschaffen werden. Auch für regionalere Verkehre, beispielsweise innerhalb einer Stadt oder eines Landkreises, sind gut erreichbare Tankstellenstandorte zu erschließen.

Im Zuge der Abbildung des zukünftigen H₂-Tankstellennetzes wird daher ein modellbasierter Ansatz verfolgt. Analog zum Vorgehen für die Ladeinfrastrukturmodellierung wird erneut ein GIS-basiertes Modell eingesetzt. Dieses bietet eine ideale Voraussetzung zur Implementierung, Verschneidung und Auswertung der vielfältigen Eingangsdaten. Im Gegensatz zur Ladeinfrastruktur erfolgt jedoch keine Modell-Neuentwicklung. Ein ehemals für Compressed-Natural-Gas-Tankstellen (CNG) konzipiertes GIS-Modell (Wietschel u. a. 2022) wird auf den geänderten Anwendungsfall adaptiert. Es sind

Modellanpassungen notwendig, um abweichende Rahmenbedingungen beim Einsatz von H₂ statt CNG als Kraftstoff sachgerecht zu erfassen. Hierzu zählt zum Beispiel die veränderte Absatzmenge je Tankstelle. Die zugrundeliegende Modellogik wird im nachfolgenden Kapitel 6.4 beschrieben. Die übergeordnete Zielstellung des Modells sieht hierbei eine standortscharfe Verortung der benötigten Tankstellen vor, wobei der quantitative Rahmen (Tankstellenanzahl) durch den H₂-Endenergiebedarf für Pkw aus REMod resultiert.

6.4 Modelllogik des H₂-Tankstellenmodells

Das GIS-Modell für Pkw-geeignete H₂-Tankstellen (Hydrogen Refuelling Station, kurz: HRS) ermittelt konkrete X-/Y-Koordinaten für die benötigte Tankstelleninfrastruktur. Zu diesem Zweck ist der H₂-Endenergiebedarf¹ für Brennstoffzellen-Pkw in einem ersten Schritt in eine benötigte Tankstellenanzahl zu überführen. Hierzu dienen Literaturdaten hinsichtlich der durchschnittlichen Absatzmenge je H₂-Tankstelle als Grundlage (siehe Tabelle 13). Die Literatur differenziert zwischen verschiedenen Größenklassen von H₂-Tankstellen für Pkw (700 bar), welche sich in Bezug auf die Anzahl installierter Zapfsäulen, die erzielbare Anzahl täglicher Betankungen und schließlich auch die resultierende H₂-Absatzmenge in einem Bezugszeitraum unterscheiden. Für das Tankstellenmodell wird in Abhängigkeit des analysierten Szenarios eine der Kapazitätsklassen von „XS“ bis „L“ als Referenz gewählt. Weist ein Szenario höhere H₂-Bedarfe für FCEV auf, so ist eine höhere Absatzmenge je Tankstelle anzusetzen. Die durchschnittlichen Massenströme sind jedoch stets nur ein Richtwert, den das Modell in definierten Intervallgrenzen variiert.

Tabelle 13: Zusammenfassung wesentlicher Kennwerte zur Spezifikation von HRS typischer Größenklassen, eigene Darstellung nach (Schäfer 30.01.2019)

Kennwert	XS	S	M	L
Anzahl Zapfsäulen	1	1	2	4
Anzahl Betankungen pro Stunde und Zapfsäule	2,5	6	6	10
Anzahl kontinuierliche Betankung	0	1	1	10
Max. Wartezeit (fortlaufende Betankung Autos) in min	20	5	5	n.a.
Zeit zum Erreichen der Leistungsspezifikation in h	-	3	3	0
Durchschnittliche Betankungen pro Tag	10	30	60	125
Maximale Anzahl von Betankungen pro Tag	20	38	75	180
Maximaler Massenstrom H ₂ in kg/h	18	33,6	67,2	224
Durchschnitt Massenstrom H ₂ in kg/d	56	168	336	700
Maximaler Massenstrom H ₂ in kg/d	80	212	420	1.000

Im Anschluss an die landkreisscharfe Ermittlung der benötigten Tankstellenanzahl erfolgt die eigentliche Lokalisierung der HRS. Hierzu wird eine umfangreiche Datenbasis in das Modell integriert, um robuste Modellergebnisse zu gewährleisten. Als relevant befundene Eingangsdaten sind nachfolgend aufgeführt (Auflistung nicht vollständig).

¹ REMod weist die Ergebnisse zur Zusammensetzung des Kfz-Endenergiebedarfs für zehn Knoten (Regionen) aus. Analog dem Vorgehen bei der Ladeinfrastruktursimulation wird der H₂-Endenergiebedarf für FCEV-Pkw zunächst auf Landkreise disaggregiert.

1. Standorte bestehender Tankstellen für konventionelle Flüssigkraftstoffe (Benzin, Diesel) (OpenStreetMap Foundation 2019)
2. Standorte von bestehenden sowie geplanten H₂-Tankstellen (H₂ MOBILITY Deutschland GmbH & Co. KG 2023)
3. Messdaten zum Verkehrsaufkommen an Bundesautobahnen und Bundesstraßen (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) 2016)
4. Regionale Kfz-Bestände (Statistische Ämter des Bundes und der Länder 2022)
5. Straßennetz (Bundesautobahnen, Bundes- und Landesstraßen) (OpenStreetMap Foundation 2019)
6. Standorte von Autohöfen (OpenStreetMap Foundation 2019)
7. Regionale Daten zur Land- bzw. Flächennutzung (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG) 2022; OpenStreetMap Foundation 2019)

Die Modellierung der Tankstellenstandorte unterliegt hierbei ambivalenten Anforderungen. Zum einen ist ein flächendeckendes Tankstellennetz aufzubauen, um für Fahrzeugnutzende notwendige Umwege zu minimieren. Jegliche Umwege sind für private Nutzerinnen und Nutzer als Komfort- bzw. Flexibilitätsverlust zu werten und auch für dienstliche Fahrten als möglicher Wettbewerbsnachteil einzustufen. Zum anderen ist ein wirtschaftlich tragfähiger Betrieb von Tankstellen an eine ausreichend hohe Tankstellenauslastung gebunden. Als Schnittmenge aus diesen Anforderungen vollzieht das Modell eine Clusterung von Gebieten, die einen geringen H₂-Endenergiebedarf aufweisen. In der Folge vergrößert sich bei geringen Energiebedarfen der potenzielle Suchraum für den Algorithmus. Im Zuge der Durchführung zahlreicher Testläufe ist festzustellen, dass optimale Modellergebnisse erzielbar sind, wenn die zehn Landkreise mit den höchsten H₂-Bedarfen nicht in den Clusterprozess eingehen.

Unabhängig von einzelnen Clustern unterliegt das Modell einer in drei Möglichkeiten differenzierten Priorisierung:

1. Weiterbetrieb bestehender H₂-Tankstellen bzw. Nutzung des Standorts einer bereits geplanten H₂-Tankstelle (700 bar).

Registriert das Modell im Suchgebiet vorhandene respektive geplante H₂-Tankstellen, so wird es diese vorrangig nutzen. Da in diesem Kontext sowohl der Kraftstofftyp als auch der Standort mit den modellseitig ermittelten Anforderungen übereinstimmen, ist dies als Idealfall einzustufen.

2. Umwidmung des Standorts bestehender Tankstellen für konventionelle Flüssigkraftstoffe auf H₂.

Die regionale Verteilung von Tankstellen für konventionelle Flüssigkraftstoffe resultiert aus einer historischen Entwicklung. Es gilt als wahrscheinlich, dass diese Tankstellen überwiegend an Bedarfsschwerpunkten aufgebaut wurden. Eine Erweiterung bzw. Umwidmung dieser Tankstellen ist daher ein folgerichtiger Entwicklungsschritt. In technischer Hinsicht könnten beispielsweise das Tankstellengebäude sowie die Zufahrtswege weiter genutzt werden, wohingegen die Apparate zur Kraftstoffspeicherung bzw. Kraftstoffverteilung anzupassen sind.

3. Neubau dedizierter H₂-Tankstellen.

Der Neubau dedizierter H₂-Tankstellen für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge geht mit deutlich größeren Freiheitsgraden für die Standortwahl und die Dimensionierung einher.

Unter Voraussetzung der oben genannten Priorisierung erfolgt auf Basis der geclusterten Regionen die Identifikation geeigneter HRS-Standorte. Hierzu werden die geclusterten Gebiete iteriert, wobei das Gebiet mit dem höchsten H₂-Endenergiebedarf den

Startpunkt bildet. Innerhalb jedes Clusters ist in einem mehrstufigen Prozess nach potenziellen HRS-Standorten zu suchen (siehe Abbildung 56). Genehmigungsrechtliche Fragen des Neubaus und der Umwidmung von Tankstellen sind kein Bestandteil des Modellierungshorizontes.

AP4 (1): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung (DBI)

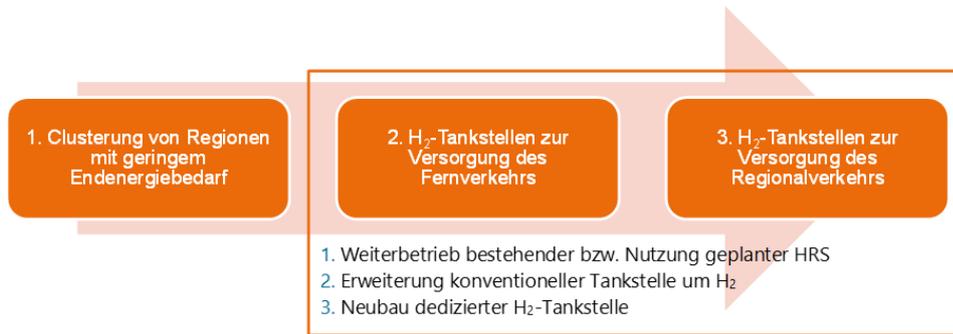


Abbildung 56: Vereinfachte Schrittfolge zur Modellierung von HRS-Standorten

Um eine initiale Flächendeckung mit entsprechenden H₂-Betankungsmöglichkeiten für Pkw sicherzustellen, werden zuerst die Korridore entlang der Bundesautobahnen mit Blick auf mögliche HRS-Standorte analysiert. Ein besonderer Fokus liegt dazu auf den Standorten von Autohöfen, da diese über beide Fahrtrichtungen erreichbar sind. Darüber hinaus verfügen Autohöfe über die erforderliche Infrastruktur, d.h. insbesondere Gebäude und Stellflächen. Sind mehrere Autohöfe innerhalb des jeweiligen Clusters vorhanden, so ist ein Ranking der Autohöfe durchzuführen. Als Zielgröße des Rankings ist die Nähe zu verkehrsintensiven Autobahnen definiert. Die Verkehrsintensität lässt sich anhand der von der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) betriebenen Zählstellen abschätzen (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) 2016). Die Abbildung 57 zeigt die abschnittsbezogene Verkehrsintensität deutscher Autobahnen sowie die Standorte von BASt-Zählstellen entlang der Autobahn. Es wird stets der Autohof gewählt, der im aktuell selektierten Clustergebiet an der Bundesautobahn mit der größten durchschnittlichen Pkw-Anzahl je Tag liegt. Am Standort des selektierten Autohofs sind anschließend die verfügbaren Tankoptionen abzugleichen. Ist beispielsweise bereits eine HRS am Autohof vorhanden, so wird diese für einen Weiterbetrieb klassifiziert. Sofern noch keine dedizierte H₂-Tankstelle existiert, ist die vor Ort befindliche konventionelle Tankstelle für eine Erweiterung um H₂ bzw. Anpassung an H₂ vorzusehen.

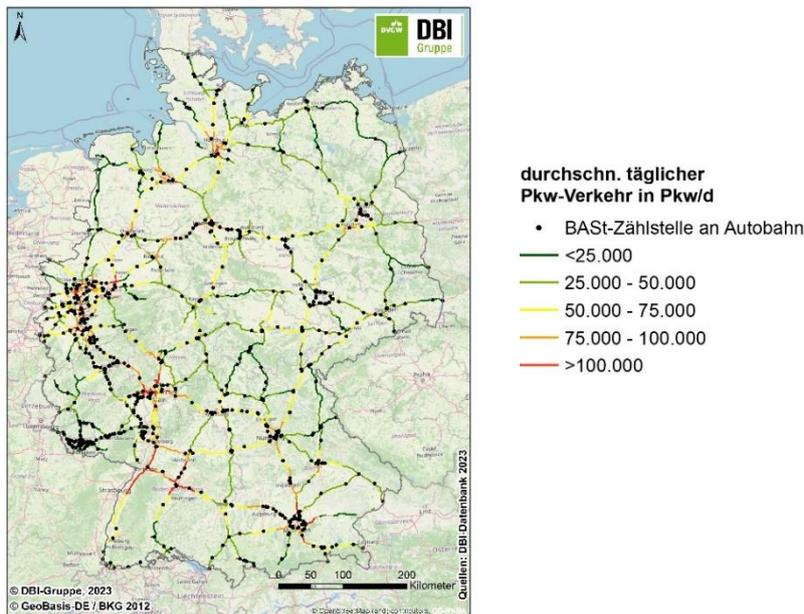


Abbildung 57: Bundesautobahnabschnitte nach Verkehrsintensität inkl. BAST-Messstationen, eigene Darstellung nach (Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) 2016; OpenStreetMap Foundation 2019)

Die dritte Stufe der Abbildung 56 adressiert den Regionalverkehr. Für „Regionalverkehr“ gilt im Kontext der Analysen, dass die mit dem Pkw zurückgelegten Wege meist im näheren Umfeld zum Wohn- bzw. Arbeitsort stattfinden. Im Rahmen der Studie „Mobilität in Deutschland“ wurde für Pkw-Fahrende im Jahr 2017 eine durchschnittliche Wegelänge von 15,8 km ermittelt (Nobis, Kuhnimhof 2019). Typische Wegzwecke sind die Überbrückung der Entfernung zum Arbeitgeber, alltägliche Erledigungen (z.B. Einkaufen) oder Freizeitaktivitäten. Demnach ist der Regionalverkehr mit Bezug auf die Wegstrecken und Routen deutlich inhomogener und weniger planbar im Vergleich zum Fernverkehr. Aus diesem Grund ist im Nachgang an die initiale Flächendeckung eine Verdichtung des Tankstellennetzes unabdingbar. Das HRS-Modell trägt diesem Umstand Rechnung, indem einerseits eine Verringerung der durchschnittlichen Abstände zwischen benachbarten Tankstellen stattfindet. Andererseits sind im Zuge des Standortrankings weitere Straßentypen zu berücksichtigen (Bundes- und Landesstraßen). Erneut erfolgt ein Rückgriff auf die Verkehrsmessungen der BASt, wobei im Gegensatz zu den Fernverkehrsrouten nun ausschließlich die an Bundesstraßen gelegenen Zählstellen maßgeblich sind.

Abschließend ist zu bedenken, dass zwischen den einzelnen Stützjahren auch ein Rückbau von Tankstelleninfrastruktur möglich ist. Dies tritt insbesondere dann ein, wenn die Nachfrage nach einem Kraftstoff bzw. Energieträger sinkt (z.B. infolge degressiver Kfz-Bestände). Die außer Betrieb zu setzenden HRS werden erfasst, indem ein zum bisherigen Ansatz spiegelbildliches Rankingregime gilt.

7 AP4 (2): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung/Fahrprofile (VW AG)

7.1 Hintergrund und Zielstellung des Mobilitätsmodells für Pkw und Lkw

Von der VWAG wurde in diesem Arbeitspaket ein in der Konzernforschung (heute Group Innovation) im Rahmen des öffentlich geförderten Projektes Ladeinfrastruktur 2.0 entwickeltes Mobilitätsmodell für PKW auf die Rahmenbedingungen von TransDE anpasst. Grundlage des Modells bilden die Befragungsdaten aus der Untersuchung Mobilität in Deutschland (MID) 2008 und 2017, aus denen heutige Nutzungsprofile für Pkw abgeleitet wurden [Sterchele et al. 2020]. Unter Berücksichtigung soziodemografischer Trends (alternde Gesellschaft, Verstädterung) und technischer Potentiale (automatisches Fahren) wurden diese auf die Zukunft projiziert. Ein entsprechender Transformationspfad bis 2050 ist implementiert.

Aus der Vielzahl an erzeugten Jahresfahrprofilen für PKW werden je definiertem Antriebsportfolio in den Szenarien Nachfragezeitreihen für die Energieträger Gas, Wasserstoff, flüssige Kraftstoffe und Strom im Rahmen der Modellierungen am Fraunhofer ISE erzeugt.

Für den Nutzfahrzeugverkehr wurden Transport- und Fahrleistungen definierter Fahrzeugklassen im nationalen Kontext über umfangreiche Literaturrecherchen ausgewertet und entsprechende Szenarien für die Weiterentwicklung bis 2050 erarbeitet. Dabei wird die Einbindung innovativer Technologien und deren Auswirkungen auf die Energienachfrage ebenso berücksichtigt wie die mögliche Transformation des Antriebsportfolios innerhalb der Fahrzeugklassen.

Weiterhin fließen die Daten in die Modellentwicklung des DBI zur Erstellung eines neuen Modells für den Bereich Elektromobilität ein.

7.2 Fahrprofilmodellierung Pkw

7.2.1 Mobilitätsgruppen

Die Erstellung von Fahrprofilen für private Pkw auf Basis der Mobilität in Deutschland 2017 (MiD2017)-Befragung durch Volkswagen erfolgt für spezifische, als hinreichend homogen angenommene, Mobilitätsgruppen.

Die Gruppen werden durch folgende Eigenschaften differenziert:

- Raumtyp (7)
- Haushaltgröße (3)
- Haushaltsnettoeinkommen (3)

Die Differenzierungskriterien sind in der Abbildung zusammengefasst. Jede Mobilitätsgruppe weist einen der vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) definierten Regionalstatistischen Raumtypen der RegioStarR7-Kategorie auf, welche spezifisch für die Mobilitäts- und Verkehrsforschung entwickelt wurden. Sie ermöglichen es raumtypische Mobilitätsmuster zu differenzieren, die sich durch den übergeordneten Regionstyp (städtisch oder ländlich) und die Bevölkerungsdichte ergeben. Die Haushalte werden durch zwei Eigenschaften charakterisiert, den Haushaltstyp und das Nettoeinkommen. Der Haushaltstyp beeinflusst das Mobilitätsverhalten bspw. durch Reisezeitbeschränkungen auf Schulferien (Haushalte mit minderjährigen Kindern) oder durch die

Nutzung eines Pkw mit mehreren Personen. Das Einkommen wiederum hat eine hohe Wechselwirkung mit den Arbeitsfahrten (Pendeln) und der Häufigkeit von Urlaubsfahrten mit Pkw.

AP4 (2): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung/Fahrprofile (VW AG)

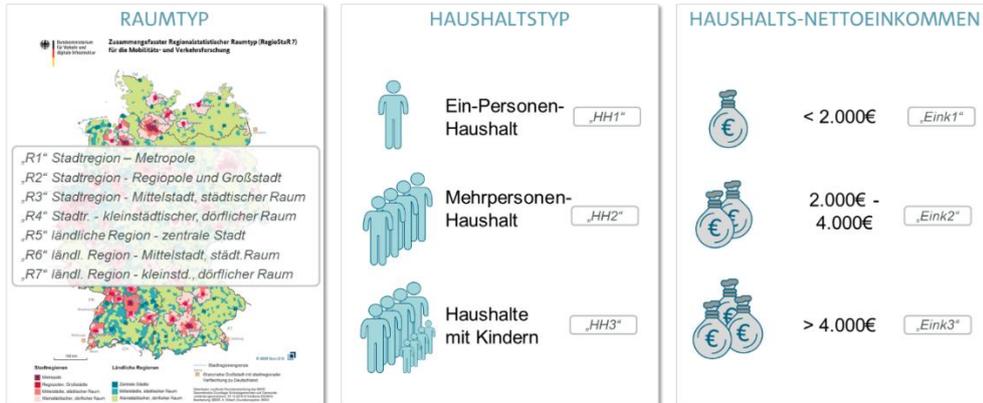


Abbildung 58: Kriterien für verschiedene Mobilitätstypen

Aus dieser Logik resultieren $7 \times 3 \times 3 = 63$ Mobilitätsgruppen, für die eine gruppenspezifische stochastische Auswertung der MiD2017 durchgeführt wird auf deren Basis dann einzelne Fahrprofile mit dem im folgenden Abschnitt beschriebenen Modell erstellt werden.

7.2.2 Modellierungsmodule des Fahrprofilgenerators

Die Erstellung von repräsentativen Fahrprofilen für die Pkw in den Mobilitätsgruppen erfolgt in der in Abbildung 59 dargestellten Abfolge unterschiedlicher Module. Zunächst wird die Mobilitätsgruppe exogen vorgegeben [1] und dann in Schritt [2] der konkrete Haushalt bzw. der konkrete Pkw parametrisiert. Entsprechend der gewichteten Verteilung in der MiD2017-Befragung wird mit Hilfe einer zufälligen Ziehung das Bundesland und der Haustyp (Einfamilienhaus oder Mehrfamilienhaus) definiert und ebenfalls durch eine Zufallsziehung eine Kombination aus Haushaltsgröße, Anzahl der Autos im Haushalt und der Anzahl der Berufstätigen im Haushalt festgelegt, weil diese Parameter als abhängige Variablen identifiziert wurden. Falls in diesem Schritt ein Haushalt ohne Pkw ausgewählt wird, wird für diesen Haushalt ein leeres Profil abgespeichert. Die Feinregionalisierung kann somit auch statistisch repräsentativ Haushalte ohne Pkw aus dem Ergebnisdatensatz auswählen. Ist die Anzahl der Pkw im Haushalt größer als eins wird ein zufälliger Rang für den zu parametrisierenden Pkw ausgewählt. Sofern es sich bei dem Pkw um den einzigen, oder den Pkw mit Rang 1, im Haushalt handelt, wird für diesen Pkw in Schritt [3] festgelegt, dass in Schritt [4] das Reisemodul berechnet wird. Ist der Rang des Pkw kleiner oder gleich der Anzahl an Berufstätigen im Haushalt, wird angenommen, dass der Pkw grundsätzlich zum Pendeln verwendet wird.

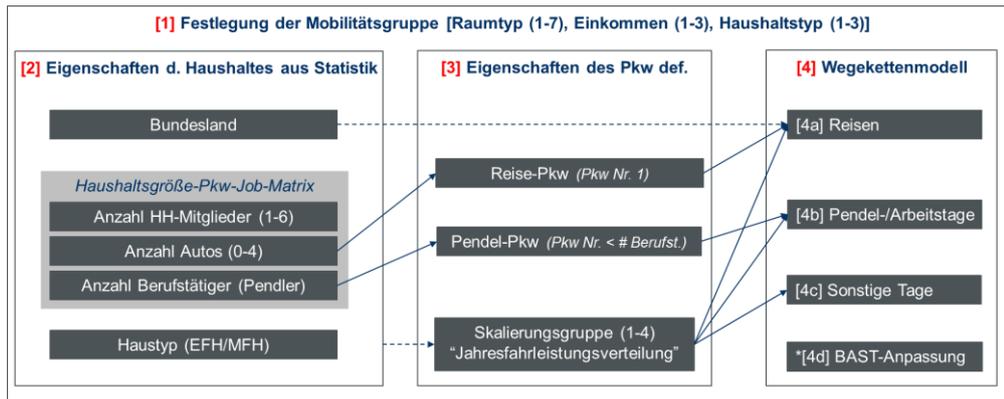


Abbildung 59: Übersicht der Module des Simulationsmodells

Weiterhin wird in Schritt [3] der Pkw zufällig einer der vier Skalierungsgruppen zugeteilt, um die Verteilung der Jahresfahrleistung in der Mobilitätsgruppe möglichst genau abzubilden.

In Schritt [4] werden in Abhängigkeit der Konfiguration der Eigenschaften des Pkw aus Schritt [3] unterschiedliche Module des Wegekettensmodells für die Tage des Kalenderjahres 2012 verwendet: Zunächst das Reisemodul [4a] für alle Reise-Pkw, dann das Pendel-/Arbeitstagemodul [4b] für alle Nicht-Urlaubstage des Pendel-Pkw und dann das Modul für „Sonstige Tage“ [4c] für alle verbliebenen Tage.

In diesen Modulen wird für jeden Tag an dem Pkw-Mobilität stattfindet die Wegekette (mit den Wegezielen: „zu Hause“, „Arbeit“, „Sonstiges“, „Urlaubsort“), die tägliche Anfangszeit der Wegekette, die Abwesenheitsdauer des Pkw und die Distanzen aller Wege festgelegt.

Die weitere Ausgestaltung der Wegekettens aus den Schritten [4a] bis [4c], das heißt die Festlegung von Aufenthaltsdauern an den einzelnen Wegezielen (bei Wegekettens mit mehreren untertägigen Zielen) und von Durchschnittsgeschwindigkeiten (und damit der Wegezeiten) der Wege wird im Verlauf erläutert.

In einem nachgelagerten, übergeordneten Arbeitsschritt wird dann die Verteilung von Tagen mit langen Alltagsfahrten (d.h. keine Urlaubsfahrten) an die beobachtete Verkehrslast auf deutschen Autobahnen -nach Erhebungen des Bundesamtes für Straßenwesen (BAST)- angepasst.

Abbildung 60 gibt eine Übersicht darüber welche Informationen bzw. Aspekte Bestandteil des Fahrprofilmodells sind und was bei der Modellierung vernachlässigt wurde.

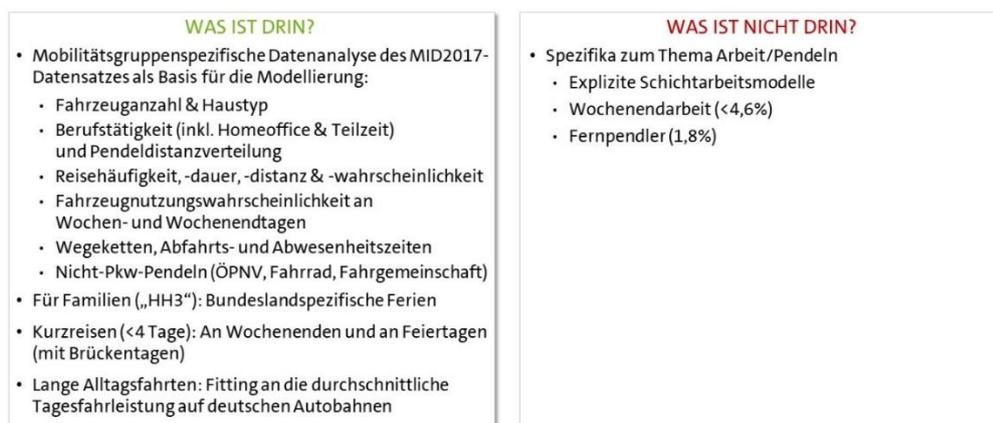


Abbildung 60: Übersicht der im Modell beinhalteten Mobilitätsaspekte

7.2.3 Skalierungsgruppen

Die vier Skalierungsgruppen werden verwendet, um die Verteilung der Jahresfahrleistung der Pkw in den Mobilitätsgruppen durch die Modellierung besser zu treffen. Die Skalierungsgruppen machen es möglich die zugelassenen Parameterbereiche mit Bezug zum mobilitätsgruppenspezifischen Mittelwert des Parameters einzuzugrenzen und damit in Summe, wie in Abbildung 61 dargestellt, die echte Verteilung durch die Modellierung deutlich besser abzubilden.

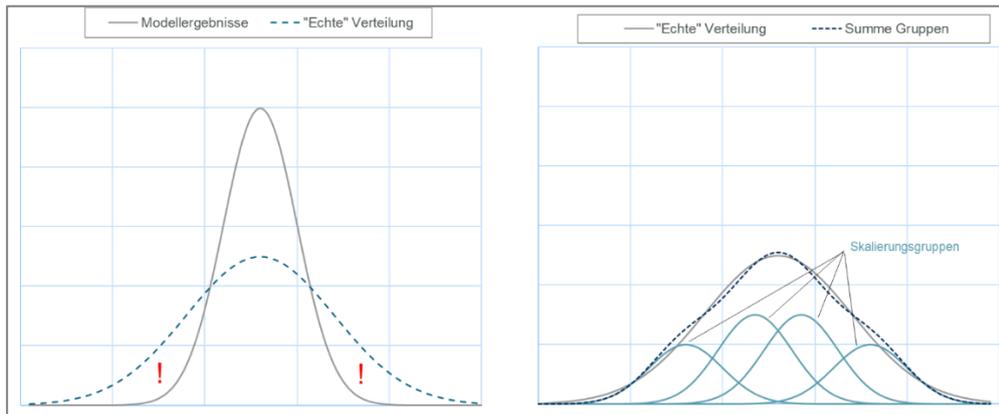


Abbildung 61: Skizze zur Visualisierung des Effektes von Skalierungsgruppen

Um die in den unterschiedlichen Mobilitätsgruppen teilweise sehr unterschiedlichen Verteilungen der Jahresfahrleistung der Pkw abbilden zu können, wird der Anteil der Skalierungsgruppen an den Fahrprofilen im Bereich $25\% \pm 10\%$ variiert (vgl. Abbildung 62: Aufteilung der Skalierungsgruppen in den Mobilitätsgruppen) und neben der profilspezifischen Distanzskalierung zusätzlich eine gruppenspezifische Distanzskalierung für alle Wege zu sonstigen Zielen verwendet (vgl. Abbildung 63: Parametrierung der Distanzskalierung für die Mobilitätsgruppen). Die konkrete Parametrierung aus den beiden Abbildungen wurde für das Modell iterativ optimiert, um die Abweichung von der gruppenspezifischen Jahresfahrleistungsverteilung zu minimieren.

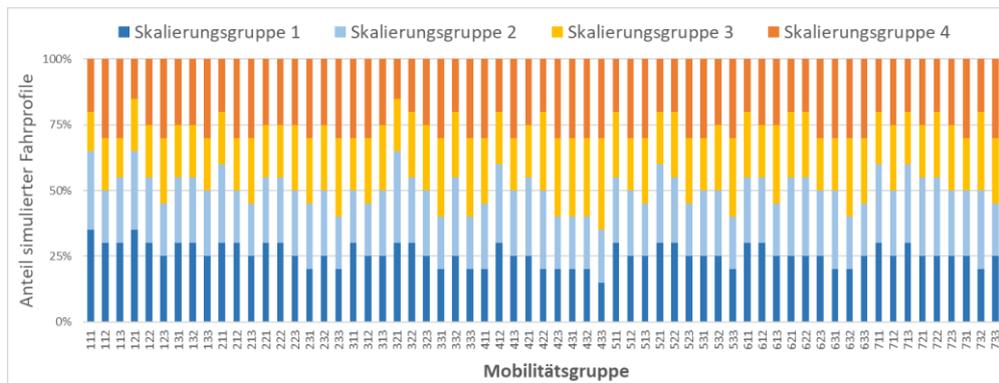


Abbildung 62: Aufteilung der Skalierungsgruppen in den Mobilitätsgruppen

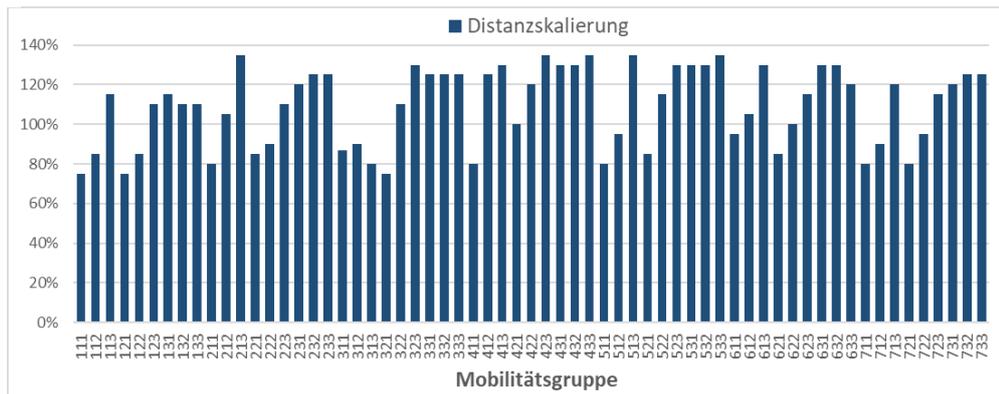


Abbildung 63: Parametrierung der Distanzskalierung für die Mobilitätsgruppen

7.2.4 Reise-Modul des Fahrprofilgenerators

Sofern es sich bei dem Fahrzeug nach dem übergeordneten Algorithmus des Fahrprofilgenerators um einen Reise-Pkw handelt, wird das Reisemodul berechnet. Unter einer Reise versteht man eine Abwesenheit vom Heimatort mit mindestens einer Übernachtung. Dieses Modul ist von besonderer Bedeutung für die Qualität des Modells, weil im Wegedatensatz der MiD2017 Reisen auf Grund des Erhebungsverfahrens deutlich unterrepräsentiert sind.

7.2.5 Bestimmung der Reiseanzahl

Abbildung 64 veranschaulicht die Berechnungsmethodik. Weil die Statistik zur Reisehäufigkeit in der MiD2017-Befragung nur für die letzten 90 Tage erhoben wird, berechnet das Reisemodul die Reisehäufigkeit ebenfalls in vier separaten Quartalen für das Kalenderjahr.

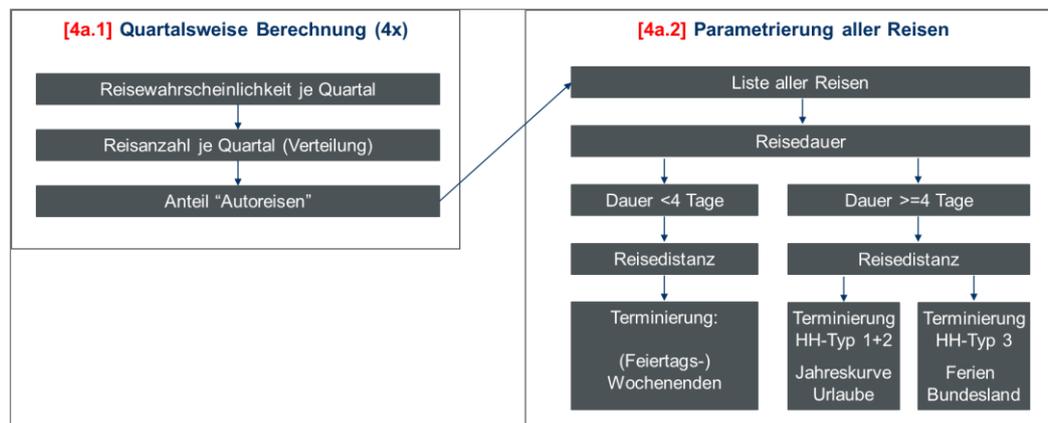


Abbildung 64: Funktionsschema des Reise-Moduls [4a] des Fahrprofilgenerators

Dies geschieht in zwei Schritten: zunächst wird auf Basis einer Zufallsziehung (mobilitätsgruppenspezifisch) ermittelt, ob in einem Quartal Reisen stattfinden (vgl. Abbildung 65) und im Folgeschritt gegebenenfalls die Anzahl der Reisen von Haushaltsmitgliedern aus der Statistik der Reisehäufigkeit (Weibull-Approximation) ermittelt.

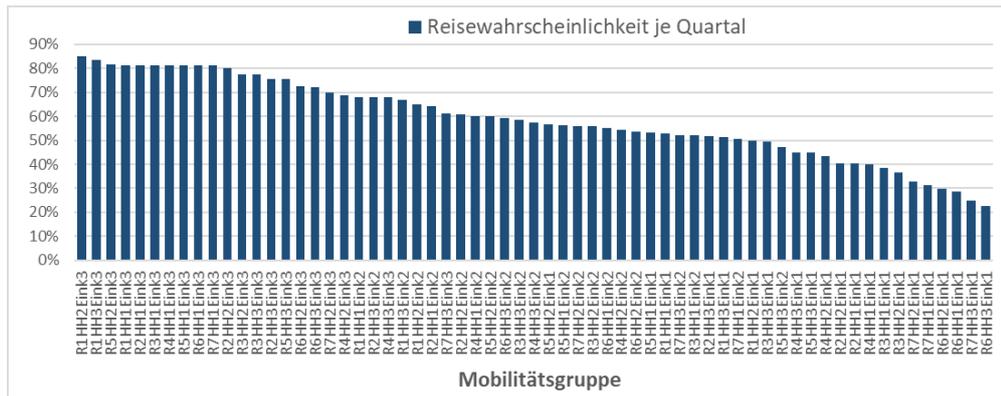


Abbildung 65: Wahrscheinlichkeit für ein Quartal mit Reisen in den Mobilitätsgruppen (absteigende Sortierung)

Als nächstes wird aus der Reisetatistik der Mobilitätsgruppen der MiD2017-Befragung für jede einzelne Reise die Anzahl der beteiligten Haushaltsmitglieder hergeleitet, um von der Reiseanzahl der Haushaltsmitglieder zur Reiseanzahl des Haushaltes zu kommen. Im abschließenden Kalkulationsschritt von [4a.1] wird für jede Reise festgelegt, ob diese mit dem Reise-Pkw absolviert wird. Die Zufallsziehung auf Basis des mobilitätsgruppenspezifischen Mittelwertes wird dabei durch die Skalierungsgruppe 1.3 beeinflusst.

7.2.6 Parametrierung der Reisen

Das Ergebnis von Modul [4a.1] ist eine Reiseanzahl für den (Reise-)Pkw im Kalenderjahr zwischen 0 und 15. Im folgenden Teil des Moduls [4a.2] wird jede dieser Reisen parametrierung. Dabei findet zunächst eine Differenzierung des Vorgehens nach Reisedauer statt, die für jede Reise wiederum anhand der Statistik der Mobilitätsgruppe festgelegt wird. Pkw-Reisen mit einer Dauer von weniger als vier Tagen (Kurzreisen) weisen dabei eine deutlich andere Charakteristik der Reisedistanz (eher geringere Distanzen) auf als längere Reisen, weshalb für diese Gruppen auf unterschiedliche Distanz-Approximationen zurückgegriffen wird. Exemplarisch wird dies in Abbildung 66 für die Mobilitätsgruppe R7HH3Eink2 veranschaulicht; 99% der Kurzreisen weisen in dieser Gruppe eine Reisedistanz von weniger als 500 km auf.

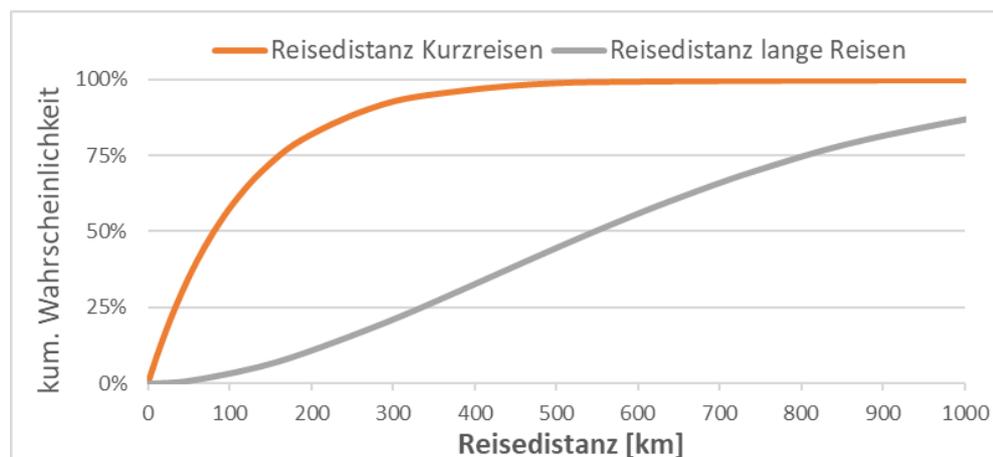


Abbildung 66: Kumulierte Wahrscheinlichkeit der Weibull-Approximation der Reisedistanzen für Kurzreisen und lange Reisen am Beispiel der Mobilitätsgruppe R7HH3Eink2

Nun liegen für jede Reise die Reisedauer und die Reisedistanz vor und es muss abschließend noch die Terminierung jeder Reise durchgeführt werden.

7.2.7 Terminierung von Reisen

Die Simulation der Fahrprofile findet für das Kalenderjahr 2012 statt, was die Terminierung der Reisen unmittelbar beeinflusst. Für jedes Bundesland wird ein Schulferien-Kalender und ein Kalender mit Feiertagen und Brückentagen (d.h. Urlaubstagen, wenn zwischen Feiertag und Wochenende ein Wochentag liegt) erstellt.

Dem Modell liegt die vereinfachende Annahme zu Grunde, dass alle Haushalte mit Kindern (HH3) mit allen (kurzen & langen) Reisen an die Schulferien ihres Bundeslandes gebunden sind. Dies vernachlässigt Haushalte mit Kindern, die nicht der Schulpflicht unterliegen, berücksichtigt aber beispielsweise auch nicht, dass auch Haushalte ohne Kinder an die Ferien gebunden sein können (z.B. Lehrer, durch Werksschließungen in Ferienzeiten, etc.).

Für die 21 Mobilitätsgruppen der Haushaltsgruppe 3 (HH3) werden alle Reisen aus der Reiseliste daher zufällig in die Ferien des profilspezifischen Bundeslandes bzw. an lange Wochenenden mit Schulfrei verlegt. Für die restlichen 42 Mobilitätsgruppen (HH1 und HH2) gilt die Zuordnung im Kalender nur für Kurzreisen mit maximal drei Übernachtungen, die dann zufällig auf Wochenenden und „lange“ Wochenenden (Feier- und Brückentage) verteilt werden. Lange Reisen werden in diesen Gruppen zufällig auf die Kalendermonate verteilt, wobei die in Abbildung 67 dargestellte spezifische Wahrscheinlichkeit von Reisen je Kalendermonat berücksichtigt wird.

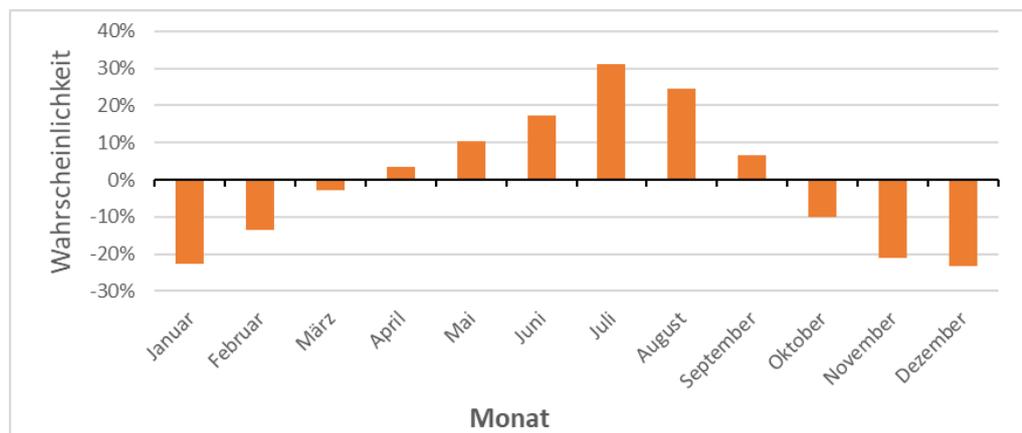


Abbildung 67: Relative Abweichung der Reishäufigkeit jedes Kalendermonats von der mittleren Reishäufigkeit im Reisedatensatz der MiD2017-Befragung

7.2.8 Abfahrtszeit und Geschwindigkeit

Die Abfahrtszeit der Reisefahrten wird zufällig aus der Verteilung der Abfahrtszeiten von Fahrten über 300 km Distanz zu Freizeitzielen im MiD2017-Datensatz ausgewählt, weil für die Reisen selbst im MiD2017-Datensatz keine Information zur Abfahrtszeit vorliegen. Diese Verteilung ist in Abbildung 68 dargestellt. Circa 60% aller Fahrten beginnen im Fahrprofilmodell also zwischen 6:00 und 12:00 und weitere 20% zwischen 12:00 und 18:00.

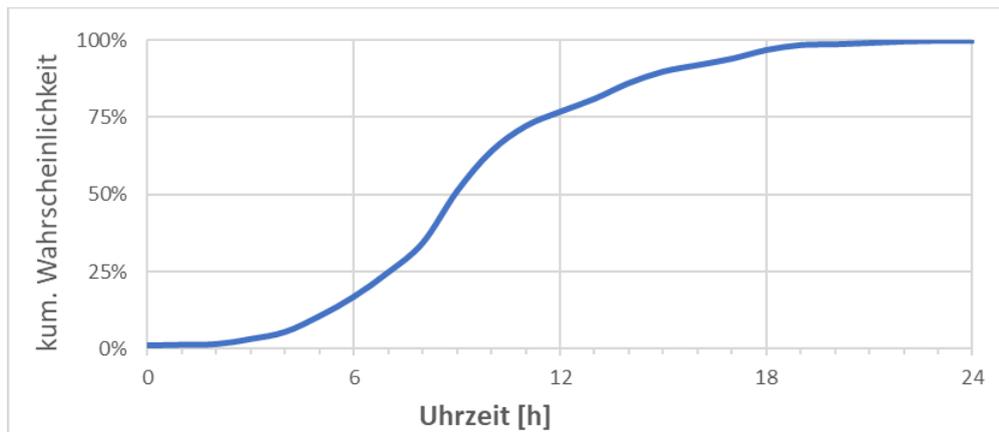


Abbildung 68: Kumulierte Wahrscheinlichkeitsfunktion der Abfahrtszeit von Pkw-Fahrten zu Freizeitwecken mit einer Fahrdistanz von mehr als 300 km im MiD2017-Datensatz

Bezüglich der Durchschnittsgeschwindigkeit der Reisefahrten wird eine vereinfachende Annahme getroffen. Je weiter die Reisedistanz ist, desto wahrscheinlicher werden große Teile des Weges auf Autobahnen/Europastraßen zurückgelegt, was wiederum die Durchschnittsgeschwindigkeit erhöht. Kurze Reisefahrten können hingegen hohe Anteile innerstädtischen Verkehrs aufweisen. Für das Fahrprofilmodell wird in Abhängigkeit der Reisedistanz eine zufällige Durchschnittsgeschwindigkeit aus der in Abbildung 69 dargestellten Verteilung ausgewählt. Eine Reise von 600 km wird also mit einer Durchschnittsgeschwindigkeit (inkl. Pausen) von 60 bis 110 km/h zurückgelegt, dauert also zwischen 5,5 und 10 Stunden.

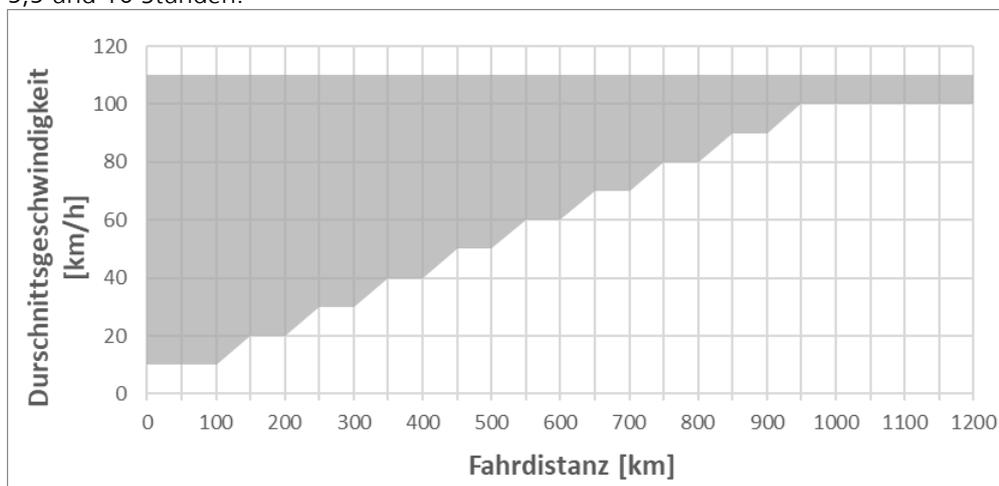


Abbildung 69: Annahme-Bereich (grau) der möglichen Netto-Durchschnittsgeschwindigkeiten (inkl. Pausen) für Reisefahrten in Abhängigkeit der Reisedistanz

7.3 Arbeitstage-Modul des Fahrprofilgenerators

Sofern es sich bei dem Fahrzeug nach dem übergeordneten Algorithmus des Fahrprofilgenerators um einen Pendel-Pkw handelt, wird das Modul [4a] Pendel-/Arbeitstage berechnet. Dies ist annahmegemäß der Fall, wenn der Rang des Pkw kleiner oder gleich

der Anzahl an Berufstätigen im Haushalt ist; in den Skalierungsgruppen 1 und 2 in 70% dieser Fälle.



Abbildung 70: Funktionsschema des Arbeitstage-Moduls [4b] des Fahrprofilgenerators

Abbildung 70 gibt einen Überblick über das Arbeitstage-Pendel-Modul des Fahrprofilgenerators, dessen Bestandteile in den nächsten Abschnitten genauer vorgestellt werden.

7.3.1 Festlegung der Arbeitstage und Auto-Pendeltage im Kalenderjahr

Für den Fahrprofilgenerator wird vereinfachend davon ausgegangen, dass keine Wochenendarbeit stattfindet (<4,6% aller gewichteten Arbeitsfahrten in der MiD2017-Befragung finden am Wochenende statt).

Außerdem stehen Feiertage und Brückentage des Bundeslandes sowie etwaige Reisezeiträume (siehe Reise-Modul [4a]) grundsätzlich nicht für Tage mit Arbeitsfahrten zur Verfügung.

Für jedes Profil wird eine Anzahl an Urlaubstagen pro Jahr mittels Zufallsziehung aus der Häufigkeitsverteilung von 2016¹ festgelegt. Sofern diese Urlaubstage durch Brückentage und die Reisezeiträume aus dem Reise-Modul [4a] noch nicht ausgeschöpft sind, werden zunächst die Wochen im Profil mit wenigen verbleibenden möglichen Arbeitstagen (1-4) mit Urlaubstagen aufgefüllt. Sofern dann noch Urlaubstage übrigbleiben, werden so lange zufällige Wochen komplett mit Urlaub aufgefüllt, bis die Urlaubstageanzahl für das Profil erreicht bzw. überschritten ist.² Es wird weiterhin angenommen, dass die durch dieses Vorgehen auftretende Überschreitung der vorgegebenen Anzahl an Urlaubstagen von max. 4 Tagen bspw. Krankheitstage abdeckt.

Als letztem Aspekt des Moduls wird das „Arbeitszeitmodell“ in das Profil integriert. Hierzu wird aus der Statistik der MiD2017 je Haushalts-Einkommensgruppe analysiert wie viele Tage pro Woche die Arbeitnehmer zum Arbeitsort pendeln. Dies deckt sowohl Teilzeitbeschäftigungen als auch bspw. Homeoffice ab. Für jedes Profil mit Arbeitsfahrten wird dann aus der Verteilung der jeweiligen Skalierungsgruppe die Anzahl der Pendeltage zur Arbeit zufällig ermittelt. Sofern das Profil weniger als 5 Pendeltage aufweist, werden die Nicht-Pendeltage der Woche als regelmäßig wiederkehrend festgelegt. Es wird angenommen, dass in der Kernwoche je 16% und am Montag und Freitag je 26%

¹ <https://www.compensation-partner.de/downloads/arbeitszeitmonitor-2016.pdf>

² Unterstellt wird bei diesem Vorgehen zunächst eine Vollzeitätigkeit, da dem Vorgehen die Annahme zu Grunde liegt, dass mögliche Doppelungen von Nicht-Arbeitstagen für Teilzeitkräfte mit ihren Urlaubstagen im Mittel durch den geringeren Urlaubsanspruch von Teilzeitkräften ausgeglichen werden.

der Nicht-Pendeltage liegen und die Nicht-Pendel-Wochentage entsprechend dieser Statistik zufällig ausgewählt und auf das Kalenderjahr verteilt.

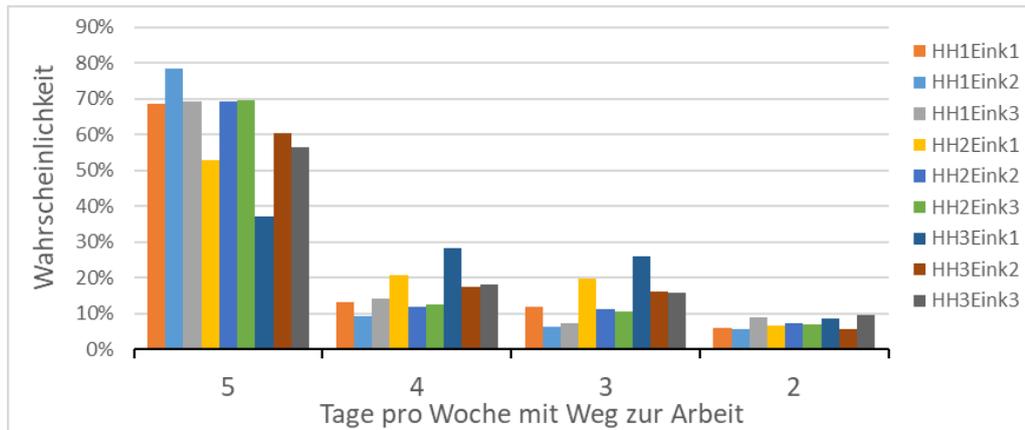


Abbildung 71: Wahrscheinlichkeit der Anzahl von Arbeitstagen pro Woche eines Berufstätigen in den Haushalts-Einkommensgruppen der MiD2017-Befragung

Nach Ende von Modul [4b.1] steht für jeden Tag des Jahres fest, ob es sich um einen Reisetag, einen Arbeitstag bzw. Pendel-Arbeitstag oder einen sonstigen Tag handelt. An dieser Stelle wird als Exkurs auch der letzte Aspekt des Moduls [4b.2] behandelt, da er die Anzahl der Auto-Pendeltage beeinflusst, aber nicht die Pendel-Arbeitstage. Es besteht die Möglichkeit trotz verfügbarem Pkw nicht mit diesem zur Arbeit zu pendeln, zum Beispiel durch Nutzung des Öffentlichen Personenverkehrs (Bus, Bahn, etc.), des Fahrrades oder durch eine Fahrgemeinschaft. Von dieser Möglichkeit wird von Arbeitnehmern in den verschiedenen Raumtypen unterschiedlich häufig Gebrauch gemacht (vgl. Abbildung 72), die Pkw-Nutzung sinkt hierbei deutlich bei zunehmender raumtypologischer Verdichtung.

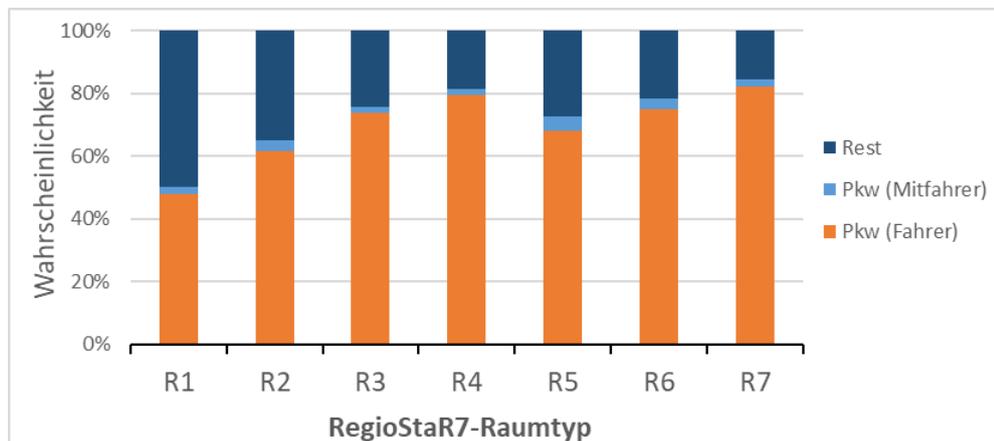


Abbildung 72: Anteil des gewählten Verkehrsmittels auf dem Arbeitsweg für alle Personen der MiD2017-Befragung mit maximaler Pkw-Verfügbarkeit

Für jedes Fahrprofil mit Arbeits-Pendeln wird auf Basis der Statistik des Raumtyps der Mobilitätsgruppe festgelegt, ob es zu Nicht-Pkw-Pendeln oder zur Nutzung von Fahrgemeinschaften kommt. Für den Fall, dass Nicht-Pkw-Pendeln auftritt, findet dies annahmegemäß zufällig an 85-100% der Arbeits-Pendeltage statt. Durch Fahrgemeinschaften wird annahmegemäß zufällig an 25-50% aller Arbeits-Pendeltage der eigene Pkw nicht genutzt (Fahrgemeinschaft mit 2-4 Personen).

Methodisch wird dies am Ende von Modul [4b.2] berücksichtigt, indem aus den bis dahin parametrisierten Wegeketten alle Wege bis zum ersten Weg nach Hause am Arbeitstag entfernt werden. Die Abwesenheitszeit von zu Hause an einem Arbeitstag mit Nicht-Pkw-Pendeln bleibt damit im Modell korrekt berücksichtigt und sonstige Ziele können entsprechend der im Modul [4b.2] parametrisierten Wegeketten auch erst nach Rückkehr von der Arbeit mit dem eigenen Pkw angefahren werden.

7.3.2 Wegeketten

Für jeden Tag mit Arbeits-Pendeln wird im ersten Schritt von Modul [4b.2] (vgl. Abbildung 70) eine Wegekette festgelegt. Dies geschieht wiederum mittels Zufallsziehung aus der Statistik aller Pkw-Wegeketten, die das Ziel Arbeit enthalten, aus dem MiD2017-Datensatz. Da das Simulationsmodell zur Erzielung akzeptabler Rechenzeiten auf maximal acht Wege pro Tag begrenzt ist, muss diese Verteilung allerdings angepasst werden. Wegeketten mit drei und vier Wegen werden mit 14% und 20% Anteil an allen Wegeketten ohne Anpassung repräsentativ abgebildet, während die Häufigkeit von Wegeketten mit zwei Wegen um sechs Prozentpunkte (53% auf 43%) zu Gunsten von Wegeketten mit mindestens 4 Wegen (13% auf 23%) runterskaliert wird. Dieses Vorgehen ermöglicht es die in der MiD dokumentierte mittlere Wegeanzahl von 1,9 Pkw-Wegen pro Tag trotz der Wegezahlbegrenzung auf maximal 8 pro Tag einzuhalten.

Die Kodierung der Wegeziele ist „1“ für Arbeit, „2“ für Sonstige, „3“ für zu Hause und „4“ für den Urlaubsort. Die Häufigkeit der skalierten Wegeketten für die Zufallsziehung ist in Tabelle 14 dargestellt. Jede Wegekette beginnt zu Hause.

Tabelle 14: Auswahlmenge der Wegeketten mit Arbeitsfahrten für Pendel-Arbeitstage im Simulationsmodell

Wegekette	Häufigkeit (skaliert)	Wegekette	Häufigkeit (skaliert)
13	42,7%	131323	0,5%
1323	14,2%	212323	0,5%
123	12,3%	2213	0,4%
1223	4,2%	13123	0,4%
12323	2,7%	231323	0,4%
213	2,6%	123223	0,3%
132323	2,6%	22313	0,3%
13223	2,2%	1232323	0,3%
12223	1,7%	12123	0,3%
1313	1,7%	121323	0,2%
2313	1,6%	232313	0,2%
2123	1,4%	13232323	0,2%
122323	0,9%	23123	0,2%
21223	0,8%	122223	0,2%
21323	0,8%	1322323	0,2%
122223	0,8%	212223	0,2%
1213	0,7%	213223	0,2%
132223	0,7%	1222323	0,2%

7.3.3 Pendeldistanz

Für alle Fahrten zur Arbeitsstelle von zu Hause wird für jeden Pendel-Pkw eine feste Pendeldistanz festgelegt. Diese ergibt sich durch Zufallsziehung aus der Weibull-approximierten Distanzverteilung der Pendelwege in der betrachteten Mobilitätsgruppe und wird gegebenenfalls lediglich durch einen Skalierungsfaktor der Skalierungsgruppe angepasst.

Abbildung 73 veranschaulicht die Bedeutung der Mobilitätsgruppenspezifischen Parametrierung. In urbanen Räumen liegt die Pendeldistanz meistens deutlich niedriger als in ländlichen Räumen.

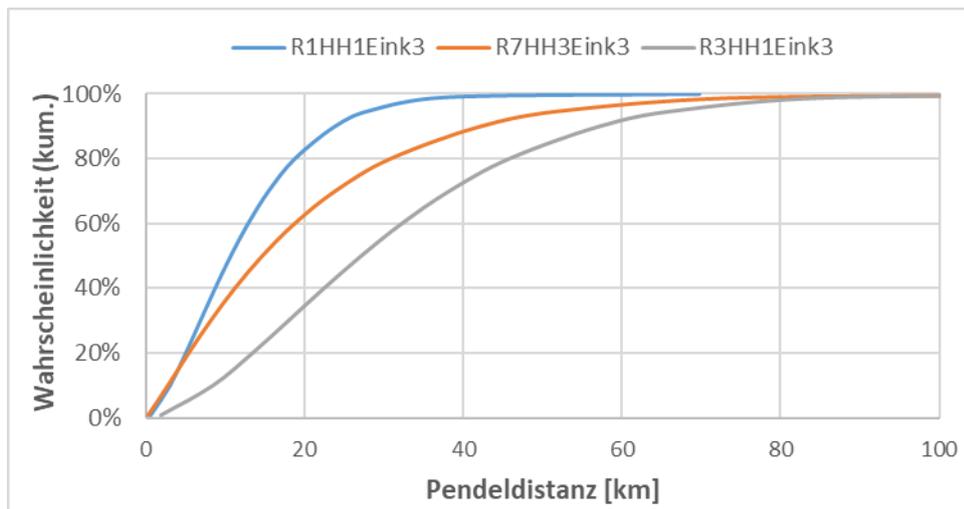


Abbildung 73: Darstellung der kumulierten Wahrscheinlichkeit von Pendeldistanzen in drei exemplarischen Mobilitätsgruppen

7.3.4 Abfahrts- / Abwesenheitszeiten

Für alle Pendel-Arbeitstage im Kalenderjahr stehen nach dem vorherigen Schritt von Modul [4b.2] die zurückzulegenden Wegeketten fest. Im folgenden Schritt wird der Start der ersten Fahrt der Wegekette und die Abwesenheitsdauer der gesamten Wegekette definiert. Beide Parameter werden Weibull-approximierten Verteilungen für jede Wegekette entnommen. Beispielhaft werden in Abbildung 74 die Abfahrtszeitverteilungen für fünf Wegeketten dargestellt. Am frühesten beginnt in diesem Beispiel die Wegekette „13“ mit einer Pendelfahrt zu Arbeit und der Rückfahrt, wo fast alle Wegeketten vor 10 Uhr beginnen. Der Beginn der Wegekette „23“ mit dem Besuch eines sonstigen Ziels und der Rückfahrt verteilt sich hingegen gleichmäßig über den gesamten Zeitraum des Tages. Lange Wegeketten wie „23232323“, die häufig mehr Zeit in Anspruch nehmen, beginnen meist früher in der Vormittagszeit. Für jeden Tag wird der Beginn der Wegekette mittels Zufallsziehung aus der Verteilung der Wegekette bestimmt.

Um Extremwertziehungen aus der Verteilung zu vermeiden, wird die späteste Abfahrtszeit auf 23:00 festgelegt.

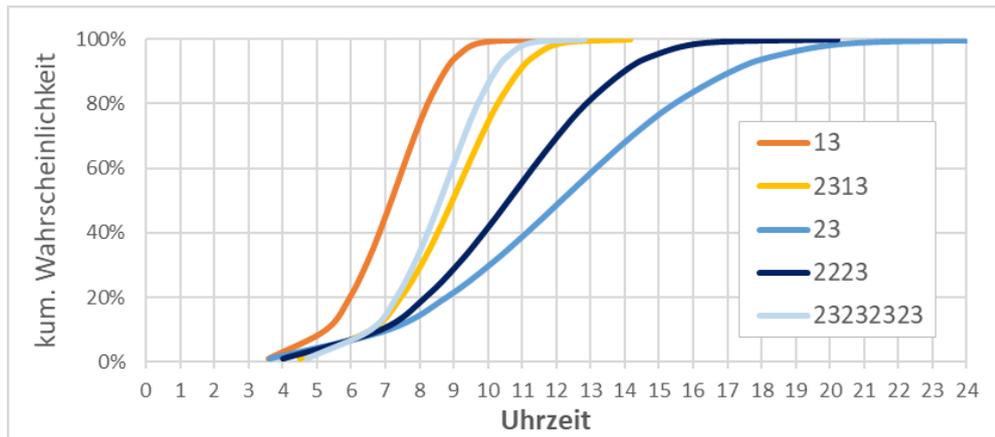


Abbildung 74: Summenverteilung der Weibull-approximierten Abfahrtszeiten von fünf exemplarischen Wegekettens

Im Folgeschritt wird die Zeitdauer der Wegekette festgelegt, was wiederum mittels Zufallsziehung aus der Weibull-approximierten Summenverteilung der Wegekettendauern aus der MiD2017-Befragung erfolgt. In Abbildung 75 erkennt man die unterschiedliche Charakteristik der Wegekettendauern der fünf exemplarischen Wegekettens aus Abbildung 74. Wegekettens mit Arbeit weisen in mehr als 90% der Fälle Abwesenheitsdauern von zu Hause von mehr als 6 Stunden auf, während dies für die Wegekette „23“ beispielsweise nur für circa 10% der Fälle gilt.

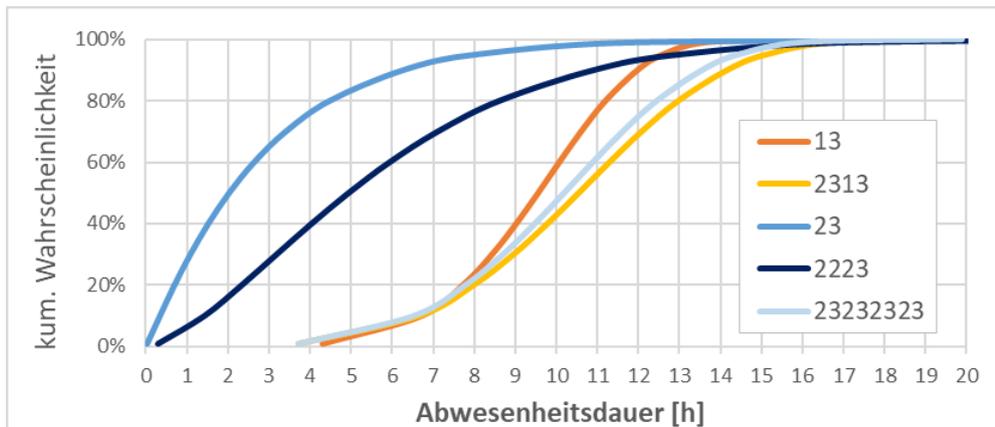


Abbildung 75: Summenverteilung der Weibull-approximierten Abwesenheitszeiten von fünf exemplarischen Wegekettens

Mit der Festlegung des Anfangs und Endes der Wegekette jedes Tages mit Arbeitspendeln und der vorherigen Definition der Pendeldistanz sind alle arbeitsspezifischen Parameter des Fahrprofils für definiert. Die verbleibenden Schritte des Moduls 4b.2 (vgl. Abbildung 70), also Fahrdistanzen zu sonstigen Zielen, Fahrdauern bzw. Durchschnittsgeschwindigkeiten und Anwesenheitszeiten an untertägigen Zielen werden über die Fahrparametrierung beschrieben.

7.4 Sonstige Tage

Nach Durchlaufen oder Überspringen des Urlaubs- und Arbeitsmoduls steht für jedes Fahrprofil fest an welchen Kalendertagen Reisefahrten und Arbeitspendeln stattfinden. Alle verbleibenden Tage stehen potenziell für Wegekettens ohne Arbeitsfahrten, die als

„sonstige Tage“ bezeichnet werden, zur Verfügung (vgl. [4c.1] in Abbildung 76). Diese werden in Modul [4c.2] parametrisiert, dessen Ablauf in den nächsten Abschnitten genauer beschrieben wird.

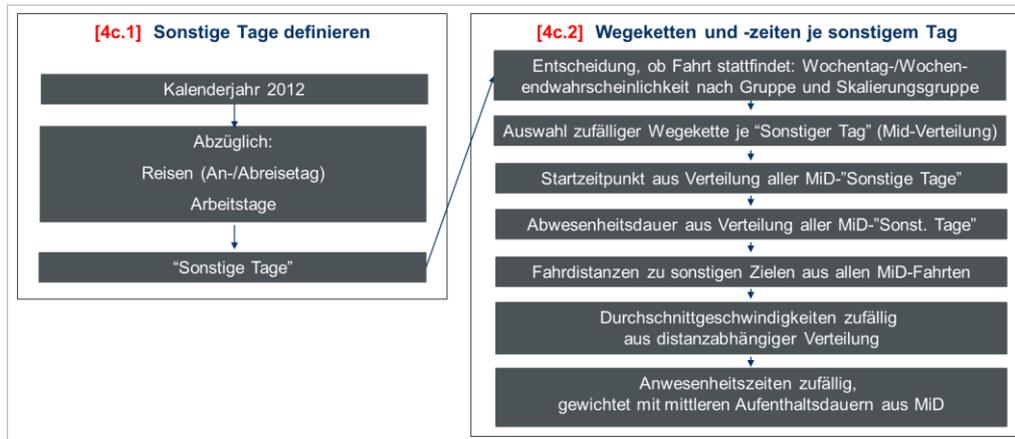


Abbildung 76: Funktionsschema des Moduls für sonstige Tage [4c] des Fahrprofilgenerators

7.4.1 Tage ohne Pkw-Fahrten

Im ersten Schritt von Modul [4c.2] wird festgelegt, an welchen der Tage Fahrten bzw. Wegeketten stattfinden.

Dies geschieht für jeden „sonstigen Tag“ auf Basis einer Zufallsziehung, die mit einem für das jeweilige Fahrprofil festgelegten Zufallswert verglichen wird. Dieser Wert wird durch den Basiswert aus der MiD2017-Statistik von 45% Wahrscheinlichkeit für Wegeketten an Wochenenden und Feiertagen und 63% Wahrscheinlichkeit für Wegeketten an Wochentagen in Kombination mit einem Faktor aus dem Faktorbereich der Skalierungsgruppe.

An allen sonstigen Tagen an denen der Zufallswert (zwischen 0 und 1) den Schwellenwert überschreitet findet keine Fahrt des Pkw statt. Für alle anderen Tage werden in den Folgeschritten von Modul [4c.2] die Wegeketten ausgewählt und die Fahrten parametrisiert.

7.4.2 Wegeketten

Das Verfahren zur Auswahl einer Wegekette verläuft analog zum bereits beschriebenen Verfahren. Auch hier wird der Anteil langer Wegeketten hochskaliert (um 6%), während die Wahrscheinlichkeit der Wegekette „23“ herunterskaliert wird. Dies geschieht, um die korrekte mittlere Wegeanzahl pro Fahrtag im Modell abzubilden, obwohl Wegeketten mit mehr als 8 Wegen nicht möglich sind und einige lange Wegeketten aus statistischen Gründen aus der Auswahlmenge entfernt werden müssen.¹

Die sich nach der Skalierung ergebenden Wahrscheinlichkeiten für die einzelnen im Modell abgebildeten Wegeketten für sonstige Tage sind in

¹ Laut Datennutzungsvertrag zum MiD2017-Datensatz sind Auswertungen auf Basis von Fallzahlen unter 210 Wegen statistisch nicht hinreichend genau und sollten daher nicht verwendet werden.

Tabelle 15 zusammengefasst.

AP4 (2): Verkehr – zeitlich und
regional hoch aufgelöste
Nachfrageentwicklung/Fahrprofile
(VW AG)

Tabelle 15: Auswahlmenge der Wegeketten ohne Arbeitsfahrten für sonstige Tage im Simulationsmodell

AP4 (2): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung/Fahrprofile (VW AG)

Wegekette	Häufigkeit (skaliert)	Wegekette	Häufigkeit (skaliert)
23	46,94%	2322323	0,40%
2323	13,52%	2222323	0,38%
223	13,27%	2323223	0,30%
2223	5,20%	2322223	0,26%
232323	4,29%	2222223	0,20%
22323	3,20%	2223223	0,22%
22223	2,84%	2232223	0,21%
23223	2,22%	22232323	0,16%
222223	1,27%	23222323	0,13%
23232323	0,88%	23232223	0,12%
222323	1,15%	22222323	0,09%
232223	0,80%	23222223	0,08%
223223	0,62%	22322323	0,08%
2232323	0,52%	22323223	0,07%
2222223	0,47%	22232223	0,07%

Während aller Reisen wird in den Wegeketten das Ziel „3“ (zu Hause) in „4“ (Urlaubsort) umbenannt, um die Abwesenheit von zu Hause im Modell und den Wegeketten abzubilden.

Somit stehen für nun für alle Tage des Kalenderjahres die Wegeketten fest.

7.4.3 Abfahrts- / Abwesenheitszeiten

Im Folgeschritt von Modul [4c.2] werden die erste Abfahrtszeit der Wegekette und die Abwesenheitsdauer festgelegt. Dies geschieht entsprechend dem in Abschnitt 7.3.4 vorgestellten Verfahren aus den auch in Abbildung 74: Summenverteilung der Weibull-approximierten Abfahrtszeiten von fünf exemplarischen Wegeketten und Abbildung 75: Summenverteilung der Weibull-approximierten Abwesenheitszeiten von fünf exemplarischen Wegeketten bereits beispielhaft veranschaulichten approximierten Verteilungen der Wegeketten ohne Arbeitsfahrten aus dem MiD2017-Datensatz.

Auf eine Wiederholung der Inhalte wird daher an dieser Stelle verzichtet.

Die folgenden Schritte der Fahrt-Parametrierung erfolgen für die Module [4b.2] und [4c.2] analog und werden daher gemeinsam im folgenden Abschnitt 7.5 erläutert.

7.5 Fahrt-Parametrierung

Nachdem durch die vorherigen Schritte der Module [4a], [4b] und [4c] die Wegeketten, der Beginn der ersten Fahrt und die Abwesenheitsdauer sowie die Reise- und Pendeldistanzen bereits festgelegt sind, müssen in den restlichen Schritten die Fahrten zu

sonstigen Zielen und die Aufenthaltsdauern an allen untertägigen Zielen noch parametrisiert werden.

7.5.1 Distanzverteilung sonstige Fahrten

Die Festlegung der Distanzen von Fahrten erfolgt, wie die meisten Berechnungen des Fahrprofilgenerators, grundsätzlich auf Basis einer Verteilungsapproximation der MiD2017-Daten mit anschließender Zufallsauswahl aus dieser Verteilung. Auf Grund der sehr rechtsschiefen Verteilung ist in diesem Fall allerdings ein Verfahren mit zwei Funktionen notwendig. Für den Raumtyp 7 ist das Vorgehen exemplarisch in Abbildung 77 visualisiert. Die blauen Kreise zeigen, die aus den Daten der MiD2017-Befragung ermittelte, summarische Wahrscheinlichkeit der Wegstrecke bei Pkw-Fahrten zu sonstigen Zielen. Die orangene Kurve approximiert diese Verteilung bis zu Wegstrecken von rund 38 km in 95% aller Fälle. Die graue Kurve approximiert die Verteilung für die verbleibenden Zufallszahlen von 95% bis 100%.

Diese Approximation wird für alle Raumtypen analog durchgeführt, der Schnittpunkt der Kurven liegt dabei zwischen 86% und 95% bzw. zwischen 13 und 25 km.

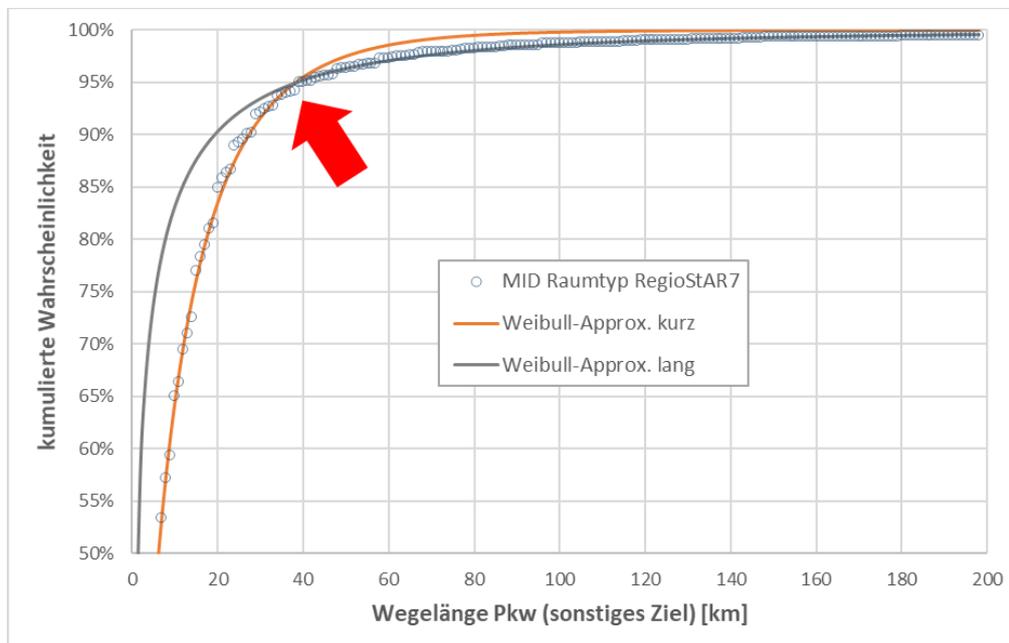


Abbildung 77: Darstellung der geteilten Approximation der Wegelängen von Pkw zu sonstigen Zielen am Beispiel des Raumtyps RegioStAR7 mit Hilfe von zwei Weibull-Funktionen

Die aus der Weibullfunktion ermittelten Wegelängen jeder Fahrt zu einem sonstigen Ziel werden auf volle Kilometer aufgerundet und mit dem profilspezifischen sowie dem gruppenspezifischen Distanzskalierungsfaktor multipliziert.

Bei einer Abwesenheitsdauer von weniger als drei Stunden am betrachteten Kalendertag wird der Zufallswert für die Weglänge in der Verteilung um 10% reduziert, er liegt also zwischen 0% (in 10% der Fälle) und maximal 90%. Mit den konkreten Parametern der Funktionen ist in diesem Fall eine maximale Weglänge einer einzelnen Fahrt von ca. 27 km möglich, um zu verhindern, dass der Fahrprofilgenerator bei kurzer Abwesenheit weite und sehr weite Fahrten erzeugt.

Weiterhin gilt eine Grenzbedingung für die maximale Strecke der Fahrten zu sonstigen Zielen. Da es sich bei den Wegen zu sonstigen Zielen um Ziele einer Alltags-Wegekette handelt, wird die Strecke der Fahrt auf 400 km begrenzt, um unrealistische Extremwerte zu verhindern und eine Heimkehr am betrachteten Kalendertag realistisch zu ermöglichen.

7.5.2 Geschlossene Teilwegekettten

Die Wegelängen der Module für Arbeitstage [4b] und sonstige Tage [4c] unterliegen einer weiteren Restriktion. Es ist möglich, dass untertäglich geschlossene Teilwegekettten auftreten bzw. Rückkehr-Wege. In der Wegekette „1213“ fährt der Pkw zum Beispiel zunächst die Pendeldistanz zur Arbeit und dann von dort eine zufällige Distanz zu einem sonstigen Ziel. Die darauffolgende Fahrt zur Arbeit muss dann wieder die gleiche Distanz wie die vorherige Fahrt aufweisen, da es sich um eine Rückfahrt zur Arbeit handelt und damit um eine geschlossene Teilwegekette von der Arbeit zur Arbeit. Die Heimfahrt weist dann wieder die Pendeldistanz auf.

Ein anderes Beispiel ist die Wegekette „223“. Die Distanz der ersten Fahrt von zu Hause zum ersten Ziel 2 wird zufällig ermittelt und auch die Distanz der zweiten Fahrt zu einem sonstigen Ziel (2). Die Distanz der Heimfahrt (Ziel 3) ist allerdings Restriktionen unterworfen. Sie kann maximal der Summe aller bisherigen Distanzen der Teilwegekette entsprechen, also in diesem Fall: Weg 1 + Weg 2, wenn beide Wege in gleicher Richtung weg vom Heimatort gefahren wurden. Der minimale Wert der Fahrdistanz entspricht in diesem einfachen Fall der Differenz der beiden Wege: $|\text{Weg1} - \text{Weg2}|$, wenn bspw. die zweite Fahrt in genau entgegengesetzter Richtung der ersten Fahrt schon den maximal möglichen Anteil der Strecke der späteren Heimfahrt ausgemacht hat. Zwischen diesen beiden Werten ist jede Distanz denkbar, bei über die drei Wege ein beliebiges Dreieck bilden. Daher wird die Distanz der dritten Fahrt im Modell durch eine gleichverteilte Zufallszahl in vollen Kilometern zwischen der minimalen und der maximalen Distanz ermittelt.

Für längere Teilwegekettten ist das Vorgehen analog zu den einfachen Beispielen. Der Maximalwert entspricht der Summe der Distanzen der Wege der Teilwegekette, der Minimalwert der Längsten Distanz abzüglich der Summe der restlichen Distanzen der Teilwegekette.

Mit der Berücksichtigung dieser Rahmenbedingung ist die Parametrierung der Distanzen aller Fahrten im Fahrprofil abgeschlossen.

7.5.3 Durchschnittsgeschwindigkeit der Fahrten

In der Parametrierung der Fahrten in Modul [4b.2] und [4c.2] folgt nach der Distanz die Festlegung der Durchschnittsgeschwindigkeit, welche benötigt wird, um die Dauer der Fahrt zu bestimmen.

Tabelle 16: Weibull-Parameter für die Verteilung der distanzabhängigen Durchschnittsgeschwindigkeiten von Pkw-Wegen aus dem MID2017-Datensatz

Distanz [km]	Weibull Scale	Weibull Shape	Distanz [km]	Weibull Scale	Weibull Shape
0 - 2	1.59	13.76	42 - 44	4.23	59.32
2 - 4	1.59	13.76	44 - 46	4.22	60.66
4 - 6	1.97	22.02	46 - 48	4.22	62.23
6 - 8	2.50	27.10	48 - 50	3.66	61.05
8 - 10	2.83	31.28	50 - 55	4.44	62.12
10 - 12	2.87	35.05	55 - 60	4.45	63.80
12 - 14	3.06	38.04	60 - 65	4.22	66.31
14 - 16	3.11	39.80	65 - 70	4.35	67.72
16 - 18	3.07	42.73	70 - 75	4.43	68.95
18 - 20	3.43	44.73	75 - 80	4.50	71.37

20 - 22	3.43	44.78	80 - 85	4.36	71.57
22 - 24	3.97	46.94	85 - 90	4.33	73.81
24 - 26	4.13	48.51	90 - 95	4.41	73.94
26 - 28	4.30	49.92	95 - 100	3.82	79.53
28 - 30	4.38	51.41	100 - 125	4.86	75.63
30 - 32	4.13	52.87	125 - 150	4.61	78.63
32 - 34	4.09	54.10	150 - 175	4.65	82.86
34 - 36	4.02	56.41	175 - 200	5.28	84.35
36 - 38	4.06	57.51	200 - 225	4.99	86.91
38 - 40	3.86	56.83	225 - 250	5.61	85.55
40 - 42	3.96	60.22	250 - 1000	5.09	87.32

Die Auswahl einer Durchschnittsgeschwindigkeit für jede Fahrt erfolgt anhand einer von der jeweiligen Fahrdistanz abhängigen Weibull-Verteilung, deren Parameter aus den Pkw-Fahrten des Wege-Datensatzes der MiD2017-Befragung iterativ durch Minimierung der quadratischen Abweichung ermittelt werden (siehe Tabelle 16).

Um mögliche Extremwerte zu vermeiden -bspw. Fahrten mit 10 km Länge und 1 km/h Durchschnittsgeschwindigkeit, was zu 10 h Fahrzeit führt- wird die Nebenbedingung definiert, dass Fahrten unter 50 km mindestens eine Durchschnittsgeschwindigkeit von 10 km/h aufweisen und längere Fahrten mindestens Durchschnittsgeschwindigkeiten von 30 km/h aufweisen.

7.5.4 Aufenthaltsdauern untertägig

Als letzter Bestandteil der Module [4b.2] und [4c.2] müssen noch die untertägigen Fahrten terminiert werden. Dies gilt für Wegeketten mit mindestens drei Wegen, da für Wegeketten mit zwei Wegen alle Zeiten bereits durch die festgelegten Parameter Abfahrtszeit (Start 1. Fahrt), Abwesenheitsdauer (Ende 2. Fahrt) und die Fahrdauern festgelegt sind. Alle ggf. existierenden weiteren Fahrten müssen auf den Tag verteilt werden. Dies geschieht mittels gewichteter Zufallszahlen. Im Wege-Datensatz der MiD2017-Befragung befinden sich Pkw im Mittel 6,88 Stunden bei der Arbeit, 1,33 Stunden an sonstigen Zielen und 2,44 Stunden zu Hause (bei untertägigen Aufenthalten in Teilwegeketten). Für jede Station der Wegekette wird eine gleichverteilte Zufallszahl mit der spezifischen mittleren Aufenthaltsdauer (als Gewicht) multipliziert, um für diesen Tag für diese Station einen Aufenthaltswert (z.B. 2,3) zu erhalten. Dies geschieht für alle Stationen der Wegekette. Die Aufenthaltsdauer an jeder Station der Wegekette ergibt sich dann aus der Multiplikation des Aufenthaltswertes (Ort 2 im Beispiel: 2,3) mit der gesamten Aufenthaltszeit (Abwesenheitszeit abzüglich Summe aller Fahrdauern) (z.B. 6 Stunden) dividiert durch die Summe aller Aufenthaltswerte des Tages (z.B. 5,0). Im Beispiel wäre die Aufenthaltsdauer am dargestellten Ort 2 damit 2 Stunden und 46 Minuten und damit die Abfahrtszeit zu Ort 3 genau bestimmbar.

Es wird eine weitere Nebenbedingung eingeführt, um häufige, unrealistisch kurze Aufenthalte zu vermeiden. Wenn die Summe aller Aufenthaltsdauern (Differenz zwischen Abwesenheitszeit und Summe der Fahrzeiten) unter einer Stunde und unter einer Zufallszahl zwischen 3 und 60 Minuten liegt, wird die Anwesenheitsdauer am jeweiligen Ziel mit der Zufallszahl parametrisiert.

7.5.5 Grenzfall - späte Heimkehr

Im Fahrprofilgenerator werden die Parameter Abfahrtszeit und Abwesenheitsdauer unabhängig voneinander festgelegt. Daher kann der Fall auftreten, dass eine späte Abfahrt mit einer langen Abwesenheitsdauer zusammenfällt, was im Ergebnis in einem unrealistisches Mobilitätsverhalten resultiert.

Daher wird die Bedingung eingeführt, dass die Abwesenheitsdauer stets so begrenzt wird, dass eine Rückkehr um spätestens 01:00 des Folgetages erfolgt.

7.5.6 Grenzfall – weniger Abwesenheitszeit als Fahrzeit

Im Modell werden die Fahrdistanzen weitestgehend unabhängig von der Abwesenheitsdauer festgelegt. Lediglich bei einer Abwesenheitsdauer am Tag von weniger als drei Stunden wird die Auswahl von langen Fahrten verhindert.

In seltenen Fällen kann es daher passieren, dass die Summe der Fahrdauern für einen Tag länger als die für diesen Tag unabhängig festgelegt Abwesenheitszeit ist. Diese inhaltliche Inkonsistenz wird durch einen Algorithmus beseitigt, der den Anfang der Wegeketten vorverlegt und das Ende nach hinten.

7.6 BAST-Anpassung

Das Fahrprofilmodell verteilt Reisen mit Übernachtungen mit dem zuvor erläuterten Vorgehen realistisch, d.h. Ferien- und Feiertagsabhängig, auf das Kalenderjahr. Tagesausflüge mit weiten Fahrstrecken werden allerdings zunächst zufällig auf das Jahr verteilt. Da es für die Bewertung aus Auslegung von Netzen und Ladeinfrastruktur jedoch eine hohe Bedeutung hat auch Hochlastereignisse durch solche Tagesausflüge realistisch abzubilden wird ein Verfahren entwickelt, mit dem die Tage mit langen Alltagsfahrten umstrukturiert werden.

7.6.1 Abweichung von Autobahnfahrten aus dem Modell von realem Verkehr 2012

Um die Ausgangssituation zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 78 die aus den Zählstellendaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) ermittelte tägliche Summe an Pkw an den Zählstellen, relativ zum Jahresmittelwert. Ein Tag mit weniger als 100% ist also ein unterdurchschnittlicher Tag, ein Tag über 100% ist ein überdurchschnittlicher Tag. Der Abbildung können sowohl jahreszeitliche als auch wöchentliche Verläufe entnommen werden, aber auch außergewöhnliche Tage, wie Neujahr, Heiligabend und Silvester. Für die weiteren Analysen wird angenommen, dass die Charakteristik dieser Verteilung der Autobahnauslastung hinreichend repräsentativ für lange Fahrten in den Fahrprofilen ist.

Dabei wird mangels präziserer Datenbasis vernachlässigt, dass in den BASt-Daten die Fahrleistung von Pkw ausländischer und kommerzieller Zulassung enthalten sind, welche von den Fahrprofilen des Fahrprofilgenerators aber nicht mit abgebildet werden¹.

¹ Die Inländerfahrleistung der Pkw wurde im Jahr 2014 laut BASt (<https://bit.ly/3c88K08>) zu mehr als 80% von privaten Pkw erbracht und nur 7,7% der Pkw-Fahrleistung auf deutschen Autobahnen ist auf ausländische Pkw zurückzuführen (<https://bit.ly/2TPjN8c>).

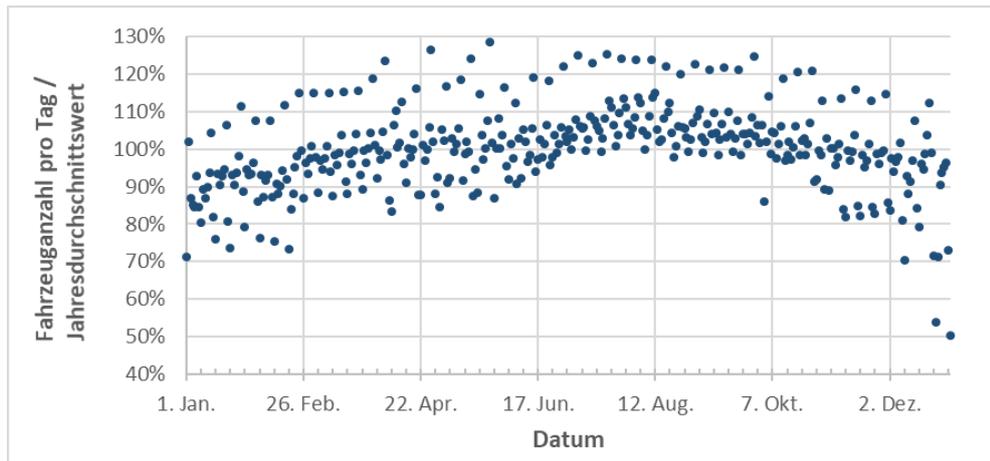


Abbildung 78: Tagessummenwerte der BAST-Autobahnzählstellen für Pkw im Jahr 2012 relativ zum Jahresmittelwert der Tagessummenwerte

Für jeden Tag des Jahres 2012 wird die Abweichung vom Mittelwert aus Abbildung 78 als Richtwert für die (überwiegend auf Autobahnen zurückgelegten) Fahrten mit hohen Durchschnittsgeschwindigkeiten der Fahrprofile verwendet.

In Abbildung 79 wird der in Abbildung 78 aufgetragene Y-Achsenwert auf die x-Achse übertragen. Auf der y-Achse wird ein aus den Fahrprofilen¹ abgeleiteter äquivalenter Wert dargestellt. Dieser ergibt sich durch Ermittlung der Summe aller Fahrdistanzen aus dem Fahrprofilgenerator für jeden Kalendertag, die eine Durchschnittsgeschwindigkeit von mehr als 50 km/h aufweisen, also größtenteils auf der Autobahn zurückgelegt worden sein dürften. Die Gewichtung der einzelnen Mobilitätsgruppen auf die Gesamtbevölkerung wird hierbei berücksichtigt. Der so ermittelte Wert (in Kilometern) für jeden Kalendertag wird, analog zum Vorgehen bei den BAST-Zählstellendaten, durch den Jahresmittelwert geteilt.

Abbildung 79 veranschaulicht, dass grundsätzlich bereits eine Korrelation zwischen den beiden Werten zu erkennen ist. Die Werte der meisten Tage befinden sich innerhalb eines Korridors von $\pm 10\%$ (gestrichelte schwarze Linien) um eine exakte Korrelation (durchgezogene schwarze Linie). Freitage sind in der realen Beobachtung und im Modell meist mit überdurchschnittlichem Autobahnverkehr verbunden, wären Wochenenden in beiden Fällen meist unterdurchschnittliche Fahrleistungen aufweisen.

¹ Fahrprofilgenerator – Stand: 31.03.2020

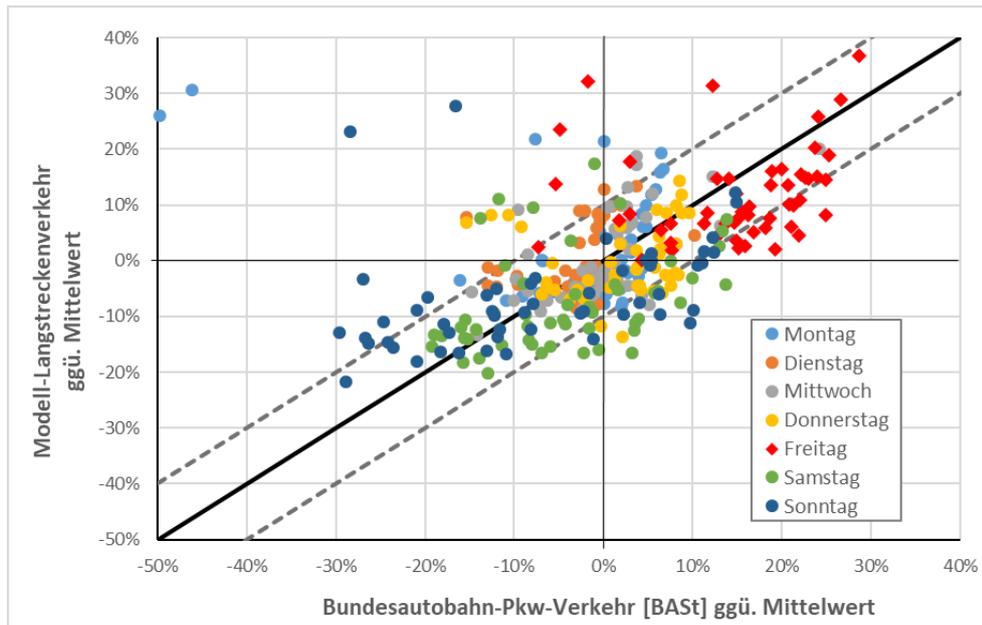


Abbildung 79: Fahrstrecke auf Fahrten mit Durchschnittsgeschwindigkeiten über 50 km/h aus dem Fahrprofilgenerator relativ zum Jahresmittelwert gegenüber Pkw-Fahrleistung auf Bundesautobahnen nach BASt-Zählung relativ zu Jahresmittelwert (ohne Anpassung)

Ziel der BASt-Anpassung ist es möglichst viele der 85 Tage, die außerhalb des Korridors von $\pm 10\%$ um die Korrelationslinie liegen, in diesen hinein zu transferieren oder zumindest die Abweichung bei außergewöhnlichen Ereignissen (z.B. Weihnachten (-50%/+25%) und Sylvester (-46%/+31%)) deutlich zu verringern. Die Umsetzung der BASt-Anpassung wird im folgenden Abschnitt erläutert.

7.6.2 Anpassungsmethodik und Ergebnis

Das grundlegende Konzept sieht den Tausch von bereits fertig parametrisierten Tagen innerhalb eines Fahrprofils im Kalenderjahr vor, wenn dieses Jahr in Summe mehr als 400 Fahrten aufweist.

Da die Reisen bzw. Urlaube bereits eine kalendarische Charakteristik aufweisen, werden alle Reisezeiträume vom Tausch ausgeschlossen.

Weiterhin gibt es eine Fallunterscheidung für alle verbleibenden Kalendertage, sie werden entweder der Gruppe der „Arbeitstage“ (A) oder der Gruppe der „sonstigen Tage“ (S) zugeordnet. Ein Tausch ist nur innerhalb der jeweiligen Gruppe möglich.

Für jeden der 85 Tausch-Tage ist klar, ob die mittlere Fahrleistung steigen oder sinken muss, um sich dem relativen BASt-Wert zu annähern. Somit werden die 85 Tausch-Tage einer der Kategorien „A_rauf“, „A_runter“, „S_rauf“ und „S_runter“ zugeordnet. Die Tage werden in chronologischer Reihenfolge vom Tausch-Algorithmus durchlaufen. Der Tausch-Algorithmus wird folgend exemplarisch für den 8. Januar, einen Tag der Kategorie „S_runter“, erläutert. Maßgeblich ist die Fahrleistung jedes Fahrprofils am Tauschtag (z.B. 70 km). Es wird also in diesem Fall nach Tagen gesucht, an denen nicht zur Arbeit gependelt wird („S“) und deren Fahrleistung, unter der des derzeitigen Tageswertes des 8. Januar liegt (70 km). Außerdem gilt, dass durch den Tausch die Korrelation des Tauschtages nicht derart beeinflusst werden soll, dass dieser ggf. aus der Bandbreite von $\pm 10\%$ (vgl. Abbildung 79: Fahrstrecke auf Fahrten mit Durchschnittsgeschwindigkeiten über 50 km/h aus dem Fahrprofilgenerator relativ zum Jahresmittelwert gegenüber Pkw-Fahrleistung auf Bundesautobahnen nach BASt-Zählung relativ zu Jahresmittelwert (ohne Anpassung)) herauskommt. Es dürfen daher nur solche Kalendertage

ausgewählt werden, deren relative BAST-Abweichung mindestens 6% in die Gegenrichtung des Tages (hier (8. Januar): Tage mit „zur wenig“ Verkehr) beträgt.

Sofern es Tage im Fahrprofil gibt die alle Kriterien erfüllen, werden diese in einem Tauschvektor zwischengespeichert. Ob dann einer der Tage aus dem Vektor für den Tausch ausgewählt wird, entscheidet ein zusätzlicher Algorithmus, der verhindert, dass der Tausch die Fahrprofile zu sehr verändert. Bei einer Abweichung des relativen Fahrprofilwertes vom relativen BAST-Wert eines Kalendertages von mehr als +40% (z.B. an Weihnachten und Silvester) wird in 100% der Fälle ein zufälliger Tauschtag aus dem Tauschvektor ausgewählt. Liegt die Differenz der Werte zwischen 10% und 40% wird mit deutlich geringerer Wahrscheinlichkeit getauscht. Die Wahrscheinlichkeit für die Auswahl eines Tauschtages wird mit dem 0,5-fachen des Abweichungswertes festgelegt. Am 8. Januar liegt die Abweichung bei +12%, es findet also in 6% der Fälle die Auswahl eines Tauschtages aus dem Tauschvektor statt. Bei Abweichungen zwischen +10% und -10% findet bekanntlich kein Tausch statt. Bei einer negativen Abweichung von mehr als -10% wird die iterativ bestimmte Tauschwahrscheinlichkeit dann mit dem 0,8-fachen des Betrages der Abweichung parametrisiert.

Abbildung 80 veranschaulicht den Effekt der oben beschriebenen Anpassungsmethodik im Vergleich mit Abbildung 79. Insgesamt 74 Tageswerte werden in die Bandbreite von $\pm 10\%$ um die exakte Korrelation verschoben und die verbleibenden 11 Tageswerte außerhalb des Korridors haben eine Abweisung vom BAST-Wert von maximal -17% bzw. +13%.

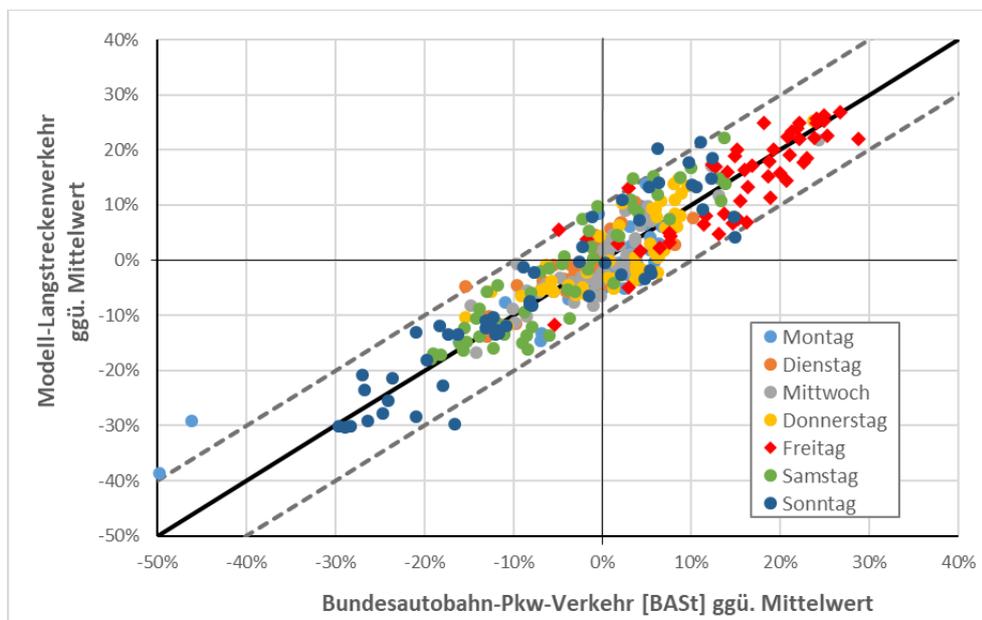


Abbildung 80: Fahrstrecke auf Fahrten mit Durchschnittsgeschwindigkeiten über 50 km/h aus dem Fahrprofilgenerator relativ zum Jahresmittelwert gegenüber Pkw-Fahrleistung auf Bundesautobahnen nach BAST-Zählung relativ zu Jahresmittelwert nach „BAST-Anpassung“

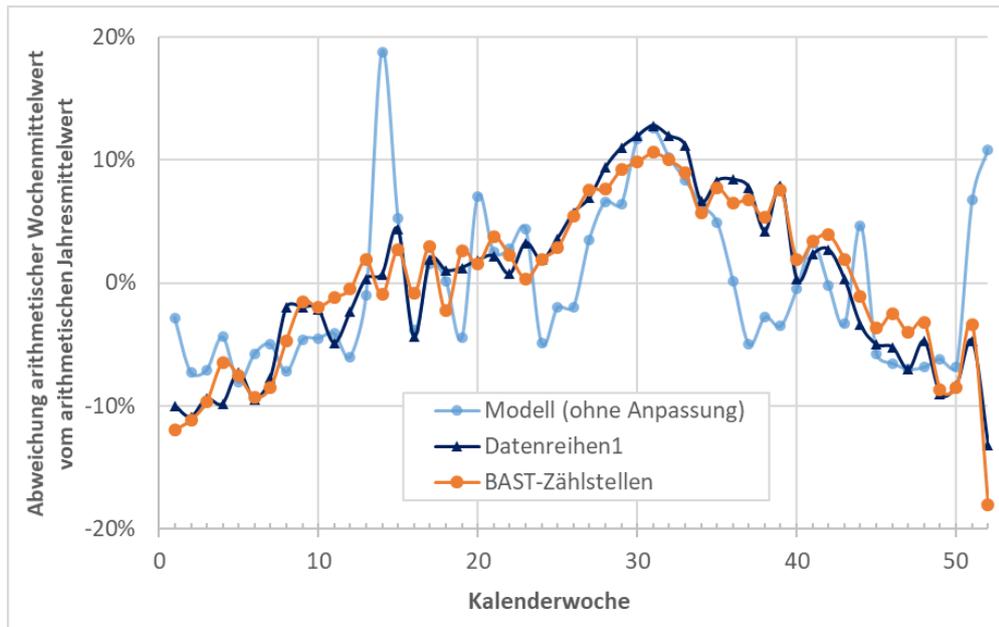


Abbildung 81: Verlauf der relativen Wochensumme langer Fahrten aus dem Fahrprofilgenerator (Modell) und Verlauf der relativen Wochensumme des Autobahnverkehrs nach BAST-Zählstellen-daten

Mit der beschriebenen Vorgehensweise wurden jeweils statistisch repräsentative Fahrprofile für die unterschiedlichen sozio-ökonomischen Fahrzeugnutzerguppen erzeugt und in Form von Excel-Datenfiles an das Fraunhofer ISE geliefert, um in den REMod-regional Modellrechnungen die regionalen Energieverbräuche für den Pkw-Verkehr zu ermitteln.

7.7 Zeitlich und räumlich aufgelöste Nachfrage nach den einzelnen Energieträgern für den Nutzfahrzeugverkehr

Im Rahmen des TransDE-Projekts wurde REMod mit der Möglichkeit erweitert, regionale Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen zu verwenden. Um die Regionalisierung des Energieverbrauchs im Straßengüterverkehr untersuchen zu können, wird eine Methodik benötigt, mit der sich die Verteilung der Inlandsfahrleistung auf Regionen für verschiedene Lkw-Größenklassen abschätzen lässt. In einem nächsten Schritt lässt sich daraus der regionale Energieverbrauch für REMod-regional Modellrechnungen ableiten. Je nach Antriebsart ist dafür eine unterschiedliche zeitliche Auflösung erforderlich. Oberleitungsgebundene Lastkraftwagen beziehen ihren Strom zum Verbrauchszeitpunkt aus dem Netz und sollten mit stündlich aufgelösten Verbrauchswerten Beachtung finden. Deshalb erstellen wir für diese Antriebsart eine Zeitreihe, welche für jede Stunde eines Jahres den Anteil jeder Region an der Inlandsfahrleistung des gesamten Jahres im oberleitungsgebundenen Güterverkehr angibt. Batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge laden zu anderen Zeitpunkten als sie fahren und andere Antriebe, wie z.B. Brennstoffzellen, beziehen ihre Energie zudem nicht direkt aus dem Stromnetz. Hierfür ist es ausreichend, nur den Gesamtjahresverbrauch zu kennen und diesen dann entweder gleichverteilt oder mittels abgeschätzter täglicher Lade- bzw. Tankzeitreihen auf das Kalenderjahr zu verteilen.

7.8 Bemerkung zu den Größenklassen nach zulässigem Gesamtgewicht

Zu Beginn des Fördervorhabens wurde die Elektrifizierung durch Oberleitungen als eine Option für den auf Autobahnen fahrende Schwerlastverkehr (zulässiges Gesamtgewicht > 20 t) diskutiert [Hacker et al. 2020; Wietschel et al. 2017]. Die Datengrundlage bildeten Aufzeichnungen von Verkehrszählstellen der Bundesanstalt für Straßenwesen [Bundesanstalt für Straßenwesen 2020]. Diese Zählstellen können zwar Fahrzeugarten voneinander unterscheiden, wie z.B. Sattelzüge von anderen Lastkraftwagen (Lkw), jedoch keine detaillierte Einteilung nach Größenklassen vornehmen. Daher wurden die Zeitreihen der Sattelzüge als repräsentativ für den gesamten elektrifizierbaren Schwerlastverkehr ausgewählt. Im Fortgang der Bearbeitungszeit des Vorhabens wurde von Seiten der Nutzfahrzeugindustrie der Schwerpunkt durch Serienstart von Batterie-Lkw auf batterieelektrische Mobilität fokussiert und in den Szenarien des Fraunhofer ISE ein entsprechender Fokus auf batterieelektrische Szenarien gelegt. Die Vorgehensweise zu Ableitung der Szenarien ist im AP 5 Szenariendefinition beschrieben.

7.9 Beschreibung des Datensatzes

Die verwendeten Verkehrsdaten wurden von automatischen Zählstellen der Bundesanstalt für Straßenwesen an deutschen Autobahnen erhoben (Bundesanstalt für Straßenwesen). Die Zählstellen messen für jede Fahrtrichtung eine Verkehrsstärke, also wie viele Fahrzeuge in einer Stunde in dieser Richtung an ihnen vorbeigefahren sind und klassifizieren diese nach Fahrzeugart (z.B. Pkw, Motorrad, Bus), wobei die Art und Genauigkeit der Klassifizierung vom Typ der Zählstelle abhängt. Eine genaue Einteilung nach zulässigem Gesamtgewicht bei Lastkraftwagen nimmt jedoch kein Zählstellentyp vor, weshalb wir, wie weiter oben schon beschrieben, nur Sattelzüge für die Erstellung der Zeitreihen betrachten. Dementsprechend wurden für das weitere Vorgehen ausschließlich Zählstellen vom Typ „8+1“ ausgewählt, welche zumindest Sattelzüge von anderen Lastkraftwagen unterscheiden können.

Die Anzahl der Zählstellen variiert zwischen den Jahren erheblich, was vergleichende Analysen der Jahreszeitreihen erschwert. Um diesem Problem beizukommen, wurden nur solche Zählstellen betrachtet, die in jedem der Jahre 2011 bis 2015 Messwerte erhoben haben.

7.10 Vorgehen zum Erstellen der Zeitreihen

In einem ersten Schritt werden für jedes Jahr die Messwerte entsprechend den Standorten der Zählstellen auf die oben definierten Regionen verteilt. Pro Region wird nun für jede Stunde ein Mittelwert aus allen zu diesem Zeitpunkt anfallenden Messwerten für die Verkehrsstärke von Sattelzügen gebildet. Alle Messwerte, die mit Prüfkennzeichen versehen waren, die auf einen Ausfall der Zählstelle hinweisen, wurden ignoriert. Abschließend werden die Werte für beide Fahrtrichtungen addiert. Somit erhält man für jede Region eine Zeitreihe mit der durchschnittlichen Sattelzug-Verkehrsstärke in stündlicher Auflösung (Einheit: Fahrzeuge/h). Da die Zählstellen der Umstellung von Winter auf Sommerzeit unterliegen, müssen die Erhebungszeitpunkte während der Sommerzeit um eine Stunde zurückgesetzt werden, um eine kontinuierliche Jahreszeitreihe in Winterzeit-Konvention zu erhalten.

Um den Energiebedarf von Sattelzügen in den unterschiedlichen Regionen in Relation setzen zu können, ist allerdings nicht die Verkehrsstärke (Fahrzeuge/h), sondern die Fahrleistung (Fahrzeuge x zurückgelegte Kilometer / h) von Bedeutung. Damit umgeht man folgenden problematischen Fall: Verfügt eine Region nur über eine geringe Gesamtlänge an Autobahnen, die aber stark befahren sind, so wird dieser Region eine hohe Verkehrsstärke zugeordnet. Die tatsächliche Fahrleistung ist aber aufgrund der geringen Autobahnlänge eher niedrig einzuschätzen. Würde man nur aus der Verkehrsstärke auf die

Verteilung des Energiebedarfs schließen, wären Regionen mit kurzen, aber stark befahrenen Autobahnnetzen überproportional vertreten und solche mit langen, aber wenig befahrenen Netzen untergewichtet. Um eine solche Über- bzw. Untergewichtung einzelner Regionen zu vermeiden, wird die erhaltene Verkehrsstärke mit der Länge aller Autobahnen einer Region multipliziert. Auch wenn dann das Ergebnis die Dimension einer Fahrleistung hat, muss es sich nicht zwingend um die tatsächlich erbrachte Inlandsfahrleistung handeln. Da zur Berechnung des Energieverbrauchs nur die relative Verteilung der Fahrleistung auf die Regionen benötigt wird, ist dies auch nicht erforderlich, solange die Proportionen untereinander richtig wiedergegeben werden.

7.11 Ergebnisse und Diskussion

Um die regionalen Differenzen der Zeitreihen zu verdeutlichen, sollen hier noch ein paar ausgewählte Analysen vorgestellt werden.

7.11.1 Zeitreihe 2011

In der folgenden Abbildung ist exemplarisch eine deutschlandweite Zeitreihe der wöchentlichen Sattelzugfahrleistung für das Jahr 2011 dargestellt. Hier erkennt man, welche Einflüsse Feiertage und Ferienzeiten auch auf den Güterverkehr haben. Insbesondere in den Kalenderwochen 16 und 17 ist der Einfluss der Osterfeiertage sehr gut beobachtbar, da die wöchentliche Fahrleistung abrupt um ca. 20 % abnimmt. Nicht nur einzelne Feiertage oder Feiertagsansammlungen, sondern auch langfristige Trends sind in der Zeitreihe erkennbar. So nimmt – wenn zwischen Juli und August in den meisten Bundesländern die Sommerferien beginnen – in den Kalenderwochen 26 bis 32 die Fahrleistung kontinuierlich um bis zu 10 % ab.

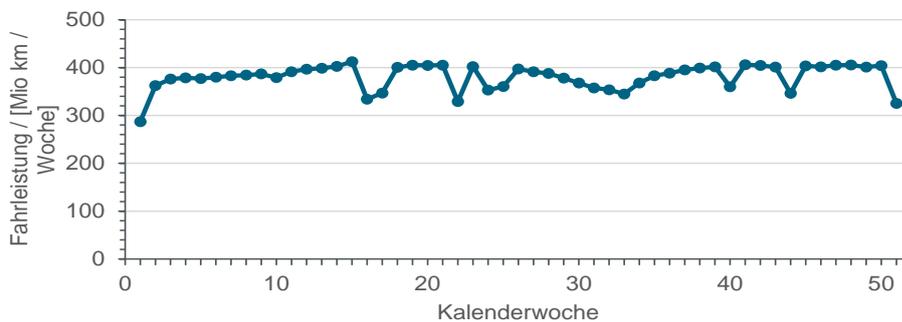


Abbildung 82: Zeitreihe der aus den BaSt-Zählstellen abgeschätzten Sattelzugfahrleistung in absoluten Zahlen für das Jahr 2011. Die blauen Punkte markieren die summierte wöchentliche Fahrleistung aller Regionen. Als Abszissenbeschriftung sind die Kalenderwochen des Jahres gewählt worden, wobei die ersten Tage des Jahres, die noch in die Kalenderwoche des Vorjahres fallen, und die letzten Tage, die in die 52. Woche fallen, nicht abgebildet sind. Diese bilden keine vollständigen 7-Tage-Wochen mehr.

7.11.2 Wochenverlauf

Wie in Abbildung 83 zu sehen ist, liegt die Fahrleistung an Werktagen erwartungsgemäß deutlich über der am Wochenende. Zwischen den Regionen existieren teilweise starke Unterschiede. So weisen die Regionen Nordrhein-Westfalen und Bayern die mit Abstand höchsten Fahrleistungen

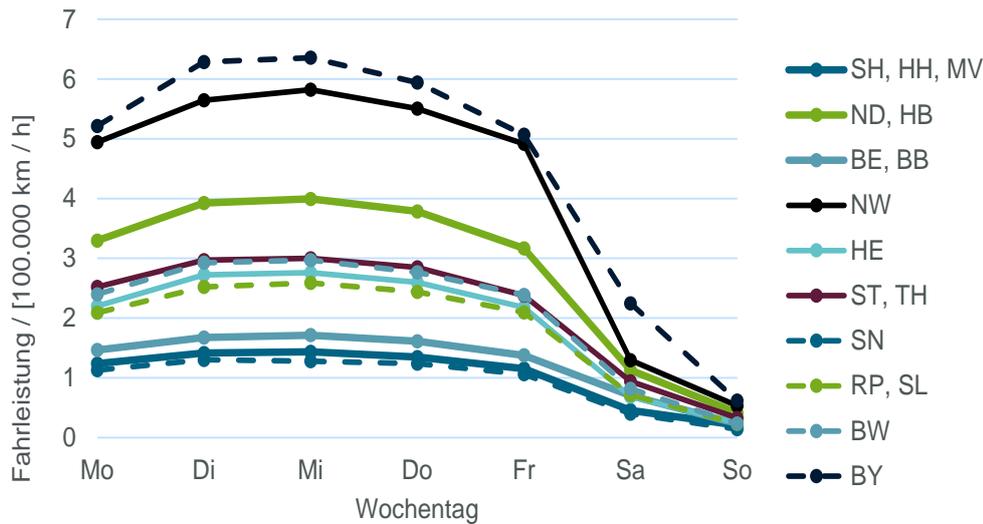


Abbildung 83: Verlauf der regionalen Fahrleistungen einer typischen Woche im Jahr 2011. Aus allen Werten der Jahreszeitreihe einer Region, die auf den jeweiligen Wochentag fielen, wurde ein Mittelwert der stündlichen Fahrleistung gebildet.

an Werktagen auf. Am Wochenende gleichen sich die Werte zunehmend auf niedrigem Niveau an.

Die hohen Fahrleistungen in den wirtschafts- und einwohnerstarken Regionen Nordrhein-Westfalen und Bayern [Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2020] unterstützen die Hypothese einer Korrelation von regionaler Wirtschaftsleistung und Fahrleistung. Allerdings folgt Baden-Württemberg dieser Beobachtung nicht. Trotz einer hohen Wirtschaftskraft ordnet sich die Fahrleistung hier eher im Mittelfeld ein.

7.11.3 Tagesverlauf

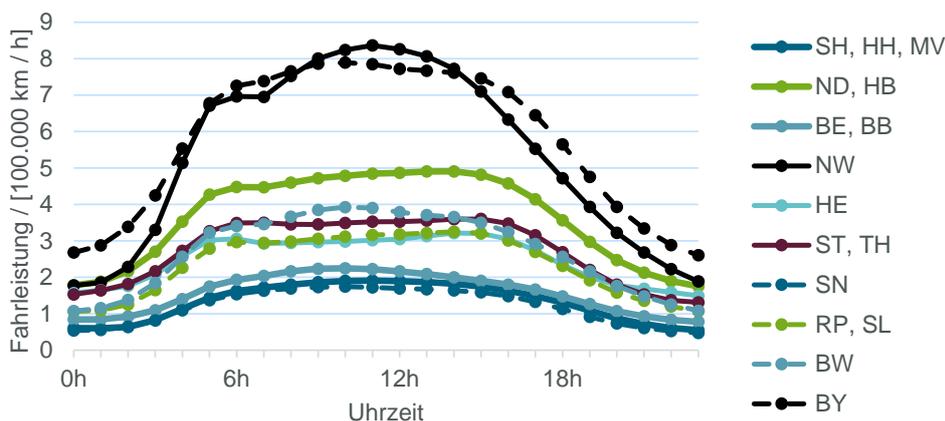


Abbildung 84: Verlauf der regionalen Fahrleistungen an einem typischen Werktag 2011. Aus allen Werten in einer Region, die an einem Werktag (Mo-Fr) zur gleichen Stunde aufgenommen wurden, haben wir einen Mittelwert der stündlichen Fahrleistung gebildet.

Der Tagesgang der Fahrleistung an einem typischen Werktag ist in Abbildung 84 zu sehen. Das Maximum an Fahrleistung wird in allen Regionen tagsüber, meist gegen Mittag erreicht. Insbesondere Nordrhein-Westfalen und Bayern weisen über den ganzen Tag die

höchste Fahrleistung auf und zeigen auch die größte Variabilität zwischen Tag und Nacht. Auch die Analyse des Tagesgangs unterstützt die oben formulierte Hypothese.

7.11.4 Regionale Feiertage

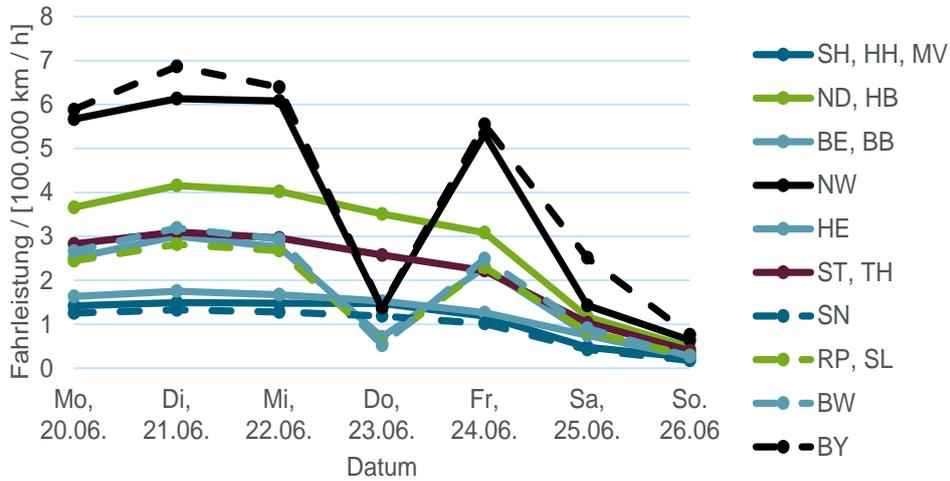


Abbildung 85: Verlauf der regionalen Fahrleistungen in der Woche um Fronleichnam 2011. Fronleichnam fiel 2011 auf Donnerstag, den 23. Juni. Für jeden Tag wurde pro Region eine mittlere stündliche Fahrleistung berechnet.

Ein interessantes Untersuchungsobjekt sind regionale Feiertage, wie z.B. Fronleichnam. Dieser ist nur in Bayern, Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland ein gesetzlicher Feiertag. 2011 fiel dieser auf den 23. Juni. In Abbildung 85 erkennt man gut wie die Fahrleistung in Regionen, in deren Bundesländern Fronleichnam ein gesetzlicher Feiertag ist, stark sinkt, während in den anderen Regionen keine Veränderung auszumachen ist.

7.11.5 Verteilung der Gesamtfahrleistung

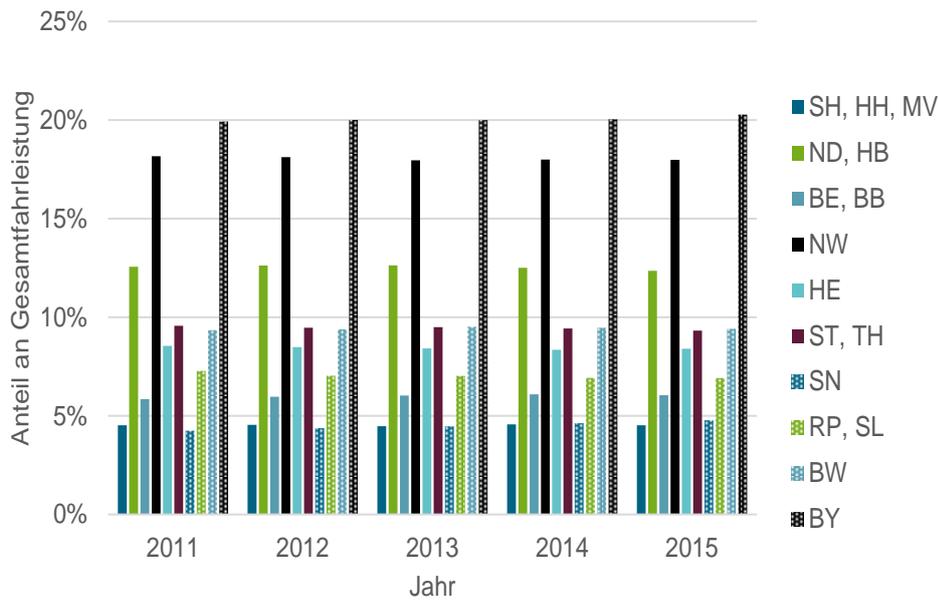


Abbildung 86: Relative Aufteilung der Gesamtfahrleistung pro Jahr (summierte stündliche Fahrleistungen) auf die Regionen.

Die Aufteilung der Jahresfahrleistungen auf die Regionen ist in Abbildung 86 zu finden. In Übereinstimmung mit der vorhergehenden Betrachtung entfällt der größte Anteil auf Bayern (ca. 20 %) und Nordrhein-Westfalen (ca. 18 %). Die Variabilität der Verteilung zwischen den Jahren ist äußerst gering. Sie bewegt sich in einer Größenordnung von 0,1 %.

7.12 Abschätzen des sonstigen Güterverkehrs

7.12.1 Methodischer Überblick

Bisher wurde nur der Oberleitungsgebundene Verkehr, approximiert durch die Fahrleistungszeitreihen der Sattelzugmaschinen betrachtet. Es sollen aber auch noch die anderen Größenklassen bzw. Antriebsarten mit einbezogen werden. Da die Zählstellen der BaSt nur den Verkehr auf Autobahnen erfassen und dabei zwar Sattelzüge von starren Lkws unterscheiden können, aber nicht in der Lage sind, letztere nach ihrer Größenklasse zu unterteilen, muss eine neue Vorgehensweise erarbeitet werden. Wie in Abschnitt 7.11 bereits erläutert, ist es für den nicht oberleitungsgebundenen Güterverkehr ausreichend, die Aufteilung des Gesamtverbrauchs eines Jahres auf die Regionen zu ermitteln. Stundenscharfe Zeitreihen müssen nicht erzeugt werden, weil die Energieträger mit geringem Aufwand speicherbar sind.

Wir nehmen auch hier wieder an, dass die relative Verteilung der Inlandsfahrleistung auf die Regionen der des Energiebedarfs entspricht. Um erstere zu ermitteln, erscheint es sinnvoll, indirekte Indikatoren heranzuziehen. Dafür bieten sich verschiedene mobilitätsgekoppelte Größen bzw. deren regionale Verteilung an, wie z.B.

- Bevölkerung
- Gesamtlänge des Straßennetzes
- Wirtschaftsleistung
- Weitere BaSt-Zählstellen an Bundesstraßen

Bei allen Größen ergeben sich verschiedene Schwierigkeiten, wie eine unzureichende Datenverfügbarkeit und Abdeckung des Landes oder auch eine vermutlich mangelhafte Korrelation mit der tatsächlichen Inlandsfahrleistung. Vor allem aus Gründen der Verfügbarkeit von Daten haben wir uns für die Kombination des regionalen Fahrzeugbestandes mit der Wirtschaftsleistung entschieden, woraus sich die Verteilung der Inlandsfahrleistung abschätzen lässt.

7.12.2 Beschreibung der verwendeten Daten für die Regionalisierung

Es wurde auf zwei Datensätze zurückgegriffen: Eine Übersicht der Wirtschaftsleistung in den einzelnen Bundesländern [Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2020] sowie die Bestandsstatistik für Kraftfahrzeuge des Kraftfahrt-Bundesamts [Kraftfahrt-Bundesamt 2018].

7.12.3 Wirtschaftsleistung

Der Datensatz enthält Angaben zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) und zur Bruttowertschöpfung (BIP vor Steuern) der Bundesländer. Statt der üblichen Kenngröße des BIP ist die Verwendung der Bruttowertschöpfung sinnvoll, da die erhobenen Steuern nicht im Zusammenhang mit dem Güterverkehr stehen. Nicht in allen Wirtschaftssektoren ist eine Korrelation der Bruttowertschöpfung mit der Güterverkehrsleistung plausibel begründbar, so z.B. in den meisten Dienstleistungsbereichen. Daher wird die Auswahl der Daten auf die Wirtschaftssektoren

- Verarbeitendes Gewerbe
- Handel, Instandhaltung, Reparatur von Kraftfahrzeugen
- und Verkehr und Lagerei

beschränkt.

7.12.4 Bestand

Der Datensatz beinhaltet Informationen zum Kraftfahrzeugbestand im Jahr 2018, insbesondere die Zahl an gemeldeten Fahrzeugen je Bundesland und Größenklasse. Für die vorhergehenden Jahre liegen die Daten leider nicht in einem verwendbaren Format vor.

7.12.5 Ableiten des Fahrleistungsanteils in den Regionen

Die Fahrzeugbestandsdaten sind sehr feingliedrig in Größenklassen nach zulässiger Gesamtmasse unterteilt. Für unsere Zwecke reicht eine gröbere Einteilung aus: < 3,5 t | 3,5 t – 7,5 t | 7,5 t – 12 t | 12 t – 20 t | > 20 t.

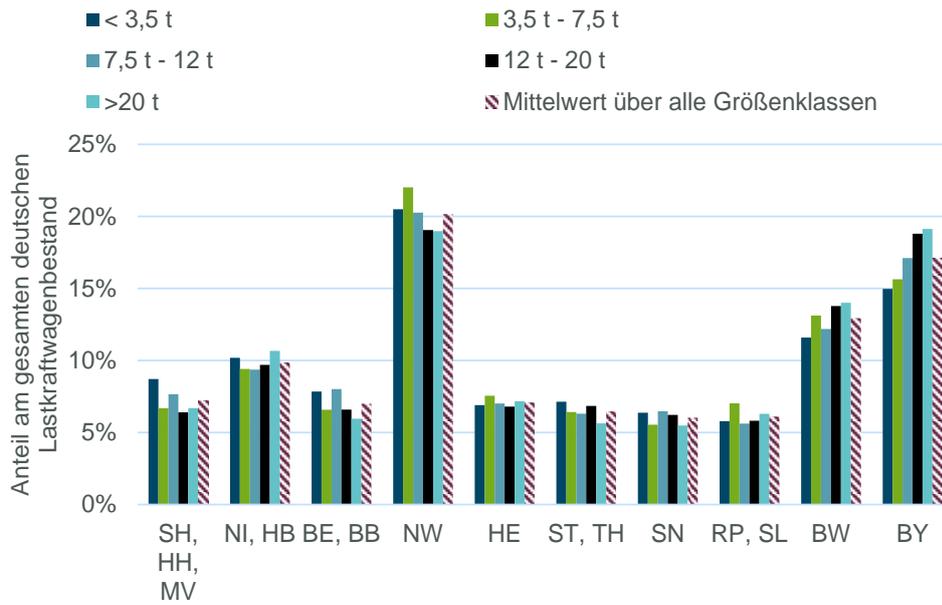


Abbildung 87: Verteilung des Lastkraftwagenbestandes 2018. Jeder Balken repräsentiert den Anteil einer Region am Gesamtbestand der jeweiligen Größenklasse. Gestrichelt ist der arithmetische Mittelwert aller Größenklassen dargestellt.

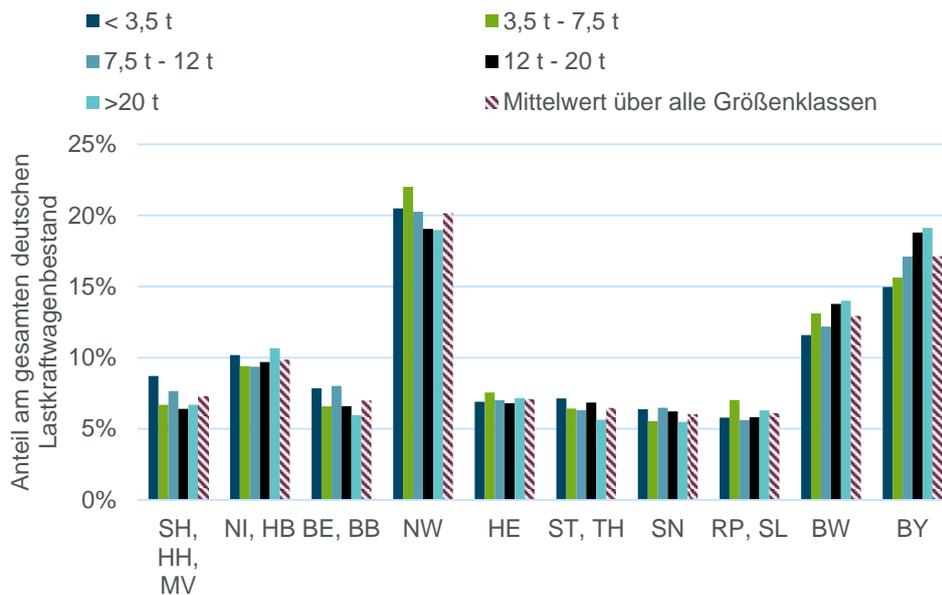


Abbildung 88: Verteilung des Lastkraftwagenbestandes 2018. Jeder Balken repräsentiert den Anteil einer Region am Gesamtbestand der jeweiligen Größenklasse. Gestrichelt ist der arithmetische Mittelwert aller Größenklassen dargestellt.

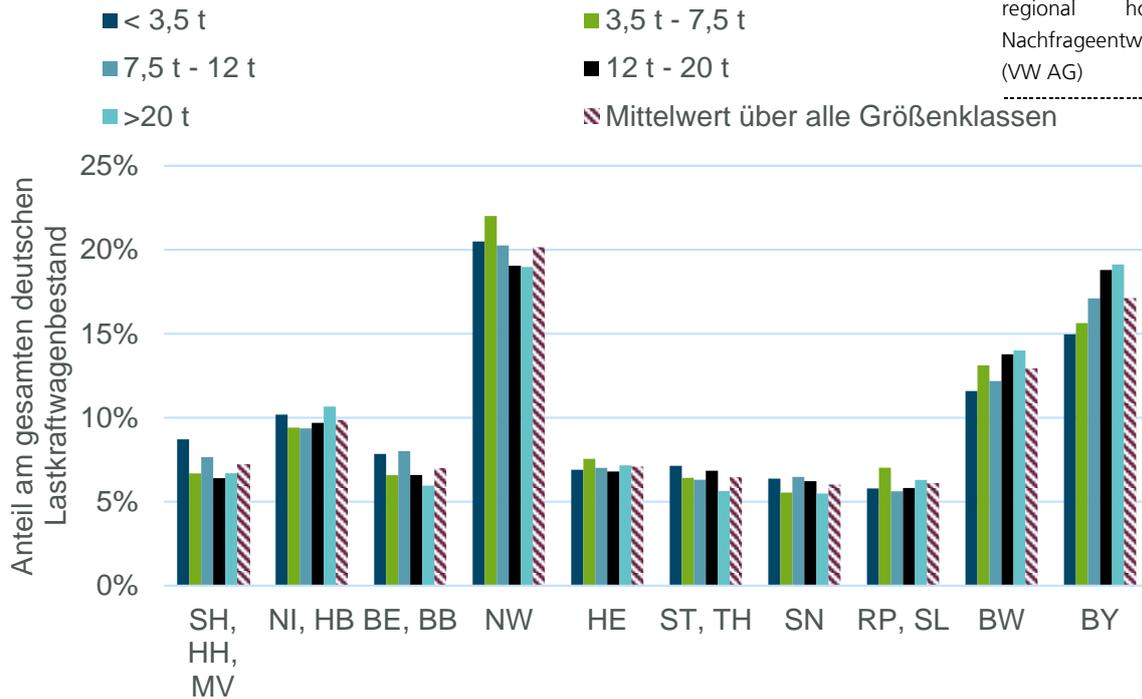


Abbildung 89: Verteilung des Lastkraftwagenbestandes 2018. Jeder Balken repräsentiert den Anteil einer Region am Gesamtbestand der jeweiligen Größenklasse. Gestrichelt ist der arithmetische Mittelwert aller Größenklassen dargestellt.

Die Daten des Kraftfahrt-Bundesamtes werden dementsprechend aggregiert. Darauf aufbauend werden für jede Größenklasse die absoluten Bestandsdaten je Region errechnet und ihre relative Verteilung angegeben (Abb. 87). Die Bruttowertschöpfungen der drei Sektoren werden für jede Region addiert, dann die relative Verteilung auf die Regionen berechnet. Eine Einteilung nach Größenklassen existiert hier natürlich nicht. Abschließend wird pro Region ein Mittelwert aus beiden Indikatoren gebildet, der den Anteil an der Inlandsfahrleistung repräsentiert. In Abbildung 88 wird bei der Berechnung des Gesamtindikators der Mittelwert des Bruttowertschöpfungsanteils von 2011-2015 verwendet und der großklassenübergreifende Mittelwert des Bestandsanteils. Das Verfahren könnte aber auch aufgrund der Kombination von Bruttowertschöpfung und Bestandsdaten Jahres- und Größenklassenspezifisch angewandt werden.

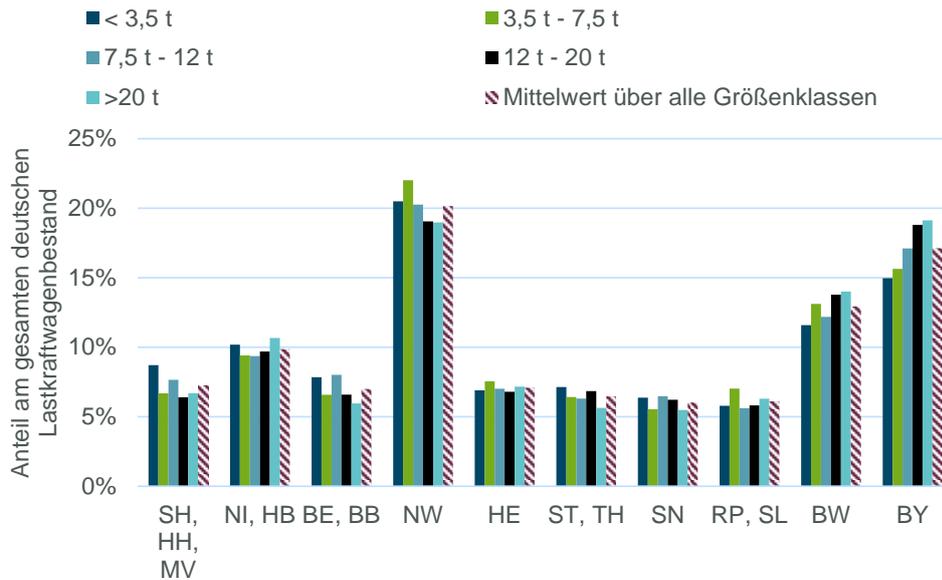


Abbildung 90: Verteilung des Lastkraftwagenbestandes 2018. Jeder Balken repräsentiert den Anteil einer Region am Gesamtbestand der jeweiligen Größenklasse. Gestrichelt ist der arithmetische Mittelwert aller Größenklassen dargestellt.

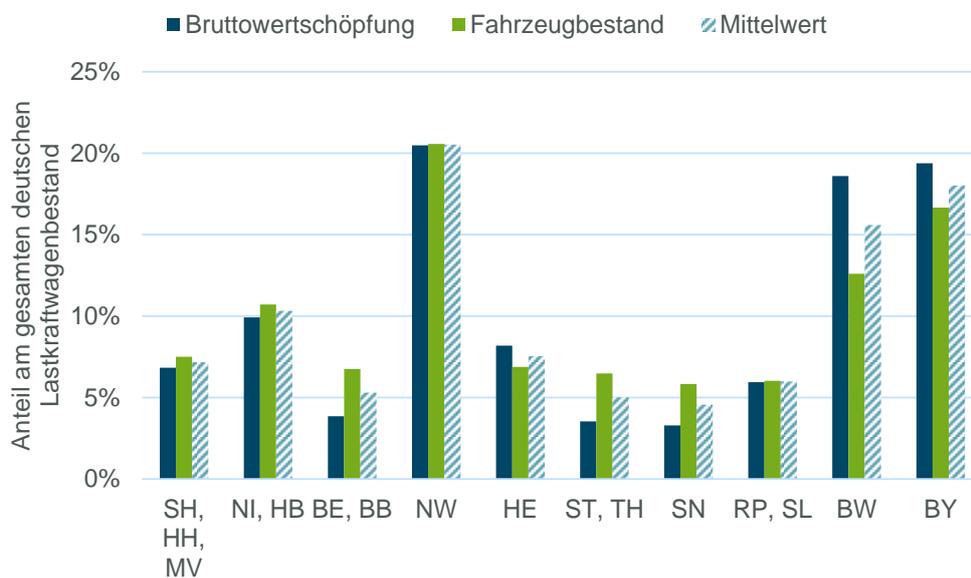


Abbildung 91: Gegenüberstellung der regionalen Anteile an der güterverkehrsrelevanten Bruttowertschöpfung (Durchschnitt 2011 – 2015) und am Lkw-Bestand 2018 (Durchschnitt aller Größenklassen)

7.13 Beschreibung eines Güterverkehrsszenarios aus einem vorhergehenden Forschungsprojekt

In einem anderen Projekt zu Oberleitungs-Lkws haben wir die Inlandsfahrleistung im Straßengüterverkehr für das Jahr 2050 abgeschätzt. Die Ergebnisse sollen wegen der thematischen Nähe hier kurz vorgestellt werden. Ausgangspunkt war eine aus Daten des

Kraftfahrt-Bundesamtes und der Bundesanstalt für Straßenwesen gewonnene Inlandsfahrleistung aus dem Jahr 2014 [Kersten 2018], aus denen durch Berücksichtigung verschiedener Effekte (Zuwachs der Güterverkehrsleistung durch Wirtschaftswachstum, Reduktion des Auslastungsgrades, Veränderung des Leerkilometeranteils) Fahrleistungen für 2050 errechnet wurden. Diese werde im Folgenden weiter erläutert.

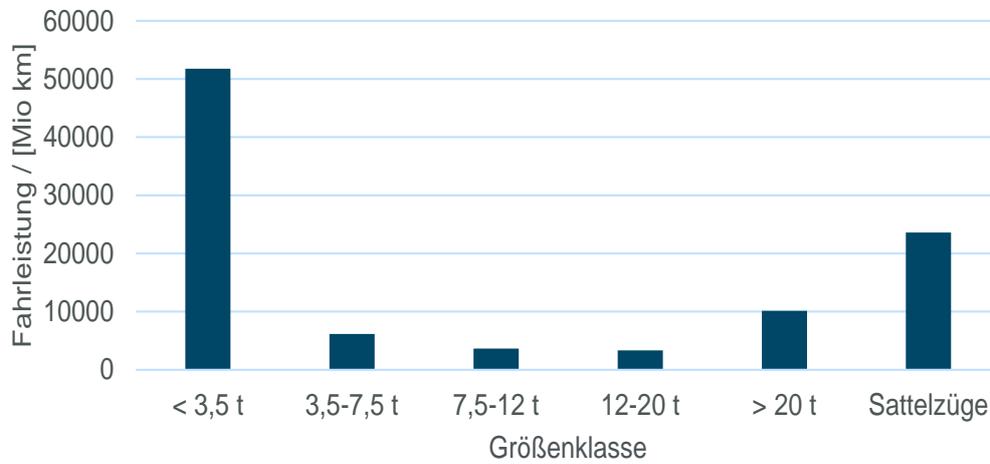


Abbildung 92: Inlandsfahrleistung des Straßengüterverkehrs im Jahr 2014, nach Größenklassen (zulässiges Gesamtgewicht).

7.13.1 Güterverkehrsleistung

Für die Abschätzung der Entwicklung der Güterverkehrsleistung wurde ein Literaturvergleich durchgeführt, siehe die folgende Abbildung. Verschiedene Studien, die die Güterverkehrsleistung im Jahr 2050 abzuschätzen versuchen, kommen aufgrund unterschiedlicher Annahmen zu verschiedenen Ergebnissen. Wir wollten möglichst einen Wert benutzen, der im Mittelfeld der betrachteten Studienergebnisse liegt und haben uns daher für Verwendung der Ergebnisse einer Studie des Bundesverbands der deutschen Industrie (BDI) entschieden. Diese trifft keine Prognosen über Attraktivitätszuwächse und -verluste unterschiedlicher Verkehrsmoden (Schiene, Schiff, Straße, ...) und orientiert sich bei der Szenarienbildung rein am Zuwachs durch Wirtschaftswachstum. Andere Effekte schätzen wir selber nach der Methodik von [Kersten 2018] ab. Im ersten Schritt entspricht der relative Zuwachs der Güterverkehrsleistung dem der Inlandsfahrleistung.

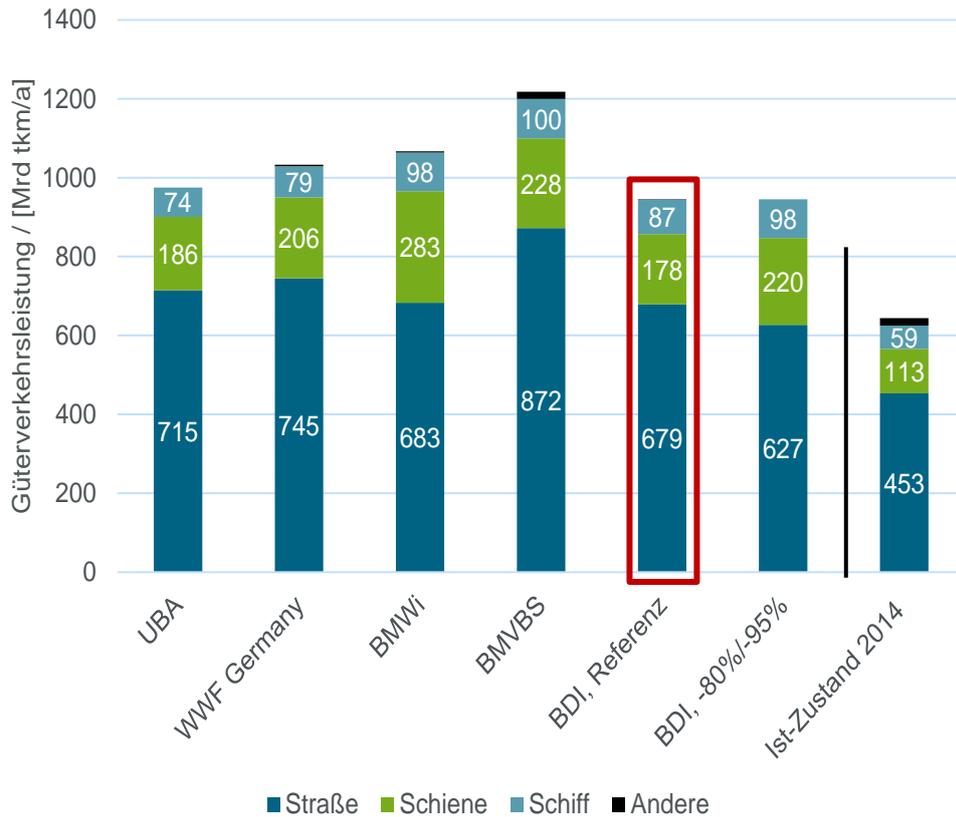


Abbildung 93: Übersicht verschiedener Studien (Bergk et al. 2016; Kirchner et al. 2009; Schlesinger et al. 2012; Ickert et al. 2007; Gerbert et al. 2018), die eine Prognostizierung der Güterverkehrsleistung im Jahr 2050 vornehmen. Zum Vergleich ist ganz rechts die Inlandsfahrleistung 2014 (Radke 2016) dargestellt.

7.14 Gravimetrischer Auslastungsgrad

Aktuell zeichnet sich ein Trend ab, dass zwar nicht weniger, aber immer mehr leichte Güter transportiert werden. Deshalb wird eine Reduktion des gravimetrischen Auslastungsgrades von im Mittel 57,8 % in 2014 auf 56 % in 2050 angenommen [Kersten 2018], was eine Erhöhung der Fahrleistung bewirkt.

7.15 Leerkilometer

Der Leerkilometeranteil beschreibt den durchschnittlichen Anteil unbeladener Fahrten an der Gesamtzahl der Fahrten eines Lkw. Momentan scheint mit ca. 11% eine untere Grenze erreicht worden zu sein. Wir nehmen hier also keine weitere Veränderung an, wodurch auch kein zusätzliches Verkehrsaufkommen generiert wird [Kersten 2018].

7.16 Lkw < 3,5 t

Lkw mit einem zulässigen Gesamtgewicht sind nicht in den KBA-Daten für die Güterverkehrsleistung 2014 enthalten. Aus diesem Grund ist es nicht möglich, ihre Fahrleistungsänderung bis 2050 durch die Veränderung der Güterverkehrsleistung abzuschätzen. Stattdessen wurde für diese Größenklasse ein anderer Ansatz gewählt, bei dem ein pauschales Wachstum der Inlandsfahrleistung von 1,4 % p. a. angenommen wird [Kersten 2018].

Die gesamte Entwicklung der Fahrleistung 2050 unter Berücksichtigung aller den Güterverkehr beeinflussenden Effekte ist in Abbildung 92 exemplarisch für Sattelzüge dargestellt. Werte für alle Größenklassen sind in Tabelle 17 zu finden.

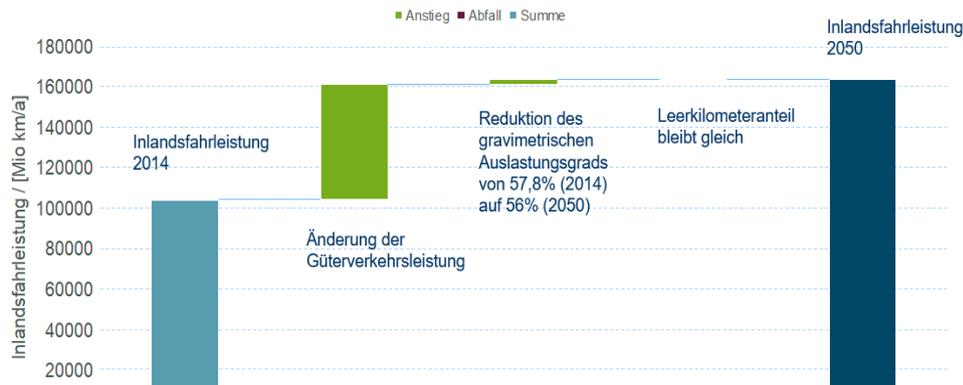


Abbildung 94: Entwicklung der Inlandsfahrleistung von Sattelzügen bis zum Jahr 2050 unter Berücksichtigung verschiedener mobilitätsrelevanter Faktoren.

Tabelle 17: Inlandsfahrleistung je Lkw-Größenklasse im Jahr 2050

Größenklasse	Fahrleistung 2014 [Mio km]	Fahrleistung 2050 [Mio km]	Veränderung in %
< 3,5 t	51.777	85.282	65
3,5 t – 7,5 t	6.170	9.548	55
7,5 t – 12 t	3.637	5.627	55
12 t – 20 t	3.342	5.172	55
> 20 t	10.139	15.689	55
Sattelzüge	23.598	36.515	55

7.17 Ergebnisse

Die in vorherigen Abschnitten prognostizierten Fahrleistungen werden wie nachfolgend beschrieben verrechnet. Dabei wird für jeden Eintrag das arithmetische Mittel der größenklassenspezifischen Bestandsverteilung und dem mittleren Anteil an der Bruttowertschöpfung 2011-2015 gebildet (Tabelle 18).

Tabelle 18: Inlandsfahrleistungen je Region und Lkw-Größenklasse in Millionen km

Region	3,5 t - 7,5 t		7,5 t - 12 t		>20 t
	< 3,5 t	t	t	12 t - 20 t	
SH, HH, MV	4.022	417	263	221	685
NI, HB	5.206	596	351	328	1.043
BE, BB	3.029	322	216	175	497
NW	10.608	1.311	741	661	2.000
HE	3.906	485	276	250	779
ST, TH	2.764	307	179	173	465

						AP4 (2): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung/Fahrprofile (VW AG)
SN	2.500	272	177	159	445	
RP, SL	3.037	400	210	196	620	
BW	7.814	978	560	541	1.652	
BY	8.891	1.080	663	638	1.952	

7.17.1 Diskussion

Die in diesem Bericht erläuterten Methoden und Vorgehensweisen können verschiedenen Unsicherheiten, fehlerhaften Annahmen und sonstigen Fehlern unterliegen. Die der Regionalisierung der Güterverkehrsleistung zugrunde liegenden Datensätze und Methoden sollen hier jeweils kurz diskutiert werden.

7.18 Grundlegende Annahmen zur Energiesituation in 2050

Eine diskutierte Möglichkeit den Schwerlastverkehr zu elektrifizieren, besteht im Ausbau einer Infrastruktur primär an Autobahnen mit Oberleitungen. Hierfür wurden Zeitreihen erstellt. Im Projekt wurde die Annahme abgestimmt, dass die zugrundeliegenden Verkehrsdaten mit dem Energiebedarf der Oberleitungs-Lkw aus dem Stromnetz korrelieren. Das setzt voraus, dass die Oberleitung für einen Großteil der Fahrzeit die primäre Energiebezugsquelle ist. Alternative Fahrzeugdesigns – wie ein Hybrid-Oberleitungs-Lkw mit einem Verbrennungsmotor oder einer großen Pufferbatterie, der in der Lage wäre, auch längere Strecken ohne externe Energieversorgung zurückzulegen – wurden nicht betrachtet.

7.19 BaSt-Zählstellen

Um die tatsächliche Verkehrsstärke akkurat wiedergeben zu können, müssten die Zählstellen gleichmäßig über das gesamte Autobahnnetz verteilt sein. Konzentrierungen auf bestimmte Abschnitte würden zu verfälschten regionalen Mittelwerten der Verkehrsstärke führen. Ferner ist die Bestimmung der Fahrleistung durch Multiplikation der Verkehrsstärke mit der Länge des Autobahnnetzes eine sehr grobe Vorgehensweise. Ein genaueres Ergebnis erhielte man, wenn die Verkehrsstärke an einer Zählstelle mit dem Abstand bis zur nächsten auf derselben Autobahn multipliziert würde. Das wäre jedoch sehr aufwendig und der Nutzen einer genaueren Schätzung der Inlandsfahrleistung ist fragwürdig, wenn bedacht wird, welche anderen Faktoren die konkreten Zeitreihen bis zum Jahr 2050 beeinflussen. Es ist zu erwarten, dass Unsicherheiten, die durch Unkenntnis von strukturellen Veränderungen, demographischer Entwicklung, etc. auftreten, die durch unsere Vereinfachung gemachten Fehler deutlich überwiegen.

7.20 Fahrleistungsindikatoren

Für die Abschätzung des Güterverkehrsaufkommens mit den ausgewählten Indikatoren, ist eine Korrelation von Fahrzeugbestand und Wirtschaftsleistung mit dem Güterverkehr erforderlich. Begründen lässt sich dies mit der Annahme, dass die Wirtschaftsleistung einer Region eine Triebkraft für den dort stattfindenden Güterverkehr darstellt und Fahrzeuge primär an ihrem Meldeort eingesetzt werden. Ein solches Vorgehen lässt jedoch die Möglichkeit unbeachtet, dass der durch Wirtschaftsleistung hervorgerufene Verkehr auch überregional stattfinden kann und damit teilweise dem Verkehrsaufkommen anderer Regionen zugeschlagen werden müsste. Außerdem wurden nur die drei als güterverkehrsrelevant erachteten Sektoren *Produzierendes Gewerbe*, *Handel*, *Instandhaltung, Reparatur von Kraftfahrzeugen* und *Verkehr und Lagerei* ausgewählt. Wir schätzen den

Anteil anderer Sektoren am Güterverkehrsaufkommen zwar als gering ein, er könnte aber in Einzelfällen beachtenswert sein, bspw. durch Handwerker verursachter Verkehr, die i. d. R. dem Dienstleistungssektor zugerechnet werden.

Aus der Bestandsstatistik des KBA lässt sich zwar der Meldeort eines Fahrzeugs entnehmen, der aber nicht unbedingt seinem Einsatzort entspricht (bspw. Dienstwagenflotten, Paket- und Posttransport, Mietfahrzeuge). Man könnte versuchen, die Vorgehensweise durch das Hinzufügen weiterer geeigneter Indikatoren, wie z. B. Einwohnerzahlen zu verfeinern oder eine differenziertere Kombinationsmethodik finden.

Mit der beschriebenen Vorgehensweise wurden Inlandsfahrleistungen je Region und Lkw-Größenklasse in Millionen km ermittelt. Diese werden in den REMod-regional Modellrechnungen des Fraunhofer ISE verwendet, um die regionalen Energieverbräuche für den Schwerlastverkehr zu ermitteln.

7.21 Literaturverzeichnis

[Bundesanstalt für Straßenwesen 2020]

Automatische Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen. Online verfügbar unter https://www.bast.de/BAST_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Verkehrszaehlung.html?nn=1817946, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

[Hacker et al. 2020]

Hacker, Florian; Blanck, Ruth; Görz, Wolf; Bernecker, Tobias; Speiser, Jonas; Röckle, Felix et al. (2020): StratON: Bewertung und Einführungsstrategien für oberleitungsgebundene schwere Nutzfahrzeuge. Endbericht. Öko-Institut e. V.; Hochschule Heilbronn; Fraunhofer IAO; Intraplan Consult GmbH. Berlin.

[Kersten 2018]

Kersten, Konstantin (2018): Der Einfluss des vollautomatisierten Fahrens auf den Mobilitäts- und Energiebedarf in Deutschland. [Dissertation](#).

[Kraftfahrt-Bundesamt 2018]

Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken 2018. Online verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz1_2018_xls.html, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

[Statistisches Landesamt Baden-Württemberg 2020]

Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den Ländern der Bundesrepublik Deutschland 1991 bis 2019. Reihe 1, Länderergebnisse Band 1. Hg. v. Arbeitskreis "Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder" im Auftrag der Statistischen Ämter der 16 Bundesländer, des Statistischen Bundesamtes und des Bürgeramtes, Statistik und Wahlen, Frankfurt a. M. Statistische Ämter des Bundes und der Länder. Stuttgart. Online verfügbar unter <https://www.statistik-bw.de/VGRdL/tbls/?lang=de-DE>, zuletzt aktualisiert am 30.03.2020, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

[Sterchele et al. 2020]

Sterchele, Philip; Brandes, Julian; Heilig, Judith; Wrede, Daniel; Kost, Christoph; Schlegl, Thomas, Bett, Andreas; Henning, Hans-Martin (2020): Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer ISE. Freiburg im Breisgau. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>, zuletzt geprüft am 17.06.2020.

[Wietschel et al. 2017]

Wietschel, Martin; Gnann, Till; Kühn, André; Plötz, Patrick; Moll, Cornelius; Speth, Christoph et al. (2017): Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Studie im Rahmen der Wissenschaftlichen Beratung des BMVI zur Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Karlsruhe.

AP4 (2): Verkehr – zeitlich und regional hoch aufgelöste Nachfrageentwicklung/Fahrprofile (VW AG)

8 AP5: Szenariendefinition (alle)

Für die Energiesystemmodellierung wurden zwei Szenarien entwickelt. Das Szenario „Elektrifizierung“ und das Szenario „Erneuerbare Gase“. Im Szenario "Elektrifizierung" liegt der Fokus auf der verstärkten Nutzung elektrischer Energie. Es wird davon ausgegangen, dass 500 TWh an synthetischen Energieträgern importiert werden, um den Bedarf zu decken. Im Verkehrssektor wird eine vollständige Elektrifizierung von PKWs angenommen, während im LKW-Sektor 80% der Fahrzeuge batterieelektrisch (BEV) und 20% mit Brennstoffzellen angetrieben werden. Bei den Heizungstechnologien spielen Wärmepumpen eine zentrale Rolle, da sie mit 40% einen Großteil der Heizungsanwendungen abdecken und keine Gaskessel zum Einsatz kommen. Im Bereich der Prozesswärme wird eine direkte Stromnutzung von 40% angenommen.

Im Szenario "Erneuerbare Gase" liegt der Fokus hingegen auf der Nutzung von erneuerbaren Gasen. Der Import von synthetischen Energieträgern steigt auf 1000 TWh an. Im Verkehrssektor werden sowohl batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) als auch Fuel-Cell-Fahrzeuge verwendet, wobei der Anteil von BEVs bei 50% liegt. Bei LKWs kommen 50% Fuel-Cell-Fahrzeuge und 30% mit Verbrennungsmotoren zum Einsatz. Bei den Heizungstechnologien wird mindestens 20% der Anwendungen mit Gaskesseln und 20% mit Brennstoffzellen realisiert. In Bezug auf die Prozesswärme wird der Einsatz gasbasierter Technologien auf 50% angenommen.

Tabelle 19: Wesentliche Parameter für die Szenarien "Elektrifizierung" und "Erneuerbare Gase"

Parameter	Elektrifizierung	Grüne Gase
Import synthetische Energieträger (Anstieg auf Obergrenze in 2045)	500 TWh	1000 TWh
Mindestanteil BEV PKW	100%	50%
Mindestanteil Fuel Cell PKW	-	50%
Mindestanteil BEV LKW	80%	-
Mindestanteil Fuel Cell LKW	20%	50%
Mindestanteil ICE Fuel LKW	-	30%
Mindestanteil Wärmepumpen	40%	-
Mindestanteil Gaskessel	0%	20%
Mindestanteil Brennstoffzellen	-	20%
Prozesswärme	Mindestens 40% direkte Stromnutzung	Mindestens 50% gasbasierte Technologien

Diese Annahmen dienen als Grundlage für die weiteren Analysen und Simulationen des Energiesystems in den jeweiligen Szenarien. Sie ermöglichen es, die Auswirkungen unterschiedlicher Ansätze zur Elektrifizierung und Nutzung erneuerbarer Gase auf den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen zu bewerten.

Im Schwerlastverkehr wurden Oberleitungs-LKWs nicht berücksichtigt, da sich der Schwerpunkt der Industrie im Projektverlauf dahingehend verschoben hat, dass der Lastverkehr zu großen Teilen über batterieelektrisch betriebene LKW oder Wasserstoff-LKW betrieben wird. Diese Annahme beruht auf Erkenntnissen aus Abschnitt 7.

AP5: Szenariendefinition (alle)

9 AP6: Ökologische Bewertung der Szenarien (FhG ISE)

Ziel des Arbeitspaketes ist die Bewertung von indirekten Umweltwirkungen der Technologien, welche für die Transformation des Energiesystems notwendig sind. Indirekte Umweltwirkungen beinhalten dabei die Produktion und Entsorgung der Technologien sowie die Bereitstellung von Energieträgern. Im Vordergrund steht dabei hauptsächlich die Identifikation von Technologien, die einen hohen Anteil an den Umweltwirkungen haben. Die ökologische Bewertung erfolgt auf Basis einer Ökobilanz (engl. Life Cycle Assessment, LCA). Im Folgenden werden zunächst die Methodik (9.1), dann die Annahmen und Daten (9.2 und 9.3), und abschließend die Ergebnisse (9.4 und 9.5) vorgestellt.

9.1 Methodik

Für die ökologische Bewertung werden die folgenden beiden Umweltwirkungen betrachtet:

- Treibhausgasemissionen und
- Ressourcenbedarf für Metalle und Minerale.

Für die Bewertung der Treibhausgasemissionen werden alle Emissionen, die einen Beitrag zum Treibhausgaseffekt leisten, gewichtet. Dafür wird die Erwärmungswirkung über einen definierten Zeitraum im Vergleich zu CO₂ berechnet. Die Treibhausgasemissionen können so durch CO₂-Äquivalente zusammengefasst werden. Zur Bestimmung der Treibhausgasemission wird in diesem Projekt die Methode „Climate Change“ auf Basis des Environmental Footprints (EF 3.0) der EU genutzt.¹ Für die Bewertung des Ressourcenbedarfs für Metalle und Minerale wird die Methode „Resource use, mineral and metals“ auf Basis des Environmental Footprints (EF 3.0) der EU genutzt. Bei dieser Methode werden alle Metalle und Minerale anhand ihrer jährlichen Produktionsmenge und ihrem Vorkommen in der Erdkruste gewichtet. Als Bezugsgröße dient dabei das Element Antimon (Sb). Daher wird der Ressourcenbedarf in Sb-Äquivalente ausgedrückt.

Im Rahmen der ökologischen Bewertung werden zum einen die Umweltwirkungen für die Produktion und Entsorgung der relevanten Technologien für die Transformation des Energiesystems betrachtet. Zum anderen wird die Bereitstellung von Energieträgern analysiert. Diese Umweltwirkungen für die Produktion und Entsorgung sowie für die Bereitstellung von Energieträgern treten dabei auch in anderen Ländern als in Deutschland auf. Bei der ökologischen Bewertung wird angenommen, dass alle Umweltwirkungen für die Produktion und Entsorgung im Jahr der Installation anfallen. Es erfolgt keine Aufteilung nach Produktion und Entsorgung, da die Umweltwirkungen bei der Produktion typischerweise deutlich größer als bei der Entsorgung sind.

Für die Berechnung der Umweltwirkungen werden der jährliche Technologiezubau sowie die jährliche Energieträgerbereitstellung mit einer LCA-Datenbank verknüpft. Dafür ist eine Modellierung notwendig, die die Technologien aus REMod bzw. dem Ladeinfrastrukturmodell mit vorhandenen Prozessen aus einer LCA-Datenbank abbildet (Abbildung 95). Die Modellierung der Technologien wird auch Vordergrundsystem genannt. In 9.2 werden alle betrachteten Technologien aufgelistet. Die LCA-Datenbank wird auch Hintergrundsystem genannt. Die im Rahmen von diesem Projekt betrachteten Hintergrundsysteme werden in 9.3 beschrieben.

¹ European Platform on LCA | EPLCA: <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/EnvironmentalFootprint.html>; Data for EF 3.0: https://eplca.jrc.ec.europa.eu/LCDN/EF_archive.xhtml

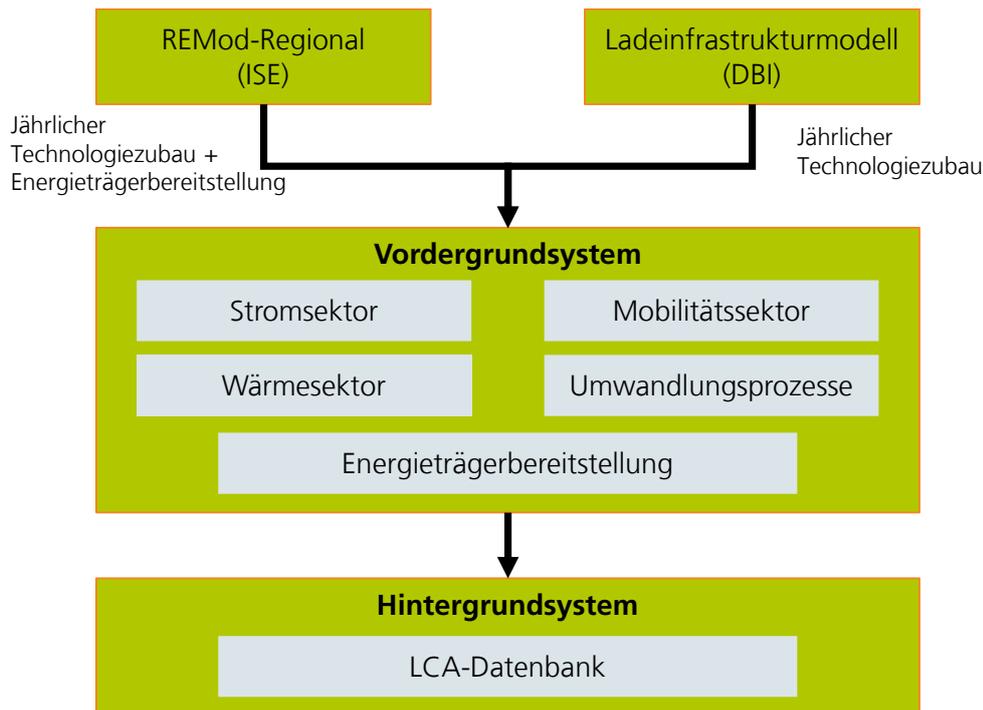


Abbildung 95: Verknüpfung der Daten aus REMod bzw. Ladeinfrastrukturmodell mit einer LCA-Datenbank (Hintergrundsystem) durch ein Vordergrundsystem.

9.2 Annahmen und Daten für Vordergrundsystem

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Annahmen zur Modellierung der betrachteten Technologien beschrieben. Im einfachsten Fall wird dabei eine Technologie aus REMod bzw. dem Ladeinfrastrukturmodell direkt durch einen Prozess aus einer LCA-Datenbank abgebildet. Teilweise sind mehrere Prozesse aus einer LCA-Datenbank notwendig, um eine Technologie aus REMod bzw. dem Ladeinfrastrukturmodell abzubilden. Die meisten betrachteten Prozesse sind in der LCA-Datenbank „ecoinvent v3.8“ verfügbar.¹ Einige Prozesse entstammen dem Tool „premise“.² Im Anhang (Abschnitt 9.4) sind alle betrachteten Technologien aufgeführt.

Für die meisten Technologien im Vordergrundsystem wird in allen betrachteten Jahren (2020, 2030, 2040 und 2045) die gleiche Herstellung angenommen. Dies bedeutet z.B., dass der Material- und Energiebedarf für die Herstellung einer Photovoltaik-Anlage sich nicht ändert. Einzige Ausnahme ist die Herstellung von Fahrzeugen (PKW und LKW). Bei den Fahrzeugen ändert sich z.B. die Energiedichte der Batterie und damit auch der Material- und Energiebedarf. Bei PKWs und LKWs werden nur die zusätzlichen Emissionen und Materialbedarfe im Vergleich zu einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor betrachtet, denn nur diese zusätzlichen Emissionen und Materialbedarfe sind bedingt durch die Transformation des Energiesystems.

¹ <https://ecoinvent.org/the-ecoinvent-database/data-releases/ecoinvent-3-8/>

² PRospective EnvironMental Impact asSEssment (premise): <https://premise.readthedocs.io/en/latest/>; Data for processes: https://github.com/polca/premise/tree/master/premise/data/additional_inventories

9.3 Annahmen und Daten für Hintergrundsystem

Bei der ökologischen Bewertung wird der zukünftig steigende Anteil von erneuerbaren Energien im Hintergrundsystem berücksichtigt. Dies bedeutet z.B., dass für den Strommix, der bei den Produktionsprozessen genutzt wird, der Anteil an erneuerbaren Energien von 2020 bis 2045 erhöht wird. Auch für die Stahlproduktion werden z.B. Änderungen berücksichtigt. Die dafür notwendigen Daten stammen aus dem Tool „premise“. Das Tool „premise“ nutzt Integrated Assessment Models, um verschiedene Szenarien abzubilden.¹ Für dieses Projekt wird das Szenario „SSP2-PkBudg500“ (Temperaturanstieg bis 2100: ~1,5 °C) berücksichtigt. Mit diesem Szenario werden 4 verschiedene Hintergrundsysteme für die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 erstellt.

Zusätzlich wird für 2045 ein Hintergrundsystem betrachtet, in dem alle Herstellungsprozesse zu etwa 95% auf erneuerbarem Strom basieren (Szenario 95%EE). In diesem Szenario wird z.B. Stahl aus erneuerbarem Wasserstoff hergestellt und Chemikalien werden hauptsächlich aus CO₂ und erneuerbarem Wasserstoff hergestellt. Wärme wird durch Methan aus CO₂ und Wasserstoff bereitgestellt.²

In Abbildung 96 ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen für 4 Prozesse in den verschiedenen Hintergrundsystemen (2020, 2030, 2040, 2045 und 95%EE) dargestellt. Die Hintergrundsysteme auf Basis des Tools „premise“ erzielen vor allem beim Strommix deutliche Reduktionen. Bei Methanol liegt die maximale Einsparung jedoch bei 15%. Im Hintergrundsystem 95%EE liegt die Einsparung bei allen Prozessen bei mindestens 95%. Die Herstellung von Methanol hat in diesem Fall sogar negative Treibhausgasemissionen, da es aus CO₂ aus der Luft hergestellt wird. Das CO₂ wird erst am Ende des Lebenszyklus von Methanol wieder freigesetzt.

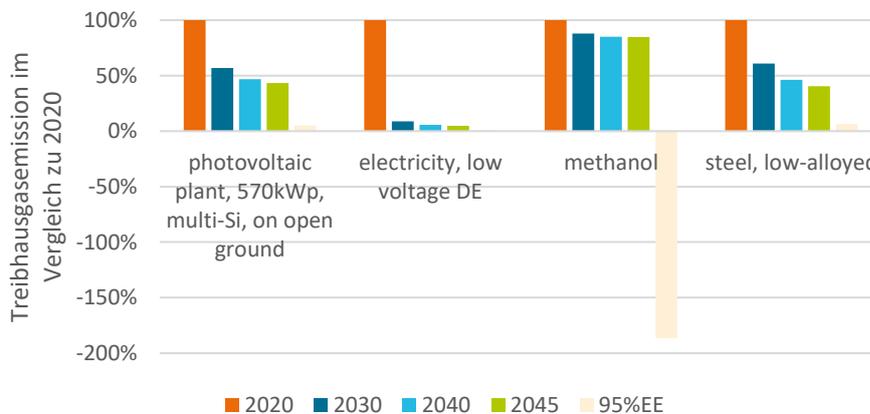


Abbildung 96: Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 2020 für 4 verschiedene Prozesse

9.4 Treibhausgasemissionen

Abbildung 97 zeigt die Treibhausgasemissionen für die Technologien, die für die Transformation des Energiesystems notwendig sind, sowie für die Bereitstellung der Energieträger. Mit Ausnahme vom Jahr 2030 sind die Treibhausgasemissionen der beiden Szenarien (Elektrifizierung und Erneuerbare Gas) sehr ähnlich. Im Jahr 2030 sind die Treibhausgasemissionen für das Szenario Elektrifizierung höher als für das Szenario

¹ PRospective EnvironMental Impact asSEssment (premise): <https://premise.readthedocs.io/en/latest/>

² Publikation in Vorbereitung: Sternberg et al. 2023, Prospective life cycle assessment for passenger vehicles based on a renewable electricity scenario

Erneuerbare Gase, weil es einen Nachholbedarf beim Einsatz von batterieelektrischen LKWs gibt. Im Szenario Erneuerbare Gase wird bereits vor 2030 ein großer Anteil an batterieelektrischen LKWs genutzt. In allen Jahren werden die Treibhausgasemissionen vom Mobilitätssektor, der Bereitstellung der Energieträger sowie vom Stromsektor dominiert. Für den Mobilitätssektor sind nur die zusätzlichen Treibhausgasemissionen im Vergleich zu einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor berücksichtigt. Dies ist auch der Grund, warum die Treibhausgasemissionen des Mobilitätssektors im Jahr 2020 fast null sind.

Im Referenzszenario (2020, Elektrifizierung) liegen die Treibhausgasemissionen der Technologien bei etwa 93 Mt CO₂. Im Vergleich dazu liegen die Treibhausgasemissionen durch die direkten CO₂-Emissionen aus REMod (Verbrennung von fossilen Rohstoffen) bei etwa 655 Mt CO₂.

Im Jahr 2030 liegen die Treibhausgasemissionen der Technologien zwischen 133 und 171 Mt CO₂ (Szenario Erneuerbare Gase bzw. Elektrifizierung) und die direkten CO₂ Emissionen in REMod zwischen 354 und 366 Mt CO₂.

Vom Jahr 2030 zum Jahr 2040 sinken die Treibhausgasemissionen der Technologien auf etwa 115 Mt CO₂. Dies liegt hauptsächlich daran, dass das gesamte Energiesystem weniger Treibhausgasemissionen verursacht und damit auch die Herstellung von Technologien, die für die Transformation des Energiesystems relevant sind. Die direkten CO₂ Emissionen aus REMod liegen im Jahr 2040 zwischen 3 und 56 Mt CO₂ (Szenario Erneuerbare Gase bzw. Elektrifizierung).

Vom Jahr 2040 zum Jahr 2045 sinken die Treibhausgasemissionen der Technologien kaum noch. Die Hauptursache hierfür ist, dass im Hintergrundsystem keine weitere signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen berücksichtigt wird.

Welches Potenzial zur Reduktion der Treibhausgasemissionen noch möglich ist, zeigen die Szenarien, die auf über 95% erneuerbarem Strom basieren (95%EE). In diesen Szenarien liegen die Treibhausgasemissionen der Technologien bei etwa 20 Mt CO₂.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Transformation des Energiesystems teilweise zu einer Verlagerung der Treibhausgasemissionen von der Nutzungsphase in die Herstellungsphase führen wird. Im Jahr 2020 sind die direkten CO₂ Emissionen etwa 7-mal so hoch wie die Treibhausgasemissionen der Technologien. Im Jahr 2030 liegt dieser Faktor nur noch zwischen 2,1 und 2,7. Ab dem Jahr 2040 sind die Treibhausgasemissionen der Technologien sogar höher als die direkten CO₂ Emissionen.

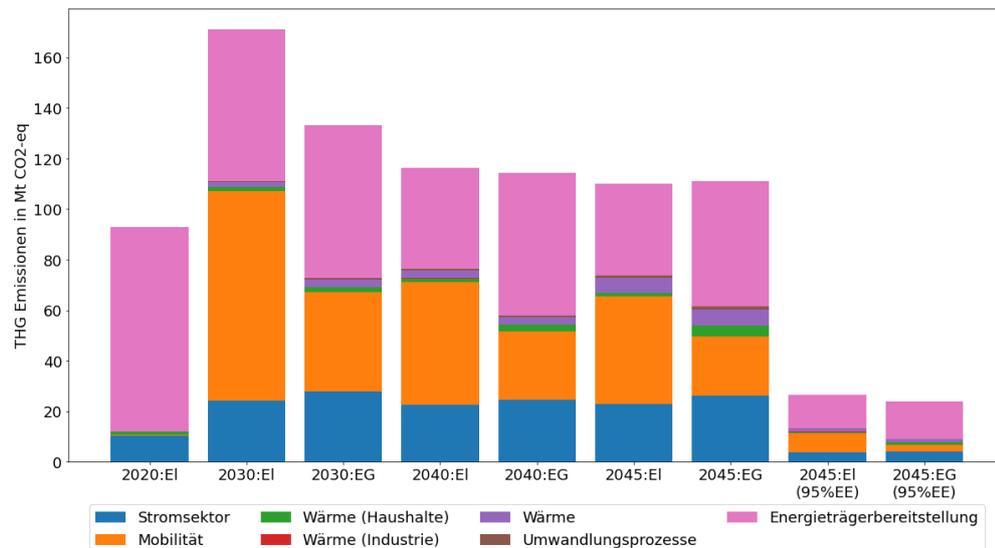


Abbildung 97: Treibhausgasemissionen für die Herstellung und Entsorgung der Technologien die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden sowie für die Bereitstellung der Energieträger. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

Für die 3 dominierenden Sektoren sind im Folgenden die Treibhausgasemissionen nach einzelnen Technologien aufgeschlüsselt (Mobilität: Abbildung 98, Energieträgerbereitstellung: Abbildung 99, Stromsektor: Abbildung 100).

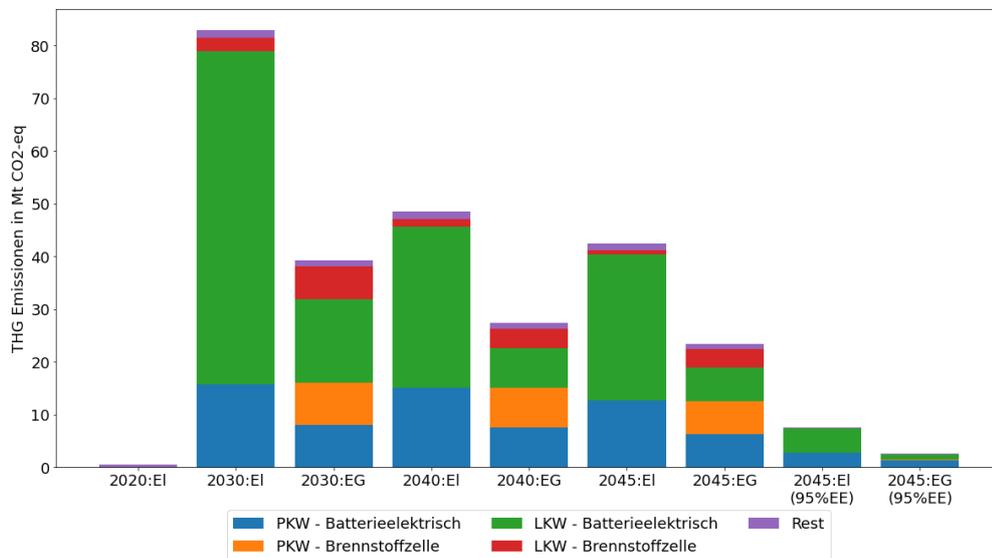


Abbildung 98: Treibhausgasemissionen für die Herstellung und Entsorgung der Technologien des Mobilitätssektors die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

Im Szenario Elektrifizierung werden die Treibhausgasemissionen im Mobilitätssektor hauptsächlich durch batterieelektrische LKW und PKW verursacht. Im Szenario Erneuerbare Gase führen auch die LKW und PKW mit Brennstoffzellen zu relevanten Emissionen.

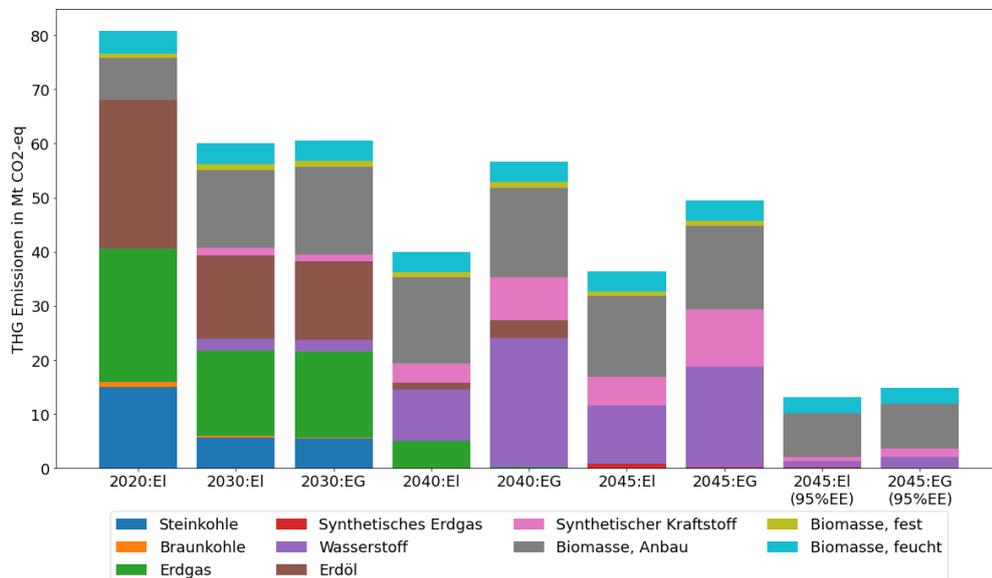


Abbildung 99: Treibhausgasemissionen für die Bereitstellung der Energieträger die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 verbraucht werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

In den Jahren 2020 und 2030 werden die Treibhausgasemission für die Bereitstellung der Energieträger hauptsächlich durch fossile Energieträger verursacht. Ab dem Jahr

2040 sind vor allem die synthetischen Energieträger für die Treibhausgasemissionen verantwortlich.

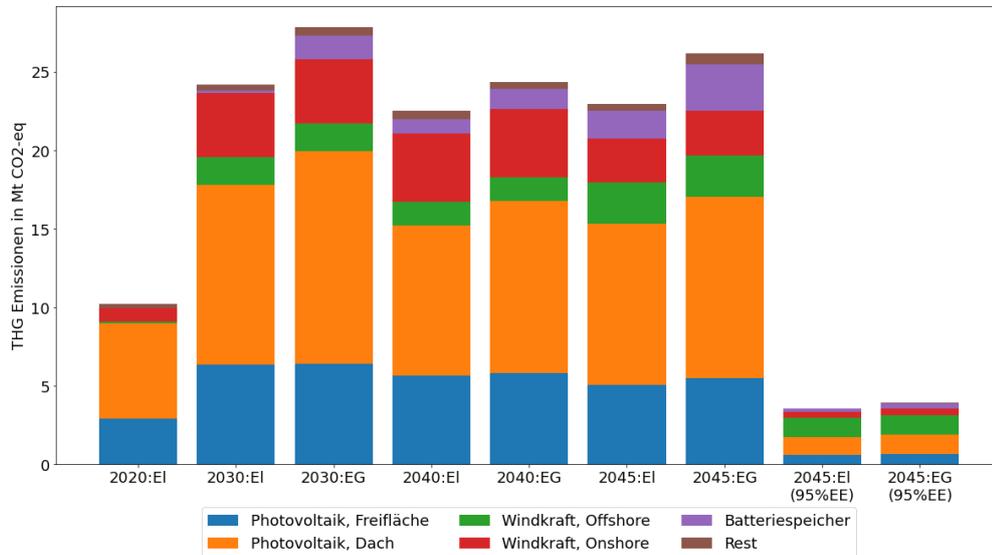


Abbildung 100: Treibhausgasemissionen für die Herstellung und Entsorgung der Technologien des Stromsektors die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

In allen Szenarien werden die Treibhausgasemissionen des Stromsektors hauptsächlich durch Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen verursacht.

9.5 Ressourcenbedarf für Metalle und Minerale

Abbildung 99 zeigt den Materialbedarf für die Technologien, die für eine Transformation des Energiesystems notwendig sind, sowie für die Bereitstellung der Energieträger. Es zeigt sich deutlich, dass die Transformation des Energiesystems zu einem stark steigenden Materialbedarf führen wird. Der Materialbedarf wird hauptsächlich durch drei Sektoren dominiert: Mobilität, Strom und Energieträgerbereitstellung. Für den Mobilitätssektor sind nur die zusätzlichen Materialbedarfe im Vergleich zu einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor berücksichtigt.

Das Szenario Elektrifizierung hat jeweils einen höheren Materialbedarf als das Szenario Erneuerbare Gase. Insbesondere der Materialbedarf für den Mobilitätssektor ist im Szenario Elektrifizierung deutlich größer als im Szenario Erneuerbare Gase. Dafür ist im Szenario Erneuerbare Gase der Materialbedarf im Stromsektor leicht höher und für die Energieträgerbereitstellung deutlich höher.

Im Referenzszenario (2020, Elektrifizierung) liegt der Materialbedarf bei 1,6 kt Sb-eq. Im Jahr 2030 liegt der Materialbedarf schon bei 18 bis 34 kt Sb-eq (Szenario Erneuerbare Gase bzw. Elektrifizierung).

Im Jahr 2040 nähern sich die Materialbedarfe der beiden Szenarien an. Im Szenario Elektrifizierung werden etwa 29 kt Sb-eq benötigt und im Szenario Erneuerbare Gase etwa 23 kt Sb-eq.

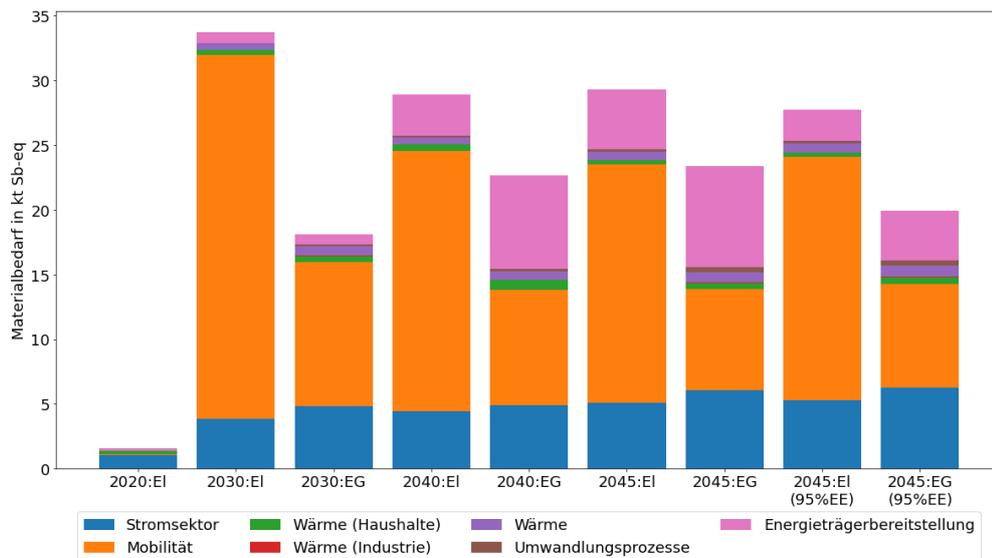


Abbildung 101: Materialbedarf für die Herstellung und Entsorgung der Technologien, die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden, sowie für die Bereitstellung der Energieträger. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

Für die 3 dominierenden Sektoren sind im Folgenden die Materialbedarfe nach einzelnen Technologien aufgeschlüsselt (Mobilität: Abbildung 102, Energieträgerbereitstellung: Abbildung 103, Stromsektor: Abbildung 104).

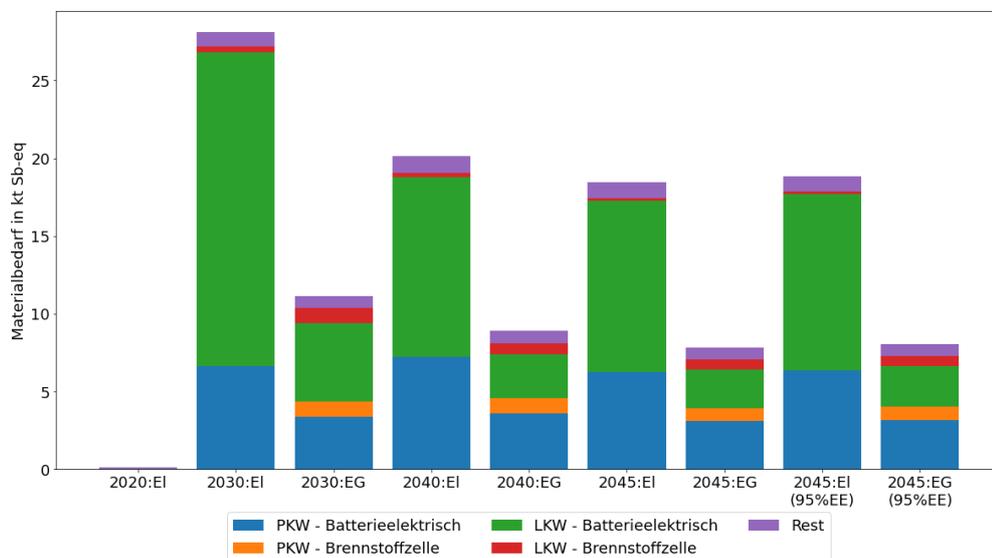


Abbildung 102: Materialbedarf für die Herstellung und Entsorgung der Technologien des Mobilitätssektors die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

In allen Szenarien werden die Materialbedarfe im Mobilitätssektor hauptsächlich durch batterieelektrische LKW und PKW verursacht.

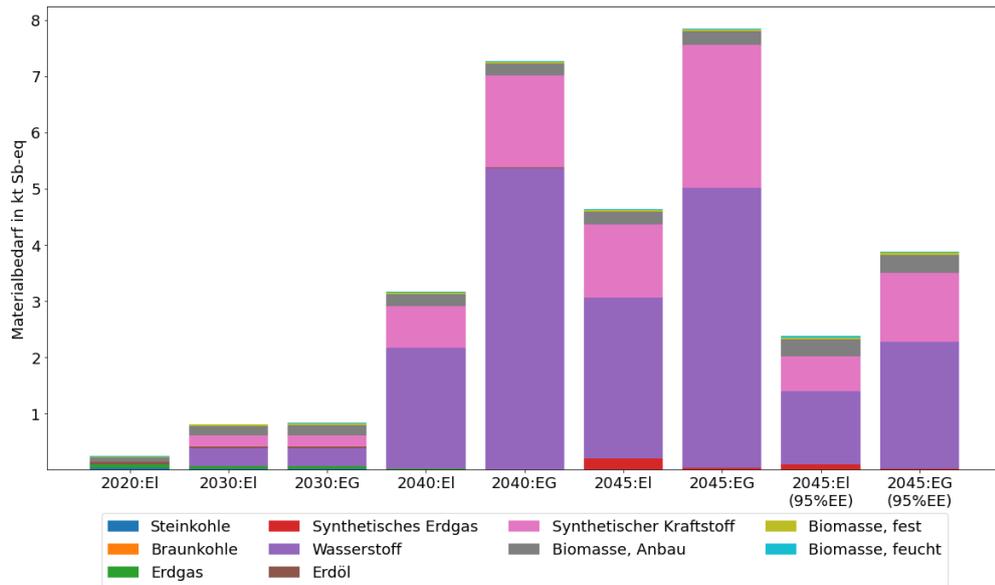


Abbildung 103: Materialbedarf für die Bereitstellung der Energieträger die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 verbraucht werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

Die Materialbedarfe für die Bereitstellung der Energieträger steigen ab dem Jahr 2040 deutlich an und werden hauptsächlich durch Wasserstoff und synthetischen Kraftstoff verursacht.

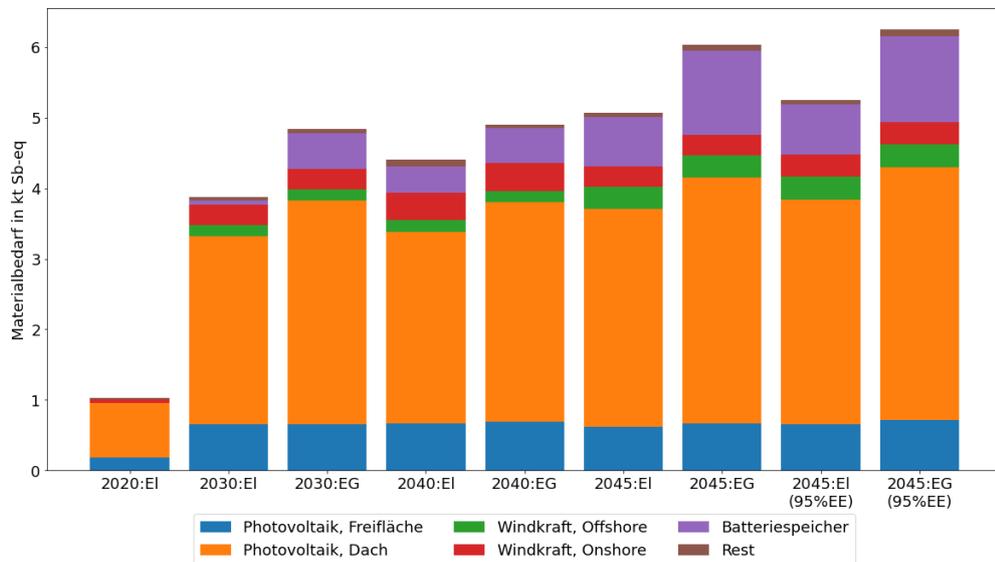


Abbildung 104: Materialbedarf für die Herstellung und Entsorgung der Technologien des Stromsektors die in den Jahre 2020, 2030, 2040 und 2045 installiert werden. EI – Szenario Elektrifizierung, EG – Szenario Erneuerbare Gase; 95%EE – Hintergrundsystem basiert zu über 95% auf erneuerbarem Strom

Die Materialbedarfe im Stromsektor werden hauptsächlich durch Photovoltaikanlagen verursacht.

Bei der Interpretation der Treibhausgasemissionen und der Materialbedarfe muss berücksichtigt werden, dass insbesondere die absoluten Zahlen eine hohe Ungenauigkeit haben. Der Grund dafür ist, dass viele Technologien nur durch einen einzigen Datensatz

abgebildet werden. So ist für PKWs z.B. nur eine Mittelklasse berücksichtigt. Außerdem ist die Vorhersage, wie sich das Hintergrundsystem entwickelt, mit Unsicherheiten verbunden. Für die vergleichende Bewertung (z.B. Vergleich der Szenarien) ist die Unsicherheit deutlich geringer.

AP6: Ökologische Bewertung der Szenarien (FhG ISE)

.....

1 0 AP7: Bewertung des Infrastrukturbedarfes (FhG ISE, DBI)

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung dargestellt. Die Grundlage dafür bildet zunächst die Modellierung des Gesamtsystems mit REMod. Zunächst werden die Ergebnisse aller Sektoren präsentiert. Anschließend wird auf die Ergebnisse der Infrastrukturmodellierung eingegangen. Schließlich werden die Ergebnisse der Infrastrukturmodellierung genauer beschrieben, die auf den REMod-Ergebnissen aufbauen.

10.1 Auswerteroutinen

Im Rahmen des Projekts wurde die Ausgabe des Modells REMod auf das IAMC-Datenformat umgestellt und für die Auswertung wird das OpenSource Paket pyam genutzt (Huppmann u. a. 2021). Durch die Kombination aus IAMC-Datenformat und pyam-package ist eine flexible und automatisierte Auswertung möglich.

Das IAMC-Datenformat dient dazu, Daten aus Integrated Assessment Modellen sowie Makro-Energiesystemmodellen zu analysieren. Es wurde vom Integrated Assessment Modeling Consortium (IAMC) entwickelt und unter anderem in den Berichten des Weltklimarats (IPCC) sowie in den Projekten Ariadne und OpenEntrance genutzt. Zentral in dem IAMC-Datenformat ist die Definition einer semi-hierarchischen Variablenstruktur, in der die Variablen über pipe-Charaktere getrennt sind. Um das Format mit dem Modell REMod nutzbar zu machen, wurde das im Ariadne-Projekt entwickelte Variablen-template auf das Modell angepasst und entsprechend erweitert.

Zur Auswertung von Daten, die im IAMC-Datenformat vorliegen, wird das python-package pyam genutzt. Zum einen wurde das pyam-package um Berechnungsfunktionen erweitert und die Performance verbessert. Diese Entwicklungen stehen der gesamten Wissenschaftscommunity zur Verfügung, da sie direkt in das OpenSource-Paket pyam eingeflossen sind. Zum anderen wurde unter Nutzung des Pakets eine auf das Modell angepasste Auswerteroutine entwickelt, die automatisiert verschiedene Regionen und Szenarien miteinander vergleichen und grafisch darstellen kann.

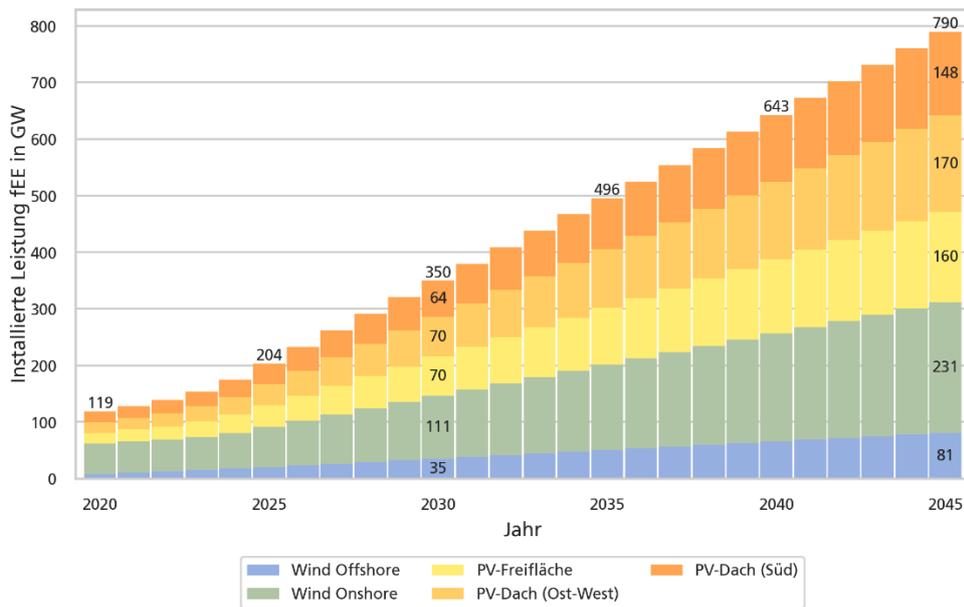
10.2 Ergebnisse REMod-regional

Im nachfolgenden Kapitel werden die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung dargestellt. Es ist zu beachten, dass die dargestellten Ergebnisse den Projektfortschritt darstellen und aus wissenschaftlicher Sicht den Einfluss der Regionalisierung sowie der Schritt für Schritt-Implementierung von Infrastrukturen auf die Ergebnisse des Energiesystemmodells REMod beleuchten. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, insbesondere wenn Empfehlungen für die Politik abgeleitet werden sollen. Qualitative Aussagen über die Transformation einzelner Bundesländer werden in nachfolgenden Veröffentlichungen getroffen (Siehe hierzu Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Hierbei wird zum einen der Fokus daraufgelegt, welche Auswirkungen die Berücksichtigung von Infrastrukturen in einem sektorkoppelten Modell haben. So werden zunächst die zwei Szenarien Elektrifizierung und Grüne Gase unter Berücksichtigung eines Ausbaus der elektrischen Übertragungsleitungen, jedoch ohne eine Wasserstoffinfrastruktur, miteinander verglichen. Hierbei werden vor allem die Unterschiede der Szenarien untereinander, sowie die regionalen Unterschiede innerhalb der Szenarien untersucht. Im zweiten Schritt wird anhand des Szenarios Elektrifizierung untersucht, welchen Einfluss der zusätzliche Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur zur bundesländerübergreifenden Übertragung von Wasserstoff hat.

AP7: Bewertung des
Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
DBI)

Elektrifizierungsszenario



Photovoltaik



Windenergie

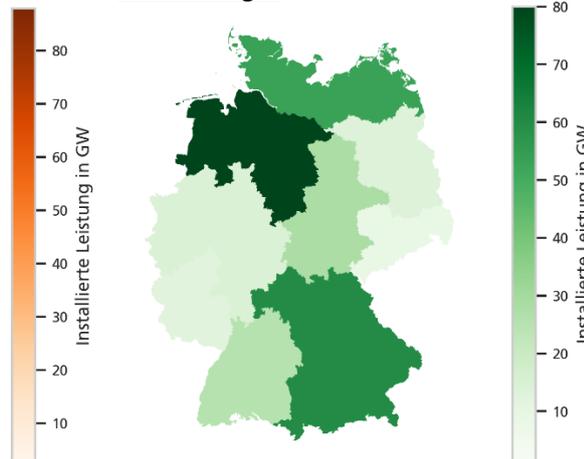


Abbildung 105: Installierte Leistung [GW] Windenergie und Photovoltaik im Szenario Elektrifizierung. Dargestellt ist der jahresscharfe Ausbaupfad (oben) und einmal die Verteilung im Jahr 2045 von Photovoltaik (unten links) und der Windenergie (unten rechts).

In Abbildung 105 ist die installierte Leistung von Photovoltaik und Windenergie in dem Szenario Elektrifizierung einmal als kumulierte Transformationspfade für Deutschland und einmal für alle Regionen im Zieljahr 2045 dargestellt. In fast allen Bundesländern werden die Ausbaugrenzen für Windenergie und Photovoltaik nahezu erreicht, wobei Deutschland insgesamt eine installierte Leistung von etwa 790 GW an erneuerbaren Energien aufweist. Insbesondere in den nördlichen Bundesländern ist ein starker Ausbau der Windenergie mit einer installierten Leistung von etwa 130 GW in 2045 erforderlich, um den Strombedarf zu decken. Ebenfalls stark ausgebaut wird die Windenergie mit 86 GW in den südlichen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg. Der größte Ausbau der Photovoltaik findet in Bayern und Nordrhein-Westfalen statt, mit geschätzten installierten Leistungen von jeweils 80-90 GW. Allerdings ist auch in Baden-Württemberg und Niedersachsen ein signifikanter Ausbau der PV zu verzeichnen.

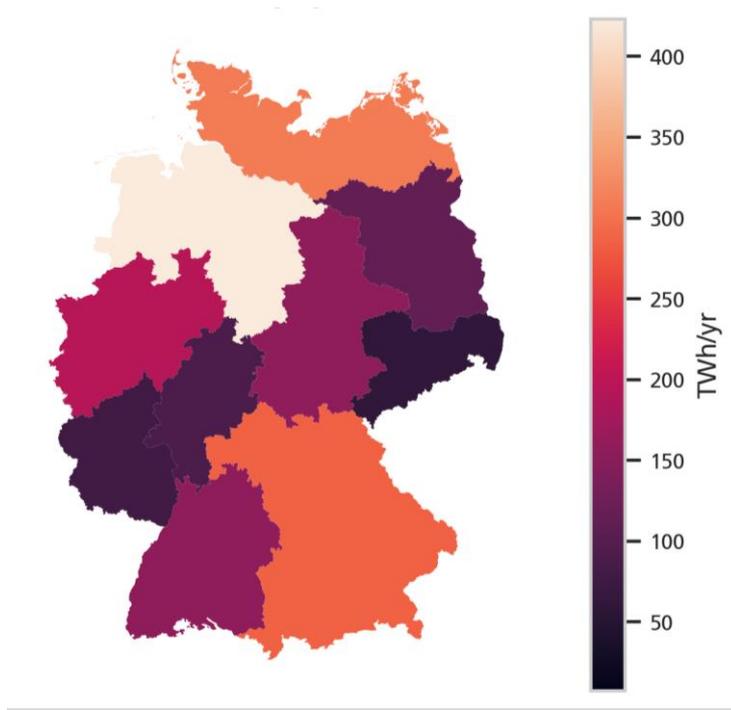


Abbildung 106: Ertrag fluktuierender Erneuerbarer Energien im Jahr 2045 nach Modellregionen für das Szenario Elektrifizierung [TWh_{el}]

Wie in Abbildung 106 ersichtlich, sind die Region Niedersachsen mit 420 TWh und die Region Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern und Hamburg mit 310 TWh die größten Stromerzeuger Deutschlands. Dies ist hauptsächlich in ihrer umfangreichen installierten Kapazität aus Windenergie sowohl Onshore als auch Offshore begründet. Bayern belegt mit einer Gesamtstromerzeugung von 285 TWh den dritten Platz, wobei sowohl die Photovoltaik als auch die Windenergie eine bedeutende Rolle spielen.

Aufgrund der geografischen Lage weist der Norden Deutschlands einen höheren Windenergieertrag auf, während im Süden Deutschlands der Ertrag der Photovoltaik höher ist. Trotz des geringeren Ertrags im Süden ist der Ausbau der Windenergie dort notwendig, da das Potenzial im Norden nicht ausreicht, um den steigenden Strombedarf in ganz Deutschland zu decken.

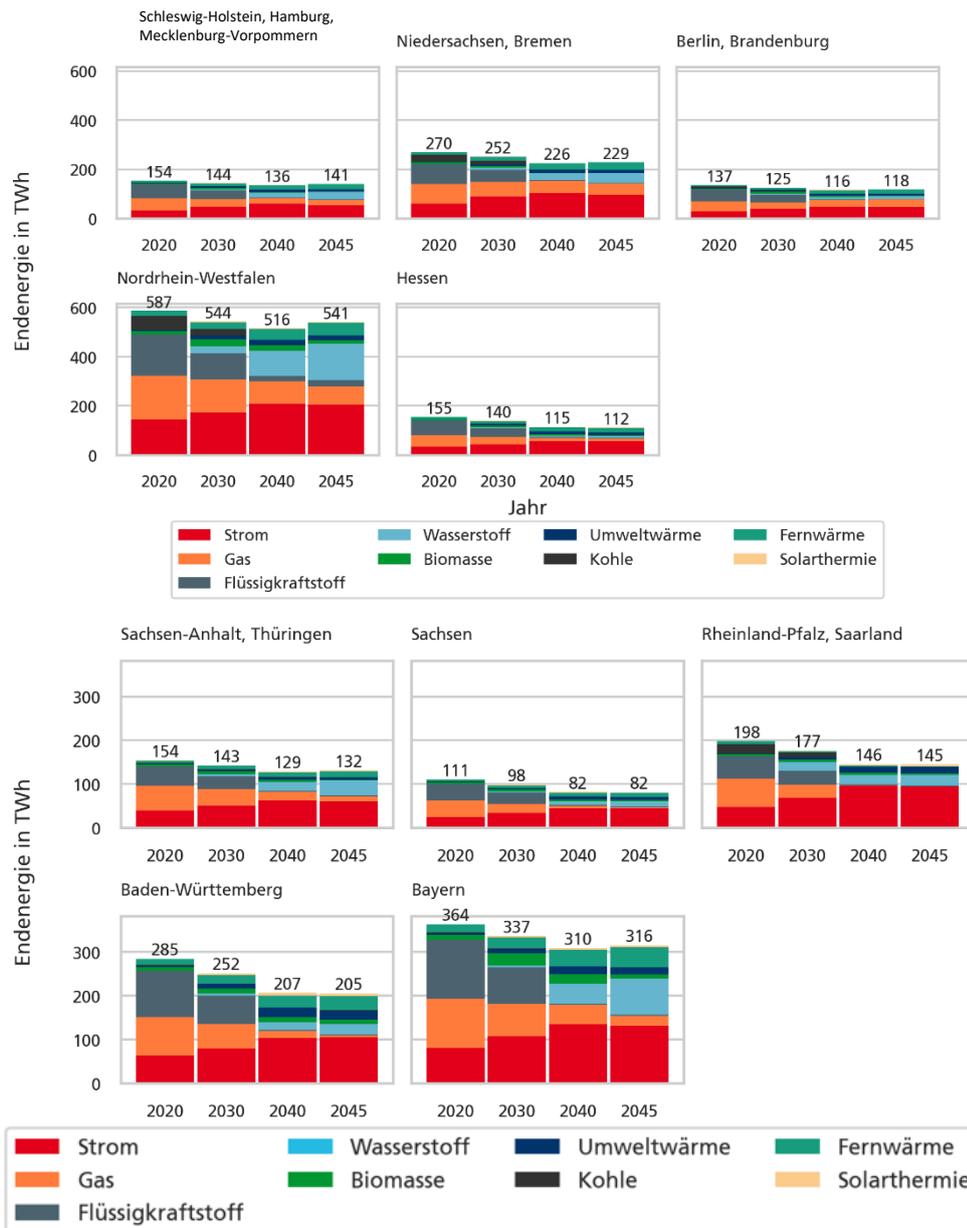


Abbildung 107: Entwicklung der Endenergienachfrage in den einzelnen Modellregionen für das Szenario Elektrifizierung [TWh]

Wie in Abbildung 107 zu sehen, entfällt etwa 25% der Endenergienachfrage in Deutschland auf Nordrhein-Westfalen, während weitere 37% auf die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Baden-Württemberg und Bayern entfallen. Während die Endenergienachfrage insgesamt in Deutschland bis zum Jahr 2045 leicht zurück geht, bleibt diese in Bundesländern mit einer hohen Industriedichte aufgrund des Bedarfs an synthetischen Energieträgern weitgehend stabil.

Insgesamt ist jedoch ein Rückgang der Endenergienachfrage zu verzeichnen, wobei dieser Rückgang regional unterschiedlich ausgeprägt ist. Ein Grund dafür ist, dass einzelne Technologien immer energieeffizienter werden und dass von weniger effizienten auf effizientere Technologien gewechselt wird.

Unabhängig von den regionalen Unterschieden zeigt sich ein Anstieg des Elektrifizierungsgrades in allen Bundesländern. Dies bedeutet, dass ein größerer Anteil der Endenergienachfrage durch elektrische Energie gedeckt wird, was auf den verstärkten Einsatz von Elektromobilität, elektrischen Wärme- und Kälteanlagen sowie anderen elektrischen Verbrauchern zurückzuführen ist.

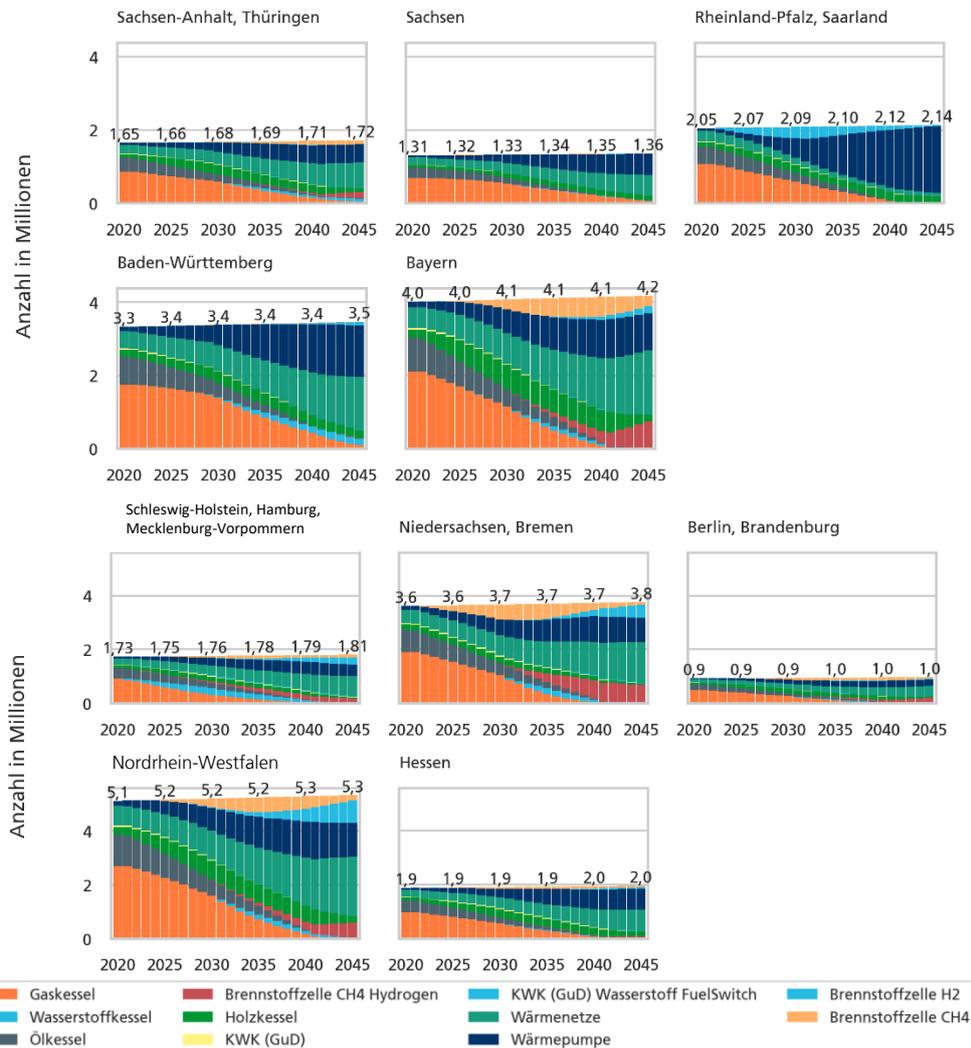


Abbildung 108: Transformationspfade des Gebäudesektors für die einzelnen Modellregionen im Szenario Elektrifizierung

Abbildung 108 zeigt die Transformation der Heizungstechnologien in den einzelnen Regionen auf. In allen Bundesländern sind Wärmepumpen im Jahr 2045 als effiziente Heizungs- und Kühlsysteme weit verbreitet. Der Einsatz von Wärmepumpen trägt zur Reduzierung des Energieverbrauchs und der Treibhausgasemissionen im Wärmesektor bei.

In größeren Bundesländern wird verstärkt der Ausbau von Wärmenetzen vorangetrieben. Wärmenetze ermöglichen eine effiziente Verteilung von Wärmeenergie in städtischen Gebieten und tragen zur Nutzung von Abwärme-Quellen und erneuerbaren Energien

bei. Daher werden diese vor allem in Bundesländern mit großen Ballungszentren intensiv ausgebaut.

AP7: Bewertung des
Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
DBI)

Aufgrund des Verbots von Gaskesseln gemäß der 65%-Regel¹, die besagt, dass der Heizenergiebedarf zu mindestens 65% durch erneuerbare Energien gedeckt werden muss, werden in Regionen mit begrenztem Stromangebot Brennstoffzellen verstärkt eingesetzt.

Die Betrachtung lokaler Infrastrukturen, insbesondere Wasserstoffinfrastrukturen, kann den Ausbau von Brennstoffzellen beeinflussen. Die Verfügbarkeit von Wasserstoff als Brennstoff und die Entwicklung einer geeigneten Infrastruktur für seine Produktion, Speicherung und Verteilung sind wichtige Faktoren für den Einsatz von Brennstoffzellen in verschiedenen Regionen. Da diese Faktoren in dem Modell nicht berücksichtigt werden, kann dies dazu führen, dass der Einsatz von Brennstoffzellen überschätzt wird.

¹ Anmerkung: auf Grund der unklaren politischen Rahmenbedingungen, wurde die 65% Regel im Rahmen des Projektes eher konservativ ausgelegt. Dies bedeutet, dass Öl- und Gaskessel vom Modell im Elektrifizierungsszenario nur in sehr begrenztem Umfang installiert werden können.

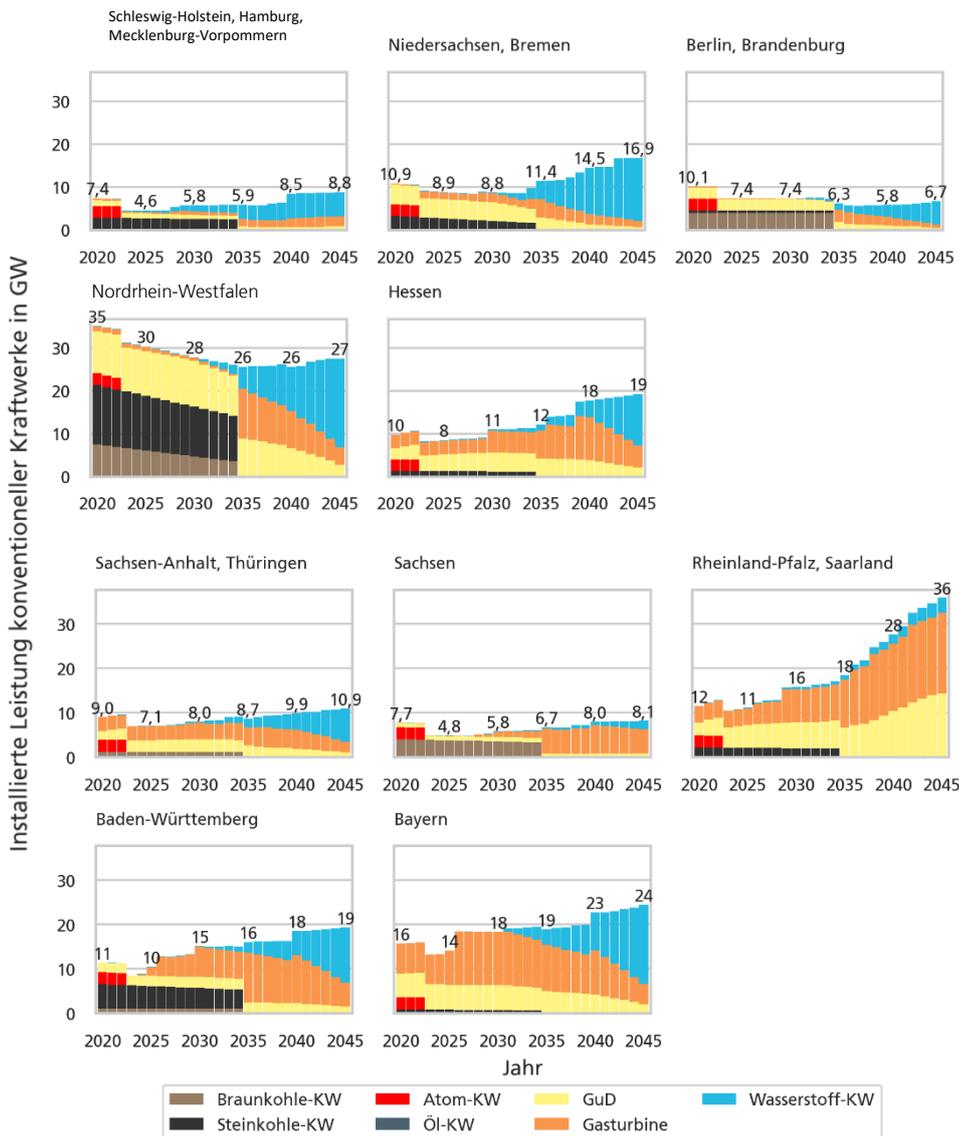


Abbildung 109: Installierte Kapazität konventioneller Stromerzeugungstechnologien in den Modellregionen [GW]

Es erfolgt ein insgesamt starker Ausbau von flexiblen Gasturbinen auf 180 GW_{el} in Deutschland, die bis 2045 hauptsächlich mit Wasserstoff betrieben werden (Abbildung 109). Diese Technologie ermöglicht eine flexible Stromerzeugung und kann den Bedarf an Spitzenlastabdeckung und Netzstabilität unterstützen. Im Rahmen des Kohleausstiegsplans wird Deutschland bis zum Jahr 2035 vollständig aus der Kohleverstromung aussteigen. Am deutlichsten wird dies in der Region Nordrhein-Westfalen, jedoch muss auch in anderen Regionen ein Zubau flexibler gasbetriebener Kraftwerke stattfinden, um dies auszugleichen.

In Regionen mit geringerer Nachfrage ist ein geringerer Ausbau von flexiblen Technologien erforderlich. Das betrifft insbesondere die Bundesländer Brandenburg/Berlin, Sachsen, Sachsen-Anhalt/Thüringen.

Die zugebaute Kapazität flexibler Kraftwerke wird ab dem Jahr 2030 mit einem zunehmenden Anteil Wasserstoff im System teilweise von Gas- auf Wasserstoffbetrieb umgestellt. Der Anteil Wasserstoff im System variiert von Bundesland zu Bundesland und hängt damit zusammen, wie viel Wasserstoff importiert werden muss, um den Bedarf zu

decken. So müssen beispielsweise Nordrhein-Westfalen, Bayern oder Baden-Württemberg auf Grund der großen Industrien vergleichsweise viel Wasserstoff importieren, was dazu führt, dass hier viel Wasserstoff im System ist und ein großer Anteil flexibler Kraftwerke auf Wasserstoff umgestellt wird.

AP7: Bewertung des
 Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
 DBI)

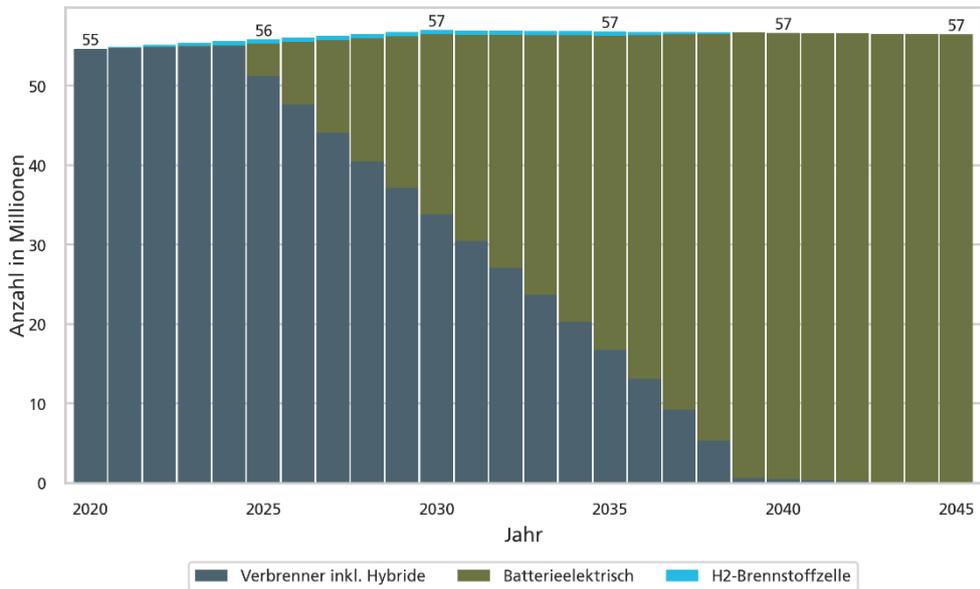


Abbildung 110: Technologieentwicklung im Motorisierten Individualverkehr für Deutschland im Szenario Elektrifizierung [Mio. Fahrzeuge]

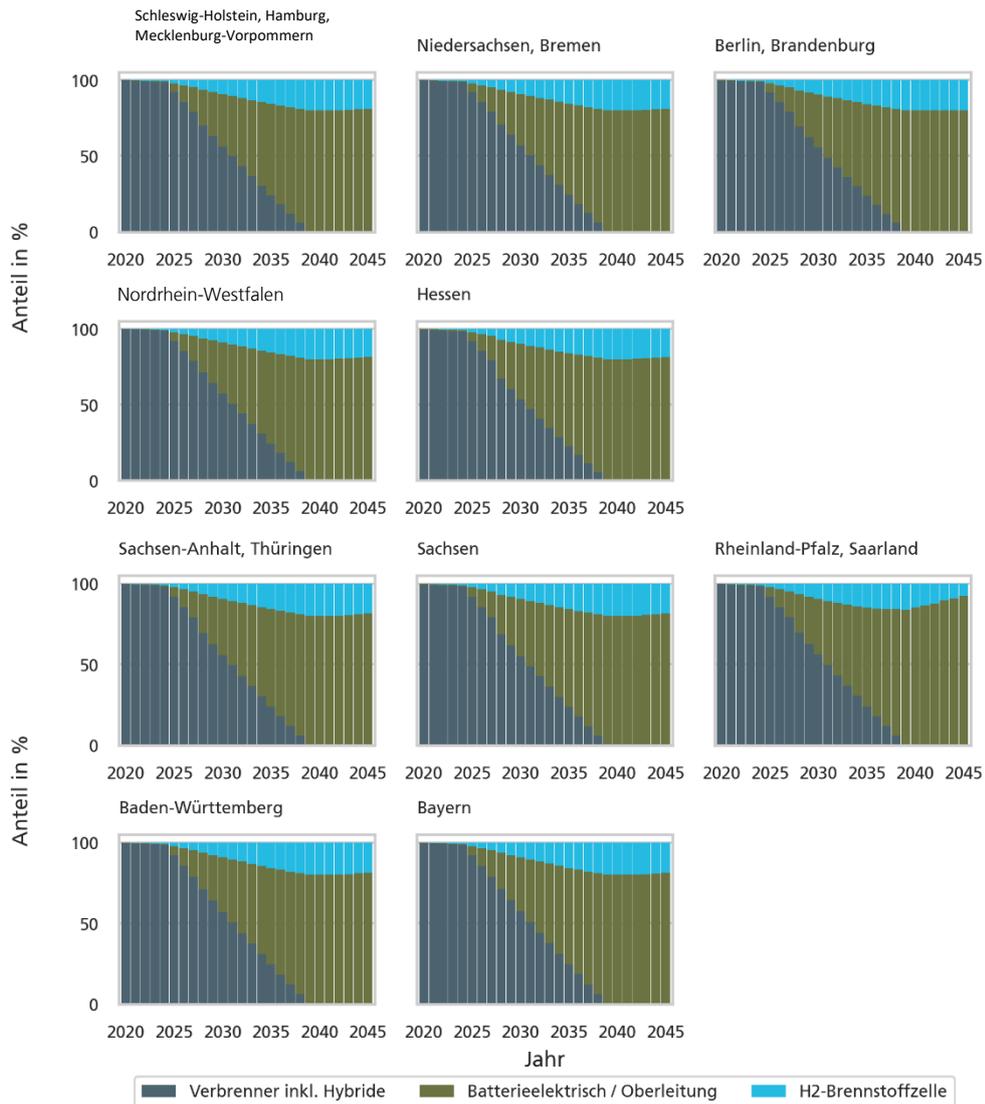


Abbildung 111: Technologieentwicklung im Lastverkehr für die einzelnen Regionen im Szenario Elektrifizierung [Mio. Fahrzeuge]

Im Verkehrssektor wird eine fest vorgegebene Parametrierung umgesetzt. Der motorisierte Individualverkehr ist gemäß dieser Parametrierung vollständig elektrifiziert. Da sich die Regionen hier nicht unterscheiden, ist hier in Abbildung 110 nur das deutsche Ergebnis dargestellt.

Im Lastverkehr werden in allen Regionen der Parametrierung folgend Fuel-Cell-LKWs zu etwa 20% eingesetzt (Abbildung 111). Die verbleibenden 80% des Lastverkehrs werden ebenfalls elektrifiziert.

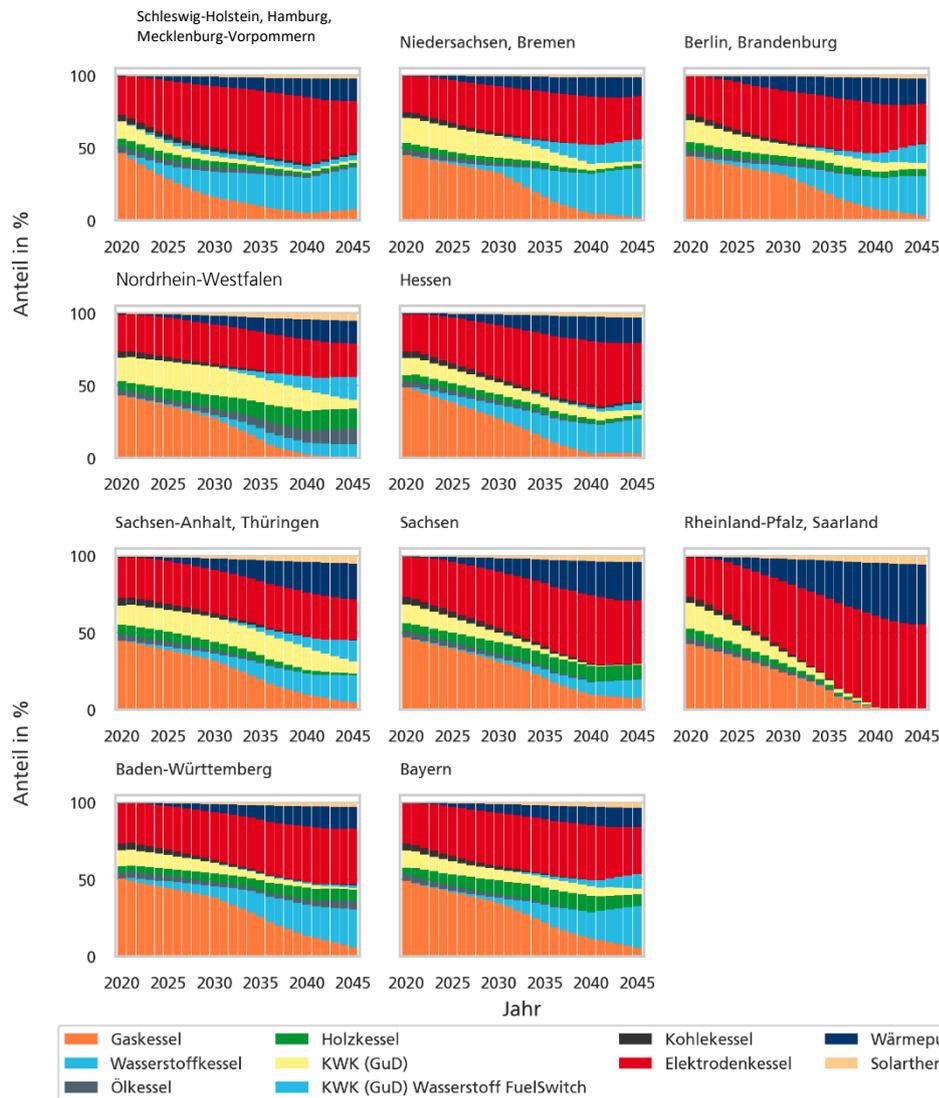


Abbildung 112: Technologieentwicklung in der industriellen Prozesswärmeerzeugung in allen Regionen im Szenario Elektrifizierung [%]

Wie in Abbildung 112 dargestellt wird die Elektrifizierung der industriellen Prozesswärme in den meisten Regionen zu einem Anteil von etwa 40% umgesetzt. Der genaue Umfang der direkten Elektrifizierung von Prozesswärme variiert von Region zu Region und hängt von den historischen regionalen Anlagenparks ab.

Auch der Anteil von Wärmepumpen und wasserstoffbasierten Technologien variiert je nach Region. Der Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung spielt eine wichtige Rolle, jedoch werden auch andere wasserstoffbasierte Technologien in unterschiedlichem Umfang eingesetzt.

In Regionen mit einer hohen Erzeugungsleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen besteht die Möglichkeit, mehr Wasserstoff zu produzieren, der dann zur Deckung eines

größeren Anteils der Prozesswärme genutzt werden kann. Beispiele für solche Regionen sind Bayern, Niedersachsen/Hamburg oder Berlin/Brandenburg.

Obwohl 60% der Prozesswärme theoretisch über erneuerbare Gase gedeckt werden könnten, wird bisher nur ein geringer Anteil tatsächlich darüber abgedeckt. Ein Großteil der Prozesswärme wird somit entweder direktelektrisch oder über Wasserstoff abgedeckt. So werden Gaskessel in den meisten Regionen ab dem Jahr 2030 sukzessive auf den Einsatz von Wasserstoff umgestellt.

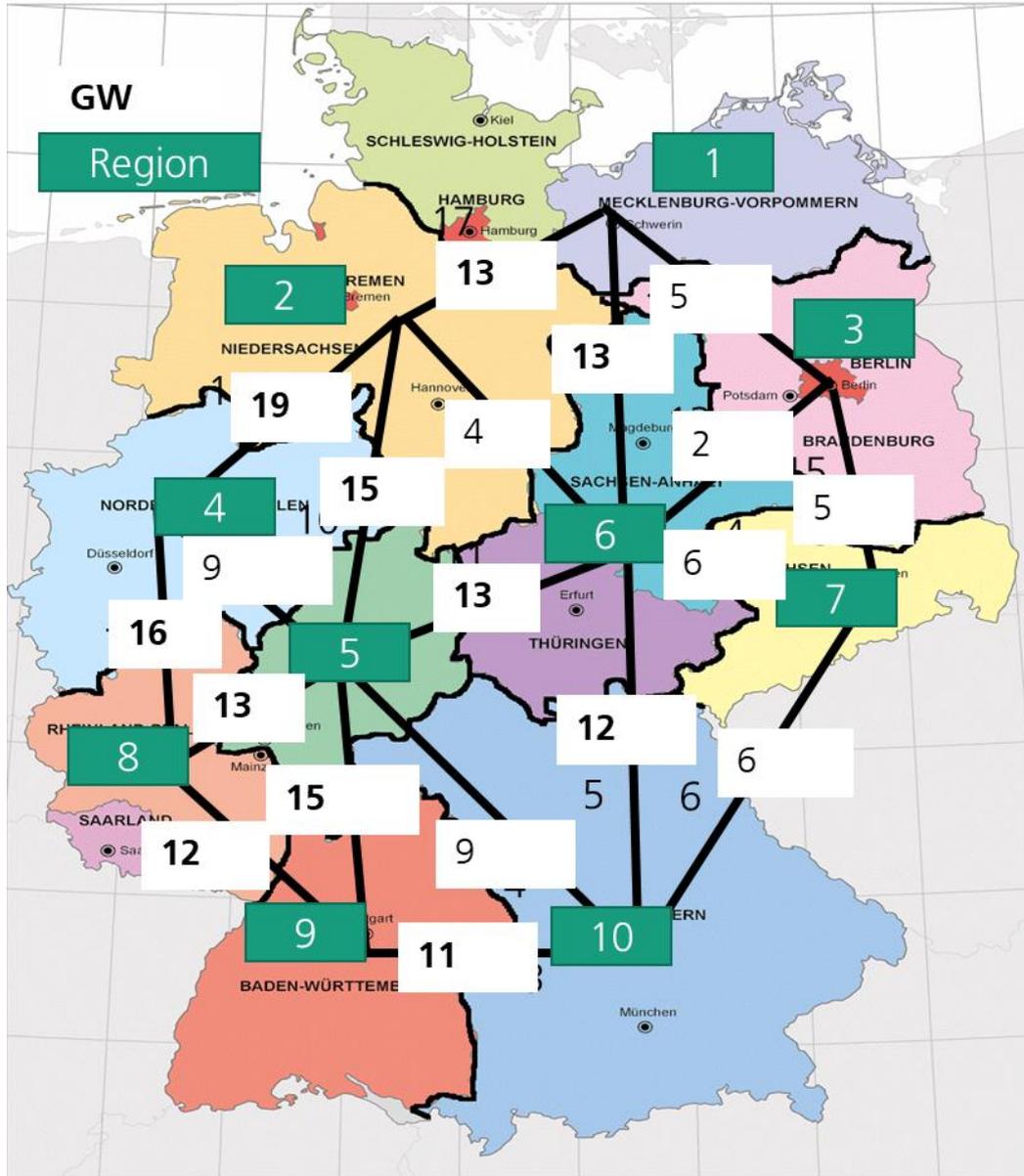


Abbildung 113: Maximale Übertragungsleistungen der Stromleitungen im Jahr 2045 des Szenario Elektrifizierung [GW]

Die maximale Leistung im Stromnetz konzentriert sich vor allem in Nordrhein-Westfalen sowie in den windstarken Regionen im Norden Deutschlands. Der Austausch von Strom zwischen den Regionen in Ost-West-Richtung ist hingegen geringer ausgeprägt.

Insgesamt wird eine signifikante Steigerung der maximalen Leistungen im Vergleich zur heutigen Situation erwartet. Diese Steigerung kann je nach Region das 2- bis 5-fache der

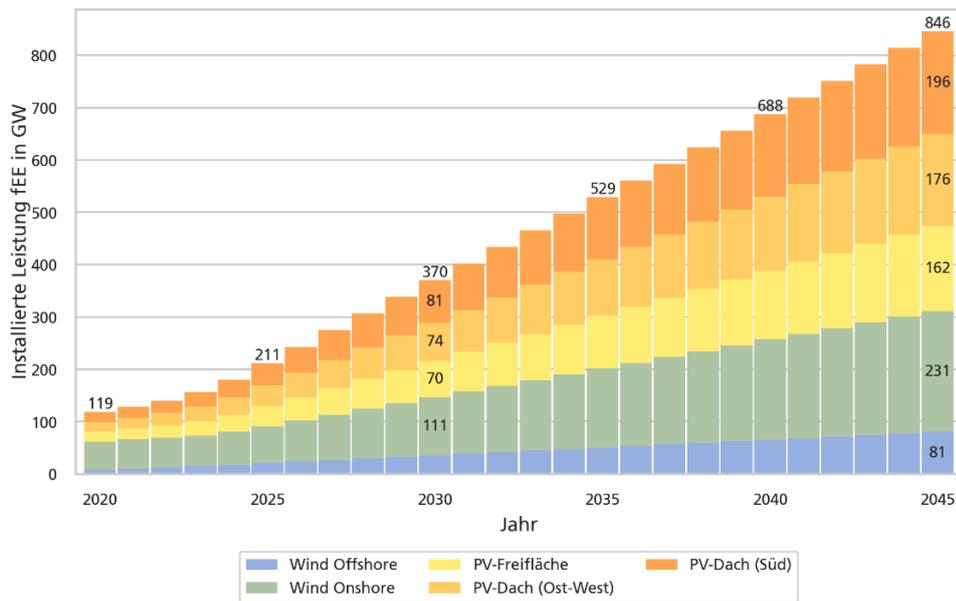
aktuellen Werte betragen. Dieser Anstieg ist auf den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergieanlagen, zurückzuführen. So zeigen sich die größten Leistungen beispielsweise zwischen Region 2 und 4, sowie zwischen 2 und 5, da in Region 2 der größte Ertrag an Erneuerbaren Strom zu erwarten ist. Ebenfalls werden in Region 1 große Mengen Erneuerbaren Strom erzeugt, weshalb es große Leistungskapazitäten von dieser Region in die Regionen 2 und 6 braucht. Ebenfalls werden große Kapazitäten in weiter südlich gelegene Regionen benötigt, um den Strom aus den Regionen in der Mitte Deutschlands (z.B. Regionen 6,5 und 4) weiter in Verbrauchsstarke Regionen im Süden zu transportieren. Hier werden ebenfalls große Leitungskapazitäten von 13-15 GW installiert.

Es ist jedoch anzumerken, dass der Lastfluss der beschriebenen Metaheuristik folgt, und es somit keinen optimalen Lastfluss gibt. Dies stellt somit eine Vereinfachung der Lastflüsse dar, weshalb diese Ergebnisse insbesondere als Richtlinie dazu dienen können, in welchen Regionen Leitungskapazitäten weiter ausgebaut werden sollten. Für eine detailliertere Analyse hierzu dient die Modellkopplung mit dem Modell Pypsa, dessen Ergebnisse im Nachfolgenden dargestellt werden.

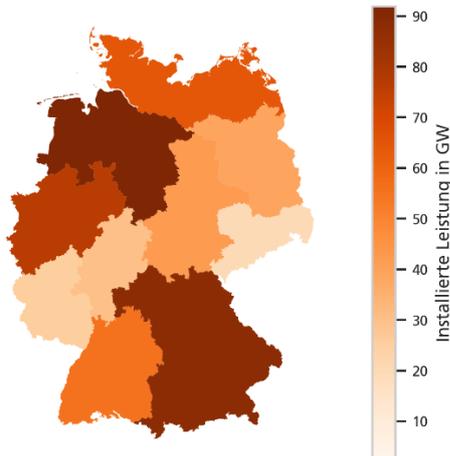
Die regionalen Unterschiede in den maximalen Leistungen spiegeln die geografischen Gegebenheiten und die Verteilung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen wider. Die windreichen Regionen im Norden und Westen Deutschlands sowie die solarreichen Regionen im Süden tragen maßgeblich zu der erhöhten notwendigen Leistungsfähigkeit des Stromnetzes bei. Der Netzausbau und die Optimierung der Übertragungskapazitäten werden entscheidend sein, um die steigenden Leistungen effizient zu bewältigen und eine zuverlässige Stromversorgung sicherzustellen.

Die Ergebnisse zur maximalen Übertragungsleistung sind zunächst bilanziell auf Grund der Nachfrage und Erzeugungsstruktur der einzelnen Regionen zu bewerten. Somit findet keine optimierte Lastflussberechnung statt, sondern die ausgetauschten Energiemengen folgen der in Abschnitt 3.4 beschriebenen Metaheuristik. Eine genauere Stromnetzmodellierung findet nachfolgend mit dem Modell PyPsa statt. Hierbei werden die Ergebnisse aus REMod nochmals verifiziert.

Ergebnisse Szenario Grüne Gase



Photovoltaik



Windenergie

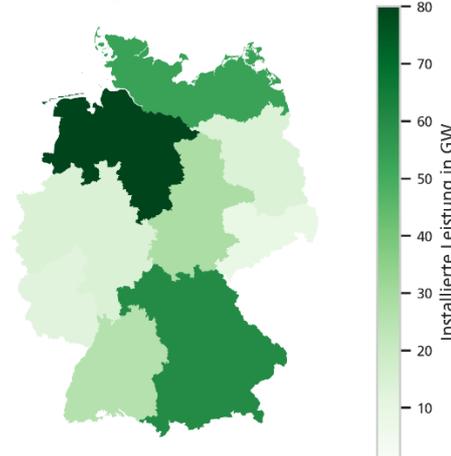


Abbildung 114: Installierte Leistung [GW] Windenergie und Photovoltaik im Szenario Grüne Gase. Dargestellt ist der jahresscharfe Ausbaupfad (Oben) und einmal die Verteilung von Photovoltaik (unten links) und der Windenergie (unten rechts).

Im Szenario "Grüne Gase" wird eine deutlich höhere installierte Leistung erneuerbarer Energien (fEE) von insgesamt 846 GW benötigt, um die Produktion von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern zu ermöglichen, siehe Abbildung 114.

Der Ausbau von Photovoltaikanlagen ist in den Bundesländer Niedersachsen und Bayern am umfangreichsten, wo jeweils bis zu 90 GW installierte Leistung erreicht werden. Auch in Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg ist ein starker Ausbau zu sehen, mit einer Leistung von 50-80 GW.

Ein bedeutender Beitrag zum Ausbau erneuerbarer Energien erfolgt durch den Anschluss der Offshore-Windparks in Niedersachsen. Hier wird die größte installierte Leistung von 80 GW erwartet, gefolgt von Bayern mit etwa 60 GW. In den westlichen Bundesländern sowie in Sachsen und Brandenburg hingegen ist der Ausbau vergleichsweise geringer. Es wird deutlich, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland regional unterschiedlich vorangetrieben wird. Wesentlicher Einflussfaktor ist das im Modell hinterlegte, auf Literaturwerten basierende Potenzial. Tatsächlich wird dieser Ausbau zusätzlich stark

von verschiedenen Faktoren wie geografischen Gegebenheiten, politischen Entscheidungen und verfügbaren Ressourcen beeinflusst, welche nicht vorhersagbar sind und im Modell nicht berücksichtigt werden.

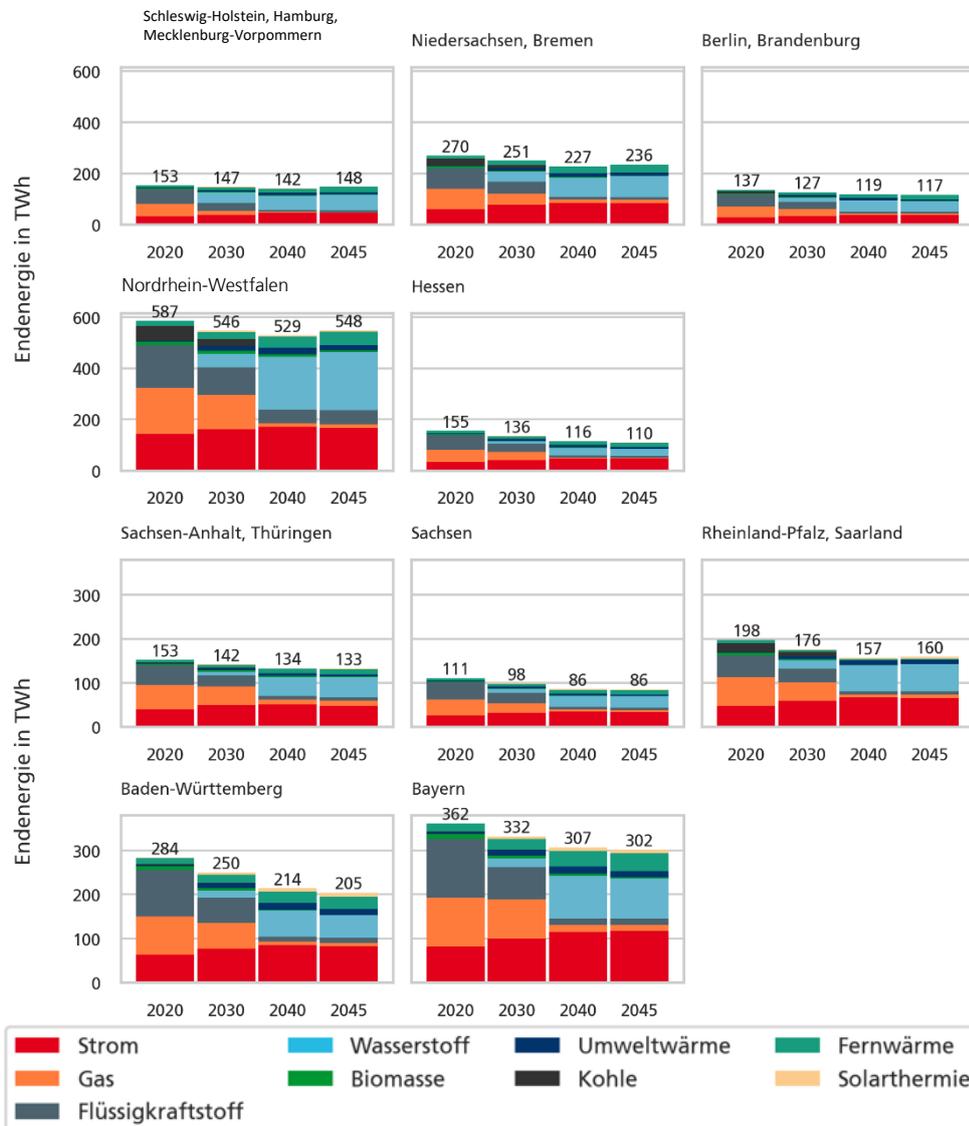


Abbildung 115: Entwicklung der Endenergienachfrage in den einzelnen Modellregionen für das Szenario Grüne Gase [TWh]

Wie die Entwicklung der Endenergienachfrage im Szenario Grüne Gase in Abbildung 115 verdeutlicht, wird trotz der festgelegten Mindestanteile für stofflich basierte Technologien ein hoher Elektrifizierungsanteil in allen betrachteten Regionen erreicht. Begründet ist dies darin, dass die frei optimierbaren Anteile in den Sektoren, welche durch die Parametrierung nicht festgelegt wurden zu großen Teilen durch elektrische Technologien gedeckt werden. Gleichzeitig zeigt sich, dass der Rückgang der Endenergienachfrage bis zum Jahr 2045 insgesamt etwas geringer ausfällt als im Elektrifizierungsszenario, da durch die ineffiziente Umwandlung von Strom in synthetische Energieträger insgesamt mehr Energie benötigt wird.

Besonders interessant ist, dass der Rückgang der Endenergienachfrage in den Regionen Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen/Bremen und Rheinland-Pfalz/Saarland

vergleichsweise niedriger ausfällt. Das bedeutet, dass in diesen Regionen der Energiebedarf weniger stark sinkt in anderen Modellregionen.

Diese Erkenntnisse verdeutlichen die Notwendigkeit einer ausgewogenen Strategie, die sowohl auf Elektrifizierung als auch auf stofflich basierte Technologien setzt, um eine nachhaltige und kohlenstoffarme Energiezukunft zu erreichen. Der Ausbau und die Nutzung synthetischer Gase spielen dabei eine wichtige Rolle. In welchem Umfang diese genutzt werden können, hängt jedoch davon ab, wie viel regenerativ erzeugter Strom für dessen Produktion verfügbar sein wird.

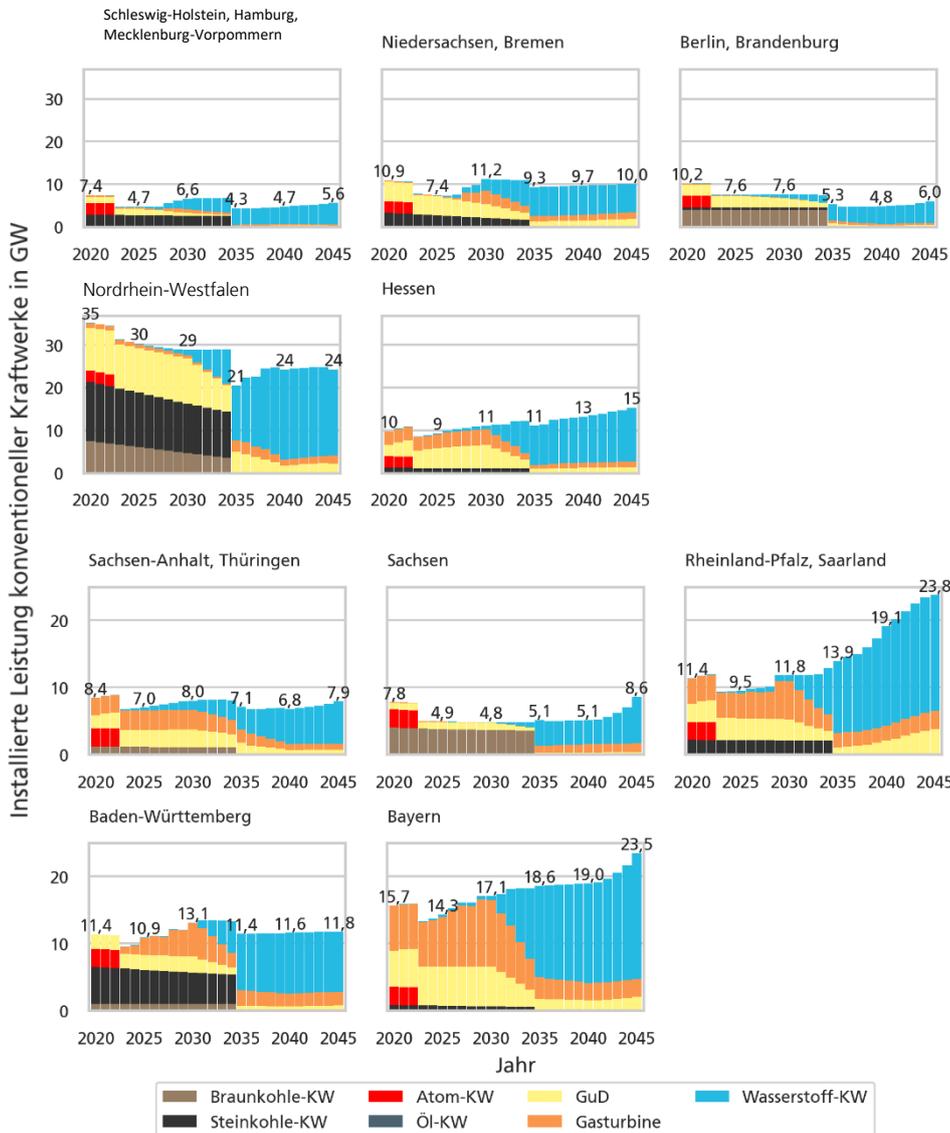


Abbildung 116: Installierte Kapazität konventioneller Stromerzeugungstechnologien in den Modellregionen [GW]

Aufgrund der geringeren Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren im Szenario "Grüne Gase" wird insgesamt ein etwa 40 GW geringerer Ausbau von flexiblen Kraftwerken erreicht. Diese Reduzierung erstreckt sich über alle Regionen.

Deutlich wird, dass auf Grund des höheren Imports von synthetischen Energieträgern auch der Anteil der mit Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerke in allen Regionen höher ist als im Szenario Elektrifizierung.

Besonders in Rheinland-Pfalz/Saarland ist eine hohe Flexibilität erforderlich. Dies liegt daran, dass der Windstrom aus dem Norden bereits in NRW verbraucht wird und in den

südlichen Regionen weniger Windstrom zur Verfügung steht. Daher ist es notwendig, in Rheinland-Pfalz/Saarland eine hohe Flexibilität aufzubauen, um den Bedarf an Strom zu decken.

Der geringere Ausbau von flexiblen Kraftwerken in allen Regionen als im Szenario Elektrifizierung ist eine direkte Folge der reduzierten Stromnachfrage. Dennoch bleibt es wichtig, die Flexibilität im Energiesystem sicherzustellen, um Schwankungen im Angebot erneuerbarer Energien auszugleichen und eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten.

Diese Erkenntnisse unterstreichen die Herausforderungen bei der regionalen Verteilung und Bereitstellung erneuerbarer Energien. Es bedarf einer effizienten Planung und Koordination der Infrastrukturen, um die erneuerbaren Energien aus verschiedenen Regionen optimal zu nutzen und die erforderliche Flexibilität zu gewährleisten.

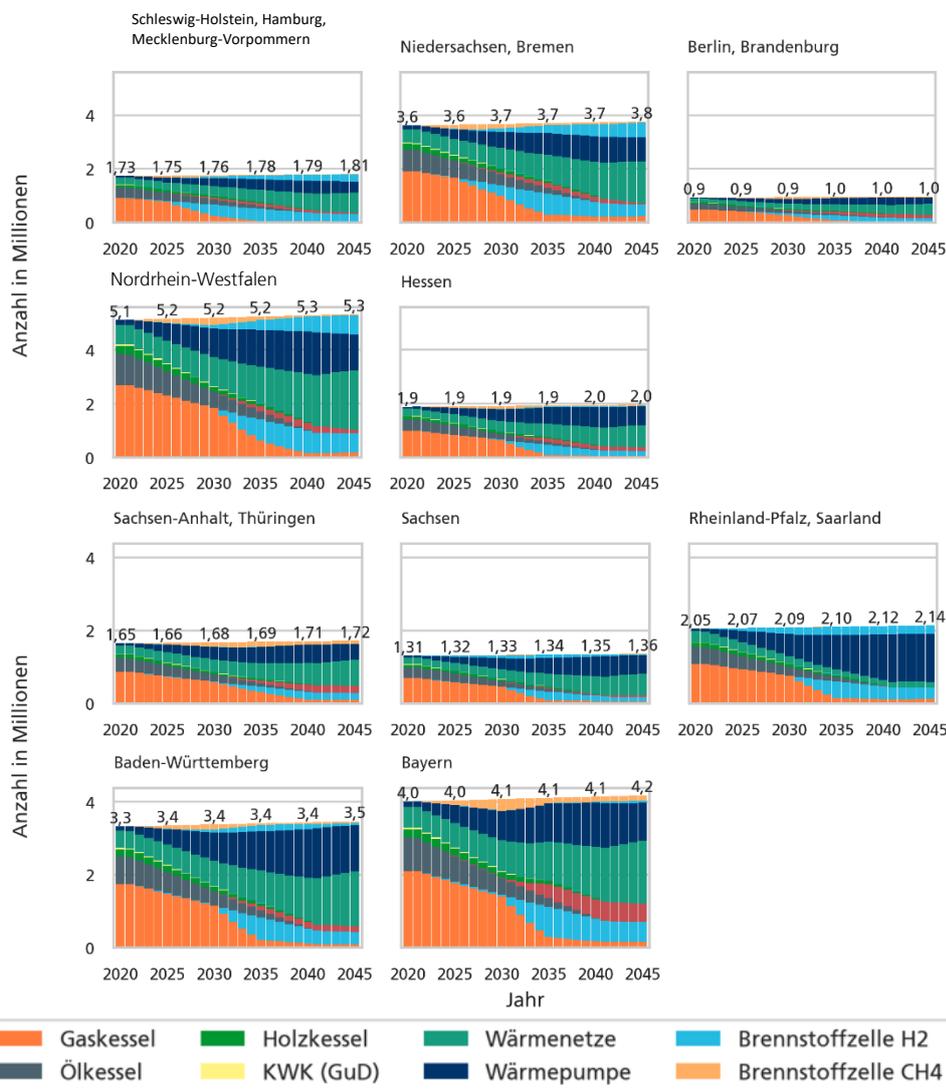


Abbildung 117: Transformationspfad des Gebäudesektors für die einzelnen Modellregionen im Szenario Grüne Gase

Die Entwicklung der Gebäudesektor, abgebildet in Abbildung 117, verdeutlicht warum die Endenergienachfrage im Szenario Grüne Gase eine andere Aufteilung als die im Szenario Elektrifizierung aufweist. Im Szenario "Grüne Gase" wird in allen betrachteten Regionen wie von der Parametrierung vorgesehen weiterhin ein Anteil von 20% Gaskesseln verwendet. Diese werden jedoch im Jahr 2045 fast ausschließlich mit Wasserstoff

betrieben. Dies verdeutlicht, dass ein weiterer Einsatz von Gaskesseln im Gebäudesektor nur möglich ist, wenn diese bereits ab heute „Wasserstoff-ready“ installiert werden, die notwendigen Übertragungs- und Verteilinfrastruktur für Wasserstoff geschaffen wird sowie genügend Wasserstoff für deren Betrieb vorhanden ist.

Darüber hinaus findet eine intensive Nutzung von Wärmepumpen und Wärmenetzen statt. Diese Technologien werden verstärkt eingesetzt, um den Wärmebedarf effizienter und klimaschonender zu decken. Allerdings geht der forcierte Ausbau von Gaskesseln in einigen Regionen teilweise zulasten des Ausbaus von Wärmepumpen. Insbesondere in Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz/Saarland wird der Ausbau von Wärmepumpen zurückgefahren, um den Fokus verstärkt auf Gaskessel zu legen.

Ähnlich verhält es sich mit der Ausbaustrategie für Brennstoffzellen. In Bayern und NRW wird der Ausbau von Brennstoffzellen reduziert, während der Schwerpunkt auf dem Ausbau von Gaskesseln liegt.

Im Gegensatz dazu wird der Ausbau von Wärmenetzen in ähnlichem Umfang vorangetrieben wie im Szenario Elektrifizierung, was zeigt, dass diese durch den vorgegebenen Anteil Gaskessel wenig beeinflusst werden. Wärmenetze bieten eine effiziente Möglichkeit, Wärme über längere Strecken zu transportieren und somit den Einsatz von erneuerbaren Energien für die Wärmeversorgung zu maximieren.

Diese Ergebnisse zeigen, dass im Szenario "Grüne Gase" eine Mischung aus verschiedenen Technologien zur Wärmeversorgung zum Einsatz kommt. Der Ausbau von Gaskesseln hat dabei Einfluss auf den Ausbau anderer Technologien wie Wärmepumpen und Brennstoffzellen. Dennoch spielt der Ausbau von Wärmenetzen eine wichtige Rolle und wird in ähnlichem Umfang vorangetrieben.

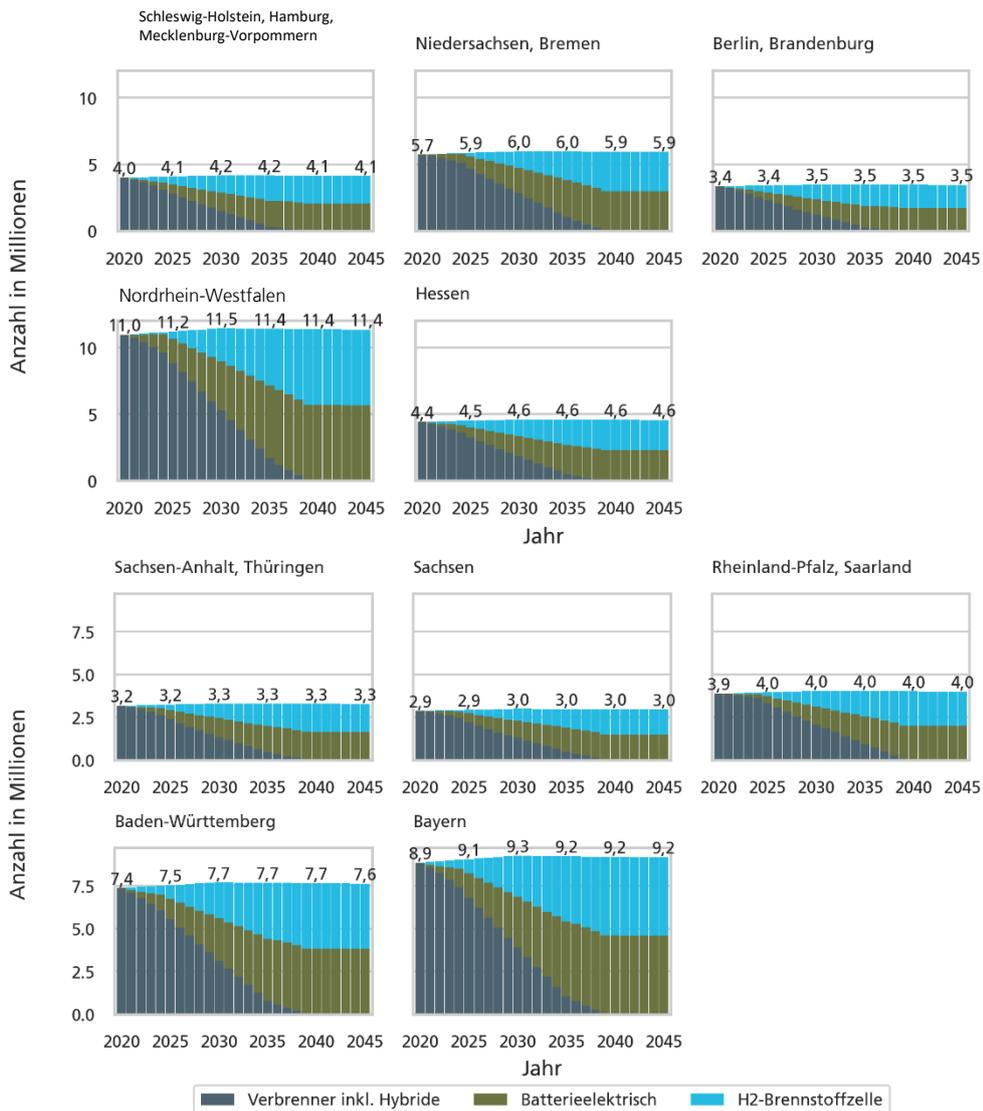


Abbildung 118: Technologieentwicklung im Motorisierten Individualverkehr [Mio. Fahrzeuge]

Abbildung 118 verdeutlicht ebenfalls die unterschiedliche Parametrierung im Verkehrssektor im Szenario Grüne Gase. Der motorisierte Individualverkehr besteht in allen Regionen etwa zu 50% aus Batterieelektrischen Fahrzeugen und zu 50% aus Fuel-Cell Fahrzeugen. Der frei optimierte Anteil wird somit vollständig elektrifiziert. Bereits im Jahr 2030 übersteigt der Anteil erneuerbar betriebener Fahrzeuge den fossil angetriebenen Fahrzeugen.

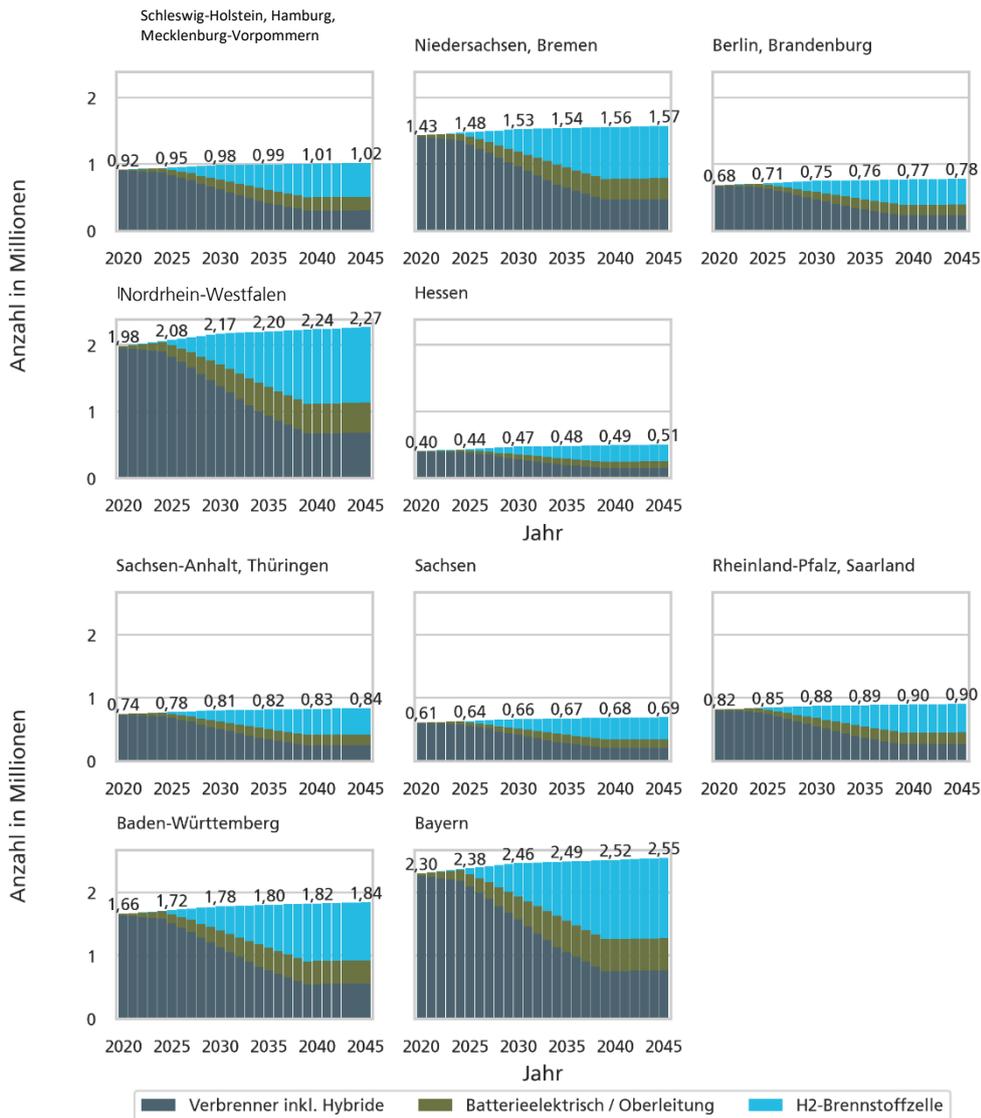


Abbildung 119: Technologieentwicklung im Lastverkehr [Mio. Fahrzeuge]

Im Bereich des Lastverkehrs (Abbildung 119) sind weiterhin verschiedene Technologien vertreten, darunter Verbrennungstechnologien, batterieelektrische Fahrzeuge und Brennstoffzellenfahrzeuge. In allen Regionen spielen Brennstoffzellenfahrzeuge eine bedeutende Rolle und machen etwa 50% des Lastverkehrs aus. Zusätzlich wird der frei optimierbare Bereich von 20% in allen Regionen elektrifiziert. Dies zeigt, dass eine breite Palette von Technologien genutzt wird, um den Lastverkehr effizienter und umweltfreundlicher zu gestalten. Der Vergleich mit dem Szenario Elektrifizierung zeigt auf, dass Verbrennungsbasierte Technologien im Lastverkehr lediglich eine Rolle spielen, wenn diese der Optimierung vorgegeben werden.

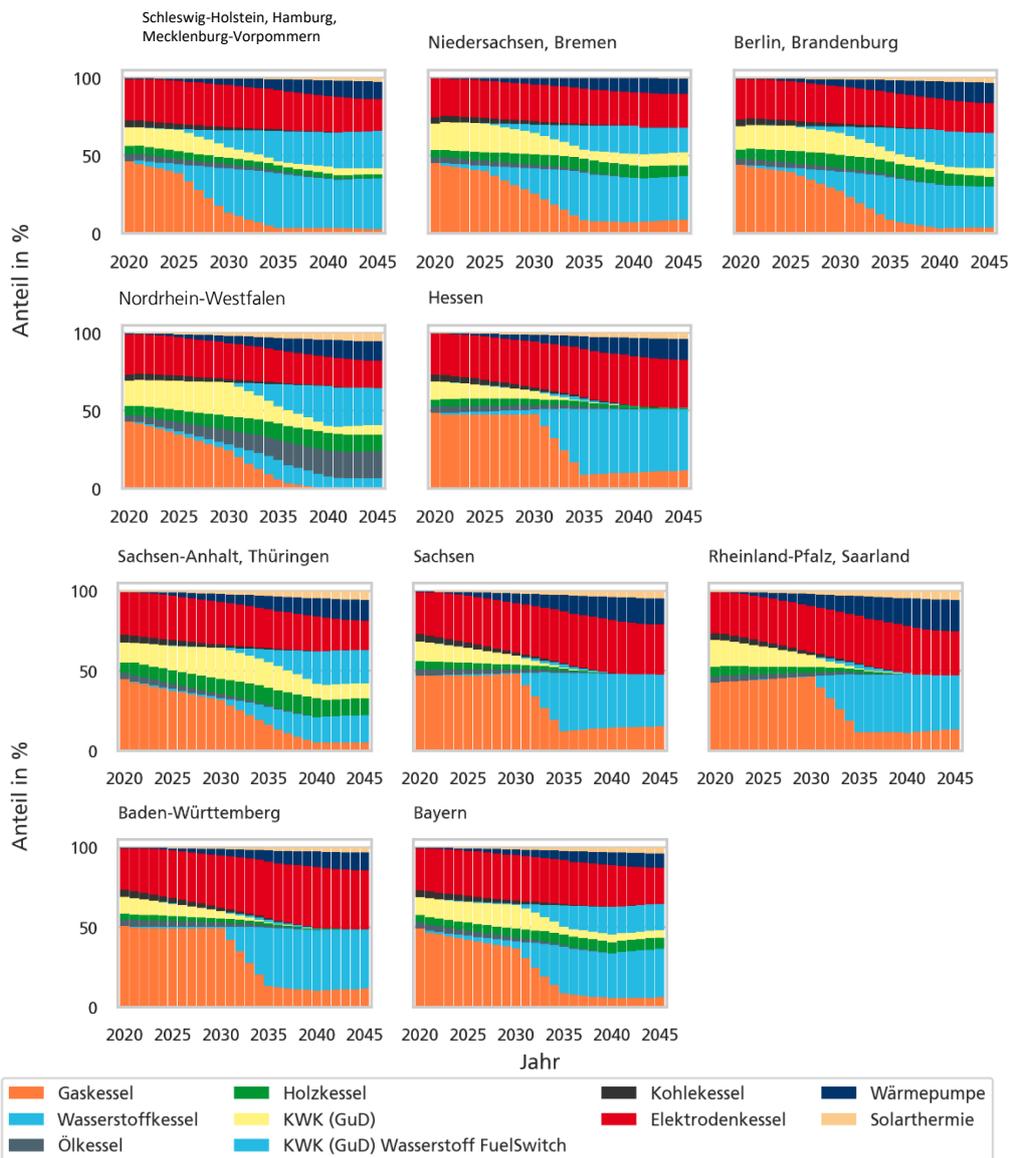


Abbildung 120: Technologieentwicklung in der industriellen Prozesswärmeerzeugung [%]

In den meisten Regionen wird bei der Prozesswärmeerzeugung ein Mindestanteil von 50% stofflich basierten Technologien verwendet, wobei Gaskessel eine häufige Wahl sind. Diese Technologien nutzen in heutigen Jahren konventionelles Gas zur Wärmeerzeugung. In zukünftigen Jahren werden diese Gaskessel jedoch überwiegend mit Wasserstoff betrieben, sodass genau wie im Gebäudesektor schon heute „Wasserstoff-ready“ Technologien installiert werden müssten. Es gibt jedoch einige Regionen, in denen erneuerbares Gas in anderen Sektoren benötigt wird. Aus diesem Grund werden dort teilweise Biomassekessel eingesetzt, um die Prozesswärme mit erneuerbaren Kraftstoffen zu decken.

Der verbleibende Anteil der Prozesswärme wird in allen Regionen elektrisch erzeugt. Dies geschieht entweder durch Elektrodenkessel oder Wärmepumpen im Niedertemperaturbereich. Elektrodenkessel nutzen elektrischen Strom, um Wärme zu erzeugen, während

Wärmepumpen die vorhandene Wärme aus der Umgebung nutzen und sie auf ein höheres Temperaturniveau bringen.

Diese vielfältigen Ansätze zur Prozesswärmeerzeugung ermöglichen es, die Anforderungen und Ressourcen in den verschiedenen Regionen optimal zu nutzen. Der Einsatz von erneuerbaren Kraftstoffen und elektrischen Technologien trägt zur Reduzierung der CO₂-Emissionen und zur Förderung einer nachhaltigen Energieversorgung bei. Es ist wichtig, dass diese Technologien weiterentwickelt und ihre Effizienz verbessert wird, um die Prozesswärmeerzeugung noch umweltfreundlicher zu gestalten und den Einsatz fossiler Brennstoffe weiter zu reduzieren.

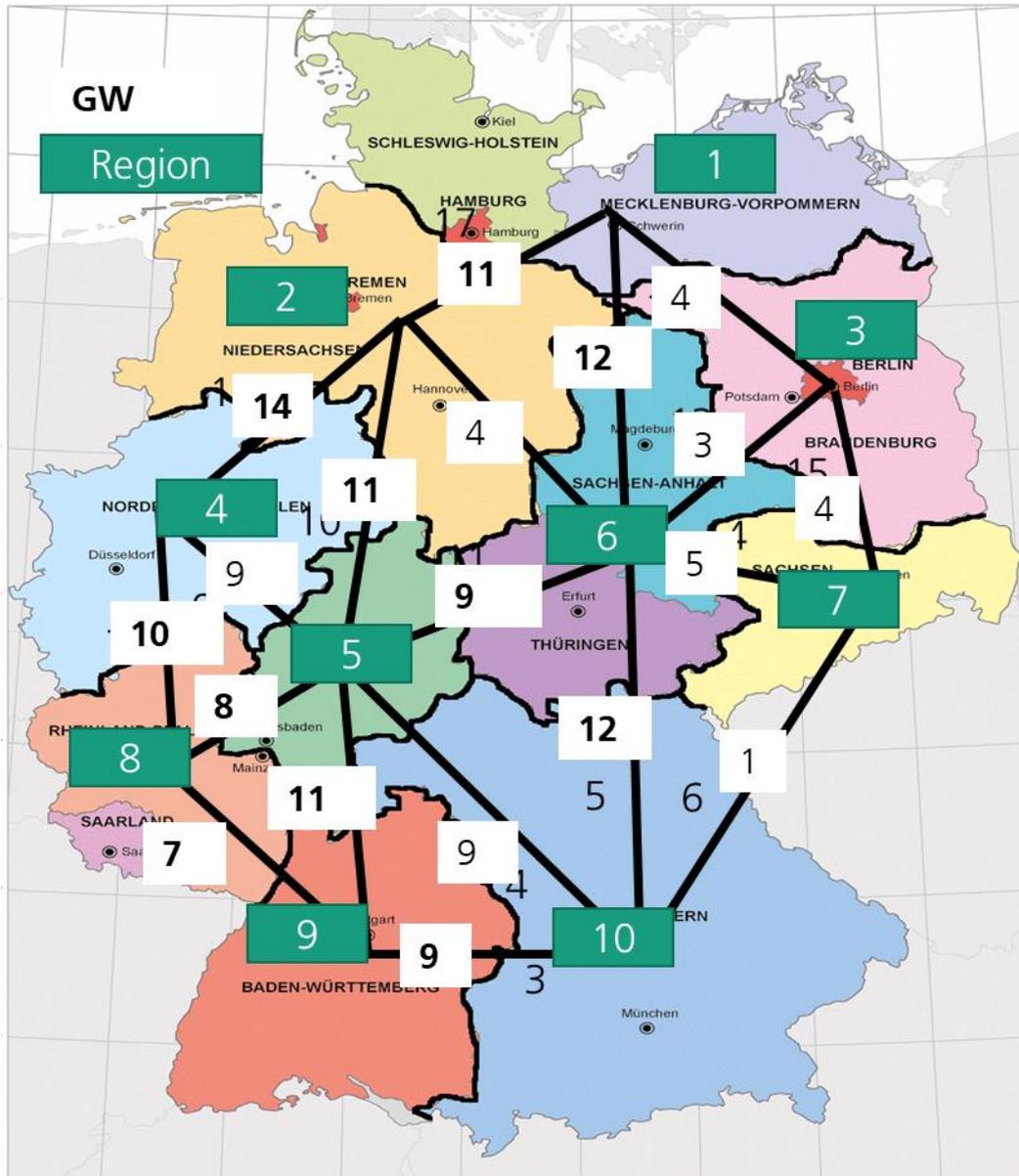


Abbildung 121: Maximale Übertragungsleistungen der Stromleitungen im Jahr 2045 des Szenario Grüne Gase [GW]

Im Szenario der Grünen Gase liegt der Fokus der Übertragungsleistung ähnlich wie im Szenario der Elektrifizierung im Westen Deutschlands sowie auf den Nord-Süd-Trassen. Diese Regionen erhalten besondere Aufmerksamkeit und Investitionen, um die Übertragungskapazitäten zu verbessern und den steigenden Bedarf an grünen Gasen zu decken.

Gleichzeitig wird auch der Ausbau der Ost-West-Leitungen in geringerem Umfang vorangetrieben, um den Transport von erneuerbarem Gas zu ermöglichen.

Insgesamt ist jedoch eine etwas geringere Übertragungsleistung erforderlich, da ein größerer Anteil des erzeugten Stroms lokal für die Produktion von synthetischen Energieträgern genutzt wird. Dies bedeutet, dass weniger Strom über weite Entfernungen transportiert werden muss.

Ein konkretes Beispiel dafür ist der Bedarf an Übertragungsleistung zwischen Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen. In diesem Szenario wird eine um 5 GW geringere Übertragungsleistung benötigt. Ähnlich verhält es sich mit den Leitungskapazitäten nach Rheinland-Pfalz/Saarland und Baden-Württemberg, wo jeweils eine Reduzierung um 6 GW bzw. 5 GW festgestellt wird.

Diese Anpassungen in der Übertragungsleistung zeigen, dass eine verstärkte lokale Produktion von synthetischen Energieträgern zu einer optimierten Nutzung der Netzinfrastruktur führt. Durch die verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energien und die Produktion von grünen Gasen vor Ort kann die Notwendigkeit großer Übertragungskapazitäten reduziert und die Effizienz des Stromnetzes verbessert werden.

Vergleich der Szenarien

AP7: Bewertung des
Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
DBI)

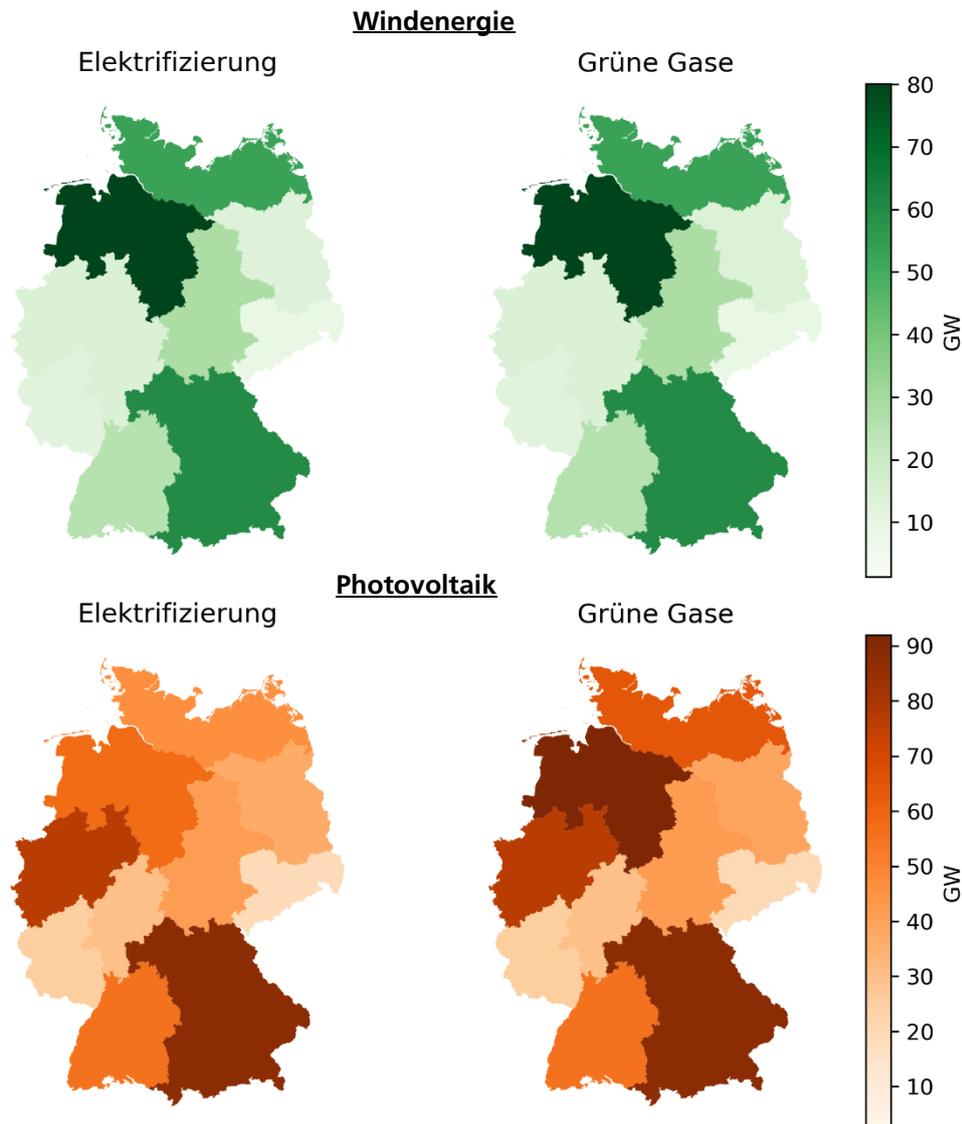


Abbildung 122. Vergleich der installierten Leistung von Windenergie (oben) und Photovoltaik (unten) in GW

Abbildung 122 verdeutlicht die unterschiedliche Verteilung erneuerbarer Energien in einem gasbasierten und einem strombasierten Szenario. Es wird deutlich, dass in beiden Szenarien die Verteilung der Windenergie identisch ist, da der Ausbau bereits sein Maximum erreicht hat. Die Photovoltaik hingegen unterscheidet sich erheblich zwischen den Szenarien. Insbesondere in den nördlichen Bundesländern wird im Szenario Grüne Gase eine deutlich größere Kapazität installiert. Diese wird benötigt, um mithilfe von Power-to-X-Technologien synthetische Energieträger zu erzeugen, die zur Deckung des Bedarfs in den Verbrauchssektoren benötigt werden.

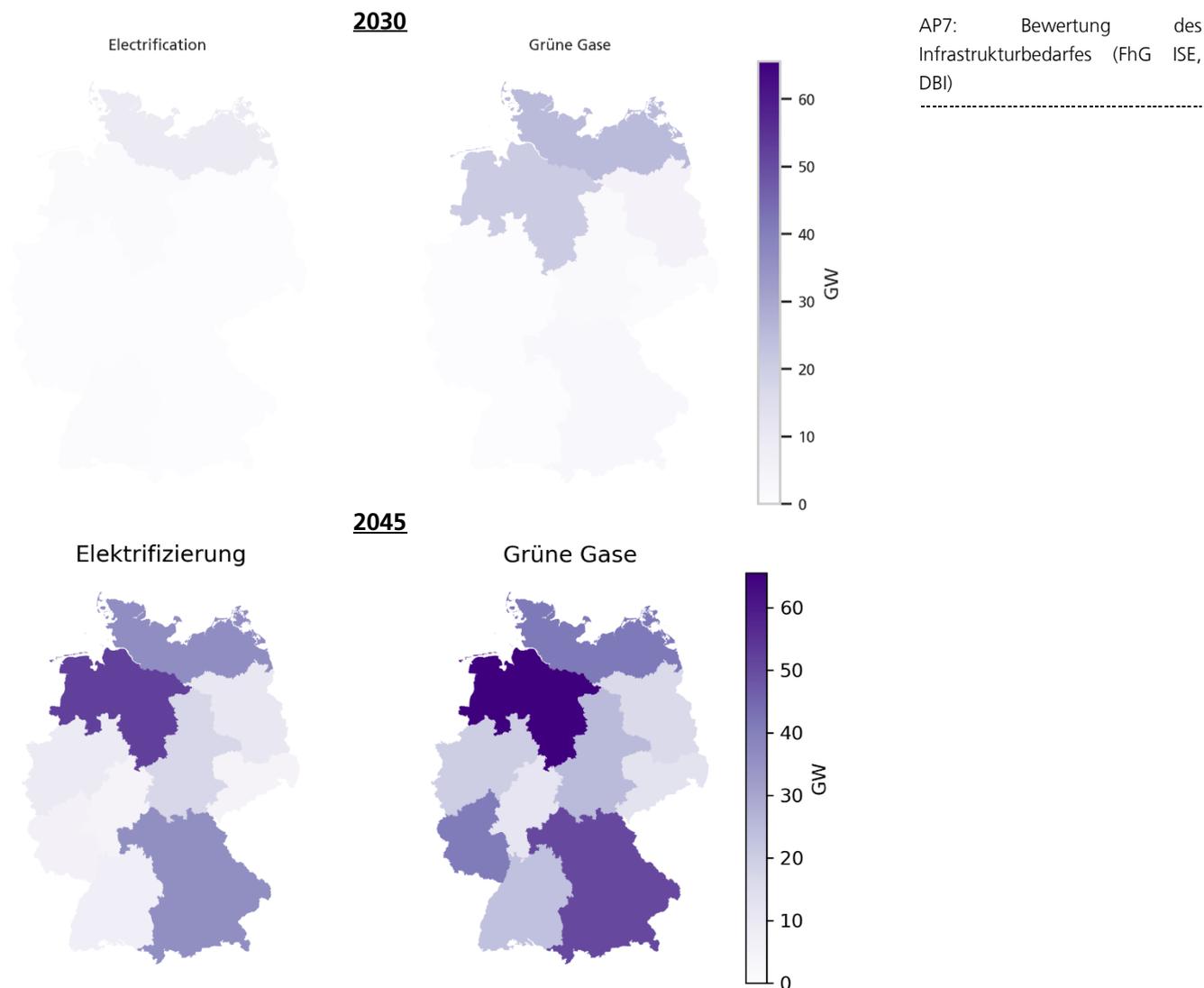


Abbildung 123: Installierte Leistung Power-to-X (Elektrolyse, Methanisierung, Power-to-Fuel) Technologien im Jahr 2030 (oben) und 2045 (unten) [GW_e]

In Deutschland wird im Szenario Elektrifizierung insgesamt eine Kapazität von etwa 185 GW an Power-to-X Technologien ausgebaut (Abbildung 123). Im Szenario Grüne Gase ist dieser Ausbau mit 308 GW deutlich höher, um den forcierten Bedarf an synthetischen Energieträgern in den einzelnen Sektoren zu decken. Der Schwerpunkt des Ausbaus dieser Technologien liegt vor allem in Regionen mit einem hohen Ausbau von Windenergie.

Bayern und Niedersachsen haben aufgrund ihrer großen Windleistungen die höchsten Erzeugungskapazitäten von über 30 GW. Dagegen benötigen windärmere Länder den erzeugten Strom hauptsächlich für den lokalen Verbrauch, weshalb ihre Elektrolyseleistung geringer ist.

Im Jahr 2030 wird der Ausbau von Elektrolyseuren zunächst ausschließlich in den nördlichen Regionen stattfinden. Im Szenario „Grüne Gase“ ist der Ausbau dieser Technologien jedoch deutlich höher, da synthetische Energieträger aufgrund der Parametrierung früher benötigt werden.

Im Jahr 2045 wird im Szenario der Grünen Gase vor allem in Niedersachsen eine deutlich größere Menge von PTX-Technologien mit bis zu 70 GW benötigt. Aber auch Bayern

wird mit rund 50 GW einen signifikanten Ausbau dieser Technologien verzeichnen. Im Vergleich dazu ist der Ausbau von PTX-Technologien im Szenario der Elektrifizierung geringer. Generell ist der Ausbau dieser Technologien im Szenario Grünen Gase in nahezu allen Regionen stärker ausgeprägt.

Diese gezielten Ausbaupläne und Kapazitäten zeigen auf, wie der Ausbau von Power-to-X Technologien von der Nachfrage der Verbrauchssektoren abhängt. Je nachdem, ob eine mehr oder weniger starke Elektrifizierung der Sektoren stattfindet, müssen Power-to-X Technologien in stärkerem Umfang ausgebaut werden. Wenn viele Power-to-X Technologien ausgebaut werden, müssen gleichzeitig mehr Windenergie und Photovoltaik ausgebaut werden, da in der gesamten Wankungskette höhere Verluste anfallen.

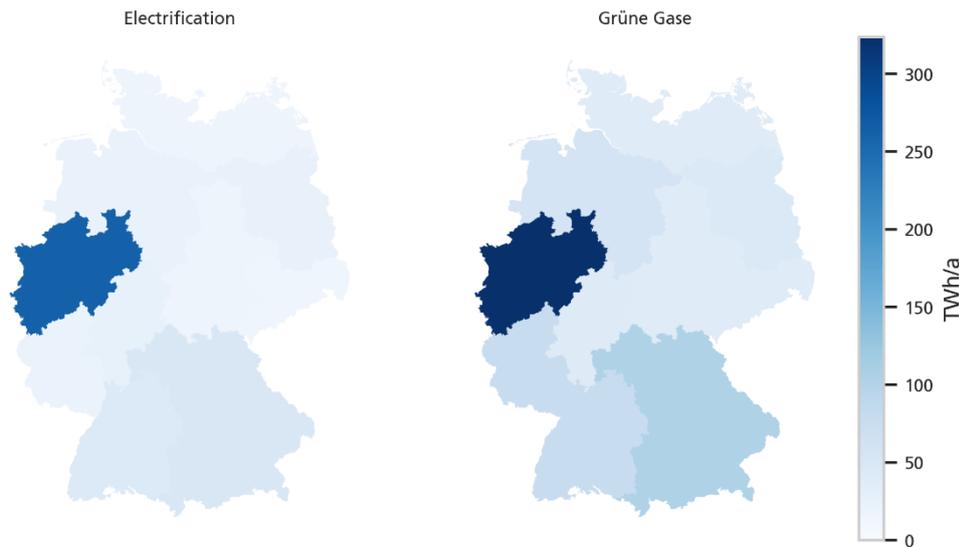


Abbildung 124: Import synthetischer Energieträger aus dem Ausland im Jahr 2045 in die jeweilige Region in den Szenarien Elektrifizierung (links) und Grüne Gase (rechts) [TWWh]

Im Szenario der Elektrifizierung werden insgesamt 500 TWWh synthetische Energieträger aus dem Ausland importiert. Im Szenario der Grünen Gase steigt dieser Importbedarf bereits im Jahr 2040 auf etwa 900 TWWh an. Dies verdeutlicht, dass ein hoher Anteil an gasbasierten Technologien nur umsetzbar ist, wenn ein Großteil der benötigten Energie aus dem Ausland importiert wird. Dies geht einher mit einem deutlich höheren Ausbau erneuerbarer Energien im Szenario Grüne Gase.

In Bundesländern mit einer hohen Elektrolysekapazität und einer geringen Endenergienachfrage besteht die Möglichkeit, den Wasserstoffbedarf nahezu lokal zu decken. Dies bedeutet, dass diese Länder einen Großteil ihres benötigten Wasserstoffs aus eigener Produktion beziehen können. Dies sind insbesondere die östlichen Länder wie Brandenburg, Thüringen, Sachsen, Sachsen-Anhalt oder auch Schleswig-Holstein. Jedoch sind die meisten Bundesländer auf Importe angewiesen, um ihren Bedarf an synthetischen Energieträgern zu decken.

Ein Bundesland, das in diesem Zusammenhang hervorsteht, ist Nordrhein-Westfalen. Aufgrund der hohen Nachfrage, vor allem in der Industrie, und der vergleichsweise geringen Erzeugungskapazitäten weist NRW sehr hohe Importmengen auf. Im Szenario Elektrifizierung werden im Jahr 2045 262 TWWh aus dem Ausland importiert, während es im Szenario der Grünen Gase sogar 323 TWWh sind.

Diese Zahlen verdeutlichen, dass der Import von synthetischen Energieträgern bereits in einem stark elektrifizierten Szenario eine bedeutende Rolle spielt, um den Bedarf an

grünen Gasen und anderen gasbasierten Technologien zu decken. Insbesondere in Ländern mit hoher industrieller Nachfrage und begrenzten eigenen Erzeugungsmöglichkeiten ist der Import von großer Bedeutung, um eine nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten.

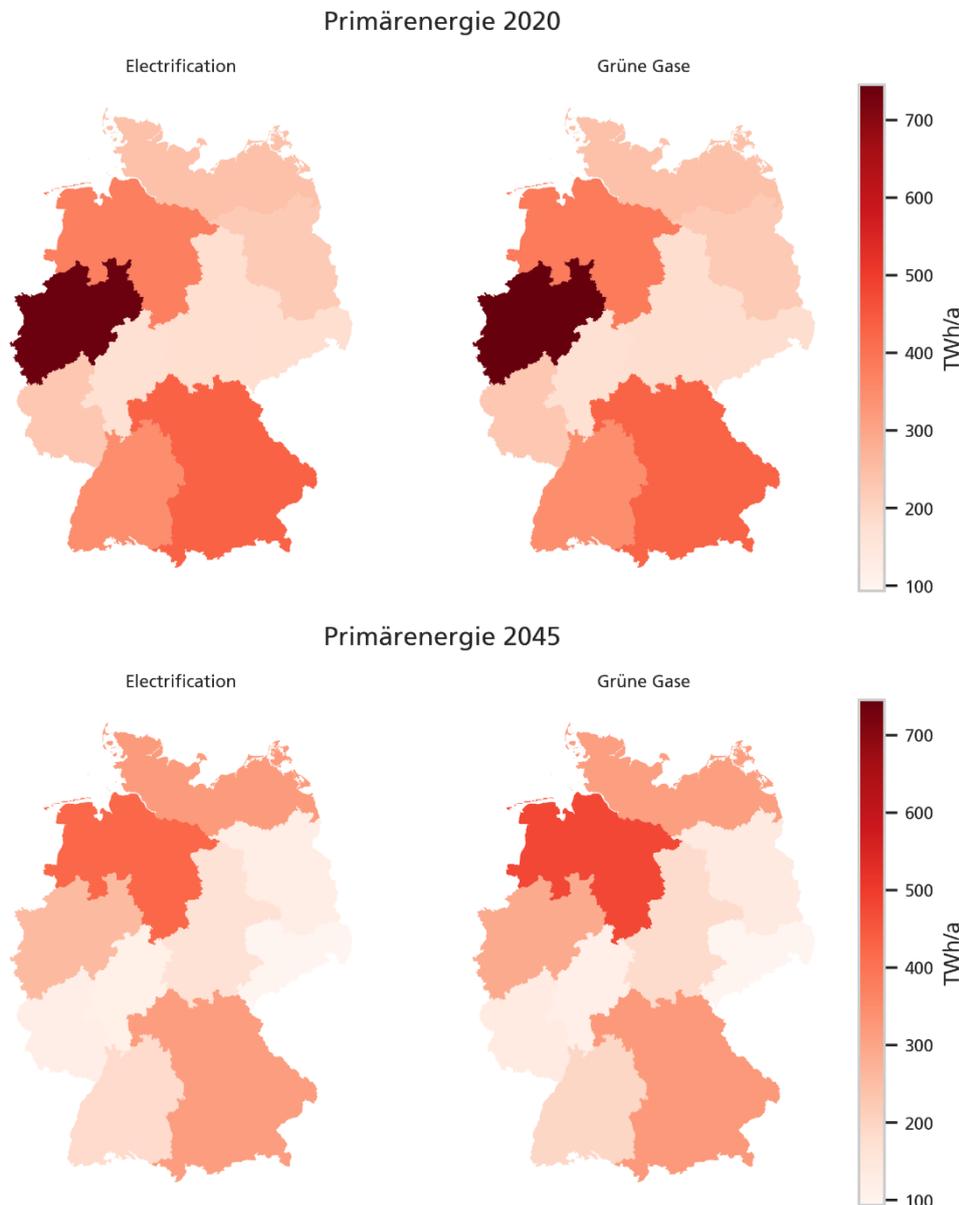


Abbildung 125: Primärenergienutzung der Szenarien Elektrifizierung (links) und Grüne Gase (rechts) für die Jahre 2020 (oben) und 2045 (unten) [TWh]

Von 2020 bis 2045 nimmt die Primärenergie in allen Regionen ab. Ausnahme sind hier lediglich die Regionen Niedersachsen-Bremen und Schleswig-Holstein, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, da hier große Mengen Erneuerbare Energie für die Produktion von synthetischen Energieträgern benötigt wird. Diese Abnahme ist im Szenario Elektrifizierung deutlich stärker ausgeprägt. Dies liegt daran, dass strombasierte Technologien in den Verbrauchssektoren die durch erneuerbare Energien erzeugte Energie mit geringeren Verlusten in Nutzenergie umwandeln können.

Im Jahr 2020 wird noch in NRW die größte Menge Primärenergie verbraucht. Die Schwerpunkte der Erzeugung und Nutzung von Primärenergie verschiebt sich in beiden Szenarien von den großen Verbrauchszentren hin in die Regionen, welche ein großes Potenzial erneuerbarer Energien aufweisen. Dies liegt unter anderem daran, dass die Bilanzierung der Primärenergie in Zukunft nicht mehr ausschließlich durch den Verbrauch bestimmt ist, sondern ebenfalls erneuerbar erzeugter Strom bilanziert wird. Der Verbrauch dieser Energie kann somit auch in anderen Regionen stattfinden.

Dies verdeutlicht, dass die Übertragung von Energie in Form von Elektrizität, Gas oder Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen wird. Die erzeugte Energie wird zu einem großen Teil in synthetische Energieträger umgewandelt und in anderen Bundesländern verwendet.

Diese Verschiebung und Nutzung von Primärenergie verdeutlicht den Übergang zu einer dezentralen Energieversorgung, in der erneuerbare Energien in verschiedenen Regionen erzeugt und dann übertragen und genutzt werden. Der Einsatz von synthetischen Energieträgern ermöglicht dabei eine flexible und effiziente Nutzung erneuerbarer Energiequellen in verschiedenen Sektoren des Energieverbrauchs.

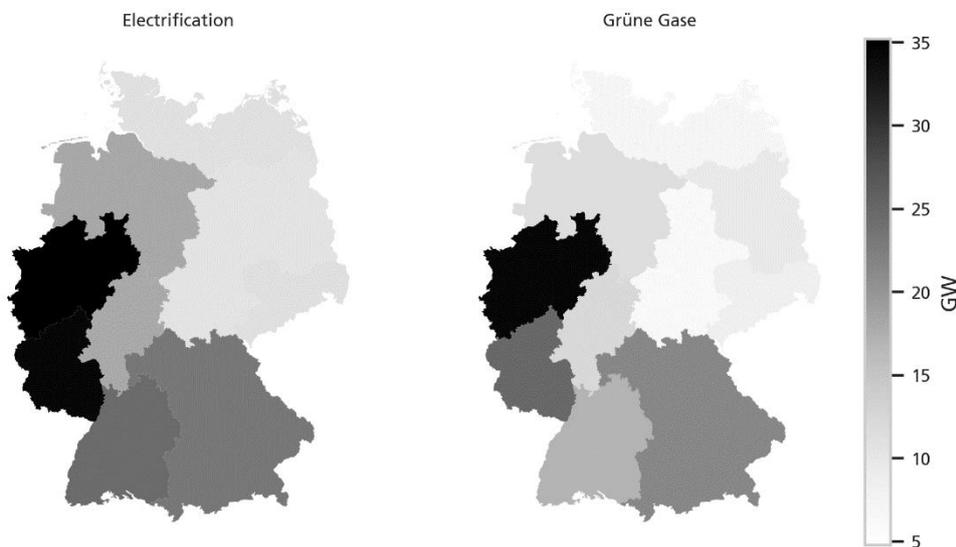


Abbildung 126: Installierte Kapazität flexibler Stromerzeugungstechnologien für Elektrifizierung (links) und Grüne Gase (rechts) [GW_e]

Wie Abbildung 126 verdeutlicht, ist die installierte Leistung von flexiblen Stromerzeugungstechnologien in Deutschland insgesamt ungleich verteilt. Im Szenario Elektrifizierung ist diese in nahezu allen Bundesländern deutlich stärker ausgebaut. Dies liegt daran, dass im Szenario Elektrifizierung ein höherer Bedarf an flexibler Stromerzeugung besteht, um die schwankende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Im Szenario Grüne Gase, bei dem ein größerer Anteil der Energienachfrage in Form von stofflichem Energieträger besteht, ist die installierte Leistung von flexiblen Stromerzeugungstechnologien in allen Bundesländern etwas geringer. Dies liegt zum Teil daran, dass die geringere Stromnachfrage in den Verbrauchssektoren weniger Flexibilität erfordert. Insbesondere in den östlichen Bundesländern reduziert sich die notwendige Flexibilität erheblich, da dort weniger Strom nachgefragt wird und somit mehr Power-To-X Technologien einen größeren Beitrag zum Lastausgleich leisten.

10.3 Einfluss einer ausgebauten Wasserstoffinfrastruktur auf die Ergebnisse aus REMod

Im Nachfolgenden wird am Beispiel des Elektrifizierungsszenarios darauf eingegangen, welchen Einfluss der bedarfsgerechte Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur auf die Ergebnisse im Kontext des gesamten Energiesystems haben kann. Die Neuberechnung des Elektrifizierungsszenarios stellt eine Weiterentwicklung der Ergebnisse des vorherigen Kapitels dar, konnte jedoch nicht mehr von den Infrastruktur-Modellen für die Modellkopplung genutzt werden. Dieser Einfluss ist insbesondere dadurch bedingt, dass bei der nicht-Berücksichtigung, wie bei den vorherigen Ergebnissen, Wasserstoff in jeder Region entweder aus dem Ausland oder in der jeweiligen Region selbst hergestellt werden muss, wodurch eine Region, die ihren Bedarf nicht decken kann, nicht durch eine Nachbarregion versorgt werden kann.

Dies führt zunächst beispielsweise dazu, dass insgesamt etwa 100 GW weniger Windenergie und Photovoltaik ausgebaut werden müssen, dargestellt in Abbildung 127. Dies ist insbesondere darin begründet, dass ohne eine Wasserstoffinfrastruktur jede Region möglichst viel Wasserstoff produziert, um möglichst wenig importieren zu müssen und so die Kosten zu senken. Für diese Produktion von Wasserstoff braucht es dann sehr viel CO₂-neutralen Strom, wodurch erneuerbare Energien deutlich umfangreicher ausgebaut werden müssen. Berücksichtigt man hingegen den Ausbau einer umfangreichen Wasserstoffinfrastruktur, kann der Wasserstoff insbesondere in den Regionen produziert werden, in denen es ohnehin ein umfangreiches Angebot an erneuerbarem Strom gibt. Dieser kann dann in Regionen mit einem Wasserstoffdefizit transportiert werden, wodurch hier weniger Windenergie und Photovoltaik ausgebaut werden müssen. Ebenfalls Einfluss hat der Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur auf stationäre Batteriespeicher. Diese werden auf Grund der geringeren Leistung von fluktuierenden erneuerbaren Energien ebenfalls in von 50 GW_e geringerem Umfang benötigt.

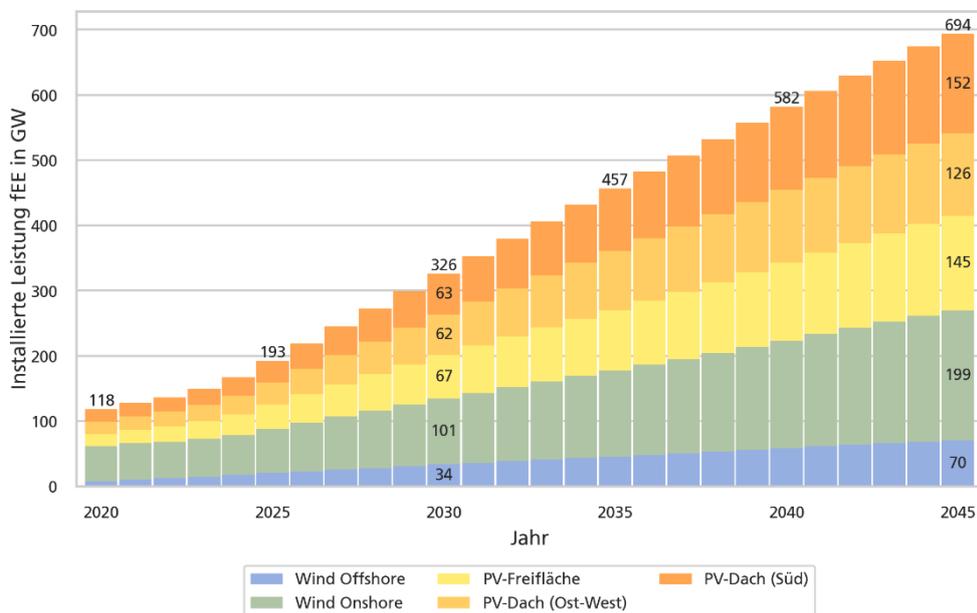


Abbildung 127: Installierte Leistung von Windenergie und Photovoltaik für das Szenario Elektrifizierung unter Berücksichtigung von Wasserstoffinfrastruktur in GW_{el}

Nebeneffekt durch den geringeren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik ist, dass in Summe 47 GW mehr flexible Gaskraftwerke ausgebaut werden müssen. Durch die geringere Leistung an Wind und PV muss in den Stunden, in denen die flexiblen Kraftwerke die Residuallast ausgleichen müssen, mehr Back-Up Leistung zur Verfügung stehen.

Ebenfalls großen Einfluss hat eine gut ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur auf den Ausbau der Elektrolyseure, dargestellt in Abbildung 128. In Summe reduziert sich diese Leistung um 50 GW_{el}, da sich die Produktion von Wasserstoff insbesondere auf die Regionen verteilt, in denen es ein großes Angebot von CO₂-neutralem Strom gibt. Während ohne den Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur auch Bundesländer wie Bayern, NRW oder Sachsen-Anhalt Elektrolysekapazität aufbauen müssen, ist es bei einem Infrastrukturausbau möglich, im Inland Wasserstoff in den Regionen zu erzeugen, in denen viel Offshore-Windenergie ankommt. So können beispielsweise große Industriestandorte kostengünstiger mit Wasserstoff versorgt werden, als wenn dort eine große Überkapazität an Erneuerbaren Strom für die Wasserstoffproduktion installiert werden muss.

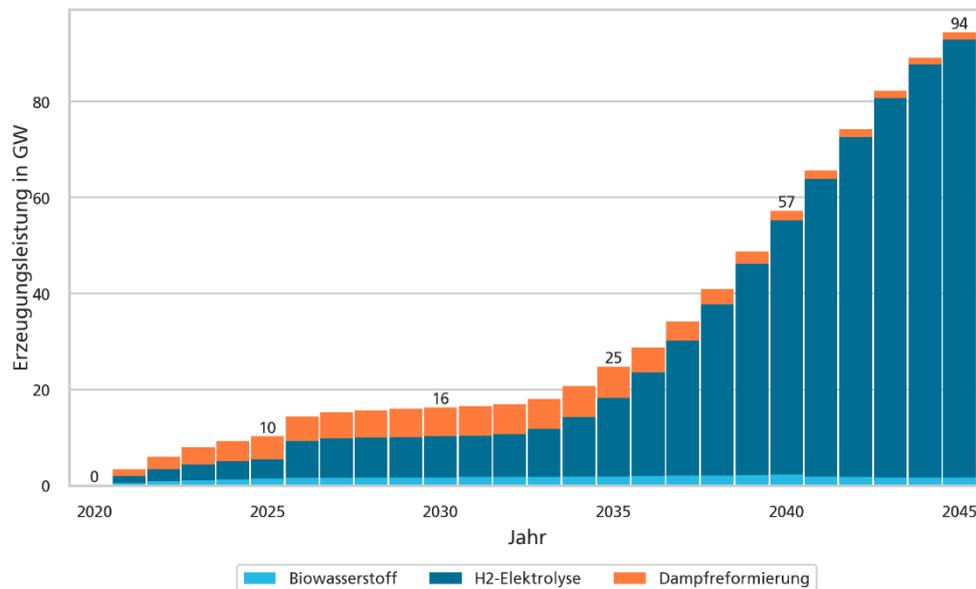


Abbildung 128: Installierte Leistung von Technologien zur Erzeugung von Wasserstoff in gesamt Deutschland unter Berücksichtigung einer Wasserstoffinfrastruktur in GW_{el}

Anhand Abbildung 129 wird ersichtlich, dass synthetische Energieträger im Jahr 2045 in deutlich geringerem Umfang importiert werden müssen, als es ohne einen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur der Fall wäre. Insgesamt sinkt der Import um 40 TWh, weil der heimisch produzierte Wasserstoff effizienter verteilt werden kann und Regionen mit geringen Produktionskapazitäten aus Nachbarregionen versorgt werden können und somit weniger auf Importe angewiesen sind. Ein Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur innerhalb Deutschlands ermöglicht es also, die Importabhängigkeiten zu reduzieren.

Durch diese effiziente Verteilung und Nutzung von Energie kann ebenfalls der Endenergiebedarf um 200 TWh, und der Strombedarf insgesamt um 240 TWh reduziert werden. Dies ergibt sich vor allem dadurch, dass weniger Strom für die Wasserstoffproduktion benötigt wird und somit mehr Strom für die Endenergiesektoren zur Verfügung steht. Somit findet insbesondere in den Sektoren Gebäude und Industrie eine stärkere Elektrifizierung statt und es wird weniger Gas und Wasserstoff eingesetzt.

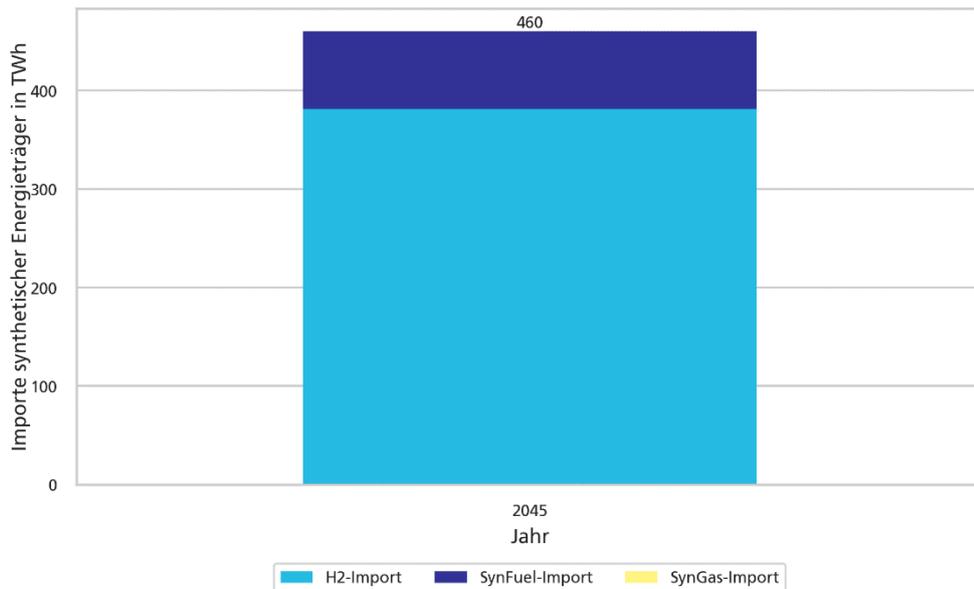


Abbildung 129: Import synthetischer Energieträger für das Jahr 2045 in gesamt Deutschland in TWh

Abschließend zeigt sich somit, dass ein bedarfsgerechter Ausbau einer Wasserstoffinfrastruktur innerhalb Deutschlands den Aufwand zum Erreichen von Klimaneutralität deutlich senken kann. Durch die effiziente Verteilung von Wasserstoff kann dieser in den Regionen mit einem großen Angebot fluktuierender erneuerbarer Energien im Norden produziert werden und Regionen mit geringerem Angebot versorgen. Hierdurch können Überkapazitäten an Windenergie und Photovoltaik eingespart werden und es steht mehr Strom für die Versorgung der Sektoren zur Verfügung, wodurch eine höhere Elektrifizierung erreicht wird.

10.4 Ergebnisse Stromnetzmodellierung

Die in diesem Kapitel beschriebenen Ergebnisse beziehen sich auf das Elektrifizierungsszenario 2045. Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde eine Netzstudie durchgeführt, die für das erwartete Stromnetz im betrachteten Jahr aufbauend auf den aus REMod-Regional resultierenden Zeitreihen eine Optimierung von Betriebsführung und Kraftwerksstandorten beinhaltet.

Das zugrundeliegende Stromnetzmodell basiert auf PyPSA-Eur (Brown, Hörsch, Schlachtberger 2018). Das Modell beinhaltet das europäische Übertragungsnetzmodell einschließlich von Gleichstromtrassen für die gesamte ENTSOE-Region. Diese Topologie wurde für das Zieljahr 2045 um die entsprechenden Netzausbaumaßnahmen erweitert. Das Netz wurde im nächsten Schritt auf die von REMod-Regional betrachteten 10 innerdeutschen Regionen, sowie drei europäischen Knoten außerhalb Deutschlands reduziert, indem nur jene Leitungen beibehalten wurden, die zwei dieser Regionen miteinander verbinden. Da die zu betrachtenden Regionen aufgrund sinnvoller Abwägungen im Gesamtprojekt ausgewählt wurden, wurden keine Netzreduktionsmethoden angewendet. Bei der notwendigen starken Reduktion muss ohnehin von hohen Fehlern in der Netzmodellierung ausgegangen werden (Biener, Garcia Rosas 2020).

Für die resultierenden Knoten wurden Zeitreihen für Lasten und Erzeuger aus den REMod-Regional-Ergebnissen importiert. Es wurden technologiescharfe Zeitreihen je

Region für Generatoren und Speicher verwendet. Für den Verbrauch wurde eine aggregierte Zeitreihe je Region genutzt.

Mit dem resultierenden Netzmodell wurde anschließend mit dem Netzberechnungswerkzeug PyPSA (Brown, Hörsch, Schlachtberger 2018) ein linearer optimaler Lastfluss durchgeführt. Hierbei durften die HGÜ-Trassen zu 100% ausgelastet werden, während die Wechselstromtrassen auf eine Auslastung von 70% begrenzt waren. Die Freiheitsgrade der Optimierung waren zudem das zusätzliche Abregeln erneuerbarer Energien über das in den Zeitreihen aus REMod-Regional enthaltene Maß hinaus. Der Speichereinsatz war außerdem Teil der Optimierung, wobei Pumpspeicher und Batteriespeicher zyklisch über das Jahr betrieben werden mussten. Netzdienliche mobile Batteriespeicher mussten ebenfalls zyklisch über das Jahr betrieben werden, zudem jedoch mit Leistungen, die nicht die Leistungen aus den REMod-Regional-Zeitserien überschreiten. Zusätzlich war ein Zu- bzw. Rückbau von Batteriespeichern und Gaskraftwerken Teil der Optimierung.

Im Ergebnis der Optimierung war keine zusätzliche Abregelung von Wind- und Solar-Kraftwerken notwendig. Hinsichtlich der installierten Leistung von Batteriespeichern zeigte sich im Resultat ein deutlich geringerer Wert gegenüber den REMod-Regional-Ergebnissen und eine etwas geringere Leistung bei Gaskraftwerken (siehe Abbildung 130). Dies kann ggf. durch die unterschiedlichen Optimierungen erklärt werden. Der lineare optimale Lastfluss löst ein mathematisches Optimierungsproblem und ist somit global optimal für Betriebsführung und Platzierung im Netz. In REMod-Regional hingegen wird eine Heuristik verwendet, und der Lastfluss wird nicht optimiert (siehe Kapitel 3.4). Dies reduziert notwendige Resilienz bspw. für den N-1 Fall. Wartung und Revisionsarbeiten im Kraftwerkspark sind dann auch nicht vorgesehen.

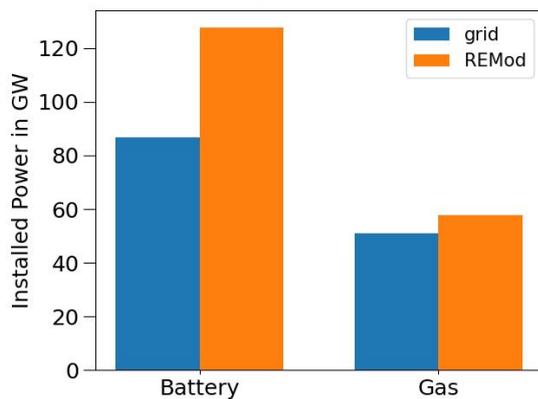


Abbildung 130: Vergleich der installierten Kapazitäten von Batterien und Gaskraftwerken. In Blau wird das Ergebnis der Netzoptimierung dargestellt, in Orange ist der Input aus REMod-Regional.

In Summe wurden durch die Optimierung 16,2 TWh (6.8 %) weniger Energie aus Gaskraftwerken verwendet als von REMod. Hierzu ist anzumerken, dass im Modell keine Mindestleistung hinterlegt war.

Die Verteilung von Speichern und Gaskraftwerken wird in Abbildung 131 dargestellt. Bei der Verteilung der Gas- und Speicherkraftwerke lässt sich eine Erhöhung der Speicherkapazität im Norden und im Süden, sowie eine Verringerung Speicherkapazität im Westen und im Osten feststellen. In NRW resultiert eine deutlich geringere Gaskraftwerkleistung, während diese in Rheinland-Pfalz und Saarland höher ausfällt.

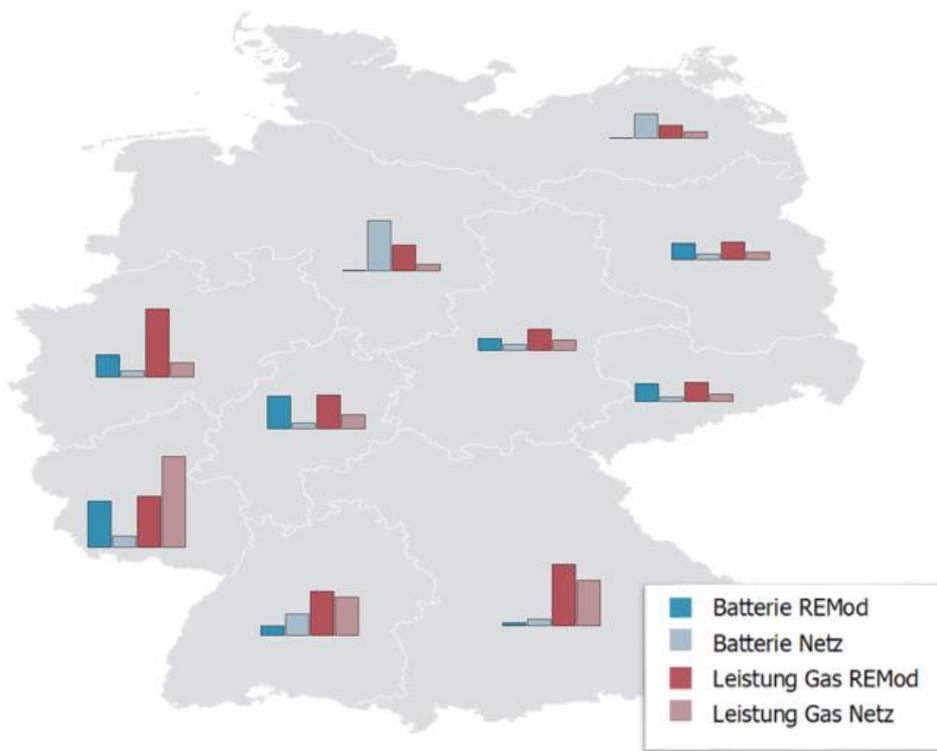


Abbildung 131: Verteilung der Gaskraftwerke und Speichern nach dem REMod Optimierer und nach dem linearen optimalen Lastfluss.

Das betrachtete Szenario kann ohne Erhöhung der Treibhausgasemissionen im gemäß NEP geplanten Stromnetz abgebildet werden. REMod-Regional ist bei den Abregelungen von Wind und Solar aus Netzsicht nicht zu optimistisch, vielleicht zu pessimistisch. Dies ist ebenfalls darin begründet, dass Lastflüsse in REMod nicht optimal verteilt werden können. Es werden weniger Speicher und Gaskraftwerke benötigt als von REMod angenommen. In der Netzstudie hingegen wurden keine für die Versorgungssicherheit notwendigen Redundanzen im Kraftwerkspark berücksichtigt.

10.4.1 Szenario Grüne Gase

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse einer Netzstudie für das Szenario Grüne Gase im Jahr 2045 dargestellt, die mit der Methodik erzeugt wurden, die im übergeordneten Kapitel 10.4 anhand des Szenarios Elektrifizierung beschrieben wurde. Es zeigt sich analog zu den Ergebnissen im Elektrifizierungsszenario, dass keine zusätzliche Abregelung Erneuerbarer Energien notwendig ist und dass insgesamt ein geringerer Bedarf an Gaskraftwerken und Batteriespeichern resultiert, sodass das Szenario ohne Erhöhung der Treibhausgasemissionen im gemäß NEP geplanten Stromnetz abgebildet werden kann.

Durch die deutlichen Verschiebungen im Kraftwerkspark, die in Kapitel 10.2 im Abschnitt Ergebnisse Szenario Grüne Gase dargestellt sind, verschieben sich auch die von der Optimierung vorgenommenen Änderungen räumlich, wie in Abbildung 132 ersichtlich wird. Auch in diesem Szenario zeigt sich ein deutlicher Zubau an Speichern in Bremen und Niedersachsen (HB&NI) und ein etwas stärkerer Zubau von Speichern in Baden-Württemberg, während in allen anderen Regionen, vor allem aber in Rheinland-Pfalz und Saarland sowie Bayern ein geringerer Speicherbedarf resultiert. Bezüglich der Gaskraftwerksleistung ist im Ergebnis in Sachsen-Anhalt und Thüringen eine deutliche Zunahme erkennbar, während in den nördlichsten und südlichsten Regionen keine Leistung mehr benötigt wird.

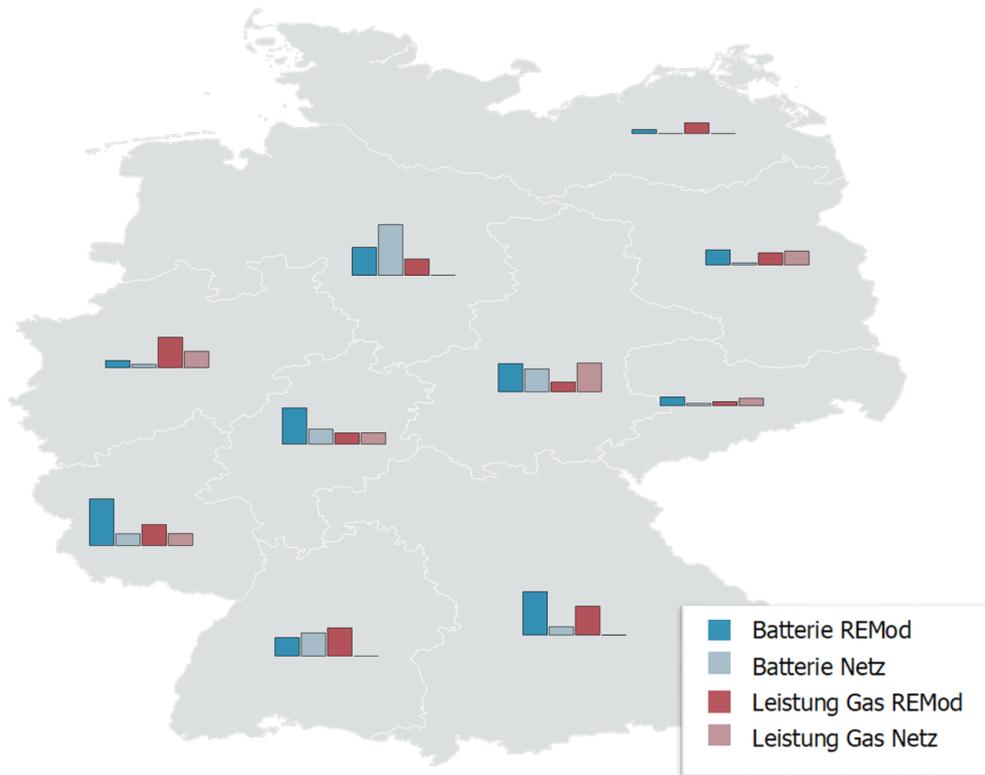


Abbildung 132: Verteilung der Gaskraftwerke und Speichern nach dem REMod Optimierer und nach dem linearen optimalen Lastfluss.

Abbildung 133 zeigt den Vergleich der installierten Kapazitäten für Gaskraftwerke und Batterien. Auch in diesem Szenario ergibt sich sowohl bei Batterien mit 48 MW statt 81 MW als auch bei Gaskraftwerken mit 31 GW statt 54 GW ein geringerer Leistungsbedarf. In Summe wurden durch die Optimierung 62,0 TWh weniger Energie aus Gaskraftwerken verwendet als von REMod, wobei auch in dieser Simulation im Modell keine Mindestleistung hinterlegt war.

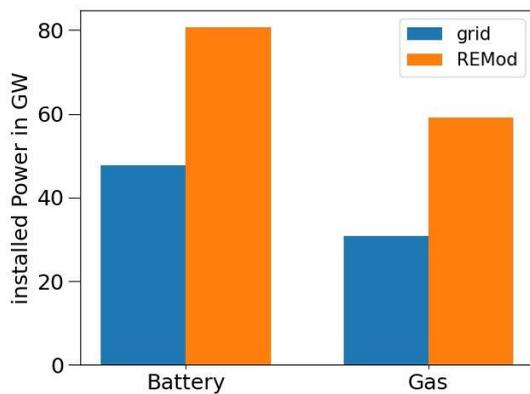


Abbildung 133: Vergleich der installierten Kapazitäten von Batterien und Gaskraftwerken. In Blau wird das Ergebnis der Netzoptimierung dargestellt, in Orange ist der Input aus REMod-Regional.

10.5 Ergebnisse Gasnetzmodellierung

Die Residuallasten, die sich aus den verarbeiteten REMod Ergebnissen und den Import-szenarien ergeben, werden in das Use Case-Modell übergeben, um einzuschätzen, wieviel Transportkapazität der CH₄-Leitungen frei wird und wo bzw. wieviel Ausbau- und Umstellungsbedarf der Wasserstoffinfrastruktur besteht. Die oberen Grenzen für die Leitungskapazität ergeben sich aus dem Status quo-Modell. Das Modell besteht aus gerichteten Graphen. Das heißt, dass die obere Grenze aus einer Region in eine andere in eine Richtung höher sein kann als in die andere Richtung.

Zuerst wird untersucht, ob die Kapazitäten für den CH₄-Transport ausreichen, bzw. wieviel Transportkapazität bei einer optimalen Flussverteilung ungenutzt bleibt. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass, aufgrund der Annahme von UGS mit unbegrenztem Speichervolumen, die Ergebniswerte der Kapazitäten nur darüber eine Aussage geben, ob die Maximallast bei optimal gefüllten UGS ausgeglichen werden kann. Es wird keine Aussage darüber getroffen, ob die Speicher gefüllt werden können. Hierfür müssten entweder Füllszenarien ohne Speicher entwickelt werden oder das quasistatische Modell mit einer zeitlichen Komponente und einer saisonalen Steuerung bzw. einer optimierungsbasier-ten Steuerung der Speicherfüllung erweitert werden.

Es wird angenommen, dass die freien Kapazitäten, die also nicht für den CH₄-Transport benötigt werden, für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur werden können. Die maximale Transportleistung reduziert sich bei einer Umstellung auf H₂ auf 80 % der ursprünglichen Transportleistung. Diese freien und reduzierten Transportkapazitäten werden dann als obere Grenzen für das H₂-Netz gesetzt, um zu testen, ob diese Kapazitäten ausreichen, um das Netz zu betreiben oder ob bzw. wo zusätzlicher Ausbaubedarf der H₂-Infrastruktur besteht.

Bei den Berechnungen für CH₄ wird von 2025 bis 2045 gerechnet. Wird in einem Jahr eine Kapazitätserhöhung benötigt, wird diese im nächsten Stützjahr als ausgebaut angenommen.

Für die Umstellung auf Wasserstoff werden in früheren Jahren, auch die Kapazitäten gesperrt, welche in zukünftigen Stützjahren für Methan genutzt werden müssen, um einen Ausbaubedarf von CH₄-Kapazitäten zu vermeiden. Das heißt z.B. bei den Berechnungen für Wasserstoff 2025 werden auch die Ergebnisse für die benötigten CH₄-Kapazitäten im Jahr 2045 berücksichtigt.

$$\dot{E}_{Res,i,+} < \sum_{i,j} ub_{i,j} + \dot{E}_{UGS\ max,i,+} \quad 10-1$$

$$|\dot{E}_{Res,i,-}| < \sum_{i,j} ub_{j,i} + \dot{E}_{UGS\ max,i,-} \quad 10-2$$

Zuerst wird überprüft, ob die Residuallast in den Regionen die oberen Transportgrenzen zu den direkt umgebenden Leitungs- und Speicherkapazitäten für einen Zeitschritt überschreiten. Diese Lösbarkeitskriterien sind in den Gleichungen 10-1 und 10-2 beschrieben. Zum einen muss das Gas verteilt werden können, also darf die positive Residuallast die ausgehenden maximalen Flüsse nicht überschreiten (Gleichung 10-1), zum andern muss der Bedarf gedeckt werden können, deshalb darf die negative Residuallast die Summe der Grenzwerte für eingehende Flüsse nicht überschreiten (Gleichung 10-2).

Wird eines der Lösbarkeitskriterien nicht erfüllt, kann die Energiebilanz der Region (Gleichung 4-2) nicht gelöst werden und auch das Modell ist nicht lösbar. Deshalb werden,

die Leitungskapazitäten erhöht, bis das Kriterium erfüllt ist. Dann werden die Eingangsdaten an das Modell übergeben, alle Zeitschritte gerechnet und die Ergebnisse ausgewertet.

Reicht die Kapazität in einem Jahr trotzdem nicht aus, wird als erste Maßnahme Ausbau zur Ermöglichung von bidirektionalem Gastransport angenommen. Es wird also für den betroffenen Übergang zwischen zwei Regionen der größere der beiden gerichteten Transportkapazitätswerte verwendet und für beide Flussrichtungen zugelassen. Darauf wird das Modell für das Stützjahr mit den erhöhten Kapazitäten durchgerechnet.

Ist auch die Umstellung auf bidirektionalen Gasfluss mit erhöhten Leitungskapazitäten nach Lösbarkeitskriterien nicht ausreichend, werden die Kapazitäten dynamisch im Modell erhöht. Es ist wahrscheinlich, dass viele Transportleitungen im realen Betrieb schon bidirektional betrieben werden können, was 2019 in der Regel nicht notwendig war und somit aufgrund der Eingangsdaten im Status quo-Modell nicht erkannt werden kann.

10.5.1 Elektrifizierung

Das Elektrifizierungsszenario unterscheidet sich vom Grüne Gase Szenario darin, dass es, aufgrund hoher Lastspitzen durch Gaskraftwerke zur Stromerzeugung, immer noch hohe regionale Methanbedarfe in den letzten Stützjahren gibt und der Wasserstoffbedarf langsamer steigt. Der CH₄-Bedarf kann im letzten Stützjahr 2045 zu jedem Zeitpunkt inländisch gedeckt werden.

Abbildung 134 zeigt die CH₄-Netzauslastung des Elektrifizierungsszenario inklusive der Maximalwerte der Importleistungen für die Stützjahre 2025 und 2035 und Abbildung 135 zeigt die Auslastung der CH₄-Kapazitäten für die letzten beiden Stützjahre 2040, 2045. Die CH₄-Importleistung ist im Norden höher als im Süden. Die Grafik zeigt, dass sich dieser Trend in diesem Importszenario bis 2035 verstärkt, da mehr LNG-Terminals zur Versorgung gebaut werden. Danach verschiebt sich der Import mehr in die Mitte Deutschlands, da die LNG-Terminals auf LH₂ umgestellt werden.

Aufgrund der veränderten Importsituation zu 2019 ist das Lösbarkeitskriterium nach Gleichung 10-1, bzw. Gleichung 10-2 im Vergleich zu den Status quo-Kapazitäten für die Region HH&MV&SH in keinem Stützjahr erfüllt. Knappheiten der Transportkapazität sind als rote Pfeile in Abbildung 140 links dargestellt. Im Jahr 2025 werden höhere Kapazitäten zur Bereitstellung von CH₄ in HH&MV&SH von 4,2 GWh/h benötigt. Der Wert ist absteigend bis auf 0,1 GWh/h im Jahr 2040. Die Verringerung der Kapazitätsknappheit hängt in diesem Fall ausschließlich mit der Veränderung der Importszenarien zusammen. Die angenommene maximale Importleistung der GÜP bzw. Terminals in HH&MV&SH nimmt in diesem Zeitraum von 5 GWh/h auf 15 GWh/h zu. Im Jahr 2045 hat die Region HH&MV&SH keinen Bedarf aus anderen Regionen CH₄ zu beziehen und dementsprechend keine Knappheit. Auch ist die Auslastung der Kapazitäten nach HH&MV&SH dementsprechend gering.

Für die erste Berechnung im Modell werden die Kapazitätsgrenzen für den Transport von BE&BB und HB&NI nach HH&MV&SH im Jahr 2025 so erhöht, dass die Lösbarkeit erfüllt ist. Das heißt, dass aus den umgebenden Regionen nun 2,2 GWh/h mehr CH₄ bezogen werden kann. Durch diese Kapazitätserhöhung kann das Modell in jedem darauffolgenden Zeitschritt gelöst werden. Für das H₂-Modell ist es relevant, wieviel Transportkapazität im CH₄-System ungenutzt bleibt, da die minimale freie Kapazität als Transportkapazität für das H₂-Modell angenommen wird.

Im Jahr 2035 sind die Transportleitungen von HB&NI nach HE, von HB&NI nach HE, von NW nach RP&SL sowie von RP&SL nach BW sind voll ausgelastet. Alle anderen Leitungen haben freie Transportkapazitäten.

Im darauffolgenden Stützjahr 2040 ist die Auslastungsverteilung ähnlich wie im Jahr 2035. Aufgrund der leicht veränderten Importsituation durch die Umstellung von LNG-Terminals auf LH₂ im Norden ergibt sich eine leicht höhere Auslastung nach HH&MV&SH. Im letzten Stützjahr 2045 verändert sich die Auslastung dahingehend, dass die Kapazität von BW nach BY voll ausgelastet wird.

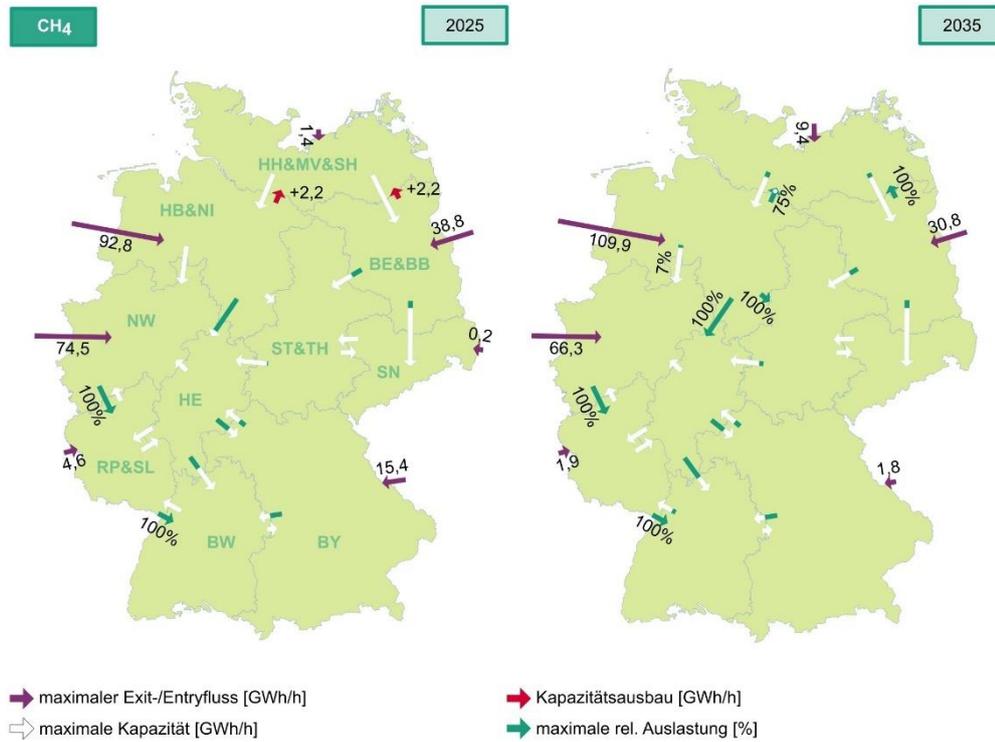


Abbildung 134: Elektrifizierung –Auslastung der CH₄-Transportkapazitäten 2025, 2035

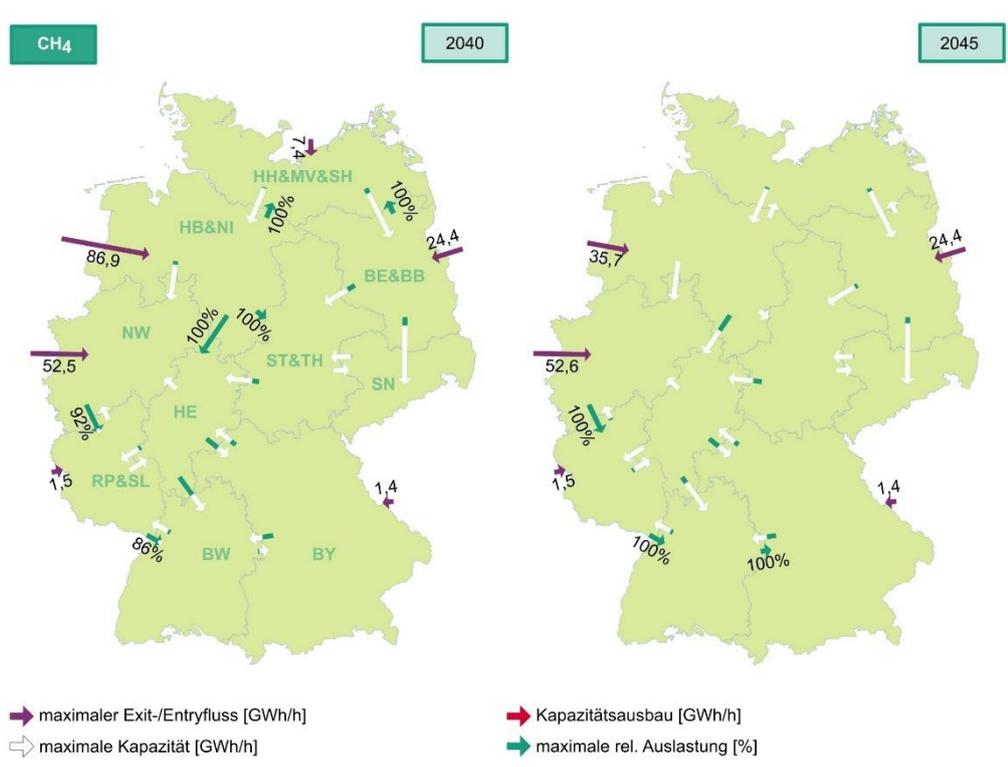


Abbildung 135: Elektrifizierung - Auslastung CH₄-Transportkapazitäten 2040, 2045

Abbildung 136 zeigt welche H₂-Transportkapazitäten durch Umstellung der freien CH₄-Leitungen in den Jahren 2025 und 2045 zur Verfügung stehen. Da im Jahr 2025 keine Kapazitäten verwendet werden können, die im Jahr 2045 noch gebraucht werden, sind die Kapazitäten stetig steigend. Im Jahr 2025 können zum Beispiel noch keine Transportkapazitäten nach BY oder HH&MV&SH für eine Umstellung genutzt werden, wohingegen im Jahr 2045 11,8 GWh/h nach BY und 8,9 GWh/h nach HH&MV&SH H₂-Kapazität durch Umstellung bereitgestellt werden können. Die H₂-Kapazitäten werden als obere Grenze in das Use-Case-Modell eingegeben, um die Auslastung des Netzes bei reiner Umstellung der freien Kapazitäten zu bestimmen bzw. den notwendigen Ausbaubedarf zu ermitteln.

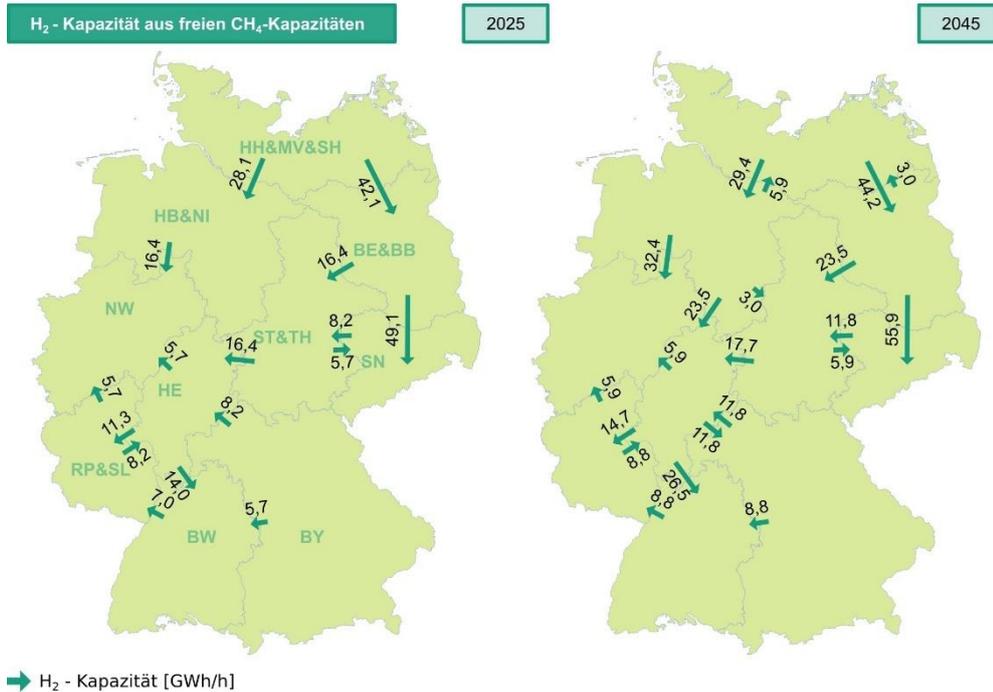


Abbildung 136: Elektrifizierung – Entwicklung der H₂-Transportkapazitäten aus freien CH₄-Kapazitäten

Abbildung 137 zeigt die Ergebnisse der ersten Stützjahre des H₂-Modells im Elektrifizierungsszenario. Das Jahr 2025 wird nicht gerechnet, da es keinen Importbedarf gibt. Im Jahr 2030 kann der geringe H₂-Bedarf der meisten Regionen durch die Umstellung der freien CH₄-Kapazitäten auf H₂ gedeckt werden. Im Jahr 2030 gibt es eine Knappheit nach Lösbarkeitskriterium 10-2 in BY von ca. 0,5 GWh/h. Dies kann direkt daraus abgeleitet werden kann, dass es keine freien CH₄-Transportkapazitäten nach BY gibt, aber der maximale Bedarf in BY 0,5 GWh/h ist. Erhöht man die Kapazitäten aus den umliegenden Regionen kann das Modell gelöst werden. Im Jahr 2035 sind die Bedarfe und die resultierende Knappheit deutlich höher, der Mangel an Transportkapazität verschiebt sich in den Norden. Das Modell kann nicht durch die Kapazitätserhöhung nach Lösbarkeitskriterium gelöst werden, sondern wird erst nach der Umstellung auf Bidirektionalität gelöst. Besonders hoch ist der Ausbaubedarf der ausgehenden Kapazitäten der Region NW. Der Kapazitätsmangel kann durch eine Umstellung der Leitungen auf Bidirektionalität im Nord-Westen gelöst werden.

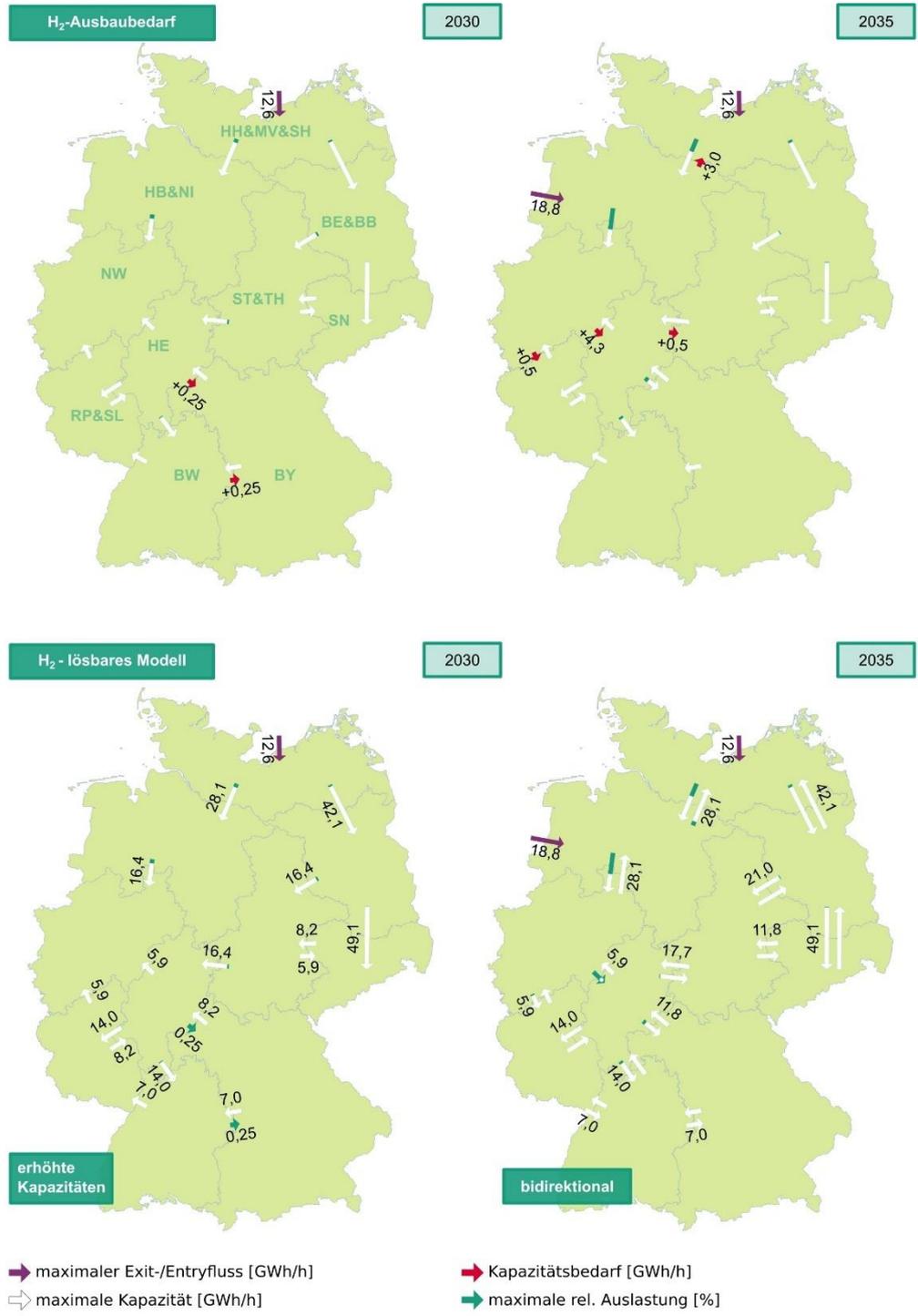


Abbildung 137: Elektrifizierung - H₂-Ausbaubedarf und Modellauslastung 2030, 2035

Abbildung 138 zeigt den zusätzlichen Ausbaubedarf des H₂-Netzes 2040 und 2045 nach Umstellung der freien CH₄-Leitungen. Im Jahr 2040 wird das ist das Lösbarkeitskriterium nicht erfüllt.

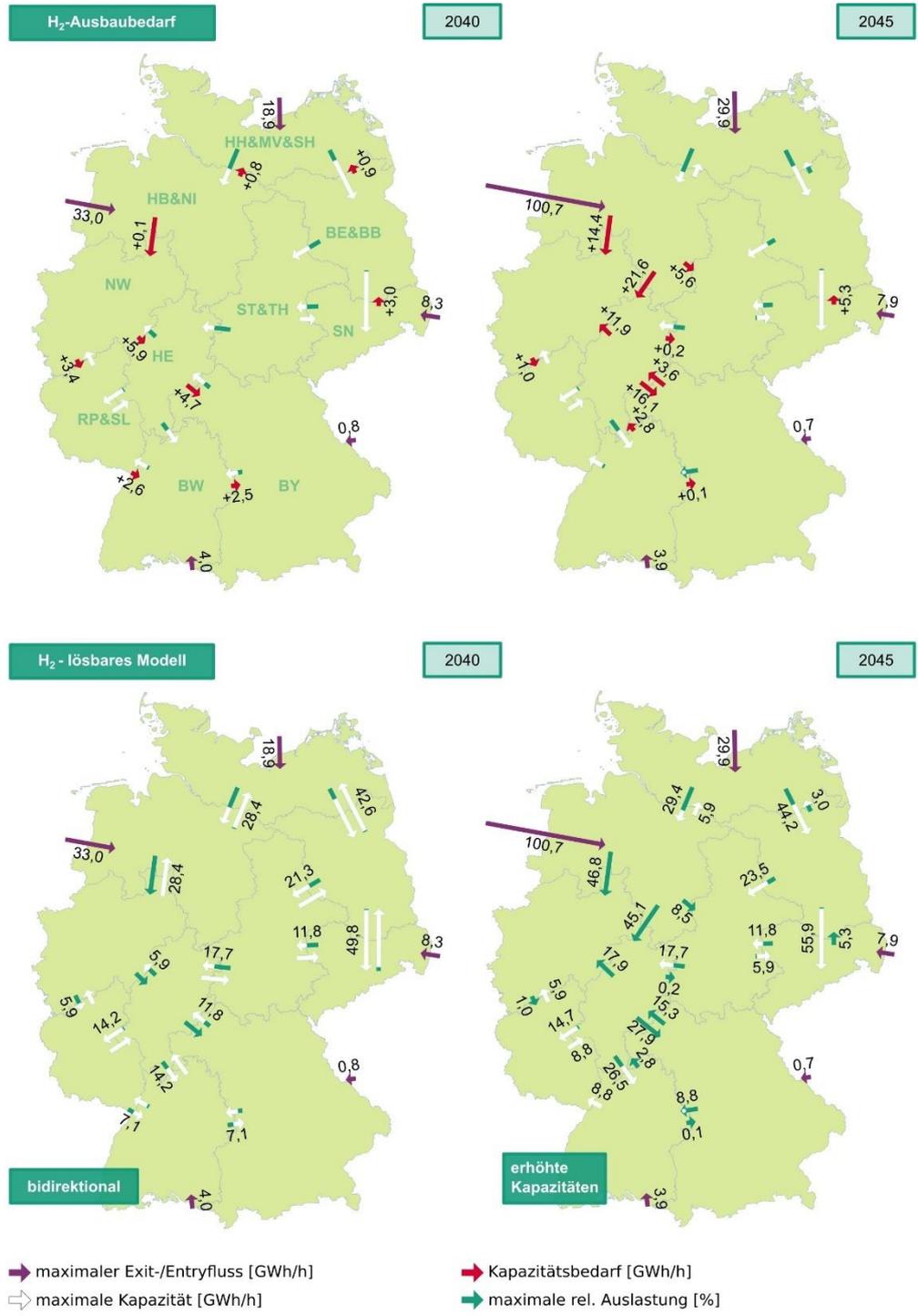


Abbildung 138: Elektrifizierung – Ausbaubedarf des H₂ Netzes bis 2045 nach Umstellung der freien CH₄-Leitungen

Anstatt die Transportkapazitäten zu erhöhen, um die Gasflüsse transportieren zu können, können auch Speicherleistungen der UGS auf H₂ umgestellt werden. Deren Leistungen stabilisieren das System und können Lastspitzen in den Regionen ausgleichen. Um diese Möglichkeit aufzuzeigen, wird ein Szenario berechnet bei dem alle CH₄-UGS auf H₂ umgestellt werden. Es wird angenommen, dass sich ihre Leistung analog zu den Transportkapazitäten durch die Umstellung um 20 % reduziert.

Abbildung 139 illustriert das Szenario mit UGS-Leistungen und die Ergebnisse. Die linke Seite zeigt, wie die maximalen Entry-/Exit-Leistungen der UGS regional verteilt sind. Die Regionen HB&NI, NW sowie BY, die im vorherigen Modell Knappheiten aufweisen, haben besonders hohe UGS-Leistungen. Die rechte Seite zeigt die Auslastung der Transportkapazitäten im Modell. Die Berechnungen ergeben, dass die Starklasten durch die UGS bei gegebenen freien Transportkapazitäten zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden können. Die Umstellung der UGS ist im Elektrifizierungsszenario jedoch nicht in dieser Größenordnung möglich, da sie für die Stabilisierung des CH₄-Netzes benötigt werden.

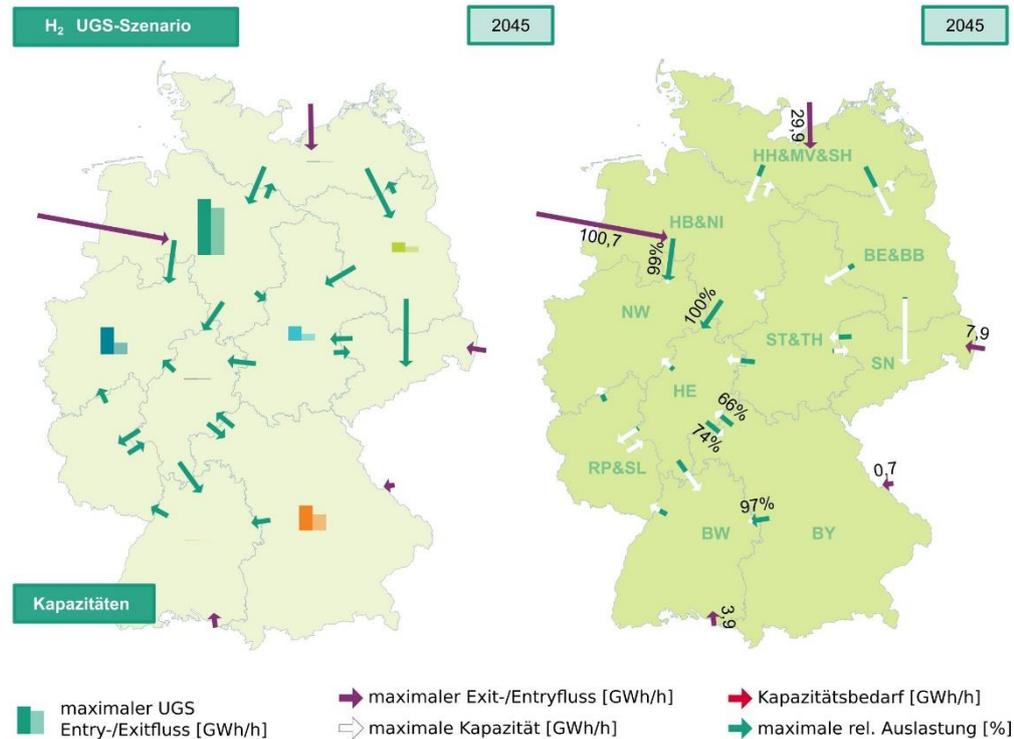


Abbildung 139: Elektrifizierung - UGS-Szenario H2

10.5.2 Grüne Gase

Tabelle 1 fasst die Ergebnisse für CH₄ im Grüne Gase Szenario zusammen. In den Jahren 2040 und 2045 kann der CH₄-Bedarf zu jedem Zeitpunkt inländisch gedeckt werden. Es findet nur noch Export von Methan statt. Da im Rahmen des Projektes keine Exportsznarien entwickelt werden und die benötigten Kapazitäten stark von den gewählten Exportregionen abhängen, wird angenommen, dass in den beiden Stützjahren die gesamten Transportkapazitäten und alle UGS für die Umstellung zur Verfügung stehen.

Auch in diesem Szenario ergibt sich aus dem Lösbarkeitskriterium nach Gleichung 10-2 eine Knappheit der Bereitstellungskapazität für CH₄ im Vergleich zu den Status quo-Kapazitäten in der Region HH&MV&SH. Diese nimmt von 6,4 GWh/h im Jahr 2025 auf 3,9 GWh/h im Jahr 2035 ab. Die Knappheit ergibt sich aus der veränderten Importsituation. Es reicht aus, die Transportkapazität von BE&BB und HB&NI nach HH&MV&SH um jeweils ca. 3,5 GWh/h zu erhöhen, um das CH₄ in allen Stützjahren verteilen zu können. Diese Kapazität ist wahrscheinlich in der Realität bereits verfügbar, jedoch kann sie aufgrund der anderen Importsituation im Jahr 2019 vom Status quo-Modell nicht erkannt werden.

Tabelle 1: Grüne Gase - Ergebnisse: CH₄

Jahr	Kapazitätserhöhung
------	--------------------

2025	Ja
2030	aus 2025
2035	aus 2025
2040	-
2045	-

AP7: Bewertung des
 Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
 DBI)

Abbildung 140 zeigt eine Karte des benötigten Infrastrukturausbau für H₂ bis 2045. Auch bei der Umstellung der bidirektionalen Nutzung der auf Wasserstoff umgestellten freien CH₄-Kapazitäten fehlen in der importstärksten Region HH&NI insgesamt 35 GWh/h Transportleistung nach NW. Diese kann entweder durch weitere Leitungen oder über UGS bereitgestellt werden. Obwohl in diesem Szenario höhere H₂-Residuallasten ausgeglichen werden müssen, ist der Bedarf an Infrastrukturausbau im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario deutlich geringer, da mehr Transportkapazitäten aus dem CH₄-Netz frei werden und umgestellt werden können.

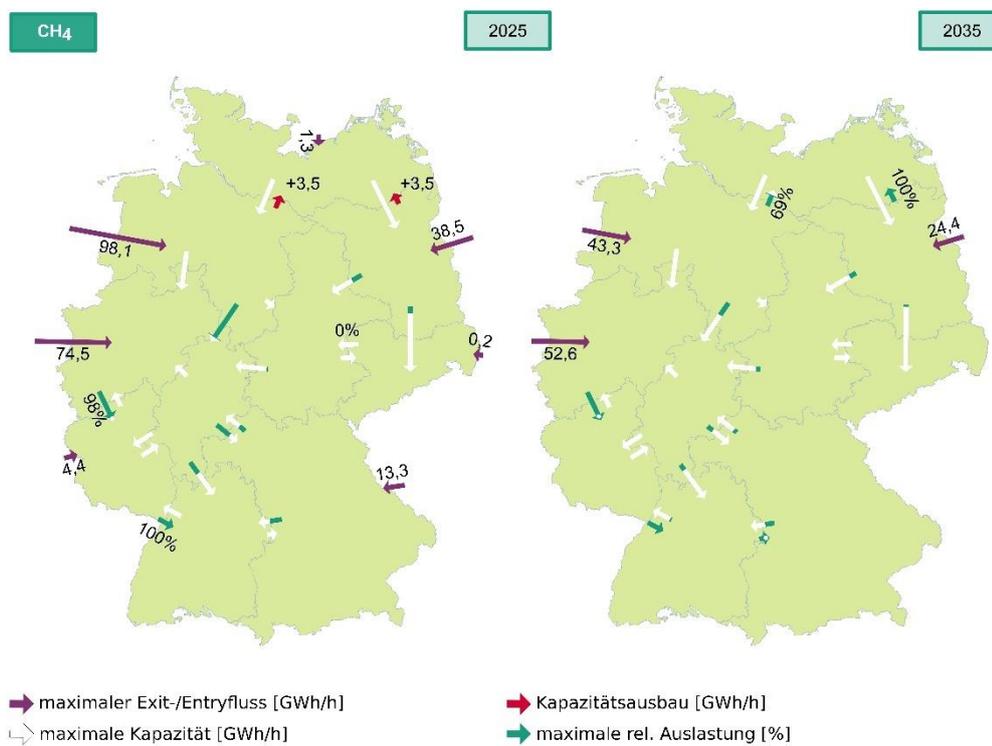


Abbildung 140: Grüne Gase - Entwicklung der Auslastung der CH₄-Transportleitungen

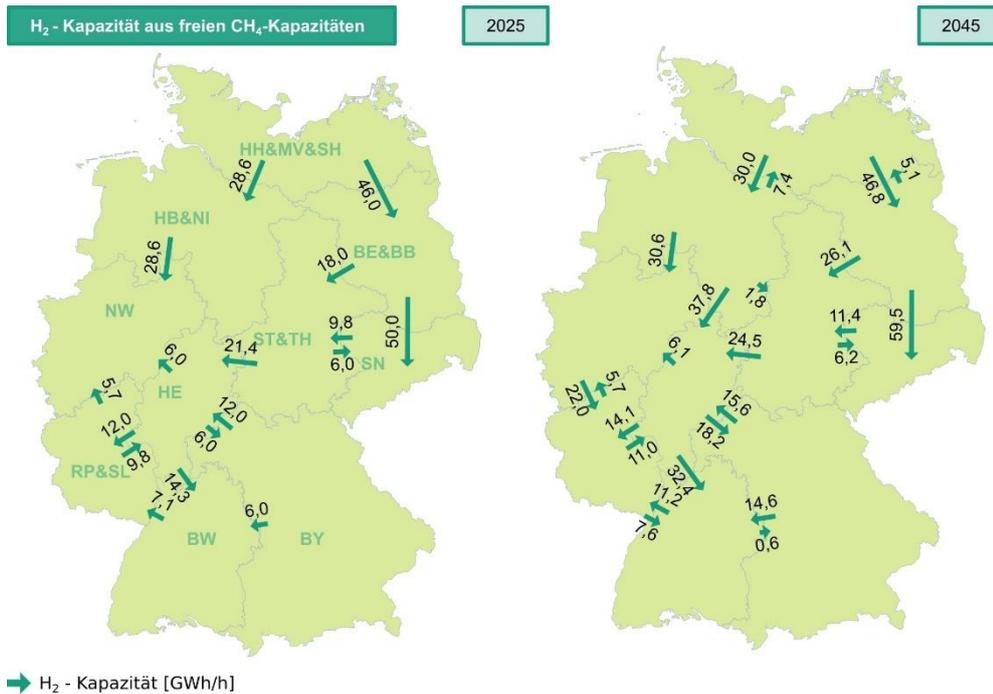


Abbildung 141: Grüne Gase – Entwicklung der H₂-Transportkapazitäten aus freien CH₄-Kapazitäten

Basierend auf Ergebnissen für CH₄ werden freie H₂-Kapazitäten ermittelt. Da eine Leitungsumstellung im Jahr 2025 im nächsten Stützjahr nicht wieder rückgängig gemacht werden kann, werden die darauffolgenden Stützjahre in die Kapazitätsermittlung für H₂-Kapazitäten durch Umstellung miteinbezogen. Die verfügbaren H₂-Kapazitäten durch Umstellung können nie größer sein als im darauffolgenden Stützjahr, deshalb werden die freien Kapazitäten eines Stützjahres automatisiert mit dem darauffolgenden verglichen und das Minimum als freie Kapazität angenommen. Die Entwicklung der H₂-Transportkapazitäten für das Grüne Gase Szenario sind in Abbildung 141 dargestellt. Da es für 2045 und 2040 in diesem Szenario keine CH₄-Importe gibt, werden die gesamten Kapazitäten als frei angenommen. Sie werden an das H₂-Use-Case-Modell übergeben werden. Das Jahr 2025 wird nicht berechnet, da es keinen Importbedarf für H₂ gibt.

Abbildung 142 zeigt die Ergebnisse für die Jahre 2030 und 2035. Für beide Jahre wird das Modell einmal mit gerichteten Kapazitäten und einmal mit bidirektional betriebenen Leitungen berechnet, da es beim ersten Optimierungsdurchlauf nicht für alle Tage eine Lösung gibt. Die Eingangs-Kapazitäten werden schon vor der ersten Berechnung nach dem Lösbarkeitskriterium aus Gleichung 10-2 angepasst. Im Jahr 2035 muss die Transportkapazität nach Bayern um mindestens 1,2 GWh/h erhöht werden, um das Lösbarkeitskriterium zu erfüllen. Trotz der Kapazitäts-Erhöhung kann die Energiebilanz an acht Tagen im Winter nicht gelöst werden. Für das Jahr 2030 gibt es eine Knappheit nach HH&MV&SH, da es keine freien Kapazitäten für CH₄ in diese Region gibt. Die Kapazität nach HH&MV&SH wird um ca. 6 GWh/h aus den umliegenden Regionen erhöht. Im Jahr 2030 können bei gerichteten Kapazitäten verteilt über 26 Tage im Jahr verteilt nicht gelöst werden. Deshalb werden in beiden Stützjahren die Kapazitäten auf bidirektionalen Gasfluss umgestellt. Nach der Umstellung könne alle Gasbedarfe an jedem Tag gedeckt werden.

Im oberen Teil der Abbildung 142 sind die fehlenden Kapazitäten im Vergleich zu den freien gerichteten H₂-Kapazitäten dargestellt. Die fehlenden Kapazitäten sind in Rot dargestellt und können Aufschluss darüber geben, wo eine Umstellung auf bidirektionalen Gasfluss besonders relevant ist. Der untere Teil der Abbildung zeigt die Ergebnisse bei

bidirektionalen freien Kapazitäten. Die Beschriftung der Pfeile gibt die freien CH₄-Kapazitäten an, nachdem sie auf H₂ umgestellt sind. Auch kann aus dem unteren Teil die Entwicklung der freien Kapazitäten zwischen 2030 und 2035 abgelesen werden. Im Jahr 2035 stehen vor allem in Regionen mit hohen Gasimportkapazitäten, wie HB&NI, deutlich höhere freie Kapazitäten zur Verfügung als 2030. Das kann auf die veränderte Importsituation zurückgeführt werden.

AP7: Bewertung des Infrastrukturbedarfes (FhG ISE, DBI)

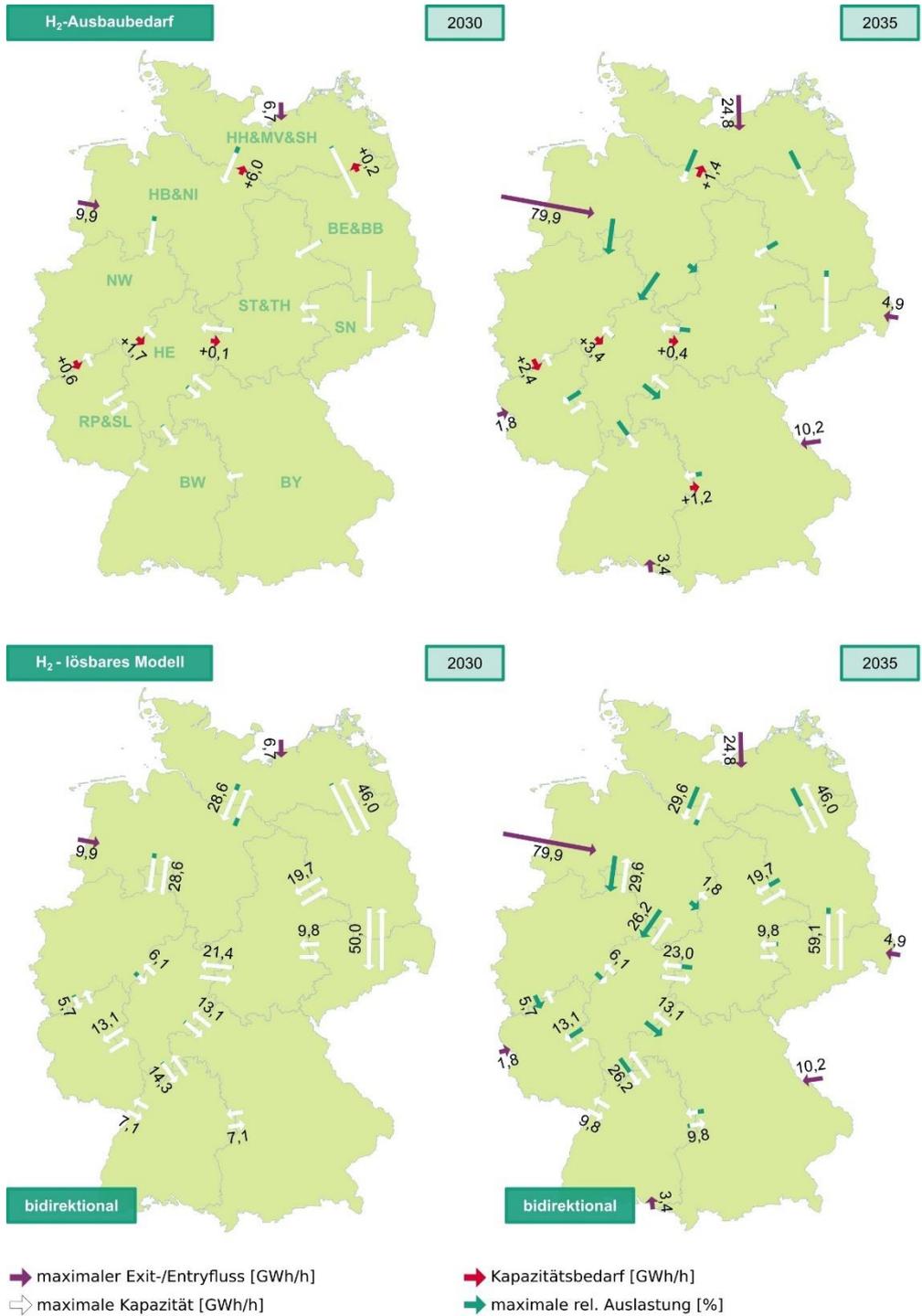


Abbildung 142: Grüne Gase - Ausbaubedarf für H₂ und Auslastung der freien Transportleitungen bei bidirektionalen Transportleitungen

Im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario gibt es einen höheren Ausbaubedarf in den frühen Stützjahren, da der H₂-Hochlauf deutlich früher erfolgt.

Abbildung 143 zeigt den Bedarf an zusätzlichen H₂-Kapazitäten für die Jahre 2040 und 2045. Der Ausbaubedarf bis 2045 ist der Maximalwert aller gezeigten Werte, im Fall von HE nach BY wird beispielsweise ein Ausbau von 3,9 GWh/h benötigt. In den Jahren 2045 und 2040 gibt es Knappheiten nach den Lösbarkeitskriterien (Gleichung 10-2) in den Regionen HB&NI (26,1 GWh/h) und BY (6,3 GWh/h). HB&NI ist die größte Importregion und muss dementsprechend hohe Gasflüsse transportieren. Die Überlast der Kapazitäten nach BY ergibt sich aus dem hohen Maximalbedarf an H₂, der bei ca. 53 GWh/h liegt. 2040 ist das Jahr mit dem höchsten Bedarf an H₂-Leistung und hat dementsprechend einen höheren Ausbaubedarf. HB&NI hat durch die hohe Importkapazität und die niedrigere Transportkapazität aufgrund des H₂-Transport nicht genügend Transport- oder UGS-Kapazität, um den Importfluss zu verteilen. Werden die Kapazitäten zu den umliegenden Regionen um die jeweiligen Kapazitäten erhöht, kann das Modell zu jedem Zeitschritt gelöst werden. Im Grüne Gase Szenario gibt es ab dem Jahr 2040 keinen CH₄-Import mehr und der inländische Bedarf ist sehr gering, deshalb wird angenommen, dass ein Großteil der UGS auf H₂ umgestellt werden kann.

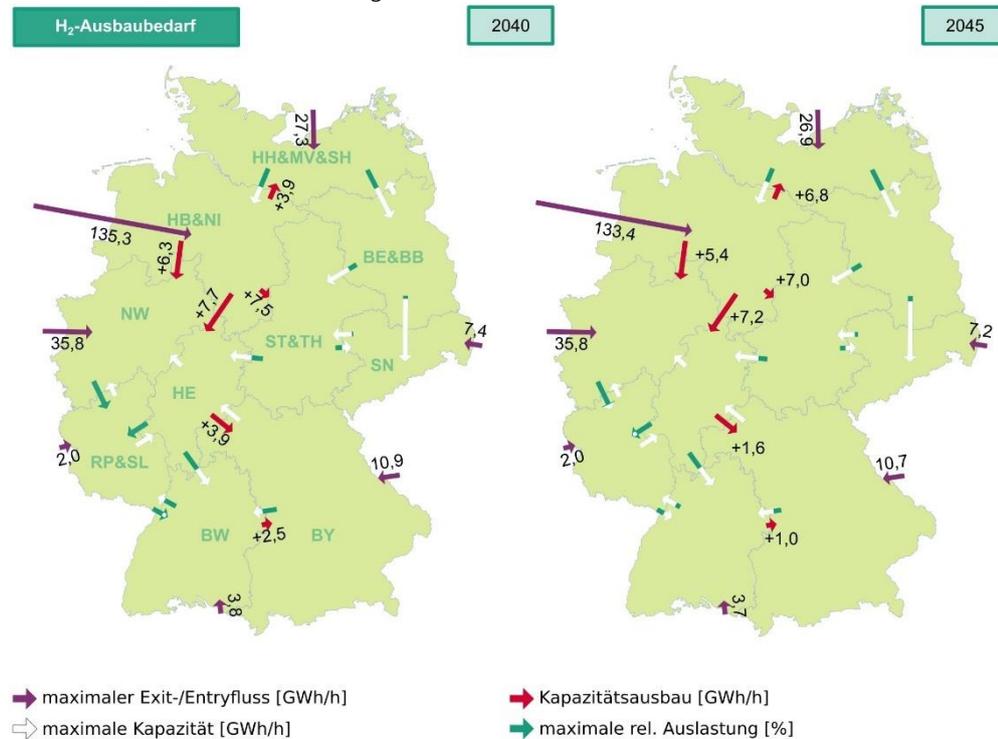


Abbildung 143: Grüne Gase - Ausbaubedarf für H₂ Infrastruktur bis 2045 nach Umstellung der freien CH₄ Leitungen

Abbildung 144 zeigt das Ergebnis für 2040, wenn alle UGS auf H₂ umgerüstet werden. Die größten Speicherleistungen stehen in der importreichsten Region HB&NI zur Verfügung. Diese hat in der Rechnung ohne UGS auch die höchsten Engpässe. Auch in der Region BY, die Engpässe verzeichnet, stehen große Speicherkapazitäten zur Verfügung. Die Lastspitzen können in diesem Fall ausgeglichen werden.

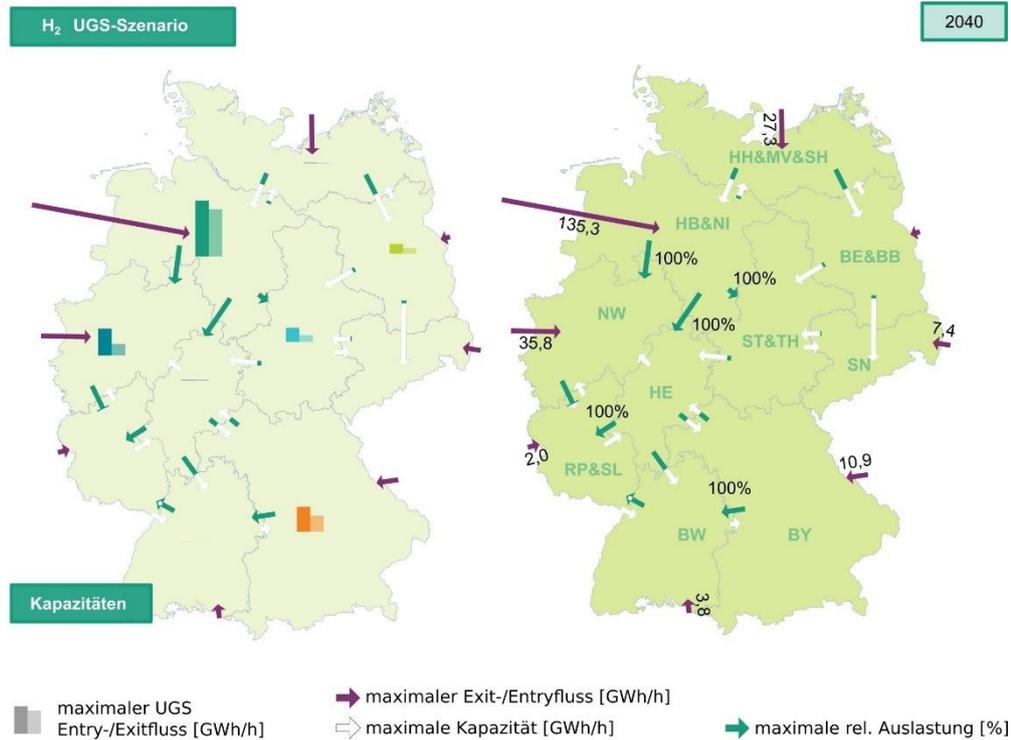


Abbildung 144: Grüne Gase - Auslastung H₂ bei umgerüsteten UGS 2040

10.5.3 Fazit

Das CH₄-Netz des Modells reicht, bis auf die Kapazitäten nach HH&MV&SH, in den beiden betrachteten REMod-Szenarien *Elektrifizierung* und *Grüne Gase* aus, um den CH₄-Bedarf zu erfüllen. Diese regionale Knappheit kann auf die Status quo-Daten von 2019 zurückgeführt werden, bei denen der Gasfluss aus dem Ausland, nämlich überwiegend aus Russland, zu einem Weitertransport des Gases aus HH&MV&SH in die benachbarten Regionen führt. Ein Gasfluss in Gegenrichtung war daher nahezu überflüssig. Sofern die großen Transportleitungen (NEL, OPAL, EUGAL) für bidirektionalen Betrieb verwendet werden können, sind ausreichend Kapazitäten vorhanden.

Aufgrund der großen Transportkapazitäten und Speicherleistung unter anderem in der wichtigen Importregion HB&NI können in beiden Szenarien zunehmend Erdgaspipelines für die Umstellung auf H₂ bereitgestellt werden.

Im Elektrifizierungsszenario müssen in den ersten Stützjahren zusätzliche H₂-Kapazitäten nach BY ausgebaut werden, dies kann sowohl durch die Umstellung auf bidirektionalen Leitungsbetrieb als auch den Neubau von Transportleitungen von HE oder BW nach BY geschehen. In den letzten beiden Stützjahren gibt es einen hohen Bedarf an Transportkapazitäten für sowohl CH₄ als auch für H₂. Das hat einen hohen Ausbaubedarf insbesondere in der Importregion HB&NI (siehe Abbildung 138) zur Folge, der nicht durch die Umstellung von CH₄-Leitungen bzw. UGS gedeckt werden kann.

Im Grüne Gase Szenario müssen in den ersten Stützjahren zusätzlich zur Umstellung der freien CH₄-Kapazitäten H₂-Transportkapazitäten geschaffen werden. Der Ausbaubedarf ist aufgrund des schnelleren Hochlaufs in den Jahren 2030 und 2035 größer. Auch hier kann der Bedarf durch die Ermöglichung bidirektionalen Leitungsbetriebs ausgeglichen werden.

Im Grüne Gase Szenario können aber in den letzten Stützjahren deutlich höhere Kapazitäten als im Elektrifizierungsszenario zur Umstellung bereitgestellt werden. Es ist in den Jahren ab 2040 kein CH₄-Import mehr notwendig, weshalb die Umstellung von einem

Großteil der Transportleitungen und vor allem auch der UGS auf H₂ bilanziell möglich ist. Wenn die Umstellung auch technisch möglich ist, ist das System bilanziell rein durch die Umstellung des CH₄-Transportnetzes inklusive Speicher stabil. Dadurch können die Kosten für ein H₂-Transportnetz deutlich reduziert werden.

Der Vergleich der Szenarien zeigt, dass es sinnvoll ist bei geringen Jahresverbräuchen auch die Starklasten des CH₄-Netzes deutlich zu reduzieren, wie im Grüne Gase Szenario geschehen. Durch die Fokussierung von Technologien mit einer hohen Spitzenlast auf entweder H₂ oder CH₄ kann der Ausbaubedarf des Gasnetzes verringert werden. Das Elektrifizierungsszenario hat in diesem Zusammenhang Nachteile, da weiterhin große CH₄-Transportkapazitäten im Erdgas-Transportnetz erforderlich sind.

Unabhängig von den Transformationsszenarien ist die Auslastung des Transportnetzes stark von den regionalen Importkapazitäten und auch der regionalen Bereitstellung von EE-Gasen abhängig. Um die vorhandenen Kapazitäten gut nutzen zu können ist es sinnvoll wieder Importkapazitäten, aber auch P-t-X-Anlagen, in der Region HH&MV&SH zu schaffen, da hier die großen Kapazitäten nur geringfügig genutzt werden. Außerdem ist es, aufgrund der instabilen Importsituation, empfehlenswert die Leitungen bei einer Umstellung auf H₂ auch hinsichtlich Bidirektionalität auszubauen. So können die Bedarfe flexibler gedeckt werden.

Mit dem Modell kann die Auslastung des Transportnetzes im Starklastfall regional abgeschätzt werden. Außerdem bietet es die Möglichkeit optimale Ausbauszenarien zu entwickeln und zu überprüfen. Die Ergebnisse sind stark von den Status quo-Eingangsdaten abhängig, weshalb die Ergebnisse ausschließlich den Vergleich zum Betrieb im Jahr 2019 abbilden. Das Gasnetzmodell konnte dateibasiert mit den Modellergebnissen von REMod gekoppelt werden, bzw. es besteht ein Soft Coupling der Modelle. Die Daten werden für die Nutzung im Gasnetzmodell weitestgehend automatisiert verarbeitet. Hier kann noch enger miteinander gearbeitet werden und z.B. die Verbrauchsprofile der Sektoren bzw. Anlagen genauer abgestimmt werden.

Ein Vorteil des Gastransportnetzmodells ist, dass die Rechenzeit äußerst gering ist und somit neue Ergebnisse schnell überprüft werden können. Durch die Verwendung von „pyomo“ können jegliche Solver verwendet werden und es kann dementsprechend mit weiteren auch nicht-linearen Funktionen erweitert werden.

10.5.4 Ausblick

In zukünftigen Projekten gibt es Entwicklungspotential zum einen in der Modellkopplung mit REMod sowie den anderen Sektoren und zum anderen im Gastransportnetzmodell selbst.

Im Projekt TransDE werden Daten von REMod zu Gasverbräuchen und der Bereitstellung geliefert und diese im Gastransportnetzmodell verarbeitet, sowie eingeschätzt und Ausbauszenarien entwickelt. Da der Hochlauf des Elektrizitätsbedarfs und der -bereitstellung einen viel stärkeren Ausbau des Stromnetzes zur Folge hat und hierbei auch hohe Anforderungen an die Einhaltung verschiedener Netzparameter eingehalten werden müssen, gibt es beim Stromnetzmodell nachträglichen Anpassungsbedarf der regionalen Verortung von Anlagen. Um noch realistischere Szenarien abbilden zu können, ist es interessant in nachfolgenden Projekten die angepassten Gaszeitreihen aus der Stromnetzberechnung im Gastransportnetzmodell zu verwenden und auch die Auslastung des Gasnetzes in die nachträgliche Verortung von Gasanlagen miteinzubeziehen. Außerdem können die Daten zum Ausbaubedarf des Gasnetzes an REMod zurückgeführt werden und einen weiteren Kostenfaktor für die Modellbewertung liefern. In Zukunft ist eine automatisierte iterative Modellkopplung denkbar und sinnvoll.

Für realistischere Abbildung der freien CH₄-Kapazitäten im Gastransportnetzmodell können Speicherszenarien oder auch eine optimierungsbasierten Steuerung der UGS-Füllung in das Modell integriert werden, anstatt von Speichern mit unbegrenztem Speichervolumen auszugehen. Dies ermöglicht die Berücksichtigung der benötigten Leistungen zum Ein- und Ausspeichern, die im Starklastfall nicht unbedingt benötigt werden. Weiterhin ist es interessant, auch den Export von EE-Gasen zu betrachten. Dies trägt insbesondere der zentralen Lage Deutschlands in Europa und seiner Rolle als Gastransitland Rechnung. Hierfür kann ein Hochlauf der verfügbaren GÜP und Terminals für den Export erstellt werden und auch eine optimierungsbasierte Import-/Exportsteuerung implementiert werden. Angesichts der seit Frühjahr 2022 erheblichen Veränderungen in Bezug auf die Gasimportleistung ist es sinnvoll, den Datensatz für das Modell, um das Jahr 2022 zu erweitern. Außerdem ist eine höhere regionale Auflösung des Modells gasseitig vor allem in der Region HH&MV&SH eine sinnvolle Option.

10.6 Ergebnisse Ladeinfrastruktur – Elektrifizierungsszenario (DBI)

10.6.1 Regionale Entwicklung der privaten Ladeinfrastruktur von 2030 bis 2045

Maßgeblich für die folgenden Ausführungen ist das Elektrifizierungsszenario. Die Ergebnisse bzw. Kartendarstellungen der weiteren Szenarien sind dem Anhang 12-1 bis Anhang 12-9 zu entnehmen. Im Einklang mit der Priorisierung der einzelnen Lade-Use-Cases (siehe Kapitel 6.2) werden zunächst die Ergebnisse der privaten Lademöglichkeiten diskutiert. In diesem Kontext sind das Laden am Wohnort (Ein- bzw. Mehrfamilienhaus) sowie das Laden beim Arbeitgeber von vorrangigem Interesse.

Laden am Wohnort

Die Abbildung 145 visualisiert die Ergebnisse zum Lade-Use-Case 1 für 2030 (linker Teil) und 2045 (rechter Teil). Auffällig ist, dass bereits 2030 alle deutschen Landkreise entsprechende Ladebedarfe aufweisen. Die Stadt Emden repräsentiert mit ca. 72 MWh/a die minimale elektrische Arbeit und die Stadt Berlin mit 9.000 MWh/a die maximale, in diesem Use-Case in 2030 übertragene, elektrische Arbeit.

Der Vergleich zwischen 2030 und 2045 verdeutlicht, dass insbesondere die Anzahl von Landkreisen mit ehemals geringen Ladebedarfen (<30 GWh/a) stetig abnimmt. Parallel dazu steigt die Anzahl von Landkreisen mit am Wohnort verorteten Ladebedarfen größer 75 MWh/a von 23 Stück (2030) auf 33 Stück (2045). Insgesamt beträgt die in Deutschland im Use-Case 1 für 2045 benötigte Strommenge 15,5 TWh/a. Die durchschnittliche, je Landkreis verladene Energiemenge steigt jedoch nur moderat von rund 35 GWh/a (2030) auf rund 39 GWh/a (2045).

Bereits im Vorfeld der Modellierung war zu erwarten, dass Regionen mit urbaner Prägung einen besonderen Stellenwert dieser Lademöglichkeit einnehmen werden. Diese Korrelation zwischen Bevölkerungsdichte und Ladebedarfen am Wohnort ist sowohl für 2030 als auch 2045 klar erkennbar, da insbesondere westdeutsche Ballungsräume (Ruhrgebiet) und Großstädte wie Berlin, Hamburg und München entsprechende Bedarfskonzentrationen hervorrufen.

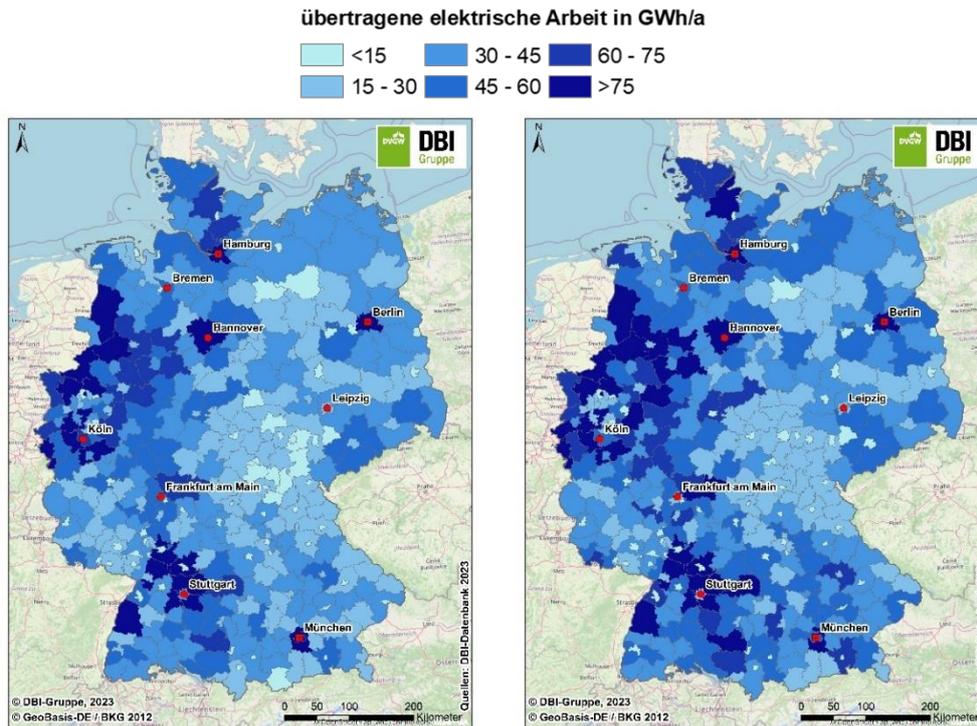


Abbildung 145: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 1. Use-Case, d.h. Laden am Wohnort (links: 2030, rechts: 2045)

Laden beim Arbeitgeber

Der zweite Ansatz zur Versorgung von BEV-Pkw mit elektrischer Energie besteht im Laden an elektrifizierten Stellplätzen beim Arbeitgeber. Auch dieser private Use-Case ist durch die Kombination von geringer Lade-Nennleistung (22 kW_{el}) einerseits und langen Standzeiten andererseits gekennzeichnet. Die Abbildung 146 zeigt die Ergebnisse der regionalen Ladeinfrastrukturmodellierung für den zweiten Use-Case sowohl für das Stützjahr 2030 (linker Teil der Abbildung) als auch das Stützjahr 2045 (rechter Teil der Abbildung). Konträr zum privaten Laden am Wohnort kann für das Laden beim Arbeitgeber im Jahr 2030 noch keine flächendeckende Verbreitung erkannt werden. Vielmehr weisen Landkreise eine erhöhte übertragene elektrische Energiemenge auf, wenn sie gleichzeitig durch eine tendenziell konzernartige Arbeitgeberstruktur geprägt sind. Arbeitgeber mit einer hohen Zahl an Beschäftigten besitzen an ihren Hauptstandorten zu meist große Stellplatzflächen, sodass sich an diesen Orten vergleichsweise viele Lademöglichkeiten ergeben – obschon der Anteil der beim Arbeitgeber elektrifizierten Parkflächen Schritt für Schritt ansteigt und erst im Jahr 2045 sein Maximum (75 %) erreicht. Die zunehmende Verbreitung von Arbeitgeber-Stellplätzen mit Lademöglichkeit wird auch durch den rechten Teil der Abbildung 146 veranschaulicht. Insgesamt werden über diesen Use-Case 17,6 TWh/a (2030) respektive 53,3 TWh/a (2045) verladen.

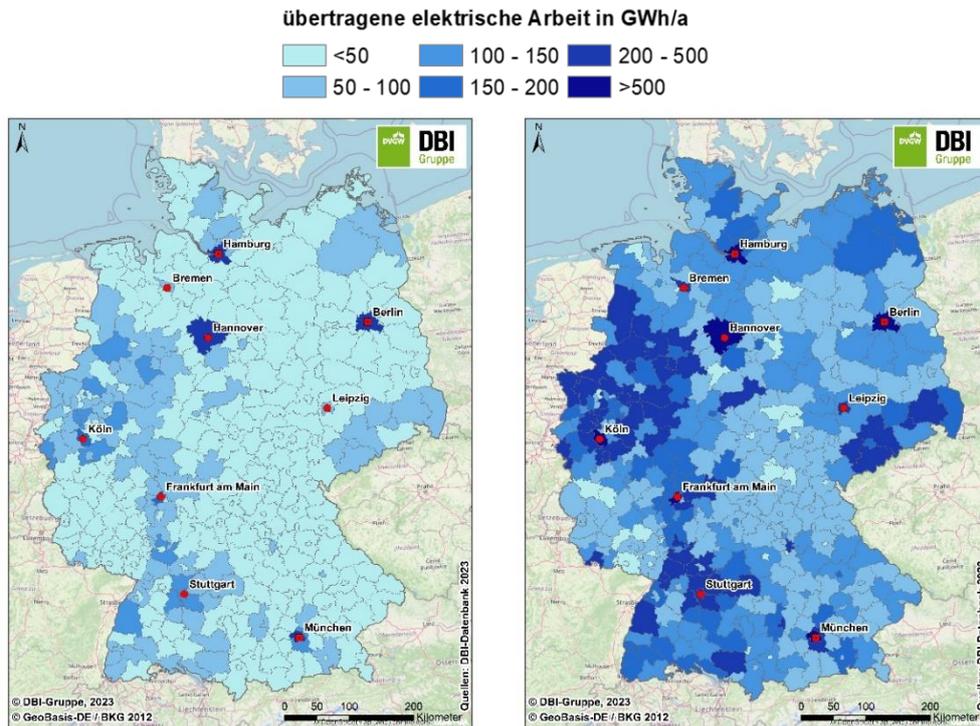


Abbildung 146: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 2. Use-Case, d.h. Laden beim Arbeitgeber (links: 2030, rechts: 2045)

10.6.2 Regionale Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur von 2030 bis 2045

Laden an HPC-Hubs (innerorts)

Das Laden an innerorts gelegenen HPC-Hubs bildet die erste Möglichkeit innerhalb der öffentlichen Ladesituationen. Dieser Use-Case unterscheidet sich deutlich von den beiden privaten Lade-Use-Cases. Entsprechende Lade-Hubs können prinzipiell von allen Fahrzeugnutzenden angefahren werden, sofern keine technischen Restriktionen (z.B. Zugangsbeschränkungen durch Key Cards o.Ä.) bestehen. Die privaten Use-Cases sind hingegen beschränkt auf einen speziellen Nutzendenkreis, konkret Eigenheimbesitzende/Mietende bzw. Arbeitnehmende eines bestimmten Arbeitgebers. Weiterhin wird die typische Verweildauer eines einzelnen Fahrzeugs am Hub geringer ausfallen als bei den privaten Ladesituationen. Folgerichtig sind die zugehörigen Ladesäulen mit signifikant höheren Ladeleistungen auszustatten (150 kW vs. 11 kW bzw. 22 kW beim Wohnort-/Arbeitgeberladen).

Vor diesem Hintergrund sind die in Abbildung 147 dargestellten Ergebnisse zu den Ladebedarfen der innerorts erreichbaren HPC-Hubs einzuordnen. Der linke Teil der Abbildung zeigt für 2030 eine sehr homogene Verteilung der resultierenden Bedarfe. Im Stützjahr 2030 verursachen 99 % der Landkreise geringe Ladebedarfe unterhalb von 50 GWh/a. Vier Landkreise besitzen keinen Bedarf. Bis zum finalen Betrachtungshorizont 2045 ergibt sich ein deutlich heterogeneres Gefüge. Lediglich 34 % der Landkreise besitzen in diesem Jahr noch Ladebedarfe unterhalb von 50 GWh/a (z.B. Teile von Thüringen bzw. Sachsen-Anhalt), gleichzeitig weisen 15 % der Landkreise Energiemengen von über 150 GWh/a auf. Hierbei werden nicht zwingend nur Landkreise mit hohen Bevölkerungszahlen adressiert. Auch Regionen, innerhalb derer der Gesamtladebedarf unzureichend über die vorgelagerten privaten Use-Cases gedeckt werden kann, profitieren

von den flexibel nutzbaren Hubs. Deutschlandweit werden im Stützjahr 2030 insgesamt 7,1 TWh/a und im Stützjahr 2045 insgesamt 35,1 TWh/a verladen. Die durchschnittlichen Energiemengen je Landkreis betragen 17,8 GWh/a (2030) beziehungsweise 87,6 GWh/a (2045), was rund einer Verfünffachung innerhalb eines Zeitraumes von 15 Jahren gleichkommt.

AP7: Bewertung des
Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
DBI)

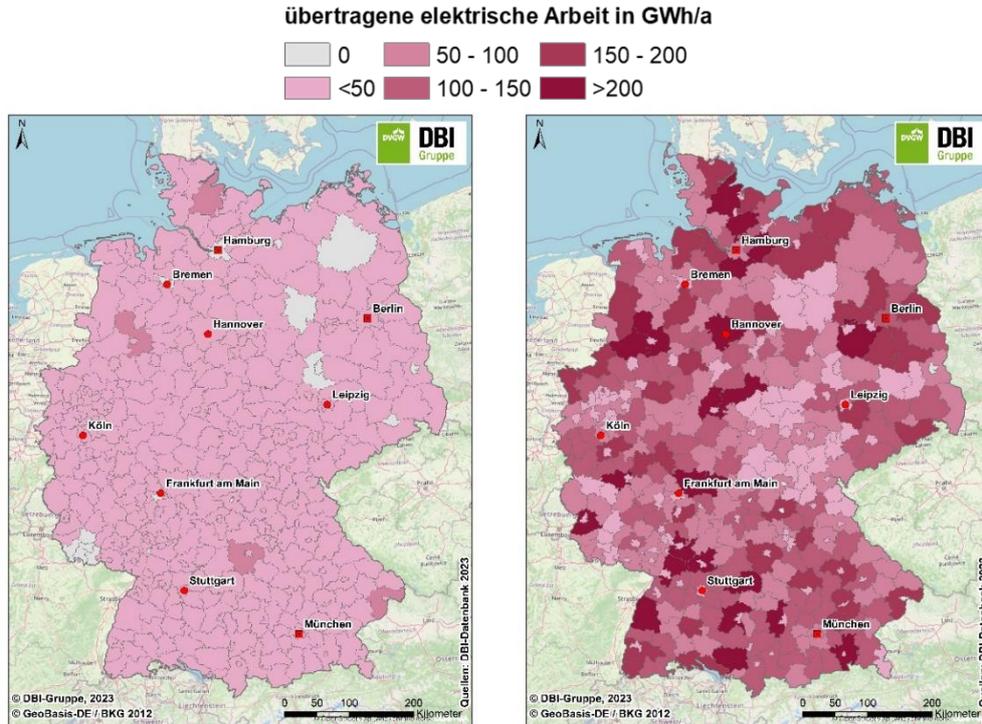


Abbildung 147: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 3. Use-Case, d.h. Laden an HPC-Hubs innerorts (links: 2030, rechts: 2045)

Laden an HPC-Hubs (Fernverkehrsachsen)

Ein weiterer Ansatz des High Performance Charging besteht in Hubs, die entlang von Fernverkehrsachsen errichtet werden (Nennleistung elektrisch = 350 kW). Vorzugsweise sind an dieser Stelle Autohöfe zu nutzen, da diese bereits notwendige Infrastruktur und Gebäude besitzen. Im gesamten Bundesgebiet existieren derzeit etwa 230 Autohöfe (OpenStreetMap Foundation 2019). Es erscheint demnach schlüssig, dass auch die Ladebedarfe nur in Landkreisen verortet sind, die Zugang zu Autohöfen besitzen. Dieser Umstand lässt sich inklusive der Überlagerung mit dem Netz von Bundesautobahnen anhand der Abbildung 148 anschaulich nachvollziehen.

In diesem Kontext ergibt sich im stützjahrbezogenen Vergleich zu den bisher betrachteten Ladesituationen ein konträres Bild. Zwar wachsen auch beim Laden an Fernverkehrsachsen die Lademengen je Landkreis zwischen 2030 und 2045 stetig an. Außerdem steigt bis 2045 die Anzahl von Landkreisen, die einen HPC-Hub auf einem Autohofgelände besitzen, von 71 Stück auf 90 Stück. Gleichwohl sind damit im finalen Stützjahr weniger als ein Viertel aller Landkreise mit diesem Ladetyp ausgestattet. Daher sind die zugehörigen Hubs vorwiegend als Ergänzung für den Bezug elektrischer Energie einzustufen, die insbesondere für Pendlerinnen und Pendler sowie Fernreisende zur Sicherstellung der benötigten Fahrzeugreichweite bei kurzer Ladedauer praktikabel ist. Einen Beleg für dieses unterstützende Element zur Deckung des Gesamtbedarfs liefern die verladene Strommengen. So werden 0,2 TWh/a (in 2030) respektive 3,2 TWh/a (in

2045) über die Hubs verladen, was mit Blick auf 2045 weniger als einem Zehntel der Energiemenge von innerorts installierten HPC-Hubs entspricht.

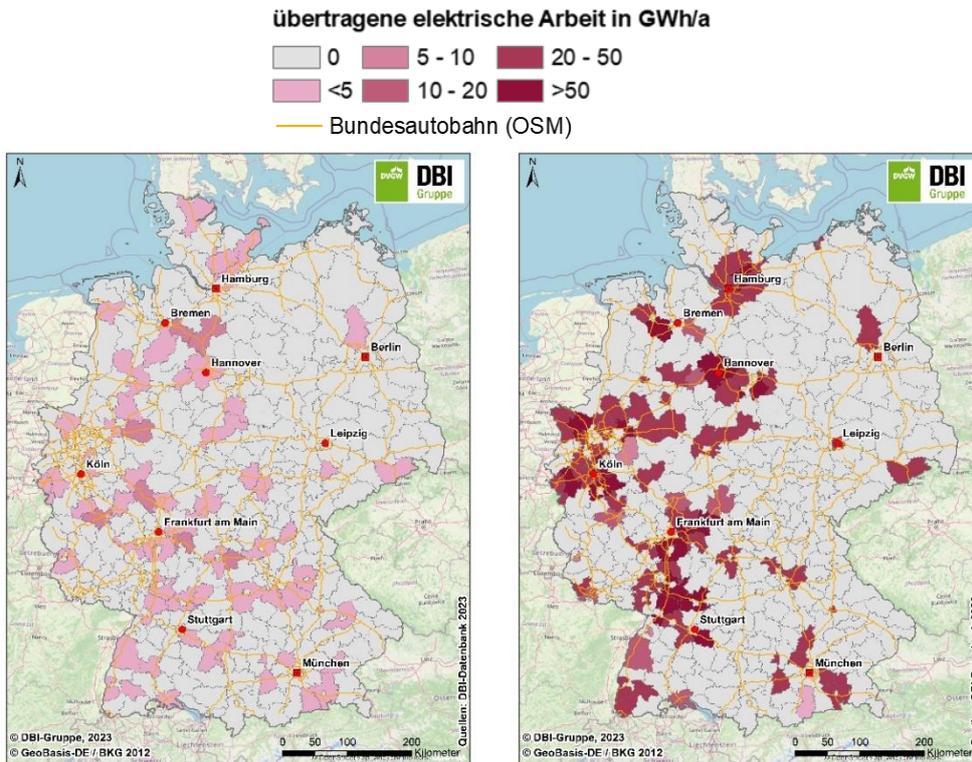


Abbildung 148: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 4. Use-Case, d.h. Laden an HPC-Hubs entlang von Fernverkehrsachsen (links: 2030, rechts: 2045)

Laden an Kundenparkplätzen

Die regionale Verteilung der Ladebedarfe an Kundenparkplätzen wird in der Abbildung 149 zusammengefasst. Als potenziell elektrifizierbare Stellflächen sind die Kundenparkplätze von Discountern und Supermärkten von Bedeutung. Im linken Teil der Abbildung zeigt sich eine deutliche Ost-West-Teilung der Lademengen. Dies begründet sich zum einen in der tendenziell größeren Anzahl verfügbarer Einkaufszentren und damit Stellflächen in den betreffenden Regionen. Zum anderen weisen ostdeutsche Landkreise häufiger Gesamtladebedarfe auf, die unterhalb der Gesamtbedarfe ihrer westdeutschen Pendanten liegen. Beim Vergleich der Sützjahre 2030 und 2045 lässt sich ein Anstieg der nachgefragten elektrischen Energie von 3,0 TWh/a auf 7,6 TWh/a feststellen. Bemerkenswert ist, dass gleichzeitig die Anzahl der Landkreise mit Ladebedarfen größer null von 294 Stück (in 2030) auf 167 Stück (in 2045) abnimmt. Ursächlich hierfür ist, dass die Use-Cases eins bis vier im Zeitverlauf bei deutschlandweiter Betrachtung überproportional durch das Modell genutzt werden und einzelne (zumeist urban geprägte) Regionen weiterhin auf elektrifizierte Kundenparkplätze angewiesen sind. Die drei Kreise mit den größten Bedarfen lauten für 2045 in absteigender Reihenfolge: Berlin, München und Hannover.

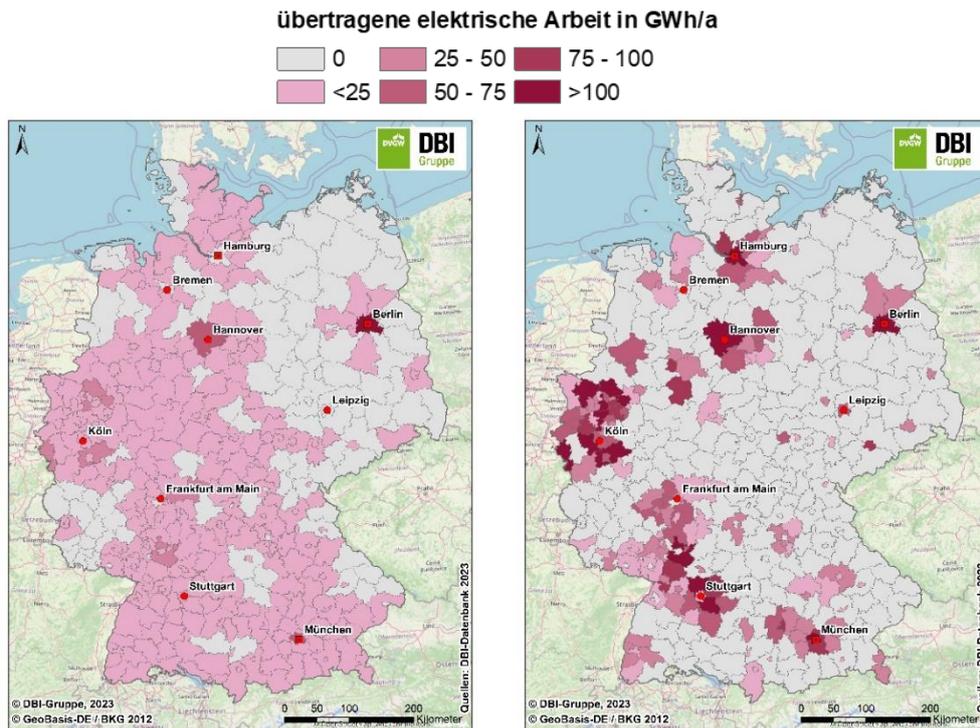


Abbildung 149: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 5. Use-Case, d.h. Laden an Kundenparkplätzen (links: 2030, rechts: 2045)

Laden im öffentlichen Straßenraum

Die Elektroenergieversorgung von BEV-Pkw auf Parkflächen im öffentlichen Straßenraum stellt die letzte betrachtete Lademöglichkeit dar. An dieser Stelle sei analog zur Beschreibung im Kapitel 6.2 erneut darauf hingewiesen, dass dieser Use-Case als Residuallösung zur Deckung verbleibender Ladebedarfe konzipiert wurde. Dies begründet sich aus der exogenen Vorgabe zur Rangfolge aller Lade-Use-Cases. Folgerichtig wird nur dann Elektroenergie im öffentlichen Straßenraum verladen, wenn die vorherigen Lademöglichkeiten bereits vollständig ausgeschöpft sind.

Das resultierende Gesamtbild ist hierbei der Abbildung 150 zu entnehmen. Im Jahr 2030 werden 5,5 TWh/a im öffentlichen Straßenraum transferiert (linker Teil der Abbildung 150). Der Peak der Ladeenergie wird hingegen im Stützjahr 2040 erreicht und beträgt 20,1 TWh/a. Bis zum Jahr 2045 (rechter Teil der Abbildung 150) sinkt die Energiemenge signifikant und erreicht ihr Minimum von 3,5 TWh/a. Diese Entwicklung ist ein klarer Indikator dafür, dass insbesondere im Zeitraum von 2030 bis 2040 die Gesamtladebedarfe schneller ansteigen als die Lademöglichkeiten in den Use-Cases eins bis fünf. Das Laden im Straßenraum schafft in diesem Kontext benötigte Flexibilitäten. Zwischen 2040 und 2045 findet schließlich ein Aufholprozess bei den Use-Cases eins bis fünf statt, sodass sich im gesamtdeutschen Kontext der Druck auf den Use-Case sechs deutlich verringert. Nichtsdestotrotz verbleibt in einzelnen Regionen eine hohe Auslastung der Gesamtladeinfrastruktur. Elf Landkreise weisen für diesen Use-Case verladene Energiemengen von über 100 GWh/a auf, wobei die größten Bedarfe in absteigender Reihenfolge im Landkreis Fürstfeldbruck (Bayern), im Kreis Ludwigsburg sowie im Rems-Murr-Kreis (jeweils Baden-Württemberg) zu verorten sind.

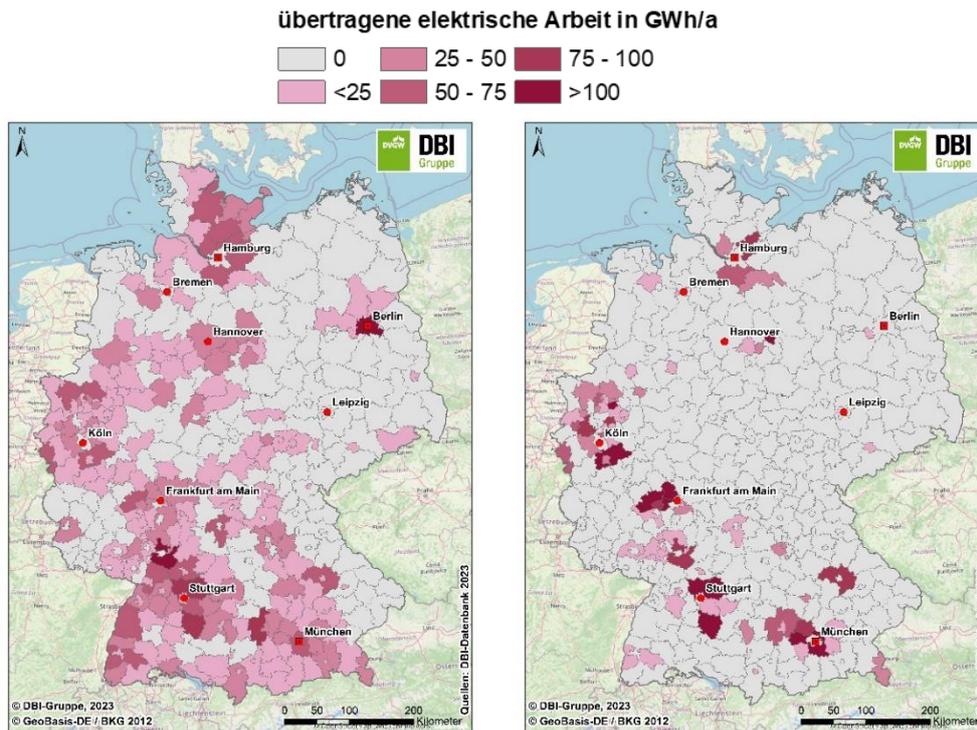


Abbildung 150: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 6. Use-Case, d.h. Laden im öffentlichen Straßenraum (links: 2030, rechts: 2045)

10.6.3 Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse

Abschließend sind die Ergebnisse zur modellierten Ladeinfrastruktur in einer Gesamtübersicht zu konsolidieren und einzuordnen. Dafür sei auf die untenstehende Abbildung 151 verwiesen. Die Darstellung zeigt die über alle Use-Cases je Landkreis aggregierten Ladebedarfe, wobei der linke Teil die Situation für 2030 und der rechte Teil die Verhältnisse für 2045 dokumentiert. Im Jahr 2030 werden insgesamt 47,3 TWh/a und im Jahr 2045 schließlich 118,1 TWh/a für batterieelektrische und Hybrid-Pkw zur Verfügung gestellt. Als Landkreise mit den höchsten Gesamtbedarfen sind mit Blick auf 2030 in absteigender Reihenfolge Berlin, Hannover und München identifizierbar. In Bezug auf das finale Betrachtungsjahr 2045 tritt Hamburg an die Stelle von München. Das arithmetische Mittel beläuft sich je Landkreis auf 118 GWh/a (2030) respektive 294 GWh/a (2045), was einem Anstieg um +150 % innerhalb von 15 Jahren entspricht.

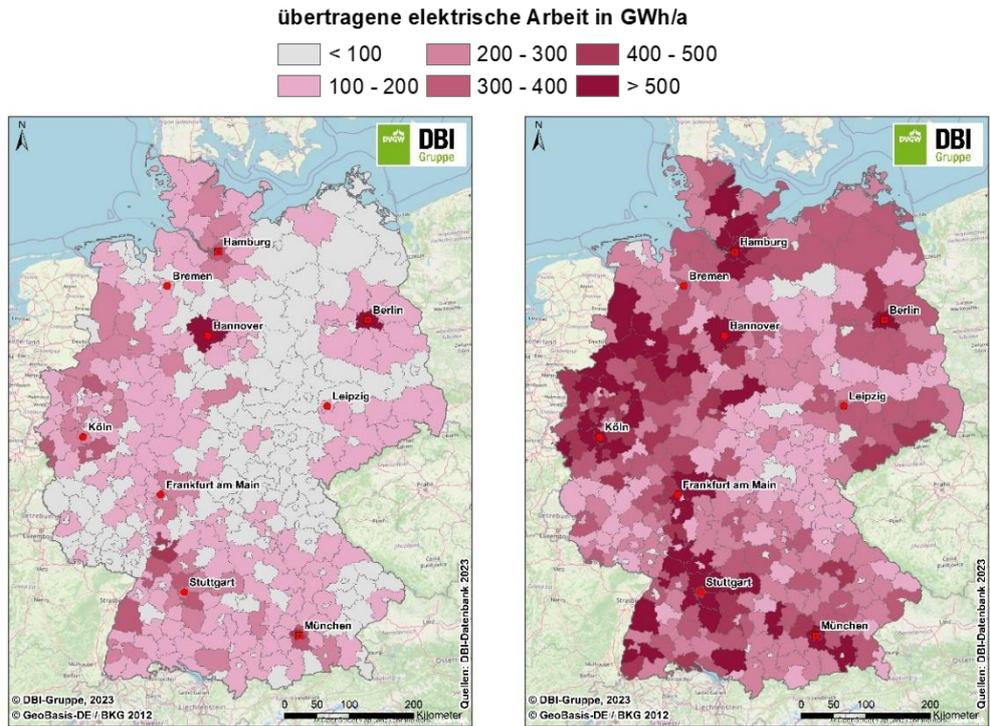


Abbildung 151: Regionale Verteilung der Gesamtladebedarfe (links: 2030, rechts: 2045)

Die Abbildung 152 zeigt ergänzend die relative Verteilung des Gesamtladebedarfs auf die einzelnen Use-Cases. Zunächst fällt auf, dass das Laden beim Arbeitgeber ab 2030 in jedem Betrachtungsjahr die zentrale Säule des gesamtdeutschen Lademixes bildet. Zudem gewinnen die innerorts gelegenen HPC-Hubs zwischen 2030 und 2045 zunehmend an Bedeutung. Im Gegensatz hierzu sinkt beim Vergleich der Jahre 2030 und 2040 der Anteil des wohnortnahen Ladens am Gesamtbedarf stark von 29 % auf 12 %. In Summe werden 2045 rund 58 % der insgesamt übertragenen elektrischen Arbeit im privaten Umfeld realisiert. Im Einklang mit der Diskussion im Kapitel 6.2.6 schwankt der Einfluss der im öffentlichen Straßenraum installierten Ladesäulen deutlich und erreicht 2040 sein Maximum (17 % Anteil am Lademix) bzw. 2045 sein Minimum (3 % Anteil am Lademix).

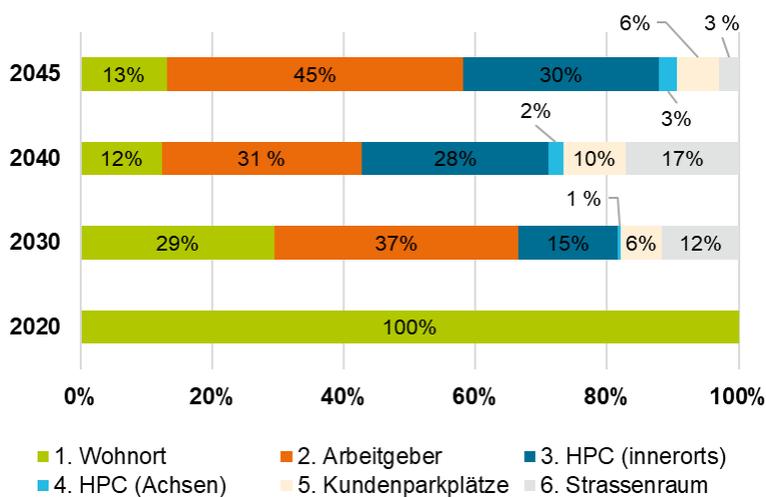


Abbildung 152: Anteile der untersuchten Lade-Use-Cases an der insgesamt verladene elektrischen Energie in Prozent (Elektrifizierungsszenario)

Die je Betrachtungsjahr und Anwendungsfall resultierende Ladesäulenanzahl spiegelt die Abbildung 153 wider. Aufgrund der erheblichen Bandbreite in Bezug auf die elektrische Nennleistung je Ladetechnologie ist kein klarer Zusammenhang zwischen verladener Energiemenge und Ladesäulenanzahl erkennbar. Die mit geringer Nennleistung verknüpften privaten Use-Cases benötigen demnach je MWh nachgefragter Elektroenergie eine höhere Anzahl installierter Ladesäulen. Auch gilt es zu bedenken, dass für öffentliche Use-Cases abseits der reinen Nennleistung eine höhere Auslastung (in Stunden mit Ladevorgang je 24 Stunden) wahrscheinlich ist. So kann beispielsweise eine einzelne Schnellladesäule eines Hubs in der Gemeinde von mehreren Fahrzeugen pro Tag genutzt werden, wohingegen die Ladesäule am privaten Eigenheim in aller Regel nur ein Fahrzeug am Tag versorgen wird.

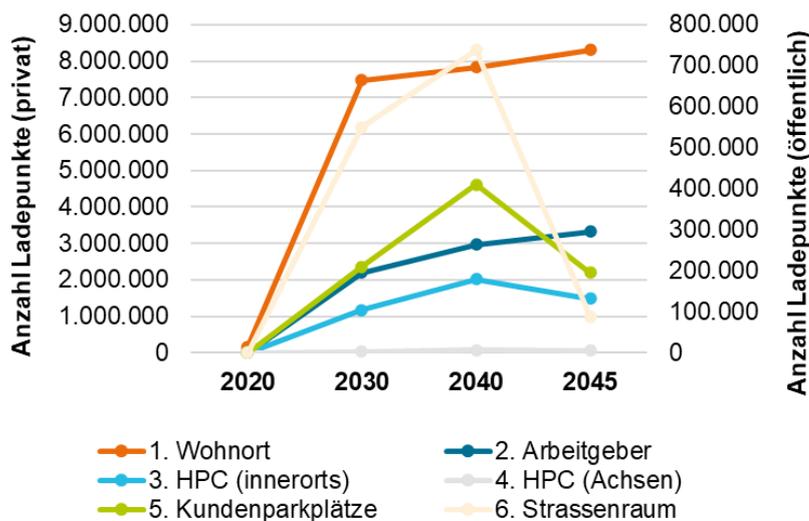


Abbildung 153: Anzahl der Ladepunkte je Use-Case und Betrachtungsjahr (Elektrifizierungsszenario)

Die obige Erörterung des Anteils von Ladevorgängen im öffentlichen Straßenraum am Gesamtmix impliziert, dass in einigen Landkreisen womöglich der Elektroenergiebedarf für Pkw nicht vollständig durch die modellierte Ladeinfrastruktur gedeckt werden kann. Um auch diesen Aspekt der Modellergebnisse zu adressieren, erfolgt eine landkreisscharfe Gegenüberstellung der ermittelten Ladebedarfe mit der gemäß Modellergebnis verladener Strommenge. Ist die Differenz zwischen Ladebedarf und verladener Energiemenge gleich null, so werden die Bedarfe vollständig gedeckt. Ergibt sich jedoch ein Wert größer null, so vermag die modellhaft gegebene Ladeinfrastruktur den Gesamtbedarf nicht vollständig zu decken.

Die letztgenannte Möglichkeit wird an dieser Stelle als Ladelücke bezeichnet. Die Analyse der Energiesalden je Landkreis führt zu der Abbildung 154. Abweichend von den bisherigen Kartendarstellungen repräsentiert der rechte Teil der Abbildung die Situation für 2040 statt 2045, der linke Teil erneut die Verhältnisse für 2030. Im Jahr 2030 sind 13 Landkreise mit Ladelücken identifizierbar, wobei sich die bundesweite Fehlmenge zu rund 211 GWh/a summiert. Die drei Landkreise mit den größten Engpässen bilden in absteigender Reihenfolge Stormarn (Schleswig-Holstein), Fürstenfeldbruck (Bayern) und Pinneberg (Schleswig-Holstein). Bis 2040 reduziert sich die Fehlmenge auf 0,3 GWh/a, verursacht durch den Landkreis Viersen in Nordrhein-Westfalen. Im Jahr 2045 sind innerhalb jedes Landkreises die Bedarfe vollständig gedeckt.

Die Gründe für Ladelücken sind indes mannigfaltig. Im Bereich des privaten Ladens ist es möglich, dass einige Regionen einen hohen Anteil an Wohngebäuden ohne

Ladeinfrastruktur aufweisen. Dies kann insbesondere in einem hohen Gebäudealter, einem geringen Einkommensniveau und dem Gebäudetyp (Mehrfamilienhaus mit vielen Mietparteien) begründet liegen. Im Kontext der öffentlichen Use-Cases ist die unzureichende Verfügbarkeit geeigneter Bauflächen für HPC-Hubs als eine mögliche Ursache für Ladelücken aufzuführen.

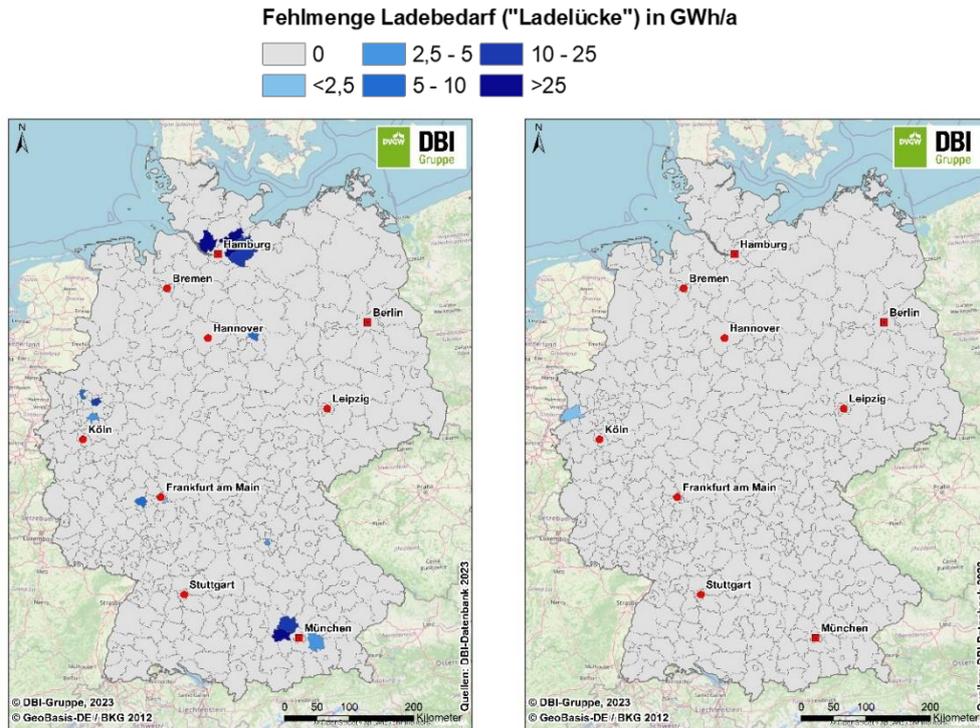


Abbildung 154: Regionale Differenz zwischen Ladebedarf und tatsächlich übertragener Strommenge (links: 2030, rechts: 2040)

Abschließend lassen sich damit für das Elektrifizierungsszenario folgende Kernerkenntnisse ableiten:

1. Mit Ausnahme einer geringen Anzahl an Regionen kann der Infrastrukturaufbau weit überwiegend mit dem Bedarfszuwachs beim Pkw-Laden mithalten.
2. Die privaten Lade-Use-Cases sind von herausragender Bedeutung für den Gesamtlademix.
3. In Kombination mit stringiert platzierten, innerorts gelegenen, Schnelllade-Hubs können je Stützjahr bereits über die Use-Cases eins bis drei stets mindestens 70 % der insgesamt benötigten Elektroenergie an die Fahrzeuge transferiert werden.
4. Eine vorausschauende Planung der Ladeinfrastruktur muss zwingend die komplexen Interdependenzen zwischen den Ladesituationen berücksichtigen. Nicht für jeden Use-Case wächst die Anzahl der installierten Ladesäulen bis 2045 stetig; auch ein Rückbau kann erforderlich werden.
5. Um das Zielbild 2045 zu erreichen, sind bereits bis 2030 weitreichende Anstrengungen erforderlich:
 - a. Schaffung der rechtlichen Rahmenbedingungen (technische Standards etc.).
 - b. Beibehaltung bestehender und ggf. Etablierung neuer Förderinstrumente (z.B. CAPEX-Förderung für Fahrzeuge und Ladetechnik, Anreizsysteme für Carsharing).
 - c. Bedarfsgerechte Ertüchtigung und Ausbau der Stromverteilnetze.

- d. Kontinuierlicher Dialog zwischen allen relevanten Stakeholdern (z.B. aus Industrie, Kommunen, Ladesäulenbetreiber) inklusive transparenter Bürgerbeteiligung.

10.7 Ergebnisse H₂-Tankstelleninfrastruktur für Pkw (DBI)

Elektrifizierungsszenario

Analog der Beschreibung unter 6.4 nutzt das GIS-basierte Tool zur Modellierung regionaler H₂-Tankstellenstandorte die von REMod bereitgestellten Pkw-Endenergiebedarfe. Auf dieser Basis werden anhand des iterativen Algorithmus bedarfsgerechte HRS-Standorte in Form konkreter X-/Y-Koordinaten simuliert. Im Kontext des Elektrifizierungsszenarios antizipiert REMod eine nahezu vollständige Substitution bisheriger Antriebsarten durch BEV-Pkw bis 2045. Brennstoffzellen stellen lediglich im Stützjahr 2030 eine vorübergehende Nischenanwendung dar und verursachen einen H₂-Endenergiebedarf von 1,75 TWh/a. Zur Versorgung der Pkw mit Wasserstoff lokalisiert das HRS-Modell deutschlandweit 363 Tankstellenstandorte. Damit beläuft sich die durchschnittliche Absatzmenge je Tankstelle auf rund 4.834 MWh/a bzw. 336 kg H₂ pro Tag.

Anhand der Abbildung 155 lässt sich die regionale Verteilung der Standorte für das Stützjahr 2030 nachvollziehen. Aufgrund der geringen Gesamtanzahl finden sich die Tankstellen vorrangig an Verkehrsknotenpunkten entlang von Bundesautobahnen. Insgesamt entfallen 127 von 363 Tankstellen auf Autohofstandorte, dies entspricht 35 %. Damit gewährleistet das Modell eine flächendeckende Verfügbarkeit der Tankstellen. Ergänzend sind 81 Standorte bestehender H₂-Tankstellen (700 bar) für einen Weiterbetrieb bis mindestens 2030 vorgesehen. Eine höhere Tankstellendichte ist im Ruhrgebiet und weiteren deutschen Großstädten ersichtlich, z.B. Berlin, Hamburg, München und Stuttgart. Abseits dieser Ballungsräume werden zumeist keine HRS-Lokationen erschlossen. Demnach müssten Fahrzeugnutzende, sofern sie in abgelegenen bzw. stark ländlich geprägten Regionen verkehren, unter Umständen längere Umwege für einen Betankungsvorgang in Kauf nehmen.

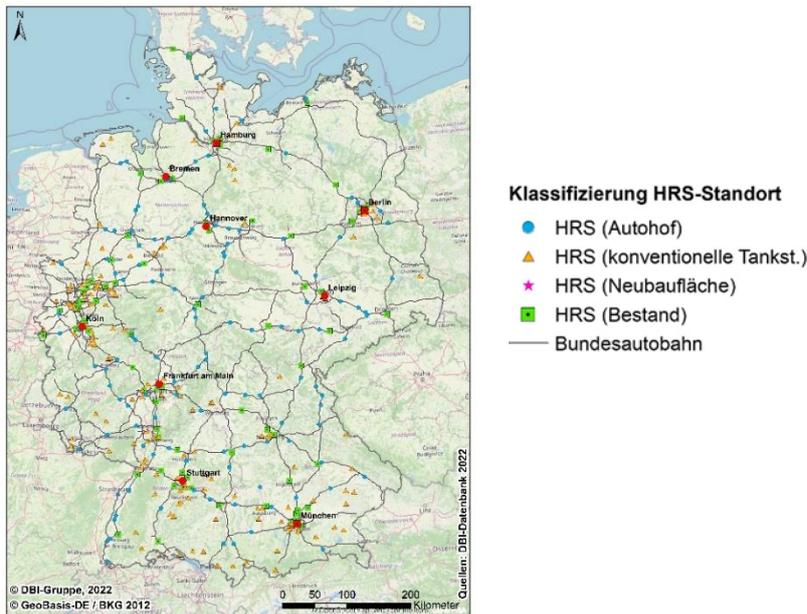


Abbildung 155: Ergebnis der Modellierung von HRS-Standorten für Pkw im Elektrifizierungsszenario (2030)

Grüne-Gase-Szenario

Im Gegensatz zum Elektrifizierungsszenario ergeben sich im Szenario Grüne Gase infolge der gesetzten Rahmenbedingungen signifikant höhere H₂-Bedarfe im Verkehrssektor. Dies ist vorrangig auf die hohen Bestandszahlen bei H₂-Brennstoffzellen-Pkw zurückzuführen. Im Stützjahr 2030 werden 14,4 Mio. FCEV (vs. 18,3 Mio. BEV) erwartet und für das Stützjahr 2045 differenziert sich der Gesamtbestand jeweils hälftig in FCEV und BEV (je 28,3 Mio. Fahrzeuge). Folgerichtig sind durch das GIS-basierte HRS-Modell des DBI in jedem Stützjahr bedeutend höhere Tankstellenbestände als im Elektrifizierungsszenario zu verorten. Die erzielten Ergebnisse dokumentiert die Abbildung 156. Im linken Teil der Abbildung 156 sind die Standorte für 2030, im rechten Teil die Standorte für 2045 dargestellt.

Bereits für 2030 ist die höhere Tankstellendichte im Vergleich zum Elektrifizierungsszenario klar erkennbar. So identifiziert der Algorithmus für 2030 in Summe 4.601 HRS-Standorte. Konträr zum Elektrifizierungsszenario entfällt nur ein geringer Anteil der Tankstellen auf Autohofstandorte (174 Stück bzw. 3,8 %). Der weit überwiegende Anteil der HRS ist innerhalb von Städten bzw. Gemeinden angesiedelt, um den lokalen Bedarf zu decken. Lokale Bedarfe werden typischerweise durch die vor Ort ansässigen Anwohnerinnen und Anwohner induziert, wohingegen die Tankstellen an Autohöfen vorrangig der Versorgung von Pkw im Fernverkehr dienen. Im Jahr 2040 erreicht der Tankstellenbestand seinen Höhepunkt (9.066 Stk.), um in den Folgejahren bis 2045 minimal abzuflachen (9.033 Stk.). Die Netzverdichtung zwischen 2030 und 2045 bewirkt in den urban geprägten Ballungsräumen zum Teil durchschnittliche Tankstellenabstände im Bereich weniger hundert Meter. Ein besonders kompaktes Tankstellenband erstreckt sich beispielsweise im Korridor zwischen Dortmund, Duisburg, Düsseldorf und Köln. Auch der weiter südlich gelegene Bereich von Frankfurt, Karlsruhe und Stuttgart hebt sich maßgeblich von den umliegenden Regionen ab. In Ostdeutschland sind Berlin und Leipzig als Bedarfsschwerpunkte auszumachen.

Klassifizierung HRS-Standort

- HRS (Autohof)
- ▲ HRS (konventionelle Tankst.)
- Bundesautobahn
- ★ HRS (Neubaufäche)
- HRS (Bestand)

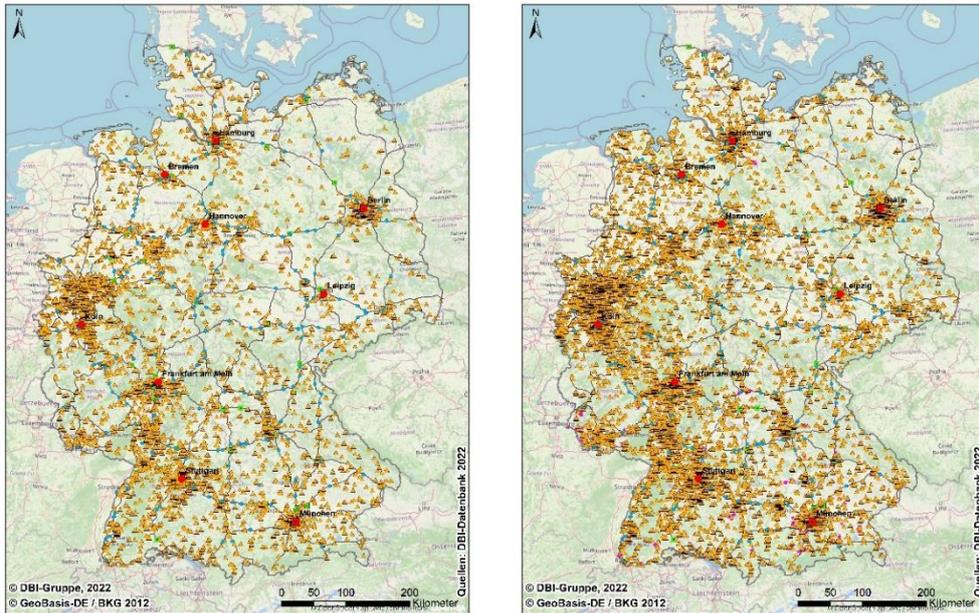


Abbildung 156: Ergebnis der Modellierung von HRS-Standorten für Pkw im Grüne-Gase-Szenario
(links: 2030, rechts: 2045)

AP7: Bewertung des
Infrastrukturbedarfes (FhG ISE,
DBI)

1 1 AP8: Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Ergebnisse des Projekts verdeutlichen die Notwendigkeit einer regionalen Aufteilung bei der Betrachtung des deutschen Energiesystems. Nur so können detailliertere Aussagen über die Transformation des Gesamtsystems sowie die Abbildung von Infrastrukturen getroffen werden.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass bei einer Umstellung des Energiesystems von wenigen zentralen konventionellen Kraftwerken hin zu einem dezentralen System, das auf erneuerbaren Energien basiert, eine ungleiche Verteilung von Bereitstellung und Nachfrage nach Energie in Deutschland besteht. Insbesondere im Norden Deutschlands findet aufgrund der großen Wind-Offshore- und Onshore-Potenziale die größte Produktion von erneuerbarem Strom statt. Dadurch eröffnet sich auch die Möglichkeit, Überkapazitäten zur Wasserstoffherstellung zu nutzen, um einerseits Stromnetze zu entlasten und andererseits Wasserstoff für große Industrien in südlicheren Bundesländern bereitzustellen.

Dennoch verdeutlichen die Ergebnisse auch, dass die großen Windenergie- und Photovoltaik-Potenziale in südlicheren Bundesländern wie Bayern oder Baden-Württemberg genutzt werden müssen, um die Transformation des Energiesystems zu erreichen. In diesen Regionen liegt aufgrund der dichten Besiedelung und großer Industriezentren ebenfalls ein erheblicher Teil der Energienachfrage. Wenn diese Kapazitäten nicht genutzt werden, müssten entweder Stromtrassen in unverhältnismäßigem Umfang ausgebaut werden oder große Energieverbraucher wie Industrien in nördlichere Bundesländer mit großem Energieangebot umziehen.

Die beiden berechneten Szenarien "Elektrifizierung" und "Grüne Gase" verdeutlichen, dass bei einer vermehrten Nutzung von synthetischen Energieträgern in den Verbrauchssektoren eine um 50 GW größere Erzeugungskapazität von fluktuierenden erneuerbaren Energien erforderlich ist, um die große Nachfrage nach synthetischem Energieträger teilweise zu decken. Trotz der deutlich größeren Menge an Produktionskapazitäten reicht dies jedoch nicht aus, um den gesamten Energiebedarf zu decken. Daher müssen zusätzlich um 400 TWh mehr synthetische Energieträger aus dem Ausland importiert werden. Durch die hohen Umwandlungsverluste von erneuerbarem Strom in synthetische Energieträger und wieder zurück in Nutzenergie steigt in diesem Szenario der Bedarf an Primärenergie für die Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem.

Die ungleichmäßige Verteilung von Bereitstellung und Nachfrage erneuerbarer Energie in Deutschland unterstreicht die Bedeutung eines abgestimmten Ausbaus der Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen. Bei einer umfangreichen Elektrifizierung des Energiesystems ist ein Ausbau bestimmter Leitungskapazitäten um den Faktor 2 bis 5 erforderlich. Im Szenario "Grüne Gase" hingegen ist aufgrund der lokaleren Umwandlung von Strom in synthetische Energieträger und dem Import großer Mengen stofflicher Energieträger ein um 1-5 GW (dies entspricht etwa eines um 1-30% des Ausbaus im Szenario Elektrifizierung) geringerer Ausbau der Stromnetze notwendig.

Die Wichtigkeit eines abgestimmten Ausbaus der Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen konnte auch durch das schrittweise Vorgehen bei der Modellierung verdeutlicht werden. Ohne einen angemessenen Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur würde der Ausbau von Windenergie und Photovoltaik um 100 GW steigen, da große Verbrauchszentren mit geringerem erneuerbarem Energiepotenzial nicht durch Regionen mit höherem Potenzial versorgt werden könnten. Durch einen abgestimmten Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur kann die Wasserstoffherstellung vor allem in den nördlichen Regionen mit hohem Potenzial an Windenergie und Photovoltaik stattfinden, um Überkapazitäten erneuerbarer Energien zu vermeiden. Zudem müssen Elektrolyseure nicht in allen Bundesländern umfangreich ausgebaut werden, wodurch sich ihre Leistung um 50 GW reduziert. Diese

Vermeidung von Überkapazitäten und eine effiziente Verteilung von Wasserstoff haben Auswirkungen auf das gesamte Energiesystem, wie z.B. einen um 40 TWh geringeren Import von synthetischen Energieträgern, eine umfangreichere Elektrifizierung der Verbrauchssektoren mit einem um 200 TWh geringeren Endenergieverbrauch oder eine um 50 GW geringere Kapazität von stationären Batteriespeichern.

Die Verifizierung der Ergebnisse mit dem Stromnetzmodell ergab, dass es bei den gezeigten Szenarien und einem Ausbau der Stromnetze gemäß dem aktuellen Netzentwicklungsplan zu keiner Netzüberlastung kommt. Zudem konnte gezeigt werden, dass durch einen optimalen Betrieb der Stromnetze die Kapazitäten an Backup-Kraftwerken und stationären Speichern um 50 GW_{el} reduziert werden konnten.

Die Analyse des DBI zeigt, dass das bestehende Erdgasnetz ausreicht, um die Gasflüsse der von REMod berechneten Szenarien zwischen den Bundesländern zu transportieren. Darüber hinaus stehen große Transportkapazitäten im Erdgasnetz zur Verfügung, die zunehmend für den Wasserstofftransport genutzt werden können. Im Szenario Elektrifizierung sind nur wenige neue Wasserstoffpipelines erforderlich, während die übrigen durch Umwidmung ungenutzter Erdgasleitungen bereitgestellt werden können. Im Szenario Grüne Gase ist ab 2040 kein Neubau von Wasserstoffleitungen mehr erforderlich, da der Anteil von CH₄ im System abnimmt und somit große Leitungs- und Speicherkapazitäten frei werden. Die Analyse zeigt auch, dass alle Leitungen auf eine bidirektionale Nutzung umgestellt werden sollten, um den sich dynamisch ändernden Import- und Produktionssituationen von synthetischen Energieträgern gerecht zu werden.

Zusätzlich hat die Analyse gezeigt, dass insbesondere im Szenario Elektrifizierung auch im Jahr 2045 weiterhin große Lastspritzen im Erdgasnetz auftreten. Dies folgt aus einer großen notwendigen Leistung von gas- und wasserstoffbetriebenen Back-Up Gaskraftwerken, welche in Zeiten geringer Produktion von Erneuerbaren Energien die gestiegene Stromnachfrage der Verbrauchssektoren decken müssen. Dieses Beispiel zeigt deutlich, wie wichtig in einem sektorengesetzten Energiesystem ein aufeinander abgestimmter Ausbau von Strom- und Gasnetzen ist.

In Bezug auf die Ladeinfrastruktur von Elektrofahrzeugen zeigen die Analysen des DBI, dass es wichtig ist, die rechtlichen Rahmenbedingungen zu schaffen, einschließlich technischer Standards. Zudem müssen bestehende Förderinstrumente beibehalten und möglicherweise neue eingeführt werden, wie beispielsweise eine CAPEX-Förderung für Fahrzeuge und Ladetechnik sowie Anreizsysteme für Carsharing.

Die Ladeinfrastruktur muss vorausschauend geplant werden und die komplexen Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Ladesituationen sind zu berücksichtigen. Es ist nicht erforderlich, dass die Anzahl der installierten Ladesäulen für jeden Use-Case bis 2045 kontinuierlich wächst; in einigen Fällen kann sogar ein Rückbau sinnvoll sein. Um sicherzustellen, dass stets mindestens 70 % der insgesamt benötigten Elektroenergie an die Fahrzeuge übertragen werden können, sollten strategisch platzierte Schnelllade-Hubs in innerstädtischen Bereichen eingerichtet werden. Die privaten Lade-Use-Cases spielen eine herausragende Rolle für den Gesamtlademix, sie sollten daher beim Aufbau der Infrastruktur besondere Berücksichtigung finden.

Des Weiteren ist es von großer Bedeutung, die Stromverteilnetze bedarfsgerecht zu erweitern und auszubauen, um den gestiegenen Energiebedarf zu bewältigen. Ein kontinuierlicher Dialog zwischen allen relevanten Stakeholdern, einschließlich Vertretern aus der Industrie, den Kommunen und den Ladesäulenbetreibern, ist unerlässlich. Es sollte eine transparente Bürgerbeteiligung ermöglicht werden, um alle Interessen und Perspektiven angemessen zu berücksichtigen.

In den meisten Regionen kann der Infrastrukturaufbau weitgehend mit dem wachsenden Bedarf an Ladestationen für Elektroautos Schritt halten. Es kann jedoch Ausnahmefälle geben, in denen zusätzliche Anstrengungen erforderlich sind, um sicherzustellen, dass die Ladeinfrastruktur stets im Einklang mit der steigenden Nachfrage ist.

Die Lebenszyklusanalyse, durchgeführt von Fraunhofer ISE, konnte aufzeigen, dass erneuerbare Technologien in der Herstellung einen höheren Energie- und Materialeinsatz im Vergleich zu fossil-basierten Technologien aufweisen. Dennoch zeichnen sie sich dadurch aus, dass während ihrer Nutzungsphase keine CO₂-Emissionen entstehen. Es ist wichtig zu beachten, dass solange die Energieversorgung überwiegend auf fossilen Energien basiert, auch die CO₂-Emissionen bei der Herstellung erneuerbarer Technologien deutlich höher sind als bei fossil-basierten Technologien. Bei einer zunehmenden Umstellung des Energiesystems hin zu einem klimaneutralen Energiesystem wird jedoch auch die Gesamtbilanz von erneuerbaren Technologien zunehmend CO₂-ärmer.

Betrachtet man jedoch die Gesamtbilanz aus Herstellung und Nutzung, zeigen erneuerbare Technologien eine deutlich geringere CO₂-Emission im Vergleich zu fossil-basierten Technologien. Daher ist es entscheidend, die CO₂-Emissionen bei der Herstellung erneuerbarer Technologien zu berücksichtigen, um das tatsächliche CO₂-Einsparpotenzial dieser Technologien realistisch einschätzen zu können.

Diese Betrachtungsweise ermöglicht eine ganzheitliche Bewertung der Nachhaltigkeit erneuerbarer Technologien und verdeutlicht, dass ihr Einsatz einen positiven Beitrag zur Reduzierung von CO₂-Emissionen leisten kann, selbst wenn die Herstellung zunächst mehr Energie und Material erfordert.

1 2 Anhang

12.1 Gastransportnetz – Leistungen der GÜP

Tabella 12-1: Übersicht der Grenzübergangspunkte und ihrer Entry- und Exit-Leistungen vor der Zerstörung der Nord-Stream-Pipeline (basierend auf Daten von 2018-2022 (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)))

Grenzübergangspunkt	Mittlere Entry-Leistung [GWh/h]	Maximale Entry-Leistung [GWh/h]	Mittlere Exit-Leistung [GWh/h]	Maximale Exit-Leistung [GWh/h]
Bocholtz	6,49	16,70	0,00	0,00
Brandov OPAL	0,00	0,00	25,39	45,01
Brandov- STEGAL	0,02	1,08	0,00	0,00
Bunde	0,65	11,50	6,25	13,59
Deutschneudorf	0,12	3,28	0,98	5,71
Dornum	27,29	34,40	0,00	0,00
Ellund	0,14	2,28	2,11	6,66
Elten / Zevenaar	6,62	18,67	0,00	0,00
Emden	12,57	32,02	0,00	0,00
Eynatten	2,33	13,59	1,10	8,62
Eynatten/Raeren	4,57	22,97	0,17	11,40
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	0,00	0,00	0,75	2,07
Greifswald (mit Nord-Stream/aktuell)	65,58	100,88	0,00	0,00
Haanrade	0,04	0,05	0,00	0,00
Lichtenbusch	1,98	8,87	0,00	0,00
Mallnow	24,46	38,78	0,80	13,24
Medelsheim	0,00	0,00	5,72	20,91
Oberkappel	0,57	8,29	4,48	10,37
Olbernhau II	0,00	0,00	6,21	14,45
Oude Statenzijl	4,02	23,00	5,99	18,29
RC Basel	0,00	0,00	0,04	0,36
RC Lindau	0,00	0,00	0,34	0,80
RC Thayngen-Fallentor	0,00	0,00	0,00	0,30
Remich	0,00	0,00	0,15	1,03
Tegelen	0,03	0,11	0,00	0,00
Überackern	0,84	11,26	1,35	13,02
Vreden (Winterswijk)	6,61	15,08	0,00	0,00
Waidhaus	26,11	38,83	0,01	7,04

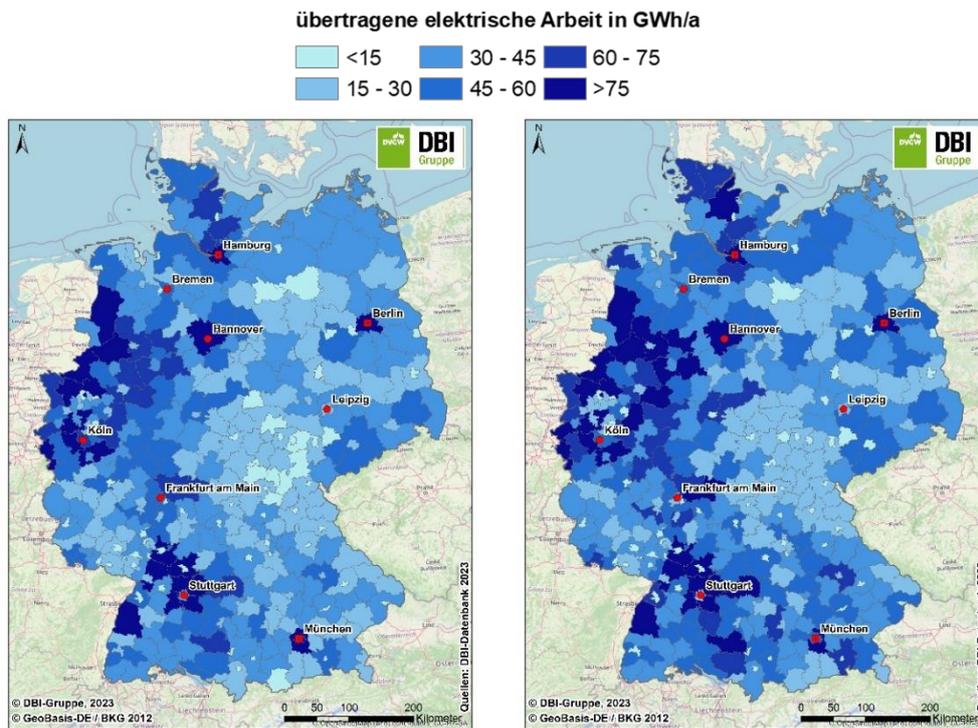
Wallbach	0,00	0,00	6,32	15,28
Zone Kiefernfelden-Pfronten	0,00	0,00	0,48	1,08

Table 12-2: Übersicht der Grenzübergangspunkte und ihrer Entry- und Exit-Leistungen nach der Zerstörung der Nord-Stream-Pipeline (basierend auf Daten von Sep 2022 – Feb 2023 (European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G)))

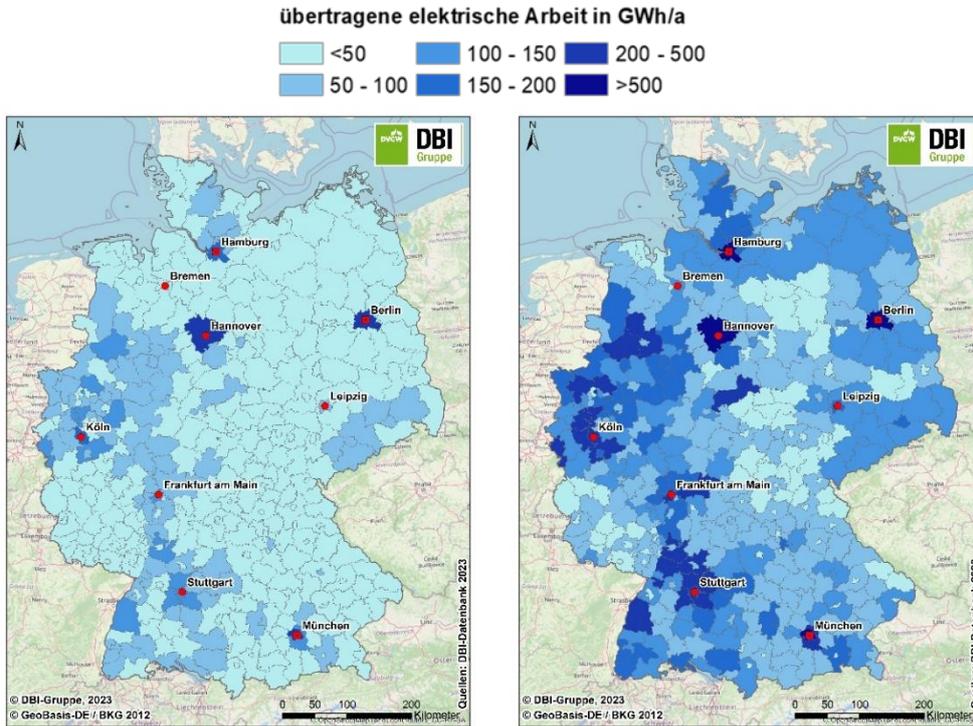
Grenzübergangspunkt	Mittlere Entry-Leistung [GWh/h]	Maximale Entry-Leistung [GWh/h]	Mittlere Exit-Leistung [GWh/h]	Maximale Exit-Leistung [GWh/h]
Bocholtz	12,179	16,702	0	0
Brandov OPAL	0	0	0	0
Brandov- STEGAL	0	0	0	0
Bunde	7,016	11,468	0	0
Deutschneudorf	0,001	0,213	1,733	5,183
Dornum	28,187	32,096	0	0
Elten / Zevenaer	4,211	9,403	0	0
Emden	27,273	31,96	0	0
Eynatten	12,514	13,565	0	0
Eynatten/Raeren	18,516	22,231	0	0
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	0	0	1,273	2,044
Greifswald	0	0	0	0
Haanrade	0,039	0,043	0	0
Mallnow	0	0	2,188	8,261
Medelsheim	0	0	0,018	2,44
Oberkappel	0,727	6,402	4,705	9,559
Olbernhau II	0	0	4,136	10,737
Oude Statenzijl	7,701	17,273	3,299	11,791
RC Basel	0	0	0,011	0,101
RC Lindau	0	0	0,385	0,789
RC Thayngen-Fallentor	0	0	0	0
Remich	0	0	0	0
Tegelen	0,032	0,092	0	0
Überackern	0,204	4,263	1,677	6,145
VIP DK-THE (Eilund)	0,038	1,456	1,373	4,606
VIP-France	1,534	4,643	0,02	2,44
Vreden (Winterswijk)	5,143	12,496	0	0

Waidhaus	0,484	4,837	1,696	7,959
Wallbach	0	0	2,474	13,521
Zone Kiefernfelden-Pfronten	0	0	0,537	1,013

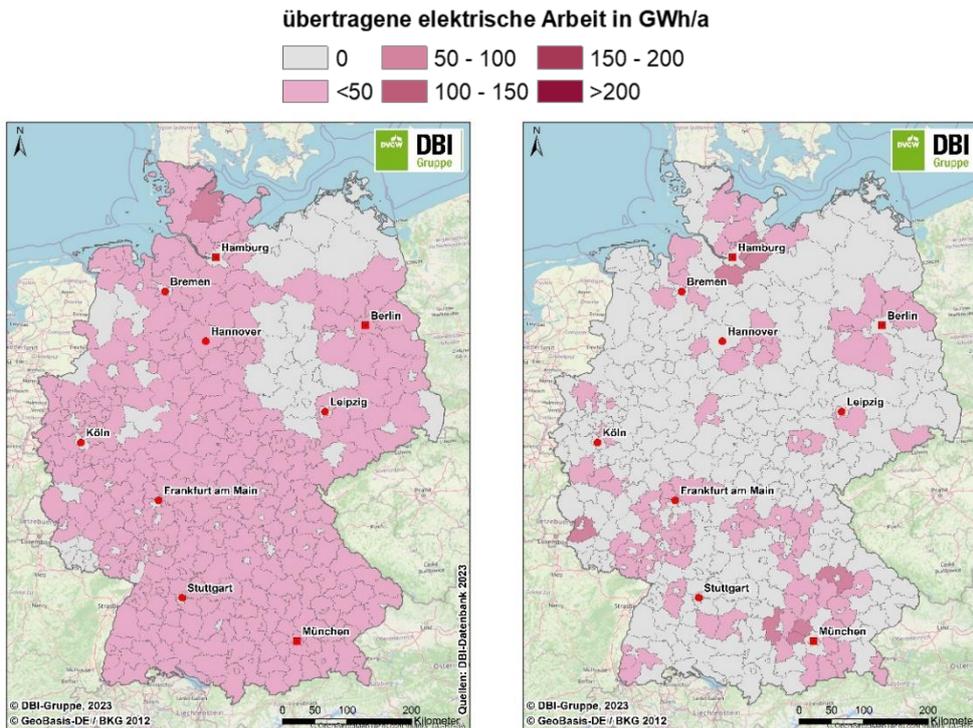
12.2 Ergebnisse Ladeinfrastruktur – Grüne-Gase-Szenario



Anhang 12-1: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 1. Use-Case, d.h. Laden am Wohnort (links: 2030, rechts: 2045)

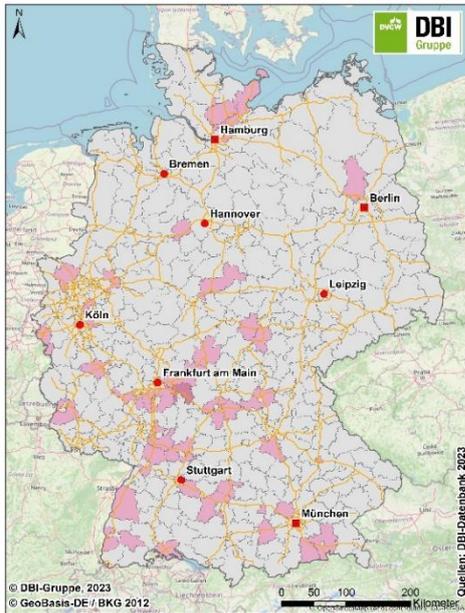


Anhang 12-2: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 2. Use-Case, d.h. Laden beim Arbeitgeber (links: 2030, rechts: 2045)



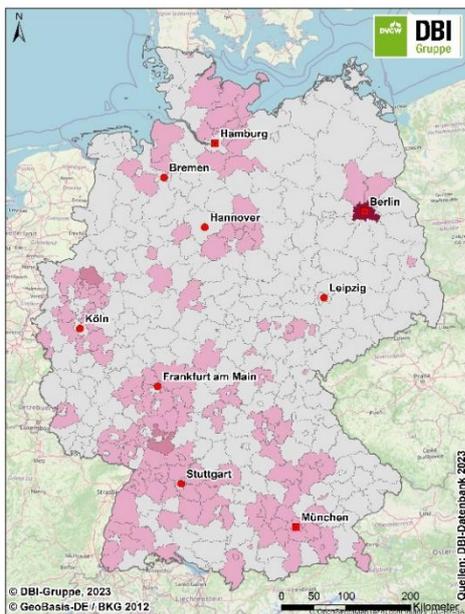
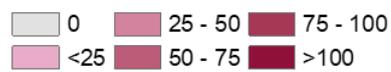
Anhang 12-3: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 3. Use-Case, d.h. Laden an HPC-Hubs in-erorts (links: 2030, rechts: 2045)

übertragene elektrische Arbeit in GWh/a



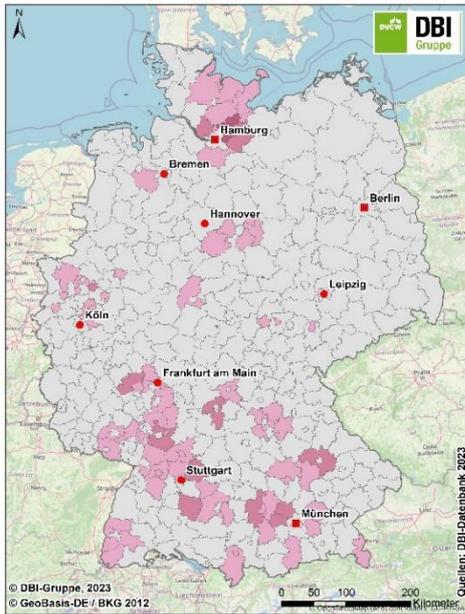
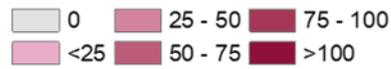
Anhang 12-4: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 4. Use-Case, d.h. Laden an HPC-Hubs entlang von Fernverkehrsachsen (links: 2030, rechts: 2045)

übertragene elektrische Arbeit in GWh/a



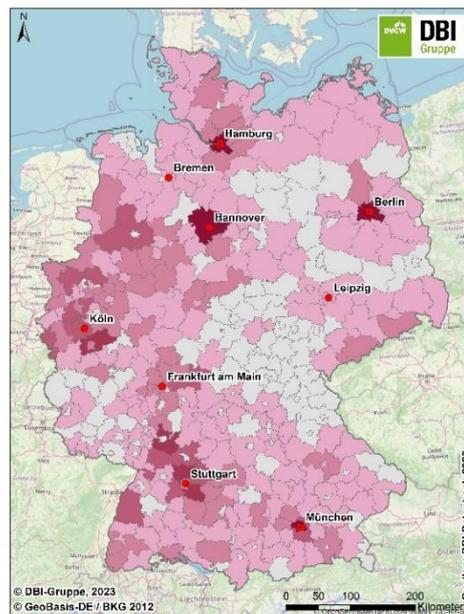
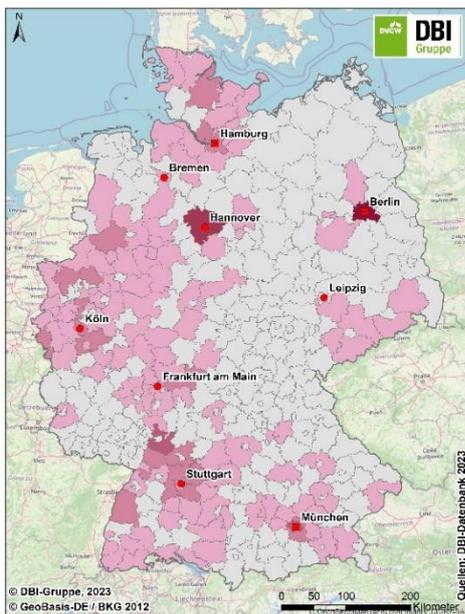
Anhang 12-5: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 5. Use-Case, d.h. Laden an Kundenparkplätzen (links: 2030, rechts: 2045)

übertragene elektrische Arbeit in GWh/a

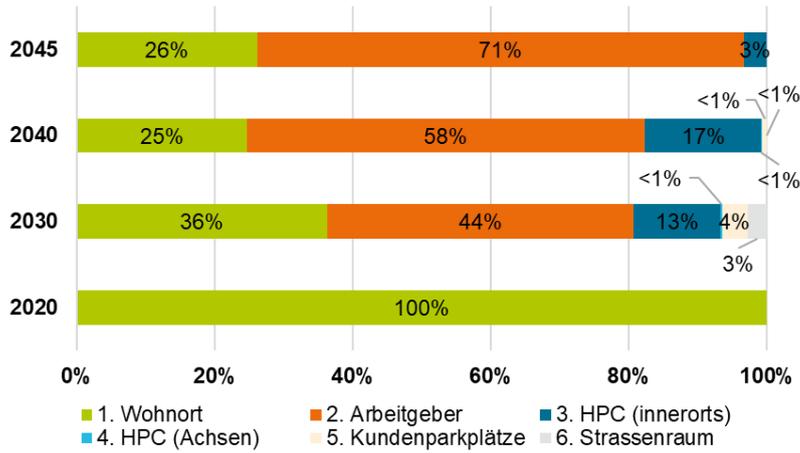


Anhang 12-6: Regionale Verteilung der Ladebedarfe im 6. Use-Case, d.h. Laden im öffentlichen Straßenraum (links: 2030, rechts: 2045)

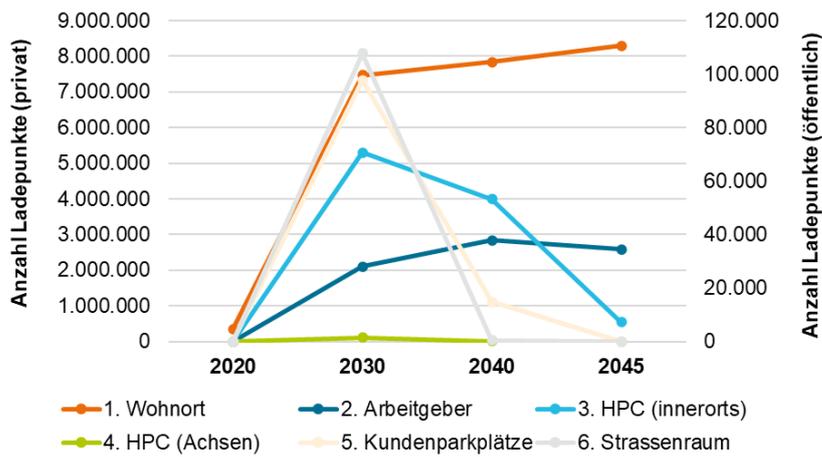
übertragene elektrische Arbeit in GWh/a



Anhang 12-7: Regionale Verteilung der Gesamtladebedarfe (links: 2030, rechts: 2045)



Anhang 12-8: Anteile der untersuchten Lade-Use-Cases an der insgesamt verladenen elektrischen Energie in Prozent (Grüne-Gase-Szenario)



Anhang 12-9: Anzahl der Ladepunkte je Use-Case und Betrachtungsjahr (Grüne-Gase-Szenario)

12.3 Betrachtete Technologien der ökologischen Bewertung

Anhang

Tabelle 3: Technologien des Stromsektors und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8 bzw. premise ()*

Technologie aus REMod	Prozess aus LCA-Datenbank
Biomassekraftwerk	market for heat and power co-generation unit, organic Rankine cycle, 1000kW electrical
	market for furnace, wood chips, with silo, 5000kW
	market for dust collector, electrostatic precipitator, for industrial use
Gas- und Dampfkraftwerk	gas power plant construction, combined cycle, 400MW electrical
Gasturbine	gas turbine construction, 10MW electrical
Steinkohlekraftwerk	market for hard coal power plant
Wasserstoffkraftwerk	gas turbine construction, 10MW electrical
Braunkohlekraftwerk	lignite power plant construction
Photovoltaik, Freifläche	market for photovoltaic plant, 570kWp, multi-Si, on open ground
Photovoltaik, Dach	market for photovoltaic slanted-roof installation, 3kWp, multi-Si, panel, mounted, on roof
Windkraft, Offshore	market for wind power plant, 2MW, offshore, fixed parts
	market for wind power plant, 2MW, offshore, moving parts
Windkraft, Onshore	market for wind turbine, 2MW, onshore
Batteriespeicher	Battery cell, LFP *
	Battery BoP *

Tabelle 4: Fahrzeuge des Mobilitätssektors und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: premise; 20XX steht als Platzhalter für die 4 verschiedenen Jahre (2020, 2030, 2040 und 2045); LKW werden zu 50% mit einer Reichweite von 800 km (long haul) und zu 50% mit einer Reichweite von 400 km (regional delivery) modelliert

Technologie aus REMod	Prozess aus LCA-Datenbank
PKW – Batterieelektrisch	Passenger car, battery electric, NMC-622 battery, Medium, 20XX
PKW – Brennstoffzelle	Passenger car, fuel cell electric, Medium, 20XX
PKW – Verbrennungsmotor, gasförmiger Kraftstoff	Passenger car, compressed gas, Medium, 20XX, EURO-6d
PKW - Plugin Hybrid, flüssiger Kraftstoff	Passenger car, plugin diesel hybrid, Medium, 20XX, EURO-6d
PKW – Verbrennungsmotor, flüssiger Kraftstoff	Passenger car, diesel, Medium, 20XX, EURO-6d
LKW - Batterieelektrisch	Medium duty truck, battery electric, NMC-622 battery, 26t gross weight, 20XX, long haul
	Medium duty truck, battery electric, NMC-622 battery, 26t gross weight, 20XX, regional delivery
LKW – Brennstoffzelle	Medium duty truck, fuel cell electric, 26t gross weight, 20XX, long haul
	Medium duty truck, fuel cell electric, 26t gross weight, 20XX, regional delivery
LKW – Verbrennungsmotor, gasförmiger Kraftstoff	Medium duty truck, compressed gas, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, long haul
	Medium duty truck, compressed gas, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, regional delivery
LKW - Plugin Hybrid, flüssiger Kraftstoff	Medium duty truck, diesel hybrid, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, long haul
	Medium duty truck, diesel hybrid, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, regional delivery
LKW – Verbrennungsmotor, flüssiger Kraftstoff	Medium duty truck, diesel, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, long haul
	Medium duty truck, diesel, 26t gross weight, 20XX, EURO-VI, regional delivery

Für die batterieelektrischen Fahrzeuge unterscheiden sich insbesondere die Batteriekapazitäten in den verschiedenen Jahren (Tabelle 5).

Tabelle 5: Batteriekapazitäten der batterieelektrischen Fahrzeuge

	PKW	LKW - regional	LKW – long haul	LKW - gemittelt
2020	48 kWh	573 kWh	1513 kWh	1043 kWh
2030	75 kWh	402 kWh	989 kWh	696 kWh
2040	104 kWh	354 kWh	865 kWh	610 kWh
2045	119 kWh	332 kWh	811 kWh	572 kWh

Tabelle 6: Ladepunkte für den Mobilitätssektors und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: premise

Technologie aus Ladeinfrastrukturmodell	Prozess aus LCA-Datenbank
Ladepunkt	Charger
	Charging stand

Tabelle 7: Technologien des Wärmesektors (Haushalte) und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8 bzw. premise (*)

Technologie aus REMod	Prozess aus LCA-Datenbank
Biomassekessel	furnace production, wood chips, with silo, 50kW
	market for furnace, logs, 6kW
	furnace production, logs, 30kW
Kraftwärmekopplung	heat and power co-generation unit construction, 50kW electrical, common components for heat+electricity
	heat and power co-generation unit construction, 50kW electrical, components for heat only
	heat and power co-generation unit construction, 50kW electrical, components for electricity only
	mini CHP plant construction, common components for heat+electricity
	mini CHP plant production, components for heat only
	mini CHP plant production, components for electricity only
Gaskessel	gas boiler production
Wärmepumpe, Luft	heat pump production, brine-water, 10kW
Wärmepumpe, Gas	heat pump production, diffusion absorption, 4kW, future
	borehole heat exchanger production, 150m
Wärmepumpe, Sole	heat pump production, brine-water, 10kW
	borehole heat exchanger production, 150m
Wärmepumpe, Hybrid	heat pump production, diffusion absorption, 4kW, future
	borehole heat exchanger production, 150m
Brennstoffzelle, Wasserstoff	Stack *
	Essential BoP *
	Ancillary BoP *
Brennstoffzelle, Methan	fuel cell, solid oxide, 125kW electrical, future
Ölkessel	oil boiler production, 10kW
Solarthermie	solar collector system installation, evacuated tube collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, multiple dwelling, hot water
Wärmespeicher	hot water tank production, 600l

Tabelle 8: Technologien des Wärmesektors (Industrie) und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8

Technologie aus RE-Mod	Prozess aus LCA-Datenbank
Biomassekessel	furnace production, wood chips, with silo, 1000kW
	furnace production, wood chips, with silo, 300kW
	furnace production, wood chips, with silo, 5000kW
Kraftwärmekopplung	heat and power co-generation unit construction, 1MW electrical, common components for heat+electricity
	heat and power co-generation unit construction, 1MW electrical, components for heat only
	heat and power co-generation unit construction, 1MW electrical, components for electricity only
Kohlekessel	industrial furnace production, coal, 1-10MW
Elektrodenkessel	market for electricity, medium voltage
	market for heat, central or small-scale, natural gas
	glass fibre production
	stone wool production
	sanitary ceramics production
	expanded vermiculite production
	brass production
	cast iron production
	market for steel, chromium steel 18/8
	market for steel, low-alloyed
	market for steel, unalloyed
	market for cable, unspecified
	electric connector production, wire clamp
	electronics production, for control units
	printed wiring board production, for surface mounting, Pb free surface
	resistor production, wirewound, through-hole mounting
	nylon 6 production
	polyvinylchloride production, bulk polymerisation
	polyethylene production, low density, granulate
	packaging film production, low density polyethylene
	market for alkyd paint, white, without solvent, in 60% solution state
Gaskessel	industrial furnace production, natural gas
Wärmepumpe	heat pump production, 30kW
Wasserstoffkessel	industrial furnace production, natural gas
Ölkessel	industrial furnace production, 1MW, oil
Solarthermie	solar collector system installation, evacuated tube collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, multiple dwelling, hot water

Tabelle 9: Technologien des Wärmesektors und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8

Technologie aus RE-Mod	Prozess aus LCA-Datenbank
Geothermie	geothermal heat plant construction
Wärmepumpe	heat pump production, 30kW
Solarthermie	solar collector system installation, evacuated tube collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, one-family house, combined system
	solar collector system installation, Cu flat plate collector, multiple dwelling, hot water
Wärmespeicher	heat storage production, 2000l

Tabelle 10: Technologien der Umwandlungsprozesse und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8 bzw. premise ()*

Technologie aus RE-Mod	Prozess aus LCA-Datenbank
Biomasse zu Methan	synthetic gas factory construction
Strom zu Methan	Sabatier reaction methanation unit *
	Elektrolyse (siehe Strom zu Wasserstoff)
	carbon dioxide capture system*
Biomasse zu Wasserstoff	synthetic gas factory construction
Strom zu Wasserstoff	electrolyzer, PEM, Stack *
	electrolyzer, PEM, Balance of Plant *
Gas zu Wasserstoff	synthetic gas factory construction
Biomasse zu Kraftstoff	synthetic gas factory construction
	methanol factory construction
Strom zu Kraftstoff	methanol factory construction
	Elektrolyse (siehe Strom zu Wasserstoff)
	carbon dioxide capture system *

Tabelle 11: Technologien der Energieträgerbereitstellung und dazugehörige Prozesse aus LCA-Datenbank; LCA-Datenbank: ecoinvent v3.8 bzw. premise ()*

Technologie aus RE-Mod	Prozess aus LCA-Datenbank
Steinkohle	market for hard coal
Braunkohle	market for lignite
Erdgas	market for natural gas, high pressure
Synthetisches Erdgas (Methan)	methane, from electrochemical methanation, with carbon from atmospheric CO ₂ capture, using heat pump heat *
Wasserstoff	hydrogen supply, from electrolysis, by ship, as liquid, over 2000 km *
Erdöl	market for heavy fuel oil
Synthetischer Kraftstoff	diesel production, synthetic, from Fischer Tropsch process, hydrogen from electrolysis, energy allocation, at fuelling station *
Biomasse, Anbau	market for rape seed
Biomasse, fest	market for wood chips, dry, measured as dry mass
Biomasse, feucht	market for biogas

Literaturverzeichnis

ADAM PLUTA ; WIDED MEDJROUBI ; JAN C. DIETRICH ; JAN DASENBROCK ; HENDRIK-PIETER TETENS ; JAVIER E. SANDOVAL ; ONTJE LÜNSDORF: *SciGRID_gas - Data Model of the European Gas Transport Network*. In: *2022 Open Source Modelling and Simulation of Energy Systems (OSMSES)* (2022), S. 1–7

BARNES, Stanley L.: *A Technique for Maximizing Details in Numerical Weather Map Analysis*. In: *Journal of Applied Meteorology* 3 (1964), Nr. 4, S. 396–409. URL https://journals.ametsoc.org/view/journals/apme/3/4/1520-0450_1964_003_0396_at-fmdi_2_0_co_2.xml

BDEW, VKU, GEODE: *BDEW/VKU/GEODE- Leitfaden : Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. URL https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf. – Aktualisierungsdatum: 30.06.2016 – Überprüfungsdatum 07.11.2022

BENJAMIN HILLER ; THORSTEN KOCH ; LARS SCHEWE ; ROBERT SCHWARZ ; JONAS SCHWEIGER: *A system to evaluate gas network capacities: Concepts and implementation*. In: *European Journal of Operational Research* 270 (2018), Nr. 3, S. 797–808. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221718301681>

Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden - Stichtag 31.12. - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte : Bezugsjahr 2011. Statistik 31231-02-01-4. 2021a. – Statistik 31231-02-01-4

Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen in Wohn- und Nichtwohngebäuden - Stichtag 31.12. - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte : Bezugsjahr 2019. Statistik 31231-02-01-4. 2021b. – Statistik 31231-02-01-4

Bevölkerungswachstum nach Kreisen, 2012-2035. Bonn

BIENER, Wolfgang ; GARCIA ROSAS, Klaus René: *Grid reduction for energy system analysis*. In: *Electric Power Systems Research* 185 (2020), S. 106349

BLES, Markus ; KOBER, Tom ; BRUCHOF, David ; KUDER, Ralf: *EU 20-20 policy implications on the EU energy system – an analysis with TIMES PanEU*. Sophia Antipolis, 12.2008 (Semi-annual ETSAP Workshop 2008)

BOZEM, Karlheinz ; NAGL, Anna ; RATH, Verena ; HAUBROCK, Alexander: *Elektromobilität: Kundensicht, Strategien, Geschäftsmodelle : Ergebnisse der repräsentativen Marktstudie FUTURE MOBILITY*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2013 (Research)

BRANDES, Julian (Hrsg.): *Transformation deutscher Bundesländer unter Berücksichtigung von Infrastrukturen, 2023*

BRANDES, Julian ; PALZER, Andreas ; STERCHELE, Philip ; ROSCHER, Björn ; HENNING, Hans-Martin: *Analyzing the transformation of the German energy system by 2050 with restricted potential of renewable energies. 7th Eur. Conf. Ren. Energy Sys. 10-10 June 2019, Madrid, Spain: Analyzing the transformation of the German energy system by 2050 with restricted potential of renewable energies. 7th Eur. Conf. Ren. Energy Sys. 10-10 June 2019, Madrid, Spain*. 2019

BROWN, Thomas ; HÖRSCH, Jonas ; SCHLACHTBERGER, David: *PyPSA: Python for Power System Analysis*. In: *Journal of Open Research Software* 6 (2018), Nr. 1, S. 4

BUNDESAMT FÜR KARTOGRAPHIE UND GEODÄSIE: *Digitale Geodaten - Verwaltungsgebiete*. URL https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/digitale-geodaten/verwaltungsgebiete.html?__store=default. – Aktualisierungsdatum: 04.05.2023 – Überprüfungsdatum 04.05.2023

BUNDESANSTALT FÜR STRAßENWESEN: *Automatische Straßenverkehrszählung - Automatische Zählstellen 2015*. URL https://www.bast.de/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/Daten/2015_1/Jawe2015.html;jsessionid=E670DCA1AD66FFE2EEA4469B79C17DAD.live21304?nn=1819490. – Aktualisierungsdatum: 05.04.2022.000Z – Überprüfungsdatum 05.04.2022.044Z

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Entwurf eines Gesetzes zum Aufbau einer gebäudeintegrierten Lade und Leitungsinfrastruktur für die Elektromobilität* (in Kraft getr. am 30. 1. 2021). URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/referentenentwurf-gebaeude-elektromobilitaetsinfrastruktur-gesetz-januar.pdf?__blob=publicationFile&v=6

BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT: *Entwicklung des Einsatzes von Erdgas zur Stromerzeugung*. URL <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/entwicklung-des-einsatzes-von-erdgas-zur-stromerzeugung/> – Überprüfungsdatum 13.10.2021

BYNUM, Michael L. ; HACKEBEIL, Gabriel A. ; HART, William E. ; LAIRD, Carl D. ; NICHOLSON, Bethany L. ; SIROLA, John D. ; WATSON, Jean-Paul ; WOODRUFF, David L.: *Pyomo-optimization modeling in python*. Third : Springer Science & Business Media, 2021 (67)

CHEN, Ying ; KOCH, Thorsten ; ZAKIYEVA, Nazgul ; ZHU, Bangzhu: *Modeling and Forecasting the Dynamics of the Natural Gas Transmission Network in Germany with the Demand and Supply Balance Constraint*. In: *SSRN Electronic Journal* (2020)

Das Deutschlandnetz : 200 Autobahn-Standorte. Berlin, 2021a

Das Deutschlandnetz : 900 Regional-Suchräume. Berlin, 2021b

DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz über die Bereitstellung flächendeckender Schnellladeinfrastruktur für reine Batterieelektrofahrzeuge (Schnellladegesetz) (in Kraft getr. am 25. 6. 2021). SchnellLG. In: *Bundesgesetzblatt*, 2021, S. 2141–2145

Digitales Landschaftsmodell (Ebenen) (DLM250). Frankfurt am Main, 2022 (Digitale Geodaten)

DOMSCHKE, Pia ; KOLB, Oliver ; LANG, Jens: *Fast and reliable transient simulation and continuous optimization of large-scale gas networks*. In: *Mathematical Methods of Operations Research* 95 (2022), Nr. 3, S. 475–501

DWD: *Veröffentlichungen zum COSMO-Modell (COSMO-EU, COSMO-DE, COSMO-DE EPS)*. URL www.dwd.de – Überprüfungsdatum 18.03.2015

EKHTIARI, Ali ; DASSIOS, Ioannis ; LIU, Muyang ; SYRON, Eoin: *A Novel Approach to Model a Gas Network*. In: *Applied Sciences* 9 (2019), Nr. 6. URL <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/6/1047>

ENE'T GMBH: *Marktdaten Netznutzung (Gas)*. URL <https://www.enet.eu/portfolio/netznutzung-gas> – Überprüfungsdatum 07.02.2020

ENTSOE: *Transparency Plattform*. URL <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show> – Überprüfungsdatum 30.06.2023

ENZENSBERGER, N. ; GÖBELT, M. ; MÖST, D. ; FICHTNER, W. ; WIETSCHEL, M. ; RENTZ, O.: *PERSEUS-ZERT Systembeschreibung, Abschluss-Dokumentation einer Modellentwicklung für die RWE AG, Karlsruhe : Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion*. 2003

Erwerbstätige nach Wirtschaftszweigen - Jahresdurchschnitt - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte : Zeitbezug 2018. Statistik 13312-01-05-4. 2021c. – Statistik 13312-01-05-4

EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR GAS: *ENTSOE Transparency Plattform*. URL <https://transparency.entsoe.eu/#/map>

Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen, 1. Januar 2022, FZ 13. Flensburg, 2022

Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen : FZ 13. Flensburg, 2017

Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen : FZ 27. Flensburg, 2023

Fahrzeugzulassungen (FZ) - Neuzulassungen, Besitzumschreibungen und Außerbetriebsetzungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken : FZ 5. Flensburg, 2021

FICHTNER, Wolf: *Strategische Optionen der Energieversorger zur CO₂-Minderung : Ein Energie- und Stoffflussmodell zur Entscheidungsunterstützung*. Berlin : Erich Schmidt, 1999 (Luftreinhaltung in Forschung und Praxis 8)

FLORIAN LEHNERT, JANINA LEIBLEIN, RUTH SCHLAUTMANN, KATHARINA BÄR, MIRIAM BÄUERLE: *Roadmap Gas: Bewertung der für Deutschland relevanten nationalen & internationalen Produktionsströme und Logistikkonzepte für erneuerbare Gase : Deliverables 1.2.*: August 2021

FRAUNHOFER INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME: *Energy-Charts*. URL https://energy-charts.info/charts/power/chart.html?l=de&c=DE&stacking=stacked_absolute_area&legendItems=000000000100000000000000&interval=year&year=2019&source=total – Überprüfungsdatum 17.11.2021

GAS INFRASTRUCTURE EUROPE: *GIE LNG Map*, 2022

GERHARDT, Norman: *INTERAKTION EE-STROM, WÄRME UND VERKEHR : Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor: INTERAKTION EE-STROM, WÄRME UND VERKEHR : Analyse der Interaktion zwischen den Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr in Deutschland in Hinblick auf steigende Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien im Strombereich unter Berücksichtigung der europäischen Entwicklung Ableitung von optimalen strukturellen Entwicklungspfaden für den Verkehrs- und Wärmesektor*. Kassel, Heidelberg, Würzburg : 2015. URL https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf

GIE AGSI : *GIE (Gas Infrastructure Europe), AGSI (Aggregated Gas Storage Inventory)*

GILS, Hans Christian ; SCHOLZ, Yvonne ; PREGGER, Thomas ; LUCA DE TENA, Diego ; HEIDE, Dominik: *Integrated modelling of variable renewable energy-based power supply in Europe*. In: *Energy* 123 (2017), S. 173–188

GILS, Hans Christian; Universität Stuttgart (Mitarb.): *Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage*. 2015

GNU LINEAR PROGRAMMING KIT: *Version 4.32: Version 4.32*. URL <http://www.gnu.org/software/glpk/glpk.html>

H2 MOBILITY DEUTSCHLAND GMBH & Co. KG: *H2 tanken - Wasserstoffmobilität beginnt jetzt*. URL <https://h2.live/>

HAN FENNEMA, MANON VAN BEEK: *Infrastructure Outlook 2050 : A joint study by Gasunie and TenneT on an integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany*. 2022a

HAN FENNEMA, MANON VAN BEEK: *Infrastructure Outlook 2050 : A joint study by Gasunie and TenneT on an integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany*. 2022b

HÄRTEL, Philipp ; KORPÁS, Magnus: *Aggregation Methods for Modelling Hydropower and Its Implications for a Highly Decarbonised Energy System in Europe*. In: *Energies* 10 (2017), Nr. 11, S. 1841

HAUSER, Philipp: *A modelling approach for the German gas grid using highly resolved spatial, temporal and sectoral data (GAMAMOD-DE)*. Kiel, Hamburg, 2019

HELMS, Hinrich ; BRUCH, Bernhard ; RÄDER, Dominik ; HAUSBERGER, Stefan ; LIPP, Silke ; MATZER, Claus: *Energieverbrauch von Elektroautos (BEV)*. Dessau-Roßlau, 2022

HOLGER CISCHINSKY: *Datenerhebung Wohngebäudebestand 2016 : Datenerhebung zu den energetischen Merkmalen und Modernisierungsraten im deutschen und hessischen Wohngebäudebestand*. Darmstadt, 17.04.2018

HUNTER, J. D.: *Matplotlib: A 2D graphics environment*. In: *Computing in Science & Engineering* 9 (2007), Nr. 3, S. 90–95

HUPPMANN, Daniel ; GIDDEN, Matthew J. ; NICHOLLS, Zebedee ; HÖRSCH, Jonas ; LAMBOLL, Robin ; KISHIMOTO, Paul N. ; BURANDT, Thorsten ; FRICKO, Oliver ; BYERS, Edward ; KIKSTRA, Jarmo ; BRINKERINK, Maarten ; BUDZINSKI, Maik ; MACZEK, Florian ; ZWICKL-BERNHARD, Sebastian ; WELDER, Lara ; ÁLVAREZ QUISPE, Erik Francisco ; SMITH, Christopher J.: *pyam: Analysis and visualisation of integrated assessment and macro-energy scenarios*. In: *Open Research Europe* 1 (2021), S. 74

Indikatoren und Karten zur Raum- und Stadtentwicklung : Medianeinkommen der sozialversicherungspflichtig Vollzeitbeschäftigten in Euro. Bonn, 2020

JOSEPHINE GLANDIEN, MAIK HOFFMANN, JENS HÜTTENRAUCH, FLORIAN LEHNERT, TIM WROBEL: *Roadmap Gas 2050 - Regionalisierung der Gasnachfrage : Deliverable D 2.1*. 53123 Bonn, Juli 2020

JULIA WELSCH, ULRICH FAHL, MARKUS BLES, KAI HUFENDIEK: *Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU: Modellierung von Energiespeichern und Power-to-X-Technologien mit dem europäischen Energiesystemmodell TIMES PanEU*. 10.-12.02.2016

KOCH, Matthias ; TILMAN HESSE ; TANJA KENKMANN ; VEIT BÜRGER ; MARKUS HALLER ; CHRISTOPH HEINEMANN ; MORITZ VOGEL ; DIERK BAUKNECHT ; FRANZSIKA FLACHSBARTH ; CHRISTIAN WINGER ; DAMIAN WIMMER ; LOTHAR RAUSCH ; HAUKE HERMANN ; IMMANUEL STIEB ; BARBARA BIRZLE-HARDER ; MICHAEL KUNKIS ; JENS TAMBKE: *Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration*. 2017

KREKEL, Holger ; OLIVEIRA, Bruno ; PFANNSCHMIDT, Ronny ; BRUYNOOGHE, Floris ; LAUGHER, Brianna ; BRUHIN, Florian: *pytest 7.1.3: pytest 7.1.3*. 2004. URL <https://github.com/pytest-dev/pytest>

KUNZ, Friedrich ; KENDZIORSKI, Mario ; SCHILL, Wolf-Peter ; WEIBEZAHN, Jens ; ZEPTER, Jan ; VON HIRSCHHAUSEN, Christian ; HAUSER, Philipp ; ZECH, Matthias ; MÖST, Dominik ; HEIDARI, Sina ; FELTEN, Björn ; WEBER, Christoph: *Data Documentation 92 Electricity, Heat, and Gas Sector Data for Modeling the German System*. Berlin, 2017

LAMPRECHT, Christian Sebastian: *Meteostat Python: Meteostat Python*. 2022

LANDTAG NRW: *Richtzahlen für den Stellplatzbedarf (NRW) Anlage zu Nr. 51.11 VV BauO NRW in Ergänzung des § 51 Abs. 1 BauO NRW*. URL https://www.th-owl.de/files/webs/bauingenieurwesen/stephan_rainer/Gesetze_Verordnungen/BauO-NRW_VV_Stellplatzrichtzahlen.pdf – Überprüfungsdatum 16.05.2023

Liste der Ladesäulen. Bonn, 01.02.2021

LOCHRAN, Stevie: *GNOME: A Dynamic Dispatch and Investment Optimisation Model of the European Natural Gas Network and Its Suppliers*. In: *Operations Research Forum 2* (2021), Nr. 4, S. 67

LOULOU, Richard ; REMME, Uwe ; KANUDIA, Amit ; LEHTILA, Antti ; GOLDSTEIN, Gary: *Documentation for the TIMES Model : PART II*. April 2005

MICHAEL WUPPERFELD, SVEN ZIMMERMANN, CARLA RAU, JENS HÜTTENRAUCH, ASIF ZUBAIR, WOLFGANG KÖPPEL: *Roadmap Gas 2050 - Gasnetzmodell zur Kopplung mit einer Energiesystemmodellierung : Deliverables D 4.3*. 53123 Bonn, 2023

MISCHNER, Jens ; FASOLD, Hans-Georg: *Gasbeschaffungen in Deutschland : Was zum Wobbe-Index noch gesagt werden sollte*. In: *Gas + Energie* 160 (2019), Nr. 5, S. 52–61

NIKOLAUS HANSEN: *The CMA Evolution Strategy: A Tutorial*. 2011

NOBIS, Claudia ; KUHNIMHOF, Tobias: *Mobilität in Deutschland – MiD Ergebnisbericht : Studie im Auftrag des BMVI*. Bonn, 2019

ÖKO INSTITUT E.V.: *Methodik der Strommarkt-Modellierung in PowerFlex : Lineare Optimierung, Zielfunktion und Nebenbedingungen: Methodik der Strommarkt-Modellierung in PowerFlex : Lineare Optimierung, Zielfunktion und Nebenbedingungen*. 2015

OPENSTREETMAP FOUNDATION: *OpenStreetMap*. URL <https://www.openstreetmap.org/#map=6/51.324/7.712> – Überprüfungsdatum 05.04.2022

PALZER, Andreas: *Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie. (genehmigte) Dissertation. 28.04.2016. URL <http://publica.fraunhofer.de/documents/N-408742.html>

Personenkraftwagen nach Kraftstoffarten - Stichtag 01.01. - regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte : Bezugsjahr 2021. 46251-02-01-4. 2022. – 46251-02-01-4

RegioStaR - Regionalstatistische Raumtypologie für die Mobilitäts- und Verkehrsfor-
schung. Bonn, 2016

SÄCHSISCHE STAATSKANZLEI: *Richtzahlentabelle gemäß § 49 Abs. 1 Satz 2 Sächsische Bauordnung für den Stellplatzbedarf und den Bedarf an Abstellplätzen für Fahrräder*. URL https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahU-KEWjVh8KZjfn-AhWIHuwKHSgARMQFnoECBUQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.revosax.sachsen.de%2FGetAttachment.link%3Fid%3D7955&usg=AOvVaw05qwnmhX_zVy0umG4qx5Mj – Überprüfungsdatum 16.05.2023

SCHÄFER, Simon Jonas: *Dynamische Simulation zur thermodynamischen Analyse einer Wasserstofftankstelle*. München, Technische Universität München, Fakultät für Maschinenwesen. Dissertation. 30.01.2019

SCHMIDT, Martin ; ABMANN, Denis ; BURLACU, Robert ; HUMPOLA, Jesco ; JOORMANN, Imke ; KANELAKIS, Nikolaos ; KOCH, Thorsten ; OUCHERIF, Djamal ; PFETSCH, Marc E. ; SCHEWE, Lars ; SCHWARZ, Robert ; SIRVENT, Mathias: *GasLib—A Library of Gas Network Instances*. In: *Data 2* (2017), Nr. 4. URL <https://www.mdpi.com/2306-5729/2/4/40>

SENKPIEL, Charlotte: *AutGrid – Chancen und Risiken der Netzautarkie in Deutschland*. URL <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/autgrid.html> – Überprüfungsdatum 30.06.2023

StandortTOOL - Ladebedarfe bis 2030. Berlin, 19.04.2023

STERCHELE, Philip: *Analysis of Technology Options to Balance Power Generation from Variable Renewable Energy : Case Study for the German Energy System with the Sector Coupling Model REMod*. 1. Auflage. Düren : Shaker, 2019 (Schriftenreihe der Reiner Lemoine-Stiftung)

STERCHELE, Philip ; BRANDES, Julian ; HEILIG, Judith ; WREDE, Daniel ; KOST, Christoph ; SCHLEGL, Thomas ; BETT, Andreas ; HENNING, Hans-Martin: *Paths to a Climate-Neutral Energy System : The German Energy Transition in its Social Context*. Freiburg, 2020a

STERCHELE, Philip ; BRANDES, Julian ; HEILIG, Judith ; WREDE, Daniel ; KOST, Christoph ; SCHLEGL, Thomas ; BETT, Andreas ; HENNING, Hans-Martin: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem : Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen*. Freiburg, 2020b

TROST, Tobias: *Erneuerbare Mobilität im motorisierten Individualverkehr : Modellgestützte Szenarioanalyse der Marktdiffusion alternativer Fahrzeugantriebe und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem*. Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2017

ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER: *Netzentwicklungsplan 2035 Strom*. 2021

UMWELTBUNDESAMT: *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland"*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland> – Überprüfungsdatum 30.06.2022

VAN DER HOEVEN, Tom: *Math in gas and the art of linearization* : Energy Delta Institute Groningen, The Netherlands, 2004

WIETSCHER, Martin ; OBERLE, Stella ; AKCA SUBASI, Melek ; SPETH, Daniel ; LUX, Benjamin ; SCHERRER, Aline ; GNANN, Till ; BURGHARD, Uta ; PFLUGER, Benjamin ; KUNZE, Robert ; STEYER, Nico ; ERLER, Ronny ; KÖPPEL, Wolfgang ; VAYAS, Louis ; ZUBAIR, Asif ; MONSALVE, Cristian ; PEMSEL, Jonas ; LOZANOVSKI, Aleksandar; Fraunhofer-Gesellschaft (Mitarb.): *Systemanalytische Untersuchungen zur Evaluierung der Rolle von EE-Methan*. 2022

WINDT, Alexander ; ARNHOLD, Oliver: *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf*. Studie im Auftrag des BMVI. Berlin, 2020. – Studie im Auftrag des BMVI

Wohngebäude nach Baujahr - Stichtag 09.05.2011 regionale Tiefe: Kreise und krfr. Städte : Bezugsjahr 2011. Statistik 31211-06-01-4. 2021d. – Statistik 31211-06-01-4

ZECH, Konstantin ; GRASEMANN, Elias ; OEHMICHEN, Katja ; KIENDL, Isabel ; SCHMERSAHL, Ralf ; RÖNSCH, Stefan ; WEINDORF, Werner ; FUNKE, Simon ; MICHAELIS, Julia ; WIETSCHER, Martin ; SEIFFERT, Michael ; MÜLLER-LANGER, Franziska: *Hy-NOW Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse*. 2013

Zensus 2011 - Gebäude und Wohnungen : Ergebnisse des Zensus am 9. Mai 2011. Wiesbaden, 28.05.2014

Zustandserhebung elektrischer Anlagen für Gebäude. Kurzfassung des ZVEI zur Studie. Frankfurt am Main, 2015. – Kurzfassung des ZVEI zur Studie