

ABSCHLUSSBERICHT

KonStGas

Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze -

Koordinator:

- DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg

Projektpartner:

- DVGW-EBI: DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
- GWI: Gaswärme-Institut e.V. Essen
- IEK-STE: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung
- IWES: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- KIT-IIP: Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Lehrstuhl Energiewirtschaft, Karlsruher Institut für Technologie
- OTH: Technische Hochschule Regensburg, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher
- RUB: Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft
- RWTH: RWTH Aachen, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
- TUB: Technische Universität Berlin, Lehrstuhl Energie- und Ressourcenmanagement
- TUD: Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft
- UMSICHT: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
- WI: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Abschlussbericht KonStGas

Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen - Konvergenz Strom- und Gasnetze

Jens Hüttenrauch, Gert Müller-Syring, Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause (DBI)
Prof. Dr. Wolf Fichtner, Christoph Nolden (KIT-IIP)
Philipp Hauser, Theresa Müller, Prof. Dr. Dominik Möst (TUD)
Philipp Härtel, Norman Gerhardt (IWES)
Prof. Dr. Michael Sterner, Martin Thema (OTH)
Dr. Peter Markewitz, Bastian Gillessen, Dr. Heidi Heinrichs (IEK-STE)
Dr. Kevin Münch, Tim Bongers, Ivan Marjanovic (RWTH)
Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer, Steven Hotopp (TUB)
Frank Merten, Mathis Buddeke, Philipp Schaube, Ansgar Taubitz (WI)
Boris Dresen (UMSICHT)
Dominik Möllenbrink, Prof. Dr.-Ing. Hans-Jürgen Wagner (RUB)
Wolfgang Köppel, Katharina Bär, Charlotte Degünther (DVGW-EBI)
Jörn Benthin (GWI)

Auftraggeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Förderkennzeichen 0325576

Koordinator: DBI – Gastechnologisches Institut gGmbH Freiberg

Projektpartner:

- DVGW-EBI: DVGW Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut
- GWI: Gaswärme-Institut e.V. Essen
- IEK-STE: Forschungszentrum Jülich, Institut für Energie- und Klimaforschung
- IWES: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
- KIT-IIP: Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion, Karlsruher Institut für Technologie
- OTH: Technische Hochschule Regensburg, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher
- RUB: Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft
- RWTH: RWTH Aachen, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
- TUB: Technische Universität Berlin, Lehrstuhl Energie- und Ressourcenmanagement
- TUD: Technische Universität Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft
- UMSICHT: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
- WI: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Assoziierte Partner:

- 50Hertz Transmission GmbH
- ONTRAS Gastransport GmbH
- RWE AG

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.
Mai 2017

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	9
Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis	11
Zusammenfassung	14
1. Einleitung	17
1.1 Hintergrund, Motivation und Ziele	17
1.2 Forschungsfragen	18
2. Methodik und Modelle	21
2.1 Methodik Energiesystem.....	22
2.1.1 Charakterisierung des Energiesystemmodells.....	22
2.1.2 Modellaufbau und –Struktur.....	23
2.1.3 Energieträger	24
2.1.4 Nachfragen.....	24
2.1.5 Zeitdefinitionen.....	24
2.1.6 Emissionen.....	24
2.1.7 Kosten	24
2.1.8 Technologien.....	25
2.1.9 Systemgrenzen, Grenzen der Anwendung	25
2.2 Methodik Stromsystem.....	25
2.2.1 Modellierung der Entwicklung des Stromsystems.....	26
2.2.2 Modellierung der Markt- und Netzbetriebssimulation.....	27
2.3 Methodik Gassystem.....	31
2.3.1 Gas Market Model – GAMAMOD.....	31
2.3.1.1 Modellbeschreibungen	32
2.3.1.2 Exkurs: Gaspreis-Determinanten	38
2.3.2 Modellierung der Gasverteilnetze	40
2.3.3 Gastransportnetzmodell.....	42
2.3.3.1 Gasverbrauch	43
2.3.3.2 Transport und Speicherung.....	52
2.3.3.3 Gasaufkommen	58
3. Annahmen und Basisdaten	63
3.1 Szenarien – Überblick	63
3.1.1 Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung.....	64
3.1.2 Wohnflächennachfrage	65
3.1.3 Personenverkehrsnachfrage	66
3.1.4 Güterverkehrsnachfrage	67

3.1.5	Energie- und Zertifikatspreise	68
3.1.5.1	Rohöl	69
3.1.5.2	Erdgas	69
3.1.5.3	Steinkohle	70
3.1.5.4	Braunkohle.....	71
3.2	Szenariendefinition.....	72
3.2.1	Strom- und Gasnachfrage.....	75
3.2.2	Gasnachfrage.....	75
3.2.3	Stromnachfrage.....	76
3.2.4	Regionalisierte Stromnachfrage.....	80
3.2.5	Regionalisierte Gasnachfrage und Biogaseinspeisung.....	84
3.3	Entwicklung des Gasmarktes bis 2050 und Implikationen für Power-to-Gas in Deutschland	86
3.3.1	Deutsche Erdgas Im- und Exporte steigen bis zum Jahr 2050	86
3.3.2	Entwicklung der Importinfrastruktur determiniert Gasbezugskosten	89
3.3.3	Interpretation der Modellergebnisse aus GAMAMOD für den deutschen und europäischen Erdgasmarkt	91
3.4	Entwicklung der PtG-Technologien Elektrolyse und Methanisierung.....	94
4.	80%-EE-Szenario.....	97
4.1	Ausbau der erneuerbaren Energien.....	97
4.2	Entwicklung des Stromübertragungsnetzes.....	103
4.3	Entwicklung der bestehenden Kraftwerke.....	104
4.4	Kraftwerkszubau ohne PtG	105
4.5	Kraftwerkseinsatz und Netzbelastung ohne PtG.....	106
4.6	Kraftwerkszubau mit PtG	109
4.7	Integration von PtGA.....	109
4.8	Kraftwerks- und PtG-Einsatz, Netzbelastung.....	111
4.9	Anteil der erneuerbaren Gase an der deutschen Gasnachfrage	114
4.10	Potenziale zur Aufnahme von Gasen aus PtGA und Auswirkungen auf die Gasverteilnetze	116
4.11	Potenziale zur Aufnahme von Gasen aus PtGA und Auswirkungen auf die Gastransportnetze.....	117
4.11.1	Verknüpfungspunkte der Netze.....	118
4.11.2	Exemplarische Betrachtungen	120
4.11.2.1	Export	121
4.11.2.2	Inselversorgung	121
4.11.2.3	Anbindung an Kavernenspeicher	122
4.11.2.4	Industrielle Nutzung.....	123
4.11.3	Vorgehen bei der Bewertung	124
4.11.4	Gastransportnetz.....	126
4.12	Auswirkungen von PtG auf das Energiesystem	127

4.12.1	80%-EE-Szenario ohne PtG	127
4.12.2	80%-EE-Szenario mit PtG	133
4.12.3	Zwischenfazit Energiesystem.....	137
4.13	Auswertung 80%-EE-Szenario	138
5.	100%-EE-Szenario	140
5.1	Ausbau der erneuerbaren Energien.....	140
5.2	Entwicklung Stromnetz und Kraftwerkspark mit PtG.....	144
5.3	Integration von PtGA.....	145
5.4	Kraftwerks- und PtG-Einsatz, Netzbelastung.....	146
5.5	Anteil der erneuerbaren Gase an der deutschen Gasnachfrage	151
5.6	Auswirkungen von PtG auf die Gastransportnetze	153
5.7	Auswertung 100%-EE-Szenario	155
6.	Handlungsempfehlungen	157
6.1	Metaanalyse zu externen Empfehlungen.....	157
6.1.1	Empfehlungen aus Studiensicht.....	157
6.1.2	Empfehlungen aus Stakeholdersicht.....	159
6.1.3	Feedback zu externen Meta-Empfehlungen	163
6.2	Ableitung von KonStGas-Empfehlungen.....	170
6.2.1	Empfehlungen für den Stromsektor	171
6.2.2	Empfehlungen für den Gassektor	175
6.2.3	Empfehlungen für Power-to-Gas.....	178
6.2.4	Handlungsempfehlungen für Forschung und Entwicklung.....	182
7.	Roadmap	188
8.	Fazit	191
	Literaturverzeichnis	196
	Anlagenverzeichnis	203

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Themenfelder der Forschungsfragen im KonStGas-Projekt.....	19
Abbildung 2:	KonStGas-Modellstruktur	21
Abbildung 3:	Prinzipielle Struktur des IKARUS Modells	23
Abbildung 4:	Marktsimulation - Verfahrensüberblick	29
Abbildung 5:	Netzbetriebssimulation	31
Abbildung 6:	Regionale Auflösung von GAMAMOD.....	32
Abbildung 7:	Ein- und Ausgangsdaten GAMAMOD	34
Abbildung 8:	Erdgasnachfrage in europäischen Ländern in TWh _{th, Hi} /a in 2011 und 2050.....	37
Abbildung 9:	Determinanten des Erdgaspreises	39
Abbildung 10:	Methodik zur Ermittlung der Gasnachfrage in Gasverteilnetzen	40
Abbildung 11:	Überblick über den Ablauf bei der Modellierung der Gastransportnetze in Deutschland.....	43
Abbildung 12:	Modellierung des Gasverbrauchs in hoher räumlicher Granularität und zeitlicher Auflösung	44
Abbildung 13:	Nettostromverbrauch im Vergleich	45
Abbildung 14:	Entwicklung der Erdgasnachfrage bis 2050 im 80%-EE-Szenario.....	46
Abbildung 15:	Regionalisierung des prognostizierten nationalen Gasverbrauchs	46
Abbildung 16:	Produktionsstandorte der aus Sicht des Gasverbrauchs energieintensiven Wirtschaftszweige.....	47
Abbildung 17:	Methode für die Berechnung eines regionalen Gasverbrauchs	48
Abbildung 18:	Regionalisierter Gasbedarf nach Sektoren für das Jahr 2011.....	49
Abbildung 19:	Regionalisierter Gasbedarf nach Sektoren für das Jahr 2050.....	49
Abbildung 20:	Zeitliche Auflösung des regionalisierten Gasverbrauchs.....	50
Abbildung 21:	Temperaturdaten	51
Abbildung 22:	Jahresverlauf des betrachteten Gasverbrauchs für das Jahr 2050.....	52
Abbildung 23:	Modelliertes Netz im Vergleich zu verfügbaren öffentlichen Daten	53
Abbildung 24:	Modellierung einer Verdichterstation und Netzeinbindung	55
Abbildung 25:	Europäisches Gastransportnetzmodell.....	56
Abbildung 26:	Derzeitige Gastransportnetze in Deutschland und Netzausbauprojekte	58
Abbildung 27:	Projektion der Gasförderung in der Nordsee bis 2050	59
Abbildung 28:	Import und Export von Gas im europäischen Kontext	60
Abbildung 29:	Regionale Darstellung der Differenz zwischen Gasverbrauch und Biogaspotenzial	61
Abbildung 30:	Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff aus dem Stromsystem für das 100%-EE-Szenario.....	62
Abbildung 31:	Bevölkerungsentwicklung verschiedener Energieprojektionen im Vergleich mit anderen Studien	65
Abbildung 32:	Wohnflächenentwicklungen im Vergleich mit anderen Studien.....	66

Abbildung 33:	Personenverkehrsnachfrage im Vergleich mit anderen Studien	67
Abbildung 34:	Güterverkehrsnachfrage im Vergleich mit anderen Studien	68
Abbildung 35:	Rohölpreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien.....	69
Abbildung 36:	Erdgaspreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien.....	70
Abbildung 37:	Steinkohlepreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien	70
Abbildung 38:	Braunkohlekostenannahmen in verschiedenen Studien	72
Abbildung 39:	Systemgrenzen.....	73
Abbildung 40:	Prinzipielle Szenarienarchitektur für das Stromversorgungssystem	74
Abbildung 41:	Endenergieseitige Erdgasnachfrage	76
Abbildung 42:	Nettostromverbrauch	79
Abbildung 43:	Nettostromverbrauch im Vergleich	80
Abbildung 44:	Inner- und außerstädtische Bereiche	81
Abbildung 45:	Voronoi-Zerlegung der Hochspannungsnetzknotten	82
Abbildung 46:	Resultierende Lastverteilung pro Netzknoten für Deutschland	83
Abbildung 47:	Regionalisierte Gasnachfrage im Jahr 2050	84
Abbildung 48:	Entwicklung des Gasbezugs im Verteilnetz unter Berücksichtigung einer Biogaseinspeisung (Beispiel)	85
Abbildung 49:	Deutsche Erdgasimporte im Jahr 2011 und 2050	87
Abbildung 50:	Deutsche Erdgasexporte im Jahr 2011 und 2050	88
Abbildung 51:	Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel zu einem Gas-Transitland.....	89
Abbildung 52:	Entwicklung der LNG-Importkapazitäten in der EU28	90
Abbildung 53:	Durchschnittliche Produktionskosten von erneuerbarem Methan unter verschiedenen Rahmenparametern	93
Abbildung 54:	PtG Kostenannahmen für PEM- und alkalische Elektrolyse sowie für Methanisierung für die Jahre 2014-2050.....	94
Abbildung 55:	Szenarioübersicht und -logik der im Rahmen des KonStGas-Projekts betrachteten Szenarien	98
Abbildung 56:	EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-80%-EE-Szenario für Deutschland und das betrachtete europäische Ausland	99
Abbildung 57:	Netzknotenscharfe Regionalisierung der EE-Einspeisung für das deutsche Übertragungsnetz	100
Abbildung 58:	Verbraucherlast im KonStGas-80- und 100%-EE-Szenario für Deutschland und das betrachtete europäische Ausland	101
Abbildung 59:	DSM-Einsatz in einer typischen Winterwoche im KonStGas-80%-EE- Szenario für Deutschland	102
Abbildung 60:	DSM-Einsatz in einer typischen Sommerwoche im KonStGas-80%-EE- Szenario für Deutschland	102
Abbildung 61:	Darstellung des Stromübertragungsnetzes für 2015 und 2050 (grün: 220 kV, rot: 380 kV).....	103
Abbildung 62:	Entwicklung der Bestandskraftwerke in den 80%-EE-Szenarien	104
Abbildung 63:	Kraftwerkszubau im 80%-EE-Szenario ohne PtG	105

Abbildung 64:	Erzeugung/ Verbrauch Bilanz für das Jahr und in einer exemplarischen Woche	106
Abbildung 65:	Jahres-Handelssaldo für deutsche Nachbarländer	107
Abbildung 66:	Überlastete Leitungen im deutschen Übertragungsnetz	107
Abbildung 67:	Ermittelter Redispatch-Bedarf	108
Abbildung 68:	Kraftwerkszubau im 80%-EE-Szenario mit PtG	109
Abbildung 69:	Geografische Verteilung des PtG-Zubaus im 80%-EE-Szenario	110
Abbildung 70:	Effekte der PtGA auf das Marktergebnis	111
Abbildung 71:	Änderung der Handelsbilanz bedingt durch den Einsatz der PtGA.....	112
Abbildung 72:	Überlastete Leitungen im Szenario mit PtG	112
Abbildung 73:	Ermittelter Redispatchbedarf	113
Abbildung 74:	Deckung der Nachfrage in Deutschland im 80%-EE-Szenario mit PtG	114
Abbildung 75:	PtG-Potenziale (Wasserstoff) in den Gasverteilnetzen im Jahr 2050	116
Abbildung 76:	Entwicklung der Wasserstoffkonzentration (Jahresverlauf, Beispiel).....	117
Abbildung 77:	Betrachtete regionale Verknüpfungspunkte zwischen Strom- und Gasnetzen	119
Abbildung 78:	Räumlichen Distanz zwischen den Netzknoten Strom-Gas	120
Abbildung 79:	Export von Wasserstoff nach Dänemark	121
Abbildung 80:	Bildung von Inselnetzen	122
Abbildung 81:	Einsatz von Kavernenspeichern für die Speicherung von erneuerbarem Gas	123
Abbildung 82:	Industrielle Nutzung von erneuerbarem Gas.....	124
Abbildung 83:	Gasfluss, maximaler energetischer Anteil Wasserstoff am Fluss, H ₂ -Aufkommen aus Stromsystem.....	125
Abbildung 84:	Einspeisung des überschüssigen H ₂ -Aufkommens nach Methanisierung.....	125
Abbildung 85:	Vollständige Methanisierung des H ₂ -Aufkommens und direkte Einspeisung als Methan	126
Abbildung 86:	Einspeisemöglichkeiten für PtG im 80%-EE-Szenario	127
Abbildung 87:	Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario ohne PtG.....	128
Abbildung 88:	Kohlendioxidemissionen des Verkehrssektors, 80%-EE-Szenario ohne PtG	129
Abbildung 89:	Normierte Systemkosten je Sektor, 80%-EE-Szenario ohne PtG	130
Abbildung 90:	Primärenergieverbrauch je Energieträger, 80%-EE-Szenario ohne PtG	131
Abbildung 91:	Endenergieverbrauch je Sektor, 80%-EE-Szenario ohne PtG	132
Abbildung 92:	Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG (unten) im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG (oben)	133
Abbildung 93:	Relative Änderung der Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG	134
Abbildung 94:	Normierte Systemkosten je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG (links)	135
Abbildung 95:	Relative Änderung der Systemkosten, 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zu ohne PtG.....	135

Abbildung 96: Primärenergieverbrauch im Vergleich, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zu ohne PtG (links)	136
Abbildung 97: Endenergieverbrauch im Vergleich, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zu ohne PtG (links)	137
Abbildung 98: Schematische Ableitung des KonStGas-100%-EE-Szenarios	141
Abbildung 99: Räumliche Verteilung der Wind Onshore-Erzeugungsanlagen im 80- und 100%-EE-Szenario	143
Abbildung 100: Räumliche Verteilung der PV-Erzeugungsanlagen im 80- und 100%-EE-Szenario	143
Abbildung 101: Kraftwerkszubau im 100%-EE-Szenario	145
Abbildung 102: Geografische Verteilung des PtG-Zubaus im 100%-EE-Szenario	146
Abbildung 103: Erzeugung/ Verbrauch Bilanz für das Jahr und in einer exemplarischen Woche	147
Abbildung 104: Jahreshandelssaldo für die europäischen Nachbarländer	147
Abbildung 105: Zwei Szenarien zur räumlichen Verteilung der PtGA	148
Abbildung 106: Überlastete Leitungen in den beiden „100%-EE“ Szenarien	149
Abbildung 107: Ermittelter Redispatchbedarf	150
Abbildung 108: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 100%-EE-Szenario mit PtG	151
Abbildung 109: Gasnetzebenen und technische Herausforderungen der Integration von EE-Gasen	152
Abbildung 110: Wasserstoffaufkommen und Einspeisepotenziale ohne Netzausbau	154
Abbildung 111: Wasserstoffaufkommen und Einspeisepotenziale mit Netzausbau	155
Abbildung 112: Ablauf der Formulierung von Handlungsempfehlungen	157
Abbildung 113: Ablauf der Metaanalyse	158
Abbildung 114: Tabellenausschnitt für die Sammlung und Einordnung von Handlungsempfehlungen	159
Abbildung 115: Roadmap für die Konvergenz der Strom- und Gasnetze	188

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Rahmenannahmen bezogen auf Deutschland	34
Tabelle 2:	Rahmenannahmen bezogen auf Europa	36
Tabelle 3:	Vergleich des gewählten Gasnetzmodells mit den Angaben aus dem Netzentwicklungsplan Gas	57
Tabelle 4:	Übersicht Kennwerte der verschiedenen Szenarien.....	61
Tabelle 5:	Ausgewählte Zielsetzungen für die Szenariengenerierung	63
Tabelle 6:	Bevölkerungsentwicklung (Mio.) im KonStGas-Projekt	64
Tabelle 7:	Wohnflächenentwicklung (Mio. m ²), ohne Leerstand.....	65
Tabelle 8:	Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm	66
Tabelle 9:	Güterverkehrsleistung in Mrd. tkm	67
Tabelle 10:	Energie- und Zertifikatspreisannahmen im KonStGas-Projekt	68
Tabelle 11:	Stromverbrauch im Jahr 2050 für "neue" Anwendungen.....	77
Tabelle 12:	Übersicht der Ergebnisse des 80%- und 100%-EE-Szenarios.....	91
Tabelle 13:	Angenommene Entwicklung alkalischer Elektrolyseanlagen bis zum Jahr 2050.	95
Tabelle 14:	Technologieentwicklung für Membranelektrolyseure für die Jahre 2017-2050....	96
Tabelle 15:	Technologieentwicklung für Methanisierungs-Technologie für die Jahre 2017- 2050.....	96
Tabelle 16:	Installierte EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-80%-EE-Szenario in Deutschland.....	99
Tabelle 17:	Übersicht Kennwerte der verschiedenen Szenarien.....	118
Tabelle 18:	Installierte EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-100%-EE-Szenario in Deutschland.....	142
Tabelle 19:	Überblick über die ermittelten externen Handlungsempfehlungen von Stakeholdern.....	161
Tabelle 20:	Beispielhafte Ergebnisse der Befragung bezogen auf die externen Meta- Handlungsempfehlungen.....	164
Tabelle 21:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung S1	171
Tabelle 22:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung S2	172
Tabelle 23:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung S3	173
Tabelle 24:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung S4	174
Tabelle 25:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung G1	175
Tabelle 26:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung G2.....	176
Tabelle 27:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung G3.....	177
Tabelle 28:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung P1	178
Tabelle 29:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung P2	179
Tabelle 30:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung P3	180
Tabelle 31:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung P4	181
Tabelle 32:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F1.....	182

Tabelle 33:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F2.....	183
Tabelle 34:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F3.....	184
Tabelle 35:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F4.....	185
Tabelle 36:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F5.....	186
Tabelle 37:	Steckbrief zur Handlungsempfehlung F6.....	187

Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AEL	Alkalische Elektrolyse
AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
AT	Österreich
bcm	Billion Cubic Meters
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bspw.	beispielsweise
BWS	Bruttowertschöpfung
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CDU	Christlich Demokratische Union
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CZ	Tschechien
d. h.	das heißt
DE	Deutschland
DSM	Demand Side Management
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEGasG	Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz
el	elektrisch
etc.	et cetera
EW	Einwohner
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
ggf.	gegebenenfalls
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GP	Gaspool
GuD	Gas-und-Dampf
GW	Gigawatt
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
HE	Handlungsempfehlung

HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
i. H. v.	In Höhe von
IT	Italien
KonStGas	Konvergenz Strom und Gas
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Liquefied Natural Gas
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
NCG	Net Connect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan
NEV	Nicht-energetischer Verbrauch
Nm ³	Kubikmeter im Normzustand
o. g.	oben genannt
PEM	Proton Exchange Membrane (Elektrolyseverfahren)
PEMEL	PEM-Elektrolyse
PLZ	Postleitzahl
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power-to-Gas
PtGA	Power-to-Gas-Anlage
PtH	Power-to-Heat
PtX	Power-to-X (X → verschiedene Anwendungen denkbar)
PtXA	Power-to-X-Anlage
PV	Photovoltaik
RU	Russland
SLP	Standardlastprofil
SNG	Synthetische Erdgase (Synthetic Natural Gas)
StMWIVT	Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
th	thermisch
TUD	TU Dresden
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunde
u. a.	unter anderem
UK	Vereinigtes Königreich
usw.	und so weiter
VKU	Verein kommunaler Unternehmen

Vol.-%	Volumenprozent
z. B.	zum Beispiel
z. T.	zum Teil
zzgl.	Zuzüglich

Zusammenfassung

Um die von der Bundesregierung im Jahr 2010 vorgegebenen Ziele zur Reduktion der Treibhausgase zu erreichen, stellt der signifikante Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) den zentralen Baustein dar. Die Veränderung der Stromerzeugungsstruktur, von derzeit überwiegend konventionellen Kraftwerken hin zu einer nahezu vollständigen Erzeugung aus Erneuerbaren Energien, führt sowohl zeitlich als auch örtlich zu einer zunehmenden Entkopplung von Stromproduktion und -verbrauch. Neben dem Ausbau der Netze kommt der Weiterentwicklung von Speichertechnologien sowie dem Ausbau von Flexibilitäten eine Schlüsselrolle zu. In Ergänzung zu den rein stromseitigen Lösungsbeiträgen wie bspw. Batteriespeicher, Pumpspeicher und batterieelektrische Mobilität wird erwartet, dass die Kopplung von Strom- und Gasnetzen eine wichtige Grundlage für die Erreichung eines hohen Dekarbonisierungsgrades des Energiesystems ist.

Im Rahmen des Projekts „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze“ (KonStGas) wird in verschiedenen Szenarien und Varianten untersucht, welche Vorteile sich aus der Kopplung der Strom- und Gasnetze für die Integration der EE ergeben. Dazu erfolgt eine sektorenübergreifende Analyse der beiden gegenwärtig existierenden und flächendeckend vorhandenen leitungsgebundenen Energieversorgungsstrukturen, den Strom- und Gasnetzen. Das Ziel besteht darin, mögliche Synergieeffekte zu untersuchen, die sich aus der Kopplung beider Systeme ergeben können.

Die im Rahmen des Projekts durchgeführten Analysen und Berechnungen erfolgen größtenteils modellgestützt. Zu Beginn des Projektes wurde ein Szenariorahmen definiert, der zwei zentrale Szenarien umfasst:

- Im 80%-EE-Szenario wird ein Entwicklungspfad für EE unterstellt, der das Erreichen des im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gesetzten Ziels (mindestens 80 % am Bruttostromverbrauch) bis zum Jahr 2050 gewährleistet. In zwei Varianten wird ermittelt, wie die Einbindung von PtG das Energiesystem und insbesondere die Integrierbarkeit von EE beeinflusst. In Variante 1 (80%-EE-Szenario ohne PtG) wird die Entwicklung des Energieversorgungssystems ohne Berücksichtigung von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) untersucht. Variante 2 erweitert die Betrachtung um die Einbindung von PtGA.
- Das 100%-EE-Szenario untersucht die vollständige Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung, d. h. die vollständige Deckung der Stromnachfrage aus EE. Als Voraussetzung sind der Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie ein gegenüber dem 80%-EE-Szenario deutlich gesteigerter EE-Ausbau (Onshore-Wind und Photovoltaik jeweils plus ca. 75%) gesetzt. PtGA dienen dazu, in Zeiten hohen EE-Aufkommens erneuerbares Gas zu produzieren, welches bei Bedarf in konventionellen Gas-Kraftwerken rückverstromt werden kann.

Auf Basis des zu Beginn des Vorhabens entwickelten Szenariorahmens, der Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung und einer Reihe weiterer Annahmen wie bspw. der Bevölkerungsentwicklung wurde zunächst die Entwicklung der Strom- und Gasnachfrage modellgestützt bestimmt. Dabei wurde von einer, aus heutiger Sicht moderaten, zunehmenden Stromnachfrage neuer Verbraucher (Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung) von etwa 65 TWh_{el} ausgegangen. Im Ergebnis ist die Stromnachfrage trotz neuer Verbraucher rückläufig und nimmt gegenüber 2014 bis zum Jahr 2050 um ca. 12 % auf rund 460 TWh_{el} ab. Gasseitig ergibt sich ein Rückgang der Nachfrage um ca. 45 % auf 293 TWh_{th, Hi} in den Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), wobei bei letzteren (Haushalte und GHD) ein

deutlicher Rückgang der Erdgasnachfrage zu beobachten ist. Die Gasnachfrage der Kraftwerke wurde jeweils in den betrachteten Szenarien ermittelt.

Der im **80%-EE-Szenario** zugrunde gelegte Entwicklungspfad für EE stützt sich im Wesentlichen auf den Ausbau von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Zusammen mit den übrigen EE ist für Deutschland eine installierte Leistung von rund 190 GW_{el} im Jahr 2050 angenommen worden. Sowohl die Stromnachfrage als auch die EE-Einspeisung wurden als regional hoch aufgelöste Zeitreihen berechnet und den Übertragungsnetzknuten zugeordnet.

Die Entwicklung des Übertragungsnetzes wurde modellgestützt ermittelt. Dabei kam ein techno-ökonomisches Modell zum Einsatz, dem als Ausbauoptionen alle Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2014 vorgegeben wurden (Szenario B 2034). Im Ergebnis zeigte sich, dass in allen gerechneten Szenariovarianten sämtliche Ausbauoptionen umgesetzt wurden. Das Übertragungsnetz im Jahr 2050, mit dem die Analysen sowohl im 80- als auch im 100%-EE-Szenario durchgeführt wurden, entspricht somit dem Zielnetz des NEP Strom 2014 für 2034. Das gleiche Modell wurde im Rahmen der Szenariorechnungen eingesetzt, um die Entwicklung des Kraftwerksparks (Bestandskraftwerke und endogener Zubau) sowie die Integration von PtGA bis 2050 zu bestimmen. Bei den Bestandskraftwerken zeigte sich im Ergebnis, dass sie erst mit Erreichen ihrer technischen Lebensdauer vom Netz gehen, weil ihre fixen und variablen Kosten unter den Vollkosten (fixe, variable und investitionsabhängige Kosten) der günstigsten Zubauoption lagen.

Im **80%-EE-Szenario ohne PtG** beträgt der kumulierte Kraftwerkszubau bis 2050 rund 32,5 GW_{el}, wobei ca. 22,5 GW_{el} auf Gas- und Dampfkraftwerke (GuD-Kraftwerke) und etwa 10 GW_{el} auf Gasturbinenkraftwerke entfallen. Mittels Marktsimulation mit anschließender Netzbetriebssimulation wurde der Kraftwerkseinsatz ermittelt. Die Anlagenfahrweise der Gaskraftwerke unterscheidet sich grundlegend. Während GuD-Kraftwerke einen nennenswerten Anteil zur Deckung der Nachfrage beitragen, stellen Gasturbinen vor allem Flexibilität bereit. Der überwiegende Teil der Nachfrage wird durch EE gedeckt, wobei aufgrund von markt- und netzseitigen Restriktionen ca. 56,1 TWh_{el} bzw. 12,8 % der EE-Erzeugung abgeregelt werden mussten.

Im **80%-EE-Szenario mit PtG** zeigt sich bei einem EE-Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch, dass PtGA die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreichen. Im Ergebnis ist eine Integration von PtGA mit einer Leistung i. H. v. insgesamt rund 5 GW_{el} zu beobachten, die sich auf drei Standorte in Norddeutschland verteilt. Die Marktsimulation zeigt neben einer leichten Veränderung im Kraftwerkseinsatz, dass sich die marktseitigen Abregelungen um 7,2 TWh_{el} reduzieren. Aufgrund von lokalen Netzengpässen im Bereich der PtGA steigen die netzseitigen Abregelungen geringfügig an.

Der Anteil des Wasserstoffs an der gesamten Gasnachfrage liegt bei ca. 1 %. Der Anteil von Biogas beträgt ca. 8 %, sodass im Jahr 2050 insgesamt etwa 9 % der Gasnachfrage mit erneuerbaren Gasen gedeckt werden. Das Gastransportnetz kann große Teile des in PtGA erzeugten Wasserstoffs aufnehmen. Aufgrund der Konzentration der PtGA auf drei Standorte muss ein Teil des Wasserstoffs methanisiert werden, um die zulässige Wasserstoffkonzentration nicht zu überschreiten. Die Einspeisung von Methan ist ohne Einschränkungen an allen betrachteten Standorten möglich, d. h. die notwendigen Transportkapazitäten sind vorhanden. Eine Aufnahme des erzeugten Wasserstoffs in die Gasverteilnetze kommt nicht in Betracht, obwohl im Jahr 2050 von einer zulässigen Wasserstoffkonzentration von 15 Vol.-% ausgegangen wurde. Kleinere PtGA in den Gasverteilnetzen hingegen können zur Entlastung der Stromverteilnetze beitragen.

Die Dekarbonisierung großer Teile des Stromsystems durch die Erhöhung des EE-Anteils auf 80 % führt zu einer signifikanten Reduzierung der deutschen Treibhausgasemissionen. Die Reduktionsziele für das Energiesystem i. H. v. 80 % ggü. 1990 werden damit jedoch nicht erreicht und erfordern bspw. im Mobilitätssektor weitere Maßnahmen.

Im **100%-EE-Szenario** wird ein gegenüber dem 80%-EE-Szenario deutlich gesteigerter Ausbaupfad für die EE unterstellt, der eine Vollversorgung des Stromsektors mit EE ermöglicht. Die installierte Leistung wächst bis zum Jahr 2050 auf 310 GW_{el}. Die im Vergleich zum 80%-EE-Szenario um 120 GW_{el} höhere installierte Leistung ist auf einen zusätzlichen Ausbau von Wind (Onshore) und Photovoltaik (PV) zurückzuführen.

Im 100%-EE-Szenario wird mit dem gleichen Stromübertragungsnetz gerechnet wie im 80%-EE-Szenario. Der Kraftwerkszubau unterscheidet sich hingegen erwartungsgemäß deutlich im Vergleich zum 80%-EE-Szenario. Bis 2045 sind ca. 12,5 GW_{el} zusätzliche Gasturbinen zur Bereitstellung von Flexibilitäten notwendig, die keinen nennenswerten Teil zur Lastdeckung beitragen. Bis 2050 sind weitere Flexibilitäten in Form von Gasturbinen (knapp 10 GW_{el}) sowie aufgrund der wegfallenden Kraftwerksleistung aus Bestandsanlagen etwa 12 GW_{el} GuD-Kraftwerke notwendig. Um eine Vollversorgung des Stromsektors durch EE zu erreichen, d. h. in Zeiten hohen EE-Aufkommens so viel Gas in PtGA zu erzeugen, wie in Zeiten niedrigen EE-Aufkommens zur Rückverstromung benötigt wird, steigt der Bedarf an PtGA gegenüber dem 80%-EE-Szenario signifikant an. Die installierte Gesamtleistung wächst auf 38 GW_{el}, die sich auf 13 Standorte mit Schwerpunkt auf den Küstenregionen verteilt.

Auch im 100%-EE-Szenario haben Simulationen in stündlicher Auflösung gezeigt, dass sich lokale Netzengpässe ergeben, die sich in einer Engpassarbeit von 42 TWh_{el} (nach Redispatch) widerspiegeln. Um den Einfluss der Allokation der PtGA zu bewerten, wurde eine Variante betrachtet, bei der die PtGA-Leistung proportional zur maximalen EE-Einspeiseleistung auf 30 Standorte verteilt wurde. Mit dieser verteilten Allokation konnten sowohl die EE-Abregelung auf 25 TWh_{el} reduziert, als auch Netzengpässe verringert werden.

Der Anteil des Wasserstoffs an der gesamten Gasnachfrage liegt damit bei 29 %, zusammen mit Biogas werden insgesamt 37 % der Gasnachfrage erreicht. Die Gastransportnetze sind im Modell an einigen Standorten nicht in der Lage, das gesamte Gas aus PtGA aufzunehmen. Es werden nicht nur die zulässigen Wasserstoffkonzentrationen, sondern auch die Transportkapazitäten überschritten, sodass neben der Methanisierung auch der Ausbau des Transportnetzes zur Steigerung der Aufnahmekapazität notwendig wird.

Auch im 100%-EE-Szenario werden die Ziele einer Reduktion der gesamten Emissionen um mindestens 80 % nicht erreicht, obwohl der Kraftwerkssektor einen noch höheren Beitrag zur Minderung der Emissionen leistet. Zum Erreichen der gesetzten Klimaschutzziele ist es neben weiteren Maßnahmen in anderen Sektoren (Industrie, GHD, Haushalte, Verkehr) notwendig, den Ausbau der Infrastrukturen in allen Sektoren frühzeitig auf die Entwicklungen der Energienachfrage und der EE-Erzeugung abzustimmen. Dazu sind alle Flexibilitäts- und Speicheroptionen im Energiesystem effizient auszubauen und zu nutzen. Es sind detaillierte Analysen und Prognosen für die Entwicklung des Energiesystems notwendig. Dazu zählen bspw. Infrastrukturentwicklungspläne, deren Betrachtungshorizont über den Zeitraum der aktuellen Netzentwicklungspläne bis zum Jahr 2050 hinausgeht.

1. Einleitung

1.1 Hintergrund, Motivation und Ziele

Die Bundesregierung hat im Jahr 2010 ambitionierte Ziele zur Reduzierung der Treibhausgase um 80 % – 95 % gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 gesetzt. Diese Ziele wurden im Jahr 2016 mit dem Klimaschutzplan bestätigt und, u. a. um sektorale Vorgaben und Zwischenziele für das Jahr 2030, weiter untersetzt. Ein wichtiger Baustein zur Zielerreichung ist, neben der Reduzierung des Energiebedarfs durch z. B. Effizienzsteigerungen, der signifikante Ausbau der erneuerbaren Energien. Vor allem mit dem Ausbau von Windkraft und Photovoltaik (PV) soll die Dekarbonisierung des Stromsektors erreicht werden.

Mit dem Umbau der Stromerzeugung, von derzeit überwiegend konventionellen Kraftwerken hin zu einer nahezu vollständigen Erzeugung aus erneuerbaren Energien, ergibt sich eine Reihe von neuen Herausforderungen. Durch den Wegfall der konventionellen Kraftwerke, wie bereits durch den laufenden Atomausstieg und den resultierenden Rückbau der Kernkraftwerke begonnen, verändert sich das Verhältnis zwischen der steigenden Erzeugung fluktuierender erneuerbarer Energiequellen und der verminderten Kapazität zur Deckung von Versorgungslücken durch konventionelle Kraftwerke. Die hohe Volatilität und schwierige Planbarkeit der regenerativen Stromerzeugung führt zu einer zunehmenden Entkopplung, sowohl zeitlich als auch örtlich, von Stromproduktion und –verbrauch. Die Energieversorgung ändert sich rapide von einer verbrauchsgesteuerten zu einer angebotsgesteuerten Struktur. Entscheidend ist daher, neben dem Ausbau der Netze, der Aufbau von Speichertechnologien und -kapazitäten.

Auf der Stromseite werden derzeit verschiedene Lösungsansätze verfolgt. Zentrale Bestandteile sind der Ausbau der Infrastruktur auf der Netzseite, wie auch die Erforschung und Entwicklung von Stromspeichertechnologien (Druckluftspeicher, Batteriespeicher, Elektromobilität etc.). Chancen, die sich aus der Kopplung von Strom- und Gasnetzen ergeben, werden noch nicht bzw. nicht ausreichend betrachtet, deshalb werden Lösungen diskutiert, die die Potenziale eines optimierten Gesamtsystems nicht ausschöpfen. Die Chancen in der Kooperation der Energienetze ergeben sich vor allem aus der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in chemische Energieträger mittels der Power-to-Gas-Technologie (PtG). Dies ermöglicht vielfältige Nutzungsoptionen und die Dekarbonisierung weiterer Sektoren, wie z. B. dem Wärmesektor, der Industrie und der Mobilität, aber auch die Speicherung und bedarfsgerechte Rückverstromung, u. a. in hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen inkl. Brennstoffzellen. Die Gasinfrastruktur, inkl. der angeschlossenen Untergrundgasspeicher, bietet dafür große Speicher- und Transportkapazitäten mit hoher Flächendeckung.

Im Rahmen dieses Projekts KonStGas wird in verschiedenen Szenarien und Varianten untersucht, welche Vorteile sich aus der Kopplung der Strom- und Gasnetze für die Integration Erneuerbarer Energien ergeben. KonStGas steht für „Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen“. Die Bewertung dieser Kerngedanken erfordert eine gemeinsame Analyse der beiden gegenwärtig existierenden leitungsgebundenen Energieversorgungsstrukturen – den Strom- und den Gasnetzen – um die Vorteile und Potenziale beider Energieformen und Transportsysteme in ihrer tagesabhängigen und saisonalen Dynamik aus Angebot und Nachfrage aufzudecken.

Dazu wird das Potenzial zur Aufnahme, Speicherung und Verteilung von erneuerbaren Energien durch die Zusammenführung von Strom- und Gasnetzen ermittelt. Dies erfolgt durch Modellierungen der dynamischen Energieströme aus Angebot und Nachfrage in der gesamten Energieversorgungsstruktur von Strom- und Gasnetzen, unter Berücksichtigung einer effizienten Umwandlung und Speicherung der Energieformen. Die Ergebnisse werden aus volkswirtschaftlicher Sicht und mit Fokus auf der Reduzierung der Treibhausgasemissionen bewertet. Handlungsempfehlungen für den Ausbau der Netzinfrastrukturen und die Entwicklung eines zukünftigen Energiemarktes entstehen, um die Vorteile aus der Zusammenarbeit von Strom- und Gasnetzen künftig zu nutzen.

1.2 Forschungsfragen

Zu Beginn des Projektes wurden gemeinsame, übergreifende Forschungsfragen mit allen Partnern entwickelt, die die Ziele des KonStGas-Projektes aufgreifen. Die Beantwortung der Forschungsfragen erfolgt im Fazit (siehe Kapitel 8).

Die TUD forcierte im Verlauf des Projektes eine Weiterentwicklung der erarbeiteten Forschungsfragen¹ mit dem Ziel, einen gemeinsamen Rahmen für die Vielzahl an Modellergebnissen zu geben und die Ergebnisse der Teilprojekte miteinander zu verknüpfen. In der Folge regten diese Fragen einen starken inhaltlichen Austausch und eine produktive Diskussion zwischen den Partnern an.

Der Rahmen der Forschungsfragen (vgl. Abbildung 1) basiert auf Themenfeldern, die zum einen durch die Durchdringung der erneuerbaren Energien (EE) getrieben sind und sich andererseits in drei Dimensionen aufteilen. Die Dimension *PtG im Energiesystem (I)* betrachtet dabei zunächst die Technologie und Potenziale isoliert. In der zweiten Dimension *Konkurrenz bei der EE-Integration (II)* werden Fragen der PtG-Technologie in Bezug auf andere Technologien adressiert. Die dritte Dimension *Systemaspekte (III)* nimmt das gesamte Energiesystem in den Blick.

¹ Die Forschungsfragen im Projekt KonStGas wurden auf dem 1. öffentlichen Workshop am 30.01.2014 in Berlin vorgestellt; [Markewitz et al., 2014]

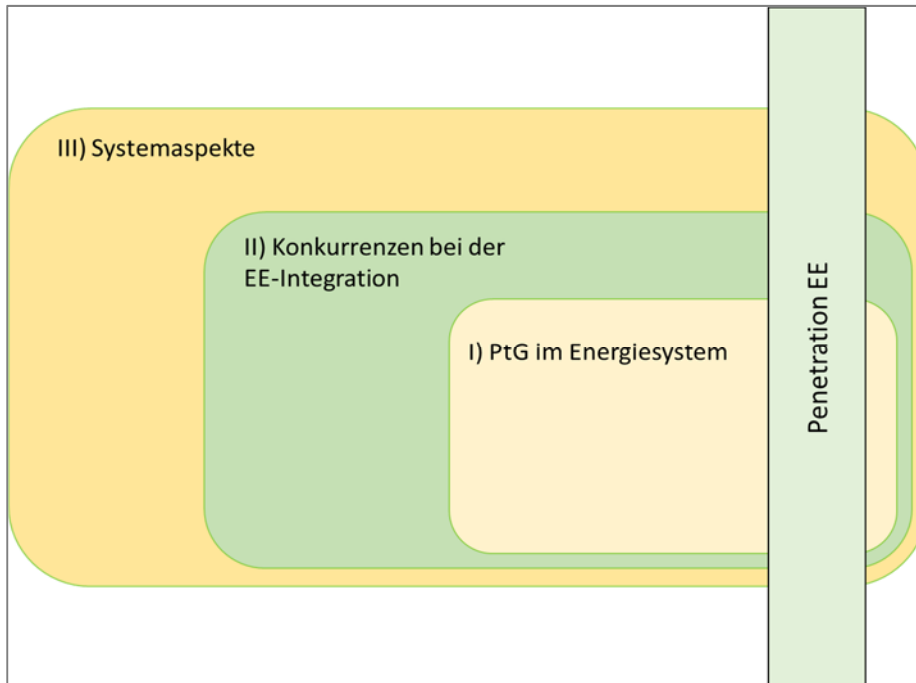


Abbildung 1: Themenfelder der Forschungsfragen im KonStGas-Projekt

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [Markewitz et al., 2014]

Für jede Dimension wurden innerhalb des Konsortiums Forschungsfragen identifiziert und definiert:

I) Power-to-Gas im Energiesystem

1. Welche Überschussstrommengen sind zukünftig zu erwarten unter besonderer Berücksichtigung von sonstigen Randbedingungen (z. B. Must Run Kapazitäten für Systemdienstleistungen, Demand Side Management, steuerbare Verbraucher, Import/Export etc.)?

II) Konkurrenzen bei der EE-Integration

2. Welche Technologien stehen mit PtG in Konkurrenz und welchen Beitrag kann PtG zur Integration erneuerbarer Energien leisten?
3. Welchen Beitrag können Kurz- und Langzeitspeicher im Zusammenspiel mit flexiblen Kraftwerken und dem Einsatz erneuerbarer Energien (volatil und nicht volatil) bezüglich Last und Stromerzeugungsmengen leisten?
4. Wo werden PtGA installiert und welche Leistung können diese Anlagen umsetzen (viele kleine Anlagen in Verteilnetzen versus einige große Anlagen in Transportnetzen)?
5. Welche Alternativen (z. B. Power to Heat (PtH), Export) bestehen neben PtG, um die erwarteten Überschussstrommengen zu nutzen? Stellen diese Maßnahmen eine Konkurrenz oder eine Ergänzung dar?

6. Welche Rolle können Gas- und Stromnetze beim Transport von Energie einnehmen, wenn bei hohen EE-Penetrationen Angebot und Nachfrage sowohl räumlich als auch zeitlich auseinanderfallen?

III) Systemaspekte

7. Welchen Beitrag leistet PtG zur EE-Integration durch die kombinierte Nutzung von Gas und Strom und welche Restriktionen sind zu beachten?
8. Welche Auswirkungen ergeben sich aus dem Einsatz von Kurz- und Langzeitspeichern im Hinblick auf Stromerzeugung, Gestehungskosten, Speicherkosten, Gaspreise und Emissionen?
9. Welche gas- und stromnetzseitigen Implikationen sind zu erwarten (Netzausbau, Speicherbedarf und –auslegung, Gaszusammensetzungen, Kohlenstoffdioxid (CO₂) Quellen für die Methanisierung etc.)?
10. Welche kostenseitigen Auswirkungen auf das Energiesystem sind aus volkswirtschaftlicher Sicht durch den Ausbau von PtG zu erwarten?
11. Unter welchen Szenarien (Kraftwerksausbau, Gasengpässe im Upstream Markt) sind in Deutschland (DE) Engpässe in der Gasversorgung zu erwarten?

2. Methodik und Modelle

Im Rahmen des Projekts werden verschiedene Szenarien gerechnet, um den Einfluss der Kopplung von Strom- und Gasnetzen auf die Integration Erneuerbarer Energien in das Energiesystem aufzuzeigen. Die Szenarien und deren zugrunde liegenden Annahmen sind im Abschnitt 3 dargestellt.

Die Struktur der Projektbearbeitung ist geprägt von der Zusammenführung verschiedener Modelle, die jeweils unterschiedliche Aspekte des Energiesystems abbilden. Sie unterscheiden sich methodisch und hinsichtlich des thematischen Schwerpunkts sowie der regionalen und zeitlichen Auflösung.

Den Rahmen für die Betrachtung der Szenarien bildet das Energiesystemmodell IKARUS, mit welchem sowohl die initiale Strom- und Gasnachfrage als auch die Auswirkungen des Einsatzes von Power-to-Gas-Anlagen (PtGA) auf die Entwicklung der Treibhausgasemissionen ermittelt werden.

Für die Modellierung des Stromsystems kommt das Energiesystem Modell PERSEUS zum Einsatz, um die Entwicklung der Stromübertragungsnetze sowie des Kraftwerksparks und den Bedarf an PtGA zu bestimmen. Für Analysen des Jahres 2050 in stündlicher Auflösung werden ein Marktmodell und eine Netzbetriebssimulation eingesetzt, um bspw. den Einsatz der PtGA zu berechnen.

Für das Gassystem werden die Entwicklung des Gasmarkts mit dem Modell GAMAMOD sowie der Gastransport- und -verteilnetze, inkl. der Kapazitäten zur Aufnahme von Gasen aus PtGA mit entsprechenden Modellen ermittelt.

Eingangsdaten und Zwischenergebnisse wurden bei Bedarf zwischen den Modellen iteriert, um konsistente Ergebnisse zu erzielen.

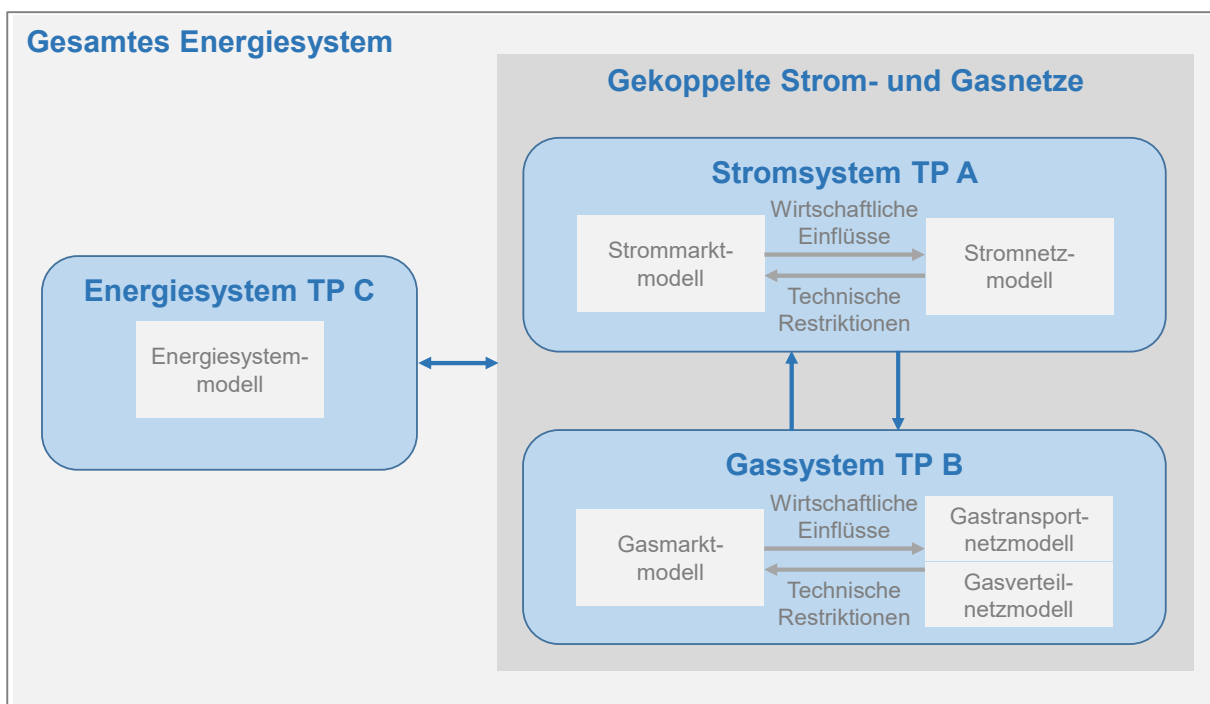


Abbildung 2: KonStGas-Modellstruktur

Details zu den Methoden und verwendeten Modellen sind in den folgenden Abschnitten dargestellt.

2.1 Methodik Energiesystem

Die Szenariengenerierung wurde mit dem Energiesystemmodell IKARUS durchgeführt, das im Rahmen des von Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Forschungsprojekts IKARUS2 Anfang der 90er Jahre entwickelt und danach vom Forschungszentrum Jülich sukzessive aktualisiert und weiter entwickelt wurde. Eine ausführliche Beschreibung des Modelles findet sich in [Martinsen et al., 2006, Markewitz et al., 1998].

2.1.1 Charakterisierung des Energiesystemmodells

Mit IKARUS werden die vernetzten Zusammenhänge der deutschen Energieversorgung abgebildet. Unter Energieversorgung wird die Bereitstellung und Nutzung von Energie, d. h. die Umwandlung und Verteilung verschiedener Energieträger entlang des Energieflusses verstanden. IKARUS ist ein technikorientiertes bzw. „bottom-up“ Modell und bildet das Energiesystem von der Nutzenergie- bzw. Energiedienstleistungs- bis zur Primärenergieebene ab. Vor dem Hintergrund der Ziele zur CO₂-Emissionsreduzierung wurde u. a. besonderes Augenmerk auf die Einsparmöglichkeiten in den Endenergiesektoren Industrie, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Haushalte und Verkehr gelegt. Der Energiefluss von der Primärenergie bis zur Nutzenergie lässt sich in Kategorien von Energieträgern bzw. Energiedienstleistungen beschreiben. Die Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen dargestellt. Dies ist z. B. die Nachfrage nach Raumwärme (beheizte Wohnfläche), Tonnen- und Personenkilometern oder Industriegütern (Bruttowertschöpfung). Anwendung findet das mathematische Verfahren der linearen Programmierung (LP). Optimierungskriterium ist die Minimierung der Gesamtsystemkosten.

Das myopische Modell arbeitet als sogenanntes „Time-Step“-Modell, d. h. die Optimierung erfolgt nicht über einen mehrperiodischen Zeitraum, sondern getrennt für die Zeitstützpunkte 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 und 2050. Jeder Zeitstützpunkt charakterisiert eine Zeitperiode von 5 Jahren, wobei in eine Periode $n+1$ die Ergebnisse der vorangehenden Periode n als „Vererbung“ eingehen. Im Unterschied zu einigen so genannten „Perfect-Foresight“-Modellen (z. B. MARKAL [Fishbone et al., 1983], [Loulou et al., 2004], TIMES [Loulou et al., 2005], PERSEUS [Enzensberger et al., 2002]), die über den gesamten Betrachtungszeitraum optimieren, gehen keine Informationen über die nachfolgenden Perioden $n+2$, ..., $n+k$ in die Optimierung ein.

Neben Energieflüssen werden Emissionen und Kosten des gesamten Energiesystems abgebildet. Das Modell bewertet den zur Änderung des Energiesystems (z. B. bei einer CO₂-Reduktionsvorgabe) notwendigen Aufwand in Form von Kosten. Im Gegensatz zu einem Simulationsansatz, bei dem eine vom Modellanwender vorgegebene Strategie im Sinne von „Was wäre wenn...?“ analysiert wird, errechnet das Optimierungsmodell eine bestimmte Technikkombination (oder Strategie) unter Berücksichtigung der zugrunde liegenden Rahmenparameter, Technologiedaten sowie des Optimierungskriteriums.

² IKARUS: Instrumente für Klimagasreduktionsstrategien, Förderkennzeichen: ET91188A

2.1.2 Modellaufbau und –Struktur

Die Energieflüsse der deutschen Energieversorgung werden von der Primärenergie bis zur Nutzenergie beschrieben (siehe Abbildung 3). Die Primärenergieträger sind grob unterteilt in nicht regenerative und regenerative Energieträger. Zu den nicht regenerativen Energieträgern gehören neben der Kernenergie alle fossilen Energieträger, wie z. B. Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas etc.. Zu den regenerativen Energieträgern zählt die Sonnenenergie in ihren Ausprägungen Sonnenstrahlung, Windenergie, Biomasse und Wasserkraft sowie die auf Wärmeenergie aus Magmakammern basierende Geothermie. Die Nutzenergie wird über die Nachfrage nach Energiedienstleistungen in Form eines Nachfragevektors dargestellt. Die Primärenergieträger werden in Kraftwerken, Heizkraftwerken, Heizwerken und Veredlungsanlagen in Sekundärenergieträger (z. B. Koks, Benzin, Strom, Wärme) umgewandelt. Über die technischen Einrichtungen des Transport- und Verteilungnetzes wird den Nachfragevektoren Endenergie in Form von Primär- und Sekundärenergie zur Befriedigung der Nachfrage über eine weitere Umwandlungsstufe (in Heizöfen, Motoren usw.) zur Verfügung gestellt.

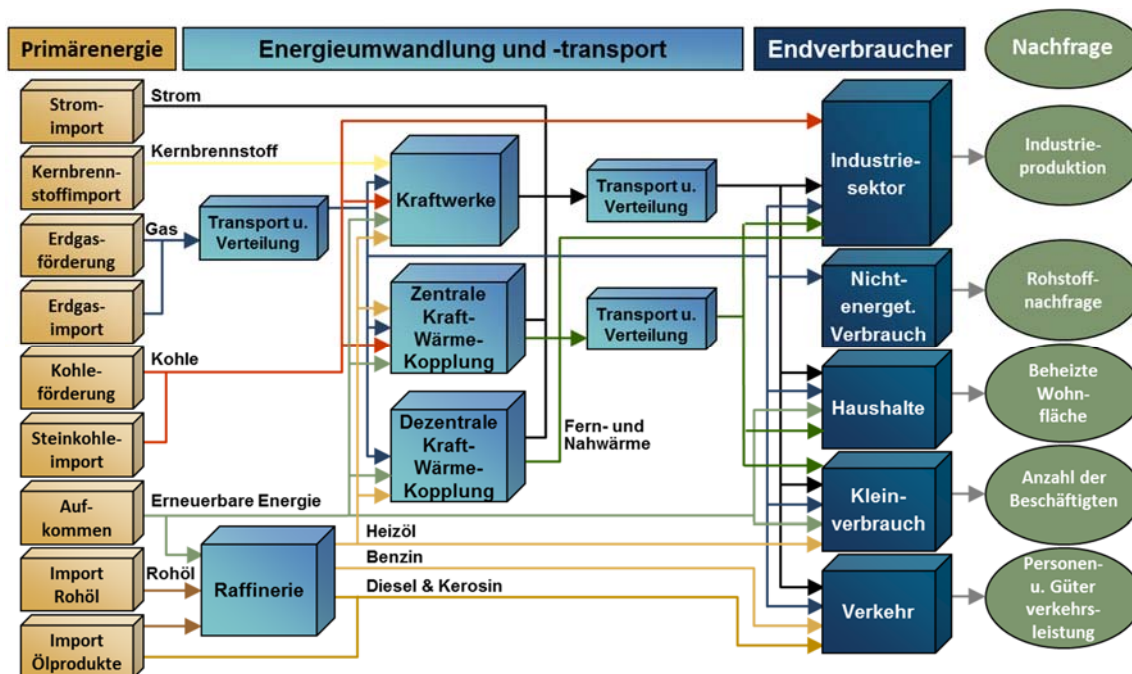


Abbildung 3: Prinzipielle Struktur des IKARUS Modells

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

Folglich lässt sich der Energiefluss in Primärenergie-, Umwandlungs- und Endverbrauchssektoren strukturieren. Das Modell ist insgesamt in zehn Hauptsektoren gegliedert, die wiederum in eine Vielzahl von Subsektoren aufgeteilt sind. Jeder Subsektor wird durch eine Vielzahl von charakteristischen Technologien beschrieben. Verknüpfungen zwischen verschiedenen Energieflüssen bestehen über spezifische Energieträger bzw. Mengeneinsätze pro abgegebener Einheit der Technologien. Mit den Massen- bzw. Energieströmen lassen sich Kostenströme korrelieren, indem nach ähnlichem Muster die Technologien zusätzlich durch ihre Kosten (Investitions- und Betriebskosten) charakterisiert werden. Nach dem gleichen Schema werden Emissionen behandelt.

2.1.3 Energieträger

Die Technologien der Sektoren bzw. des Energiesystems sind über eine Vielzahl von Energieträgern miteinander verknüpft. Insgesamt sind etwa 90 Modellenergieträgertypen abgebildet, die zu 14 Hauptenergieträgern zusammengefasst sind. Wie in Energiestatistiken oder -bilanzen üblich, ist auch bei den Modellergebnissen eine primärenergieseitige Bewertung von Kernbrennstoffen und regenerativen Energieträgern (Sonne, Wind, Wasser) vorzunehmen. Im Gegensatz zum Substitutionsprinzip erfolgt die Bewertung nach der so genannten Wirkungsgradmethode. Für Energieträger, denen kein Heizwert zugerechnet werden kann, wird für die Umwandlung von Primärenergie in Endenergie ein Wirkungsgrad festgelegt. Dieser wird bspw. für Strom aus Wasserkraft, Windenergie und Photovoltaik mit 100 % angesetzt, für Kernenergie hingegen mit 33 %. Die Charakterisierung der für das Modell notwendigen Techniken umfasst auch die Angabe von emissionspezifischen Daten in Abhängigkeit von den jeweiligen Energieträgern.

2.1.4 Nachfragen

Das Modell enthält ca. 70 Nachfragegrößen, die exogen vorzugeben sind. Bis auf den nicht-energetischen Verbrauch (NEV) handelt es sich bei allen anderen Nachfragewerten um Energiedienstleistungen, die sich nach den Kategorien Kraft, Kommunikation und Licht, Raumwärme, Warmwasser, Prozessenergie, Industriegüter sowie Verkehrsleistungen klassifizieren lassen.

2.1.5 Zeitdefinitionen

Einige Bereiche des Energiesystems sowie das Energieangebot einiger Umwandlungstechnologien erfordern eine differenziertere Abbildung hinsichtlich zeitlicher Einflüsse. Als Beispiel seien hier der Schichtbetrieb einiger Industriebranchen, das erhöhte Güteraufkommen der Bahn in der Nacht oder das intermittierende Energieangebot der regenerativen Energieträger zu nennen, die mitunter einen großen Einfluss auf die Energieversorgung haben können. Daher erfolgt eine jahreszeitliche (Sommer, Winter und Übergangszeit) sowie tageszeitliche (Tag und Nacht) Unterscheidung, so dass sich insgesamt 6 Zeitabschnitte innerhalb eines Jahres ergeben.

2.1.6 Emissionen

Mit den Massen- bzw. Energieströmen von der Primärenergiebereitstellung bis zur Endenergieversorgung bzw. zum Nutzenergieangebot werden gleichzeitig Emissionsströme berechnet und bilanziert. Das Emissionskonzept orientiert sich dabei an den klimarelevanten Emissionen, die während des gesamten Energieflusses von der Primärenergieseite bis zur Endenergie- bzw. Nutzenergie-seite in den jeweiligen Stufen anfallen. Somit sind auch die vorgelagerten Emissionen, die aus der inländischen Förderung resultieren, erfasst. Basis der Emissionsberechnung ist eine allgemeine Energieträgerliste, die eine charakteristische Beschreibung (z. B. Heizwert, spezifischer CO₂-Faktor, Kohlenstoffgehalt) der Energieträger enthält.

2.1.7 Kosten

Neben der energie- und emissionsseitigen Beschreibung werden die Technologien durch Kostenangaben charakterisiert. Dies sind Investitionskosten, Entsorgungskosten, Stilllegungskosten, fixe sowie variable Betriebskosten. Die ersten drei Kostenarten werden nach der Barwertmethode annuitätisch umgelegt. Hierbei wird eine Langfrist-Diskontrate von 5 % angenommen. Variable Kosten bestehen aus Betriebs- und Hilfskosten, Instandhaltungskosten sowie Reparaturkosten. Brennstoffkosten werden nicht zu den variablen Kosten gerechnet, da die über Primärenergieträgerkosten (Import, Gewinnung) bereits vorgegeben werden. Die Kosten von Endenergieträgern,

die innerhalb des Systems produziert werden (z. B. Strom, Benzin, Koks), werden vom Modell endogen berechnet. Alle Kosten werden auf einer gemeinsamen Preisbasis angegeben.

Aus den einzelnen Kostenarten wird für jede Technologie ein Kostenkoeffizient bestimmt. Die zu minimierende Zielfunktion enthält die Gesamtkosten des Systems und setzt sich aus der Summe der Produkte aus Kostenkoeffizient und Optimierungsvariable zusammen.

2.1.8 Technologien

Im IKARUS Modell wurden als Systemelemente einerseits die Technologien zur Energieträgerumwandlung gewählt, wie z. B. Kraftwerke, Transport- und Verteilnetze, Heizungen. Andererseits enthält es aber auch Energieeffizienzmaßnahmen wie z. B. Wärmedämmung. Mathematisch ausgedrückt sind die Technologien die Strukturvariablen der Zielfunktion. Die innerhalb der Sektoren abgelegten repräsentativen Technologien werden alle nach dem gleichen Schema beschrieben. Hierbei handelt es sich um In- und Outputs von Energieträgern, Kosten, Emissionen, Auslastung etc..

2.1.9 Systemgrenzen, Grenzen der Anwendung

Im Modell werden lediglich anthropogene energiebedingte Klimagasemissionen betrachtet, die durch die Umwandlung von Energieformen sowie durch die Nutzung von Energie freigesetzt werden. Dies hat zur Folge, dass der so genannte nicht-energetische Verbrauch emissionsseitig nicht abgebildet ist. Dieser wird aber energieseitig über die exogene Vorgabe von Nachfragen bilanzmäßig erfasst. Klimagasemissionen, die aus der stofflichen Nutzung von Energieträgern resultieren, werden nicht erfasst, ebenso wie Emissionen industrieller Prozesse (z. B. CO₂-Freisetzung durch Kalkherstellung) nicht erfasst werden. Emissionen der Abfallwirtschaft (inkl. Recycling) werden, mit Ausnahme der Müllverbrennung, nicht berücksichtigt. Zudem werden Wiederaufforstungsmaßnahmen als CO₂-Senke und Emissionen durch Viehhaltung oder Düngung in der Landwirtschaft nicht berücksichtigt. Des Weiteren bestehen folgende Einschränkungen: Bei der unterstellten Kostenphilosophie sowie den dazugehörigen Daten sind externe Kosten nicht berücksichtigt.

Das Modell bewertet den aufgrund einer Restriktion (z. B. CO₂-Minderungsziel) notwendigen Aufwand zur Änderung des Energiesystems in Form von Kosten. Lediglich die Kosten, die mit dem Import von nicht im System gewonnenen Energieträgern verbunden sind, gehen neben den spezifischen Kostendaten der Technologien, als exogene Kostenvorgaben ein. Im Sinne dieser Modellphilosophie lassen sich steuerliche Maßnahmen (Steuern, Subventionen) nicht als Aufwand interpretieren, da dieser nicht systemimmanent ist. Steuern sind nicht ursächlich technikgebunden und können somit nicht Bestandteil der Systemkosten sein.

2.2 Methodik Stromsystem

Das Stromsystem wird durch Modelle der Projektpartner RWTH und KIT-IIP modelliert. Dabei deckt das am KIT-IIP eingesetzte Modell PERSEUS die langfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems ab. Als Ergebnisse liefert es für den Betrachtungszeitraum 2015 bis 2050 die installierten Leistungen des konventionellen Kraftwerksparks, die Entwicklung des Übertragungsnetzes sowie den Ausbaupfad für PtGA. Diese Ergebnisse werden am RWTH in ein zweistufiges Modell (Marktsimulation mit anschließender Netzbetriebssimulation) für zeitlich höher aufgelöste Analysen der Zielperiode 2050 übernommen. Dieser Ansatz ermöglicht die Quantifizierung der Auswirkungen auf das Stromsystem, die sich durch die Einbindung von PtGA ergeben.

Beide Modelle werden neben der zuvor beschriebenen sequentiellen Verknüpfung auch iterativ aufgrund unterschiedlicher Systemgrenzen miteinander gekoppelt. Das Modell des RWTH bildet Europa ab, wohingegen in der verwendeten Modellversion von PERSEUS der Fokus auf das deutsche Stromversorgungssystem gelegt wird. Um Inkonsistenzen bei den grenzüberschreitenden Lastflüssen zu vermeiden, werden die im Aachener Modell zwischen Deutschland und den Nachbarländern berechneten physischen Austauschflüsse ins PERSEUS-Modell zurückgespielt und in einer erneuten Berechnung exogen als Modellinput vorgegeben.

Im Folgenden wird zunächst auf das am KIT-IIP entwickelte Modell PERSEUS eingegangen. Anschließend wird der Ansatz des RWTH beschrieben.

2.2.1 Modellierung der Entwicklung des Stromsystems

Bei dem am KIT-IIP entwickelten Modell PERSEUS handelt es sich um ein techno-ökonomisches Optimiermodell aus der PERSEUS-Modellfamilie, das im Rahmen des KonStGas-Projektes für die zu untersuchenden Fragestellungen (weiter)entwickelt wurde. Es umfasst das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem und beinhaltet neben den Kraftwerken auch das Strom-Übertragungsnetz (220 kV und 380 kV). Das Modell ist als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem in der Modellierungssprache GAMS formuliert und wird mithilfe des CPLEX-Solvers gelöst. In die Zielfunktion, die es zu minimieren gilt, fließen alle entscheidungsrelevanten Systemausgaben ein, zu denen neben den fixen und variablen Kosten der Kraftwerke (Brennstoff- und CO₂-Kosten) im Falle modellendogener Investitionsentscheidungen auch die daraus resultierenden investitionsabhängigen Kosten (in Form von Annuitäten) zählen. Zu den zentralen Variablen des Modells gehören die Entwicklung der thermischen Kraftwerkskapazitäten, deren Einlastung (Dispatch), sich einstellende Lastflüsse im Übertragungsnetz sowie Abregelungen erneuerbarer Energien.

Das entwickelte Modell ist räumlich hoch aufgelöst. Es bildet das deutsche Übertragungsnetz knotenscharf mit sämtlichen Leitungen ab. Um grenzüberschreitende Flüsse³ erfassen zu können, sind zusätzlich die ersten Netzknoten der Nachbarländer im Modell enthalten. Die thermischen Kraftwerke werden auf die vorhandenen Übertragungsknoten verteilt. Direkt ins Übertragungsnetz einspeisende Kraftwerke sind an den entsprechenden Übertragungsnetzknoten angeschlossen; die in untere Spannungsebenen einspeisenden Kraftwerke werden unter Beachtung der Verteilnetztopologie den Übertragungsknoten zugeordnet. Für die erneuerbaren Energien wird dem Modell ein Entwicklungspfad in Form von auf die Netzknoten verteilten Einspeisezeitreihen vorgegeben.

Innerhalb der Optimierung erfolgt eine Berechnung der Lastflüsse. Diese wird über einen DC-Ansatz linearisiert. Eine als Nebenbedingung formulierte Restriktion gewährleistet die Einhaltung der thermischen Belastungsgrenzen der Leitungen. Neben den bestehenden Leitungen sind weitere Netzausbauoptionen im Modell hinterlegt. Diese entsprechen den im Netzentwicklungsplan genannten Maßnahmen [NEP, 2014a]. Die Maßnahmen sind im Modell mit Binärvariablen verknüpft, durch die das Modell über die Umsetzung jeder einzelnen Maßnahme entscheiden kann.

³ Im Verlauf des Projektes wurde entschieden, die grenzüberschreitenden Flüsse auf Basis der Ergebnisse des RWTH exogen vorzugeben (vgl. Kapitel 2.2).

Im Vorfeld der im Projekt betrachteten Szenarien ist die Entwicklung des Stromnetzes modellgestützt bestimmt worden. Dies erfolgte anhand des 80%-EE-Szenarios ohne PtG sowie mehrerer Sensitivitätsanalysen. Bei den sich anschließenden eigentlichen Szenariorechnungen wurde der berechnete Ausbaupfad des Stromnetzes als exogene Eingangsgröße vorgegeben.

Der zeitliche Horizont des Modells erstreckt sich von 2015 bis 2050, wobei die Berechnung über Stützjahre in acht Perioden erfolgt. Die unterjährige zeitliche Auflösung gliedert sich jeweils in 55 Zeitscheiben. Diese Zeitscheiben repräsentieren vier Typtage mit je elf Zeitscheiben sowie den Tag der maximalen Residuallast mit ebenfalls elf Zeitscheiben. Vor der eigentlichen Optimierung werden die Typtage durch Clusterung anhand charakteristischer Merkmale zur Wind- und PV-Einspeisung sowie zur Last bestimmt. Bei der Identifikation des Tages der maximalen Residuallast werden grenzüberschreitende Lastflüsse über Kuppelstellen berücksichtigt.

Neben dem Ausbaupfad für thermische Kraftwerke liefert das Modell als Ergebnis auch deren Einlastung. Da diese Berechnung unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen erfolgt, kann das Ergebnis von der rein auf der Merit-Order beruhenden Einlastung abweichen und als Kraftwerksdispatch nach erfolgtem Redispatch interpretiert werden. Grundsätzlich erfolgt die Abbildung der erneuerbaren Energien als summierte Einspeisezeitreihen an den Übertragungsnetzknoten. Es stellen sich jedoch im Modell endogen bestimmte EE-Abregelungen ein, d. h. das Modell liefert als Ergebnis, wie viel erneuerbarer Strom vom Übertragungsnetz aufgenommen werden kann und wie viel zur Vermeidung von Netzüberlastungen abgeregelt werden muss.

Als Speicher sind im Modell Pumpspeicherkraftwerke (PSW) abgebildet, deren Fahrweise (Pump- und Turbinierbetrieb) unter Beachtung gegebener technischer Restriktionen, die in Nebenbedingungen formuliert sind, vom Modell bestimmt wird. Auf die Abbildung weiterer (dezentraler) Stromspeicher wurde bewusst verzichtet, weil bei der Berechnung der Nachfragezeitreihen bereits Demand-Side-Management-Maßnahmen (DSM) eingeflossen sind.

Um die im Zentrum des KonStGas-Projektes stehenden Fragestellungen zur Kopplung der Sektoren Strom- und Gasversorgung untersuchen zu können, ist das Modell um die Möglichkeit weiterentwickelt worden, an ausgewählten Netzknoten PtGA zuzubauen zu können. Die prinzipielle Abbildung ähnelt dabei der von konventionellen Kraftwerken, die Brennstoff beziehen und unter Beachtung eines Nutzungsgrades Strom ans Netz abgeben. Im Unterschied dazu beziehen die PtGA als Input Strom und produzieren unter Berücksichtigung eines Nutzungsgrades Gas, das vom Gasnetz aufzunehmen ist.

2.2.2 Modellierung der Markt- und Netzbetriebssimulation

Durch den Zubau von PtGA ergibt sich ein Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz und schließlich auf den Betrieb der Stromnetze. Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten beziehen die Anlagen Strom in Zeiten niedriger Strompreise, d. h. insbesondere in Zeiten mit einem Stromüberangebot. Elektrische Energie wird anschließend in Methan oder Wasserstoff umgewandelt und kann dann je nach Preisentwicklung entweder im Gassektor benutzt oder in gasgefeuerten Kraftwerken wieder in elektrische Energie transformiert werden. Die Teilnahme der PtGA im Stromhandel bewirkt daher eine Änderung des Marktergebnisses bzw. der Produktionsfahrpläne einzelner Kraftwerke. Dies führt nicht nur zu einer geänderten Netzbelastung, sondern auch zu unterschiedlichen Möglichkeiten zur Durchführung entlastender netzbetrieblicher Maßnahmen wie Redispatch. Um die beschriebenen Auswirkungen von PtGA auf das Stromsystem zu quantifizieren, ist es daher not-

wendig, sowohl den Stromhandel als auch den Netzbetrieb zu simulieren. Dieser Ansatz, bestehend aus einer Markt- und darauffolgenden Netzbetriebssimulation, wird im Folgenden vorgestellt.

Aufbauend auf der Regionalisierung und der daraus bestimmten Residuallastkurve wird der Einsatz des konventionellen, europäischen Kraftwerksparks mit Hilfe eines Marktmodells für ein Jahr ermittelt. Auf Basis fundamentaler Eingangsdaten, wie z. B. Primärenergiepreise, residueller Nachfrage und Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, wird der kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Deckung der elektrischen Last unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Kraftwerke und der Übertragungskapazitäten in stündlicher Auflösung bestimmt. Als technische Nebenbedingungen des Kraftwerkseinsatzes werden Minimal- und Maximalleistungen, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsgradienten (im Betrieb und bei Anfahr- und Abfahrvorgängen) sowie technische Restriktionen von PSW, wie beispielsweise maximale Turbinen- und Pumpleistungen sowie Beckenfüllstände, berücksichtigt. PtGA werden, ähnlich zu einer Pumpe, als Einrichtung zur Umwandlung und Einspeicherung der elektrischen Energie modelliert. Da das Gassystem hierbei nicht modelliert wird, erhalten diese Anlagen eine Vergütung für das produzierte Methan oder Wasserstoff, welcher in das Gasnetz eingespeist werden würde, in der Höhe des Gaspreises⁴. Der Einsatz der PtGA erfolgt daher in den Stunden, wo der Strompreis unterhalb des Gaspreises liegt, unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades bzw. der Umwandlungsverluste.

Das Ergebnis der Marktsimulation bildet die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher sowie die grenzüberschreitenden Flüsse zwischen den betrachteten Marktgebieten ab. Zudem können die Preise innerhalb der Marktgebiete und die Gesamtkosten der Stromerzeugung ausgewiesen werden.

Beim Modell zur Marktsimulation und Preisbestimmung handelt es sich um ein mehrstufiges Optimierungsverfahren. Aufgrund der Komplexität der Optimierungsaufgabe, insbesondere infolge der zeitkoppelnden Nebenbedingungen für die Bewirtschaftung von Speicherbecken hydraulischer Kraftwerke sowie Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten thermischer Kraftwerke, ist eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems nicht möglich und somit ein mehrstufiger Ansatz erforderlich. Abbildung 4 gibt einen Überblick über das Gesamtverfahren der Marktsimulation.

⁴ Im Unterschied zum Modell des KIT-IIP wurde die CO₂-Freiheit des erzeugten Gases nicht eingepreist, weil sich ein zusätzlicher Bonus in diesem Modell nicht auf den Einsatz der PtGA auswirkt.

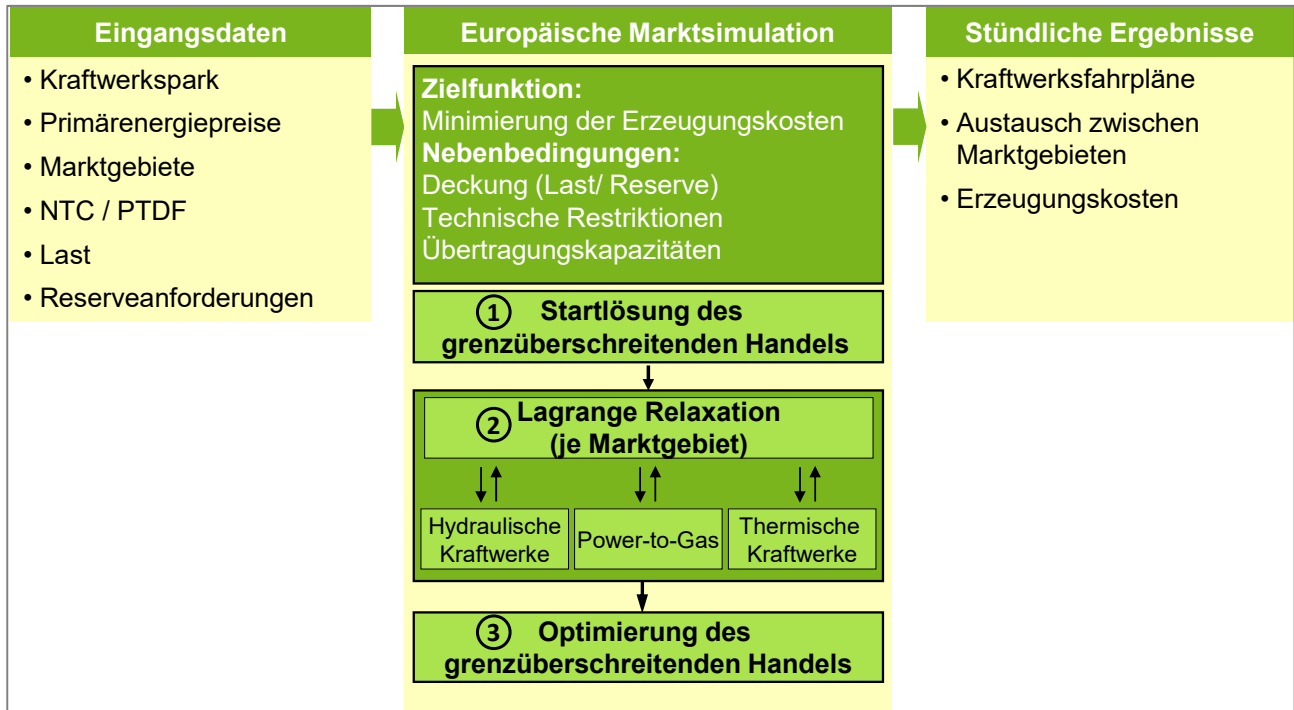


Abbildung 4: Marktsimulation - Verfahrensüberblick

Nach dem Einlesen und Aufbereiten der Eingangsdaten für die Marktsimulation wird in der ersten Verfahrensstufe ein optimaler Energieaustauschfahrplan zwischen den einzelnen Ländern des betrachteten Systems unter Minimierung der Erzeugungskosten zur Nachfragedeckung ermittelt. Dieser Fahrplan für den grenzüberschreitenden Energieaustausch wird über eine lineare Programmierung unter Berücksichtigung u. a. von Übertragungskapazitäten sowie der Maximalleistung von Kraftwerken, jedoch unter Vernachlässigung von Ganzzahligkeitsentscheidungen wie dem Einsatz thermischer Kraftwerke bei Mindestleistungen, geschlossen optimiert. Der Fahrplan dient als Startlösung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs für die folgenden Verfahrensstufen.

Unter Berücksichtigung des Austauschfahrplans werden anschließend die optimalen ganzzahligen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke getroffen. Dabei wird die Problemstellung für jedes Land über einen Dekompositionsansatz im Systembereich in leichter zu lösende Teilprobleme zerlegt, die Einsatzoptimierung der einzelnen Erzeugungseinheiten mit speziell angepassten Algorithmen gelöst und die systemkoppelnden Nebenbedingungen (Nachfrage- und Reservebedingungen) mit Hilfe einer Lagrange-Relaxation koordiniert. Die optimalen Einschaltentscheidungen thermischer Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke werden über eine dynamische Programmierung ermittelt. Der Einsatz vernetzter hydraulischer Kraftwerksgruppen, wie sie z. B. im alpinen Raum vorzufinden sind, wird mittels einer sukzessiv linearen Programmierung optimiert.

Unter Übernahme der Ganzzahligkeitsentscheidungen wird in der dritten Verfahrensstufe das Restproblem mittels einer linearen Programmierung gelöst. In dieser geschlossenen Optimierung der hydrothermischen Energieaufteilung wird der systemweite, kostenminimale Kraftwerkseinsatz zur Nachfragedeckung unter Optimierung des grenzüberschreitenden Energieaustauschs ermittelt.

Die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzsimulation sind Basis für die anschließenden Netzberechnungen. Dazu wird ein am RWTH entwickeltes leitungsscharfes Näherungsmodell für den Lastfluss im europäischen Übertragungsnetz verwendet. Dieses Modell basiert auf öffentlichen Daten wie statischen Netzmodellen und Netzkarten der Übertragungsnetzbetreiber. Soweit keine genaueren Angaben zu den verwendeten Betriebsmitteltypen vorhanden sind, wurden die Komponenten durch Standardbetriebsmittel modelliert. Da der Zeithorizont der Untersuchungen in dieser Studie weit in der Zukunft liegt (Jahr 2050), muss das Netz auf die entsprechende Versorgungsaufgabe ausgelegt werden. Da die Datenbasis der meisten Netzentwicklungspläne allerdings nur bis zum Jahr 2035 reicht, wo sich die Einspeise- und Lastsituation zum Teil deutlich unterscheidet, ist das Übertragungsnetz nicht auf die Versorgungsaufgabe ausgelegt und es kann ggf. zur Bildung der lokalen oder strukturellen Engpässe kommen. Alle aktuell bekannten Netzausbauprojekte europäischer Länder wurden in das Modell übernommen. Die notwendigen Netzausbauprojekte wurden durch KIT-IIP ermittelt und entsprechend eingepflegt.

Neben dem Übertragungsnetz ist wesentliches Eingangsdatum für die Netzbetriebssimulation der stündliche Kraftwerkseinsatz, der mithilfe der Marktsimulation ermittelt wurde. Dieser stellt die Ausgangslage der Einspeisesituation dar. Anschließend werden technische Randbedingungen des Netzbetriebs geprüft und die Einspeisesituation ggf. angepasst. Unter den technischen Randbedingungen ist insbesondere die Strombelastbarkeit der Netzbetriebsmittel gemeint. Die Stromgrenzen müssen eingehalten werden, auch im Fall dass ein Netzelement außer Betrieb ist (betriebliches n-1-Kriterium). Die Behebung der Überlastungen durch Redispatch soll dabei kostenminimal erfolgen. Verlagerung der Erzeugung soll daher einerseits die Kosten und andererseits die Effekte der Erzeugungsanpassung auf die überlasteten Netzelemente berücksichtigen.

Obwohl in dem Netzmodell alle Länder des europäischen Synchronverbands abgebildet und bei Lastflussberechnung simuliert wurden, lag der Fokus dieser Untersuchung auf dem deutschen Übertragungsnetz. Netzbetrieb wurde daher nur für Deutschland simuliert.

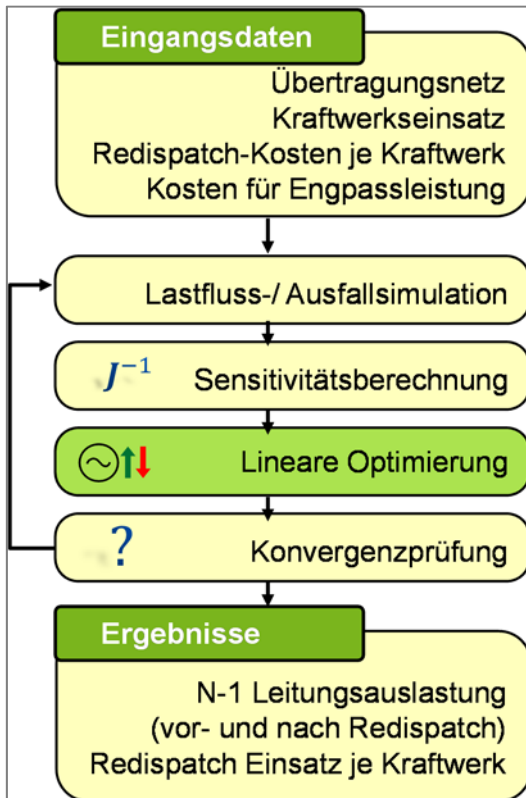


Abbildung 5: Netzbetriebssimulation

Der Ablauf der Netzbetriebssimulation ist in Abbildung 5 dargestellt. Nach dem Einlesen der Eingangsdaten wird zunächst eine Lastflussberechnung durchgeführt. Anschließend werden Ausfälle der Leitungen im betrachteten Gebiet simuliert, um die Erfüllung des (n-1-) Kriteriums zu überprüfen. Im nächsten Schritt werden Knoten-Zweig Sensitivitäten ermittelt. Diese geben an, wie sich die Auslastung eines Netzelements ändert, wenn an einem Netzknoten Wirkleistung eingespeist wird. Zusätzlich werden Sensitivitäten der Stufenstellungsänderung eines Phasenschiebertransformators auf den Leistungsfluss berechnet. Mithilfe dieser Sensitivitäten kann ein lineares Optimierungsproblem formuliert werden, mit dem Ziel ermittelte Überlastungen kostenminimal zu beheben. Um potenzielle Unlösbarkeit des genannten Problems zu verhindern, werden verbleibende Überlastungen mit einem Kostenterm bestraft, statt harte Nebenbedingungen zu formulieren. So kann es vorkommen, dass auch nach Redispatch überlastete Netzelemente vorhanden sind.

Da die Sensitivitäten eine lineare Näherung der Lastflussgleichungen darstellen, muss das Verfahren iterativ wiederholt und geprüft werden, ob eine endgültige Lösung erreicht ist. Ergebnis der Netzbetriebssimulation ist der durchgeführte Redispatch je Kraftwerk sowie die Auslastung der Leitungen vor- und nach der Durchführung der Redispatch-Maßnahmen.

2.3 Methodik Gassystem

Die Modellierung des Gassystems erfolgt durch die Modelle der TUD (Gasmarkt), der TUB (Gas-transportnetz) und des DBI (Gasverteilnetz). Das Gasmarktmodell (Abschnitt 2.3.1) zeigt die Veränderungen der europäischen Erdgaslastflüsse sowie deren Auswirkungen auf die Deckung der deutschen Gasnachfrage.

In den Gasnetzmodellen (Abschnitt 2.3.2 für die Gasverteilnetze, Abschnitt 2.3.3 für das Gas-transportnetz) werden die Auswirkungen der sich verändernden Gasflüsse und der Entwicklung der Biogaseinspeisung bis 2050 untersucht und die Kapazitäten zur Aufnahme erneuerbarer Gase aus PtGA ermittelt.

2.3.1 Gas Market Model – GAMAMOD

Um die Auswirkungen der Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz in Deutschland zu betrachten ist es notwendig, den europäischen Erdgasmarkt und seine Entwicklung zu untersuchen. Vor diesem Hintergrund wurde das europäische Gasmarktmodell GAMAMOD am Lehrstuhl für

Energiewirtschaft der TUD entwickelt und in die Modelliteration im KonStGas-Projekt eingebunden.

2.3.1.1 Modellbeschreibungen

Das Gas Market Model GAMAMOD beschreibt den europäischen Erdgasmarkt. Jedes Land in Europa wird durch ein Marktgebiet bzw. Länderknoten abgebildet. Da im Projekt der Fokus auf der Betrachtung Deutschlands liegt, werden für Deutschland die beiden Marktgebiete Gaspool (GP) und NetConnect Germany (NCG) separat modelliert. Aggregierte Gasübertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten werden durch repräsentative Leitungen dargestellt. Abbildung 6 gibt einen Überblick über den geographischen Umfang des Modells.

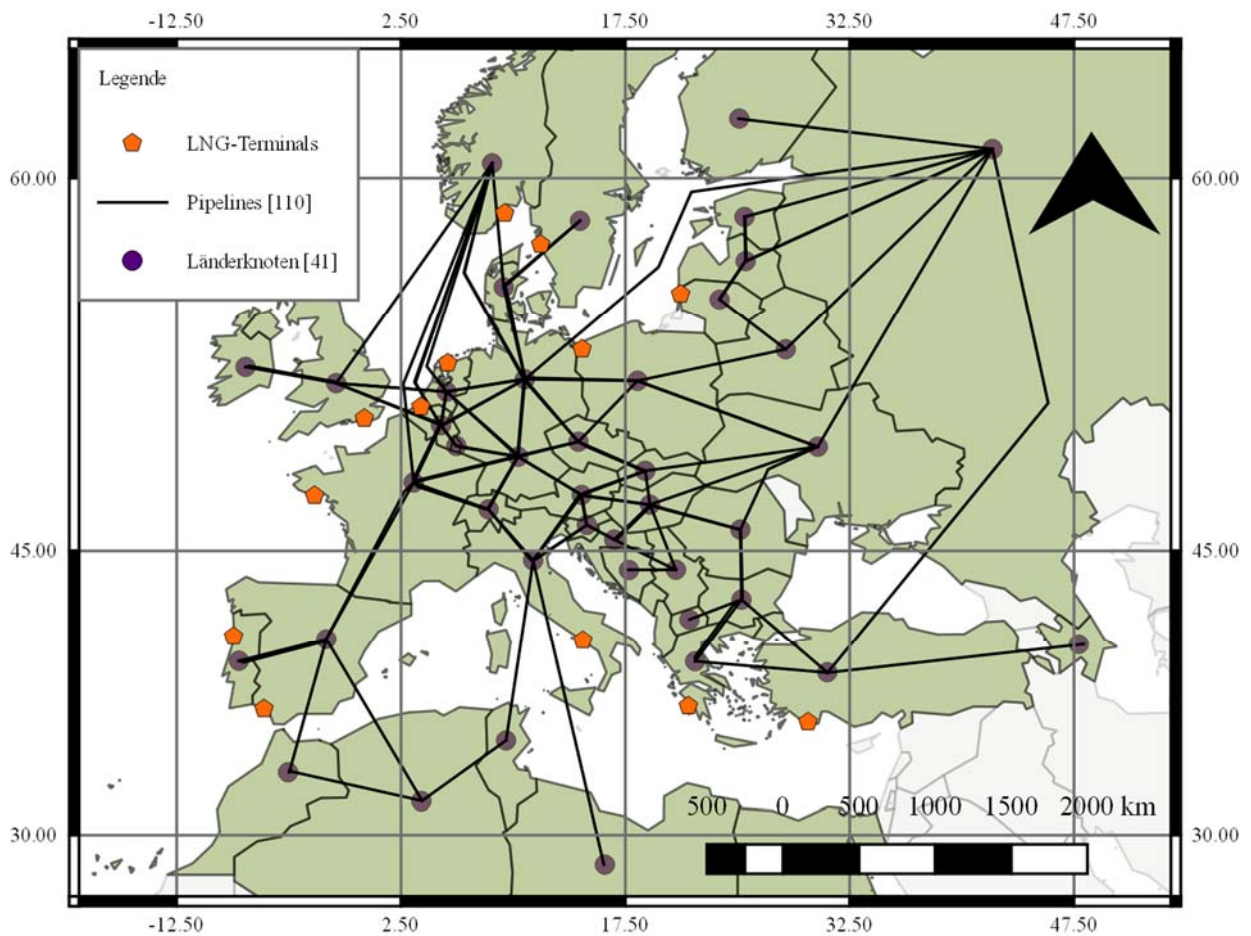


Abbildung 6: Regionale Auflösung von GAMAMOD

Quelle: Eigene Darstellung

Zusätzlich werden für den europäischen Erdgasmarkt die wichtigen Gasförderländer Russland, Algerien und Katar sowie Nigeria und Trinidad und Tobago abgebildet. Auf der Angebotsseite berücksichtigt das Modell Produktionskapazitäten, die sich nach Förderlevel und Angebotsland unterscheiden. Im Modell wird der Transport von Erdgas über Pipelines und Liquefied Natural Gas (LNG) abgebildet. Für den Transport von LNG werden Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten in Angebots- und Nachfrageländern berücksichtigt.

Die Nachfrage wird exogen und unter Berücksichtigung der unterjährigen Schwankung vornehmlich aufgrund von Wärmeprofilen für jedes betrachtete Land im Modell abgebildet. Dies ermöglicht die Analyse von Handelskapazitäten zwischen einzelnen Ländern. Durch begrenzte Übertragungskapazitäten zwischen Marktgebieten können regionale Engpassituationen und die Auswirkungen von Lieferausfällen bewertet werden.

Innerhalb eines Marktgebietes treten hingegen im Modell keine Engpässe auf. Außerdem werden im Modell verschiedene Gasspeicher betrachtet, die im europäischen Gasmarkt eine entscheidende Rolle für die unterjährige Versorgungssicherheit spielen.

Das Fundamentalmodell GAMAMOD basiert auf einer linearen Kostenoptimierung mit der Zielfunktion der Minimierung der entscheidungsrelevanten Systemkosten (vgl. Formel). Alle monetären Größen sind in EURO und alle Energiegrößen in GWh im Modell erfasst.

$$\begin{aligned} \min! TotalCost & \\ & = Cost^{prod} + Cost^{StorageIn} + Cost^{StorageOut} + Cost^{StorageDuration} + Cost^{LNG} \\ & + Cost^{Pipeline} + Cost^{ValueOfLostLoad} \end{aligned}$$

Die Optimierung unterliegt einer Reihe von technoökonomischen Nebenbedingungen. Die Fördermöglichkeiten auf der Angebotsseite sind durch die Charakteristika des Betriebes wie z. B. die maximale tägliche Förderrate oder die maximalen Ein- und Ausspeichergeschwindigkeiten von Speichern limitiert. Aufgrund der hohen zeitlichen Auflösung von 365 Tagen eines Jahres können Speicheraktivitäten und systemkritische Situationen tagesscharf abgebildet werden. Das Entscheidungskalkül beruht auf vollständigem Wettbewerb und perfekter Information und entspricht somit einem anonymen und diskriminierungsfrei organisierten Markt. Aspekte des strategischen Verhaltens werden in der Basisversion vernachlässigt. Die Annahmen können für den Gasmarkt durchaus kritisch hinterfragt werden, dennoch lassen sich Infrastrukturentscheidungen, die hier im Modell im Vordergrund stehen, an dieser Idealabbildung orientieren.

Abbildung 7 gibt einen Überblick über zentrale Eingangsdaten und Ergebnisse von GAMAMOD.

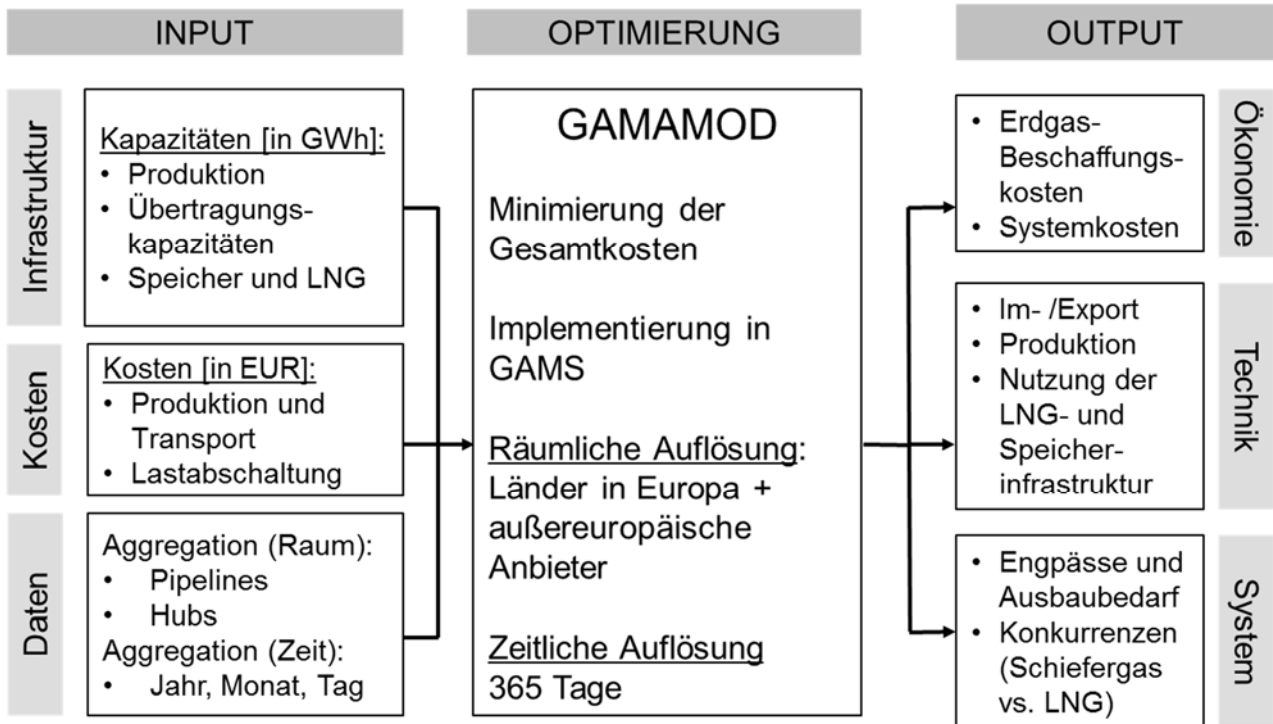


Abbildung 7: Ein- und Ausgangsdaten GAMAMOD

Quelle: Eigene Darstellung

Die Daten für die Modellberechnung basieren auf öffentlich zugänglichen Daten sowie auf Ergebnissen der KonStGas-Projektpartner. Das Basisjahr ist 2011. Tabelle 1 gibt einen Überblick, welche auf Deutschland bezogenen Annahmen und Rahmenparameter in das Modell einfließen.

Tabelle 1: Rahmenannahmen bezogen auf Deutschland

Parameter	Annahme
Erdgasnachfrage (DE) ³	sinkende Gasnachfrage um ca. 38 % bis 2050
Biogas (DE) ²	steigende Biogaseinspeisung um ca. 3 Mrd. Nm ³ CH ₄ Gaseinspeisung 2050 zu Kosten von 5,7 Euro Cent/kWh _{th}
Erdgasförderung (DE) ²	keine konventionelle Erdgasförderung in DE im Jahr 2050
Erdgasspeicher (DE) ¹	kein Speicherausbau in DE zwischen 2011 und 2050
Infrastruktur (DE) ¹	Ausbau der Nord-Stream I Pipeline von 23 bcm/a auf 55 bcm/a
Schiefergas (DE) ¹	Keine nennenswerte Schiefergasförderung in DE bis 2050

Quelle: ¹Eigene Annahmen und Teilergebnisse der Projektpartner, ²DBI, ³IEK-STE

Die Erdgasnachfrage für Deutschland entstammt aus den Rahmendaten und Berechnungen des TP C des Energiesystemmodells IKARUS vom Projektpartner IEK-STE. Die Daten der Biogaseinspeisung basieren auf einer Datenanalyse der Projektpartner des DBI. Unter Fortschreibung der Ausbauziele bis 2050 ist ein starker Ausbau von Biogas in Deutschland festzustellen, sodass bereits über Biogas ein Anteil von 8 % an der Erdgasnachfrage in 2050 gedeckt wird. Basierend auf wissenschaftlichen Studien ([NEP Gas, 2013], [NEP Gas, 2014], [Sieber, 2012] und [WEG, 2012]) ist davon auszugehen, dass ab dem Jahr 2030 in Deutschland die konventionelle Erdgasförderung zum Erliegen kommt.

Für deutsche Erdgasspeicher wurden keine Ausbauszenarien angenommen und die Speicherkapazitäten im Jahr 2050 zu denen in 2011 konstant belassen. Tatsächlich rückten in 2015 und 2016 deutsche Gasspeicher stärker in den Fokus öffentlichen Interesses⁵ und auch ein Ausbau zusätzlicher Gaskapazitäten ist, anders als in den Annahmen hinterlegt, wahrscheinlich. Mit Blick auf die Ergebnisse würde eine erhöhte Speicherkapazität zum einen die Möglichkeit eröffnen, mehr EE-Gas zu speichern und so die Versorgungssicherheit zu erhöhen. Da es in Deutschland derzeit aber keine strategische Gasreserve gibt und Speicher wirtschaftlich betrieben werden, ist ein Ausbau von Speichern derzeit vor allem durch eine Optimierung von Handelsgeschäften motiviert.

Der zweite Strang der Nord Stream I Pipeline ist in 2012 in Betrieb gegangen, sodass die Importpipeline zwischen Russland und Deutschland jährlich bis zu 55 bcm russisches Erdgas nach Deutschland und Europa transportiert. Der Bau zweier weiterer Stränge, der Nord Stream II Pipeline wurde im Jahr 2016 stark vorangetrieben und diskutiert, sodass nach heutiger Einschätzung eine Ausweitung der Kapazitäten zwischen Russland und Deutschland auf bis zu jährlich 110 bcm wahrscheinlich ist, im KonStGas-Projekt allerdings nur die Nord Stream I Pipeline betrachtet wurde. Für Deutschland wurde außerdem angenommen, dass Schiefergas und Fracking keine Option bis 2050 darstellt. Sowohl das geologische Potenzial, als auch die aktuelle politische Diskussion zu Testbohrungen bestärken diese Einschätzung.

Für die europäische Entwicklung wurden die in Tabelle 2 aufgelisteten Annahmen getroffen. Für die Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage existieren eine Reihe von Prognosen und Szenarien. Ein Überblick über die Entwicklung der Erdgasnachfrage in wissenschaftlichen Studien ist im Teilbericht der TUD aufgeführt [Hauser et al., 2017]. Wesentlicher Treiber für die Entwicklung der Nachfrage ist, welche Bedeutung Erdgas im zukünftigen Energiesystem unter Einbezug von Klimaschutzzielen und CO₂-Minderungszielen einnimmt.

Für das Jahr 2050 wird somit ein linearer moderater Anstieg der europäischen Erdgasnachfrage von 0,13 % angenommen und basierend auf der Erdgasnachfrage 2011 die Erdgasnachfrage für 2050 des jeweiligen Landes berechnet (Vgl. [Hauser et al., 2017]). Neben dem Vereinigten Königreich (UK) und Italien (IT) weist Deutschland die größte Erdgasnachfrage 2011 in Europa auf. Mithilfe der Jahresnachfrage und einem unterjährigen Profil, basierend auf monatlichen Nachfragemengen in 2011 [EUROSTAT, 2014], werden die nachfragezeitreihen für GAMAMOD erzeugt. Die Entwicklung der europäischen Erdgasnachfrage und für die deutschen Nachbarländer steigt somit leicht, im Gegensatz zu den Annahmen zur Entwicklung der deutschen Erdgasnachfrage.

⁵ Im Oktober 2015 tauschte BASF seine Erdgasspeicher gegen Anteile an Erdgasfeldern in Sibirien mit Gazprom [BASF, 2015].

Diese Werte stammen, wie oben beschrieben, aus den Modellergebnissen IKARUS. Für die Berechnung in GAMAMOD werden die Eingangsdaten für die Deutsche Erdgasnachfrage auf die beiden Marktgebiete Net Connect Germany (NCG) und Gaspool (GP) aufgeteilt.

Tabelle 2: Rahmenannahmen bezogen auf Europa

Parameter	Annahme
Erdgasnachfrage (Europa)	moderat steigende Erdgasnachfrage von jährlich 0,13 % in Europa bis 2050
Biogas (Europa)	geringe bis keine Biogaseinspeisung ins Gasnetz in anderen europäischen Ländern
Erdgasförderung (Europa/Welt)	Förderung in Europa sinkt und Förderung in Russland steigt, neue Anbieter für den europäischen Markt aus dem Nahen Osten (Iran, Turkmenistan, Aserbaidschan) keine US-amerikanischen LNG Lieferungen im europäischen Markt
Erdgasspeicher (Europa)	keine Veränderung zum Basisjahr
Infrastruktur (Europa)	Ausbau der Nord Stream I Pipeline In Sensitivitäten betrachtet: Ausbau des südlichen Gaskorridors, Stopp eines russischen Gastransits über die Ukraine Ausbau der LNG-Import Infrastruktur
Schiefergas (Europa)	keine relevante Schiefergasförderung in Europa bis 2050

Quelle: Eigene Annahmen

Die Einspeisung von Biogas liegt in Deutschland im Jahr 2011 bereits bei ca. 5 TWh_{th Hi} jährlich. Für 2050 wird eine Einspeisung von bis zu 35 TWh_{th Hi} erwartet. Im Vergleich zu Deutschland ist die Einspeisung von Biogas in anderen europäischen Ländern gering. Auf Basis von nationalen Aktionsplänen ist zu erwarten, dass größere Mengen an Biogas in den Niederlanden (7 TWh_{th/a}), Schweden (3,5 TWh_{th Hi/a}) und im Vereinigten Königreich (2 TWh_{th Hi/a}) eingespeist werden (Vgl. [Hauser et al., 2017]).

Sowohl für Deutschland, als auch für Gesamteuropa sind keine Änderungen der Speicherkapazitäten zwischen 2011 und 2050 im Modell hinterlegt.

Die Entwicklung der europäischen Erdgasinfrastruktur unterliegt großen Ungewissheiten, besonders für die Betrachtung eines langfristigen Zeithorizonts bis 2050. Die Ungewissheiten sind zu einem großen Teil auf wechselnde geopolitische Interessen und die Unsicherheit in der Entwicklung der Erdgasnachfrage zurückzuführen. Für das KonStGas-Projekt wurden daher im Bau befindliche Ausbauprojekte betrachtet. Konkret wurde der Ausbau der Nord Stream I Pipeline angenommen, die den wesentlichen Unterschied zwischen den Gegebenheiten in der Infrastruktur zwischen 2011 und 2050 darstellt. Ein Ausbau des südlichen Gaskorridors für russisches und kaspisches Erdgas aus könnte den Transitweg für russisches Gas über die Ukraine nach 2019

kompensieren und wurde in einem Nebenszenario als Sensitivität untersucht. Ebenso ist ein Ausbau von LNG-Import Häfen ein denkbare Szenario zur Wahrung der Versorgungssicherheit durch einen diversifizierten Bezug von Erdgas (Vgl. [Hauser und Möst, 2016]). Diese Möglichkeit wurde ebenfalls im Rahmen eines Nebenszenarios untersucht.

Im Gegensatz zum US-amerikanischen Erdgasmarkt zeigen wissenschaftliche Untersuchungen, dass Schiefergas in Europa eine geringere Wirtschaftlichkeit besitzt. Aus diesem Grund wurde für Europa ein Schiefergas-Boom nicht in die Betrachtung einbezogen. Stattdessen unterliegen die Berechnungen der Annahme, dass eine Förderung von Schiefergas in Europa die schwindenden konventionellen Reserven nicht ersetzen kann.

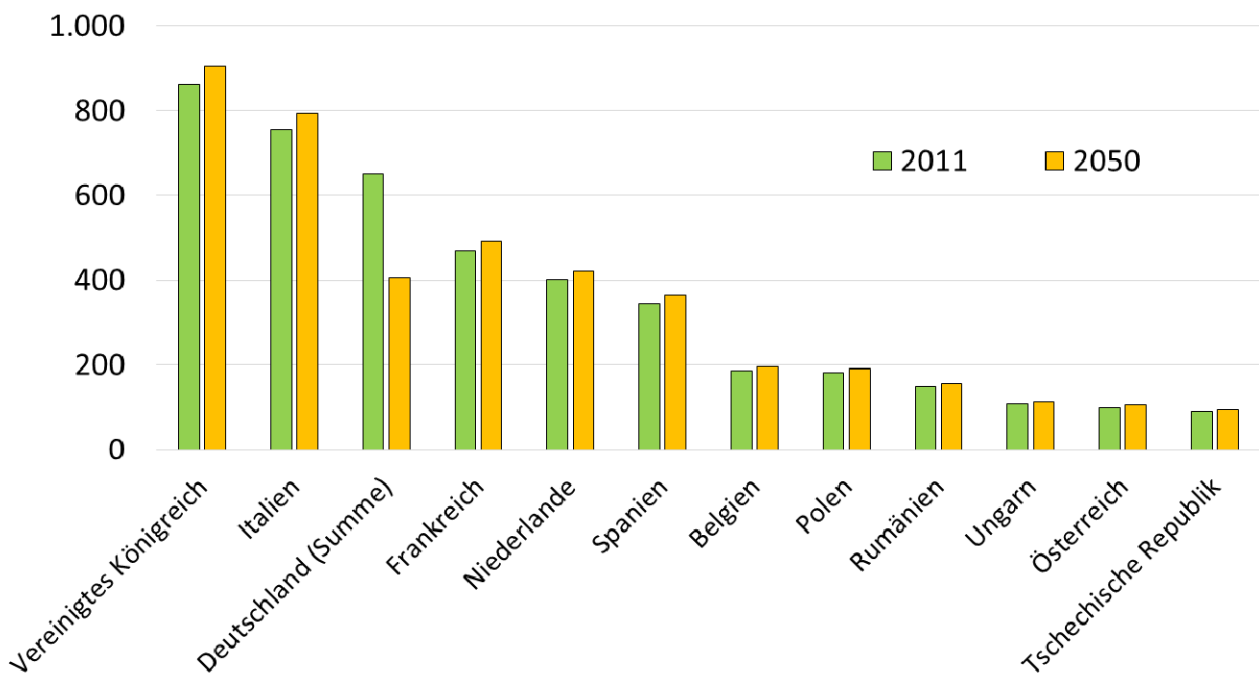


Abbildung 8: Erdgasnachfrage in europäischen Ländern in TWh_{th Hi/a} in 2011 und 2050

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf [IEA, 2011], [BP, 2014], [ExxonMobil, 2014], und Modellergebnissen IKA-RUS der Projektpartner IEK-STE

Vor dem Hintergrund dieser Rahmendaten berechnet das Modell die europäischen Handelsströme jeweils für die Jahre 2011 und 2050. Die zu erwartenden Ergebnisse konzentrieren sich mit Blick auf Europa auf die Entwicklung des Im- und Exportbedarfs vor dem Hintergrund der sinkenden einheimischen Erdgasproduktion. Die Annahme der moderat steigenden Erdgasnachfrage in Westeuropa unterstreicht diese Erwartung.

Mit Blick auf Deutschland determiniert der starke Ausbau an Biogasanlagen bereits eine steigende Einspeisung an EE-Gasen in das Gassystem. Welchen Beitrag zusätzliche Wasserstoff und synthetische Erdgase (SNG) zur Deckung der Erdgasnachfrage leisten können kann nur unter Zuhilfenahme von Modellen beantwortet werden.

Das Fundamentalmodell GAMAMOD berechnet Gashandelsströme auf Basis fundamentaler Gasmärkte und der Minimierung der Gesamtkosten. Strategisches Verhalten, wie es im europäischen Gasmarkt mit wenigen Anbietern und vielen Nachfragern auftritt, wird nicht explizit

abgebildet. Eine entscheidende Einschränkung ist die exogen integrierte Gasnachfrage in GAMAMOD. Einerseits ermöglicht dieser Ansatz die Integration der Ergebnisse des Energiesystemmodells IKARUS; andererseits ist im Modell so keine Nachfragereaktion von Konsumenten auf Preise möglich.

Die mit GAMAMOD ermittelten Gaspreise stellen eine Untergrenze für reale Gaspreise dar und sind entsprechend als unterer Grenze der Gasbezugskosten zu interpretieren. Da GAMAMOD auf die Abbildung des europäischen Erdgasmarktes ausgerichtet ist, werden Abhängigkeiten zu anderen Energieträgern, wie Erdöl, vernachlässigt. Die Abhängigkeit des Erdgaspreises vom Erdöl ist noch heute in vielen Langfristverträgen verankert, verliert jedoch mit der Ausprägung von Spotmärkten zukünftig an Bedeutung.

Unter gastechnischen Gesichtspunkten behandelt GAMAMOD Erdgas als homogenes Gut im europäischen Erdgasnetz. Tatsächlich ist die Erdgasqualität für Endverbraucher entscheidend – da gastechnische Anlagen für einen optimalen Betrieb noch nicht immer an die Schwankung der Erdgasqualität angepasst werden können. Mit der Einspeisung von Biogas und Wasserstoff, aber auch eines wachsenden Anteils an LNG aus unterschiedlichen Fördergebieten, gewinnt die Schwankungsbreite von Erdgasqualitäten an Bedeutung (Vgl. [Krause et al. 2016]). Im Teilprojekt C wurde daher das technische Gasnetz von den Projektpartnern der TUB separat modelliert.

2.3.1.2 Exkurs: Gaspreis-Determinanten

Mithilfe des Fundamentalmodells GAMAMOD werden historische Gaspreise systematisch unterschätzt. Daher stellte sich im Verlauf des KonStGas-Projektes die Frage, welche Parameter wesentlich den Gaspreis beeinflussen. Auf Basis einer umfassenden Literaturanalyse wurden wissenschaftliche Arbeiten zum Gaspreis analysiert und die jeweils untersuchten Determinanten extrahiert und klassifiziert (Vgl. [Hauser, Schmidt & Möst, 2016]). Abbildung 9 stellt den Analyserahmen der wichtigsten Einflussfaktoren vor, in den Gaspreis beeinflussende Parameter eingeordnet wurden. Im Mittelpunkt der Betrachtung steht der Preis, der zum einen von Angebot und Nachfrage determiniert ist. In der Literatur untersuchte Einflussgrößen auf die Nachfrage sind das Wirtschaftswachstum eines Landes, die konsequente Umsetzung von Energie- und Klimapolitik sowie saisonale Schwankungen, beispielsweise indirekt basierend auf einer temperaturabhängigen Wärmenachfrage.

In Bezug auf das Angebot sind Erdgasreserven, Produktions-, Transport- und Speicherkapazitäten die wichtigsten Treiber für den Gaspreis.

Eine Preisbildung zwischen Angebot und Nachfrage ist drittens abhängig von den ökonomischen Gegebenheiten und dem Marktdesign. Aufgrund hoher Investitionen in die Erdgasinfrastruktur war der Gaspreis über lange Zeit an den Ölpreis gekoppelt und in Langfristverträgen, verbunden mit take-or-pay Vereinbarungen festgelegt. Durch die Liberalisierung des europäischen Erdgasmarktes gewinnen Spotmärkte und kurzfristiger Handel an Bedeutung, sodass ein gas-on-gas Handel in Zukunft an Einfluss auf den Gaspreis gewinnt.

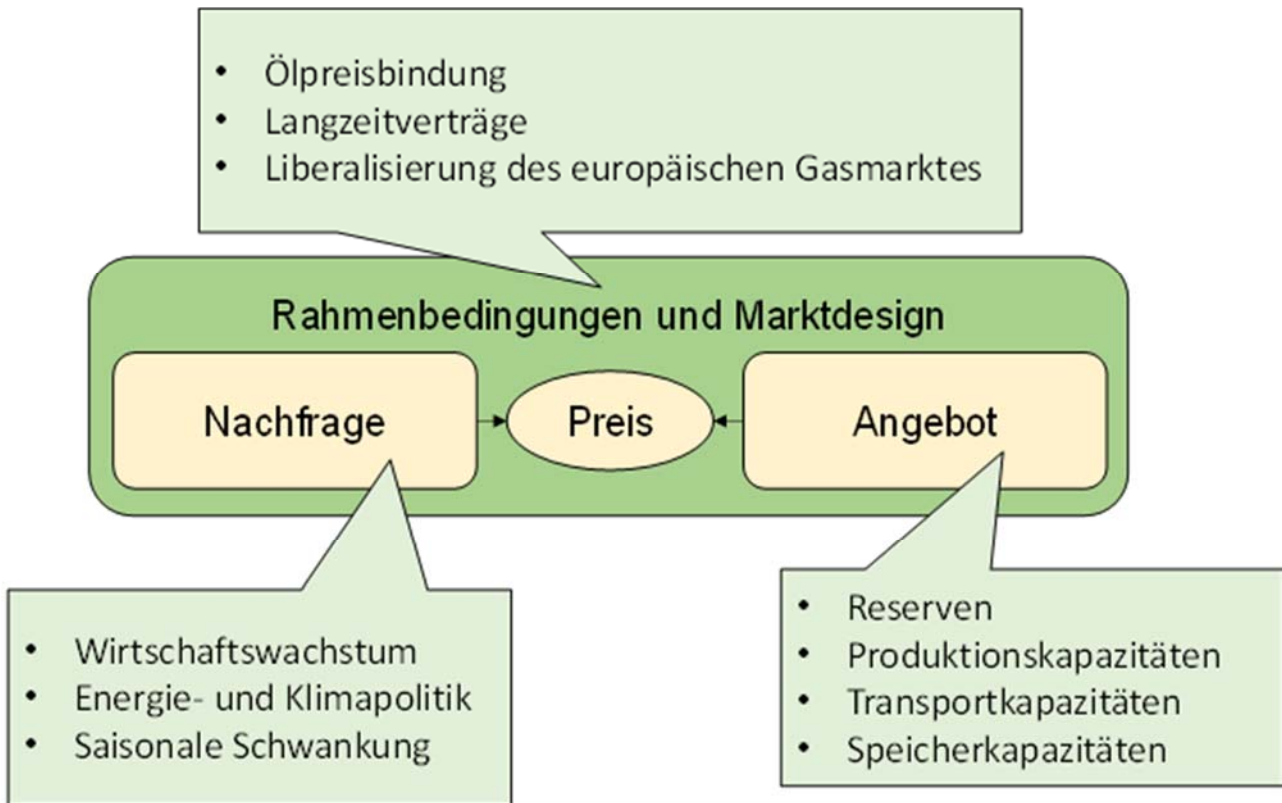


Abbildung 9: Determinanten des Erdgaspreises

Quelle: Eigene Abbildung, basierend auf [Hauser, Schmidt, Möst, 2016]

Neben dem Einfluss von Nachfrage, Angebot und Marktdesign gilt es ebenso den zeitlichen Aspekt zu betrachten. Während sich Wetterkapriolen kurzfristig auf den Gaspreis auswirken, beeinflussen Infrastrukturprojekte wie der Bau neuer Pipelines oder die Exploration neuer Erdgasvorkommen den Gaspreis langfristig. Für Letzteres eignen sich Fundamentalmodelle wie GAMAMOD, um eine untere Grenze – die Gasbezugskosten – für ein Marktgebiet zu bestimmen.

2.3.2 Modellierung der Gasverteilnetze

Die Grundlage für die Ermittlung der gasverteilnetzseitigen Kapazitäten zur Aufnahme von sowohl Wasserstoff und Methan aus PtGA als auch Biogas durch DBI ist die Entwicklung der Gasnachfrage bis zum Jahr 2050 und dessen zeitliche und örtliche Verteilung. Die Methodik zur Entwicklung der Gasnachfrage in den Gasverteilnetzen basiert auf der Entwicklung der deutschlandweiten Gasnachfrage sowie verschiedenen Konzepten zur regionalen und zeitlichen Verteilung. Zur Deckung der Gasnachfrage wird die regionale Einspeisung von Biogas berücksichtigt und die Verfügbarkeit der darüber hinaus benötigten Mengen aus dem Gastransportnetz vorausgesetzt.

Aus Gründen der Datenverfügbarkeit und um eine Verschneidung von Daten aus verschiedenen Quellen zu ermöglichen, erfolgt die Betrachtung der Gasverteilnetze auf Landkreisebene, zur Validierung wurden Daten verfügbarer, realer Gasverteilnetze herangezogen.

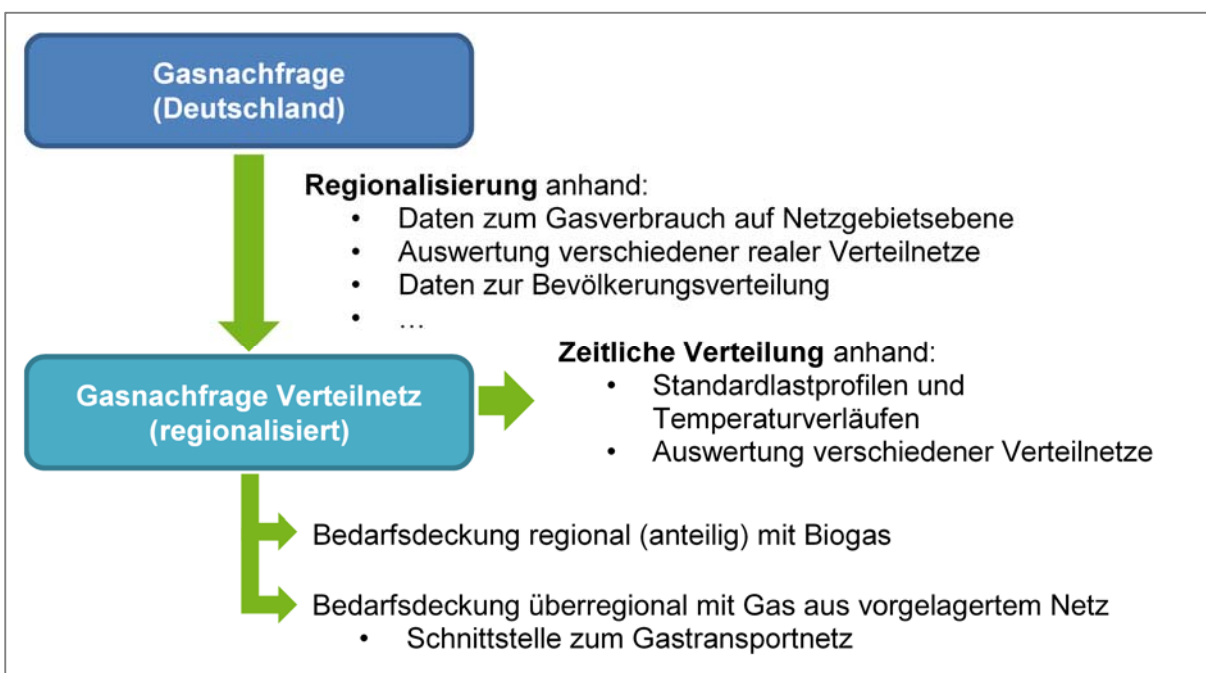


Abbildung 10: Methodik zur Ermittlung der Gasnachfrage in Gasverteilnetzen

Die Regionalisierung der deutschlandweiten Gasnachfrage für das Jahr 2050 (siehe Abschnitt 3.2.2) basiert auf der Verteilung der historischen Gasnachfrage (Stand 2013) unter der Annahme, dass sich zwar die absolute Höhe, jedoch nicht die regionale Verteilung der Gasnachfrage verändert. Für die Gasnachfrage in den Verteilnetzen spielen die Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie und Verkehr eine Rolle. Die Gaskraftwerke im Umwandlungssektor sind in den meisten Fällen im Gastransportnetz angebunden und werden daher in der Gasnachfrage der Verteilnetze nicht berücksichtigt.

Das Ergebnis der Regionalisierung sind Jahreswerte für die sektorale Gasnachfrage auf Landkreisebene.

Für die Regionalisierung der Gasnachfrage werden Informationen zu Versorgungs- und Netzgebieten sowie zur nach Sektoren aufgeschlüsselten Gasabgabe miteinander verschnitten.

Die Validierung der Regionalisierung erfolgt anhand von verschiedenen Daten, unter anderem der aggregierten Gasnachfrage auf Bundeslandebene [LAK, 2017] und Daten realer Verteilnetze.

Unsicherheiten resultieren aus den getroffenen Annahmen und der Berücksichtigung der industriellen Gasnachfrage, da Industriebetriebe sowohl in der Verteilnetzebenen, als auch direkt in der Transportnetzebene eingebunden sein können.

Die zeitliche Verteilung der Gasnachfrage basiert auf der Annahme, dass der Temperaturverlauf im Jahr 2050 mit dem aus dem Jahr 2013 vergleichbar ist und das der temperaturbedingte Gasbedarf einem ähnlichen Verhalten wie heute folgt. Für die zeitliche Verteilung der jährlichen Gasnachfrage auf Landkreisebene kommen die Standardlastprofile (SLP) der TU München [BDEW/VKU/GOEDE, 2015] in Verbindung mit historischen Temperaturzeitreihen zum Einsatz. Da mit den aktuellen SLP nur Tageswerte berechnet werden können, erfolgt die Untersetzung auf Stundenwerte basierend auf den vormals verwendeten SLP mit entsprechender Auflösung [e-netz Südhessen, 2017].

Das Ergebnis der zeitlichen Verteilung sind Zeitreihen in stündlicher Auflösung für die Gasnachfrage auf Landkreisebene.

Zur Ermittlung der Zeitreihen für die Gasnachfrage werden den Landkreisen jeweils eine repräsentative Messstelle und die zugehörige Zeitreihe der Tagesmitteltemperaturen [DWD, 2017] zugeordnet. Auf die regionalisierten, sektoralen Gasnachfragen werden die folgenden Standardlastprofile angewendet:

- Haushalte: Gemittelttes Profil aus FfE SigLinDe DE_HEF33, -34, DE_HMF33, -34 [BDEW/VKU/GOEDE, 2015]
- GHD: Gemittelttes Profil aus FfE SigLinDe GHD33 und -34 [BDEW/VKU/GOEDE, 2015]
- Industrie: kein SLP, konstante Nachfrage angenommen
- Mobilität: aufgrund des geringen Einflusses auf die stündliche Nachfrage nicht berücksichtigt

Die Validierung der Zeitreihen erfolgte anhand des Abgleichs mit realen Verläufen der Gasnachfrage.

Unsicherheiten resultieren hierbei aus den getroffenen Annahmen und der Anwendung der heutigen Standardlastprofile auf die Gasnachfrage im Jahr 2050.

Die Ermittlung der **Kapazitäten der Verteilnetze zur Aufnahme von erneuerbaren Gasen** erfolgt basierend auf den regionalisierten, zeitlich aufgelösten Gasnachfragen, mit Fokus auf Wasserstoff (H_2) und Methan (CH_4) aus PtGA. Die zugrunde liegende Annahme ist hierbei, dass aufgrund der geringen Speicherfähigkeit der Verteilnetze erneuerbare Gase nur in Höhe der Gasnachfrage eingespeist werden können. Die Einspeisung von H_2 wird darüber hinaus begrenzt durch die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration im Gasnetz. Für dieses Projekt wurde angenommen, dass die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration im Jahr 2050 bei 15 Vol.-% liegt. Des Weiteren wird angenommen, dass Biogas auch weiterhin vorrangig eingespeist wird und daher keine Verdrängung durch Gase aus PtGA erfolgt.

Die Ergebnisse sind sowohl die Kapazitäten der Gasverteilnetze auf Landkreisebene für die Einspeisung von H_2 und CH_4 aus PtGA als auch die verbleibende Gasnachfrage, die nach Berücksichtigung der Biogaseinspeisung noch aus dem vorgelagerten Gastransportnetz gedeckt werden muss.

Zur Ermittlung der Kapazitäten für die Einspeisung von H_2 und CH_4 aus PtGA und der verbleibenden Gasnachfrage erfolgt im ersten Schritt die Verschneidung der Zeitreihen der regionalisierten

Gasnachfrage auf Landkreisebene mit den Biogaseinspeisepotenzialen. Bei der Biogaseinspeisung wird von einer kontinuierlichen Einspeisung ausgegangen. Das Ergebnis der Verschneidung ist eine „gasseitige Residuallast“, die mit Gas aus dem vorgelagerten Transportnetz gedeckt werden muss. Des Weiteren werden so auch Gebiete erkennbar, in denen die Biogaseinspeisung mindestens zeitweise die Gasnachfrage übersteigt, so dass hier das Biogas gespeichert oder in die Transportnetze eingespeist werden muss.

Die Kapazitäten zur Einspeisung von CH_4 entsprechen dann der verbleibenden Gasnachfrage, die Zumischung von H_2 ist auf die maximal zulässige Wasserstoffkonzentration (15 Vol.-%) begrenzt. Es liegt dann die maximale jährlich einspeisbare H_2 - oder CH_4 -Menge vor. Um diese bereitzustellen, müssten die PtGA auf den Stundenwert der maximalen Gasnachfrage ausgelegt werden und würden dann, auf das Jahr gesehen, fast ausschließlich im Teillastbetrieb laufen.

Um die Anzahl der Volllaststunden der PtGA zu erhöhen und eine langfristige Planung des Anlageneinsatzes zu ermöglichen erfolgt daher noch die Ermittlung von ganzjährig verfügbaren Kapazitäten zur Aufnahme von Gasen aus PtGA, die die Gasverteilnetze zur Entlastung der Stromnetze bereitstellen können. Der begrenzende Faktor dabei ist der minimale Gasfluss, welcher in der Regel in den Sommernächten auftritt. Dazu werden die Zeitreihen der Gasnachfrage hinsichtlich des minimalen Tagesmittelwerts ausgewertet und daraus die PtGA-Leistung abgeleitet. Für CH_4 entspricht sie der Gasnachfrage unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden (siehe Abschnitt 3.4) und, bei H_2 , der maximal zulässigen Wasserstoffkonzentration.

Unsicherheiten resultieren aus den Annahmen zur maximal zulässigen Wasserstoffkonzentration und der Anwendung von Flächenwerten auf Landkreisebene für die Kapazitätsermittlung, da hierbei die tatsächlich vorherrschende Netzstruktur mit eventuellen Restriktionen für die Einspeisung erneuerbarer Gase nicht explizit berücksichtigt wird.

2.3.3 Gastransportnetzmodell

Die Untersuchungen zur Entwicklung der Gasinfrastruktur und den Herausforderungen an die Gasnetze erfolgte durch eine modellgestützte Analyse, bei der eine Abbildung des Gasversorgungssystems und der damit verbundenen relevanten Anlagen in den Untersuchungsrahmen aufgenommen wird. Auf Basis einer realistischen Abbildung des europäischen Gasversorgungssystems in einem Netzmodell und durch Simulation von Netznutzungsfällen über die Bewirtschaftung in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung wird eine Bewertung der Infrastruktur ermöglicht. Für die Untersuchung im Rahmen des Forschungsvorhabens wird aus dem europäischen Gastransportnetzmodell ein Teilbereich ausgewählt, welcher Gastransport- und regionale Leitungen der Fernleitungsnetzbetreiber auf dem deutschen Bundesgebiet abbildet.

Anhand öffentlicher und kommerziell verfügbarer Daten über Gasnetze und Rohrleitungen wurden deren Verknüpfungen sowie Ein- und Ausspeisepunkten, aktive Elemente (Verdichter und Armaturen) und vor- bzw. nachgelagerter Anlagen (Biogasanlagen, Speicher, etc.) modelliert.

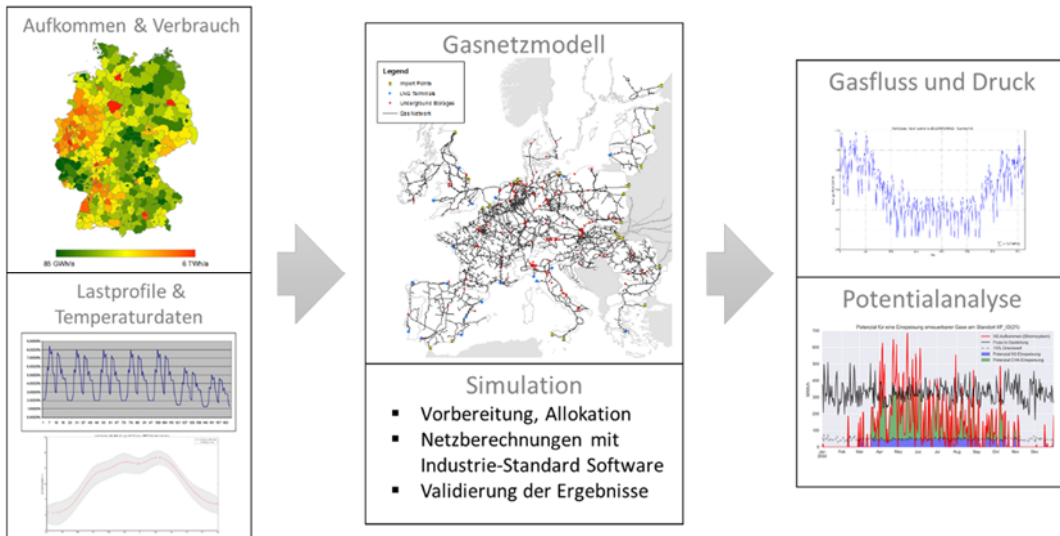


Abbildung 11: Überblick über den Ablauf bei der Modellierung der Gastransportnetze in Deutschland

Für die Abbildung eines realistischen Verhaltens bei der Bewirtschaftung der Gasnetze werden Szenarien über den Gasverbrauch auf regionaler Ebene modelliert und durch Wetter- und Temperaturdaten sowie Lastprofilen zeitlich aufgelöst. Hierdurch entsteht eine realistische Abbildung von Zuständen im deutschen Gastransportnetz im Jahresverlauf.

Neben dem Bedarf wird ein ebenfalls zeitlich und räumlich aufgelöstes Gasaufkommen ermittelt, hierzu zählen Gasimporte, inländische Produktion, Biogasproduktion und das Aufkommen von erneuerbarem Gas aus dem Stromsystem. Die stündlich aufgelösten Lastgänge für Aufkommen und Verbrauch werden im Netzmodell den Ein- und Auspeisepunkten zugeordnet. Mit dem parametrisierten Modell und den entwickelten Szenarien werden Netzberechnungen mit der Industrie-Standard Simulations-Software 'Simone' (Fa. Liwacom) durchgeführt. Dieser Rechenkern wird von Gasnetzbetreibern für die Netzplanung eingesetzt.

Ergebnis der Netzsimulation sind Gasfluss und Druck in den einzelnen Leitungen, welche innerhalb der technischen Grenzwerte des erstellten Modells liegen. Auf Grundlage dieser Berechnung wird dann ein Potenzial zur Aufnahme von Wasserstoff oder synthetisiertem Methan durch das Gastransportnetz ermittelt. Der allgemeine Ablauf der Modellierung ist in Abbildung 11 dargestellt.

2.3.3.1 Gasverbrauch

Im folgenden werden Methoden und Zwischenergebnisse aus der Modellierung eines Energie- und Gasbedarfs in den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung vorgestellt (Stadt- und Landkreise, stündlich). Die Abbildung des Stromsystems durch Modellierung der Umwandlung von Gas in elektrische Energie erfolgte durch den Projektpartner RWTH. Hierbei wurde eine weitreichende Dekarbonisierung durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 80% bzw. 100% erreicht. Folgende Abbildung 12 gibt eine Übersicht der Regionalisierung eines nationalen Gasverbrauchs (Top-Down) und die Modellierung in der zeitlichen Auflösung.

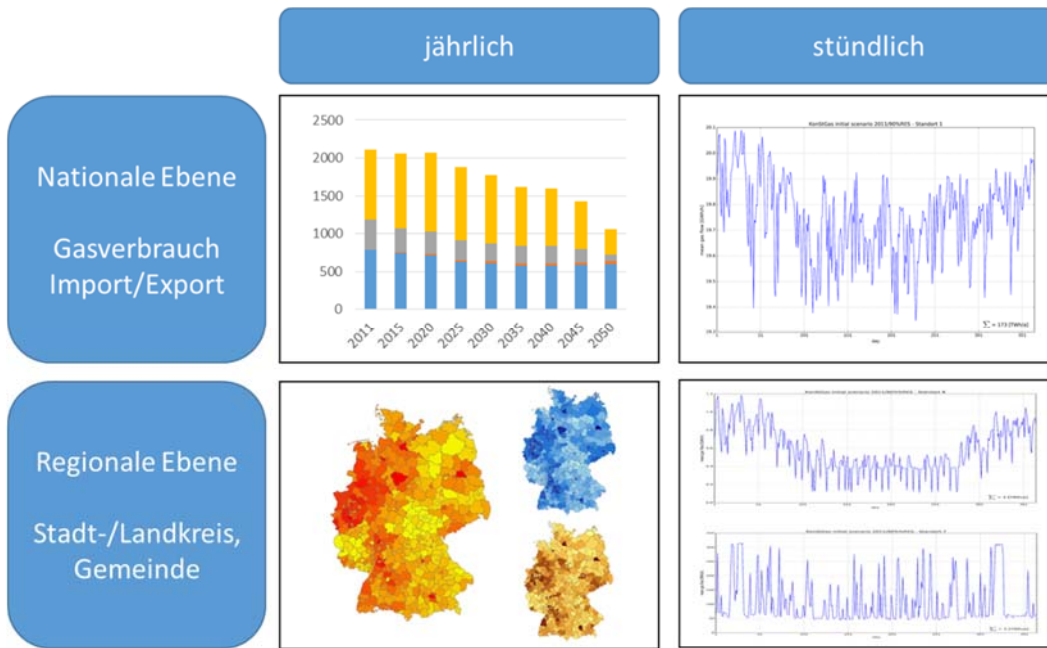
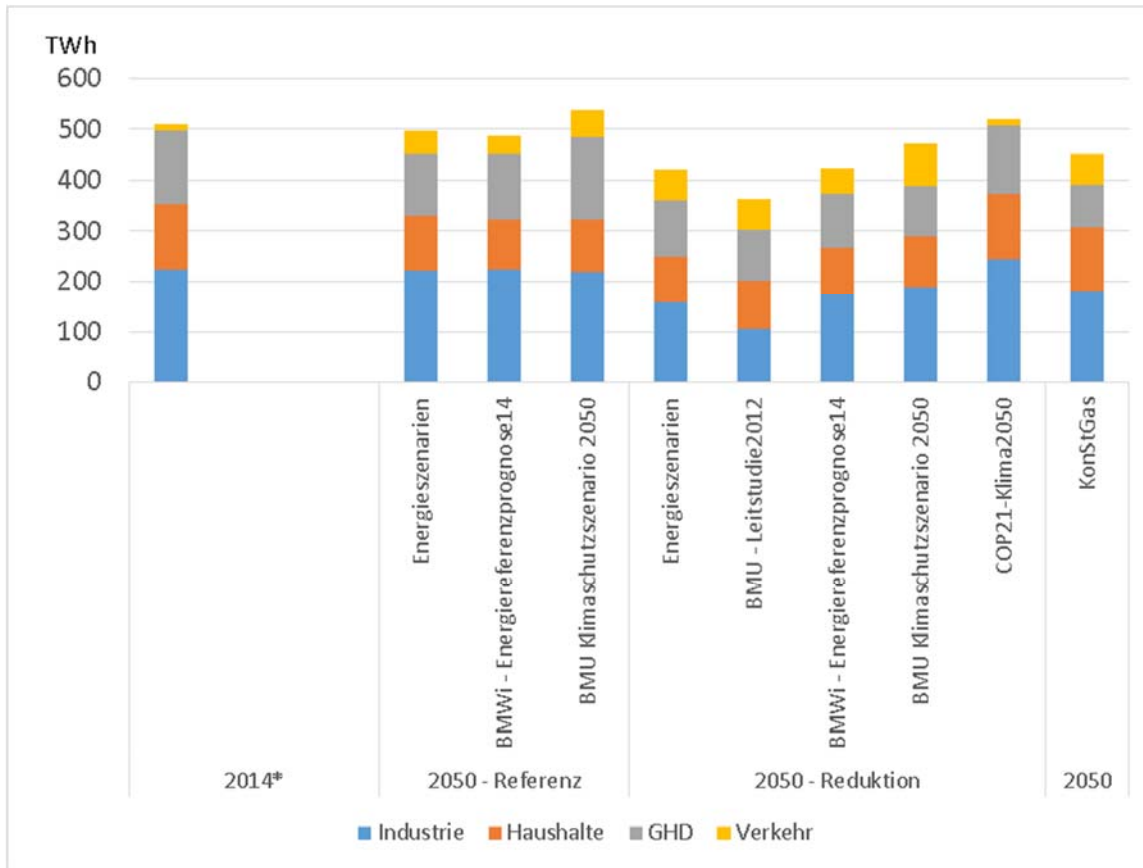


Abbildung 12: Modellierung des Gasverbrauchs in hoher räumlicher Granularität und zeitlicher Auflösung

2.3.3.1.1 Nationale Ebene

Der nationale Endenergieverbrauch Gas wurde vom Projektpartner (IEK-STE) differenziert nach vier Sektoren bestimmt: Industrie, GHD, Private Haushalte und Verkehr. Die Ermittlung erfolgte durch Modellrechnungen mit dem Modell IKARUS, welches auf Grundlage von technologisch-ökonomischen Parametern den Endenergiebedarf aggregiert, siehe Abbildung 13. Der Bedarf je Sektor wird für das Referenzjahr 2011 und ab dem Jahr 2015 in Fünfjahresschritten bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben [IEK-STE, 2015]. Im Rahmen des Projekts wurden Berechnungen mit dem Energiesystemmodell IKARUS durch den Projektpartner IEK-STE durchgeführt, wobei die Sektoren der Wirtschaft und die Energieversorgung mit einem holistischen Ansatz berücksichtigt sind.



*vorläufiger Wert

Legende: wie Abbildung 23, BMU Leitszenario 2012: [BMU-Leitstudie, 2012]; COP21-Klima2050 [Nitsch, 2016]

Abbildung 13: Nettostromverbrauch im Vergleich

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016, [AGEB, 2015]

Die Entwicklung des Bedarfs in den Sektoren entwickelt sich unterschiedlich, auch in Abhängigkeit des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung. In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass die Gasnachfrage bis 2050 insgesamt um ca. 40% zurückgeht, wobei im Jahr 2020 im Vergleich zur vorherigen Jahresscheibe jeweils ein moderater Anstieg zu verzeichnen ist. Insgesamt lässt sich der Rückgang auf die Entwicklung in den Sektoren Haushalte und GHD zurückführen, der industrielle Gasbedarf nimmt zunächst ab und stabilisiert sich ab dem Jahr 2030.

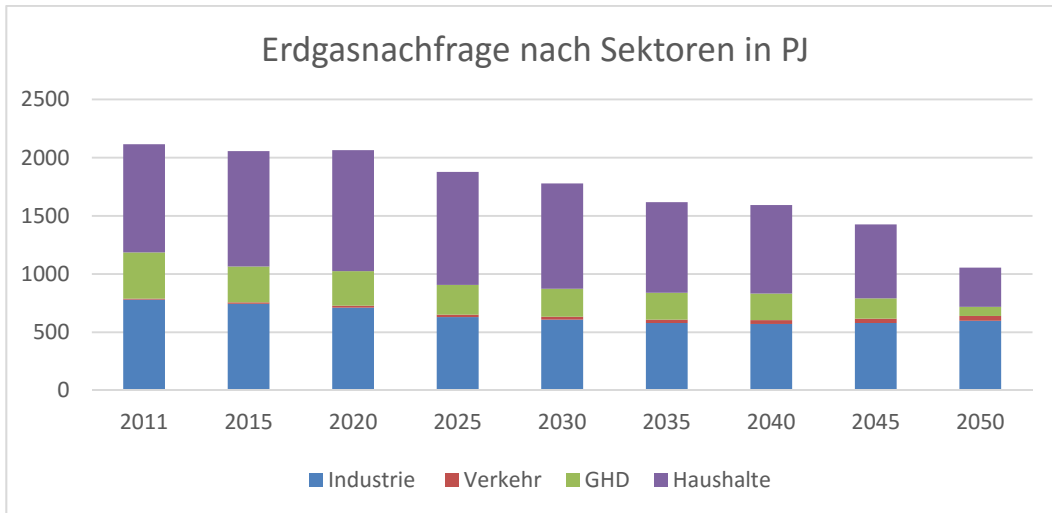


Abbildung 14: Entwicklung der Erdgasnachfrage bis 2050 im 80%-EE-Szenario

Quelle: IEK-STE

2.3.3.1.2 Räumliche Auflösung

Ausgehend von der nationalen Ebene wird der jährliche Gasverbrauch regionalisiert und räumlich aufgelöst. Hierbei wird auf öffentlich verfügbare Daten und statistische Indikatoren zurückgegriffen, die als Verteilungsschlüssel für einzelne Sektoren der Wirtschaft verwendet werden. Anschließend wird der nationale Gasbedarf je Sektor per Top-Down-Ansatz auf Stadt- und Landkreise (NUTS3-Ebene) bzw. Gemeinden verteilt, siehe Abbildung 15.



Abbildung 15: Regionalisierung des prognostizierten nationalen Gasverbrauchs

Für eine Regionalisierung des Sektors Industrie wird dieser zunächst in Subsektoren nach WZ 2008 aufgeteilt [AGEB, 2013], [Destatis, 2008], [Prognos, 2014]. Somit gelingt eine Abgrenzung zwischen energieintensiven Branchen, wie der chemischen Grundstoffindustrie und nichtenergie-

intensiven Industriezweigen, wie der Lebensmittelindustrie. Ein Indikator für die regionale Abbildung des Bedarfs sind die Produktionsstandorte der energieintensiven Wirtschaftszweige. Diese werden auf Grundlage von Daten zu den Mitgliedern des Verbundes energieintensiver Industrien ermittelt [EID, 2015].

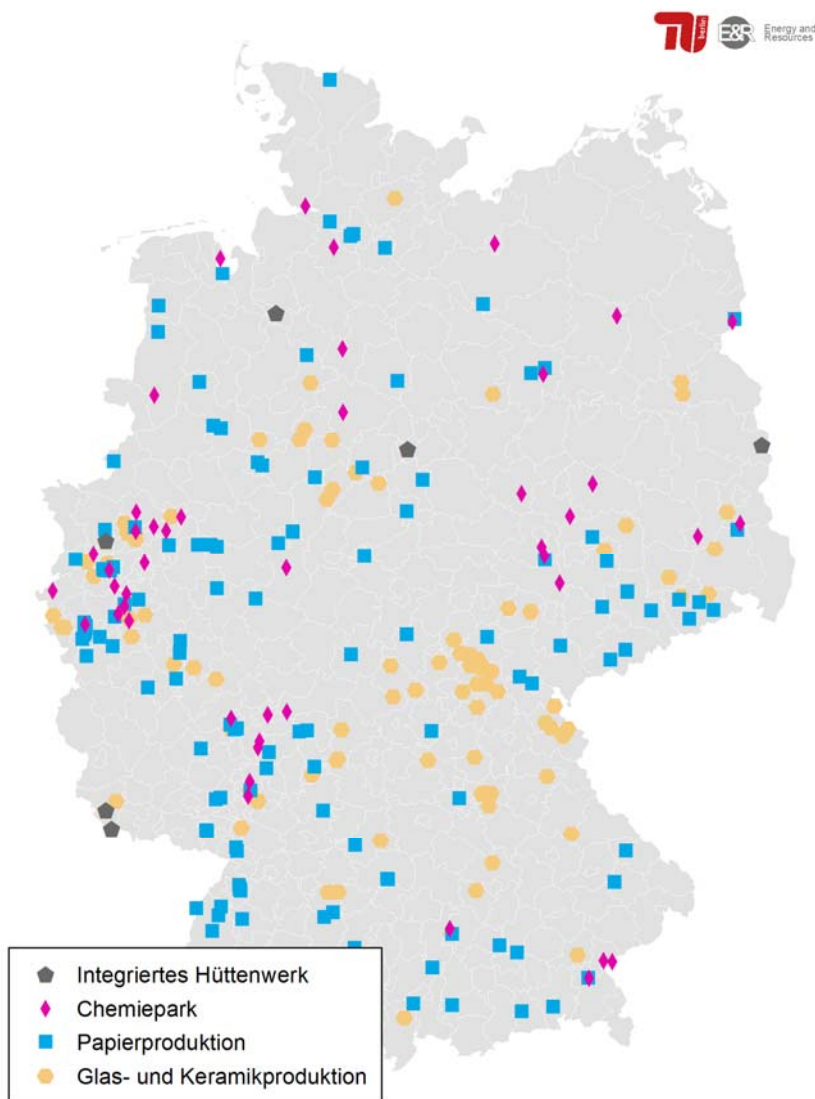


Abbildung 16: Produktionsstandorte der aus Sicht des Gasverbrauchs energieintensiven Wirtschaftszweige

Quelle: [EID, 2015]

Neben den Standorten von Industriebetrieben werden Daten zu Arbeitnehmern in den Wirtschaftszweigen und Subsektoren von der Bundesagentur für Arbeit hinzugezogen. In Abhängigkeit der regionalen Auflösung aufgrund des Datenschutzes anonymisierte Datenpunkte wurden je Branche entweder mit recherchierten Produktionsstandorten und Beschäftigtenzahlen ergänzt oder durch Anpassung an globale Werte kalibriert und gleichverteilt. Die aufbereiteten Parameter bilden dann den Verteilungsschlüssel für die Regionalisierung des nationalen Gasverbrauchs im Sektor Industrie.

Für die Modellierung des Gasverbrauchs im Sektor private Haushalte sind der Bedarf an Raumwärme und die Warmwasserbereitung maßgeblich. Der Raumwärmebedarf ist wiederum abhängig vom Gebäudetypen, also der Größe und der daraus resultierenden Hüllfläche und dem Baujahr des Gebäudes. Die Anzahl der Gebäude je Gebäudeklasse wurde im Zuge des Zensus erhoben [Zensus, 2011], [Mikrozensus, 2013] und stehen in hoher regionaler Auflösung je Gemeinde und als Rasterdaten zur Verfügung. Innerhalb der vorhandenen Klassifizierung der Gebäude gibt es regionale Unterschiede der Ausstattung und Beschaffenheit, die sich auf den Raumwärmebedarf auswirken [Tabula, 2015], [TUB E&R, 2017], [Zensus, 2011], [EnEV Leitfa-den, 2014]. Somit werden die regionalen Daten mit angepassten Gebäudetypen in urbanen und ländlichen Regionen (<500k Einwohner) sowie in den alten und neuen Bundesländern differenziert.



Abbildung 17: Methode für die Berechnung eines regionalen Gasverbrauchs

Für die Modellierung der Bereitstellung von Raumwärme durch Gasanwendungen ist die installierte Heiztechnik ausschlaggebend [BDEW, 2015]. Die zu diesem Zeitpunkt bestmögliche verfügbare Datenbasis liegt in einer regionalen Auflösung auf der Ebene der Bundesländer (NUTS1) vor und wird daher auf die Gebäudetypen gleichverteilt. Weiterhin wird von einer Kopplung der Technik zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser ausgegangen. Der Warmwasserbedarf unterliegt ebenfalls regionalen Unterschieden und kann auf Basis von [Techem, 2012] für 26 PLZ-Gebiete als durchschnittlicher Wasserverbrauch je Wohnung angegeben werden. In Verbindung mit den Angaben des Zensus zur Bevölkerung und Wohnungen kann der Endenergiebedarf Gas für die Warmwasserbereitung bestimmt werden [Zensus, 2011], [VDI 2067, 2010], [Techem, 2012]. Es ergibt sich ein Verteilungsschlüssel für den Sektor private Haushalte aus den Parametern Anzahl Gebäudetyp, Anzahl Wohnungen, Bevölkerung und einem Klimafaktor. Die Parameter nach Zensus liegen auf Gemeindeebene vor und werden für die weitere Berechnung für die Stadt- und Landkreise aggregiert. Die Modellierung der zeitlichen Auflösung für den Sektor Private Haushalte erfolgt im nächsten Abschnitt.

Der regionale und zeitlich hoch aufgelöste Gasbedarf für den Sektor Gewerbe Handel Dienstleistung (GHD) wurde vom Projektpartner GWI bereitgestellt und in das Modell aufgenommen.

Der Gasbedarf für den Stromsektor ergibt sich aus den Modellrechnungen der Projektpartner [KIT-IIP, RWTH] und kann direkt den Standorten der Gaskraftwerke zugeordnet werden. Der regionale Gasbedarf ändert sich mit der Zusammenstellung des Kraftwerkparks und ist somit abhängig vom jeweiligen Szenario und Modellergebnis.

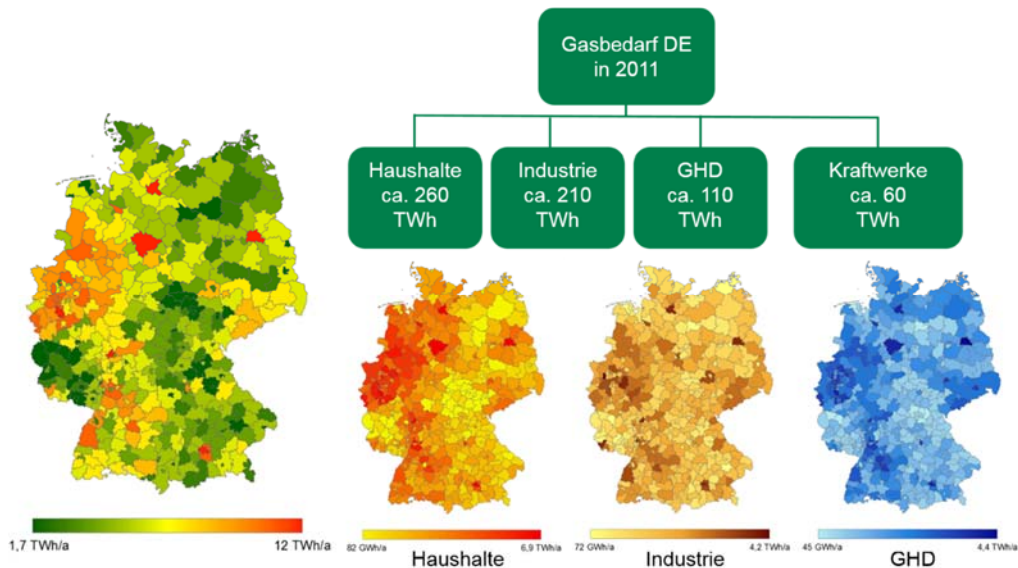


Abbildung 18: Regionalisierter Gasbedarf nach Sektoren für das Jahr 2011

Die Verteilungsschlüssel für die Regionalisierung der Sektoren werden für die fortlaufenden Jahrescheiben als konstant angenommen, im Sektor Industrie wird eine Verschiebung des Energie- und Gasbedarfs innerhalb der Wirtschaftszweige berücksichtigt. Abbildung 19 stellt den regionalen Gasbedarf für das Jahr 2050 dar.

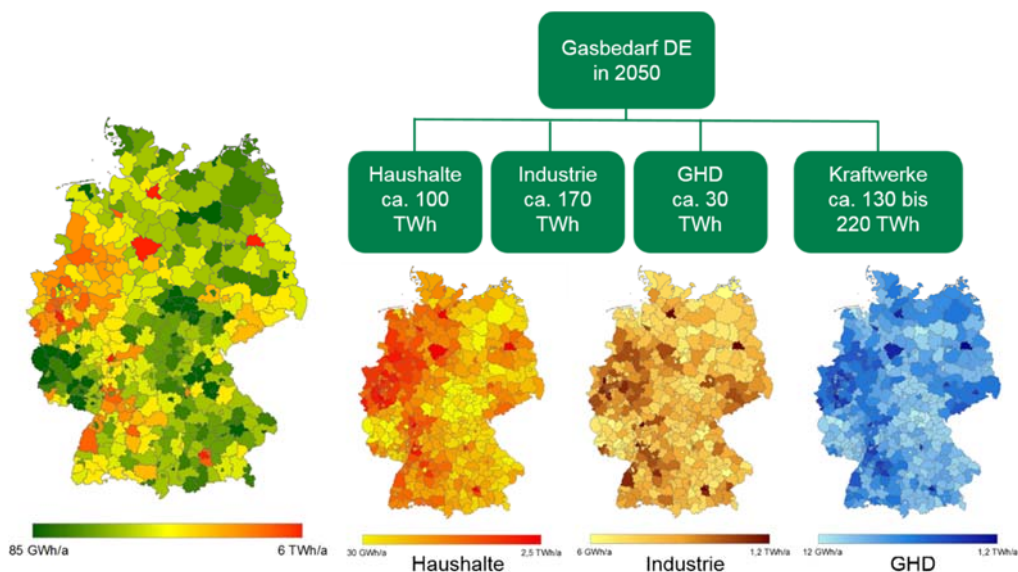


Abbildung 19: Regionalisierter Gasbedarf nach Sektoren für das Jahr 2050

Quelle: TUB-ER Stand 2016

2.3.3.1.3 Zeitliche Auflösung

Der räumlich und zeitlich aufgelöste Gasverbrauch der Sektoren Industrie, private Haushalte und GHD beruht auf branchenspezifischen Schichtprofilen und regional aufgelösten stündlichen Temperaturdaten. Es wird hier davon ausgegangen, dass sich die Lastprofile einer Branche regional nicht unterscheiden. Eine zukünftige Änderung des Gasverbrauchs wird durch eine Veränderung der Branchen auf nationaler Ebene abgebildet.

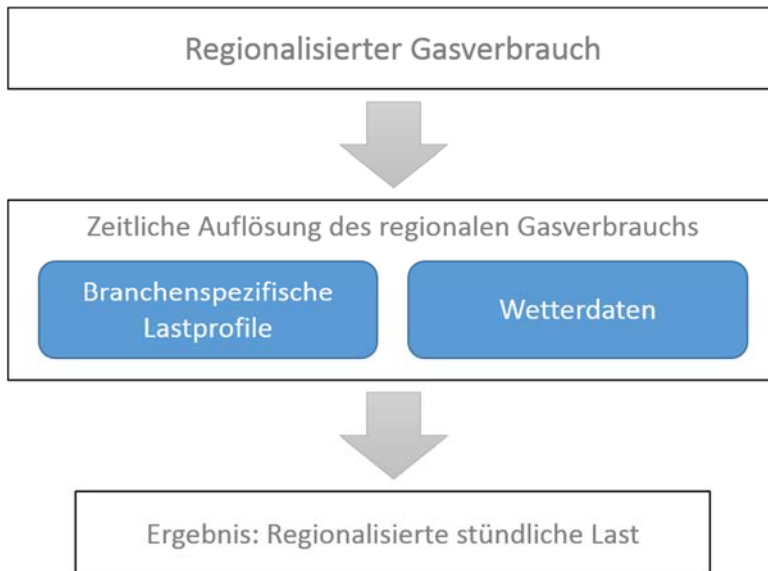


Abbildung 20: Zeitliche Auflösung des regionalisierten Gasverbrauchs

Im Sektor Industrie wird der regional vorliegende Gasverbrauch je Wirtschaftszweig mit branchenspezifischen Schichtprofilen stündlich aufgelöst. Durch Verwendung dieser Profile werden Verbrauchsschwankungen über den Tagesverlauf sowie Wochentagsfaktoren berücksichtigt. Der daraus resultierende stündliche Gasverbrauch wird für jeden Stadt- und Landkreis aggregiert. Somit lässt sich ein zeitlich hoch aufgelöster Gasverbrauch je Stadt- und Landkreis in Abhängigkeit von regionalen Strukturen im Sektor Industrie ableiten.

Der regionale stündliche Gasverbrauch des Sektors private Haushalte ergibt sich vor allem durch die Bereitstellung von Raumwärme und ist somit abhängig von der Außentemperatur. Raumwärme soll immer dann bereitgestellt werden, wenn eine gebäudetyp-spezifische Grenztemperatur unterschritten und die Differenz zur gewünschten Innentemperatur ausgeglichen werden soll. Es werden bei der zeitlichen Auflösung des Gasverbrauchs im Sektor private Haushalte Temperaturdaten für das Jahr 2011 verwendet [IWES, 2015] sowie regionale Besonderheiten der Gebäudestruktur (Grenztemperatur, Wärmegewinne, etc.) berücksichtigt [Tabula, 2015]. In Abbildung 21 ist der Verlauf der Außentemperatur für alle regionalen Wetterstationen dargestellt.

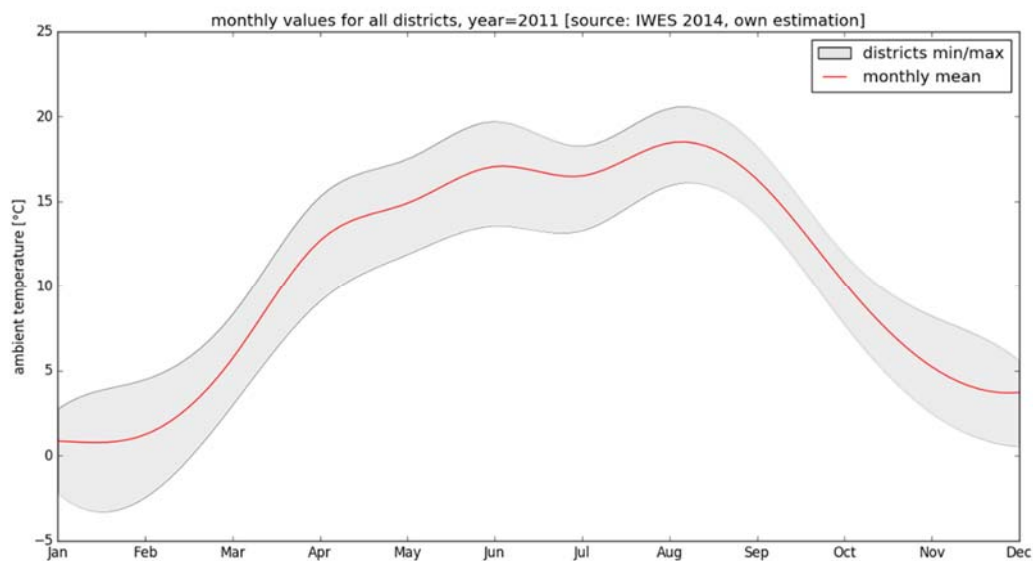


Abbildung 21: Temperaturdaten

Die zeitliche Auflösung des Raumwärmebedarfs beruht also auf der modellierten Veränderung des Raumwärmebedarfs je Gebäudetyp durch Berücksichtigung stündlicher Werte für die Außentemperatur je Stadt- und Landkreis. Die Aufbereitung von Warmwasser wird an die Bereitstellung von Raumwärme geknüpft, wobei eine zeitlich konstante Nutzung angenommen wird. Die Nutzung von Gas für Prozesswärme wird für diesen Sektor vernachlässigt. Der für die Sektoren Industrie, private Haushalte und GHD modellierte stündliche Gasverbrauch liegt in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung vor. Für die weiteren Betrachtungen wird der gesamte Gasverbrauch auf der Ebene der Stadt- und Landkreise aggregiert. Der resultierende Lastgang je Stadt-/Landkreis wird allokiert und den Ausspeisepunkten im Gasnetzmodell zugeordnet. Die Lastgänge sind regional unterschiedlich und von der sektoralen Prägung der jeweiligen Region abhängig. Somit ergibt sich eine signifikante Variation des zeitlichen Verlaufs der Last an den Ausspeisepunkten des Gastransportnetzes.

In Abbildung 22 ist der aggregierte Gasverbrauch für das Jahr 2050 in einer Übersicht in täglicher Auflösung dargestellt. Hierbei ist die jahreszeitliche Struktur deutlich zu erkennen, welche vor allem durch den im Sommer abfallenden Verbrauch in den Sektoren GHD und private Haushalte geprägt wird.

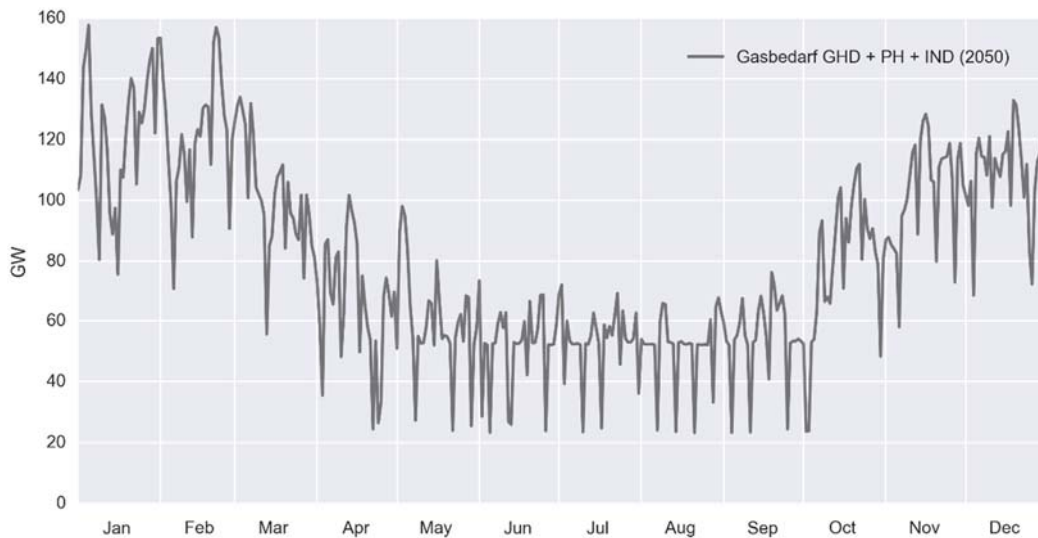


Abbildung 22: Jahresverlauf des betrachteten Gasverbrauchs für das Jahr 2050

2.3.3.2 Transport und Speicherung

Infrastrukturen für die Versorgung mit Strom und Gas sind komplexe Systeme, die hinsichtlich einer zukünftig verbesserten Integration untersucht werden sollen. Für die Systemanalyse und szenarienbasierte Untersuchung der Potenziale und Grenzen einer zukünftigen Nutzung von Wasserstoff und/ oder synthetischem Methan aus erneuerbaren Energien wird die physische Gasinfrastruktur in einem strömungsmechanischen Gasnetz- und -flussmodell abgebildet. Hierfür sind folgende Bestandteile und Aspekte zu berücksichtigen:

- Abbildung des überregionalen Transports und der Speicherung von Gas in Deutschland und Europa
- Weiterentwicklung und Verfeinerung des Modells für
 - den Ansatz von Ausbauprojekten aus dem Netzentwicklungsplan Gas
 - die Integration der Versorgung mit L- und H-Gas
- Abbildung von Verdichterstationen
- Netzdienlicher Einsatz von Gasspeichern
- Aufkommen und Verbrauch in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung
 - Import, Export, siehe Abschnitt 3.3
 - Verbrauch, siehe Abschnitt 3.1

Der vorliegende Gasverbrauch der Sektoren Industrie, Private Haushalte und GHD wird für die weitere Untersuchung in das Gasnetzmodell aufgenommen und in einem Geoinformationssystem den Ausspeisepunkten auf regionaler Ebene allokiert. Die weiteren erforderlichen Modell-daten über Aufkommen und Verbrauch können den Ein- und Ausspeisepunkten im Modell direkt zugeordnet werden.

Ausgehend von den Arbeiten am Lehrstuhl Gasversorgungssysteme der TU Clausthal wurde nach dem Wechsel an die TUB das technische Gasinfrastruktur-/systemmodell am Fachgebiet TUB-ER kontinuierlich weiterentwickelt, welches den aktuellen Stand der Gastransportnetze in Europa bis zur Elementebene abbildet. Das technische Infrastrukturmodell setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen, welche in einem Geoinformationssystem vorgehalten und verwaltet werden. Für die quantitative Untersuchung und Systemanalyse wird ein Netzsimulator eingesetzt. Die hinterlegten Rohrleitungen und deren Verknüpfung zu Netzen bilden die Infrastrukturbasis des Modells. Weitere Bestandteile sind Ein- und Ausspeisepunkte zur Abbildung vor- und nachgelagerter Infrastrukturen, Verdichterstationen und Gasspeicher, welche in das Modell aufgenommen wurden.

2.3.3.2.1 Modellierte Leitungen

Der Verlauf von Rohrleitungen wird anhand öffentlicher und kommerziell verfügbarer Daten der Netzbetreiber und anderer Quellen abgebildet. Hierzu werden Netzpläne in einem Geographischen Informationssystem (GIS) georeferenziert und der räumliche Verlauf der Gasleitungen nachmodelliert, indem jedem Leitungssegment ein Anfangs- und Endknoten zugewiesen wird. Jedem dieser Segmente werden dann Attribute zugewiesen, wie z. B. Leitungslänge, Durchmesser, Alter, maximale Geschwindigkeit und Rauigkeit. Zudem werden den Anfangs- und Endknoten weitere Informationen wie maximaler Druck und Gasqualität zugewiesen. Da diese Informationen nicht grundsätzlich für alle Leitungen und Netze zur Verfügung stehen, müssen Annahmen getroffen werden. Neben den zuvor genannten Parametern müssen Annahmen an Verbindungsstellen angrenzender Markgebiete verschiedener Netzbetreiber und der Gasqualität getroffen werden. Das Resultat ist ein vermaschtes Rohrleitungsnetz, welches dem tatsächlichen Verlauf der jeweiligen Leitungen möglichst präzise folgt. In der folgenden Abbildung ist der Verlauf des Gastransportnetzes des Netzbetreibers Ontras dem Modellverlauf gegenübergestellt (siehe Abbildung 23).

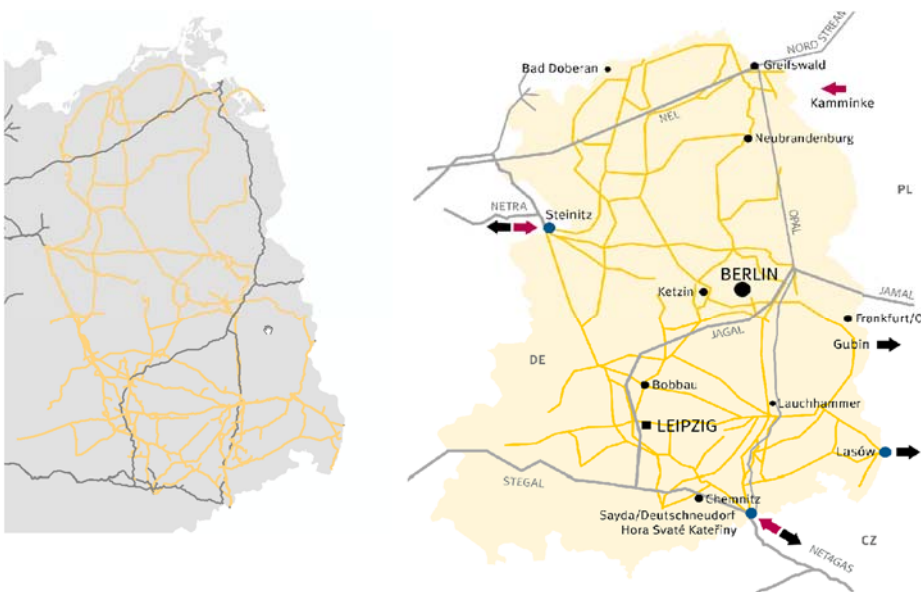


Abbildung 23: Modelliertes Netz im Vergleich zu verfügbaren öffentlichen Daten

Quelle: [Ontras, 2015], TUB ER

2.3.3.2.2 Modellierte Punkte

Punkte im Modell bilden Anschlussverhältnisse zu vor- oder nachgelagerten Netzen / Infrastrukturen, Anlagen (Kraftwerke, Industrie) oder Netzübergänge ab. Hierbei wird in einem Gasnetz grundsätzlich zwischen Ein- und Ausspeisung unterschieden. Ausspeisepunkte können Verknüpfungen zwischen Fernleitungsbetreibern und/oder nachgelagerten Verteilnetzen, direkt angeschlossene Verbraucher, Industrie, Kraftwerke abbilden. Einspeisepunkte können Import, LNG-Terminals, Gasproduktion, Power-to-Gas oder Biogasanlagen abbilden. Bidirektionale Punkte können Gasspeicher, Grenzübergangspunkte, Verknüpfungen zwischen Fernleitungsbetreibern und Mischanlagen sein. Die Ein- und Ausspeisepunkte werden direkt auf die Leitungen platziert. Somit wird eine modellierte Anbindung an die Leitungssegmente gewährleistet und die Verbindung sämtlicher Elemente zu Netzen (Topologie) realisiert. Die Lage der Punkte kann auf Grundlage öffentlicher Daten und den Angaben der Netzbetreiber nachvollzogen werden. Ergänzt werden diese Informationen durch detaillierte Karten, falls vorhanden. Jedem dieser Punkte werden weitere Attribute wie z. B. Name, Gasqualität, Flussrichtung, Punkt-Typ, maximaler Druck und Betreiber zugeordnet. Untertägige Gasspeicher werden als Ein- und Ausspeisepunkt im Gasnetzmodell modelliert, daneben werden ihnen weitere Modellparameter für die Bewirtschaftung zugeordnet. Verdichterstationen zählen zu den komplexeren Bauteilen des Gasnetzmodells. Um diese hinreichend gut modellieren und in die Leitungssegmente integrieren zu können, werden diverse Informationen benötigt. Hierzu gehören Standort, technische Parameter für die Abbildung der Maschinen und die Geometrie der Einbindung. Für genauere Untersuchungen sind Informationen über die Fahrwegs-Kombinationsmöglichkeiten erforderlich. Verdichterstationen werden als Leitungssegmente in das Gasnetzmodell eingefügt. In Abbildung 24 ist die Modellierung einer Verdichterstation nebst Einbindung in das Netz dargestellt, wobei die erforderlichen technischen Randbedingungen aus dem Netzentwicklungsplan Gas entnommen wurden.

Bundesland	Gasqualität	Leitung			Anlagenleistung	Planerische Inbetriebnahme
		Länge	DN	DP		
NRW	H-Gas	--	--	--	(2+1) x 5 MW	2018

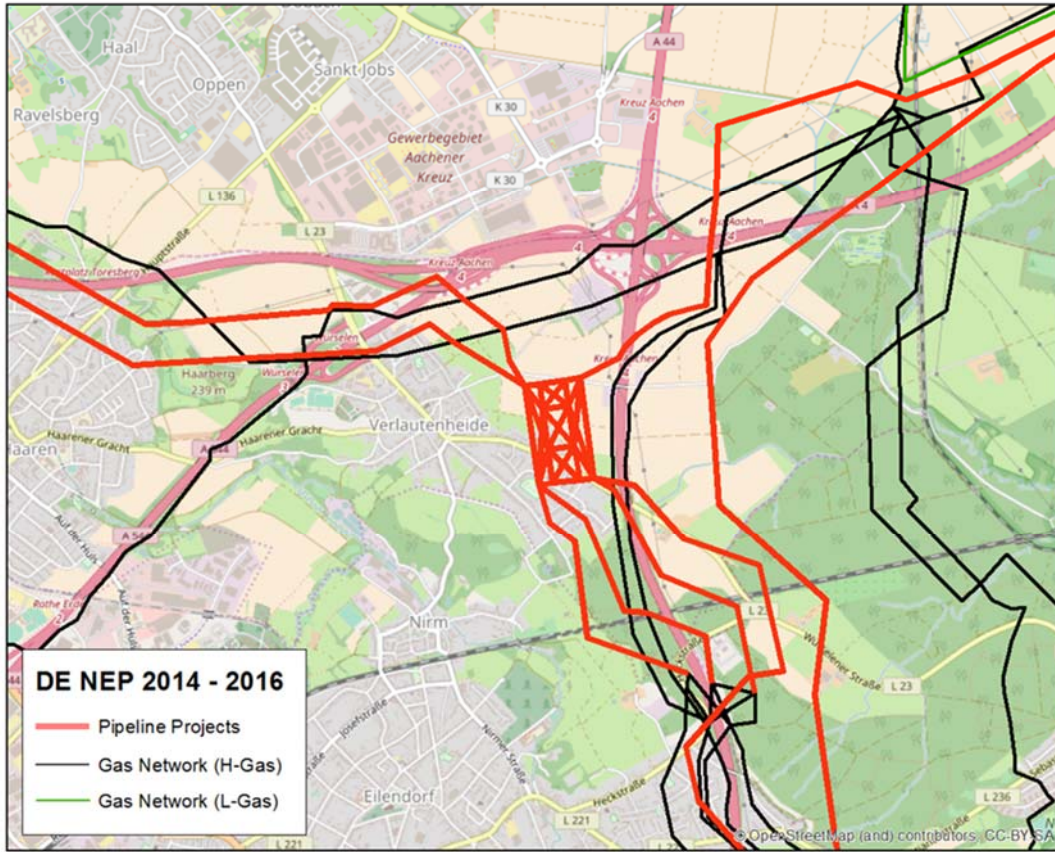


Abbildung 24: Modellierung einer Verdichterstation und Netzeinbindung

Quelle: NEP 16 Maßnahmensteckbrief [NEP Gas, 2016]

2.3.3.2.3 Überblick und Netzausbau

Der aktuelle Stand des Modells umfasst eine Abbildung der Gastransportnetze der EU28 Mitgliedsstaaten, siehe Abbildung 25.

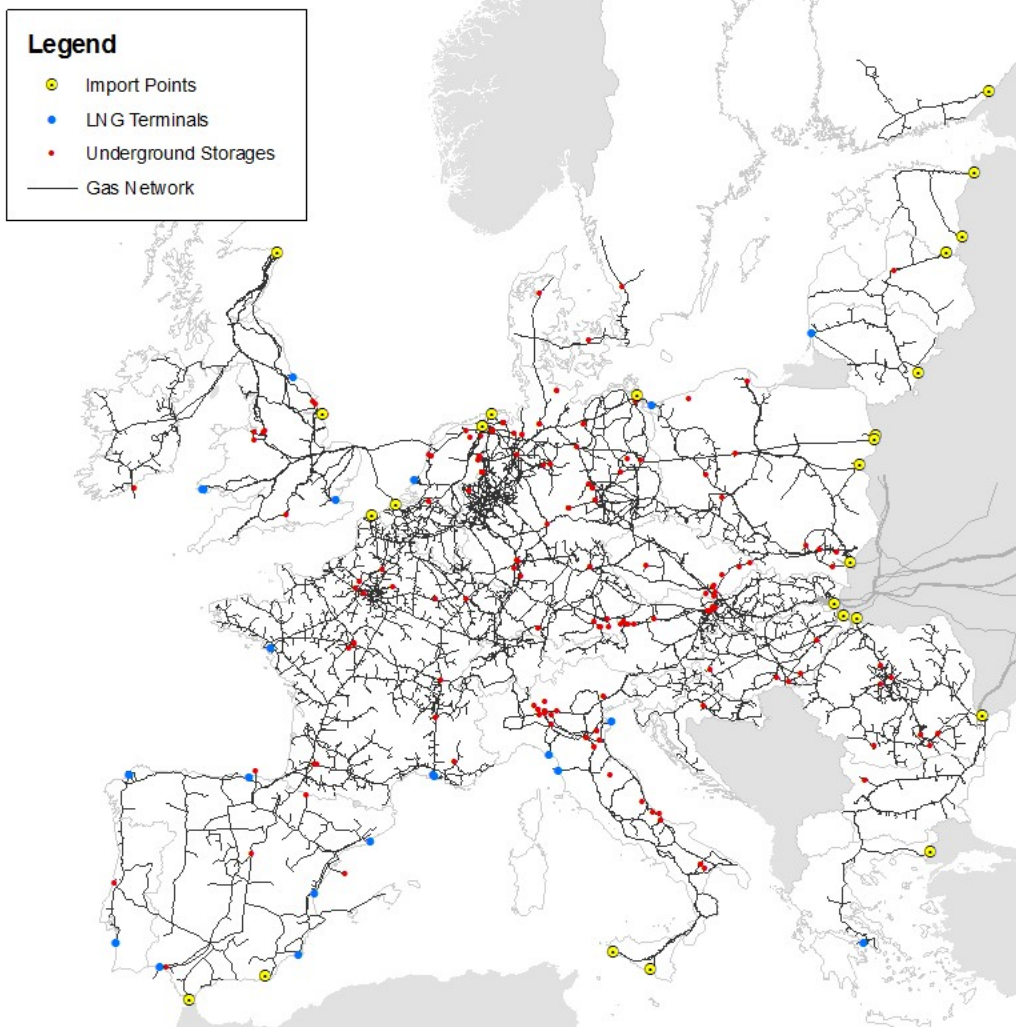


Abbildung 25: Europäisches Gastransportnetzmodell

Quelle: TUB-ER Stand 2016

Für den Untersuchungsrahmen und die Szenarien wird ein (Teil-)Netzmodell ausgewählt. Das (Teil-)Netzmodell umfasst Gastransport- und regionale Leitungen in Deutschland, daran angeschlossene untertägige Gasspeicher sowie relevante Anschlusspunkte zu den Nachbarländern für den Im- und Export von Gas auf europäischer Ebene. Durch die hohe Granularität des Netzmodells für Deutschland werden die 16 Fernleitungsnetzbetreiber sowie relevante Leitungen für die regionale Verteilung (u. a. GTG Nord, Avacon/-Hochdrucknetz, Open Grid Regional) erfasst.

Tabelle 3: Vergleich des gewählten Gasnetzmodells mit den Angaben aus dem Netzentwicklungsplan Gas

Elemente	Ausgewähltes (Teil-)Modell	Steckbriefe NEP Gas
Leitungslänge gesamt	ca. 35.000 km	ca. 39.000 km
Ein- / Ausspeisepunkte	ca. 4.100	ca. 3.400
Grenzübergangspunkte	ca. 60	ca. 60
Verdichterstationen	ca. 70	ca. 70

Quelle: [NEP Gas, 2014 - 2016], TUB ER

Für die Entwicklung der Infrastruktur und die zukünftigen Veränderungen wurden sämtliche Projekte aus den Netzentwicklungsplänen Gas 2014 bis 2016 [NEP Gas, 2014], [NEP Gas, 2015], [NEP Gas, 2016] integriert. Dies umfasst neben dem Neubau von Leitungen auch geplante Verdichter- und Mess- und Regelstationen. In den Netzentwicklungsplänen ist kein Rückbau vorgesehen. Die Leitungen und Armaturen wurden analog zum Vorgehen des bereits vorhandenen Modells modelliert und in den Datenbestand integriert. Die Integration von Verdichterstationen erfordert die Auftrennung bereits modellierter Leitungen. In Abbildung 26 ist das für die Untersuchung erweiterte Gasnetzmodell dargestellt, in dem alle Projekte aus dem NEP farblich hervorgehoben werden.

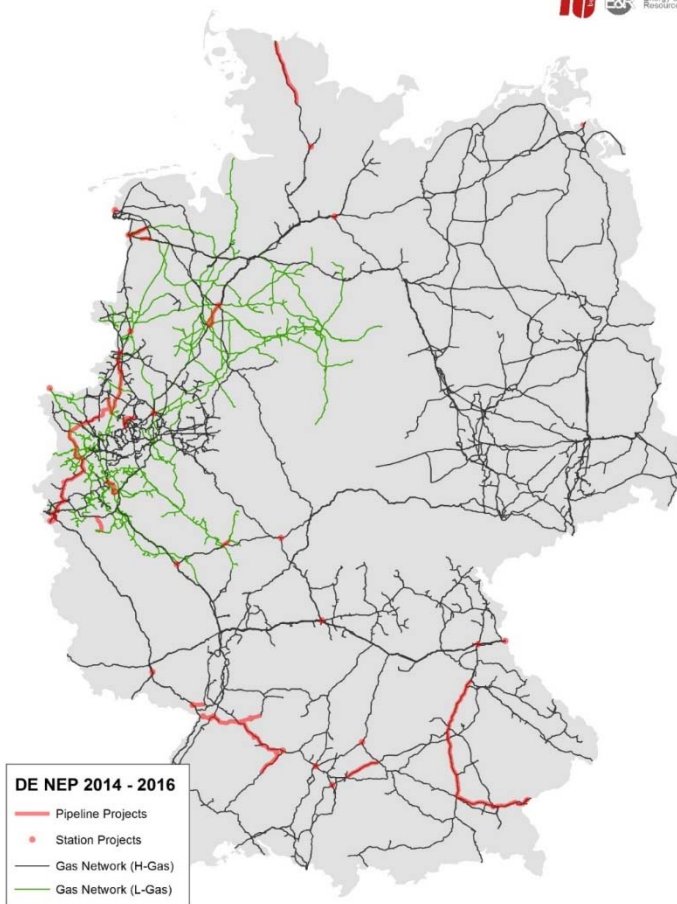


Abbildung 26: Derzeitige Gastransportnetze in Deutschland und Netzausbauprojekte

Quelle: TUB ER, [NEP Gas, 2014], [NEP Gas, 2015], [NEP Gas, 2016]

2.3.3.3 Gasaufkommen

Deutschland spielt aufgrund seiner geographischen Lage eine besondere Rolle für die Gasversorgung in Europa, die wichtigsten Gasleitungen für den Import und die Weiterleitung von Gas in die Nachbarländer verlaufen über das Bundesgebiet. Weiterhin befinden sich durch die geographische Lage und geologisch vorzugswürdige Gegebenheiten erhebliche Kapazitäten an untertägigen Gasspeichern für die Absicherung von Gaslieferungen durch Bevorratung und Speicherung im Untergrund in Deutschland. Hier werden nennenswerte Mengen an Gas auch für die Versorgung von Nachbarländern vorgehalten. Für die Modellierung der Gasnetze in Deutschland hinsichtlich Import und Export von Gas im europäischen Kontext wurden folgende Annahmen getroffen [TUB E&R, 2017], [TUD, 2016]:

- sinkende Gasnachfrage in Deutschland, stabile oder leicht steigende Nachfrage in den europäischen Nachbarländern
- keine Förderung unkonventioneller Vorkommen von Erdgas in Deutschland
- Vollständige Integration der L-/H-Gas Versorgung
- starker Rückgang der Gasförderung in der Nordsee, geringe Gasimporte aus Norwegen

- Realisierung des Projekts Nord Stream 2
- keine Importe aus Tschechien
- Reversierung der TENP, Import von Gas via Italien
- Ausbau der Gasspeicher entsprechend NEP 2016 [NEP Gas, 2016]

2.3.3.3.1 Import

Unter Berücksichtigung dieser Annahmen nimmt die Bedeutung Deutschlands als wichtiges Land für den Transit von Gas weiter zu. Die Transitgasmenge steigt insgesamt von etwa 110 TWh_{th,Hi} im Jahr 2011 auf etwa 740 TWh_{th,Hi} im Jahr 2050 [TUD, 2016]. Die Gasversorgung wird hier vor allem aus Russland über die großen Import-Korridore Nord Stream 1&2 und Jamal (Polen) sichergestellt. Es wird davon ausgegangen, dass der Import aus Nordsee & Norwegen nicht wegfällt, jedoch sehr stark zurückgeht, siehe Abbildung 27.

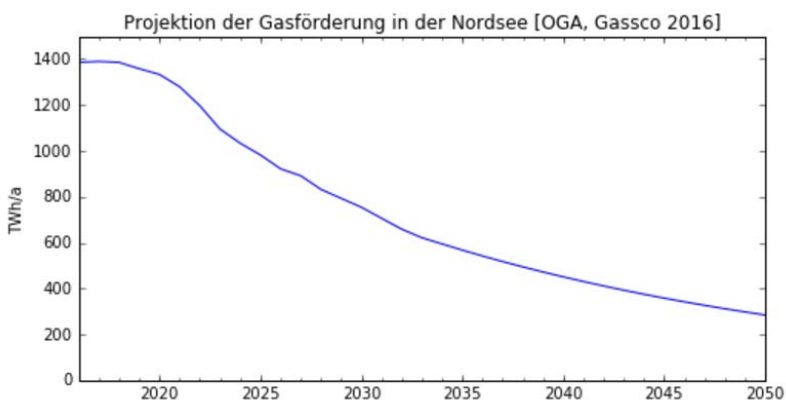


Abbildung 27: Projektion der Gasförderung in der Nordsee bis 2050

Zusätzliche Gasmengen werden durch die Reversierung der TENP erschlossen, welche aus Nordafrika oder der Trans-Adria-Pipeline (Aserbaidschan) stammen können. Weiterhin wird von einer geringen Exportkapazität in Richtung Dänemark ausgegangen. Insgesamt herrscht ein Ost (Import) West (Export) Gefälle vor, wobei nennenswerte Gasmengen über Tschechien im Südosten für die Versorgung in Frankreich abgetauscht werden. Eine Übersicht über den modellierten Import und Export von Gas ist in Abbildung 28 dargestellt.

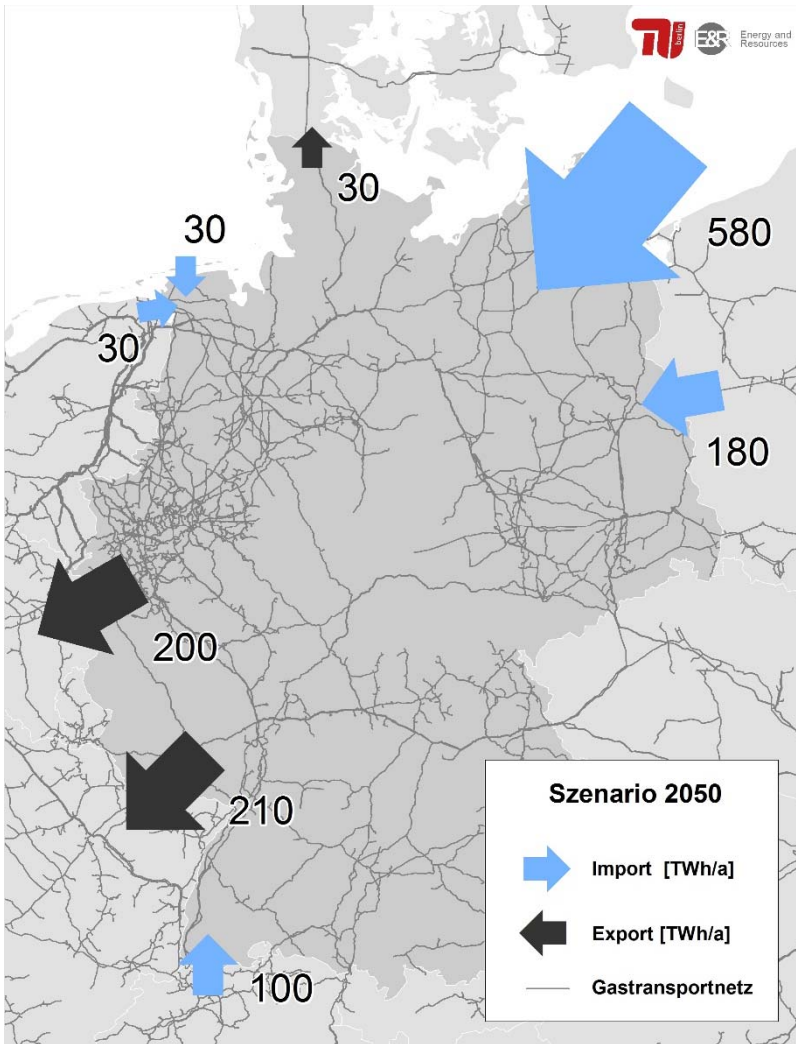


Abbildung 28: Import und Export von Gas im europäischen Kontext

Quelle: [TUD, 2016], [TUB E&R, 2017]

2.3.3.3.2 Erneuerbare Gase

Ein weiterer Beitrag zu dem Aufkommen von Gas ergibt sich durch erneuerbare Gase aus dem Stromsystem durch PtG Technologie als auch durch die Produktion von Biogas. Hierbei wurde vom Projektpartner DBI ein regionales Biogaspotenzial bereitgestellt, als Jahreswerte je Stadt- und Landkreis. Für eine verbesserte Vergleichbarkeit mit dem regionalen Gasverbrauch wurden die Daten in eine entsprechende zeitliche Auflösung gebracht und umgerechnet. Die folgende Abbildung 29 stellt das regionale Biogaspotenzial je Stadt- und Landkreis dar sowie die Differenz zwischen Gasverbrauch und Biogaspotenzial.

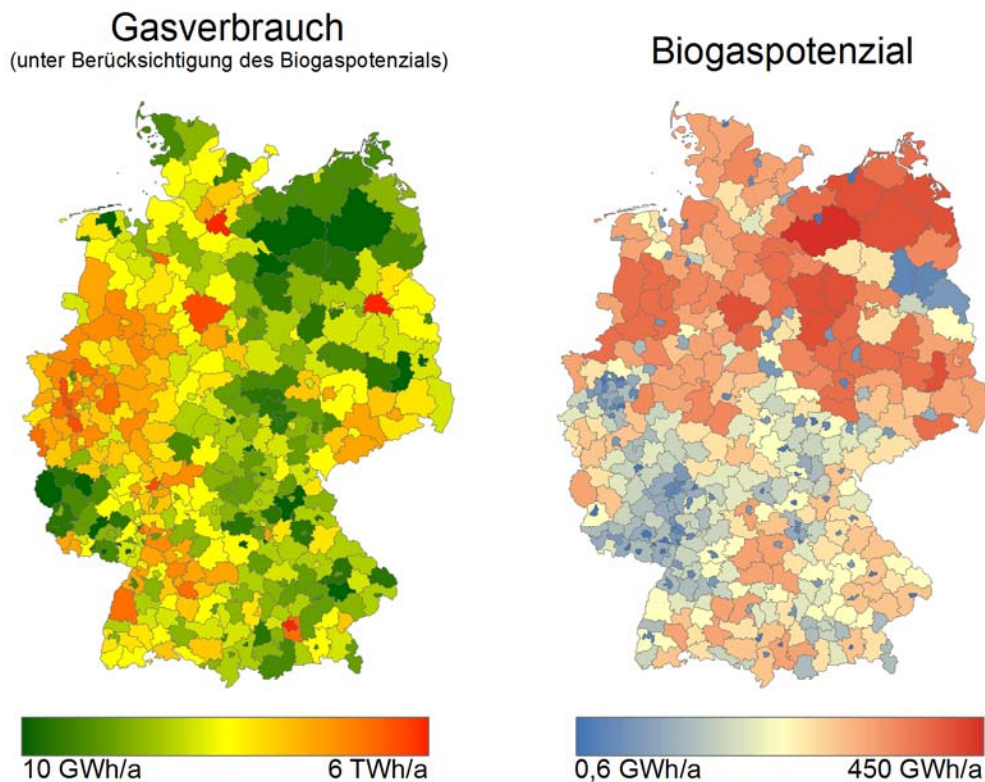


Abbildung 29: Regionale Darstellung der Differenz zwischen Gasverbrauch und Biogaspotenzial

Quelle: TUB ER, DBI

In der linken Kartendarstellung ist zu erkennen, dass das hohe Aufkommen von Biogas in keinem Stadt- oder Landkreis den Gasverbrauch decken kann. Vor allem der Gasbedarf von Ballungsräumen und industriintensiven Regionen wird nicht erreicht. Lediglich ländliche Regionen wie z. B. Mecklenburg-Vorpommern mit einem hohen Biogaspotenzial bei vergleichsweise geringem Gasverbrauch weisen ein ausgeglichenes Verhältnis auf.

Das Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff ergibt sich aus der Struktur des zukünftigen Kraftwerksparks in Deutschland und Europa und den Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern. Dieser Zusammenhang spiegelt sich in den Modellrechnungen und betrachteten Szenarien der Projektpartner wieder. Die Unterschiede bezogen auf den Gasbedarf für die Stromerzeugung und das Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff lassen wie folgt verdeutlichen, siehe Tabelle 4.

Tabelle 4: Übersicht Kennwerte der verschiedenen Szenarien

	80%-EE-Szenario	100%-EE-Szenario konzentriert	100%-EE-Szenario verteilt
Anzahl Verknüpfungen Strom <-> Gas	3	17	30
Aufkommen H₂ [TWh_{th} H₂/a]	4	78	117

Quelle: RWTH (Werte gerundet)

Im ersten Szenario ist das Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff aus dem Stromsystem gering und beschränkt sich auf drei Standorte für eine mögliche Verknüpfung. Im zweiten Szenario mit 100% erneuerbarer Stromerzeugung steigt das Aufkommen deutlich auf ca. 80 TWh_{el}/a und ca. 20 Verknüpfungspunkte, vgl. Abbildung 30. Im dritten Szenario steigt das Wasserstoffaufkommen noch weiter auf ca. 120 TWh_{th}/a und ca. 30 Verknüpfungspunkte.

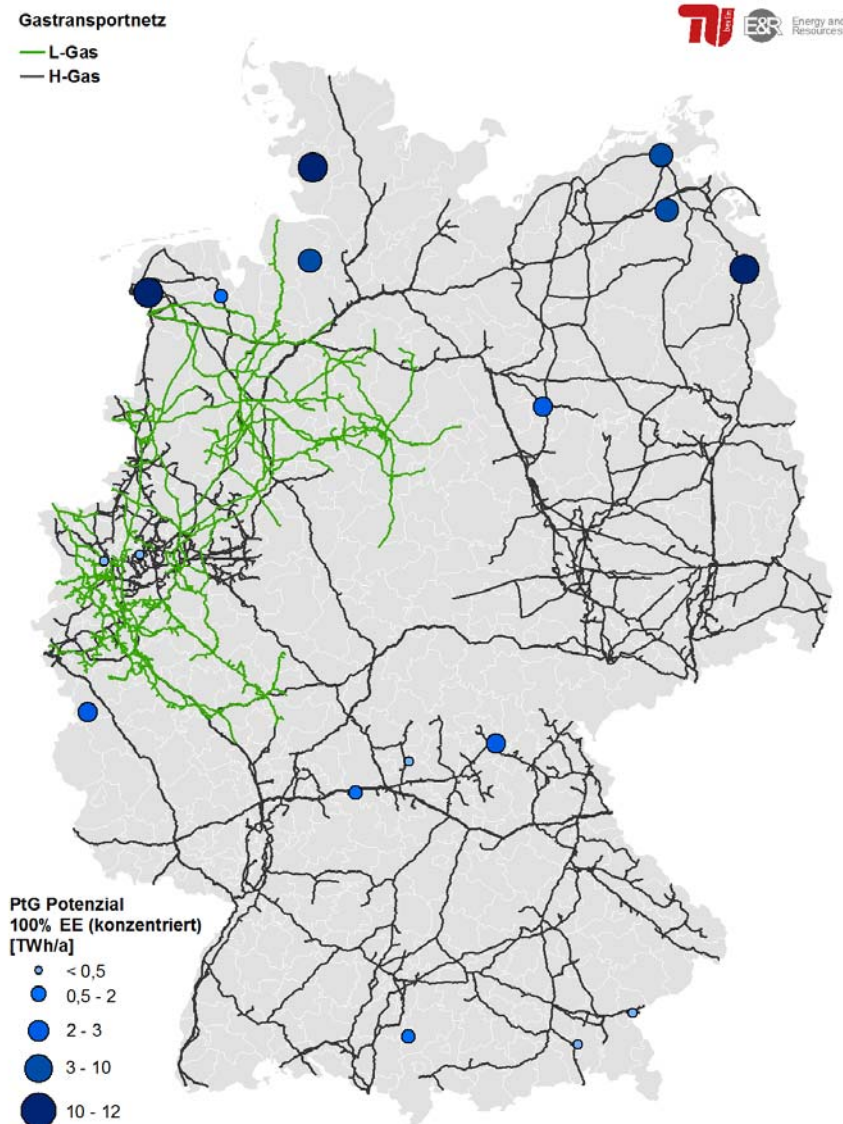


Abbildung 30: Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff aus dem Stromsystem für das 100%-EE-Szenario

Quelle: TUB ER, RWTH

Voraussetzung für eine Integration von Strom- und Gasnetzen ist die Überwindung der räumlichen Distanzen zwischen Aufkommen von erneuerbarem Wasserstoff und dessen Einspeisung in das Gasnetz. Für eine erfolgreiche Kopplung des Strom- und Gassektors ergibt sich ein Bedarf an Netzausbau, damit überschüssiger erneuerbarer Strom in Form von Wasserstoff oder synthetischem Methan in das Gasnetz eingespeist und dort genutzt werden kann.

3. Annahmen und Basisdaten

3.1 Szenarien – Überblick

Ausgangspunkt der Szenarien ist das Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 [Bundesregierung, 2010] unter Berücksichtigung der im Jahr 2013 im Rahmen der Koalitionsvereinbarungen getroffenen Vereinbarungen. Eine Auswahl der wichtigsten Zielsetzungen und gesetzten Annahmen findet sich in Tabelle 5. So ist es erklärtes Ziel der Bundesregierung, die CO₂-Emissionen bis 2020 um 40 % und um mindestens 80 % bis 95 % bis zum Jahr 2050 zu reduzieren. Ebenfalls wird angenommen, dass der geplante Kernenergieausstieg entsprechend dem vorgegebenen Zeitplan bis zum Jahr 2022 vollzogen wird.

Tabelle 5: Ausgewählte Zielsetzungen für die Szenariengenerierung

	2014	2020	2030	2040	2050
Treibhausgasemissionen (geg. 1990)	-27 %	-40 %	-55 %	-70 %	-80 bis -95 %
Reduktion des Primärenergieverbrauchs (geg. 2008)	-8,7 %	→			50 %
Bruttostromverbrauch (geg. 2008)	-4,6 %	-10 %	→		-25 %
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch	27,4 %	35 %	50 %	65 %	80 %
Anteil Erneuerbarer am Bruttoendenergieverbrauch	13,5 %	18 %	30 %	45 %	60 %
Primärenergiebedarf Gebäude	-14,8 %	→			-80 %
Anzahl der Elektrofahrzeuge		1 Mio.	6 Mio.		12 Mio.

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016, [BMWi, 2015]

Des Weiteren wird angenommen, dass der Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 um 25 % sinken wird. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass diese Reduktion exklusive der Stromverbrauchszunahmen durch sogenannte „neue“ Verbraucher (Wärmepumpen, Klimaanlagen, Elektrofahrzeuge) zu verstehen ist.

Die Herleitung der zukünftigen Strom- und Gasnachfrage ist im Kontext eines nationalen Energieszenarios zu sehen, das nicht nur durch die in Tabelle 5 aufgelisteten Energiekonzeptziele, sondern auch von einer Vielzahl externer Größen bestimmt wird. Im Nachfolgenden erfolgt eine kurze Erläuterung der gesetzten Rahmendaten und -annahmen, die den KonStGas-Szenarien zugrunde liegen und die im Rahmen eines öffentlichen Projektworkshops am 30.1.2014 in Berlin mit der interessierten Öffentlichkeit diskutiert und festgelegt wurden.

3.1.1 Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung

Bei der Bevölkerungsentwicklung wird auf die 12. Koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung aus dem Jahr 2009 aufgesetzt. Gewählt wird die Variante 1-W2. Die wesentlichen Treiber dieser Variante lassen sich nach [Statistisches Bundesamt, 2009] wie folgt charakterisieren:

Unterstellt wird bis zum Jahr 2020 ein Anstieg des jährlichen Wanderungssaldos (Zuzüge minus Fortzüge) um 200.000 Personen, das danach konstant fortgeschrieben wird.

Angenommen wird eine gegenüber heute steigende Lebenserwartung. Die durchschnittliche Lebenserwartung liegt im Jahr 2060 für Männer bei 85 Jahren und für Frauen bei 89 Jahren, was ein Zuwachs von 7,8 bzw. 6,8 Jahren im Vergleich zur heutigen Lebenserwartung (Zeitraum 2006/2008) bedeutet.

Die Geburtenhäufigkeit bleibt bis zum Jahr 2020 auf einem insgesamt niedrigen Niveau und die Geburtenziffer bleibt auf dem Niveau von 1,4 Kinder je Frau bei einem gleichzeitigen Anstieg des durchschnittlichen Gebäralters um 1,6 Jahre. Ab dem Jahr 2021 werden die Geburtenverhältnisse als konstant angenommen.

Trotz steigender Lebenserwartung nimmt die Zahl der Sterbefälle weiter zu. Die Zahl der Gestorbenen übersteigt die Zahl der Geborenen immer deutlicher. Das so entstehende Defizit kann auch nicht die durch das jährliche Wanderungssaldo kompensiert werden. Dies wiederum führt dazu, dass die Bevölkerungszahl weiter abnehmen wird. So wird die Bevölkerungszahl von heute ca. 82 Millionen Personen bis zum Jahr 2050 auf knapp 74 Millionen Personen (Tabelle 6) sinken. Darüber hinaus führt das Altern der heute stark besetzten mittleren Jahrgänge zu einer signifikanten Verschiebung der Altersstruktur.

Tabelle 6: Bevölkerungsentwicklung (Mio.) im KonStGas-Projekt

2015	2020	2030	2040	2050
81,2	80,4	79,0	76,8	73,6

Quelle: [Statistisches Bundesamt, 2009], IEK-STE 2016

Zur Einordnung der angenommenen Bevölkerungsentwicklung finden sich in Abbildung 31 die Annahmen anderer seinerzeit aktueller Studien. Demnach gehen alle Projektionen von einer abnehmenden Bevölkerungsentwicklung aus. Die für das KonStGas-Vorhaben liegt an der oberen Grenze der ausgewählten Projektionen und ist nahezu identisch, mit der im Rahmen der Energieszenarien [EWI/gws/Prognos, 2010] gewählten Entwicklung.

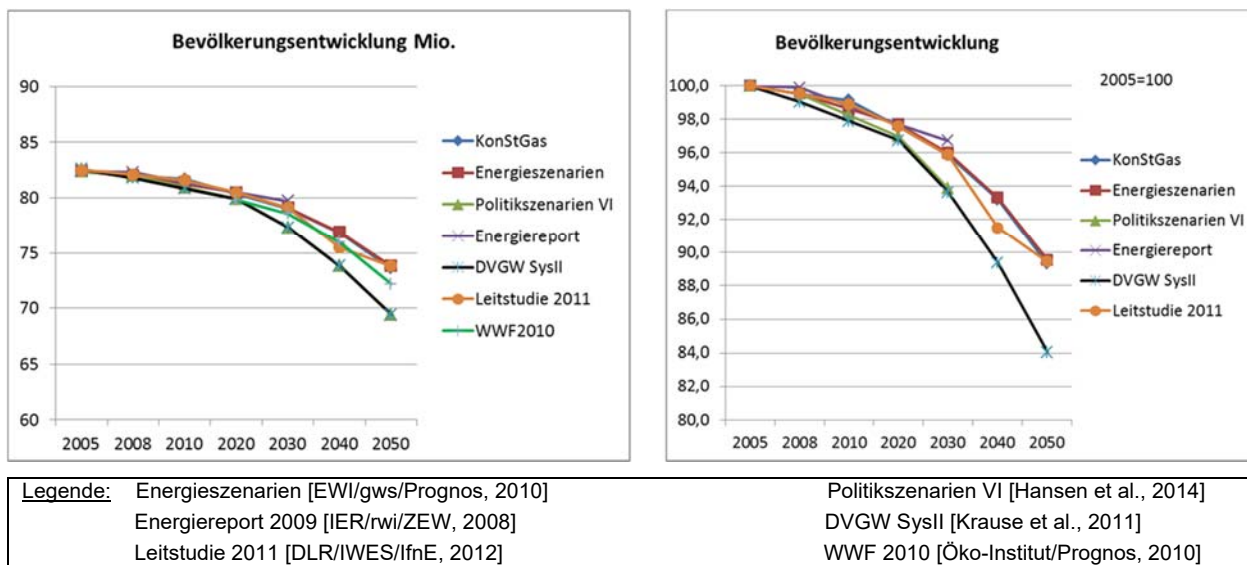


Abbildung 31: Bevölkerungsentwicklung verschiedener Energieprojektionen im Vergleich mit anderen Studien

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

Das Bruttoinlandsprodukt wird bis zum Jahr 2050 mit einer durchschnittlichen realen Wachstumsrate von 0,8 % pro Jahr fortgeschrieben.

3.1.2 Wohnflächennachfrage

Ausgehend von der angenommenen Bevölkerungsentwicklung, eines sich fortsetzenden steigenden spezifischen Wohnflächenverbrauchs, einer Zunahme der Haushalte (z. B. zunehmende Anzahl von Single-Haushalten) sowie eines zu erwartenden steigenden Remanenzeffekts wurde die resultierende Wohnflächennachfrage abgeleitet, die für den Endenergieverbrauch der privaten Haushalte ein maßgeblicher Treiber ist. Entsprechend den gesetzten Annahmen steigt die Wohnfläche von 3.589 Mio. m² im Jahr 2011 bis zum Jahr 2050 auf 3.858 Mio. m² an. Dies entspricht einer spezifischen Flächeninanspruchnahme im Jahr 2050 von 52,4 m²/Person (Tabelle 7).

Tabelle 7: Wohnflächenentwicklung (Mio. m²), ohne Leerstand

2011	2020	2030	2040	2050
3.589	3.612	3.781	3.869	3.858

Quelle: eigene Schätzung IEK-STE 2016

Abbildung 32 zeigt die für das KonStGas-Projekt unterstellte Wohnflächenentwicklung im Vergleich mit den vergleichbaren Annahmen anderer Energieverbrauchsprojektionen. Die Abbildung verdeutlicht, dass alle ausgewählten Projektionen von einer steigenden Wohnflächennachfrage ausgehen trotz sinkender Bevölkerungszahl. Erst ab dem Jahr 2020 bzw. später ist eine Stagnation bzw. Reduzierung festzustellen. D. h. erst ab diesem Zeitpunkt überkompensiert die abnehmende Bevölkerung alle anderen wachstumssteigernden Effekte. Ausnahme bildet der im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums durchgeführte und im Jahr 2009 veröffentlichte Energiereport, in dem erst ab dem Jahr 2040 ein starker Rückgang der Wohnfläche angenommen wird.

Analog zur Bevölkerungsentwicklung liegt die für das KonStGas-Projekt angenommene Entwicklung an der oberen Grenze.

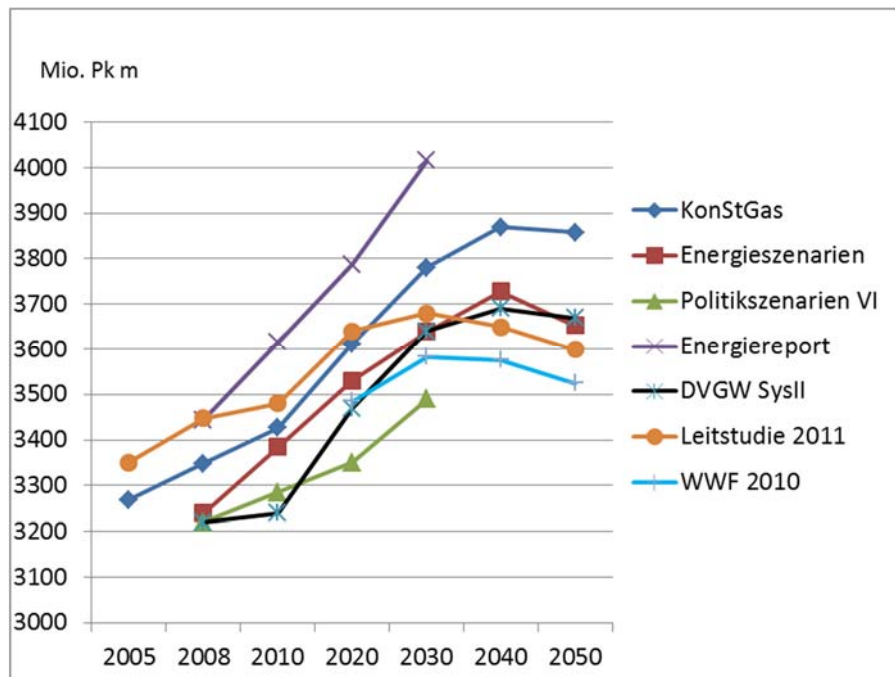


Abbildung 32: Wohnflächenentwicklungen im Vergleich mit anderen Studien

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016, Legende siehe Abbildung 31

3.1.3 Personenverkehrsnachfrage

Für den Verkehrssektor wird davon ausgegangen, dass die Personenverkehrsnachfrage bis zum Jahr 2020 nur noch leicht zunimmt und danach trotz abnehmender Bevölkerungszahl stagniert (vgl. Tabelle 8). Dies bedeutet, dass davon ausgegangen wird, dass die spezifische Personenverkehrsleistung weiter zunehmen wird.

Tabelle 8: Personenverkehrsnachfrage in Mrd. Pkm

2011	2020	2030	2040	2050
1.117	1.144	1.147	1.147	1.140

Quelle: eigene Schätzung, IEK-STE 2016

Abbildung 33 verdeutlicht, dass die für das KonStGas-Projekt unterstellte Entwicklung in etwa dem Trend vieler anderer Projektionen folgt. Lediglich zum Ende des Betrachtungszeitraums wird nicht von einer abnehmenden Verkehrsleistung ausgegangen. Die Projektion des Politiksznarien VI-Vorhabens weicht deutlich von den Vorhersagen der anderen Studien ab. Diese Projektion scheint auch von einem anderen Startwert auszugehen, wie die unterschiedlichen Werte für das Jahr 2008 belegen. Gründe für das signifikante Abweichen lassen sich aus dem vorliegenden Bericht nicht ableiten.

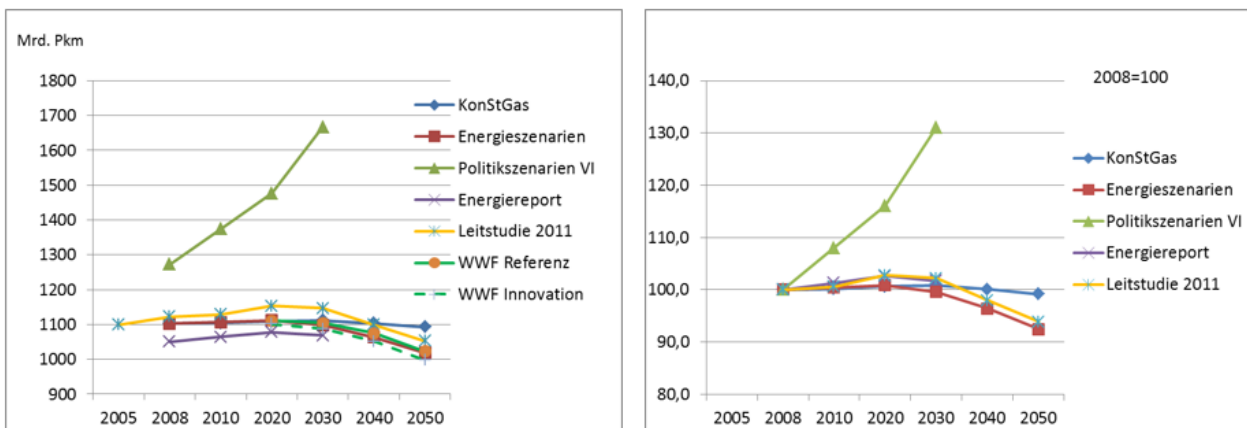


Abbildung 33: Personenverkehrsnachfrage im Vergleich mit anderen Studien

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016, Legende siehe Abbildung 31

3.1.4 Güterverkehrsnachfrage

Im Gegensatz zur Entwicklung der Personenverkehrsnachfrage (vgl. Tabelle 8) wird angenommen, dass die Güterverkehrsleistung deutlich zunimmt (Tabelle 9). Gegenüber 2011 (654 Mrd. tkm) steigt die Güterverkehrsnachfrage bis zum Jahr 2050 um über ein Drittel auf 895 Mrd. tkm. Die Güterverkehrsnachfrage wurde in Korrelation mit dem erwarteten Bruttoproduktionswert sowie der Bevölkerungsentwicklung ökonomisch ermittelt.

Tabelle 9: Güterverkehrsleistung in Mrd. tkm

2011	2020	2030	2040	2050
654	712	764	820	895

Quelle: eigene Schätzung IEK-STE 2016

Abbildung 34 zeigt die angenommene Entwicklung im Vergleich mit den Projektionen anderer Studien. Mit Ausnahme der Politikszenerien-Projektionen gehen alle anderen Studien ebenfalls von einer zukünftig steigenden Güterverkehrsleistung aus. Wie bereits bei den Personenverkehrsleistungen weicht auch hier die Entwicklung der Politikszenerien-Studie stark von den anderen Projektionen ab, indem von einem deutlich stärkeren Wachstum ausgegangen wird. Die Ursachen hierfür sind unbekannt. Auffällig ist ebenfalls, dass die Güterverkehrsleistung der BMU-Leitstudie 2011 [BMU-Leitstudie, 2011] ab dem Jahr 2030 stagniert bzw. ab 2040 sogar rückläufig ist. Es kann nur vermutet werden, dass diese Entwicklung aufgrund von eingeleiteten Maßnahmen stattfindet, die Bestandteil einer Klimaschutzstrategie sind.

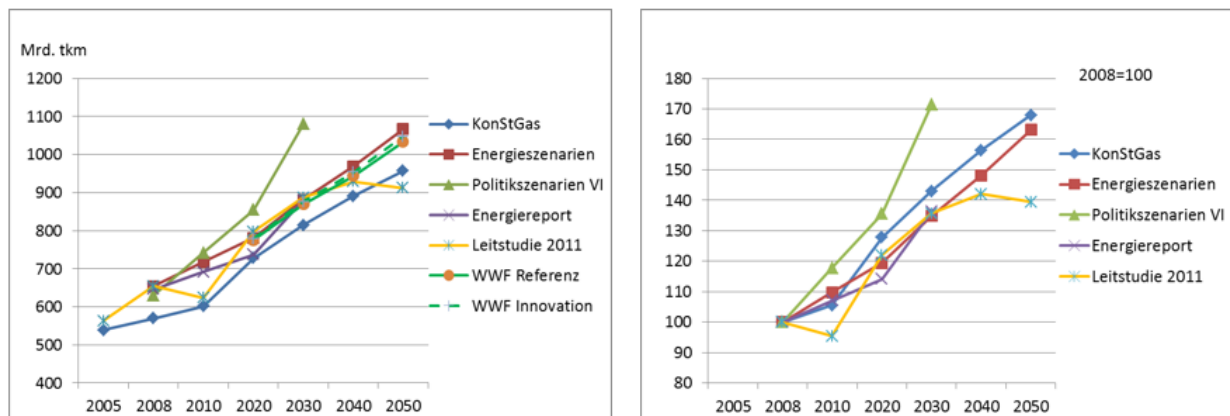


Abbildung 34: Güterverkehrsnachfrage im Vergleich mit anderen Studien

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016, Legende siehe Abbildung 31

3.1.5 Energie- und Zertifikatspreise

Es wurde zwischen den Projektbeteiligten vereinbart, dass die in den nationalen Netzentwicklungsplänen ([NEP Strom, 2013], [NEP Strom, 2014]) angenommenen Energiepreisentwicklungen als Orientierungshilfe zugrunde gelegt werden sollen, da es sich hierbei um konsultierte Daten handelt und über den dort festgelegten Szenariorahmen bei allen beteiligten Akteuren ein weitgehender Konsens besteht. Da in den Netzentwicklungsplänen nur ein Zeitraum von 20 Jahren abgedeckt wird (bis 2034), besteht die Notwendigkeit einer Fortschreibung über diesen Zeitraum hinaus. Für diesen Zeitraum werden die Preisprojektionen der Energieszenarien der Bundesregierung [EWI/gws/Prognos, 2010] herangezogen, die das wesentliche Fundament für das Energiekonzept darstellen. Analog wurde die Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise abgeleitet. Tabelle 10 enthält die Preisprojektionen, die in dem KonStGas-Projekt verwendet werden.

Tabelle 10: Energie- und Zertifikatspreisannahmen im KonStGas-Projekt

		2012	2020	2030	2040	2050
Rohöl ¹⁾	€/t	631	594	721	854	1008
Steinkohle - Kesselkohle ¹⁾	€/tSKE	91	81	88	97	117
Steinkohle frei Kraftwerk	€/tSKE	99	88	95	105	127
Erdgas ¹⁾	ct/kWh	2,85	2,70	2,80	3,09	3,41
Braunkohle frei Kraftwerk	€/MWh _{th}	5,65	5,93	6,23	6,54	6,86
Zertifikatspreise	€/tCO ₂	15 ²⁾	29	48	60,4	79,8

Preisbasis: 2011, real 1) Grenzübergangspreise 2) Wert für 2011

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

Im Nachfolgenden werden die angenommenen Preisentwicklungen im Einzelnen diskutiert und im Vergleich mit den Annahmen anderer Studien bewertet.

3.1.5.1 Rohöl

Bis zum Jahr 2030 ist der für das KonStGas-Projekt angenommene Verlauf identisch mit dem des Netzentwicklungsplans 2013 [NEP Strom, 2013]. Die jährliche Steigerungsrate beträgt etwa 0,7 %. Für den Zeitraum nach 2030 wird von einer weiteren Steigerung ausgegangen. Die Steigerungsrate, die aus dem Energieszenarien Projekt übernommen wurde, liegt mit 1,7 % deutlich höher. Zum Vergleich enthält Abbildung 35 die Ölpreisprojektionen anderer Studien. Die angenommene Entwicklung entspricht in etwa dem Verlauf mittlerer Preise der Leitstudie. Wie die Abbildung verdeutlicht ist insbesondere die Bandbreite der für 2050 unterstellten Ölpreise erheblich. Die angenommene Ölpreisentwicklung im WWF-Szenario geht von allen Studien von der stärksten Ölpreisentwicklung aus, während der Energiereport des BMWi die Entwicklung mit den niedrigsten Preisen unterstellt.

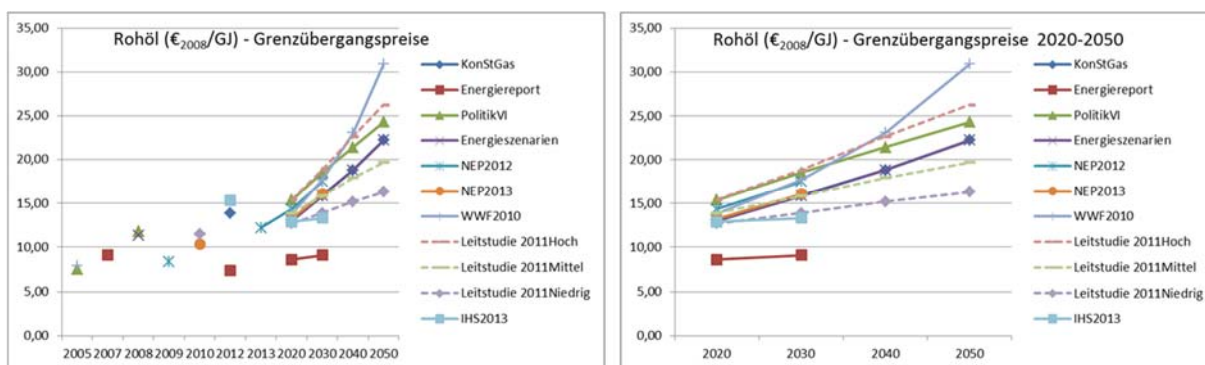


Abbildung 35: Rohölpreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien

Legende:
IHS2013 [IHS, 2014]
Alle anderen Zitate: Siehe Legende Abbildung 31

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

3.1.5.2 Erdgas

Entsprechend der in den Netzentwicklungsplänen vorgegebenen Preisentwicklung wird bis zum Jahr 2030 von einer stagnierenden Entwicklung ausgegangen. In Anlehnung an die Energieszenarien der Bundesregierung wird ab dem Jahr 2030 bis zum Jahr 2050 von einer Steigerungsrate von knapp 1 % ausgegangen. Ein Vergleich mit anderen Szenarien zeigt, dass die angenommene Entwicklung einen moderateren Trend beschreibt. Wie aus Abbildung 36 deutlich wird, gehen die etwas älteren Projektionen von deutlich höheren Erdgaspreisen aus, während in aktuellen Szenarien eher moderatere bzw. stagnierende Preisentwicklungen angenommen werden. Es kann vermutet werden, dass die aktuelleren Projektionen eine erhöhte Gasförderung von unkonventionellem Gas berücksichtigen, die sich in Form moderaterer Preisanstiege auswirkt. Für den Zeitraum nach 2030 wird davon ausgegangen, dass der Boom der unkonventionellen Gasförderung abnimmt, was wiederum zu höheren Preissteigerungsraten führt. Ähnlich wie bei den Erdölpreisprojektionen ist die Bandbreite der ausgewerteten Studien erheblich und verdeutlicht die hohe Sensitivität von Energiepreisen. Die im KonStGas-Projekt angenommene Erdgaspreisentwicklung entspricht der mittleren Preisvariante der Leitstudie.

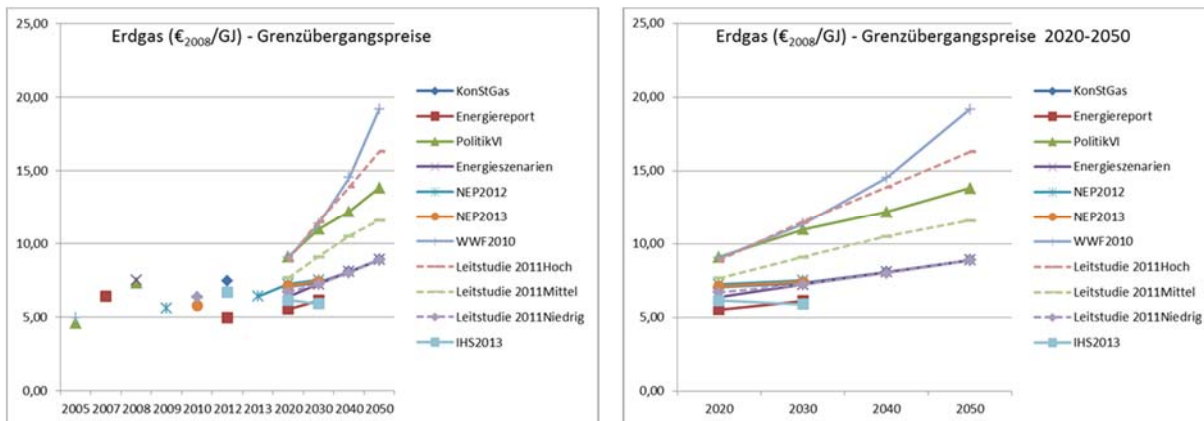


Abbildung 36: Erdgaspreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien

Legende:
 IHS2013 [IHS, 2014]
 Alle anderen Zitate: Siehe Legende Abbildung 31

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

3.1.5.3 Steinkohle

Den Netzentwicklungsplänen folgend, wird bis zum Jahr 2030 von nahezu stagnierenden Preisen ausgegangen. In Anlehnung an die Energieszenarien der Bundesregierung wird eine jährliche mittlere Steigerungsrate von etwa 1,4 % angenommen. Verglichen mit anderen Projektionen (Abbildung 37) ist die angenommene Entwicklung eher als moderat einzustufen. Ähnlich wie bei der Entwicklung des Erdgaspreises ist auch hier festzustellen, dass die Preisprojektionen der Vergleichsstudien ebenfalls von einer moderaten Preisentwicklung ausgehen, während ältere Studien ein stärkeres Wachstum unterstellen. Eine große Bandbreite sowie sehr hohe Steinkohlepreise weist die Leitstudie 2011 [DLR/IWES/IfnE, 2012] auf. Die deutlich höheren Werte sind darauf zurückzuführen, da externe Kosten mit eingerechnet wurden. Ein Vergleich mit allen anderen Projektionen ist somit nur bedingt möglich.

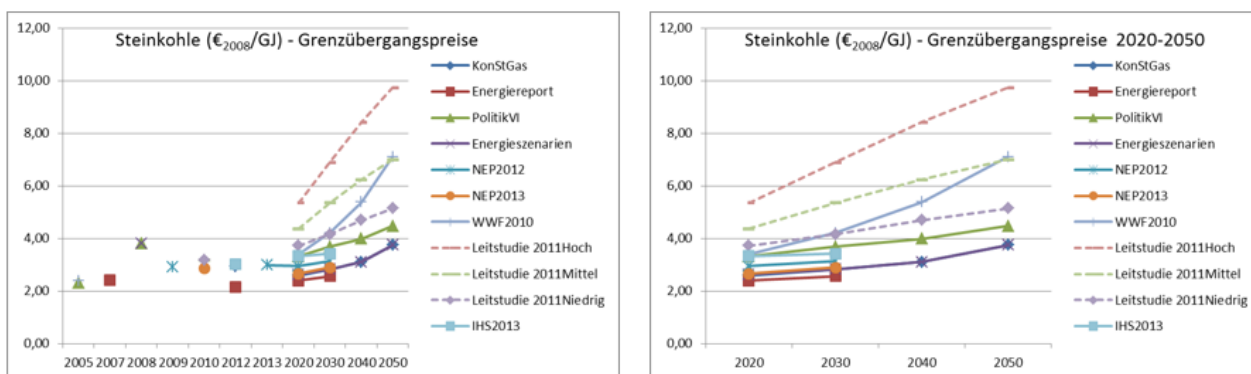


Abbildung 37: Steinkohlepreisentwicklung im Vergleich mit anderen Studien

Legende:
 IHS2013 [IHS, 2014]
 Alle anderen Zitate: Siehe Legende Abbildung 31

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

3.1.5.4 Braunkohle

Während bei den zuvor diskutierten Preisprojektionen für den Zeitraum bis 2033 die NEP-Preisentwicklungen zugrunde gelegt werden, wird hiervon bei der Ermittlung des Braunkohlepreises abgewichen. Eine Analyse zeigt, dass die in den Netzentwicklungsplänen im Vergleich mit den Annahmen anderer Studien deutlich niedriger liegen (vgl. Abbildung 38). Da die für den Kraftwerkseinsatz eingesetzte Braunkohle im Gegensatz zu den Energieträgern Öl, Gas und Steinkohle nicht gehandelt wird, gestaltet sich eine Kostenprojektion sehr schwierig, da die hierfür notwendige Informationsbasis nur unternehmensintern vorhanden und öffentlich nicht zugänglich ist. Weiterhin stellt sich die Frage, wie sich die in den verschiedenen Projektionen verwendeten Braunkohlekosten zusammensetzen; d. h. ob Kapitalkosten eingerechnet werden und welche variablen Kosten angenommen werden. Eine Differenzierung findet sich in keiner Studie aus den oben genannten Gründen. Ein weiteres Problem ist die Fortschreibung der Braunkohlekosten über einen längeren Zeitraum. In vielen Projektionen wird eine konstante Fortschreibung der für das Anfangsjahr genannten Kosten vorgenommen. Dies erscheint zumindest fragwürdig, da bekannt ist, dass der Förderaufwand (z. B. Verhältnis Abraum zu geförderter Kohle) neuer Fördergebiete deutlich höher ist. Weiterhin ist auch keine regionale Kostendifferenz zu finden, obwohl Braunkohleeigenschaften und Förderaufwand sich regional stark voneinander unterscheiden können [Schuster, 2007]. Bei einigen der in Abbildung 37 zitierten Studien handelt es sich teilweise um Arbeiten, bei denen Braunkohlekraftwerksbetreiber involviert waren oder von diesen in Auftrag gegeben wurden. Vergleicht man die angenommenen Braunkohlekosten dieser Studien mit denen anderer Projektionen, ist festzustellen, dass in diesen Studien von deutlich höheren Kosten ausgegangen wird. So liegt die in der Studie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen angenommene Kostenentwicklung fast um den Faktor 3 höher als die in den Nationalen Entwicklungsplänen angenommene Entwicklung. Daher wird im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan von deutlich höheren Braunkohlekosten ausgegangen. Wie auch schon in den vergangenen Jahren ist auch zukünftig mit einer Verschlechterung des Verhältnisses von Abraum zu Kohle auszugehen und eine Kostensteigerung bewirken. Die Steigerungsrate wird mit 0,5 % pro Jahr angenommen.

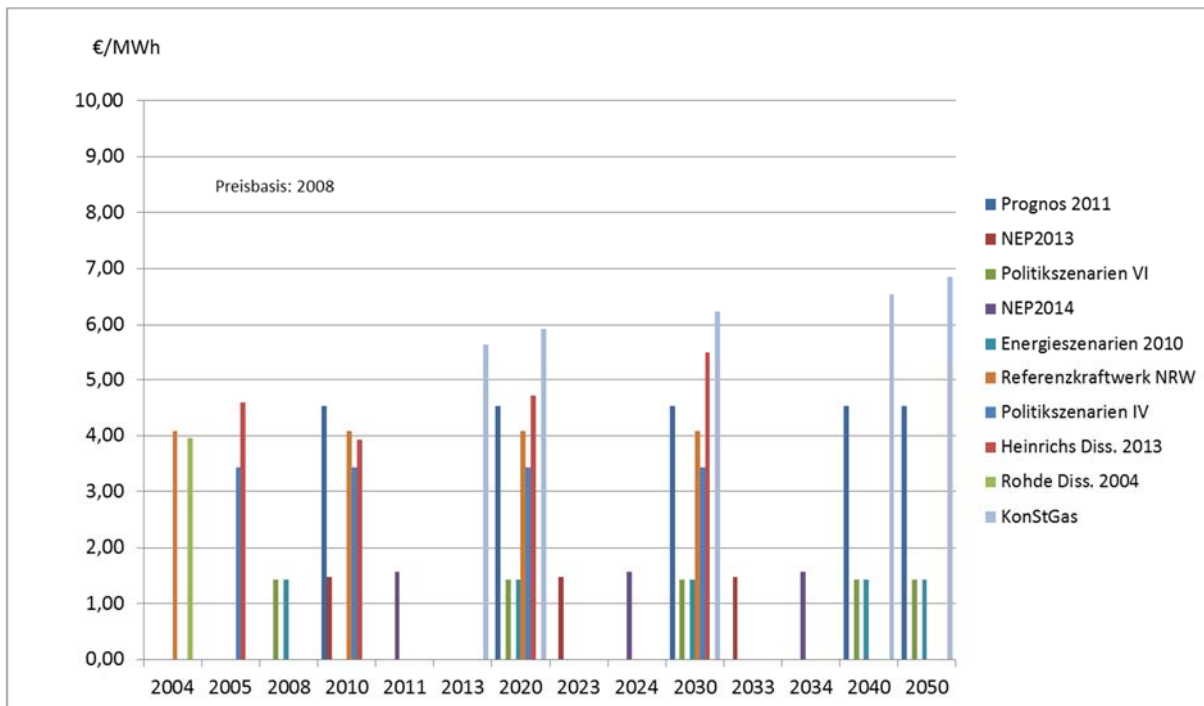


Abbildung 38: Braunkohlekostenannahmen in verschiedenen Studien

Legende:

Prognos 2011 [Prognos, 2010]
 Referenzkraftwerk NRW [VGB Power Tech et al., 2004]
 NEP2014 [NEP Gas, 2014]
 Rohde Diss. 2004 [Rode, 2004]
 Heinrichs Diss. 2013 [Heinrichs, 2013]
 Alle anderen Zitate: Siehe Legende Abbildung 31

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

3.2 Szenariendefinition

Im Nachfolgenden erfolgt eine Beschreibung der Systemgrenzen sowie der prinzipiellen Architektur der KonStGas-Szenarien. Die Aufgabe von IEK-STE bestand darin, die Szenarien für das Gesamtprojekt zu konzipieren und mit den Projektpartnern abzustimmen. Abbildung 39 verdeutlicht die Systemgrenzen und die Komplexität der miteinander verbundenen Elektrizitäts- und Gasversorgungssysteme. Ausgangspunkt für die Stromnachfrage sind die endenergieseitigen Verbräuche, die mit Hilfe des Energiesystemmodells IKARUS ermittelt wurden. Die Stromnachfrage ist wiederum eine wichtige Ausgangsgröße im Kontext der Residuallastermittlung, die durch den Ausbau Erneuerbarer sowie anderer Einflüsse (Demand Side Management, PtH, Import/Export Bilanz) geprägt wird. Im Fall, dass die Erzeugung größer als die erforderliche Last ist, wird sogenannter Überschussstrom produziert, der prinzipiell für die Erzeugung von Wasserstoff genutzt werden kann. Der produzierte Wasserstoff wird wiederum dem Erdgasnetz beigemischt. D. h. im Rahmen des KonStGas-Projektes wurde nicht untersucht, ob und inwieweit die Verwendung von Wasserstoff für andere Versorgungsaufgaben (z. B. Brennstoffzellenfahrzeuge, Herstellung von chemischen Produkten etc.) genutzt werden kann. Vielmehr war das Projekt darauf ausgerichtet, die Rolle von PtG im Kontext der Stromversorgung (Erzeugung, Netze) im Wechselspiel mit dem

Gasversorgungssystem (Import, Netze) zu untersuchen. Abbildung 39 enthält auch eine prinzipielle Darstellung des Gasversorgungssystems. Ausgangspunkt ist auch die verbraucherseitige Gasnachfrage, die durch die Endverbrauchersektoren sowie die Stromerzeugung bestimmt wird. Die Nachfrage wiederum wird durch Erdgasimporte, heimische Förderung von Erdgas sowie die Beimischung von Biomethan gedeckt. Nicht zu vernachlässigen ist auch die Gasimport- und -exportbilanz und damit die Rolle Deutschlands als Gastransitland.

Die prinzipielle Szenarienarchitektur ist in Abbildung 40 dargestellt. Ausgangspunkt ist das Energiekonzept der Bundesregierung mit den entsprechenden Zielsetzungen (vgl. Tabelle 5) sowie eingeleiteten politischen Maßnahmen. Auf dieser Basis werden die Strom- und Gasnachfragen mit Hilfe des Energiesystemmodells IKARUS berechnet. Für die Deckung dieser Nachfragen werden zwei Szenarienstränge definiert. Diese unterscheiden sich dadurch, dass im ersten Szenariostrang davon ausgegangen wird, dass die PtG-Technik nicht zur Verfügung steht, während dies im zweiten Szenariostrang der Fall ist. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass in beiden Szenarien die Nachfragen sowie die resultierende Residuallast identisch sind. D. h. die Szenarien unterscheiden sich lediglich dadurch, wie die Residuallast gedeckt werden kann.

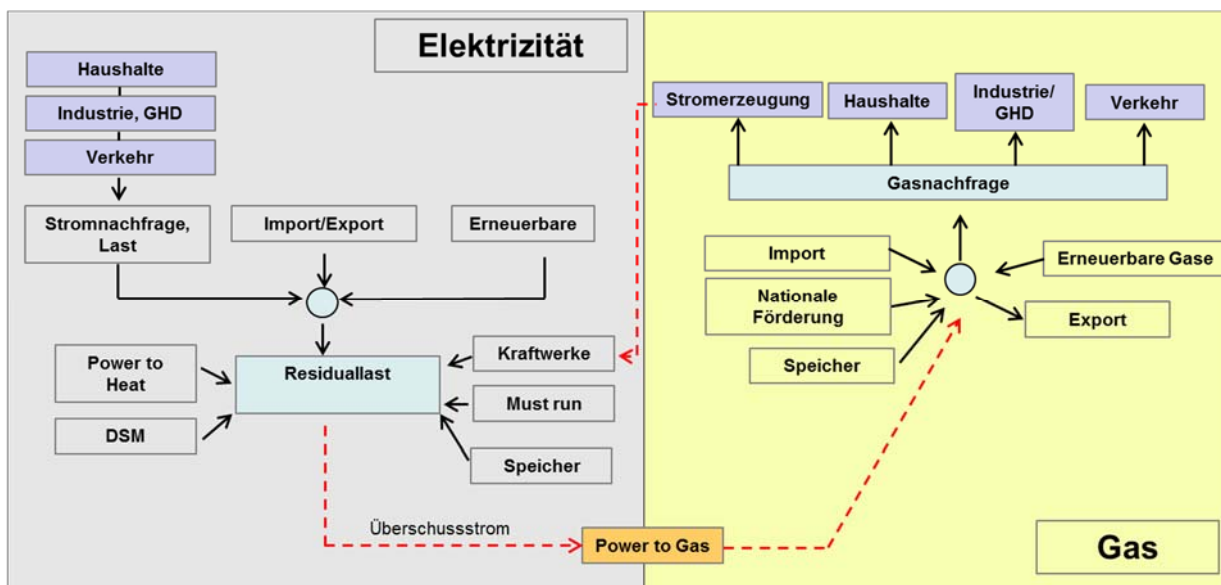


Abbildung 39: Systemgrenzen

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

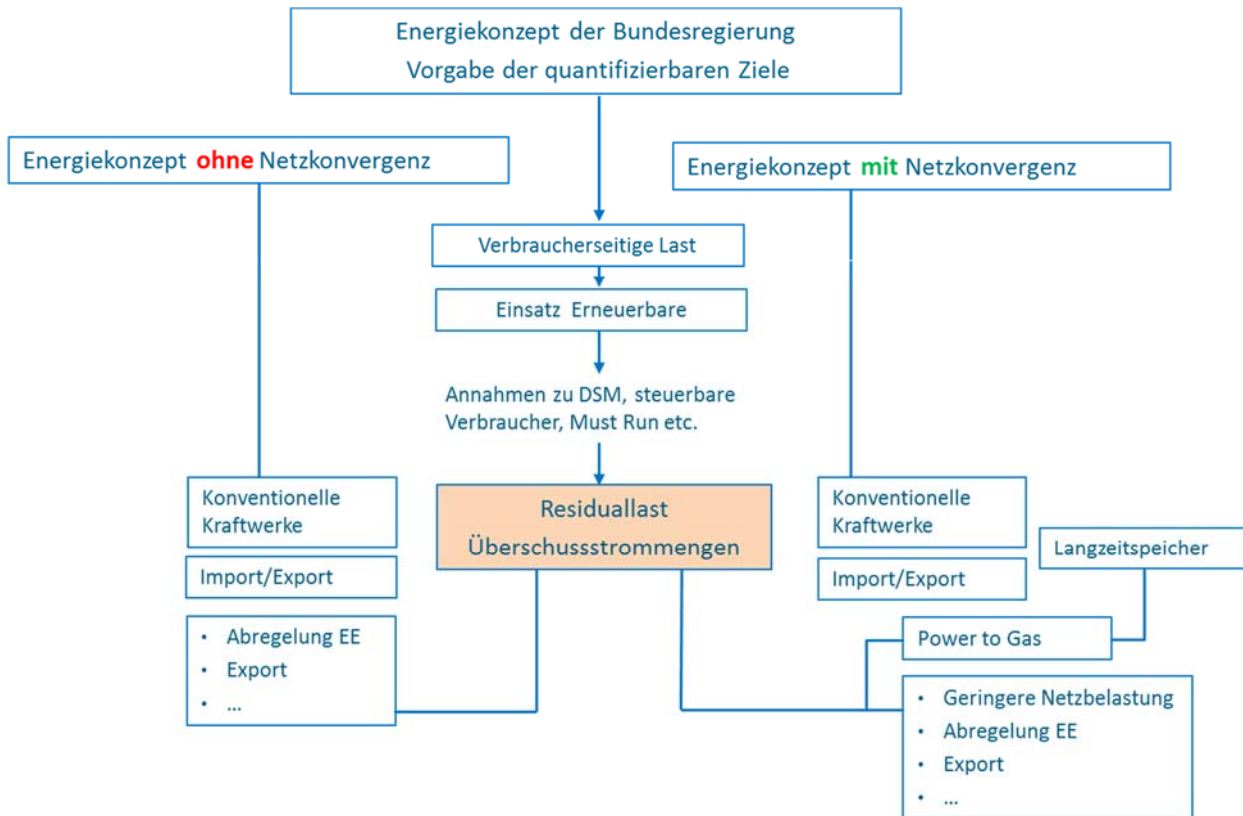


Abbildung 40: Prinzipielle Szenarienarchitektur für das Stromversorgungssystem

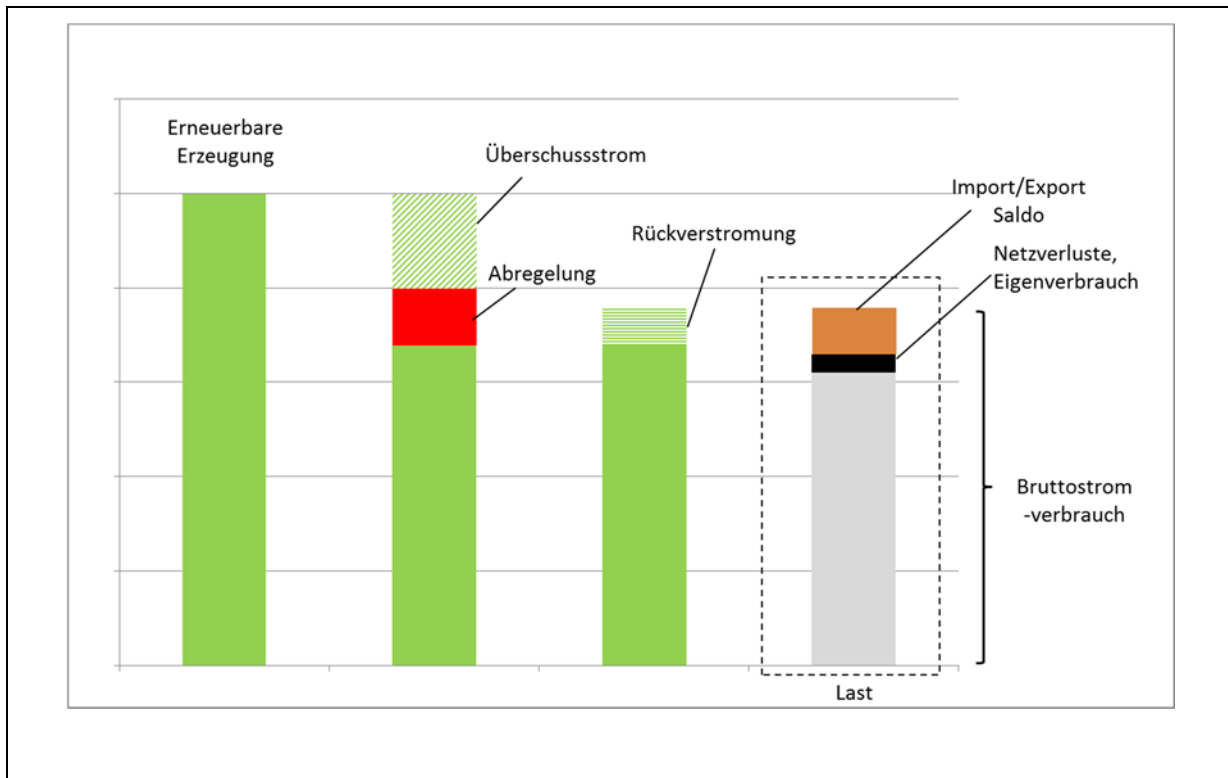
Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2016

Eine wesentliche Eingangsgröße im KonStGas-Projekt ist der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch. Im Basisszenario wird in Anlehnung an den Zielen der Bundesregierung für das Jahr 2050 ein Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch festgelegt. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wurde darüber hinaus auch ein Szenario mit einem Anteil von 100 % Erneuerbaren an der Stromerzeugung analysiert.⁶

Infobox: Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung

Im Energiekonzept der Bundesregierung wird der Anteil Erneuerbarer auf den Bruttostromverbrauch bezogen. Allerdings ist bei der Angabe von Anteilen Vorsicht geboten, da die Definition der gewählten Bezugsgrößen eine große Rolle spielt. In aller Regel wird der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung abzüglich der Abregelung auf den Bruttostromverbrauch bezogen. Beim PtG-Konzept wird von zukünftigen Überschussstrommengen ausgegangen, die in Wasserstoff umgewandelt und anschließend wieder rückverstromt werden. Diese Umwandlungen sind mit Verlusten behaftet. Geht man davon aus, dass der gesamte Bruttostromverbrauch zu 100 % mit Erneuerbaren erzeugt werden soll, ist die real benötigte erneuerbare Stromerzeugungsmenge deutlich höher (siehe nachstehende Abbildung).

⁶ Für das 100 %-Sensitivitätsszenario wurde keine Gesamtsystembetrachtung durchgeführt, die alle Sektoren umfasst. Demzufolge wurden auch keine neuen Strom- und Gasnachfragen berechnet. Als Grund ist anzuführen, dass bei einer derart stringenten Vorgabe (Stromsektor mit fast Nullemissionen) auch restriktivere Strategien für die anderen Sektoren hätten vorgegeben werden müssen, die weit über das Energiekonzept hinausreichen. Dies war aber nicht Gegenstand des Auftrages.



3.2.1 Strom- und Gasnachfrage

Die Strom- und Gasnachfragen, die im Basisszenario berechnet wurden, sind wichtige Eingangsgrößen für die im Rahmen des KonStGas-Projektes eingesetzten Modelle, mit denen die Rolle von PtGA im Detail analysiert wurde. Im Folgenden werden daher die berechneten Strom- und Gasnachfragen diskutiert und bewertet. Da der Fokus des Gesamtprojekts auf dem Jahr 2050 liegt, werden die Nachfragen für dieses Jahr vertiefend betrachtet. In diesem Rahmen erfolgt auch ein Vergleich mit Strom- und Gasnachfragen anderer aktueller Studien. Die Vergleichsanalysen wurden gemeinsam mit dem Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Ruhruniversität Bochum durchgeführt, die ein Verbundprojektspartner im Rahmen des KonStGas-Projektes waren.

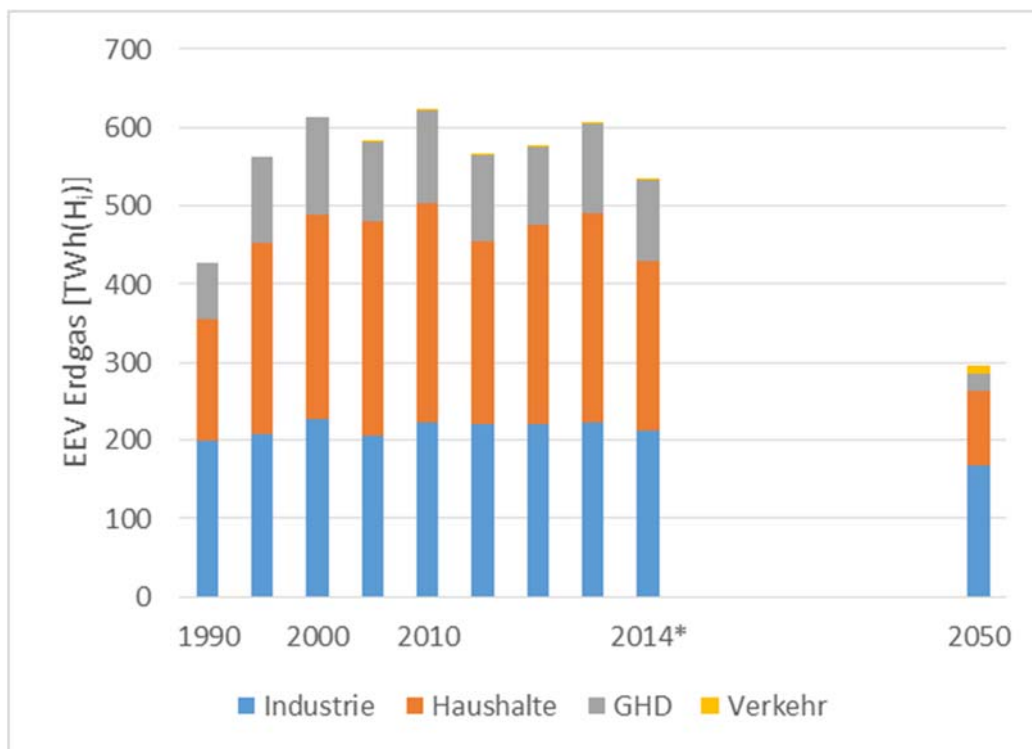
3.2.2 Gasnachfrage

Abbildung 41 zeigt die historische Entwicklung der endenergieseitigen Gasnachfrage in Deutschland bis zum Jahr 2014 sowie die für das Jahr 2050 berechnete Gasnachfrage. Es ist zu erkennen, dass die Gasnachfrage bis zum Jahr 2000 bedingt durch die Wiedervereinigung signifikant angestiegen ist und danach nahezu stagniert. Der Anstieg fand in Wesentlichem in den Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch statt, indem Heizungssysteme in den neuen Bundesländern auf Erdgas umgestellt wurden. Etwa 75 % des im Jahr 2014 verbrauchten Erdgases wird in den Endenergiesektoren eingesetzt, während 21,6 % im Umwandlungssektor (Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK), Heizwerke) verbraucht werden⁷. Die endenergieseitige Nachfrage

⁷ Der Rest entfällt auf Leitungsverluste und den nicht-energetischen Verbrauch.

spielt somit eine große Rolle. Bezogen auf den endenergieweitigen Verbrauch liegen die Anteile für die Sektoren Haushalte und Industrie bei jeweils 39,9 % während der Anteil des Sektors GHD knapp 20 % beträgt. Der Gasverbrauch für Mobilitätszwecke (Sektor Verkehr) beträgt derzeit ca. 0,4 % und ist somit fast vernachlässigbar.

Wie oben ausgeführt, ist die Einhaltung des CO₂-Ziels nur durch das Ergreifen von Energieeffizienzmaßnahmen sowie den forcierten Einsatz erneuerbarer Energien zu erreichen. Dies wirkt sich massiv auf die endenergieweitige Nachfrage aus, die im Jahr 2050 gegenüber heute (2014) um etwa 45 % abnimmt. Die prozentual stärksten Rückgänge finden dabei in den Sektoren Haushalte (-55,7 %) und GHD (-79 %) statt, die im Wesentlichen auf Wärmedämmmaßnahmen (klimaneutraler Gebäudebestand) zurückzuführen sind. Aber auch im Industriesektor reduziert sich der Erdgasverbrauch - trotz einer steigenden Bruttowertschöpfung - um ca. 21 %. Lediglich im Mobilitätsbereich ist ein Anstieg der Nachfrage festzustellen, der durch den forcierten Einsatz von Erdgasfahrzeugen getrieben ist.



*) vorläufiger Wert

Abbildung 41: Endenergieweitige Erdgasnachfrage

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016, [AGEB, 2015]

Die Gasnachfrage der Kraftwerke im Umwandlungssektor wurde jeweils in den betrachteten Szenarien ermittelt (siehe Abschnitte 4.5 und 4.8 für das 80%-EE-Szenario, 5.4 für das 100%-EE-Szenario).

3.2.3 Stromnachfrage

Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz belief sich der Nettostromverbrauch im Jahr 2014 auf ca. 509 TWh_{el}. Der Stromanteil am gesamten Endenergieverbrauch betrug 21,2 %. Die sektoralen Anteile am Nettostromverbrauch betragen 44,1 % (Industrie), 28,2 % (GHD),

25,4 % (Private Haushalte) sowie 2,3 % (Verkehr). Gegenüber dem Jahr 2014 nimmt die Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 um 10 % ab, bedingt durch Stromeinsparmaßnahmen, die in allen Sektoren stattfinden. Die größten Reduktionsraten weisen die Sektoren Industrie und GHD auf mit Werten von 19 % bzw. 37 % auf. Demgegenüber fällt die Reduktion im Haushaltssektor mit ungefähr 10 % deutlich geringer aus. Hinzuweisen ist auf den Verkehrssektor, dessen Stromverbrauch von heute 12 TWh_{el} auf 59 TWh_{el} im Jahr 2050 ansteigt. Verantwortlich hierfür ist die Annahme, dass ca. 12 Mio. Elektrofahrzeuge im Jahr 2050 betrieben werden.

Tabelle 11: Stromverbrauch im Jahr 2050 für "neue" Anwendungen

„Neue“ Verbraucher	Verbrauch im Jahr 2050
Elektromobilität	39,9 TWh _{el}
Wärmepumpe	14,4 TWh _{el}
Klimatisierung	10,0 TWh _{el}
<i>Summe</i>	<i>64,3 TWh_{el}</i>

Quelle: WI, IWES (IEK-STE 2016)

Infobox: Bezugsgröße Bruttostromverbrauch und Bilanzierung von Elektrolyseanlagen

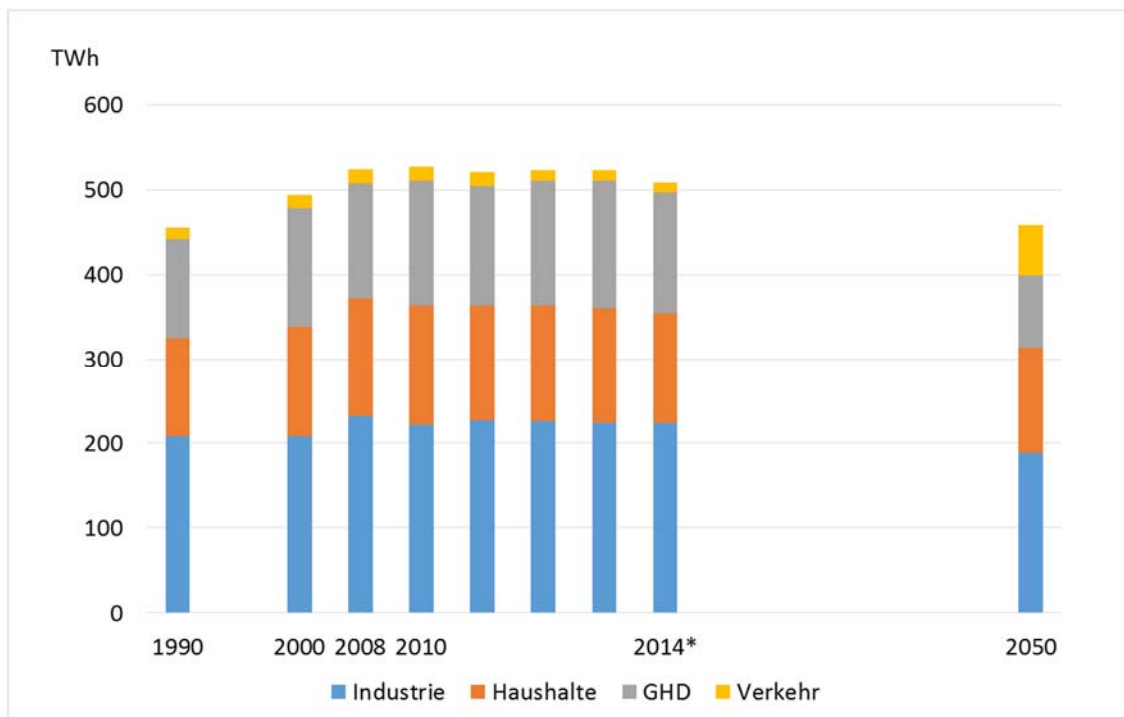
Die von der Bundesregierung anvisierte Stromeinsparung von 10 % bis zum Jahr 2020 bzw. 25 % bis zum Jahr 2050 wird auf den Bruttostromverbrauch (Basisjahr 2008) bezogen. Allerdings ist die Definition des Bruttostromverbrauchs nicht einheitlich. So definiert die Bundesregierung⁸ in ihrem Glossar den Bruttostromverbrauch als „die national produzierte Gesamtstrommenge, die aus allen Quellen (...) erzeugt wurde, zuzüglich Einfuhren und abzüglich Ausfuhren.“ Demgegenüber definiert das BMWi in der Energiedatenausgabe [BMW, 2016], dass der Bruttostromverbrauch identisch mit der Bruttostromerzeugung ist. Die hierfür vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) verwendete Definition ist von der Begrifflichkeit präziser, indem dieser Verbrauch als „Brutto-Inlandserzeugung“ bezeichnet wird. Der Vergleich der unterschiedlichen Definitionen sei am Beispiel des Jahres 2014 verdeutlicht: Nach der Definition der Bundesregierung belief sich der Bruttostromverbrauch auf 593,3 TWh_{el}, während er nach Definition des BMWi ca. 628 TWh_{el} betrug. Die Definition des BMWi erscheint klarer, da sie die gesamte Stromerzeugung erfasst, die für alle Anwendungen notwendig ist. Diese sind die endverbrauchsseitige Stromnachfrage, die Stromnachfrage im Umwandlungsbereich, Leitungsverluste, Pumpspeicherinput sowie Stromexporte. Hingegen vermischt die Bruttostromverbrauchsdefinition der Bundesregierung die Stromerzeugung mit der saldierten Import- und Exportbilanz. Dies erscheint von der Definition her wenig geeignet, da letztere als Verbrauchsgrößen zu verstehen sind. Im 4. Monitoringbericht zur Energiewende [BMW, 2015] wird für die Zielsetzung die BMWi-Definition verwendet. Dies bedeutet aber auch, eine Abnahme der Exportstrommenge einen abnehmenden Bruttostromverbrauch bedeuten und somit zum Erreichen der Zielsetzung beitragen würde. Jedoch muss eine Abnahme der Exportstrommenge nicht zwingend mit Einsparmaßnahmen verbunden sein. Vielmehr können ganz andere Gründe (z. B. Änderung des EU-weiten Strommarktpreisgefüges) eine Rolle spielen, die schwerlich als Einsparung zu interpretieren sind.

Sollte das PtG-Konzept zukünftig an Bedeutung gewinnen, ist dies mit dem signifikanten Zubau von Elektrolyseanlagen verbunden. Unklar ist derzeit, wie diese in den Bilanzen zu berücksichtigen sind. Geht man davon aus, dass der erzeugte Wasserstoff immer komplett für eine Rückverstromung eingesetzt würde, müssten in Anlehnung an die detaillierte Energiebilanz der Arbeitsgemeinschaft, die Elektrolyseanlagen so erfasst werden, wie heute Pumpspeicherkraftwerke verbucht werden. Danach würde der Stromeinsatz für Elektrolyse als Umwandelesinsatz erfasst. Geht man jedoch davon aus, dass der erzeugte Wasserstoff auch für andere Anwendungen eingesetzt wird, müsste er nach der detaillierten Energiebilanz unter den Rubriken „Energieverbrauch im Umwandlungsbereich“, „Umwandlungseinsatz“ (für die Rückverstromung) sowie „Umwandlungsausstoß“ (Wasserstoff) erfasst werden.

Nach der BMWi-Definition (Bruttostromerzeugung = Bruttostromverbrauch) würde bei vollständiger Rückverstromung die erneuerbare Stromerzeugung (als Strominput für Elektrolyse) sowie die Erzeugung bei der Rückverstromung mitgezählt.

Im Rahmen des Projekts wurde die Zielsetzung vereinfacht auf den Nettostromverbrauch zuzüglich Netzverluste bezogen. Eine prinzipielle Schwierigkeit stellte sich insofern ein, als durch die Einhaltung des Zielekanons der Bundesregierung ein zukünftiger zusätzlicher Stromverbrauch für „neue“ Anwendungen (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen, Gebäudeklimatisierung) notwendig ist. Diese „neuen“ Anwendungen wurden im Rahmen des Projektes nicht in die Zielsetzung miteinbezogen, da sie zum Gelingen der Energiewende beitragen. Das Vorgehen zeigt, dass die derzeitige Definition sehr unpräzise ist und eine eindeutige und zweckmäßigere Definition angebracht und wünschenswert wäre.

⁸ Siehe <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/FAQ/faq-energie.html>



*vorläufiger Wert

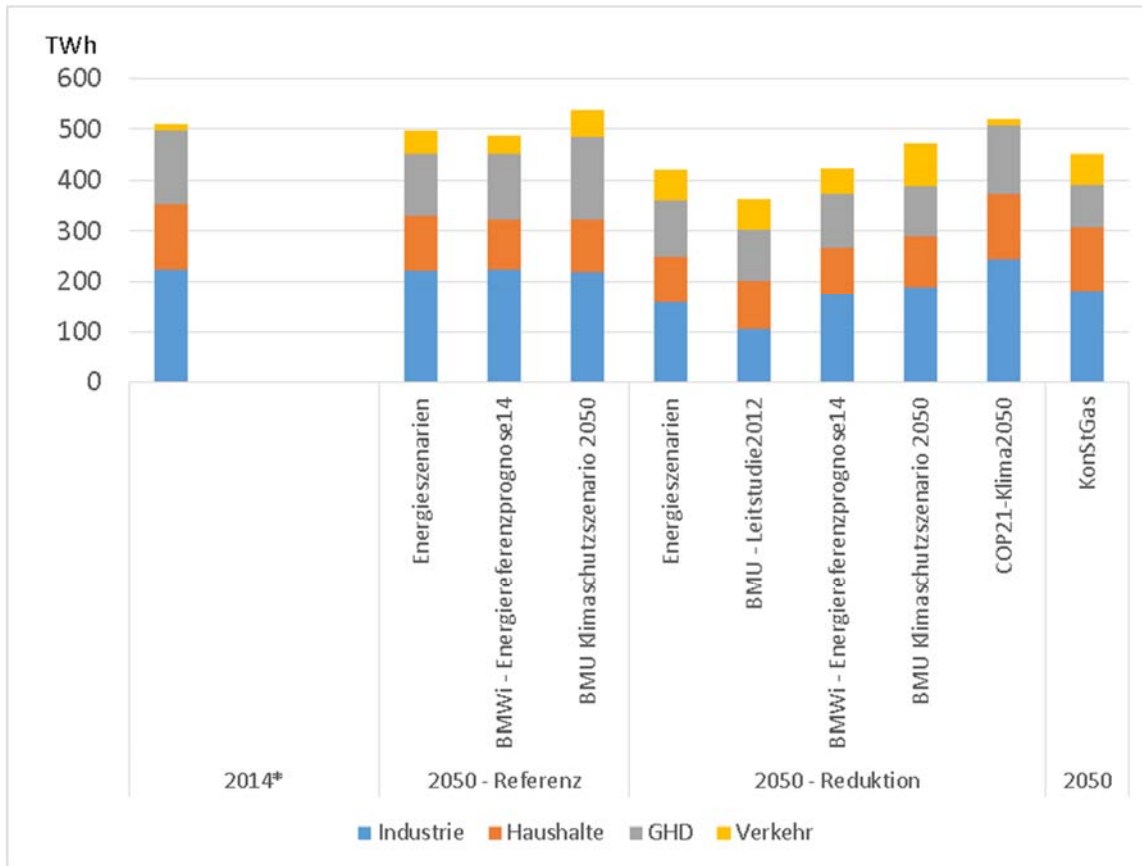
Abbildung 42: Nettostromverbrauch

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016, [AGEB, 2015]

Vergleicht man die errechneten Werte für 2050 mit dem Wert des Jahres 2008, welches das Basisjahr für die von der Bundesregierung gesetzte Zielsetzung (vgl. Tabelle 5) ist, beträgt die Reduktion des Stromverbrauchs 12,5 %. Sie fällt damit deutlich geringer aus als die gesetzte Zielsetzung von 25 %. Ursache hierfür ist, dass der Stromverbrauch durch sogenannte „neue“ Verbraucher (Wärmepumpe, Klimatisierung, Elektromobilität) in Summe um 64,3 TWh_{el} steigt und die Zielsetzung⁹ somit zum Teil kompensiert wird.

Die Einordnung des vom Modell berechneten Strombedarfs wird auf der Basis des endenergie-seitigen Stromverbrauchs (Nettostromverbrauch) vorgenommen. Abbildung 43 zeigt den für das Jahr 2050 berechneten Stromverbrauch im Vergleich mit anderen Studien. So geht die BMU-Leitstudie vom stärksten Rückgang aus, der - bezogen auf den Verbrauch von 2014 - 28,7 % beträgt. Die prozentualen Gesamteinsparungen liegen hier in einer Bandbreite von 7,3 bis 17 % (zum Vergleich: KonStGas 11,4 %) und damit deutlich niedriger. Von der BMU-Leitstudie wird das größte Einsparpotenzial (-53 %) im Industriesektor gesehen. Hiervon weichen die für die Industrie ausgewiesenen Stromverbräuche der anderen Studien sowie die im KonStGas-Projekt ermittelte Stromnachfrage deutlich ab. Auch die Einsparungen in den anderen Sektoren (GHD, Haushalte) sind sehr unterschiedlich, allerdings nicht in einer solchen Ausprägung. Beinahe alle Studien gehen von einem Ausbau der Elektromobilität und damit von einer deutlichen Zunahme des mobilitätsbedingten Stromverbrauchs aus. Die Zunahme fällt im BMU Klimaschutzszenario [Öko-Institut/FhG-ISI, 2014] mit einem Strombedarf von 83 TWh_{el} (zum Vergleich: KonStGas 59 TWh_{el}) am stärksten aus.

⁹ Strenggenommen bezieht sich die Zielsetzung auf den Bruttostromverbrauch.



*vorläufiger Wert

Abbildung 43: Nettostromverbrauch im Vergleich

Legende:
Energieszenarien: [EWI/gws/Prognos, 2010], Reduktionsszenario: Variante IIA
BWMI Energiereferenzprognose 2014: [EWI et al., 2014], Reduktionsszenario: Zielszenario
BMU Klimaschutzszenario 2050: [Öko-Institut & FhG-ISI, 2014], Reduktionsszenario: Klimaschutzszenario 80
BMU Leitszenario 2012: [BMU-Leitstudie, 2012]
COP21-Klima2050 [Nitsch, 2016]

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016, [AGEB, 2015]

3.2.4 Regionalisierte Stromnachfrage

Bei der Modellierung von Verbrauchern wird nach Haushalts- und Gewerbekunden, Industriekunden und Landwirtschaftskunden unterschieden. Um die Last dieser Verbraucher auf die Hochspannungsnetzknotten zu allokatieren, wird auf Daten des statistischen Bundesamtes zurückgegriffen (Destatis 2016). Dort werden Einwohnerzahlen (EW) und die Bruttowertschöpfung (BWS) je Branche aufgeschlüsselt nach deutschen Landkreisen und kreisfreien Städten veröffentlicht. Diese Daten werden als relative Verteilungsschlüssel für Haushalts- und Gewerbelasten (Index HG) sowie für Industrie- (Index I) und Landwirtschaftslasten (Index L) verwendet. Mit der Maximallast von Haushalten und Gewerbeeinrichtungen $P_{max,HG}$, von Industriekunden $P_{max,I}$ und Landwirtschaftskunden $P_{max,L}$ lässt sich eine Zuordnung der Lastzusammensetzung je Landkreis und kreisfreier Stadt $P_{i,Last}$ ableiten. Die Lastzusammensetzung je Landkreis und kreisfreier Stadt i ist nach Haushalts- und Gewerbelasten $P_{i,HG}$, in Industrielasten $P_{i,I}$ und Landwirtschaftslasten

$P_{i,L}$ aufgeschlüsselt. Die Berechnung erfolgt für alle n Landkreise und kreisfreien Städte und ist in folgender Formel dargestellt.

$$P_{i,Last} = P_{i,HG} + P_{i,I} + P_{i,L} =$$

$$= \frac{EW_i}{\sum_n EW_n} \cdot P_{max,HG} + \frac{BWS_{I,i}}{\sum_n BWS_{I,n}} \cdot P_{max,I} + \frac{BWS_{L,i}}{\sum_n BWS_{L,n}} \cdot P_{max,L}$$

In städtischen Gebieten weist die Verteilung der Lasten starke Unterschiede auf. Die Bevölkerungsdichte und damit die Lastdichte sind in innerstädtischen Bereichen größer als am Stadtrand. Des Weiteren ist davon auszugehen, dass kaum Industriekunden im Innenstadtbereich existieren. Aus diesen Gründen ist ein feinerer Modellierungsgrad bezogen auf die deutschen PLZ-Gebiete in allen kreisfreien Städten anzustreben.

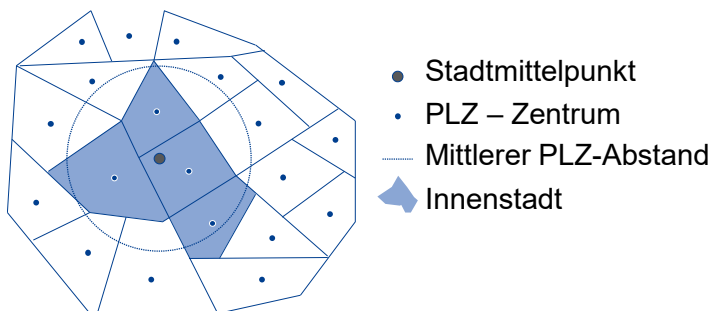


Abbildung 44: Inner- und außerstädtische Bereiche

Über die Koordinaten der PLZ-Gebiete einer kreisfreien Stadt wird zunächst der Stadtmittelpunkt heuristisch bestimmt. Anschließend werden die Abstände jedes PLZ-Zentrums der kreisfreien Stadt zum Stadtmittelpunkt berechnet und alle PLZ-Gebiete über dem mittleren Abstand als außerstädtisch angenommen. Das Vorgehen ist in Abbildung 44 visualisiert. Mit der Unterteilung dieser Gebiete ist es möglich, nach einem spezifischen Schlüssel die Verbraucher zu verteilen.

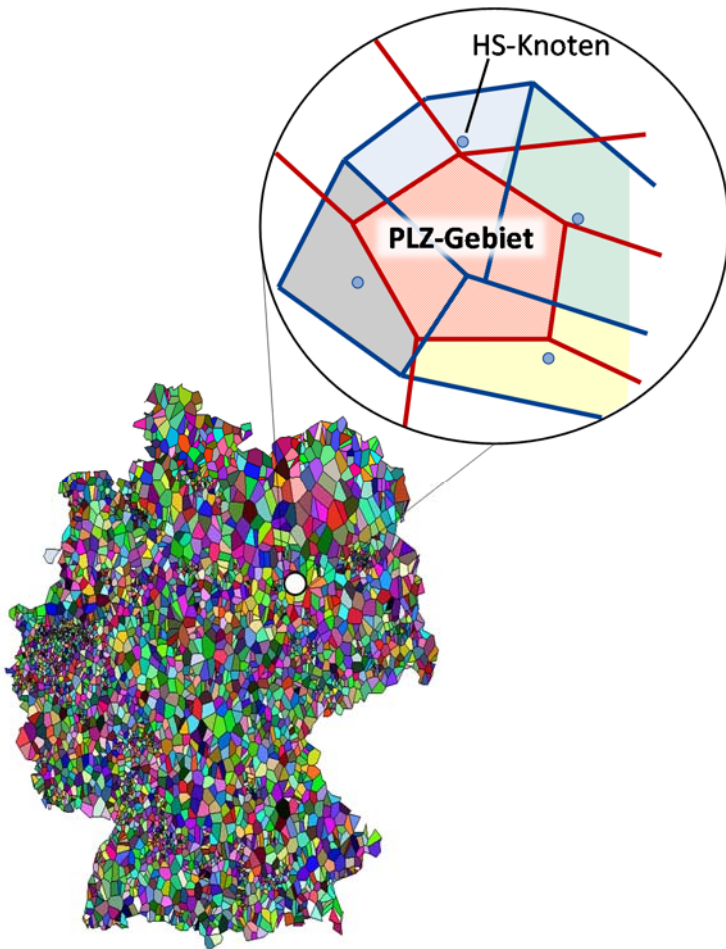


Abbildung 45: Voronoi-Zerlegung der Hochspannungnetznoten

Um die Last und Einspeisung je PLZ-Gebiet einzelnen Hochspannungnetznoten zuordnen zu können, muss zunächst die versorgte Fläche eines Hochspannungnetznotens abgeschätzt werden. Dazu wird eine Voronoi-Zerlegung genutzt. Ein Voronoi-Diagramm lässt sich aus einer vorgegebenen Menge an Mittelpunkten in einem Raum berechnen und beschreibt Gebiete kleinsten Abstandes zu ihren jeweiligen Mittelpunkten. Zu allen Punkten innerhalb eines Gebietes existiert kein näherer Mittelpunkt als der eigene. Auf den Kanten des Voronoi-Diagramms ist die Entfernung zu je zwei und auf den Ecken zu je drei Mittelpunkten gleich weit. Wendet man die Methode der Voronoi-Zerlegung auf Hochspannungnetznoten an, erhält man Polygonzüge und Koordinaten der Eckpunkte der von den Hochspannungnetznoten versorgten Fläche, siehe Abbildung 45. Durch eine Überlagerung der Polygonzüge von PLZ-Gebieten und der von Hochspannungnetznoten versorgten Fläche lässt sich eine prozentuale Aufteilung der in einem PLZ-Gebiet existierenden Verbraucher auf Hochspannungnetznoten ermitteln. Dafür werden Schnittpunkte s der Polygonzüge von Hochspannungnetznoten (Index i) und PLZ-Gebieten (Index j) ermittelt und im Anschluss die Fläche des Schnittpolygons A_S berechnet, wenn Schnittpunkte s gefunden sind. Die Berechnung der Fläche erfolgt unter Vernachlässigung der Erdkrümmung gemäß der Gaußschen Trapezformel. Die Schnittpunkte s des Schnittpolygons S_{ij} sind als kartesische Koordinaten $(x_{s,ij}, y_{s,ij})$ notwendig.

$$A_{S,ij} = \frac{1}{2} \cdot \sum_s |(y_{s,ij} + y_{s+1,ij}) \cdot (x_{s,ij} - x_{s+1,ij})|$$

Mit der Formel lässt sich analog die Gesamtfläche A_j des PLZ-Gebietes berechnen und im Anschluss für jeden Hochspannungsknoten i eine relative Zuordnung der Verbraucherlast und dezentralen Einspeisung je PLZ-Gebiet auf Verbraucherlast und dezentrale Einspeisung je Hochspannungsknoten gemäß der folgenden Formel beispielhaft für Haushaltslast $P_{HS,i}$ berechnen:

$$P_{HS,i} = \sum_j \frac{A_{S,ij}}{A_j} \cdot P_{PLZ,j}$$

Diese Formel wird analog für alle Verbrauchertypen und Typen dezentraler Erzeugungsanlagen berechnet. Es ergibt sich schließlich eine Lastverteilung pro Netzknoten, die in der Abbildung 46 dargestellt ist.

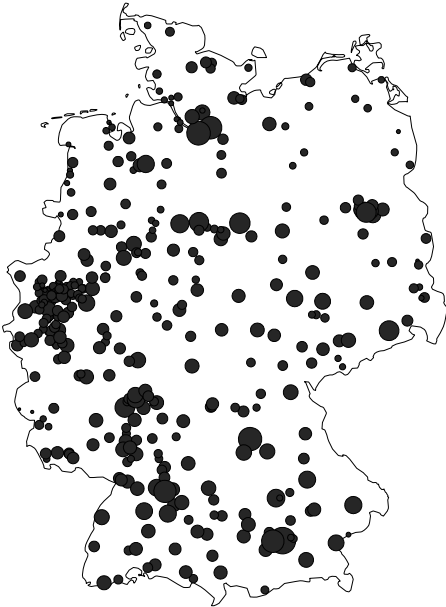


Abbildung 46: Resultierende Lastverteilung pro Netzknoten für Deutschland

3.2.5 Regionalisierte Gasnachfrage und Biogaseinspeisung

Die Regionalisierung der Gasnachfrage erfolgt ausgehend von der deutschlandweiten Gasnachfrage (siehe Abschnitt 3.2) mit der im Abschnitt 2.3.2 dargestellten Methodik. Der Rückgang der Gasnachfrage um durchschnittlich ca. 45 % wirkt sich aufgrund der unterschiedlichen Entwicklungen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie auch unterschiedlich auf die Gasverteilnetze aus, je nach Bevölkerungsdichte und vorherrschender Abnehmerstruktur (v. a. Industrieanteil).

In Abbildung 47 ist die Verteilung der Gasnachfrage auf Verteilnetzebene im Jahr 2050 dargestellt. Gebiete mit hoher Gasnachfrage und damit auch hohen Kapazitäten für die Aufnahme erneuerbarer Gase befinden sich vor allem in West- und Mitteldeutschland sowie allgemein in eher städtisch geprägten Gebieten.

Bei der Ermittlung der resultierenden Gasnachfrage wird auch die prognostizierte Biogaseinspeisung berücksichtigt. Das Potenzial der Biogaseinspeisung im Jahr 2050 variiert stark in der Literatur. Im Rahmen dieses Projektes wurde die Annahme getroffen, dass 3,22 Mrd. Nm³ CH₄ im Jahr 2050 in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist werden. Dies ist im Vergleich zum aktuellen Stand (2015 ca. 0,8 Mrd. Nm³ CH₄/a, [dena, 2015]) eine Vervierfachung, liegt jedoch deutlich unter den ursprünglichen politischen Vorgaben der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [GasNZV, 2013]. Dass dieses Potenzial nachhaltig und wirtschaftlich erzielbar ist, wird u. a. in der „Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas)“ [Erler et al., 2013] gezeigt. Gleichzeitig entspricht die angenommene Einspeisemenge den Prognosen der European Gas Association für das Jahr 2030 [European Biogas Association, 2014].

Für den Anlagenbetrieb wird eine Bandbreite von 5.500 h/a [BMU-Leitstudie, 2012] bis 8.000 h/a [Gottwald, 2010] angegeben. Aktuell weisen die Anlagen Volllaststunden von durchschnittlich etwa 7.000 h/a auf [dena, 2015]. Unter der Voraussetzung, dass sich die Anlagentechnik weiter entwickelt und hohe Volllaststunden erzielt werden können, ergibt sich eine Einspeiseleistung von etwa 400.000 Nm³/h (ca. 4,0 GW_{th Hi}). Aktuell beträgt diese ca. 115.000 Nm³/h.

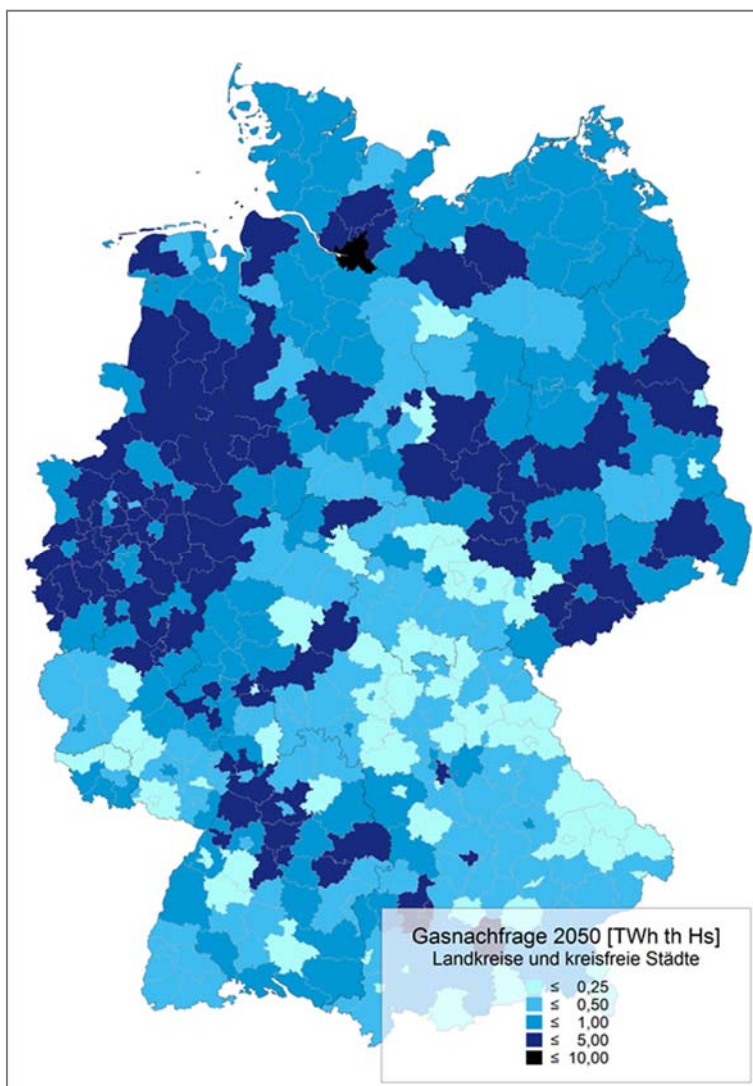


Abbildung 47: Regionalisierte Gasnachfrage im Jahr 2050

Quelle: Datengrundlage GfK GeoMarketing, Eigene Darstellung DBI

Die Biogaspotenziale liegen vor allem in Niedersachsen, Bayern, Nordrhein-Westfalen und Sachsen-Anhalt – und somit nicht unbedingt in den Gebieten mit hoher Gasnachfrage. In Mecklenburg-Vorpommern z. B. kann über die Hälfte der jährlichen Gasnachfrage in 2050 mit Biogas gedeckt werden, in den Stadtstaaten Hamburg, Bremen und Berlin sowie in Nordrhein-Westfalen liegt der Anteil unter 5 %.

Aufgrund des Rückgangs der Gasnachfrage und der Vervierfachung der Biogaseinspeisung liegt der Anteil von Biogas im Jahr 2050 bei ca. 8 % an der Gasnachfrage im Gasverteilnetz. Da die Verteilung der Gasnachfrage und des Biogaspotenzials stark unterschiedlich ist, sind für das Jahr 2050 deutlich mehr Regionen als heute zu erwarten, in denen Biogas mindestens in Teilen des Jahres zur Deckung der Gasnachfrage ausreicht bzw. diese teilweise sogar übersteigt (siehe Abbildung 48).

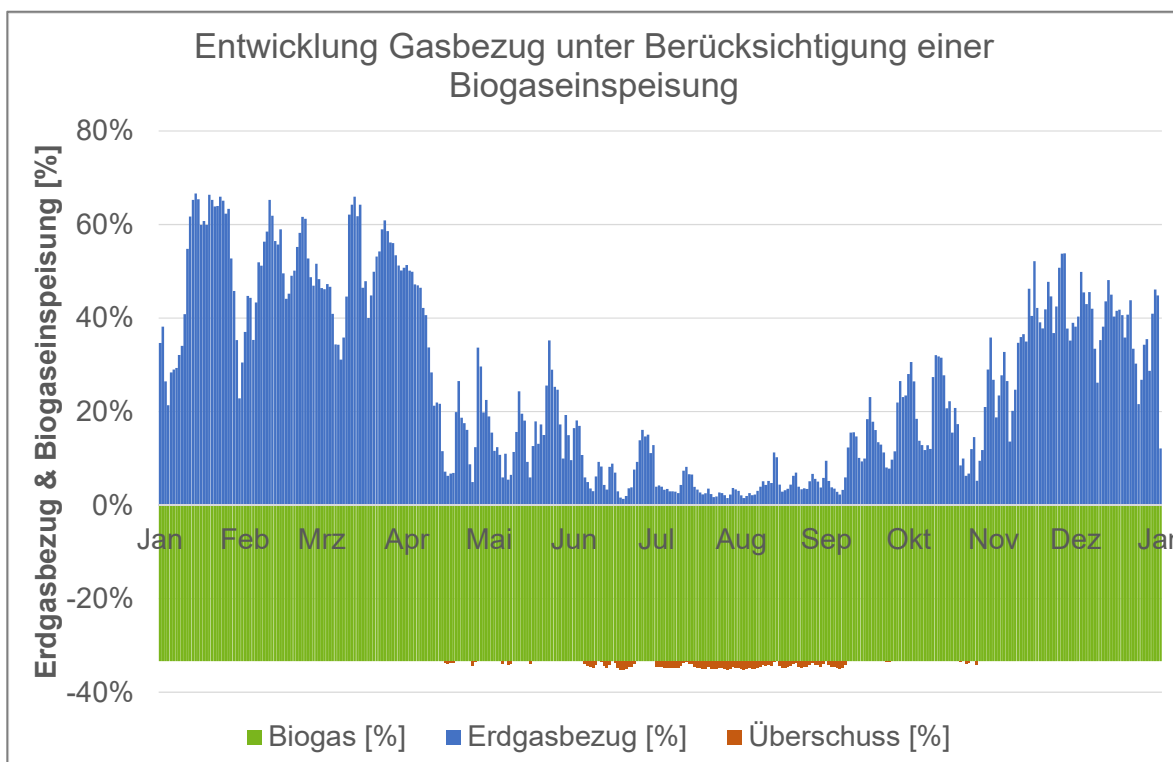


Abbildung 48: Entwicklung des Gasbezugs im Verteilnetz unter Berücksichtigung einer Biogaseinspeisung (Beispiel)

Die Veränderungen bei der Gasnachfrage und der dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Gasen führen zu neuen Herausforderungen für den Betrieb der Gasverteilnetze und beeinflusst durch den veränderten Gasbezug auch die vorgelagerten Gastransportnetze. Darüber hinaus werden neue Konzepte erforderlich für den Umgang mit erneuerbaren Gasen, die den jeweiligen Bedarf übersteigen. Beispiele dafür sind die Rückspeisung des Gases in die vorgelagerten Netze, aber auch die Verschiebung in angrenzende Verteilnetze, dezentrale Speicherung oder Flexibilisierung der Einspeisung.

3.3 Entwicklung des Gasmarktes bis 2050 und Implikationen für Power-to-Gas in Deutschland

Mithilfe des Modells GAMAMOD wurden unter Beachtung der zuvor beschriebenen Rahmenparameter und der Vorergebnisse der Projektpartner (z. B. die Erdgasnachfrage im (80%-EE-Anteil Szenario) Modellrechnungen für das Basisjahr 2011 und das Modelljahr 2050 durchgeführt. Das Jahr 2050 beschreibt den Zeitpunkt, zu dem der je nach Szenario definierte Anteil an EE-Strom an der Bruttostromnachfrage erreicht werden soll. Die Ergebnisse konzentrieren sich dabei auf die zu erwartenden deutschen Importe und Exporte und die daraus resultierenden Erdgastransitmengen. Im Anschluss wurde für den Szenarienstrang „mit PtG“ die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgassystem für das 80%-EE Szenario und das 100%-EE Szenario hinsichtlich des Beitrages von EE-Gasen zur Deckung der deutschen Erdgasnachfrage eingeordnet und bewertet. Für das Jahr 2050 wurden zusätzlich Sensitivitäten bezüglich der Entwicklung der europäischen Importinfrastruktur berechnet. In GAMAMOD sind die Marktgebiete Gaspool und Net Connect Germany als Modellknoten abgebildet, die über aggregierte Übertragungskapazitäten verbunden sind. Nachfolgend sind die Ergebnisse beider Marktgebiete für Deutschland aggregiert dargestellt. Die Betrachtung von erneuerbaren Gasen kann somit auch nur aggregiert auf der Ebene von Marktgebieten bzw. Ländern stattfinden. Dem gegenüber können auf Grundlage der GAMAMOD Ergebnisse unter Beachtung des europäischen Umlandes Aussagen zu Importen, Exporten und Transiten getroffen werden. Diese Ergebnisse der Im- und Exporte bildeten wiederum Eingangsgrößen für das technische Gasnetzmodell der TUB. Durch die hohe räumliche Auflösung und detaillierte Abbildung von nationalen Gasleitungen, Speichern und Verdichtern sind so auch regionale Betrachtungen der Folgen einer vermehrten Einspeisung von erneuerbaren Gasen für das Gasnetz möglich. Mithilfe einer Gasflusssimulation werden die Auswirkungen von Erneuerbaren Gasen und sich wandelnden Import- und Exportströmen auf die deutsche Erdgasinfrastruktur untersucht.

3.3.1 Deutsche Erdgas Im- und Exporte steigen bis zum Jahr 2050

Die Analyse der GAMAMOD Modellergebnisse für das Jahr 2050 zeigen wesentliche strukturelle Veränderungen der deutschen Erdgashandelsströme im Vergleich zum Basisjahr 2011. Die deutschen **Erdgasimporte** steigen bis zum Jahr 2050 um 63% auf 1.125 TWh_{th Hi} im Vergleich zu 688 TWh_{th Hi} im Basisjahr. Dieser Anstieg resultiert aus einer sinkenden Erdgasförderung in Deutschland und den europäischen Nachbarländern. Die deutsche Erdgasförderung endet im Jahr 2030. Aufgrund der sinkenden Förderung in den Niederlanden, wandelt sich das Land von einem Erdgasexporteur zu einem Importeur. All diese Effekte überlagern sich, woraus ein verstärkter Importbedarf an den Ostdeutschen Grenzübergängen im europäischen Fernleitungsnetz resultiert. Während im Jahr 2011 Deutschland noch Erdgas (100 TWh_{th Hi}) aus den Niederlanden importiert, fallen diese Mengen im Jahr 2050 gänzlich weg. Erdgas wird vielmehr aus Tschechien (CZ) und Österreich (AT) importiert, die als Transitländer für russisches Erdgas fungieren. Ein weiterer Grund für den Anstieg der Bruttoerdgasimporte nach Deutschland ist der Ausbau der direkten Transportverbindung von Russland (RU) nach Deutschland über die Nord Stream Pipeline. Durch diese gelangt vorrangig russisches Erdgas in den deutschen Markt, welches auch an westeuropäische Nachbarn weitergeleitet wird. Die Importe aus Polen bleiben zwischen 2011 (200 TWh_{th Hi}) und 2050 (233) nahezu unverändert. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass die Übertra-

gungskapazitäten an diesem Grenzübergang unverändert bleiben. Abbildung 49 zeigt den Anstieg der Importe im Vergleich zu 2011 sowie die Verschiebung der Importströme zugunsten östlicher Produktionsquellen.

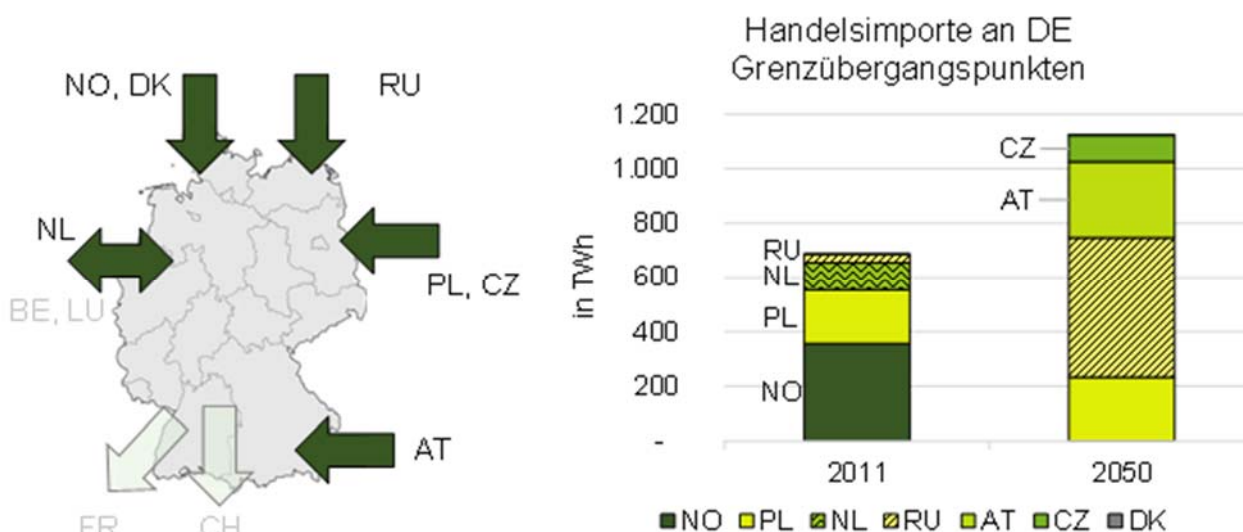


Abbildung 49: Deutsche Erdgasimporte im Jahr 2011 und 2050

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf GAMAMOD Modellergebnissen

In dem betrachteten Szenario wird in 2050 kein Erdgas aus Norwegen nach Deutschland importiert. Dieses Ergebnis ist modellbedingt und der Zielfunktion, der Minimierung der gesamten Systemkosten, geschuldet. In der Modelllösung wird daher eine Belieferung Großbritanniens mit norwegischem Gas als systemoptimal gewählt. Für Deutschland sind aus Modellsicht die Produktions- und Transportkosten für russisches Erdgas (0,14 ct/kWh_{th} und 0,03 ct/kWh_{th}) günstiger als für norwegisches Erdgas (0,27 ct/kWh_{th} und 0,02 ct/kWh_{th}). Im Jahr 2011 ist Norwegen mit 355 TWh_{th Hi} noch einer der Hauptlieferanten für den deutschen Erdgasmarkt. Es ist im Gegensatz zu den Modellergebnissen zu erwarten, dass Deutschland aus Diversifikationsgründen auch 2050 noch Erdgas aus Norwegen importiert. Die Importe aus Dänemark sind 2050 mit 8 TWh_{th Hi} nur von untergeordneter Bedeutung für den deutschen Erdgasmarkt.

Mit Blick auf die deutschen **Erdgasexporte** ist ein Anstieg von 112 TWh_{th Hi} in 2011 auf 727 TWh_{th Hi} im Jahr 2050 zu beobachten. Dies entspricht mehr als einer Verfünffachung. Die Erdgasexporte im Basisjahr sind mit 112 TWh_{th Hi} als gering einzuschätzen. Während in 2011 vorrangig kleinere Erdgas Mengen nach Frankreich (66 TWh_{th Hi}) und in die Schweiz (37 TWh_{th Hi}) exportiert wurden, wird im Modelljahr 2050 zusätzlich Erdgas nach Belgien (274 TWh_{th Hi}) und in die Niederlande (210 TWh_{th Hi}) transportiert. Der ansteigende Export in die Niederlande steht im direkten Zusammenhang mit der rückläufigen nationalen Erdgasproduktion. Die Exporte aus Deutschland kompensieren diese fehlenden Erdgasförderungsmengen. Die Erdgasexporte nach Frankreich erhöhen sich von 66 TWh_{th Hi} im Jahr 2011 auf 197 TWh_{th Hi} in 2050. Hingegen bleiben die Erdgasexporte aus Deutschland in die Schweiz mit 34 TWh_{th Hi} auf einem ähnlichen Niveau wie 2011 (37 TWh_{th Hi}). Die Exporte nach Dänemark waren mit 4 TWh_{th Hi} bereits 2011 auf einem niedrigen Niveau und kommen 2050 zum Erliegen. Trotz der Steigerung von 4 TWh_{th Hi} 2011 auf 12 TWh_{th Hi} 2050 der deutschen Exporte nach Luxemburg haben diese Erdgas Mengen nur einen geringen Anteil

an der deutsche Exportbilanz 2050 von 727 TWh_{th Hi}. Abbildung 50 zeigt die Exporte¹⁰ an deutschen Grenzübergangspunkten in 2011 und 2050.

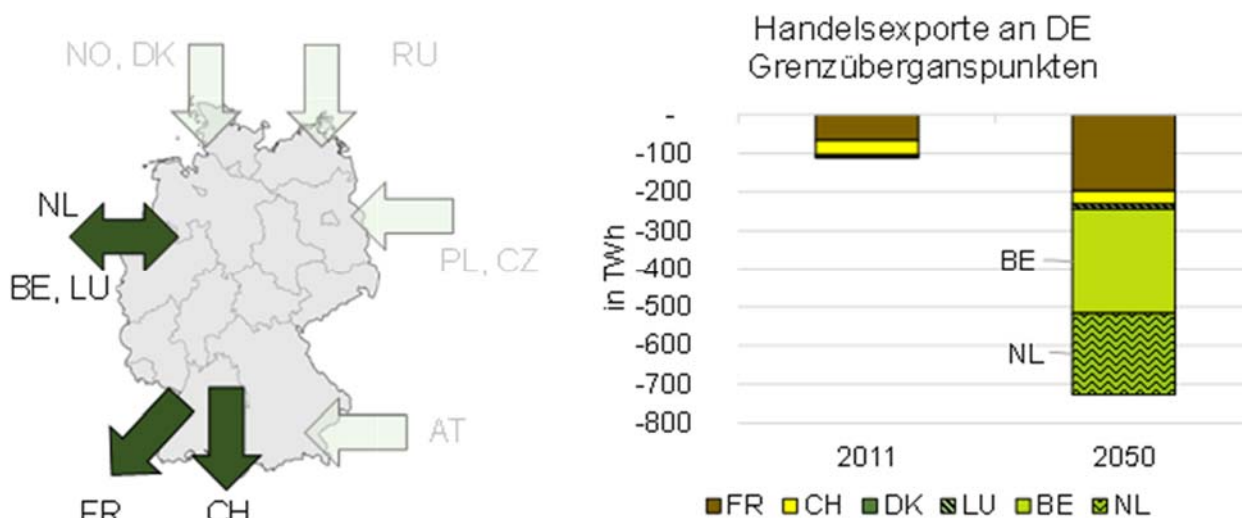


Abbildung 50: Deutsche Erdgasexporte im Jahr 2011 und 2050

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf GAMAMOD Modellergebnissen

Sowohl die deutschen Erdgasimporte als auch die -exporte erleben einen deutlichen Zuwachs im Jahr 2050 gegenüber den Handelsbilanzen in 2011. Deutschland vollzieht damit einen Wandel von einem Netto-Gasimportland zu einem Gastransitland. Bedingt durch die strukturellen Änderungen der Erdgasproduktion in Westeuropa, insbesondere den Niederlanden und z. T. Norwegens und in Verbindung mit einer leicht steigenden europäischen Erdgasnachfrage implizieren die Ergebnisse eine sich wandelnde Aufgabe des deutschen Erdgasnetzes von einem Transport- und Verteilnetz hin zu einem Transitnetz. Die im Modell hinterlegte rückgängige Erdgasnachfrage von 651 TWh_{th Hi} in 2011 auf 405 TWh_{th Hi} in 2050 ist ein zusätzlicher Treiber für den steigenden Erdgastransit, da importierte Erdgasmengen zu einem geringeren Teil die deutsche Nachfrage bedienen und die Import- und Exportkapazitäten verstärkt von westeuropäischen Ländern zur Deckung ihrer steigenden Erdgasnachfrage nachgefragt werden.

Die in Abbildung 51 eingezeichneten Import- und Exportpfeile stellen eine qualitative Einordnung der Verschiebung der Erdgasimporte und -exporte dar. In 2011 stellen die Transitgasmengen von 110 TWh_{th Hi} im Verhältnis zur deutschen Erdgasnachfrage von 651 TWh_{th Hi} nur einen kleineren Teil der Belastung der Erdgasinfrastruktur dar. Für das Jahr 2050 zeigen die Modellergebnisse, dass die Transitgasmengen mit 740 TWh_{th Hi} die deutsche Erdgasnachfrage von 405 TWh_{th Hi} deutlich überschreiten. Dieser Wert stellt eine szenariobedingte Obergrenze dar. Es bleibt jedoch festzuhalten, dass auch, wenn weitere europäische Infrastrukturprojekte den tatsächlichen Transitfluss durch Deutschland begrenzen, das deutsche Erdgasnetz zukünftig verstärkt Transitaufgaben von Osteuropa nach Westeuropa übernehmen wird.

¹⁰ Exporte sind im Modell negativ (-) definiert, wobei dies als Richtung der Handelsströme interpretiert wird.

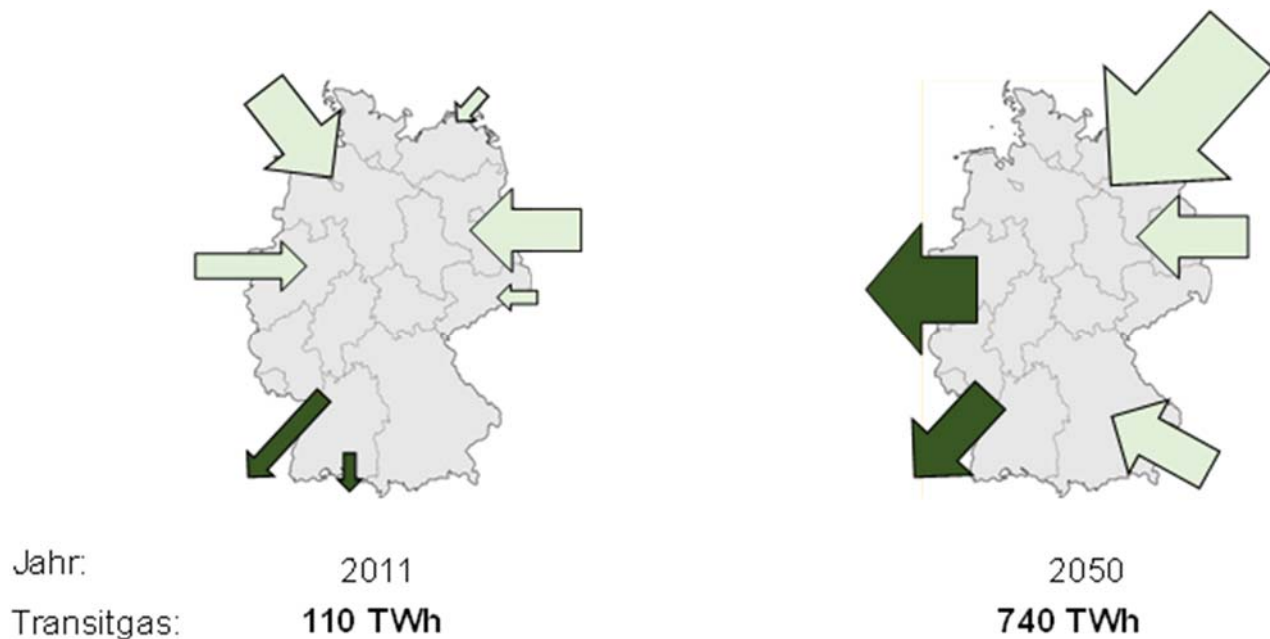


Abbildung 51: Deutschland vollzieht bis 2050 den Wandel zu einem Gas-Transitland

Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse aus GAMAMOD

Abbildung 51 stellt die auf den Modellergebnissen basierenden Transitmengen von 110 TWh_{th Hi} im Jahr 2011 und 740 TWh_{th Hi} im Jahr 2050 dar, die sich aus der Differenz der deutschen Erdgas-Residualnachfrage¹¹, den Importen und Exporten ergibt. Die Transitmengen im Jahr 2050 sind als eine obere Grenze zu interpretieren, die vor allem durch die steigende europäische Erdgasnachfrage in Westeuropa und die vorgegebenen Importmöglichkeiten (hauptsächlich über Pipelines) bedingt sind. Tatsächlich ist in Europa auch eine Vielzahl neuer Infrastrukturprojekte, z. B. der Ausbau von LNG-Terminals in Südeuropa sowie der Ausbau des südlichen Gaskorridors, geplant. Diese Projekte stellen weitere Importmöglichkeiten für russisches und kaspisches Erdgas via Pipeline bzw. Flüssiggas aus Katar, Nigeria und möglicherweise den USA nach Europa dar, die in dieser Modellrechnung explizit nicht betrachtet wurden [Hauser und Möst, 2016]. Unter den aktuellen Bestrebungen der europäischen Entscheidungsträger sind eine Diversifizierung des Erdgasbezugs und eine Begrenzung der Abhängigkeit von russischem Erdgas wahrscheinlich, was in der Folge die hier berechneten Erdgastransitmengen durch Deutschland verringern würde.

3.3.2 Entwicklung der Importinfrastruktur determiniert Gasbezugskosten

Der Ausbau der Importinfrastruktur unterliegt politischen und ökonomischen Ungewissheiten. Sicher ist, dass auch bei einer gleichbleibenden Erdgasnachfrage der Bedarf an importiertem Erdgas in Europa steigt [Vgl. Hauser & Möst, 2016]. Ungewiss hingegen ist, welche, der vorgeschlagenen Ausbauprojekte tatsächlich realisiert werden. Anfang der 2010er Jahre stand der Ausbau

¹¹ Unter der Erdgas-Residualnachfrage wird in diesem Zusammenhang die deutsche Erdgasnachfrage abzüglich der innerdeutschen konventionellen Erdgasproduktion verstanden.

der South Stream Pipeline, die russisches Erdgas über das Schwarze Meer nach Europa transportieren sollte, dem Nabucco Projekt, das Erdgas aus dem mittleren Osten für den europäischen Markt importieren sollte, konkurrierend gegenüber (Vgl. [Dieckhöner, 2012]). Das Nabucco-Projekt ist mittlerweile gestoppt und nach den jüngsten außenpolitischen Entscheidungen Russlands und dem Agieren in der Konfliktregionen Ukraine, Türkei und Syrien ist das Verhältnis zwischen Russland und der EU abgekühlt. In der Folge wurde das South Stream Projekt zum Turkish Stream Projekt modifiziert.

Neben dem Ausbau der Gaspipelines bietet die Verschiffung von Flüssiggas (LNG) die Möglichkeit Erdgas flexibel zu handeln. Waren bisher die meisten Flüssiggashäfen in Südeuropa (Spanien, Frankreich und Italien) verortet, existieren nun viele Ausbauprojekte in Nordeuropa für neue LNG-Terminals. Abbildung 52 zeigt die europäischen Importkapazitäten in aggregierter Form und schreibt Ausbauprojekte und Planungen bis 2025 fort. Auch wenn ein Ausbau aller LNG-Terminal Projekte unwahrscheinlich ist, ist ein wachsender Marktanteil an LNG im europäischen Erdgasmarkt zu erwarten.

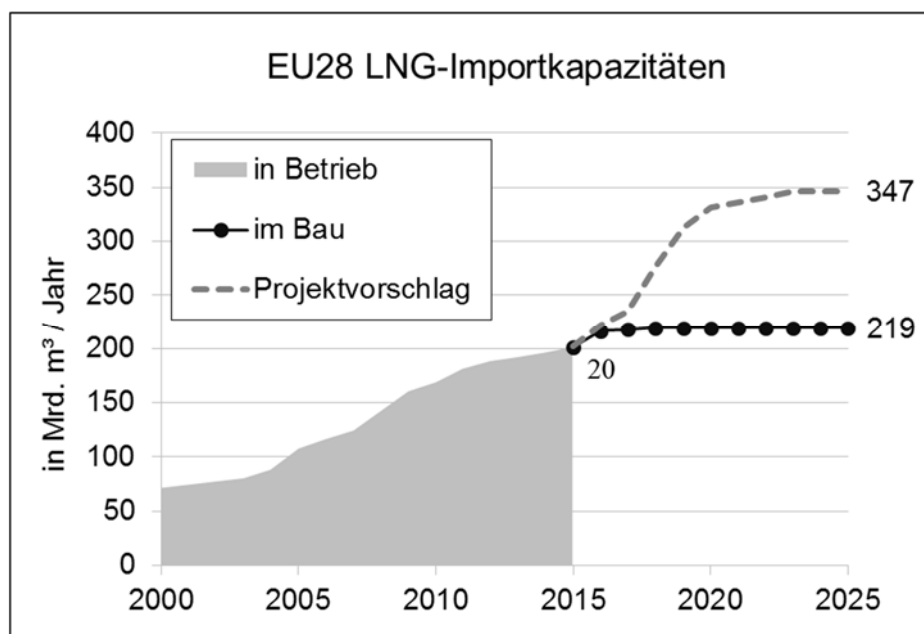


Abbildung 52: Entwicklung der LNG-Importkapazitäten in der EU28

Quelle: Eigene Darstellung [GIE, 2015]

Die Realisierung der Ausbauprojekte implizieren jeweils unterschiedliche Erdgasbezugskosten für Europa und wirken sich unterschiedlich auf den Erdgaspreis aus. Im Vergleich zu einem Status Quo Szenario ohne einem Ausbau von Importinfrastruktur zwischen 2011 und 2050, führt der Ausbau der Nord Stream II Pipeline und einer Variante der Turkish Stream Pipeline als Alternative zu ukrainischen Transportwegen im Optimierungsmodell GAMAMOD zu niedrigeren Erdgaspreisen in 2050. Demgegenüber führt ein reiner Ausbau von LNG-Terminals und ein damit verbundener höherer Import von Flüssiggas in Europa zu deutlich höheren Erdgaspreisen in 2050, da zur Deckung der Nachfrage im Modell zwangsläufig Erdgas aus Förderregionen mit hohen Produktionskosten importiert werden muss.

3.3.3 Interpretation der Modellergebnisse aus GAMAMOD für den deutschen und europäischen Erdgasmarkt

Die Berechnung des europäischen Erdgasmarktes und die Auswirkungen auf Deutschland wurden mithilfe des europäischen Fundamentalmarktmodells GAMAMOD für die Jahre 2011 und 2050 berechnet. Nach Auswertung und Spiegelung der Modellläufe mit den Ergebnissen der Projektpartner sind folgende zentrale Ergebnisse festzuhalten:

1. Eine sinkende europäische Erdgasproduktion und eine steigende europäische Erdgasnachfrage führen zu höheren Gastransiten im Jahr 2050 durch Deutschland
2. Höhere Gastransite und eine hohe Auslastung der Fernleitungs Pipelines bilden die Voraussetzung dafür, dass hohe Energieströme an EE-Gasen (auch Wasserstoff) durch PtG in das Gasnetz eingespeist werden können
3. Die berechneten Mengen der Einspeisung von EE-Gasen aus PtGA betragen im 80%-EE-Anteil Szenario 1% und spielen gemessen an der totalen Gasnachfrage nur eine untergeordnete Rolle.
4. Hingegen ist im 100%-EE-Anteil Szenario der bilanzielle Anteil an EE-Gasen an der deutschen Gasnachfrage mit 29% erheblich. Dieser Wert unterliegt der Voraussetzung, dass die EE-Gase auch technisch in das Erdgasnetz zu integrieren sind.

Ein Energiesystem, in der der Anteil am Bruttostromverbrauch durch 100-% aus EE-gedeckt wird, ist durchaus kritisch zu hinterfragen, da das Erreichen dieses Ziels mit einem sehr hohen technischen und gesellschaftlichen Aufwand und sehr hohen Kosten verbunden ist. Die bilanzielle CO₂-Neutralität des Stromsektors ist außerdem von den gewählten Bilanzgrenzen abhängig, die sich in dem hier gewählten Szenario auf Deutschland beziehen. Für eine erfolgreiche und sinnvolle Umsetzung müssen diese Bilanzgrenzen allerdings europäischen Kontext gedacht und gezogen werden. Vor dem Hintergrund einer konsistenten Umsetzung in allen europäischen Ländern ist daher eine 100%-EE Welt kritisch zu hinterfragen. Für die Etablierung der PtG-Technologie sind darüber hinaus nicht nur volkswirtschaftliche, sondern auch betriebswirtschaftliche Determinanten von Bedeutung. Um Investitionen für PtGA anzureizen, muss ein sich selbst tragender wirtschaftlicher Betrieb im Marktumfeld gegeben sein. Entscheidend dafür sind zwei Faktoren: das Gaspreisniveau und die Volllaststunden von PtGA [Vgl. Brunner, Michaelis & Möst, 2015]. Die Ergebnisse für den deutschen Erdgasmarkt beider KonStGas-Szenarien sind in Tabelle 12 zusammengefasst.

Tabelle 12: Übersicht der Ergebnisse des 80%- und 100%-EE-Szenarios

	80%-EE-Szenario*		100%-EE-Szenario*	
	In TWh _{th,Hi}	Anteil an der Gasnachfrage in Deutschland	In TWh _{th,Hi}	Anteil an der Gasnachfrage in Deutschland
Gasnachfrage	405		405	
Biogaseinspeisung	34	8 %	34	8 %
Wasserstoffeinspeisung	7	2 %	116	29 %

Quelle: Eigene Darstellung der KonStGas-Projekt Ergebnisse

Die Daten zur Einspeisung des Wasserstoffs basieren auf den Daten der Projektpartner des RWTH, die die Bereitstellung von EE-Gasen aus PtGA nach Betrachtung des Redispatch¹² ermittelt haben. Der angenommene Wirkungsgrad der PtGA in 2050 beträgt 84 %.

Die Modellergebnisse für das Jahr 2050 geben Aufschluss über die Umgestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich einer Dekarbonisierung des Gassektors. Diese werden derzeit in der öffentlichen Diskussion auch im Zuge einer Sektorenkopplung verstärkt diskutiert [enervis, 2017]. Basierend auf den Modellergebnissen wird ersichtlich, dass wenn durch Überschussstrom auch die konventionelle Gasnachfrage (d. h. zusätzlich zum Strom- auch im Wärme und Verkehrssektor) vollständig durch EE-Gas gedeckt werden sollte, müssten deutliche Überkapazitäten an EE-Anlagen in Deutschland aufgebaut werden. Dieses Ziel wurde nicht explizit innerhalb des KonStGas Projektes betrachtet. Dennoch könnte die Möglichkeit, neben dem Strom- auch den Gassektor auf Basis Erneuerbarer Energien zu dekarbonisieren, ein denkbare Ziel künftiger Energiepolitik sein.

Die Ergebnisse sind vor dem Hintergrund einer Reihe von Annahmen und Abstraktionen zu interpretieren, die zum einen auf der Seite der zur Verfügung stehenden Daten beruhen und zum anderen durch die operative Zusammenschaltung der einzelnen Modelle bedingt ist. Ein wesentlicher Treiber der in GAMAMOD modellierten Gasflüsse sind die exogen vorgegebenen Annahmen zu Gasnachfrage in Deutschland und Europa. Die europäische Gasnachfrage ist im Modell mit einem moderaten Anstieg hinterlegt. Demgegenüber wurde für das deutsche Energiesystem eine Einhaltung von nationalen Emissionszielen bis 2050 angenommen. Die Einhaltung dieser Ziele ergab in der Modellierung des gesamten Energiesystems in IKRARUS eine sinkende deutsche Erdgasnachfrage. Ob dieser gegenläufige Trend einer sinkenden deutschen und einer steigenden europäischen Erdgasfrage tatsächlich eintritt ist unklar. Ein mögliches Szenario für weitere Untersuchungen könnte sein, dass auch in Europa der Anteil an EE in einem ähnlichen Maße steigt, was wiederum zu einer sinkenden europäischen Gesamterdgasnachfrage führen könnte. In diesem Fall stellen die hier vorgestellten Erdgastransitmengen durch Deutschland einen oberen Schwellenwert dar. Darüber hinaus sind hohe Biogasziele für das Modell hinterlegt, die der Einspeisung von EE-Gasen aus PtGA konkurrierend gegenüber stehen könnten, da beide Gase als CO₂-neutral betrachtet werden können.

Die Gaspreise für Deutschland sind modellbedingt aus den Gasbezugskosten (Produktion + Transit) unter der Annahme einer Minimierung der Systemkosten für die Versorgung Europas mit Erdgas abgeleitet. Dieser Ansatz entspricht einem zentralen Planer, der die kostenminimale (und unter Voraussetzung eines perfekten Wettbewerbs implizit wohlfahrtsmaximierende) Versorgung mit Erdgas garantiert. Im Upstream des Erdgasmarktes lässt sich tatsächlich ein Einfluss der Produzenten auf die Preise beobachten. Diese Fragen der Marktmacht werden mit dem Modellansatz systematisch unterschätzt, sodass die Gasbezugskosten eine fundamentale untere Schwelle der tatsächlich zu beobachteten Preise darstellen.

Abschließend ist die Wettbewerbsfähigkeit von EE-Gasen aus PtGA gegenüber Biogas und konventionellem Erdgas zu diskutieren. In einem freien Markt müssen diese Gase langfristige Geschäftsmodelle ermöglichen, damit private Investoren auch ohne die Hilfe von Subventionen und Förderprogrammen PtGA errichten (siehe Infobox).

¹² Redispatch bezeichnet den Eingriff der Übertragungsnetzbetreiber in das Marktergebnis und die Steuerung von Erzeugungseinheiten, um einen Netzengpass zu vermeiden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und einer zunehmend fluktuierenden Erzeugungsstruktur sind in der Vergangenheit auch die Eingriffe der Netzbetreiber zur Sicherung des störungsfreien Netzbetriebes gestiegen.

Infobox: Wettbewerbsfähigkeit von unterschiedlichen Einsatzkonzepten von Power-to-Gas im zukünftigen Energiesystem

Für die Etablierung der PtG-Technologie sind nicht nur volkswirtschaftliche, sondern auch betriebswirtschaftliche Determinanten von Bedeutung. Um Investitionen für PtGA anzureizen, muss ein sich selbst tragender wirtschaftlicher Betrieb im Marktumfeld gegeben sein. Entscheidend dafür sind zwei Faktoren: das Gaspreisniveau und die Volllaststunden von PtGA.

Brunner et al. [Brunner et al., 2015] zeigen in Abbildung 53, dass die Gasgestehungskosten zum einen von den spezifischen Investitionen in Elektrolyseure, dem Wirkungsgrad und dem Strompreis abhängen. Mit steigender Volllaststundenzahl einer PtGA nehmen zudem die Gasgestehungskosten ab. Im optimistischsten Fall, d. h. bei niedrigen spezifischen Investitionskosten von 500 EUR/kW_{el} für den Elektrolyseur und 300 EUR/kW_{el} für die Methanisierung, einem Gesamtwirkungsgrad von 58,5% und einem Strompreis von 0 EUR/MWh_{el} müsste eine PtGA mehr als 2.600 Stunden im Jahr in SNG produzieren, um mit Biogas zu konkurrieren. Damit das SNG mit Erdgas konkurrenzfähig wäre, müsste die Anlage mehr als 7.000 Stunden pro Jahr im Betrieb sein.

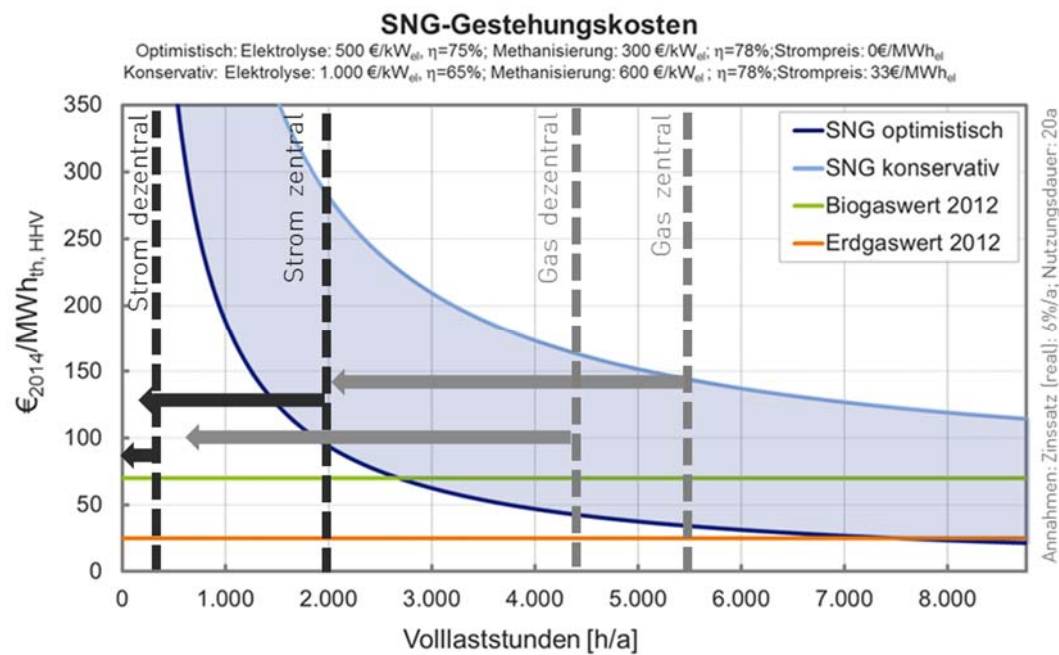


Abbildung 53: Durchschnittliche Produktionskosten von erneuerbarem Methan unter verschiedenen Rahmenparametern

Quelle: [Brunner et al., 2015]

Brunner et al. [Brunner et al., 2015] beschreiben verschiedene Einsatzkonzepte von PtGA, die sie zwischen strom- und gaseitig und zentral und dezentral unterscheiden. Die höchsten Volllaststunden sind in einem zentralen, gaseitigen Einsatz von PtGA zu erwarten.

3.4 Entwicklung der PtG-Technologien Elektrolyse und Methanisierung

Nachfolgend werden Entwicklungspfade der wichtigsten PtG-Technologien für die Jahre 2014 bis 2050 beschrieben: alkalische Elektrolyse, Membranelektrolyse und Methanisierungstechnologien.

Die Basisdaten zu Kosten und Wirkungsgraden entstammen den genannten Literaturquellen für 2014, 2020, 2030, 2040 und 2050 (s. Abbildung 54, Tabelle 13, Tabelle 14, Tabelle 15). Bei fehlenden Kostenannahmen wurden diese nach dem klassischen Lernkurvenansatz mit einer Lernrate von 13 % in die Zukunft vorgeschrieben (bei Verdoppelung der installierten Leistung sinken die Anlagenkosten aufgrund von Skaleneffekten um 13 %). Dieser Wert ist ein durchschnittlicher Wert aus der chemischen Verfahrenstechnik.

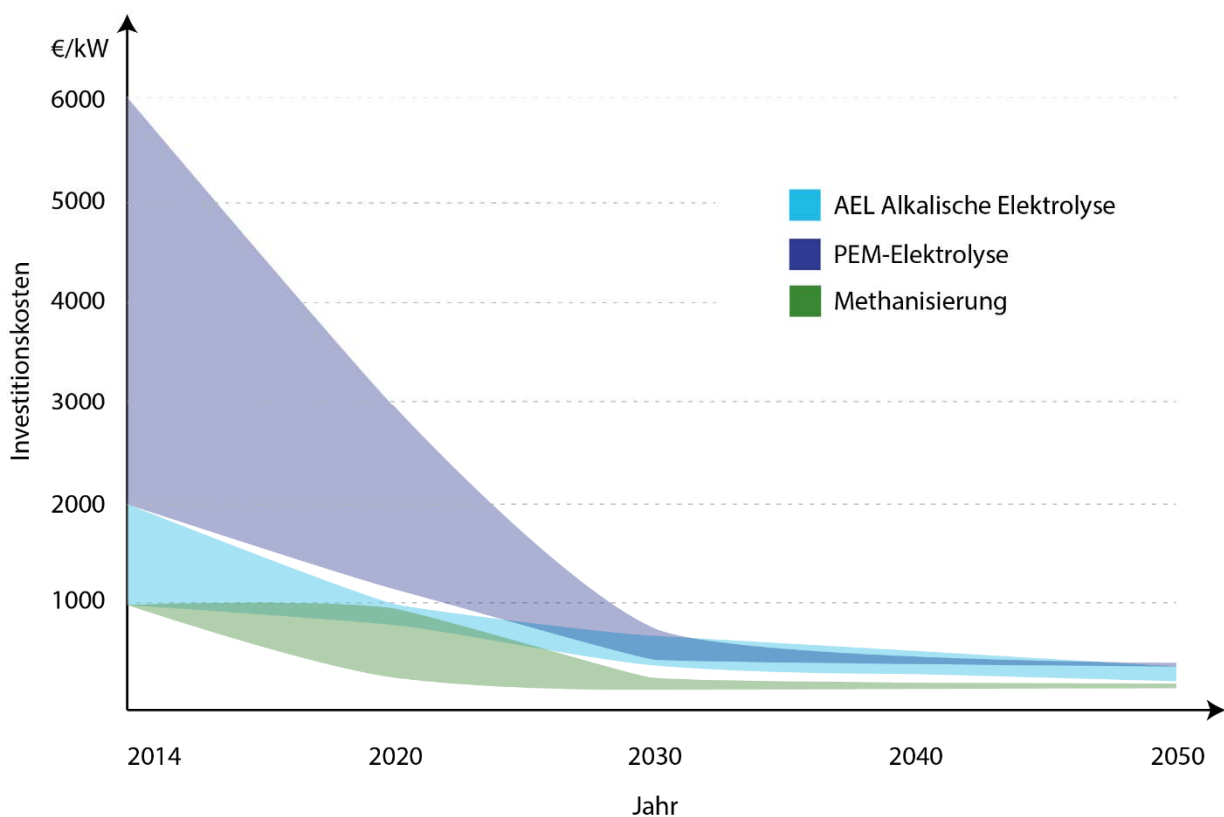


Abbildung 54: PtG Kostenannahmen für PEM- und alkalische Elektrolyse sowie für Methanisierung für die Jahre 2014-2050 basierend auf Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 15 in den folgenden Unterabschnitten.

Bei der alkalischen Elektrolyse handelt es sich im Dauerbetrieb um eine vergleichsweise weit ausgereifte Technologie, weshalb hier mit Kostendegressionen aufgrund einer Technologieentwicklung für den flexiblen, intermittierenden Betrieb und einem vermehrten Einsatz für Aufgaben der Sektorenkopplung. Die Proton Exchange Membrane (PEM) Elektrolyse hingegen ist dazu vergleichsweise weniger entwickelt und im Ausgangspunkt wesentlich teurer als die alkalische Elektrolyse, weshalb für diese Technologie mit stark sinkenden Kosten gerechnet werden kann (Markteinführung, Scale-Up, F&E-Weiterentwicklungen). Analog ist es mit der Methanisierung, welche aus verschiedenen Szenarien vermehrt zum Einsatz ab 2030 kommt und entsprechende

Kostendegressionen durchläuft. Dies gilt gleichermaßen für die chemisch-katalytische und die biologische Methanisierung.

Die angenommenen Wirkungsgrade resultieren ebenfalls aus der Entwicklung dieser Energie-wandlungs- und Energiespeichertechnologien.

Tabelle 13: Angenommene Entwicklung alkalischer Elektrolyseanlagen bis zum Jahr 2050

Alkalische Elektrolyseure (AEL)	2014	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrade Elektrolyse-stack (H^o, Wasserstoff) in %	70-82 % [1,2, 3, 4]	84 % [2]	84 % [2]	84 % [2]	84 % [2]
Spez. Investition in €/kW_{el}					
Gesamtanlage	1.000-2.000 ¹³ [1, 2]		800-1.500 [4]	325-550 [8]	
Elektrolyse	1.000-1.500 [5]	800-1.000 [6]	400-700 [6]		250-400 [6]
Betriebskosten in % der Investi-tion	2 % ¹⁴ [6]	2 % [6]	2 % [6]	2 % [8]	2 % [6]
Technische Nutzungsdauer in a	15 a ¹⁵ [6]	20 a [6] 25-30 a [7, 9]	25 a [6] 30 a [7]	25 a [8]	25 a [6]
Arbeitsbereiche in %	zeitweise 0...20-150 % P _N möglich [1, 2]				
Anlaufzeiten	Warmstart (Standby auf Nennlast): < 300 s [4] Kaltstart: mehrere Minuten [4]				

Quellen: [Müller-Syring et al., 2012] [1], [Moser et al. , 2014] [2], [Graf et al., 2014] [3], [Enertrag AG, 2013] [4], [Höflich et al., 2010] [5], [Sternner et al., 2014] [6], [Smolinka et al., 2012] [7], [Annahmen FENES, 2014] [8], [Wenske, 2011] [9]

¹³ Pilotanlagen: 3.000 €/kW_{el}

¹⁴ Wartungskosten: 1,5 % CAPEX, Stacküberholung 3 Mio. Euro für 10 MW_{el} [Enertrag AG, 2013]

¹⁵ 20-30 a [Graf et al., 2014], Stacküberholung 8-10 a [Enertrag AG, 2013], 50.000 h [Hydrogenics, 2012]

Tabelle 14: Technologieentwicklung für Membranelektrolyseure für die Jahre 2017-2050

PEM-Elektrolyseure (PEMEL)	2014	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrade Elektrolysetack (H^o, Wasserstoff) in %	75 % ¹⁶ [4]	74-87 % ^[11, 12]	82-93 % ^[11, 12]	85-93 % ^[13]	85-93 % ^[13]
Spez. Investition in €/kW_{el}					
Gesamtanlage	>> 2.000 ^[1, 2, 3, 4]	2.000-3.000 ^[9]	500-800 ¹⁷	575 ^[13]	450 ^[9]
Elektrolyse	2.000-6.000 ^[8, 10]	1.200 ¹⁸	700 ^[9]		
Betriebskosten in % der Investition	2 % ^[9]	2 % ^[9]	2 % ^[9]	2 % ^[13]	2 % ^[9]
Technische Nutzungsdauer in a	10 a ^[2, 3, 4, 6, 7] - 15 ^[9]	20 a ^[9] - 30 ^[11, 12]	25 a ^[9] - 30 a ^[11]	25 a ^[13]	25 a ^[9]
Arbeitsbereiche in %	Zeitweise (1.200 h) 0...300 % P _N möglich ^[2]				
Anlaufzeiten	Warmstart (Standby auf Nennlast): < 10 s ^[4, 5] Kaltstart: < 10 Minuten ^[4, 5]				

Quellen: [Müller-Syring et al., 2012] [1], [Waidhaus, 2013a] [2], [Graf et al., 2014] [3], [Waidhaus, 2013b] [4], [ITM Power GmbH, 2013] [5], [CET H2, 2012] [6], [h-tec, 2012] [7], [Höflich et al., 2010] [8], [Sternier et al., 2014] [9], [Sternier, 2009] [10], [Smolinka et al., 2012] [11], [Wenske, 2011] [12], [Annahmen FENES, 2014] [13]

Tabelle 15: Technologieentwicklung für Methanisierungs-Technologie für die Jahre 2017-2050

Methanisierung	2014	2020	2030	2040	2050
Wirkungsgrade Reaktor (H^o, Methan) in %	70-78 % ^[1, 2] - 80 % ^[5]	80 % ^[4]	85 % ^[4]	85 % ^[4]	85-90 % ^[4]
Spez. Investition in €/kW_{el}	1.000 ^[3]	200-300 ^[3] 1.000 ¹⁹ [1, 6]	200-300 ^[3]	200-275 ^[4]	250 ^[3]
Betriebskosten in % der Investition	2 % ^[3]	2 % ^[3]	2 % ^[3]	2 % ^[4]	2 % ^[3]
Technische Nutzungsdauer	15 a ^[3]	20 ^[3]	25 a ^[3]	25 a ^[4]	25 a ^[3]
Arbeitsbereiche in %	20...100 % P _N möglich ^[1, 2]				
Anlaufzeiten	Warmstart: ca. 20 Minuten Lastwechsel: 5-15 Minuten pro 10 % P _N ^[1, 2]				

Quellen: [Audi AG, 2013] [1], [Graf et al., 2014] [2], [Sternier et al., 2014] [3], [Annahmen FENES, 2014] [4], [Krassowski, 2012] [5]

¹⁶ Wirkungsgrad bei 200 % P_N: ca. 65 %, bei 300 % P_N: ca. 60 %.

¹⁷ Preis für ein Komplettsystem mit 12 h Speicher: 500-800 €/kW_{el}, Quellen: [Waidhaus, 2013a], [ITM Power GmbH, 2013], [Graf et al., 2014], [Waidhaus, 2013b].

¹⁸ Zielpreis für Anlagen im Maßstab 1-10 MW_{el}: 1.200 €/kW_{el}, für größere Anlagen 700 €/kW_{el}, Quellen: [Müller-Syring et al., 2012], [Waidhaus, 2013a], [Graf et al., 2014], [Waidhaus, 2013b].

¹⁹ Zielpreis für die Gesamtanlage mit Elektrolyse und Methanisierung.

4. 80%-EE-Szenario

Das KonStGas-80%-EE-Szenario ist von einem Anteil der EE am Bruttostromverbrauch i. H. v. mindestens 80 % im Jahr 2050 geprägt. Des Weiteren werden die in Abschnitt 3 dargestellten Entwicklungen u. a. der Bevölkerungsentwicklung, der Strom- und Gasnachfrage sowie des europäischen Gasmarktes berücksichtigt.

Zur Darstellung, welchen Einfluss PtG bei einem EE-Anteil von 80 % auf das Energiesystem hat, wird das Szenario sowohl mit als auch ohne PtG gerechnet. Dazu erfolgen die Betrachtung des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung, die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes, des Kraftwerksparks und der PtGA sowie deren Einsatz unter Berücksichtigung des europäischen Rahmens. Des Weiteren wird untersucht, wie sich die Veränderungen der Gasnachfrage, des Gasmarktes und der Biogaseinspeisung auf die Gasnetze und deren Kapazitäten zur Aufnahme von Gasen aus PtGA auswirken. Abschließend erfolgt die Darstellung der Auswirkungen von PtGA auf das Energiesystem und die Entwicklung der Treibhausgasemissionen.

4.1 Ausbau der erneuerbaren Energien

Als eine wesentliche Grundlage der im Rahmen des Projekts durchgeführten dynamischen Markt- und Netzsimulationen wurden räumlich und zeitlich hochaufgelöste Einspeiseprofile der erneuerbaren Energien erzeugt. Auch wenn Deutschland im Fokus des Projekts steht, erfordern die Analysen einen gesamteuropäischen Fokus und somit einen gleichartigen Szenariorahmen für das betrachtete europäische Ausland.

Die Übersicht in Abbildung 55 zeigt zunächst die übergreifende Logik für die beiden betrachteten Szenariovarianten für 2050. Darin wird deutlich, dass für die dynamischen Analysen des Strommarkts und -netzes zwei Szenariovarianten untersucht wurden, die sich durch den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch unterscheiden (KonStGas-80- und 100%-EE-Szenario). Bei dem ambitionierteren KonStGas-100%-EE-Szenario ist die Besonderheit zu beachten, dass die Ermittlung der darin unterstellten EE-Kapazitäten auf den Ergebnissen des KonStGas-80%-EE-Szenarios erfolgt. Das hierbei zur Anwendung gekommene Vorgehen wird im weiteren Verlauf näher beschrieben (Abschnitt 5.1).

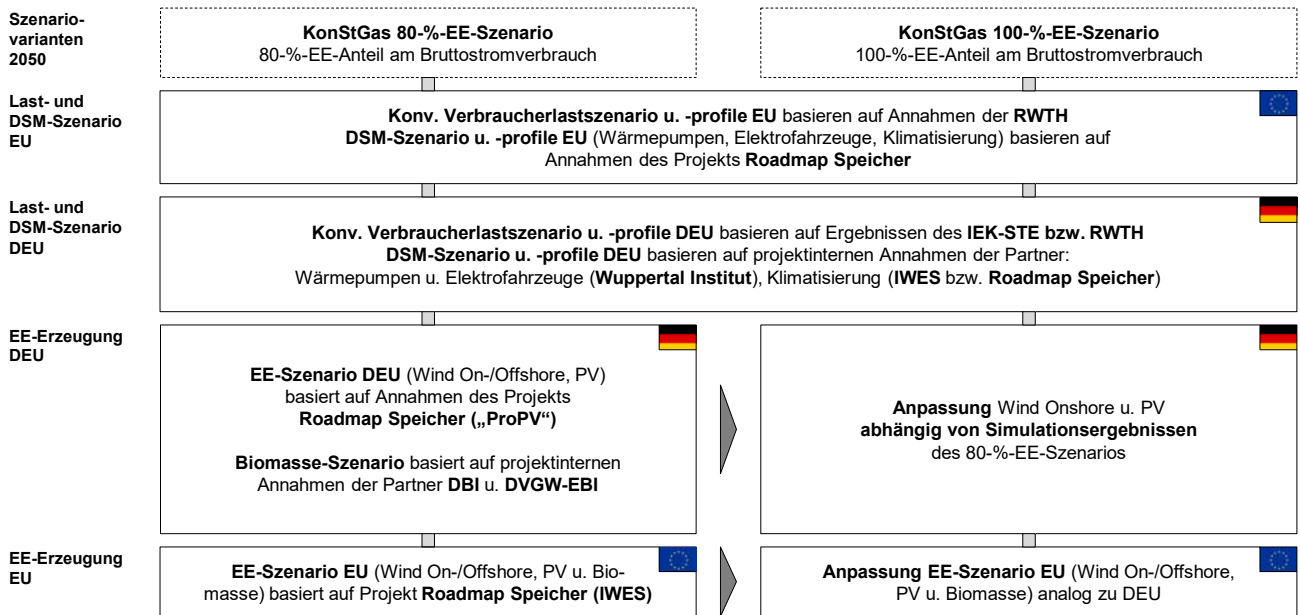


Abbildung 55: Szenarioübersicht und -logik der im Rahmen des KonStGas-Projekts betrachteten Szenarien

Neben den genannten Aspekten ist der Grafik ebenfalls die Herkunft der verschiedenen weiteren Eingangsdaten zu entnehmen. In Abhängigkeit davon, ob es sich um Deutschland oder das betrachtete europäische Ausland handelt, ist zu berücksichtigen, dass für die Bereitstellung dieser Daten unterschiedliche Quellen herangezogen wurden. Während die Annahmen für das Last- und DSM-Szenario sowie auch die EE-Erzeugungskapazitäten ganz wesentlich auf dem Szenariorahmen des Projekts „Roadmap Speicher“ [Stiftung Umweltrecht/RWTH/IWES, 2014] basieren, wurden für das im Fokus stehende Deutschland zum Teil spezielle Annahmen durch die Projektpartner ermittelt.

In Abbildung 56 sind die installierten Leistungskapazitäten der verschiedenen EE-Erzeugungstechnologien dargestellt. Diese basieren wesentlich auf den in der Szenariovariante „proPV“ getroffenen Annahmen im „Roadmap Speicher“-Projekt.

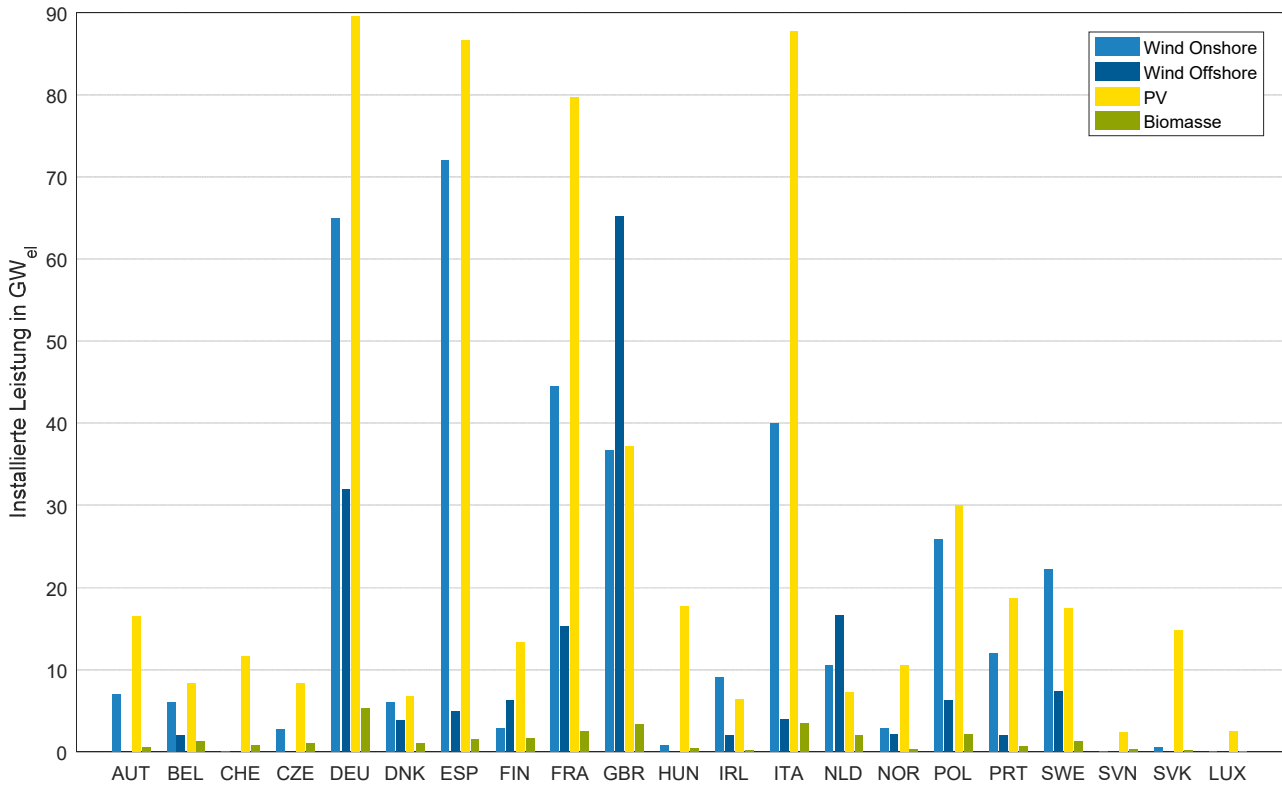


Abbildung 56: EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-80%-EE-Szenario für Deutschland und das betrachtete europäische Ausland

Da Deutschland im besonderen Fokus steht, sind in der nachfolgenden Tabelle 16 die installierten Leistungen explizit genannt:

Tabelle 16: Installierte EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-80%-EE-Szenario in Deutschland

Land (Szenario)	Installierte Leistung in GW _{el}			
	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse ²⁰
Deutschland (80%-EE)	65,0	32,0	89,6	4,8

Um die zeitlich und räumlich hochaufgelösten Analysen des Stromnetzes durchführen zu können, ist neben der in Abschnitt 3.2.3 vorgestellten Regionalisierung der Stromnachfrage auch eine Regionalisierung der EE-Einspeisung im deutschen Netzgebiet vorzunehmen. Dazu dient eine Ver-

²⁰ Die installierte Nettoerzeugungsleistung der Biomasse beinhaltet biogene Festbrennstoffe, Biogas und Bioliquids, Klärgas sowie den biogenen Anteil des Abfalls. Bezüglich der Biomethananlagen wird unterstellt, dass diese direkt in das Erdgasnetz einspeisen und demzufolge nicht Teil der (elektrischen) EE-Erzeugungskapazität sind. Die hierbei zugrundeliegenden Annahmen zu biogenen Festbrennstoffen wurden durch das DVGW-EBI, die Annahmen zu Biogas und -methaneinspeisung durch das DBI erarbeitet.

schneidung der Netzknoten des Stromnetzmodells mit den räumlichen Informationen der erstellten Wind-, PV- und Biomassezeitreihen. Wie in der schematischen Abbildung 57 deutlich wird, stellen die im Rahmen des Projekts abgestimmten Übertragungsnetzknotten (grüne Punkte) und die Wetterplanflächenmittelpunkte (schwarze Punkte) des COSMO-DE bzw. -EU-Rasters die Ausgangsbasis dar. Mithilfe von räumlichen Verteilnetzdaten wurde ein Zuordnungsschlüssel erstellt, der jedem Übertragungsnetzknotten alle Wetterplanflächen des jeweiligen Verteilnetzgebiets zuteilt.

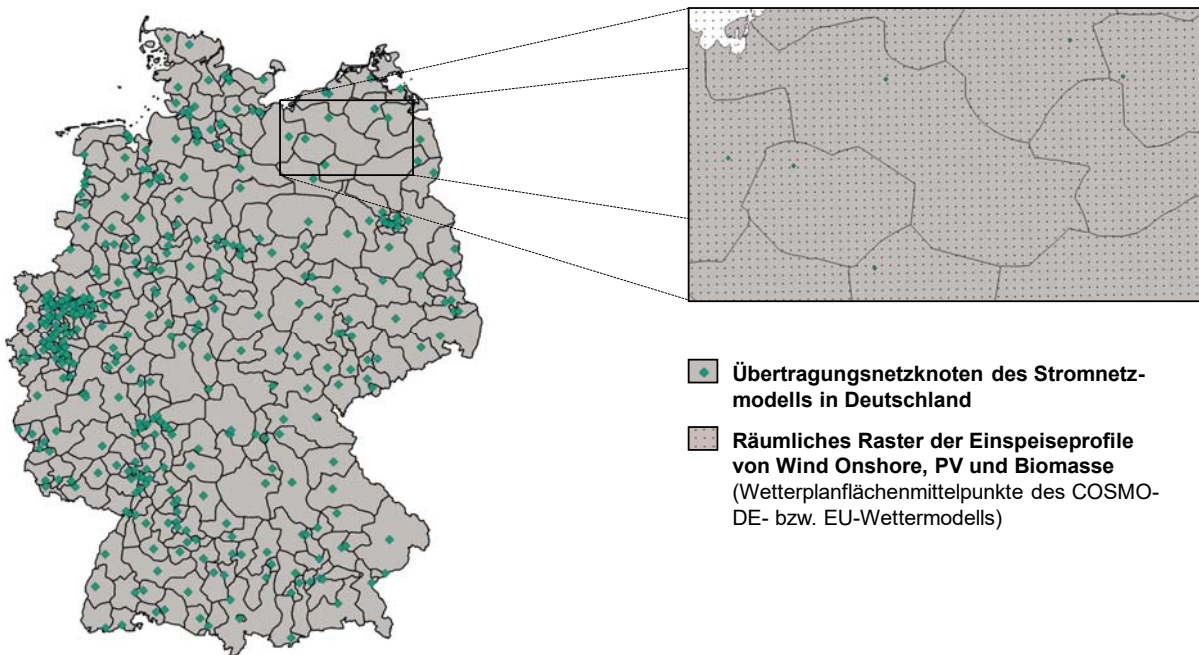


Abbildung 57: Netzknotenscharfe Regionalisierung der EE-Einspeisung für das deutsche Übertragungsnetz

Nachfolgend werden in Abbildung 58 die konventionelle Verbraucherlast sowie die Last neuer Verbraucher in Deutschland und im betrachteten europäischen Ausland grafisch dargestellt. Das hier aufgezeigte Lastszenario kommt sowohl im 80- als auch im 100%-EE-Szenario zur Anwendung.

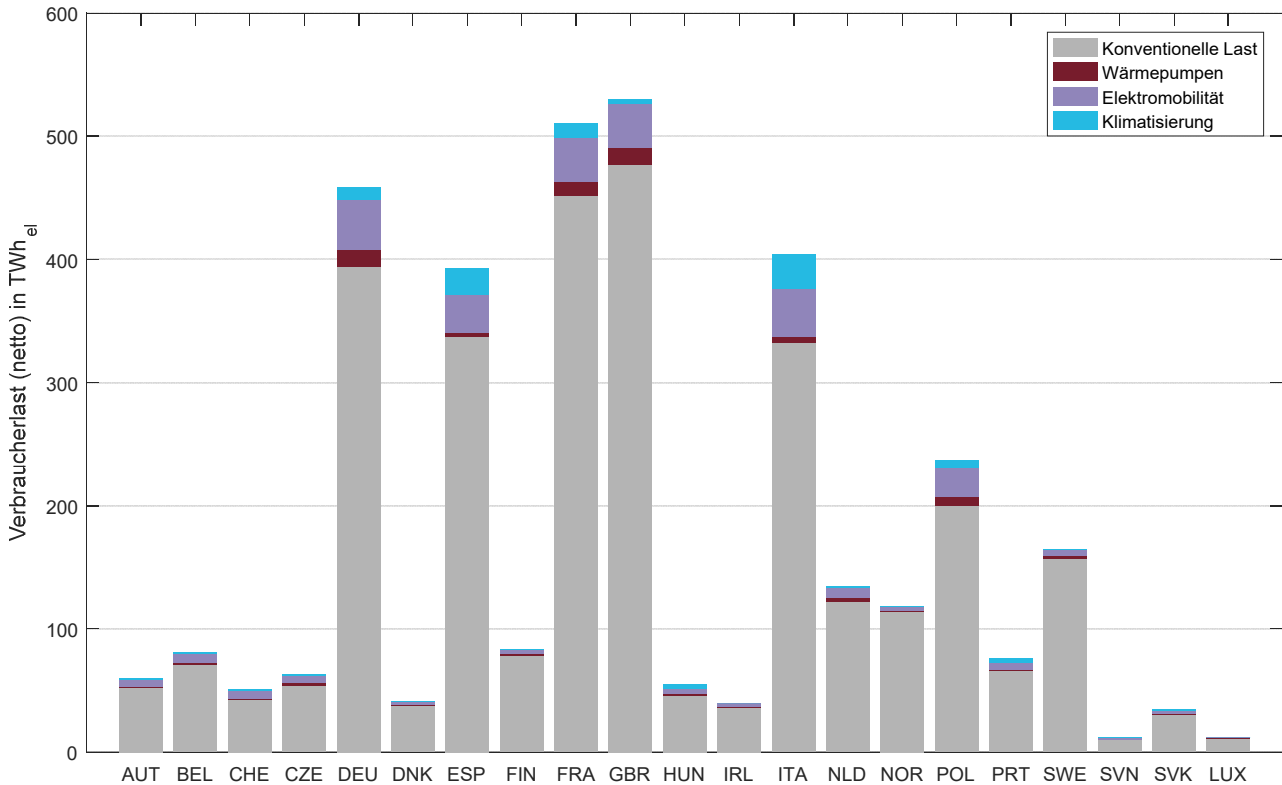


Abbildung 58: Verbraucherlast im KonStGas-80- und 100%-EE-Szenario für Deutschland und das betrachtete europäische Ausland

Wie in der obenstehenden Grafik dargestellt, wurden nicht nur in Deutschland, sondern auch im betrachteten europäischen Ausland zusätzliche Verbraucher berücksichtigt. Während die hierfür getroffenen Annahmen und Profile für das europäische Ausland im Wesentlichen auf dem Projekt Roadmap Speicher beruhen, wurden für Deutschland projektspezifische Eingangsdaten verwendet (vgl. Tabelle 16).

Auf Basis der ermittelten erneuerbaren Einspeisung und den Lastprofilen konventioneller und neuer Verbraucher wurde die resultierende netzknottenscharfe Residuallast ermittelt, die in den Strommarkt- und Stromnetzmodellen entsprechend weiterverwendet wurde. Um die zusätzliche Flexibilität der neuen Verbraucher nicht zu vernachlässigen, wurde eine vorgelagerte DSM-Einsatzplanung der neuen Verbraucher in Form einer Residuallastglättung durchgeführt. Die somit durch die Elektromobilität, Wärmepumpen und Klimatisierung bereitgestellte Flexibilität wird in Abbildung 59 für eine repräsentative Winterwoche und in Abbildung 60 für eine repräsentative Sommerwoche deutlich.

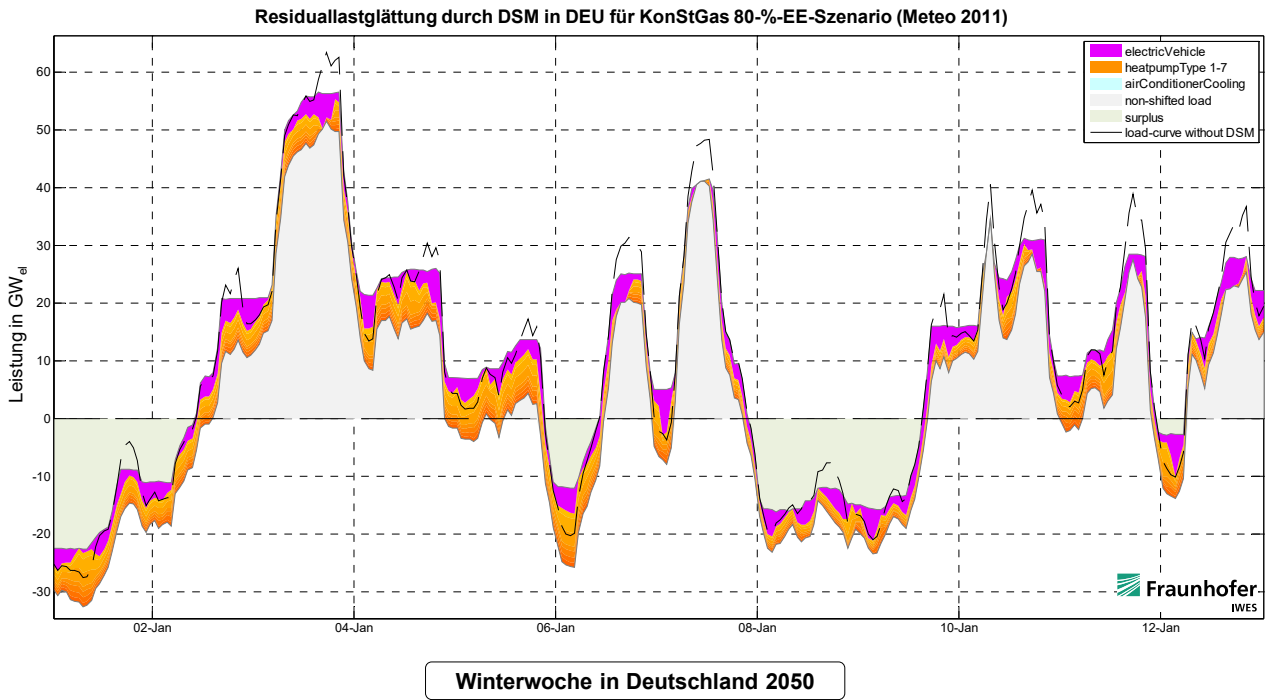


Abbildung 59: DSM-Einsatz in einer typischen Winterwoche im KonStGas-80%-EE-Szenario für Deutschland

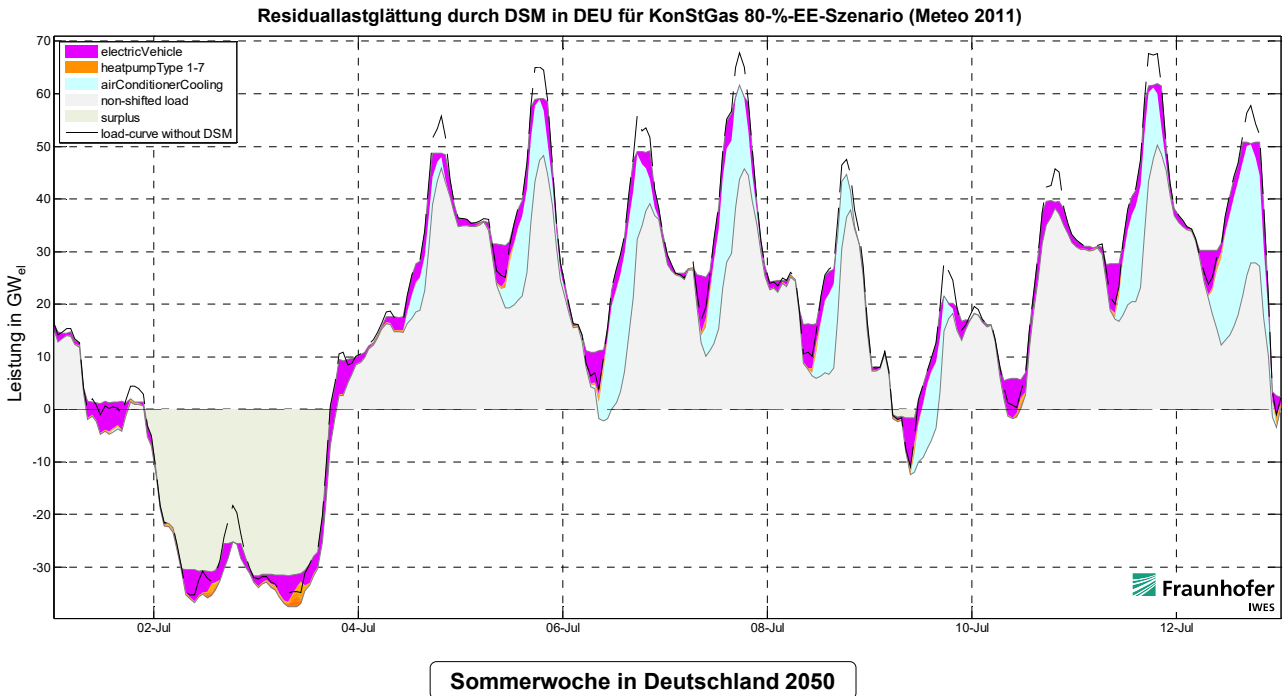


Abbildung 60: DSM-Einsatz in einer typischen Sommerwoche im KonStGas-80%-EE-Szenario für Deutschland

4.2 Entwicklung des Stromübertragungsnetzes

Grundsätzlich sind die im Rahmen des Projektes am KIT-IIP durchgeführten Berechnungen in einem zweistufigen Verfahren erfolgt, bei dem zwei Versionen von PERSEUS-NET eingesetzt wurden. Im ersten Schritt des im Projekt entwickelten Verfahrens wurde die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes bis zum Jahr 2050 ermittelt, wobei eine Version von PERSEUS-NET verwendet wurde, in der die Entwicklung des Stromnetzes endogen berechnet wird. Der zweite Schritt beinhaltete die Durchführung der eigentlichen Szenariorechnungen. Bei diesen wurde der im ersten Schritt bestimmte Entwicklungspfad des Stromnetzes exogen vorgegeben, sodass allen Szenarien das gleiche Stromnetz zugrunde gelegt wurde. So ließen sich zu beobachtende Veränderungen zwischen den Szenariorechnungen auf andere Effekte als ein verändertes Netz zurückführen.

Dem Modell wurden als Ausbauoptionen²¹ alle Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2014 im zweiten Entwurf vorgegeben. Im Ergebnis zeigte sich, dass in allen gerechneten Szenariovarianten sämtliche Ausbauoptionen im Modell umgesetzt wurden. Da über die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans hinaus keine weiteren Ausbauoptionen hinterlegt wurden und diese bis zum Jahr 2034 (Szenario B 2034) reichen, entspricht das Ergebnis für 2050, mit dem die Szenariorechnungen im Projekt KonStGas durchgeführt wurden, dem Zielnetz des Netzentwicklungsplans 2014 (vgl. Abbildung 61).

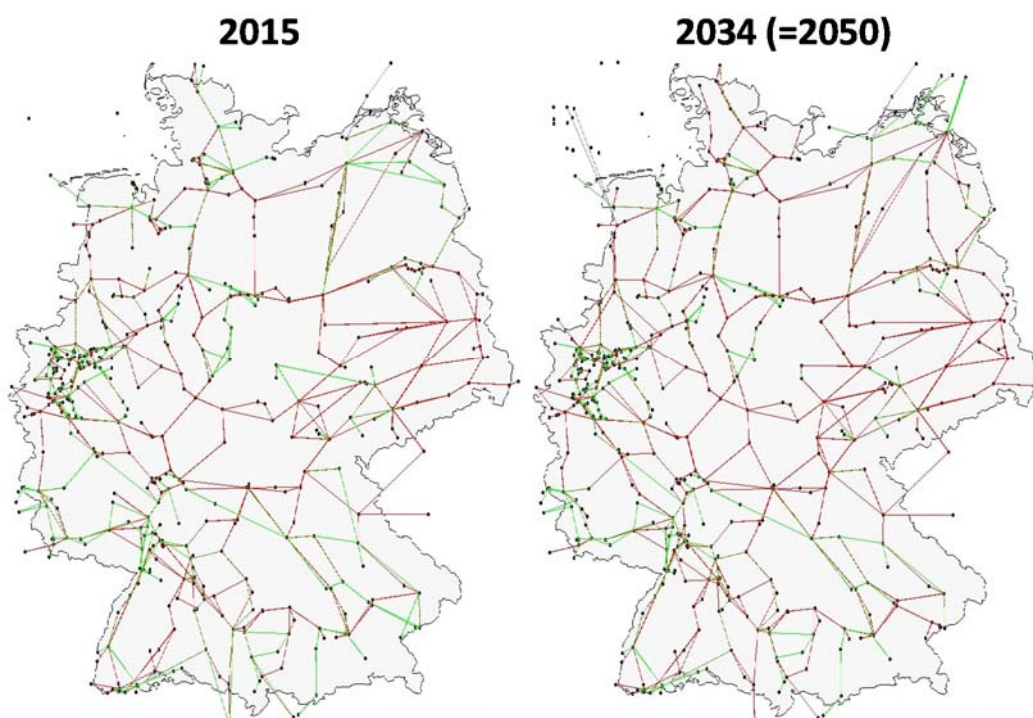


Abbildung 61: Darstellung des Stromübertragungsnetzes für 2015 und 2050 (grün: 220 kV, rot: 380 kV)

²¹ Die Ausbauoptionen umfassen Netzoptimierungen (bspw. Spannungserhöhungen), Netzverstärkungen (bspw. Neubau von Freileitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen) und Netzausbau (Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen oder zusätzliche Leitungen in neuen Trassen) zu verstehen.

4.3 Entwicklung der bestehenden Kraftwerke

Bei der Entwicklung des Kraftwerksparks wird zwischen Bestandskraftwerken und Neuanlagen, die vom Modell zugebaut werden, unterschieden. Sowohl die Kapazitäten der bestehenden Kraftwerke als auch die von Neuanlagen stellen im Modell Variablen dar. Die Bestandskraftwerke werden durch ihre Sterbelinie beschränkt, d. h. sie gehen spätestens bei Erreichen der hinterlegten Lebensdauer vom Netz. Sie können grundsätzlich aber auch bei ökonomischer Vorteilhaftigkeit vorzeitig zurückgebaut werden.

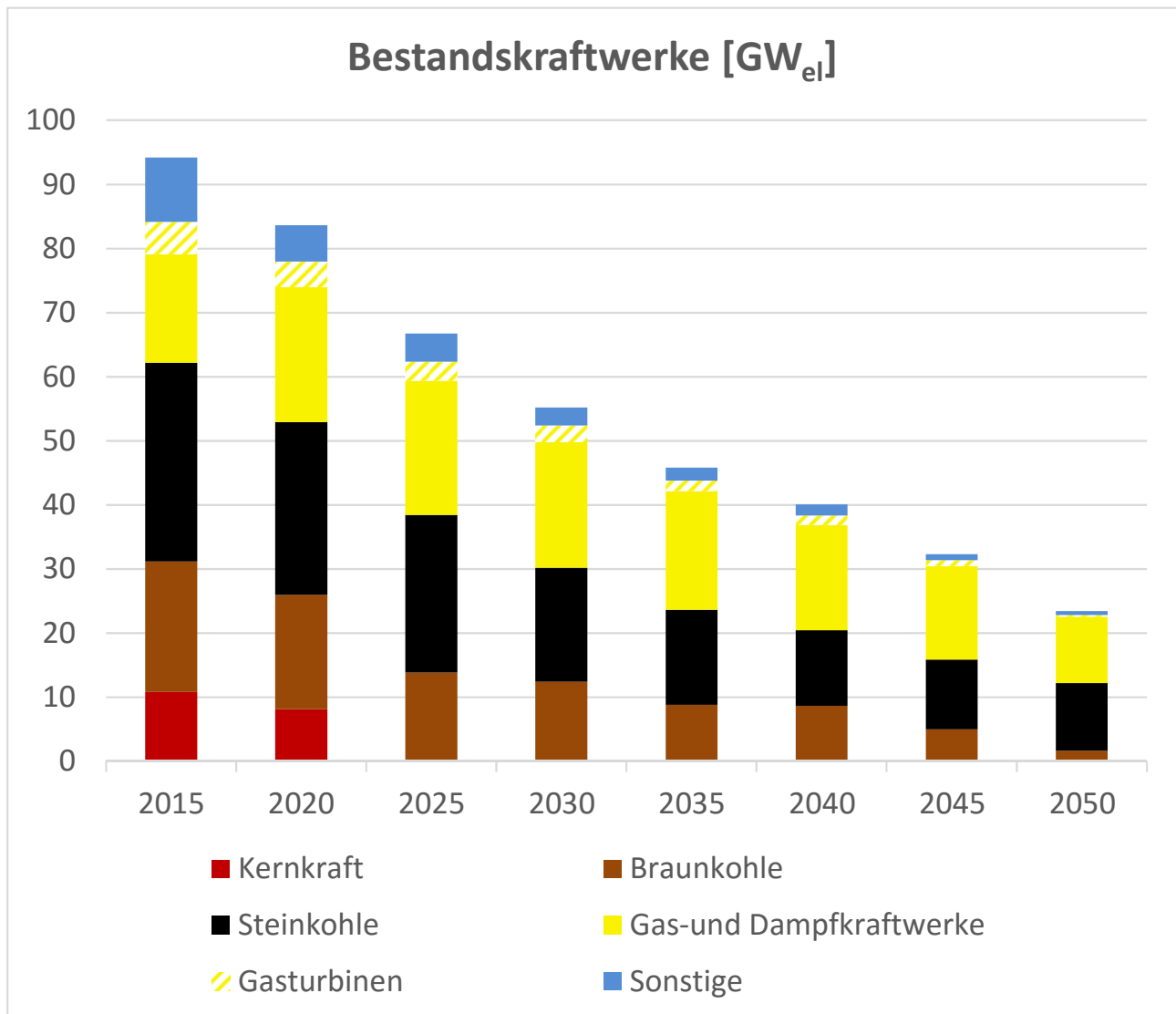


Abbildung 62: Entwicklung der Bestandskraftwerke in den 80%-EE-Szenarien

In Abbildung 62 ist die Entwicklung der Bestandskraftwerke in den 80%-EE-Szenarien (ohne und mit PtG) dargestellt. Ein vorzeitiger Rückbau ist in beiden Szenarien nicht zu beobachten. Die variablen Betriebskosten der Bestandskraftwerke liegen in allen Perioden unter den Vollkosten (variable Betriebskosten zzgl. investitionsabhängige Kosten) der günstigsten Zubauoption (Gasturbine), sodass alle Bestandskraftwerke erst bei Erreichen ihrer technischen Lebensdauer vom Netz gehen.

4.4 Kraftwerkszubau ohne PtG

Für Neuanlagen stehen dem Modell an geeigneten Übertragungsnetzknotten, an denen eine Versorgung mit Erdgas gegeben ist, Gasturbinen und Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) als Ausbauoption zur Verfügung. Obwohl in den 80%-EE-Szenarien grundsätzlich kein Ausstieg aus der Kohleverstromung unterstellt wird, finden Kohlekraftwerke keine Berücksichtigung bei Kraftwerkszubauentscheidungen. Vielmehr beschränkt sich die Auswahl an Investitionsoptionen auf Gaskraftwerke. Deren technische sowie ökonomische Parametrierung wurde aus dem Datenanhang II der BMU-Leitstudie [BMU-Leitstudie, 2010] entnommen.

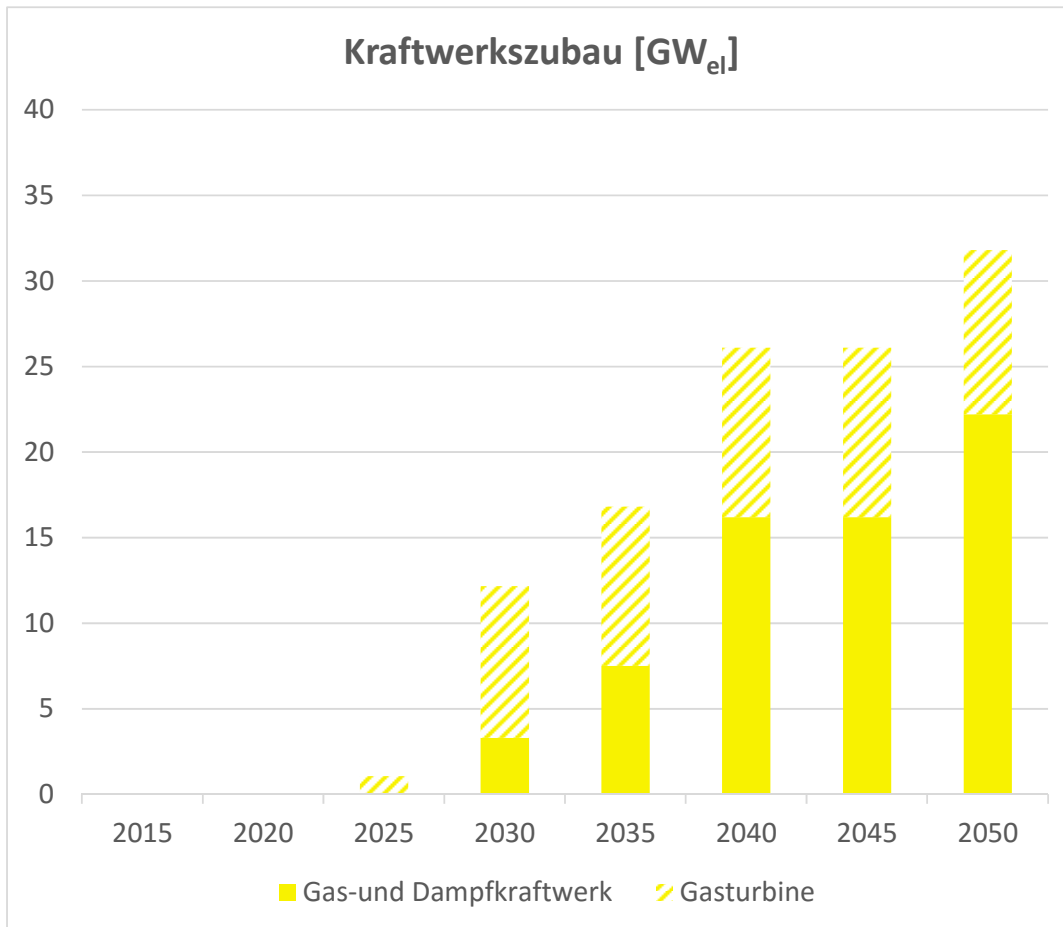


Abbildung 63: Kraftwerkszubau im 80%-EE-Szenario ohne PtG

Der kumulierte Zubau von Kraftwerken beläuft sich bis 2050 auf etwa 32 GW_{el}. Davon entfallen 70 Prozent auf GuD-Anlagen und 30 Prozent auf Gasturbinen. Der Anstieg der Einspeisungen aus erneuerbaren Energien kann ab 2030 die wegbrechende (bis dahin noch ausreichend vorhandene) konventionelle Kraftwerksleistung nicht mehr kompensieren. Es ergibt sich eine Versorgungslücke, die durch neue Kraftwerke geschlossen werden muss, was durch den Zubau sowohl von Gasturbinen als auch von GuD-Kraftwerken erfolgt. Die beiden Anlagentypen erfüllen dabei unterschiedliche Bedürfnisse und weisen im Betrieb (Anzahl Volllaststunden) erhebliche Unterschiede auf. Die Gasturbinen stellen insbesondere Flexibilitäten bereit. Sie kommen durchschnittlich in weniger als 100 Stunden pro Jahr zum Einsatz und decken damit die Stromnachfrage nur zu einem geringen Teil. Die GuD-Kraftwerke hingegen werden zwischen 4.500 und 6.900 Stunden im Jahr eingesetzt und tragen damit einen nennenswerten Anteil zur Deckung der Nachfrage bei.

Der Zubau verteilt sich bei beiden Anlagentypen höchst unterschiedlich auf die einzelnen Perioden. Bereits bis 2030 werden rund 9 GW_{el} zusätzliche Gasturbinen benötigt. Bis 2050 kommt dann lediglich ein GW_{el} dazu. Bei den GuD-Kraftwerken verteilt sich der Zubau mehr auf die einzelnen Perioden. Bis 2035 kommen 7,5 GW_{el} dazu, bis 2045 weitere 9 und in der letzten Periode noch einmal 4 GW_{el}, sodass sich der gesamte kumulierte Zubau auf ca. 22,5 GW_{el} beläuft.

4.5 Kraftwerkseinsatz und Netzbelastung ohne PtG

Zunächst wurde für das beschriebene Szenario der Kraftwerkseinsatz mithilfe der Marktsimulation ermittelt. Im linken Teil der Abbildung 64 ist die jährliche Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz für Deutschland dargestellt. Die Last von ca. 480 TWh_{el} wird überwiegend durch Must-Run-Erzeugung (Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien) sowie durch gasgefeuerte konventionelle Kraftwerke gedeckt. Von den konventionellen Kraftwerken werden insbesondere, aufgrund des hohen Wirkungsgrades, GuD-Kraftwerke eingesetzt. Kohlekraftwerke kommen aufgrund der hohen Preise für CO₂-Emissionen nicht zum Einsatz. Überschüsse der EE-Erzeugung, die nicht verbraucht, exportiert oder gespeichert werden können, müssen marktseitig abgeregelt werden. Insgesamt betrug die nicht integrierbare EE-Einspeisung 12,6 TWh_{el}, was einem Anteil von ca. 3 % der gesamten EE-Erzeugung entspricht.

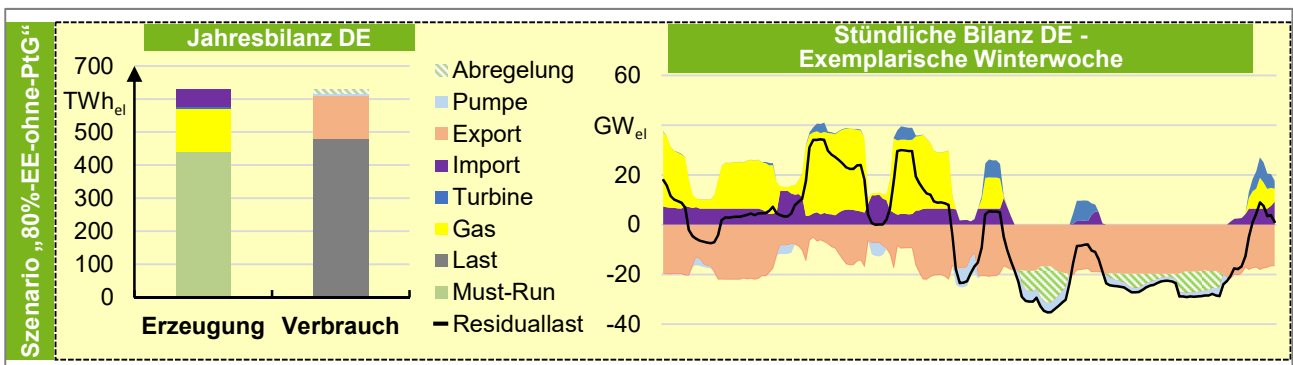


Abbildung 64: Erzeugung/ Verbrauch Bilanz für das Jahr und in einer exemplarischen Woche

Abbildung 64 zeigt zudem die stündliche Leistungsbilanz in einer exemplarischen Winterwoche. Die schwarze Linie stellt die Residuallast²² dar, die von den konventionellen Kraftwerken zu decken ist. Innerhalb der Woche schwankt die Residuallast zwischen 35 und -35 GW_{el}, was deutliche Unterschiede im Kraftwerkseinsatz verursacht. Während es in den Stunden mit negativer Residuallast zur Abregelung der EE-Anlagen und zum Pumpbetrieb bei hydraulischen Kraftwerken kommt, wird die positive Residuallast hauptsächlich durch den Einsatz der GuD-Kraftwerke und Turbinen gedeckt. Import und Export bleiben während der Woche auf gleichem Niveau, außer in den Stunden mit extremen Werten der Residuallast.

Im Handel mit den Nachbarländern erreicht Deutschland eine positive Bilanz von 74 TWh_{el}. Es werden vornehmlich Überschüsse der Must-Run-Erzeugung in Richtung Süden (nach Italien) und Westen (Niederlande, Belgien) exportiert. Deutschland ist auch ein Transitland für Strom aus den

²² Verbraucherlast abzüglich der Must-Run Erzeugung.

skandinavischen Ländern. Der Import von 26 TWh_{el} aus Dänemark, Schweden und Norwegen wird zum größten Teil weitertransportiert.

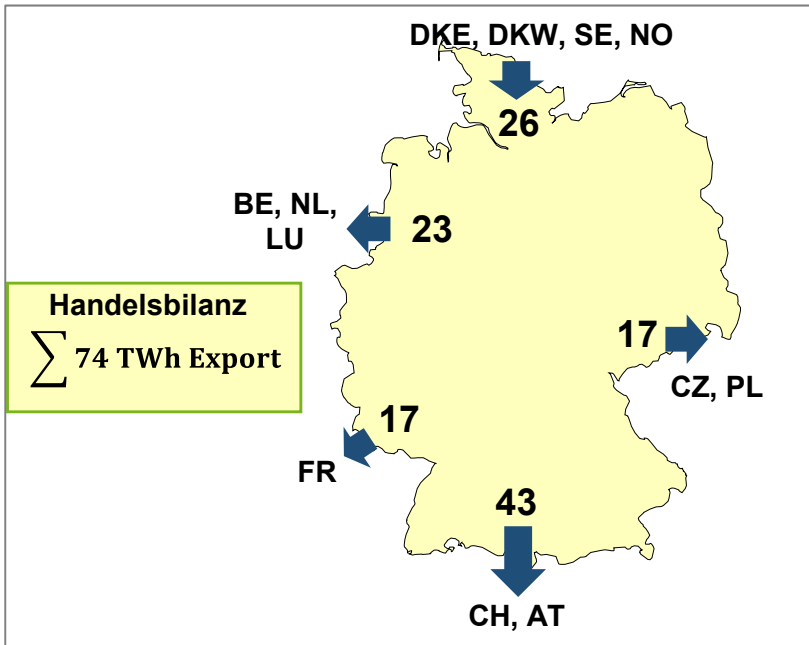


Abbildung 65: Jahres-Handelssaldo für deutsche Nachbarländer

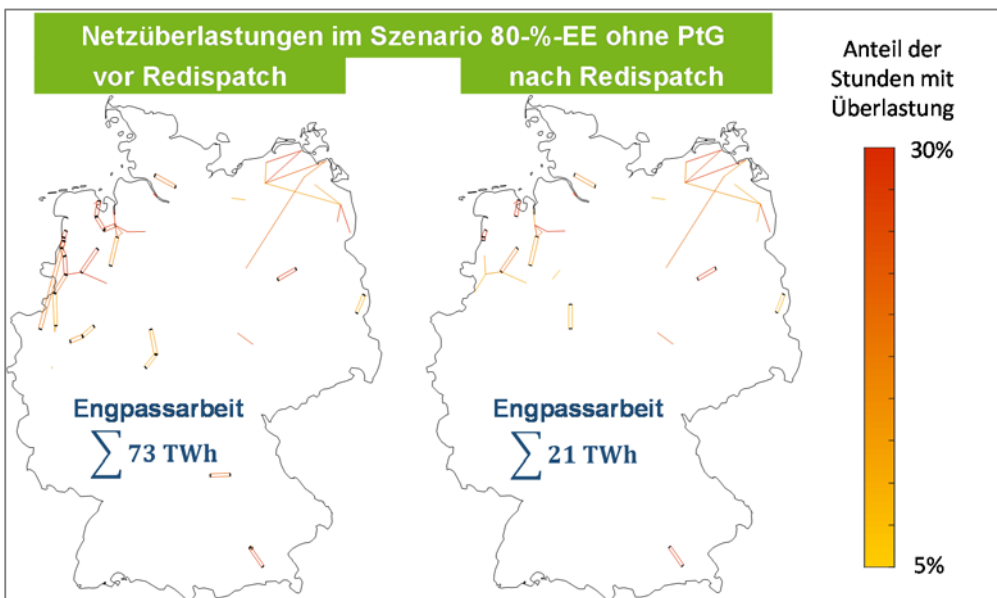


Abbildung 66: Überlastete Leitungen im deutschen Übertragungsnetz

Die Netzberechnungen zeigen deutliche Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz. Insbesondere sind Regionen umliegend von den Anschlusspunkten der Offshore-Windparks stark be-

troffen. In Abbildung 66 sind die überlasteten Leitungen dargestellt. Die Häufigkeit der Überlastungen ist der Linienfarbe zu entnehmen. Insgesamt beträgt die Engpasseleistung²³ im Ausgangszustand 73 TWh_{el}. Mithilfe von Redispatch-Maßnahmen kann diese auf 21 TWh_{el} reduziert werden. Die Leitungen in der Nähe der Ostsee-Küste können aufgrund des geringen Redispatch-Potenzials nur teilweise entlastet werden. Auch in dem nordwestlichen Netzbereich entstehen Engpässe aufgrund der großen Energiemengen, die von den Offshore Windparks zum HGÜ-Anschlussknoten oder weiter in die Verbraucherzentren im Westen und Südwesten transportiert werden müssen.

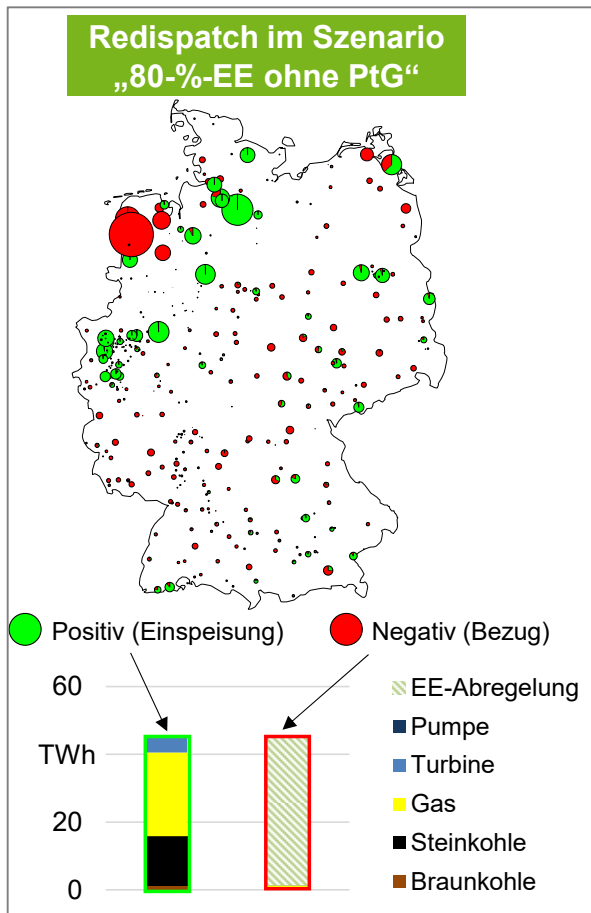


Abbildung 67: Ermittelter Redispatch-Bedarf

Abbildung 67 veranschaulicht den ermittelten Redispatchbedarf pro Jahr. Zudem ist der Redispatch unten in der Abbildung 68 nach Kraftwerkstechnologie aufgeschlüsselt. Es ist zu sehen, dass der negative Redispatch mittels Abregelung der EE-Anlagen erfolgt. Grund dafür ist der Anteil dieser Technologie an der gesamten Stromerzeugung sowie die räumliche Lage. Der Großteil der Abregelung erfolgt im Nordwesten, an den Anschlussknoten der Nordsee-Windparks. Der positive Redispatch wird meistens durch Gas- oder Steinkohlekraftwerke realisiert. Obwohl die Kohlekraftwerke hohe Erzeugungskosten aufweisen, werden diese, aufgrund der günstigen Lage, oft für Redispatch eingesetzt. Der positive Redispatch erfolgt in der Nähe der Verbrauchszentren im Westen und in der Region Hamburg. Aufgrund der begrenzten Transportkapazität mussten 43,5 TWh_{el} Strom aus erneuerbaren Energiequellen abgeregelt werden, zusätzlich zur marktseitigen Abregelung i. H. v. 12,6 TWh_{el}. Dies entspricht einem Anteil von 10 % der gesamten EE-Erzeugung.

Die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation deuten auf einen Bedarf an zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen hin.

Es zeigt sich also, dass sowohl marktseitig als auch netzseitig erhebliche Mengen an EE-Erzeugung nicht integriert werden könnten. Dies stellt eine Chance für den Ausbau von Speichern dar. Insbesondere wären hierbei sektorkoppelnde Technologien wie PtG von Vorteil, da Energie ggf. über die Infrastruktur anderer Sektoren transportiert werden kann, um so das Stromnetz zu entlasten.

²³ Engpassarbeit wird je Leitung und je Stunde angegeben und drückt aus, um wieviel die simulierte Energieübertragung die Transportkapazität der Leitung überschreitet.

4.6 Kraftwerkszubau mit PtG

Wie bereits beim 80%-EE-Szenario ohne PtG gesehen, kommt es auch im 80%-EE-Szenario mit PtG ab 2030 zu einem Zubaubedarf, der auf den Wegfall bestehender Kraftwerkskapazitäten zurückzuführen ist und vom Anstieg bei der erneuerbaren Stromspeisung nicht kompensiert werden kann. Es ergeben sich im Vergleich zwei Unterschiede. Zum einen wächst der kumulierte Zubau bis 2050 auf knapp 36 GW_{el}. Zum anderen verteilt sich dieser Zuwachs einerseits gleichmäßiger auf die Kraftwerkstypen (GuD 52 Prozent, Gasturbinen 48 Prozent) und zum anderen verteilt sich der Zubau je Kraftwerkstyp gleichmäßiger auf die einzelnen Perioden.

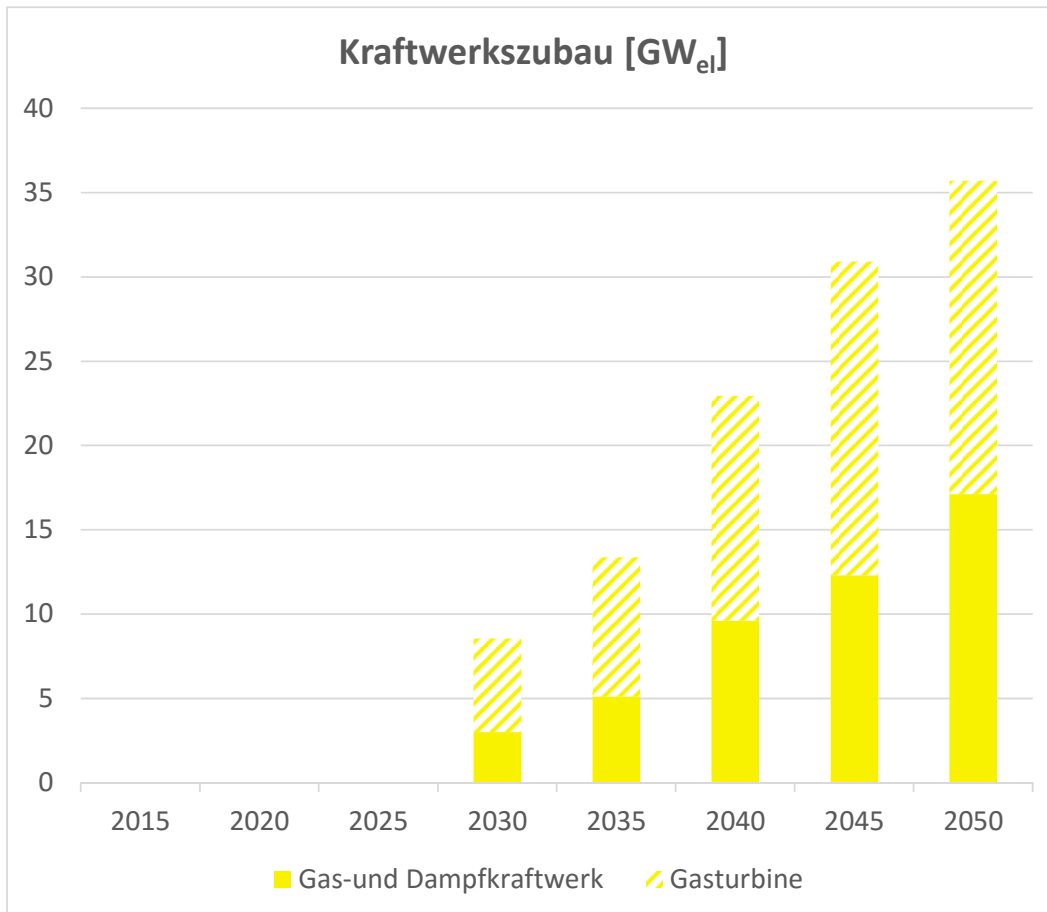


Abbildung 68: Kraftwerkszubau im 80%-EE-Szenario mit PtG

4.7 Integration von PtGA

Im Vorfeld der Szenariorechnungen wurden zunächst mögliche und sinnvolle Standorte für PtGA bestimmt. Dies erfolgte in zwei Schritten. Am RWTH sind die Standorte mit negativem Redispatchbedarf, also Übertragungsnetzknotten, an denen erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen, identifiziert worden. In einem zweiten Schritt sind diese Netzknotten an der TUB dahin gehend überprüft worden, ob eine gassseitige Netzanbindung für PtGA, die im Einzugsbereich des jeweiligen Übertragungsnetzknottens zugebaut werden, gewährleistet werden kann. Die aus dieser Überprüfung resultierenden verbleibenden Übertragungsnetzknotten sind in das Modell am KIT-IIP übernommen worden. An diesen Knoten konnte das Modell endogen und voll integriert (d. h. Kraftwerkseinsatz- und Ausbauplanung inklusive PtG-Zubau in einem Modelllauf) PtGA zuzubauen.

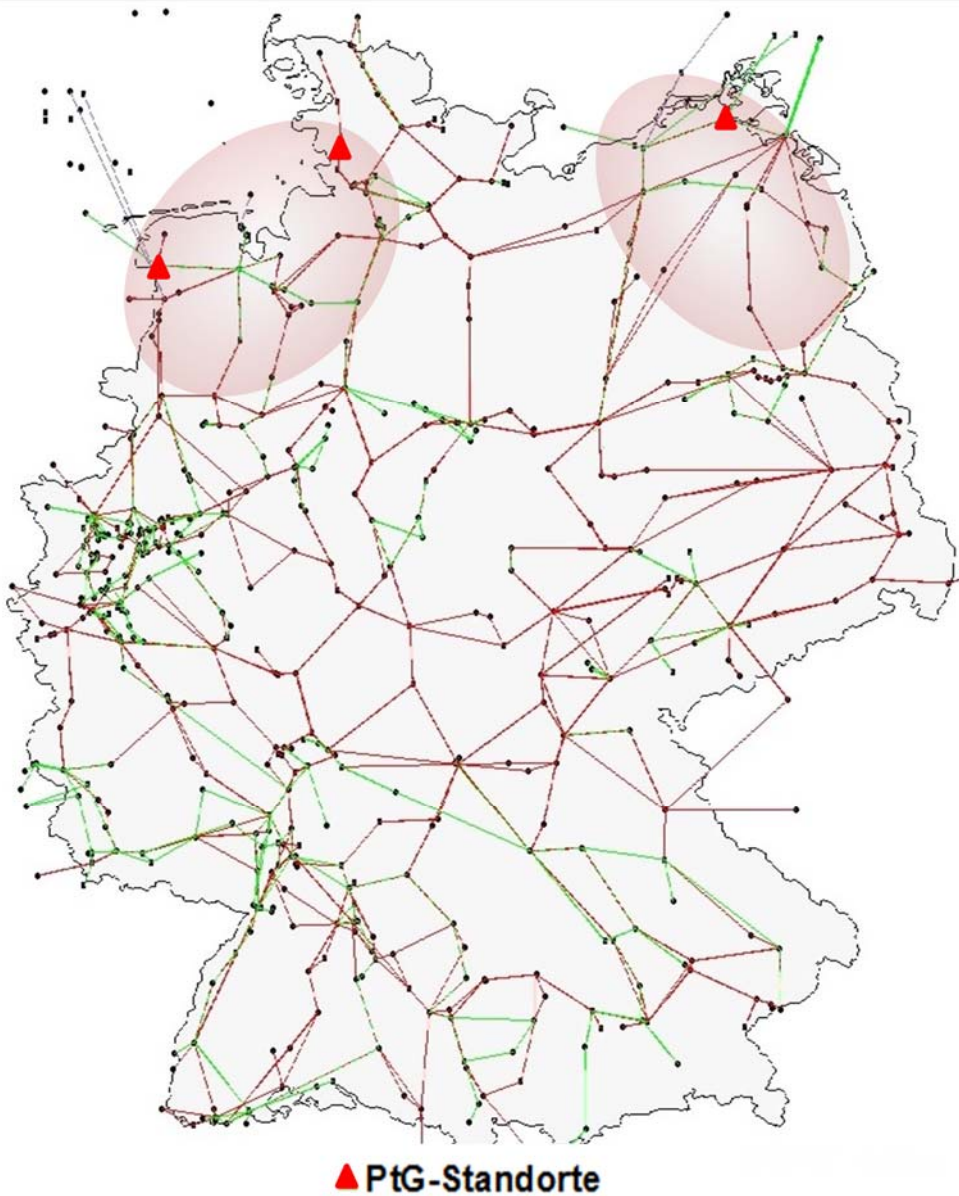


Abbildung 69: Geografische Verteilung des PtG-Zubaus im 80%-EE-Szenario

In Abbildung 69 sind die zwei Regionen mit dem höchsten Bedarf an negativem Redispatch rot markiert. In diesen Regionen erfolgt der Zubau der PtGA. In Summe werden an drei Standorten etwa 5 GW_{el} zugebaut. Der Zubau fällt bis 2040 mit 200 MW_{el} installierter Leistung kaum ins Gewicht. Erst in 2045 bei Überschreitung eines EE-Anteils von 80 Prozent (EE-Anteil 2045: 88 %) kommt es zu einer nennenswerten Integration von PtGA, sodass der kumulierte Zubau auf ca. 5 GW_{el} wächst.

4.8 Kraftwerks- und PtG-Einsatz, Netzbelastung

Entsprechend dem in Kapitel 2.2.2 beschriebenen Vorgehen wurden die PtGA in der Marktsimulation modelliert. Um die Effekte der hinzugefügten Anlagen auf das Marktergebnis zu verdeutlichen, ist in der Abbildung 70 eine Gegenüberstellung der Ergebnisse der Marktsimulation mit und ohne PtGA dargestellt.

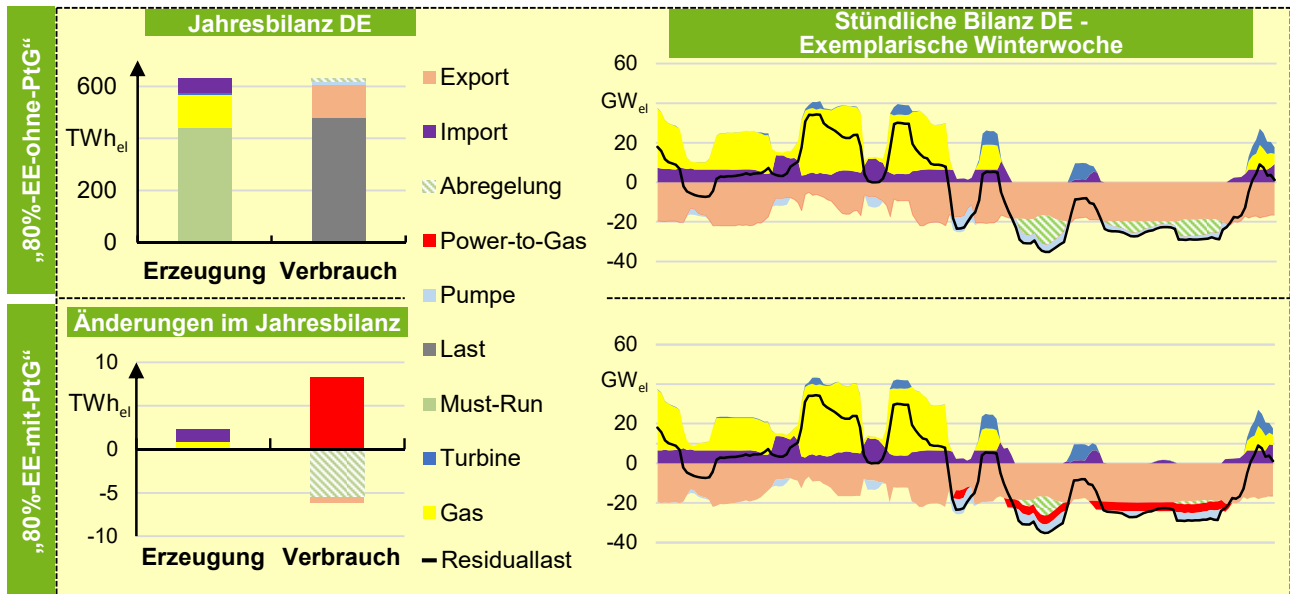


Abbildung 70: Effekte der PtGA auf das Marktergebnis

In der Grafik links unten sind die Änderungen der jährlichen Erzeugungs- und Verbrauchsbilanz im Vergleich zum Szenario ohne PtG dargestellt. Die meisten Änderungen sind auf der Verbrauchseite zu beobachten, da die EE-Abregelung nun um 7,2 TWh_{el} reduziert werden kann. Diese Energie wird nun von den PtGA verwendet. Ein zusätzlicher Einsatz der PtGA wird durch gesteigerte Importe bzw. verringerte Exporte bewirkt. Der PtG-Einsatz beläuft sich daher auf ca. 8,3 TWh_{el}. Die Bilanz der konventionellen Kraftwerke bleibt weitestgehend unverändert.

Der rechte Teil der Abbildung 70 veranschaulicht die Effekte der PtGA in stündlichen Bilanzen bzw. Fahrplänen. Wie der unteren Grafik zu entnehmen ist, erfolgt der Einsatz dieser Anlagen in den Stunden, wo bisher die Abregelung der EE-Erzeugung stattfand. Auf den Einsatz der konventionellen Kraftwerke sind keine Auswirkungen zu sehen. Es lässt sich daher schließen, dass die geringfügigen Änderungen in der jährlichen Bilanz der Gaskraftwerke auf die Änderungen des Kraftwerksparks zurückzuführen sind. Die PtG-Anlagen erzielen ca. 1.600 Vollaststunden, was für einen wirtschaftlichen Betrieb jedoch nicht ausreichend erscheint.

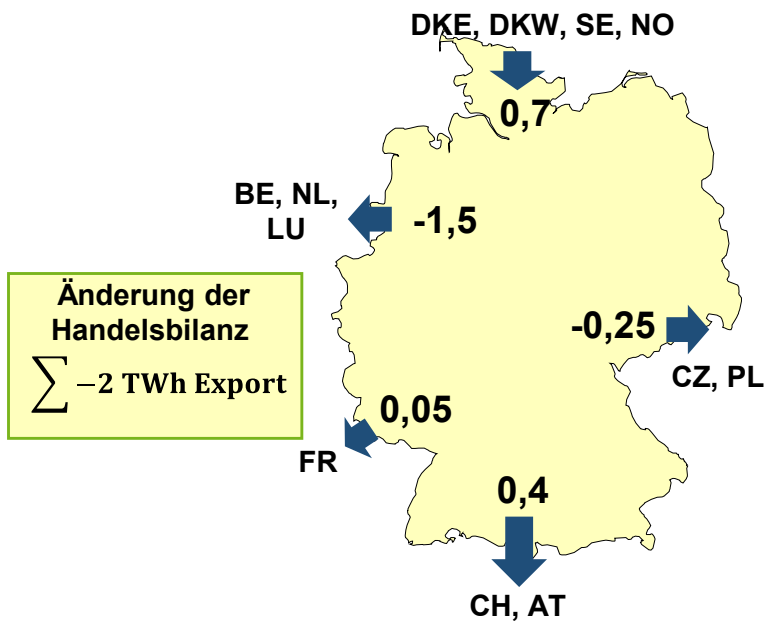


Abbildung 71: Änderung der Handelsbilanz bedingt durch den Einsatz der PtGA

Abbildung 71 zeigt die Änderung der Handelsbilanzen mit den Nachbarländern im Vergleich zum Szenario ohne PtGA. Da die PtGA Überschüsse der EE-Erzeugung aus den Niederlanden (Abregelung um $1,2 \text{ TWh}_{\text{el}}$ reduziert) und Dänemark ($0,6 \text{ TWh}_{\text{el}}$) beziehen, ist eine Erhöhung des Imports auf entsprechenden Netzkupplkapazitäten festzustellen. Insgesamt wird die Handelsbilanz um 3 % auf $72 \text{ TWh}_{\text{el}}$ Export reduziert.

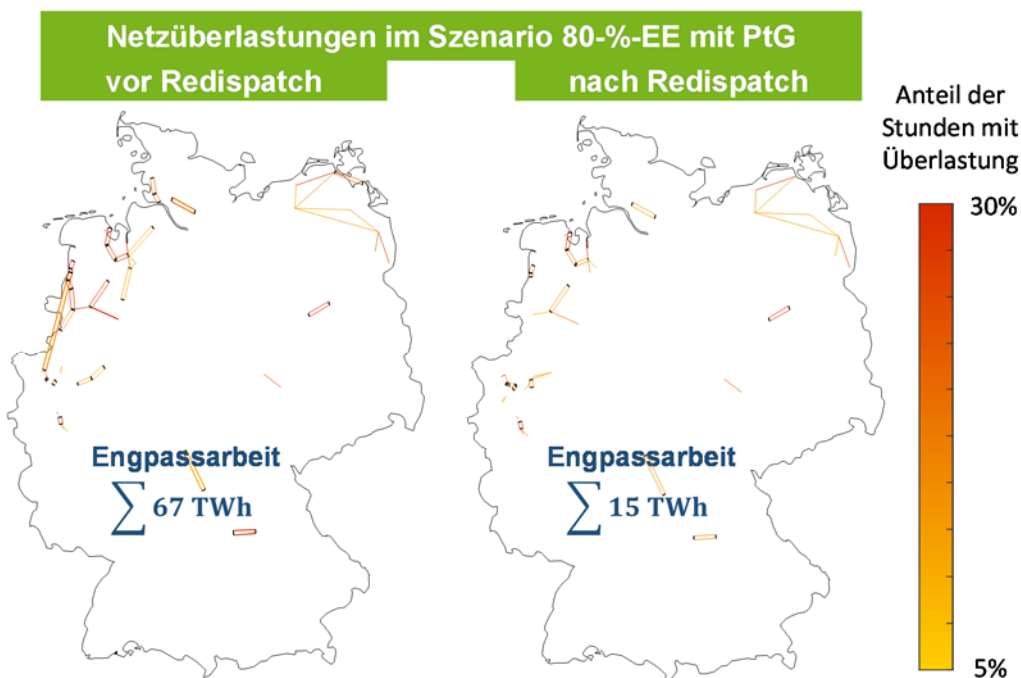


Abbildung 72: Überlastete Leitungen im Szenario mit PtG

In der Abbildung 72 ist die Häufigkeit der engpassbehafteten Leitungen im Szenario „80%-EE mit PtG“ dargestellt. Neben den in Abschnitt 4.5 beschriebenen Überlastungen in der Nähe der

Nordsee- und Ostseeküste sind in diesem Szenario auch lokale Engpässe im Ruhrgebiet zu beobachten. Diese entstehen aufgrund des geänderten Kraftwerksparks, insbesondere weil die gasgefeuerten Kraftwerke nun in diesem Gebiet angeschlossen sind. Die gesamte Engpassarbeit wurde um 6 TWh_{el} reduziert, teilweise aufgrund der Tatsache, dass sich die PtGA im Norden befinden und die stark positive Leistungsbilanz von diesem Netzbereich (aufgrund der EE-Einspeisung) reduzieren. Durch Redispatch können, wie im Szenario ohne PtGA, 52 TWh_{el} behoben werden. Aufgrund des begrenzten Redispatch-Potenzials verbleiben 15 TWh_{el}. Auch hier erkennt man den Bedarf an weiteren notwendigen Netzausbaumaßnahmen.

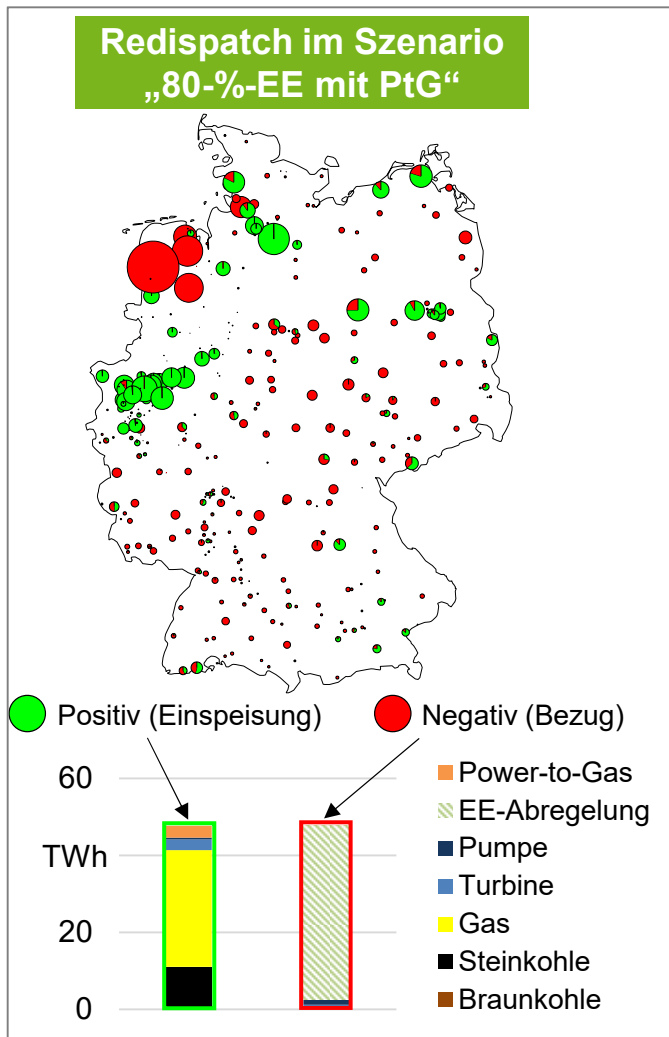


Abbildung 73: Ermittelter Redispatchbedarf

Die geänderten Kraftwerksstandorte bewirken eine Änderung der Ergebnisse der Netzbetriebssimulation. Obwohl die Redispatchmenge relativ konstant bleibt, verschiebt sich der positive Redispatch aufgrund der neuen Kraftwerksstandorte zum Ruhrgebiet. Wie in Abbildung 73 dargestellt, erhöht sich nun der Anteil der Gaskraftwerke am positiven Redispatch. Kohlekraftwerke werden weniger für Redispatchmaßnahmen benutzt, da nun mehr günstigere Gaskraftwerke im Ruhrgebiet vorhanden sind.

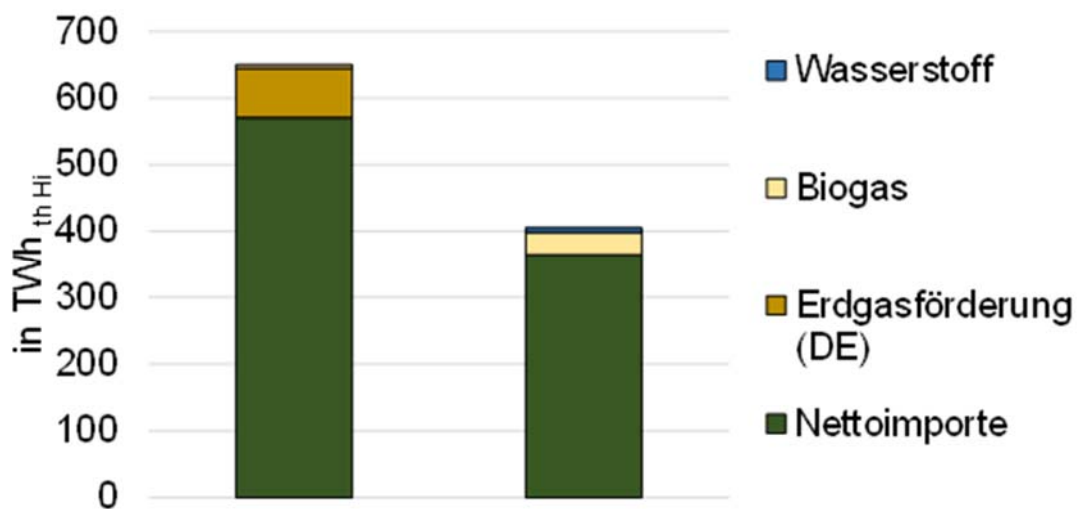
PtGA sind mit 3 TWh_{el} zumeist am positiven Redispatch beteiligt. Dies bedeutet, dass der Einsatz dieser Anlagen gedrosselt wird. Grund für ein solches Ergebnis ist die Position dieser Anlagen im Netz. Sie befinden sich in der Nähe von lokalen Engpässen, die auch teilweise aufgrund des Strombezugs dieser Anlagen entstehen. Die leichte Erhöhung der EE-Abregelung auf 45 TWh_{el} ist auf die lokalen Engpässe in der Nähe der PtGA zurückzuführen. Bei der Auswahl der Anschlussknoten der PtGA ist es daher wichtig, die Transportkapazität der umliegenden Leitungen zu berücksichtigen.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass die PtGA zur Integration der EE-Erzeugung beitragen. Insbesondere wurde die marktseitige Abregelung reduziert. Die EE-Erzeugung muss jedoch zu den PtGA transportiert werden, was lokale Engpässe bewirken kann. Somit hängt der Einfluss der PtGA auf die netzseitige Abregelung der EE-Anlagen stark mit der Wahl des Standorts und der Wahl von Netzausbaumaßnahmen zusammen.

4.9 Anteil der erneuerbaren Gase an der deutschen Gasnachfrage

Die Erdgasnachfrage im Projekt KonStGas ist durch das Energiesystemmodell IKARUS der Projektpartner IEK-STE für das Modelljahr 2050 mit 405 TWh_{th,Hi} berechnet worden. Für die kostenminimale Deckung der Gasnachfrage stehen im Modell GAMAMOD für Deutschland folgende Erdgasquellen zur Verfügung: inländische Erdgasförderung, Biogas oder Erdgasimporte. Anschließend wird mittels einer ex-post Betrachtung berechnet, welchen Anteil EE-Gas²⁴ an der der Deckung der Gasnachfrage einnimmt. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass eingespeistes EE-Gas die Erdgasnettoimporte substituiert²⁵. Die Nettoimporte sind dabei als die Differenz aus den Erdgasimporten nach Deutschland abzüglich der Erdgasexporte aus Deutschland definiert.

In Abbildung 74 ist die Deckung der Gasnachfrage im Basisjahr 2011 und im Modelljahr 2050 im 80%-EE-Szenario aufgeführt.



[in TWh _{th,Hi}]	2011		2050	
Erdgasförderung DE	74	11%	0	0%
Biogas	5	1%	34	8%
Nettoimport	571	88%	364	91%
Wasserstoff	0	0%	4	1%

Abbildung 74: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 80%-EE-Szenario mit PtG

Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse GAMAMOD

²⁴ EE-Gas bezieht sich in diesem Zusammenhang auf mittels PtG erzeugten Wasserstoff bzw. Methan. Zunächst gilt die Annahme, dass Wasserstoff in das Erdgasnetz eingespeist wird. Die TUB hat basierend auf einer Analyse des technischen Gasflusses festgestellt, dass die Konzentrationsgrenze von 15 Vol.-% Wasserstoff teilweise überschritten wird, sodass an einzelnen Einspeisepunkten eine Methanisierung notwendig ist.

²⁵ Die Gestehungskosten von EE-Gasen (minimal 6-10 ct/kWh_{th}) liegen über den zu erwartenden Importpreisen von Erdgas (3 ct/kWh_{th}) und somit sind EE-Gase voraussichtlich nicht wettbewerbsfähig. Daher wurde die Annahme getroffen, dass eine politisch motivierte, vorrangige Einspeisung von EE-Gasen erfolgt.

Die Ergebnisse des IKARUS-Modells ergaben, dass die Erdgasnachfrage in Deutschland von 601 TWh_{th,Hi} im Jahr 2011 auf 405 TWh_{th,Hi} im Jahr 2050 sinkt. Im Jahr 2050 wird es in Deutschland keine Erdgasförderung mehr geben. In der Folge sinkt der Anteil der deutschen Erdgasförderung an der Deckung der Erdgasnachfrage von 11% im Jahr 2011 auf 0% in 2050. Vielmehr gewinnt Biogas als „einheimische Gasquelle“ an Bedeutung. Der Biogasanteil an der Deckung der Nachfrage beträgt 2011 lediglich 1% und steigt bis 2050 auf 8%. Der gegenläufige Trend einer sinkenden Gesamtnachfrage und einer steigenden Biogaseinspeisung begünstigt diesen Anstieg.

Im 80%-EE-Szenario wird nur ein geringer Teil der Energie aus erneuerbaren Quellen über PtGA in den Erdgassektor integriert. Mit einem Anteil von 1% an der Deckung der gesamten Erdgasnachfrage in 2050, kann der regenerativ erzeugte Wasserstoff nur einen geringen Teil der Erdgasimporte substituieren. Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgassystem Vorrang gegenüber Methan hat, da die Umwandlungsverluste und Kosten geringer sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in einzelnen Netzabschnitten Methan eingespeist wird, da die Einspeisung von Wasserstoff technischen Grenzwerten unterliegt. Dieser liegt derzeit bei 5 Vol.-% und wenn Erdgastankstellen im nachgelagerten Netz angeschlossen sind bei 2 Vol.-%. Die Anhebung der Grenzwerte für die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz wird diskutiert, in diesem Vorhaben wird von 15 Vol.-% ausgegangen. Die gasnetztechnische Ausgestaltung und die detaillierten Einspeisemengen sind regional aufgelöst vom Gasflussmodell der Projektpartner der TUB berechnet worden.

Im 80%-EE-Szenario übersteigt die Einspeisung von Biogas mit einem Anteil von 8% an der Erdgasnachfrage deutlich die des Wasserstoffs, der lediglich 1% der Nachfrage deckt. Insgesamt kann so die Größenordnung des relativen Anteils der inländischen Erdgasproduktion von 11% in 2011 durch die Ersetzung von EE-Gasen mit 9% in 2050 an der Deckung der Erdgasnachfrage aufrechterhalten werden. Bezogen auf die absoluten Gasmengen sinkt der Anteil inländischer Gase von 74 TWh_{th,Hi}/a (konventionelle Erdgasförderung) in 2011 auf 38 TWh_{th,Hi}/a (Biogas und EE-Gase) in 2050.

4.10 Potenziale zur Aufnahme von Gasen aus PtGA und Auswirkungen auf die Gasverteilnetze

Die Kapazitäten der Gasverteilnetze zur Aufnahme von Gasen aus PtGA hängen vor allem von der Entwicklung der Gasnachfrage und der zulässigen Wasserstoffkonzentration bis 2050 ab. Es gelten die in den Abschnitten 2.3.2 und 3.2.2 beschriebenen Rahmenbedingungen zur Entwicklung der Gasnachfrage und die Annahmen, dass für die Kapazitäten der Gasverteilnetze eine ganzjährige Verfügbarkeit zur Aufnahme der Gase aus PtGA gewährleistet sowie eine maximal zulässige Wasserstoffkonzentration von 15 Vol.-% vorausgesetzt werden.

Unter diesen Bedingungen ergibt sich mit der im Abschnitt 2.3.2 beschriebenen Methodik für die Gasverteilnetze deutschlandweit eine potenzielle PtGA-Leistung (Wasserstoffeinspeisung) in Höhe von ca. 1.400 MW_{el}. Die Potenziale in den einzelnen Regionen unterscheiden sich stark und liegen zwischen 0 und 50 MW_{el} (durchschnittlich ca. 4 MW_{el} je Landkreis).

Die Einspeisung von Methan aus PtGA unterliegt nicht den Beschränkungen einer maximalen Konzentration, wie bei Wasserstoff, und kann prinzipiell Erdgas komplett substituieren. Die Potenziale für die Einspeisung von Methan sind daher deutlich größer als die für Wasserstoff und liegen deutschlandweit bei ca. 28.000 MW_{el} sowie durchschnittlich bei ca. 70 MW_{el} je Landkreis.

Die Gasverteilnetze können somit deutschlandweit signifikante Potenziale zur Aufnahme von erneuerbaren Gasen aus PtGA bereitstellen. Der stromseitige Bedarf zur Entlastung der Übertragungsnetze (siehe Abschnitt 4.7) liegt allerdings noch deutlich darüber und erfordert eher wenige große Anlagen, vor allem in Norddeutschland. Die Potenziale der Verteilnetze eignen sich daher vor allem zur Kopplung mit den Stromnetzen bis hoch zur 110 kV-Ebene (nicht Betrachtungsgegenstand dieser Studie), deren Entlastung sich positiv auf die überlagerten Netze auswirken kann [Hüttenrauch et al., 2015], [Moser et al., 2014]. Wenn Methan oder Wasserstoff in diesen Größenordnungen in die Gasverteilnetze eingespeist werden hat das Auswirkungen auf den Gasbezug aus den vorgelagerten Transportnetzen. Bei 15 Vol.-% Wasserstoff beträgt die Reduzierung

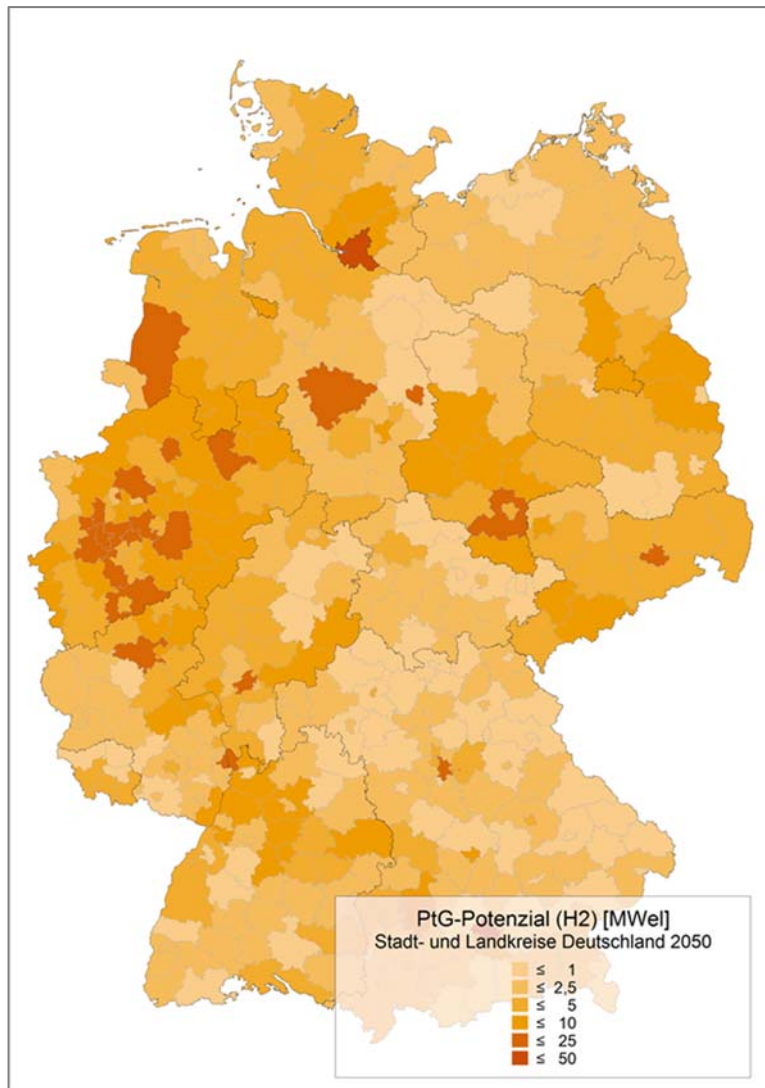


Abbildung 75: PtG-Potenziale (Wasserstoff) in den Gasverteilnetzen im Jahr 2050

Quelle: Datengrundlage GfK GeoMarketing, Eigene Darstellung DBI

etwa 5 % vom vorherigen Erdgasvolumenstrom, dies kommt durch den gegenüber Erdgas geringen Brennwert von Wasserstoff i. H. v. $3,54 \text{ kWh}_{\text{th H}_2}/\text{m}^3$ (Erdgas H ca. $11,45 \text{ kWh}_{\text{th H}_2}/\text{m}^3$) zustande. Methan substituiert Erdgas, nahezu im Verhältnis 1:1.

Auch auf die Gasbeschaffenheit im Verteilnetz verändert sich, vor allem die Einspeisung von Wasserstoff führt in Abhängigkeit vom Verhältnis aus Erdgasvolumenstrom und PtGA-Anlagenleistung zu signifikanten Veränderungen der Gaszusammensetzung und der resultierenden Gaskennwerte.

In Abbildung 76 ist dargestellt, wie sich die Wasserstoffkonzentration in einem Gasverteilstrom bei Einspeisung mit konstanter PtGA-Leistung über ein Jahr entwickelt. Stärkere Schwankungen im Bereich von 0 – 15 Vol.-% wären insbesondere bei einer diskontinuierlichen Einspeisung der PtGA zu erwarten. Der verhältnismäßig große Schwankungsbereich zwischen der zulässigen Wasserstoffkonzentration im Erdgas stellt besondere Herausforderungen u. a. an industrielle Brennerregelungen, Abhilfe können hier z. B. der Einsatz von Zwischenspeichern oder eine an den Erdgasvolumenstrom angepasste Fahrweise der PtGA schaffen.

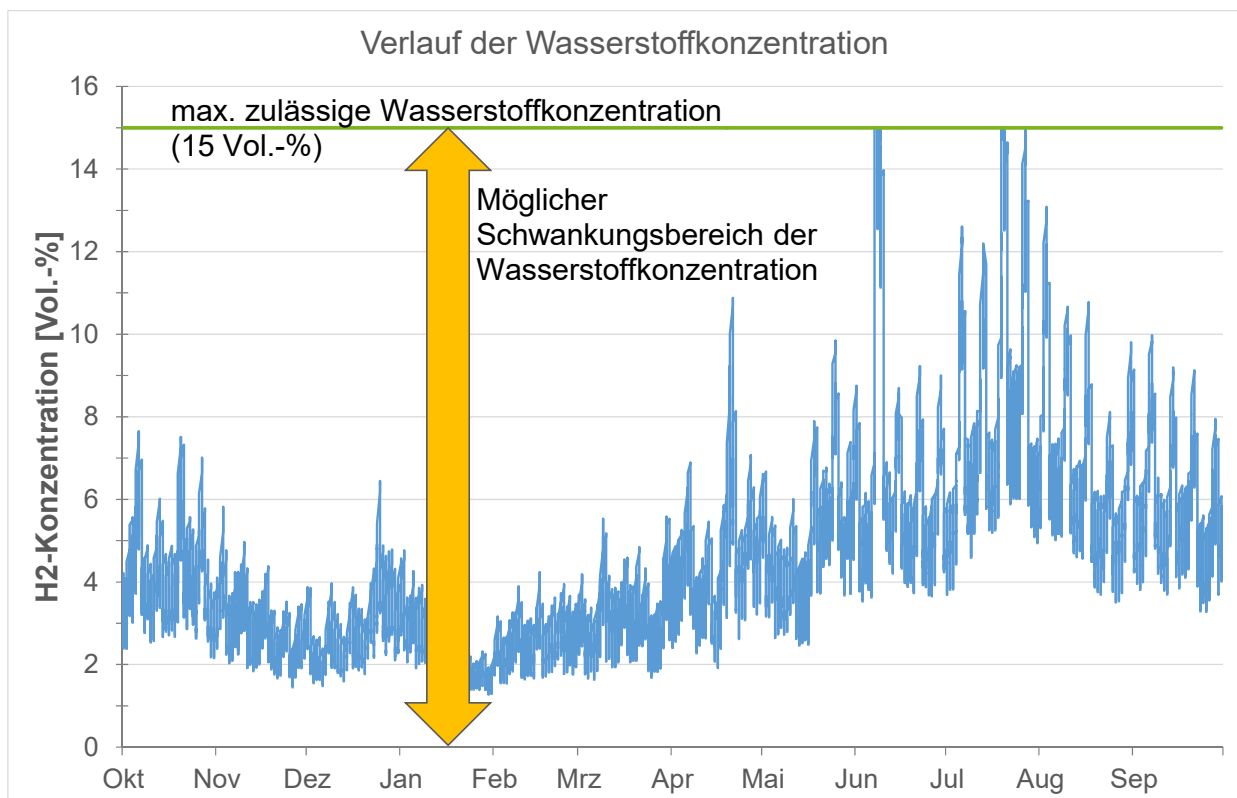


Abbildung 76: Entwicklung der Wasserstoffkonzentration (Jahresverlauf, Beispiel)

Quelle: DBI, eigene Darstellung

4.11 Potenziale zur Aufnahme von Gasen aus PtGA und Auswirkungen auf die Gastransportnetze

Für die Betrachtung ökonomischer Herausforderungen und technischer Grenzen sind für die Analyse detaillierte Kenntnisse der Gasinfrastruktur in Deutschland notwendig. Eine Aufnahme der Aufkommen von Wasserstoff durch einen hohen Einsatz von PtG und dessen Fortleitung mit Gasnetzen ist technisch begrenzt und erfordert einen vorhandenen Gasfluss in den Leitungen.

Dieser wiederum ist vom betrachteten Szenario abhängig und wird durch den entwickelten Gasbedarf in Deutschland und den modellierten Export determiniert. Die Ergebnisse der szenariobasierten Modellrechnungen für Strom- und Gasnetze in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung zeigen auf, in welchen Regionen und an welchen lokalen Netzknoten hohe Überschüsse von erneuerbarem Strom auftreten können und welche Potenziale im Gastransportnetz für eine Aufnahme erneuerbarer Gase bestehen. Neben einem umfangreichen Einsatz einer Methanisierung durch Ausnutzung erneuerbarer CO₂-Quellen ist die ausschließliche Nutzung von Teilnetzen oder vorhandenen Leitungen der Gasinfrastruktur für die Fortleitung oder die lokale Speicherung des anfallenden Wasserstoffs denkbar und wurde konkreter in einzelnen Fallbeispielen untersucht. Dies erlaubt eine Identifikation geeigneter zusammenhängender Teil- oder Inselnetze auf der regionalen Transport- oder Verteilebene für weitergehende Betrachtungen in Modellregionen.

4.11.1 Verknüpfungspunkte der Netze

Die Untersuchung des Potenzials erfolgte auf Grundlage der Daten aus dem Stromsystem [RWTH]. Es lagen tägliche Zeitreihen des Potenzials in Form von Wasserstoff je Netzknotenpunkt vor. Hierbei wurden drei wesentliche Szenarien unterschieden, welche sich in der Kraftwerksparkzusammensetzung, der Regelung des Stromnetzes, dem Anteil erneuerbarer Energiesysteme am Kraftwerkspark, der lokalen Verteilung des PtG Strompotenzials, dem lokalen Bedarf an Gas für die erdgasbetriebenen Kraftwerke und der Anzahl der Stromknotenpunkte unterschieden. Die Unterschiede zwischen den Szenarien lassen sich mit folgenden Kenngrößen verdeutlichen, siehe Tabelle 17.

Tabelle 17: Übersicht Kennwerte der verschiedenen Szenarien

	80%-EE-Szenario	100%-EE-Szenario konzentriert	100%-EE-Szenario verteilt
Anzahl Verknüpfungen Strom <-> Gas	3	17	30
Aufkommen H₂ [TWh_{th Hi/a}]	4	78	117
Verbrauch Gaskraftwerke [TWh_{th Hi/a}]	218	128	108

Quelle: RWTH (Werte gerundet)

Das Aufnahmepotenzial des Gastransportnetzes von erneuerbarem Gas aus Überschüssen aus dem Stromsystem richtet sich nach der Bewirtschaftung der Gasnetze und dem berechneten Fluss aus der Modellrechnung. Um das Aufkommen von Wasserstoff oder synthetischem Methan im Gastransportnetz aufnehmen und fortleiten zu können, ist Netzausbau für die Verknüpfung der Netze erforderlich. Hierfür wurden in einem Geoinformationssystem benachbarte Netzknoten betrachtet, die für eine Entnahme von Strom und eine Einspeisung von Gas grundsätzlich in Frage kommen. Abbildung 77 zeigt die regionalen Verknüpfungen zwischen den Strom- und Gasnetzmodellen: die räumliche Verteilung der betrachteten Verknüpfungspunkte in den drei Szenarien sowie die Standorte von Gaskraftwerken.

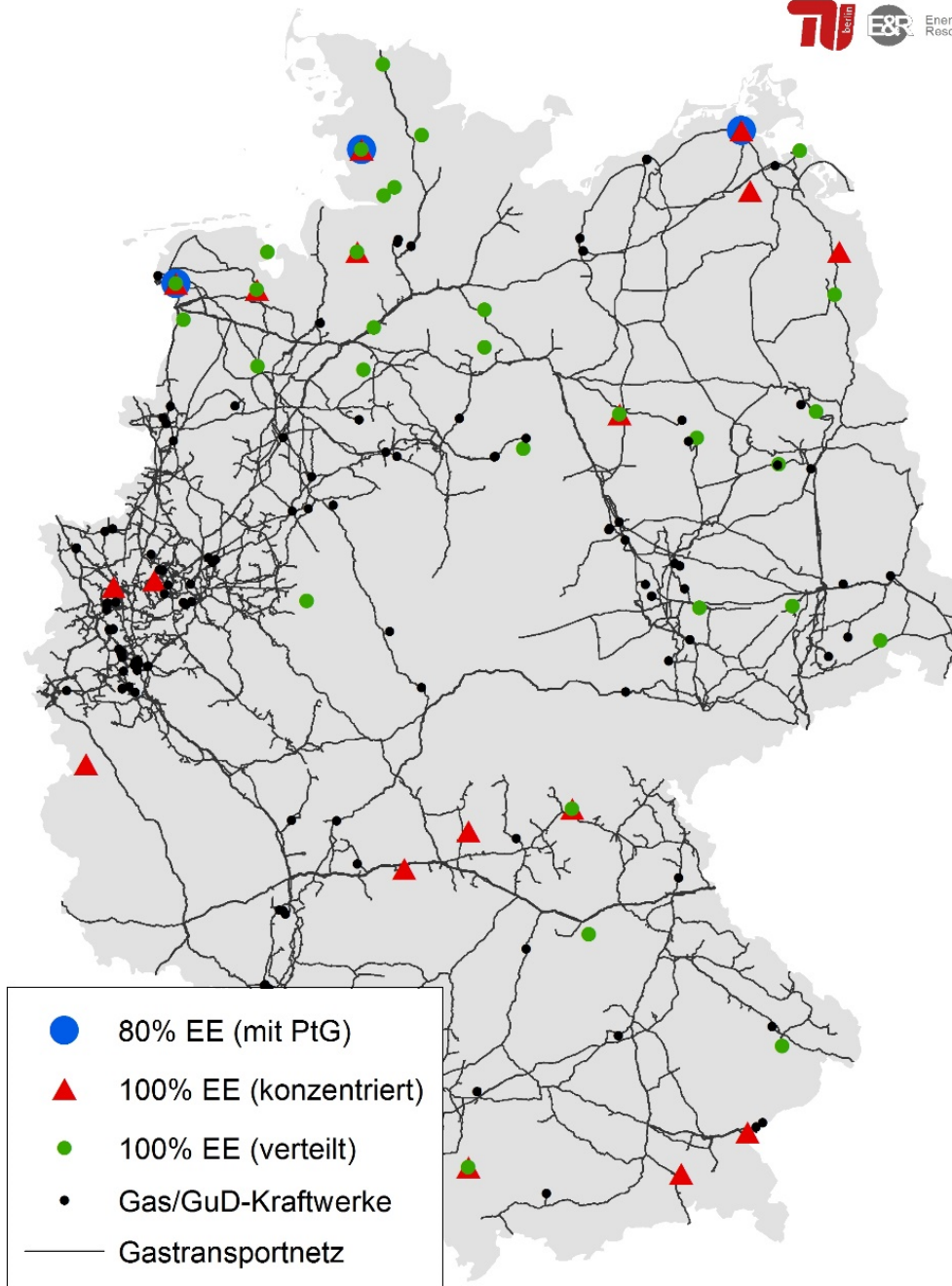


Abbildung 77: Betrachtete regionale Verknüpfungspunkte zwischen Strom- und Gasnetzen

Eine mögliche Verknüpfung der Systeme kann ein Ausbau über die kürzeste Distanz erfolgen, was jedoch eine Eignung vorhandener Netze und lokaler Gegebenheiten nicht berücksichtigt. Es wird der minimale Abstand für alle Stromnetzknotten zur jeweils nächsten Gasleitung berechnet. Dieser wird dann der jeweilige Punkt zugeordnet, siehe Abbildung 78. Ein Ausbau zu einer weiter entfernten Leitung kann aus Sicht der Gasverteilung und Aufnahmefähigkeit sinnvoll sein. Somit lassen sich zwei Varianten ableiten:

- ohne Netzausbau bei kürzester Distanz, hierbei ist der Aufwand für die Verbindung sehr gering und wird vernachlässigt
- mit Netzausbau, durch Realisierung zusätzlicher Maßnahmen für eine verbesserte Verknüpfung hinsichtlich einer Ableitbarkeit von Wasserstoff.

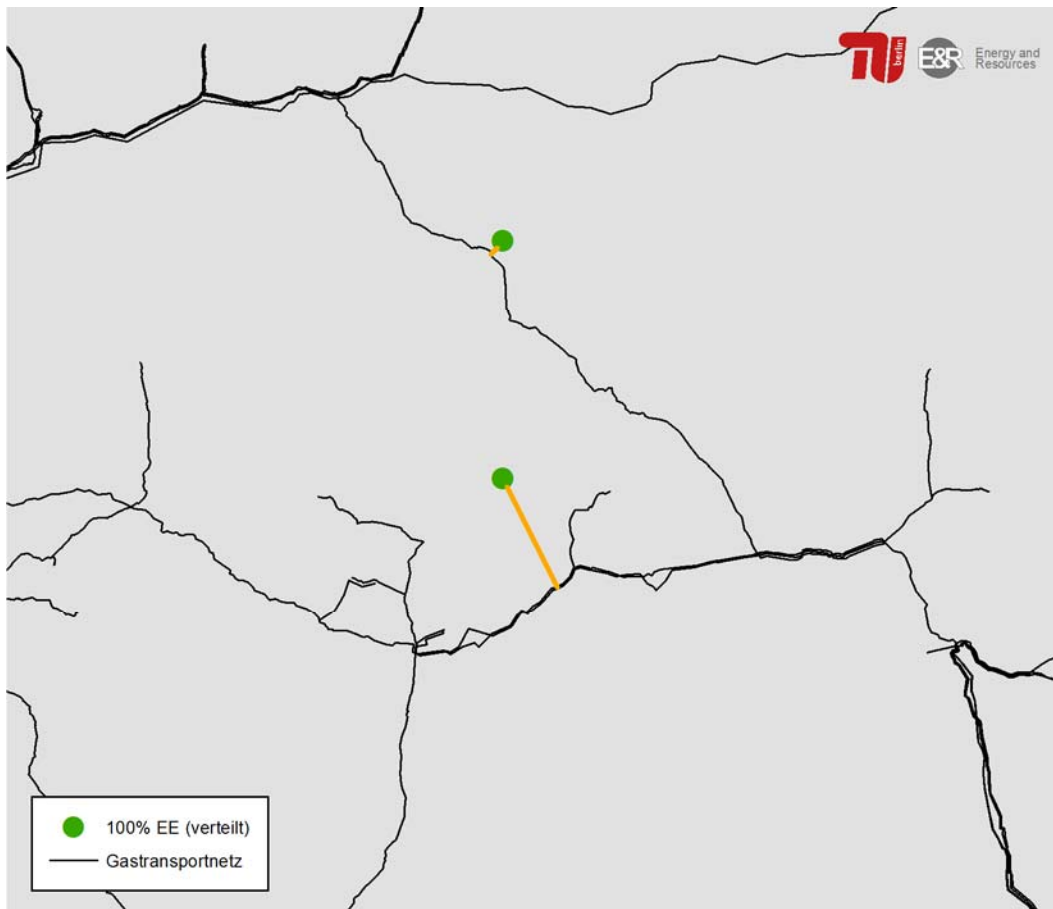


Abbildung 78: Räumlichen Distanz zwischen den Netzknoten Strom-Gas

4.11.2 Exemplarische Betrachtungen

Für die Bewertung wird verglichen, ob ein Aufnahmepotenzial von erneuerbarem Gas durch zusätzliche Maßnahmen verbessert werden kann. Neben der Überwindung der räumlichen Distanz zwischen den Netzen soll möglichst das gesamte Potenzial durch die Gasleitungen fortgeleitet werden. Im Zuge der veränderten Bewirtschaftung der Gasnetze in den betrachteten Szenarien gibt es Leitungen, in denen ein eher geringer Gasfluss vorherrscht, weshalb die Potenziale nicht vollständig aufgenommen werden können. Durch Inkaufnahme einer höheren Entfernung könnte eine erhöhte Aufnahmekapazität bzw. lokale Nutzung des Wasserstoffes realisiert werden. Durch Standortanalysen der lokalen Umgebung der betrachteten Standorte, soll das Aufnahmepotenzial verbessert werden. Bei den einzelnen Standortanalysen wurden verschiedene Möglichkeiten berücksichtigt, die Netzausbau für eine verbesserte Integration erfordern. Im einfachsten Fall wird ein größerer Durchmesser der Leitung oder Einspeisung in mehrere Leitungen betrachtet, anstatt der nächsten Leitung wird hier die nächstbeste Leitung gewählt. Diese wird anhand des größten Nenndurchmessers und des maximalen Drucks gewählt. Alternativ ließe sich das Potenzial eines Stromknotenpunktes auch auf mehrere Leitungen aufteilen.

4.11.2.1 Export

Durch die Einspeisung von Wasserstoff in Leitungen und Netze mit Anschlussverhältnissen an Nachbarländer ist es möglich, dass erneuerbares Gas exportiert wird. In Abbildung 79 ist diese Situation exemplarisch skizziert.

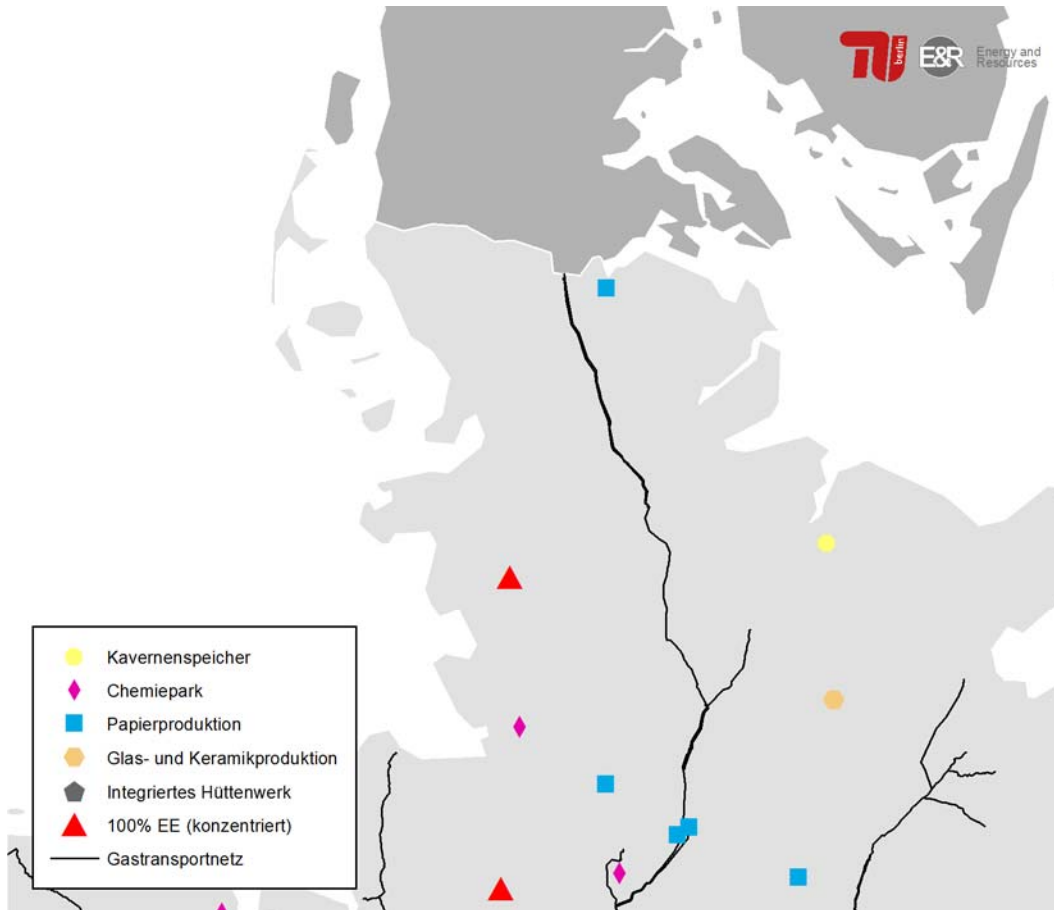


Abbildung 79: Export von Wasserstoff nach Dänemark

Auf den Gasleitungen zwischen Deutschland und Dänemark herrschen heute noch bidirektionale Flüsse, zukünftig kann hier mit einer konstanten Versorgung von Dänemark und Schweden gerechnet werden. Eine direkte Einspeisung von Wasserstoff ist hier durch einen möglichen Eintrag in Porenspeicher in Dänemark begrenzt.

4.11.2.2 Inselversorgung

Berücksichtigung der Netztopologie, Betrachtung regionaler Transportnetze sowie einer möglichen Bildung von Inselnetzen, ohne Rückspeisung von Gas in die Transportebene. Neben den Verteilnetzen (siehe auch Abschnitt 4.10) können auch regionale Transportleitungen für die Bildung von Teilnetzen zur ausschließlichen Nutzung von Wasserstoff in Frage kommen. Die in Abbildung 80 betrachtete Region verfügt heute über einen vorwiegend industriell geprägten Gasbedarf, eine künftige Eignung für den Einsatz von Wasserstoff ist unsicher.

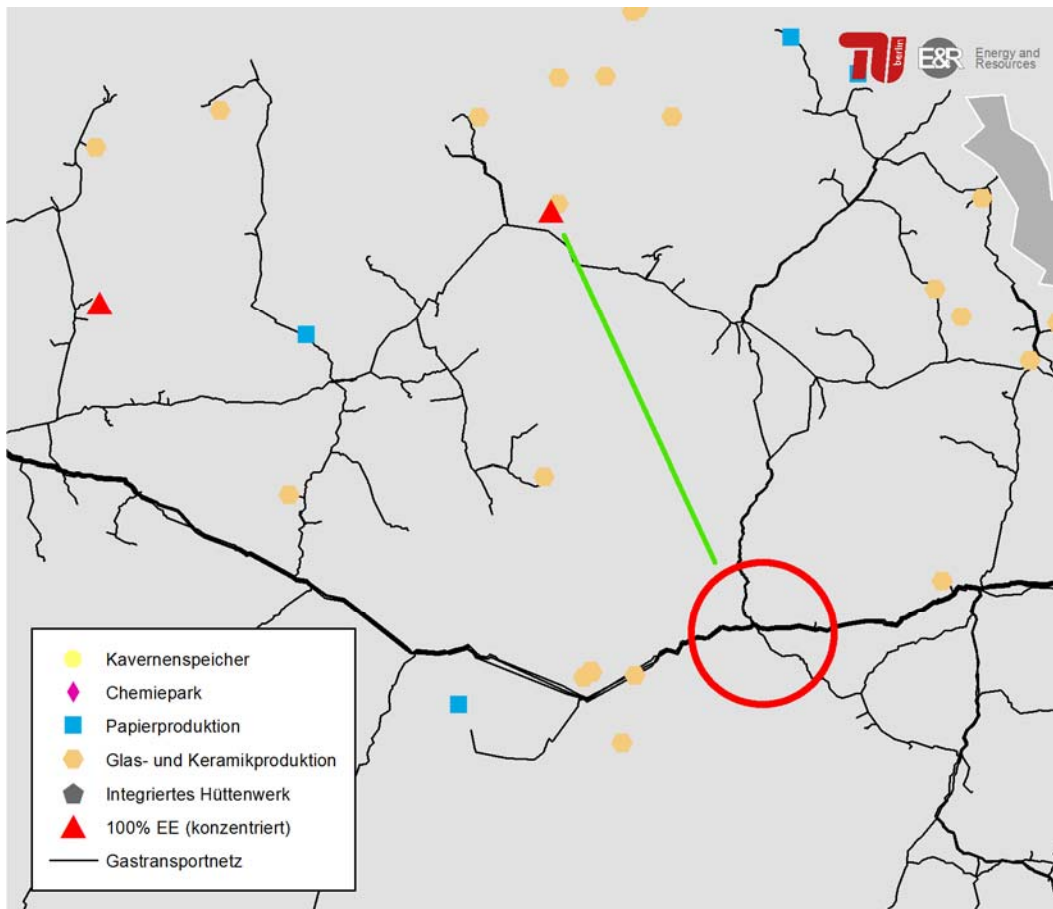


Abbildung 80: Bildung von Inselnetzen

4.11.2.3 Anbindung an Kavernenspeicher

Eine direkte Einspeisung von Wasserstoff in Nordwestdeutschland ist stark begrenzt, da die Importe aus Norwegen in dem Szenario zurückgehen. Hohe Transportkapazitäten sind hier vorhanden und überwiegend nur mit Methanisierung nutzbar. Daher wäre eine Einlagerung von erneuerbarem Methan oder der Einsatz von separaten Salzkavernen für die Speicherung von Wasserstoff denkbar – diese könnten als Zwischenspeicher für das fluktuierende Wasserstoffaufkommen dienen, siehe Abbildung 81.

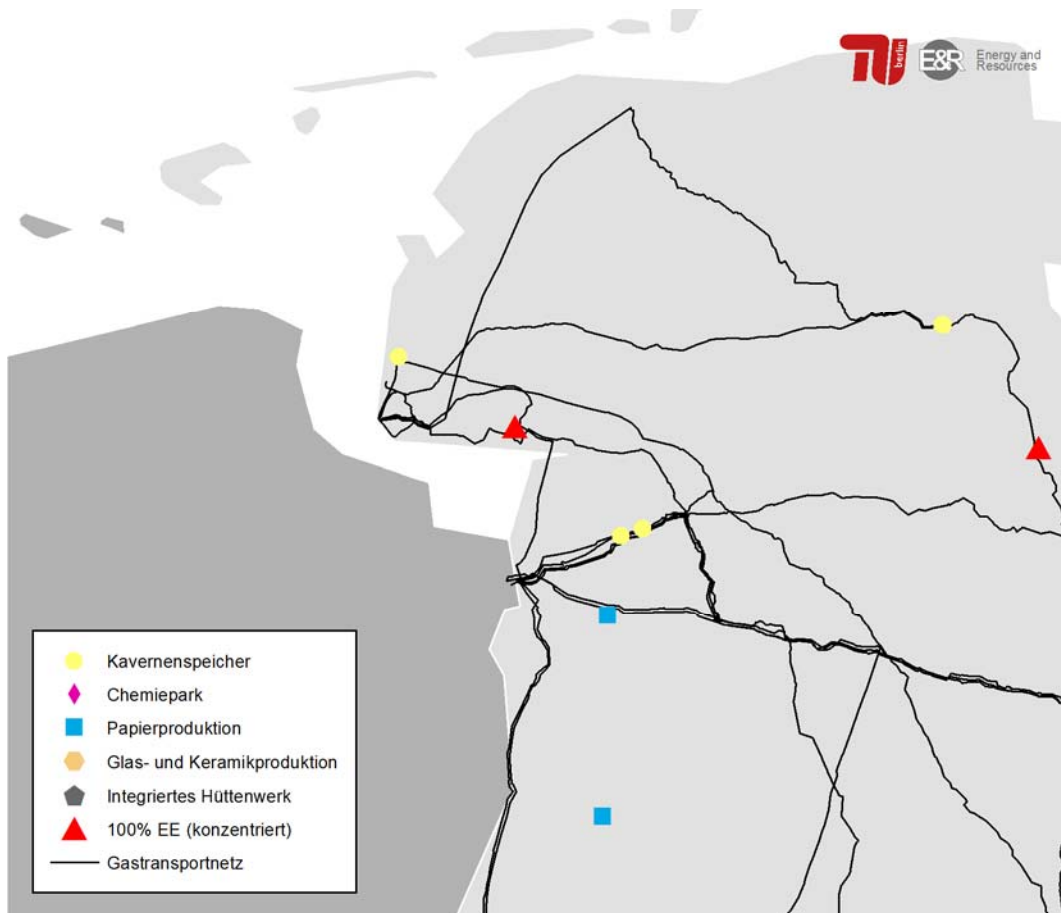


Abbildung 81: Einsatz von Kavernenspeichern für die Speicherung von erneuerbarem Gas

4.11.2.4 Industrielle Nutzung

In der chemischen Grundstoffindustrie wird Wasserstoff als Rohstoff angewandt und nachgefragt. Liegen Netzknoten in unmittelbarer Nähe zu Chemieparks, wäre eine lokale Nutzung durch kleine Netzstrukturen denkbar. Neben der chemischen Grundstoffindustrie ließen sich dann auch weitere Industriebranchen mit erneuerbarem Gas versorgen. Hierzu wäre in der Regel eine Methanisierung notwendig, da Wasserstoff für viele Industrieprozesse aus den energieintensiven Branchen ungeeignet ist.

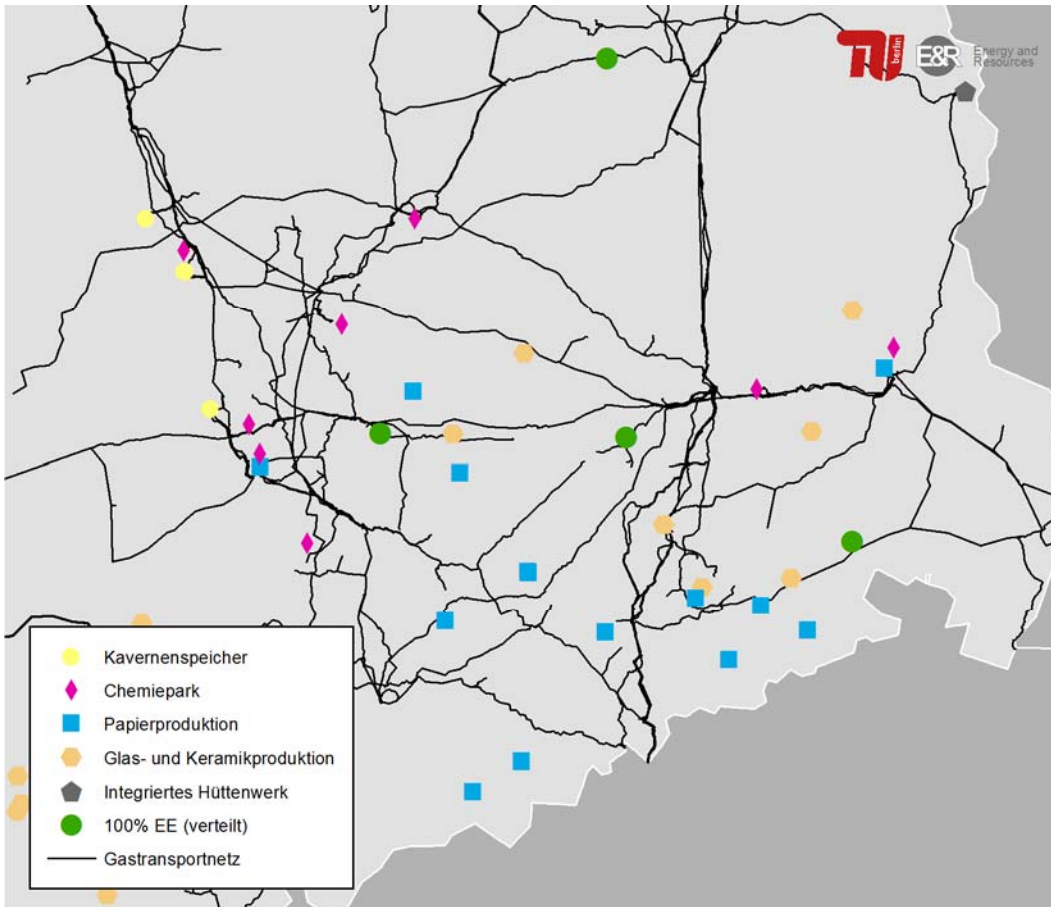


Abbildung 82: Industrielle Nutzung von erneuerbarem Gas

4.11.3 Vorgehen bei der Bewertung

Das Potenzial für eine Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff im Gasnetz durch Einspeisung in Transportleitungen ergibt sich aus dem vorhandenen Gasfluss in den Leitungen und Anforderungen an die Gaszusammensetzung. Um das Potenzial der Einspeisung des erneuerbaren Wasserstoffs in das Gasnetz zu ermitteln, wird eine entsprechende Einspeisung unterstellt. Derzeit existiert eine Obergrenze für den Wasserstoffanteil von <10 Vol.-% nach [DVGW G 262, 2013], zukünftig soll dieser Grenzwert weiter erhöht werden und wurde für die weiteren Berechnungsschritte mit 15 Vol.-% angesetzt. Hierbei wird eine sehr hohe Anpassungsfähigkeit der Verbraucher an hohe Wasserstoffanteile unterstellt. Weitere Anforderungen an eine stetige Gaszusammensetzung bezüglich der Änderungsgeschwindigkeit der Anteile einzelner Gasbestandteile bedürfen aber weitergehender Untersuchungen.

Durch die Bewertung ergibt sich auch, ob Überschüsse an Wasserstoff auftreten, welche vor der Einspeisung zunächst methanisieren werden müssen, um einen maximal zulässigen Anteil Wasserstoff von 15 Vol.-% am Gasfluss nicht zu überschreiten. Für jeden Standort wurde in jedem Szenario ermittelt, wie viel Gas in Form von Wasserstoff und/ oder Methan aufgenommen werden kann. Dabei werden folgende Fälle quantifiziert:

- Direkte Einspeisung von Wasserstoff bis zu einem Grenzwert von 15 Vol.-%
- Kombination mit Methanisierung, zusätzliche Einspeisung von synthetischem Methan
- Vollständige Methanisierung und ausschließlich Einspeisung von Methan

Das Potenzial für eine Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetzmodell der betrachteten Zeitscheibe wird durch den mit der Netzsimulation berechneten Gas-Volumenstrom determiniert, wobei der Zustand in der Leitung und die Zumischung berücksichtigt werden. Die gewählte Obergrenze von 15 Vol.-% Wasserstoffanteil am aktuellen Volumenstrom [in 1.000 Nm³/h] bezogen auf die Energiemenge [MWh_{th Hi}/h] und bei Berücksichtigung der brenntechnischen Kenndaten [DVGW G 260, 2013] ergibt sich ein nutzbares Potenzial von ca. 4 % des Gasflusses im Netz.

Anhand der Auswertung für einen ausgewählten Standort in Abbildung 83 kann die Bewertung verdeutlicht werden. Der für eine mögliche Einspeisung notwendige Gasfluss als Trägerstrom (schwarz) und das Aufkommen von Wasserstoff aus dem Stromsystem (rot) sind hier für ein Quartal in eine Übersicht gebracht. Wie man leicht sieht, ist das Potenzial für eine direkte Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff begrenzt (blau) und ein hoher Anteil erneuerbaren Stroms kann ohne zusätzliche Methanisierung nicht integriert werden.

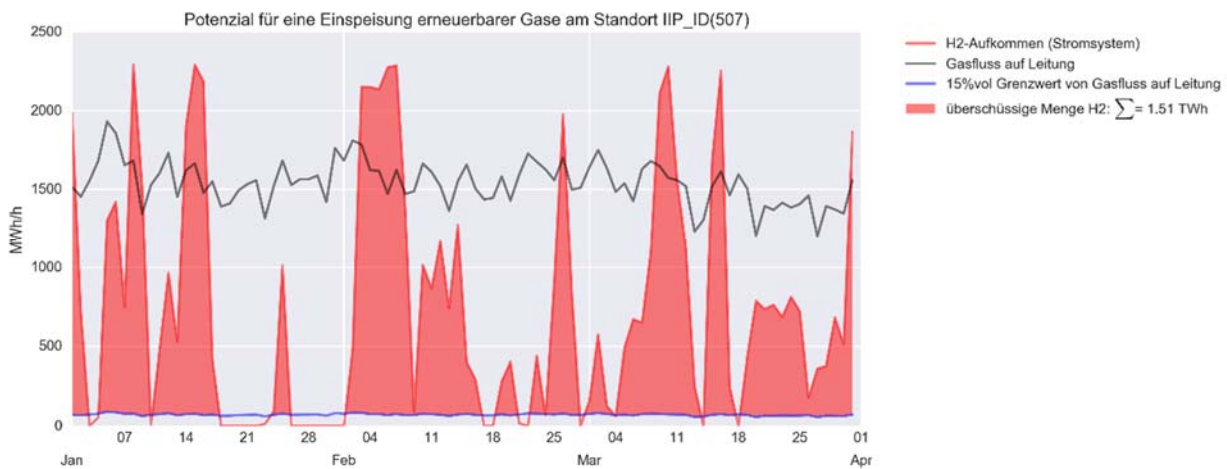


Abbildung 83: Gasfluss, maximaler energetischer Anteil Wasserstoff am Fluss, H₂-Aufkommen aus Stromsystem

Durch die Methanisierung des verbleibenden Wasserstoffs kann das Aufkommen aus dem Stromsystem besser genutzt werden. Die Kombination einer Einspeisung von Wasserstoff und zusätzlicher Methanisierung ist in Abbildung 84 dargestellt.

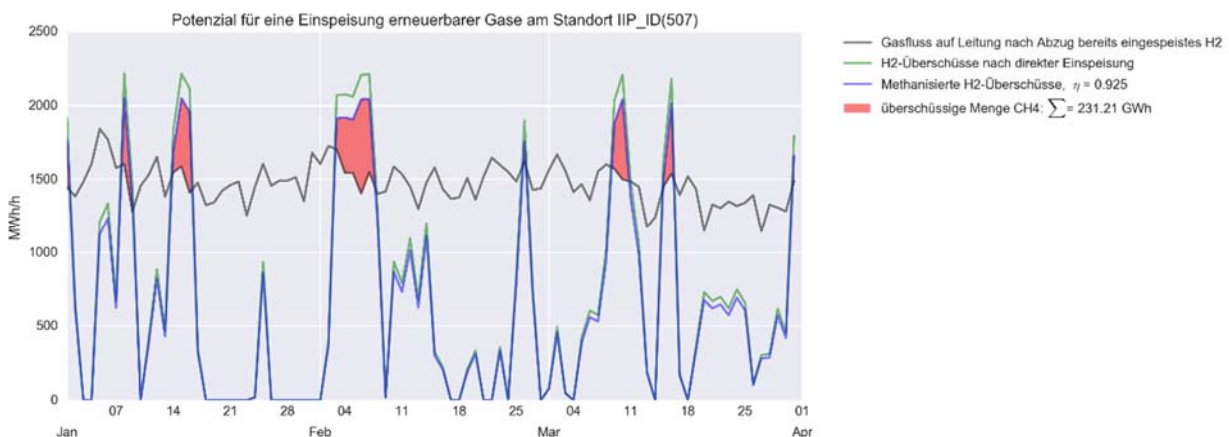


Abbildung 84: Einspeisung des überschüssigen H₂-Aufkommens nach Methanisierung

Unterstellt man eine vollständige Methanisierung des Aufkommens von Wasserstoff aus dem Stromsystem, so kann das erneuerbare Gas direkt in das Gasnetz eingespeist werden und das vorhandene importierte Gas zum Teil verdrängen, siehe Abbildung 85.

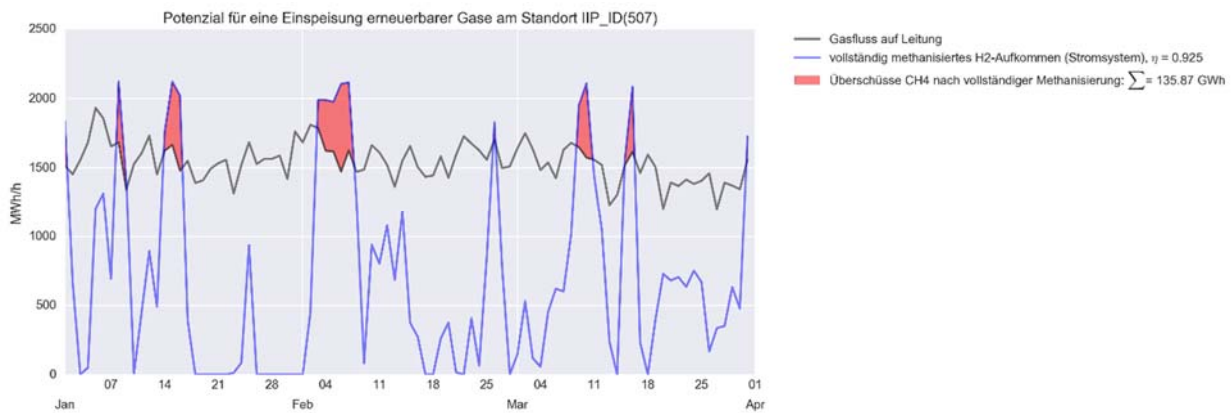


Abbildung 85: Vollständige Methanisierung des H₂-Aufkommens und direkte Einspeisung als Methan

4.11.4 Gastransportnetz

Auf Grundlage des weiterentwickelten Gasnetzmodells und der erstellten Szenarien über die zukünftige Gasversorgung in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung (vgl. Kapitel 2) erfolgte eine Bewertung der Potenziale für eine Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff und/ oder synthetischem Methan in Gastransportnetze für verschiedene Varianten von Netzausbaumaßnahmen (vgl. Kapitel 3). Die Zusammenfassung der Ergebnisse für die betrachteten Varianten erfolgt jeweils für eine

- direkte Einspeisung von Wasserstoff bis zu einem Grenzwert von 15 Vol.-%,
- Kombination mit Methanisierung, zusätzliche Einspeisung von synthetischem Methan und
- vollständige Methanisierung und ausschließlich Einspeisung von Methan.

Diese Varianten der Einspeisung wurden jeweils für die verschiedenen Szenarien bewertet. Das 80%-EE-Szenario beinhaltet ein moderates Aufkommen von PtG-Wasserstoff aus dem Stromsystem, siehe Abbildung 86.

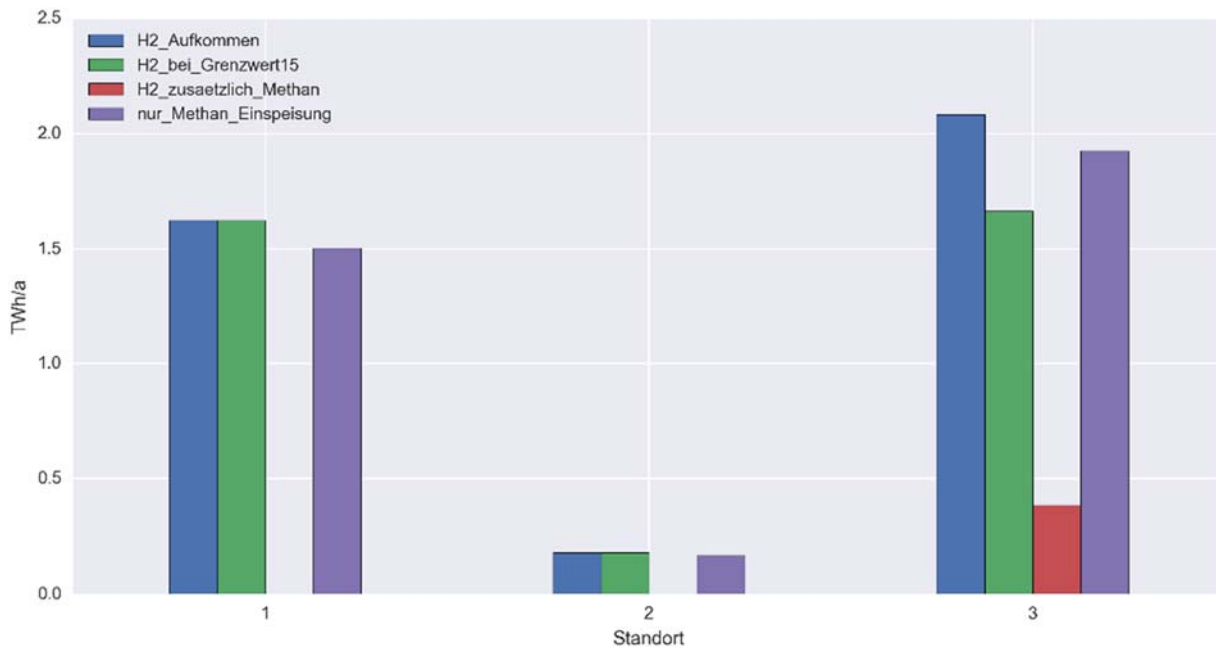


Abbildung 86: Einspeisemöglichkeiten für PtG im 80%-EE-Szenario

Wie man sieht, sind alle Varianten der Einspeisung nutzbar: Die aggregierten Gasflüsse der Netzberechnungen reichen theoretisch aus, den Wasserstoff fortzuleiten. Eine Kombination mit oder die ausschließliche Methanisierung sind dadurch ebenfalls nutzbar.

4.12 Auswirkungen von PtG auf das Energiesystem

Um die Auswirkungen der von den Projektpartnern auf Basis der von IEK-STE gelieferten Strom- und Gasnachfrage errechneten Ergebnisse für das Strom- und Gassystem auf die Gesamtheit des Energiesystems zu untersuchen, wurden die Ergebnisse der Projektpartner dem IKARUS Modell aufgeprägt und ihre Wirkung auf das restliche Energiesystem untersucht.

4.12.1 80%-EE-Szenario ohne PtG

Die strom- und gassseitigen Ergebnisse der Projektpartner wurden als gesetzte Werte IKARUS vorgegeben und bewirken mathematisch eine Einschränkung des zulässigen Lösungsraumes. Ziel der Rechnung mit IKARUS ist die Ermöglichung einer Diskussion der Ergebnisse der Projektpartner unter Betrachtung des gesamten deutschen Energiesystems. Hierzu zeigt Abbildung 87 das Ergebnis für die Entwicklung der Kohlendioxidemissionen des 80%-EE-Szenarios ohne PtG für die Jahre 2020 bis 2050. Zur Einordnung des historischen Niveaus insbesondere mit Blick auf das CO₂-Reduktionsziel um 80 % bis 2050 gegenüber 1990 sind zusätzlich die gesamten CO₂-Emissionen für die Jahre 1990 und 2014 eingetragen.

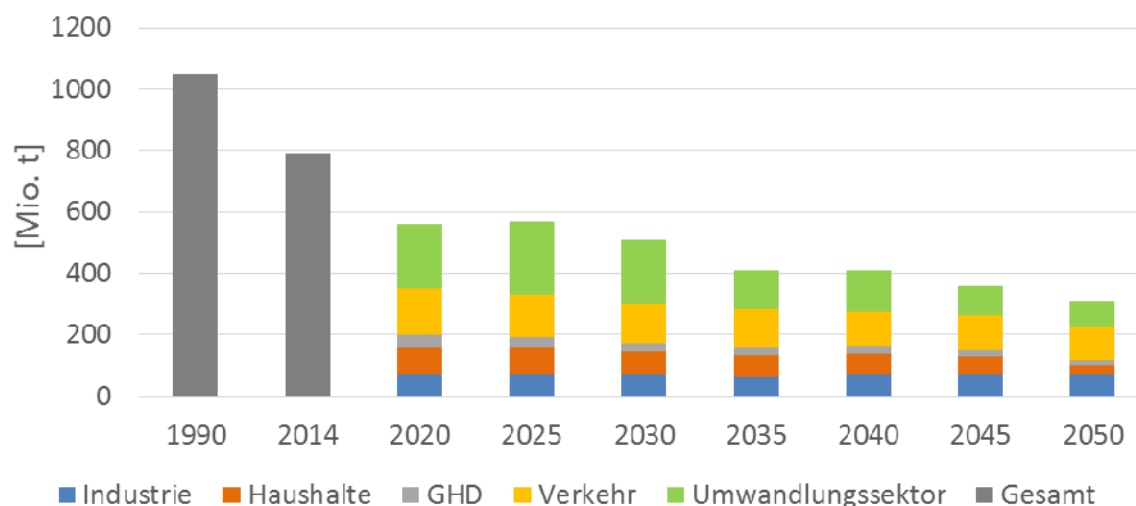


Abbildung 87: Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Legende:
Werte für 1990 und 2014: [Umweltbundesamt, 2016]

Bis 2050 sinken die CO₂-Emissionen gegenüber 1990 um 71 % auf 309,73 Mio. t CO₂. Dies entspricht einer Verfehlung des Reduktionsziels der Bundesregierung von 80 % gegenüber 1990 um 9 %-Punkte. Die Reduktion wurde iterativ ermittelt, da sich für die Zielvorgabe einer Reduktion der CO₂-Emissionen um 80 % keine Lösung unter Verwendung der vorgegebenen technischen Optionen zur CO₂-Vermeidung mittels IKARUS ergibt. Hier fallen insbesondere fehlende technische Optionen für den Güterstraßenverkehr und den Industriesektor ins Gewicht. Beide Sektoren tragen für sich genommen bis 2050 weniger als die geforderte Reduktion zur Verringerung der CO₂-Emissionen bei. Im intersektoralen Vergleich emittiert der Verkehrssektor ab dem Jahr 2045 sogar mehr CO₂ als der Kraftwerkssektor. Im Gegensatz dazu tragen die Haushalte und der GHD-Sektor durch den Hebel des geforderten klimaneutralen Gebäudebestandes deutlich zur Erreichung des CO₂-Ziels bei.

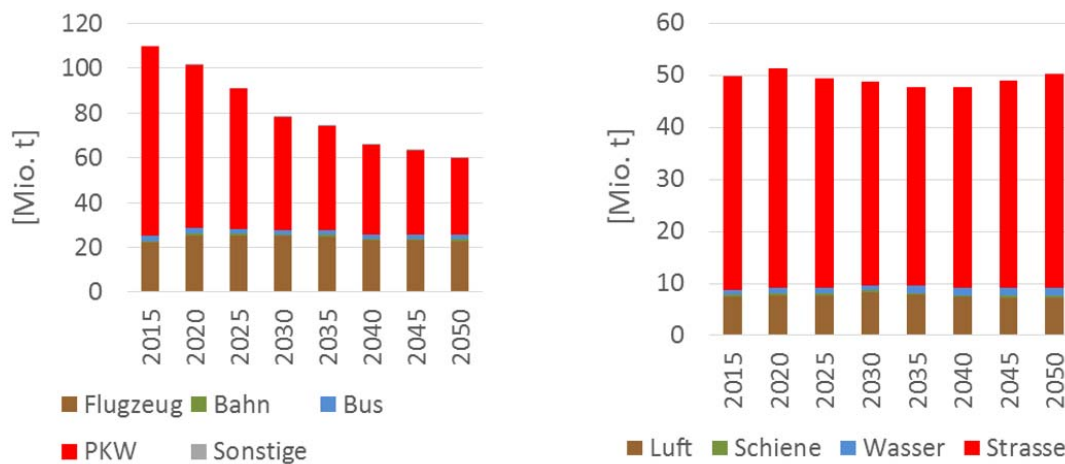
CO₂-Emissionen des Personenverkehrs (links) und Güterverkehrs (rechts)

Abbildung 88: Kohlendioxidemissionen des Verkehrssektors, 80%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Für den Verkehrssektor ist die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Abbildung 88 aufgetragen. Die Werte sind nach Personen- und Güterverkehrsleistung aufgeschlüsselt. Während die Emissionen im Personenverkehr bei nahezu gleichbleibender Personenverkehrsleistung (vgl. Abbildung 88) signifikant um 45,2 % von 109,9 Mio. t CO₂ in 2015 auf 60,2 Mio. t CO₂ in 2050 sinken, ändern sich die Emissionen im Güterverkehrsbereich nur sehr gering. Die Änderung liegt bei einem Anstieg um 3,2 % von 48,7 Mio. t CO₂ in 2015 auf 50,3 Mio. t CO₂ in 2050. Auch dieser Verlauf folgt einer S-Kurve. Treiber dieses Verlaufs ist das Wechselspiel aus Effizienzsteigerung und Zunahme des Gütertransportbedarfs. Im Maximum 2020 werden im Güterverkehr 51,4 Mio. t CO₂ emittiert, im Minimum 2040 sind es 47,6 Mio. t CO₂. Die Senkung der Emissionen im Personenverkehr wird durch den PKW Verkehr getrieben und ist auf Effizienzsteigerungen im Bereich der Verbrennungsmotoren sowie auf den zunehmenden Einsatz von CO₂-emissionsfreier Elektromobilität zurückzuführen. Beim Blick auf den Personenflugverkehr zeigt sich, dass der absolute Emissionswert auch hier nahezu konstant bleibt (+0,8 Mio. t CO₂ in 2050 im Vergleich zu 2015, dies entspricht einem Zuwachs von 3,6 %). Der Anteil der Emissionen des Personenflugverkehrs an den gesamten Emissionen des Personenverkehrs steigt jedoch deutlich. Während die CO₂-Emissionen des Personenflugverkehrs im Jahr 2015 ca. 20,2 % der CO₂-Emissionen im Personenverkehr ausmachen, sind es 2050 bereits 38,0 %. Bei Bussen reduzieren sich die Emissionen um ungefähr ein Viertel auf 1,8 Mio. t, was einem Anteil von 3,0 % der gesamten Emissionen des Personenverkehrs entspricht.

Im Güterverkehr wird im Unterschied zum Personenverkehr von einer deutlichen Steigerung der Verkehrsleistung bis 2050 ausgegangen (vgl. Tabelle 9). Durch Effizienzsteigerungen von Dieselmotoren im Güterstraßenverkehr und von Flugzeugtriebwerken kann der Einsatz von fossilem Kerosin je Tonnenkilometer zwar reduziert werden, das Emissionsniveau bleibt insgesamt jedoch nahezu konstant. Eine weitere Absenkung findet aufgrund des steigenden Gütertransportbedarfs nicht statt. Somit ergeben sich im Jahr 2050 mit 50,3 Mio. t CO₂ sogar 3,3 % höhere Emissionen als im Jahr 2015. Der Anteil der Emissionen des Flugverkehrs an den gesamten Emissionen des Güterverkehrs liegt in 2050 bei 14,3 % und ist damit vergleichbar zu 2015 mit 15,4 %.

Die energiebedingten CO₂-Emissionen im Verkehrssektor reduzieren sich auf 110,4 Mio. t und damit um ca. 68,1 % gegenüber 162 Mio. t CO₂ in 1990 [BMW, 2016]. Trotz dieser deutlichen Reduktion ist dies weniger als das für das gesamte Energiesystem angestrebte Reduktionsziel von 80 %, so dass andere Sektoren diese sektorale Zielverfehlung kompensieren müssen. Durch die Vorgabe des von den Projektpartnern unter marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten ermittelten Kraftwerkseinsatzes erfolgt keine Kompensation durch den Kraftwerkssektor. Auch der Industriesektor trägt nur in geringem Maße zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei. Die Sektorgrenze des Industriesektors in IKARUS unterscheidet sich in Bereichen der Industriekraftwerke von der Sektorgrenze in amtlichen Statistiken wie beispielsweise der AGEB. Aus diesem Grund ist der ermittelte Emissionswert für 2050 aus IKARUS nicht in Bezug zum Emissionswert 1990 der AGEB zu setzen. Nichtsdestotrotz lässt sich der geringe Reduktionsbeitrag von nur 6,9 % bis 2050 im Vergleich zu 2020 ablesen, auch wenn dieser vor dem Hintergrund einer zunehmenden Industrieproduktion zu sehen ist (vgl. Unterkapitel 3.1.1). Im Industriesektor bestehen aus Sicht der Autoren jedoch auch die größten Unsicherheiten hinsichtlich von Technologieoptionen zur CO₂-Vermeidung und der Fähigkeit fossile Brennstoffe durch erneuerbare Energieträger zu substituieren. Abschließend lässt sich aus Abbildung 87 schlussfolgern, dass für die Zukunft ein Bedarf nach CO₂-armen Antrieben und Kraftstoffen auch für den Güterstraßen- und Luftverkehr sowie CO₂-armen Industrieprozessen existiert. Neue Technologien sind an dieser Stelle bedeutend für den Erfolg der Energiewende. Hier lässt sich ein Forschungsbedarf für die Zukunft ableiten. Durch PtG erzeugtes klimaneutrales Gas kann hier eine technische Option zur CO₂-Vermeidung sein. Insbesondere bei den Industrieprozessen könnte durch PtG erzeugtes Methan als klimaneutrales Substitut für fossiles Erdgas einen Beitrag leisten.

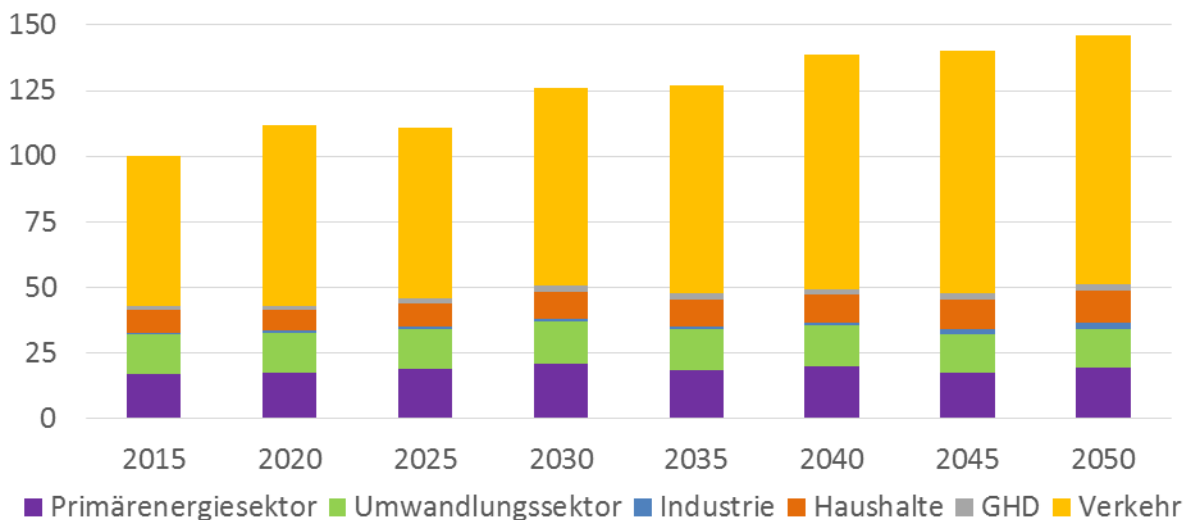


Abbildung 89: Normierte Systemkosten je Sektor, 80-%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Abbildung 89 zeigt das Ergebnis für die Entwicklung der gesamten Systemkosten von 2015 bis 2050. Die Höhe der Balken stellt einen Indikator für die Entwicklung der absoluten Kosten dar. Die Werte sind auf das Jahr 2015 normiert. Die Aufwendungen für den Primärenergiesektor²⁶

²⁶ Im Primärenergiesektor werden die Energieträgerkosten bilanziert.

steigen trotz sinkender Nachfrage nach zu importierenden fossilen Energieträgern durch Steigerungen der Energieträgerpreise um 15,8 %. Auch die Kosten für die Endenergiesektoren Industrie (+555,8 %), Haushalte (+40,6 %) und GHD (+34,8 %) steigen bis 2050 deutlich und im Fall der Industrie gar um ein Vielfaches an. Diese Zuwächse werden allerdings absolut vom Kostenzuwachs im Verkehrssektor dominiert. Der Anteil der Kosten des Verkehrssektors an den Gesamtsystemkosten liegt bereits in 2015 über 50 %. Dieser hohe Anteil ist auch in der Kostendefinition begründet: Im Verkehrssektor werden die gesamten durchschnittlichen Fahrzeugkosten für jede Antriebstechnologie (Benzin-PKW, Diesel-PKW, Diesel-LKW, usw.) erfasst. Im Unterschied hierzu werden in den anderen Endenergiesektoren Haushalte, GHD und Industrie nur die Kosten für die Energiewandlungstechnologien im Modell bilanziert. Kosten für Gebäude oder Industrieanlagen werden nicht in die Berechnung eingezogen. Dies ist darin begründet, dass das gesamte Fahrzeug zur Deckung des Transportbedarfs benötigt wird. Der deutliche Anstieg der Kosten im Verkehrssektor ergibt sich aus der geringen Auslastung der kostenintensiven effizienteren Antriebe, die für die zukünftig angestrebte CO₂-Vermeidung benötigt werden. Für eine signifikante Kraftstoffeinsparung des gesamten Verkehrssektors ist die Investition in eine Vielzahl teurer effizienter Fahrzeuge erforderlich. Die Effizienzsteigerungen umfassen insbesondere die Hybridisierung der Antriebsstränge und die Reduzierung von Fahrwiderständen wie Luft- und Rollwiderstände. Fahrzeuge im Allgemeinen weisen jedoch bei heutigem Mobilitätsverhalten nur eine geringe Auslastung auf, die meiste Zeit des Tages stehen diese still. Besonders deutlich wird die geringe Auslastung mit Blick auf private PKW. Aus diesem Grund ist der Einfluss der Effizienzsteigerung und damit der möglichen CO₂-Vermeidung eines jeden einzelnen Fahrzeugs nur marginal.

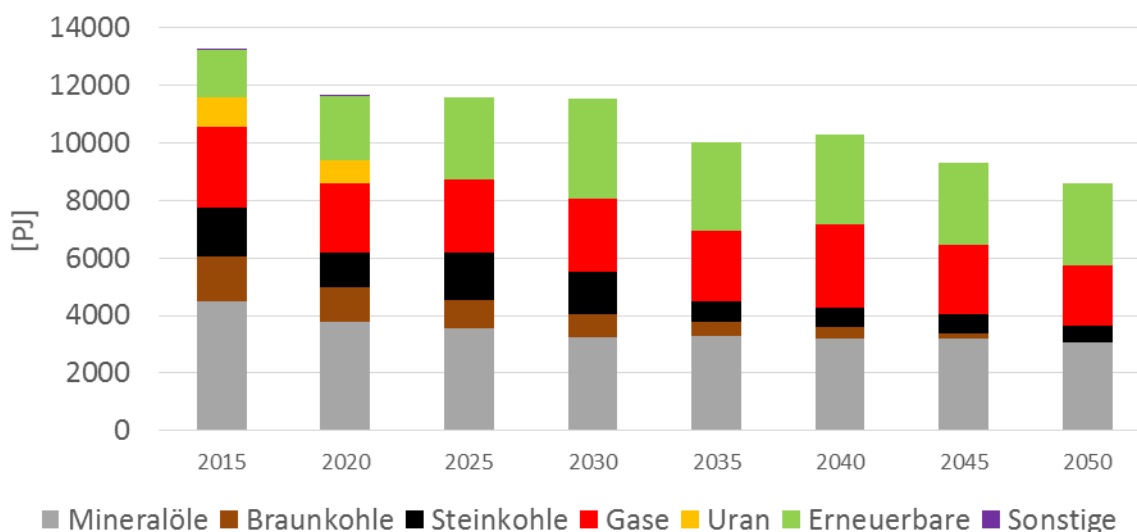


Abbildung 90: Primärenergieverbrauch je Energieträger, 80%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Legende:
Wert für 2015: [AGEB, 2015]

Abbildung 90 zeigt das Ergebnis für die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2050. Auffällig ist die hohe Korrelation mit der Entwicklung der CO₂-Emissionen. Im Jahr 2015 decken fossile Energieträger noch 80,0 % des deutschen Primärenergieverbrauchs. Die Erneuerbaren decken trotz des bedeutenden Anteils von 35,7 % an der Stromerzeugung nur einen

Anteil von 12,6 % am gesamten Primärenergieverbrauch. Besonders der Wärmebereich und der Transport hinken bei der Integration Erneuerbarer dem Stromsystem deutlich hinterher. Bis 2050 ist allerdings erkennbar wie der Anteil Erneuerbarer am Primärenergieverbrauch zunimmt. Der Anteil steigt bis zum Jahr 2050 für das gesamte Energiesystem auf 33,3 % und damit ungefähr auf den heutigen Wert des Stromsystems. Braunkohle wird bis 2050 nahezu vollständig aus dem Energiesystem gedrängt, während Steinkohle auf einem geringen Niveau Erdgas als fossilen Energieträger zur Ergänzung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren ergänzt. Der Erdgasanteil am Primärenergieverbrauch beträgt im Jahr 2050 24,2 %. Der Anteil der fossilen Energieträger insgesamt liegt jedoch immer noch bei 66,7 %. In absoluten Werten sinkt der Verbrauch an fossilen Primärenergieträgern jedoch von 10.624 PJ in 2015 auf 5.731 PJ in 2050 und damit beinahe um die Hälfte (-46,1 %). Deutlich erkennbar bleibt der Sockelverbrauch von Mineralöl, das im betrachteten Szenario aufgrund des Güterstraßen- und Flugverkehrs auch in 2050 noch immer mit einem Anteil von 35,5 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs beiträgt. Der primärenergetische Verbrauch von Mineralöl sinkt von 2015 bis 2050 um 19,3 %. Die Notwendigkeit von Energieeffizienzmaßnahmen in allen Sektoren wird neben einem Einsatz Erneuerbarer an dieser Stelle besonders deutlich. Dies unterstreicht die Klimareduktionsstrategie der Bundesregierung, die auf Effizienzverbesserung und den zunehmenden Einsatz von Erneuerbaren setzt.

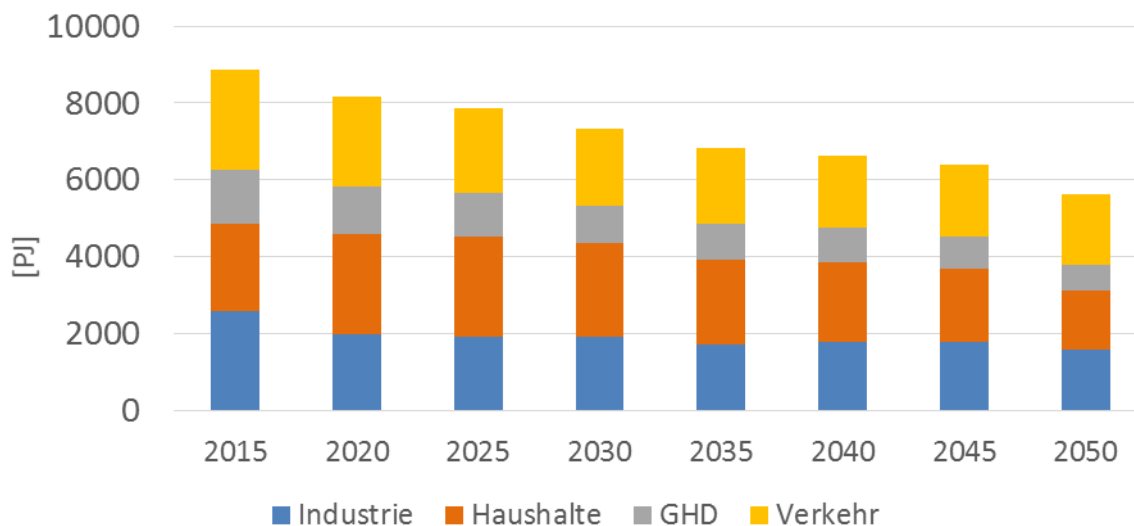


Abbildung 91: Endenergieverbrauch je Sektor, 80%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Legende:
Wert für 2015: [AGEB, 2015]

Wird der Blick weg vom Primärenergieverbrauch auf den Endenergieverbrauch gelenkt, so ist an dieser Stelle der Rückgang des Energieverbrauchs und somit die signifikante Wirkung von Energieeffizienzmaßnahmen im Haushalts- und GHD Sektor erkennbar. So sinkt der gesamte Endenergieverbrauch von 2015 bis 2050 insgesamt um 36,7 % auf 5.632,6 PJ. Diese Entwicklung wird getrieben durch einen Rückgang um 33,3 % im Haushalts-, 38,4 % im Industrie-, 52,6 % im GHD-Sektor und 28,7 % im Verkehrssektor. Für den Verkehrssektor wird von der Bundesregierung das Ziel angestrebt den Endenergieverbrauch bis 2050 um 40 % gegenüber 2005 zu verringern. Auf Basis der IKARUS zur Verfügung stehenden Technologieoptionen ist es dem Modell nicht möglich, diese Energieeinsparung zu erreichen. Das Modell erreicht eine Reduktion auf

1.844 PJ im Jahr 2050 gegenüber 2.586 PJ im Jahr 2005 [AGEB, 2015]. Die Gründe warum das Ziel der Endenergieverbrauchsreduktion im Verkehrssektor nicht erreicht wird sind identisch zu denen, warum der Verkehrssektor nicht zur CO₂-Vermeidung beiträgt. Der Ausbau der Elektromobilität wurde gemäß den Vorgaben der Projektpartner festgelegt. Jedoch würde ein weiterer Ausbau der Elektromobilität durch die hohe Effizienz von Elektromotoren weiteres Reduktionspotenzial über den vorgegebenen Ausbaupfad hinaus erschließen. Der Endenergieverbrauch 2050 setzt sich zu 28,4 % aus dem Industrie-, 27,0 % aus dem Haushalts-, 11,8 % aus dem GHD- und 32,8 % aus dem Verkehrssektor zusammen.

4.12.2 80%-EE-Szenario mit PtG

Vorweg ist festzustellen, dass sich der Ausbau von PtG nur geringfügig auf die absoluten Verbräuche und CO₂-Emissionen auswirkt. Dem Modell ist weiterhin ein Pfad entsprechend des Basisszenarios für die Entwicklung der Summe der CO₂-Emissionen der Endenergiesektoren vorgegeben. Die CO₂-Emissionen des Umwandlungssektors mit seinen Kraftwerken ergeben sich aus den Ergebnissen für die Stromerzeugung der Projektpartner.

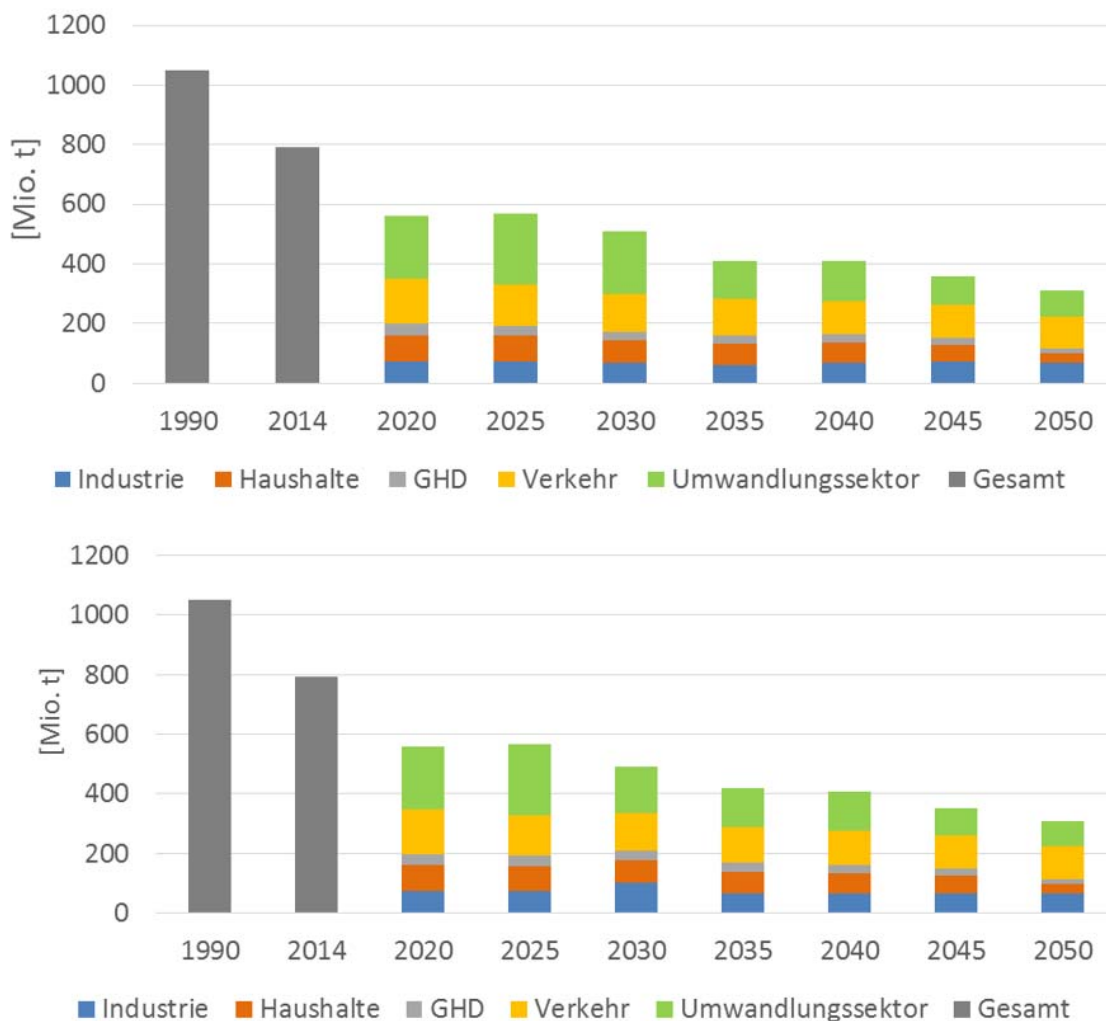


Abbildung 92: Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG (unten) im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG (oben)

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Die Unterschiede in den Ergebnissen liegen an der Grenze zur Vernachlässigbarkeit. Mit Blick auf Abbildung 92 wird die Ähnlichkeit der Entwicklungen der Kohlendioxidemissionen für das 80%-EE-Szenario ohne PtG im Vergleich zum 80%-EE-Szenario mit PtG deutlich, dessen Ergebnisse in Abschnitt 4.12.1 beschrieben wurden. Bei Betrachtung der absoluten Werte ist in dieser Darstellung kaum ein Unterschied erkennbar. Um die Effekte genauer analysieren zu können, werden im Nachfolgenden die relativen Änderungen zum Szenario ohne PtG gezeigt.

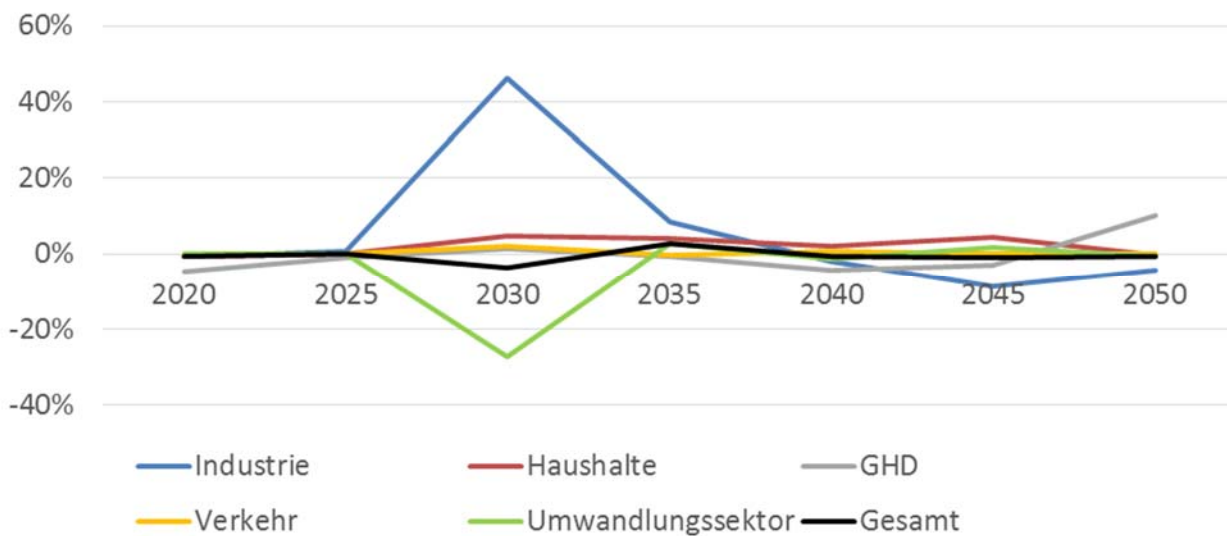


Abbildung 93: Relative Änderung der Kohlendioxidemissionen je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Abbildung 93 ist die Entwicklung der prozentualen Änderung der Kohlendioxidemissionen je Sektor des 80%-EE-Szenarios mit PtG gegenüber dem 80%-EE-Szenario ohne PtG dargestellt. Insgesamt ergibt sich für das Jahr 2050 kaum eine Verringerung der gesamten CO₂-Emissionen. Die CO₂-Emissionen verschieben sich etwas von der Industrie in den GHD-Sektor. Dessen CO₂-Emissionen im Jahr 2050 steigen um 10,3 % von 13,76 Mio. t CO₂ im 80%-EE-Szenario ohne PtG auf 15,2 Mio. t CO₂ im 80%-EE-Szenario mit PtG. Währenddessen sinken die CO₂-Emissionen des Industriesektors um 4,3 % von 68,9 Mio. t CO₂ im 80%-EE-Szenario ohne PtG auf 65,9 Mio. t CO₂ im 80%-EE-Szenario mit PtG.

Mit Blick auf die Entwicklung bis 2050 lässt sich die Auswirkung des myopischen Modellcharakters beobachten. So gibt es mit Blick auf das Jahr 2030 im 80%-EE-Szenario mit PtG einen Wechsel der Energiebereitstellung für den Industriesektor von öffentlichen Kraftwerken hin zur dezentralen Energiebereitstellung im Industriesektor, so dass sich die Emissionen im Industriesektor relativ erhöhen und im Umwandlungssektor sinken. Für das Jahr 2035 gleicht sich die Entwicklung der CO₂-Emissionen beider Szenarien wieder an.

Die Zusammensetzung der Systemkosten ändert sich im 80%-EE-Szenario mit PtG nur gering im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG. Der Verkehrssektor dominiert weiterhin die Gesamtkosten des Energiesystems und verursacht primär ausgehend vom Jahr 2015 den deutlichsten Anstieg der Gesamtsystemkosten um 47,4 % bis 2050 im 80%-EE-Szenario mit PtG.

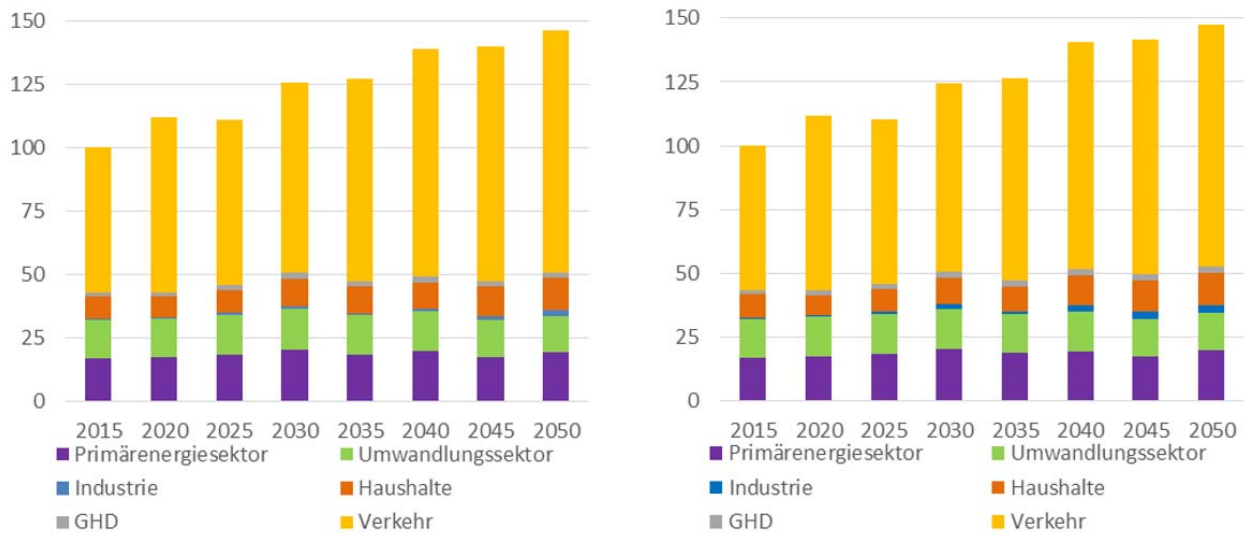


Abbildung 94: Normierte Systemkosten je Sektor, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG (links)

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Bei einem sektoralen Vergleich des 80%-EE-Szenarios ohne PtG und des 80%-EE-Szenarios mit PtG für das Jahr 2050 zeigt sich, dass die Kosten für die Primärenergiebereitstellung um 1,2 %, den Industriesektor um 7,4 %, den Haushaltssektor um 3,6 %, den GHD-Sektor um 16,5 % und den Umwandlungssektor um 4,1 % steigen.

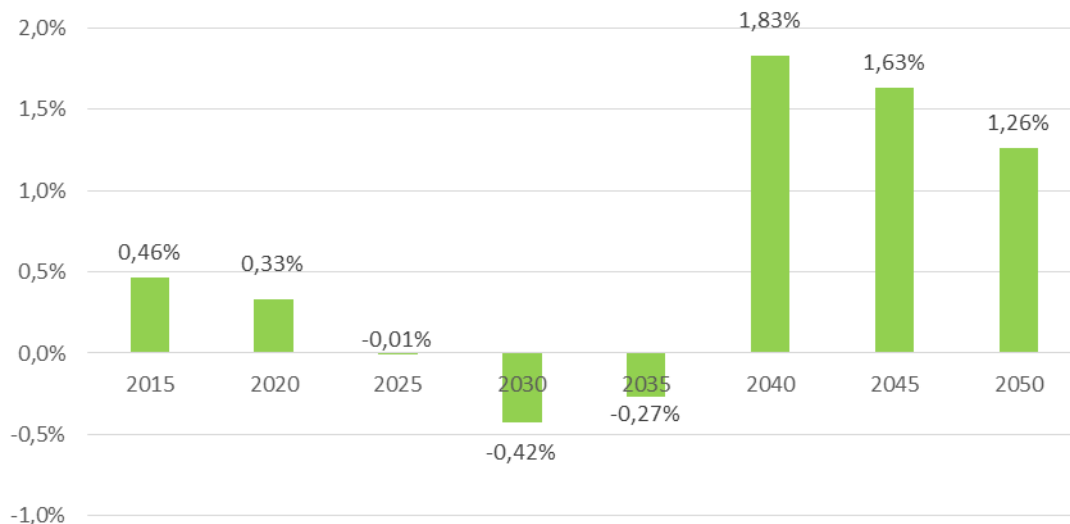


Abbildung 95: Relative Änderung der Systemkosten, 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zu ohne PtG

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Der Kostenanstieg ist aufgrund des geänderten Kraftwerkparcs nicht eindeutig auf PtG zurückzuführen. In Abbildung 95 ist zur genaueren Betrachtung die relative Änderung der Gesamtsystemkosten für jedes Stützjahr bis 2050 aufgetragen. Die maximale Abweichung der Gesamtsystemkosten liegt bei 1,8 % im Jahr 2040. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass der Projektfokus auf der konvergenten Nutzung der Strom- und Gasinfrastruktur und somit der optimierten Einbindung Erneuerbarer (insbesondere Wind und PV) ins Stromsystem. Das Gasnetz wird als reiner Energiespeicher genutzt und das Gas zu einem späteren Zeitpunkt rückverstromt. Somit werden Sektorkopplungen zur Analyse des potenziellen Beitrags von PtG zur kostenminimalen Erreichung der Ziele des Energiekonzepts nicht abgebildet. Als Beispiel für eine solche Sektorkopplung sei auf die Möglichkeit verwiesen per PtG erzeugtes Methan im Industriesektor zur klimaneutralen Prozesswärmebereitstellung zu nutzen.

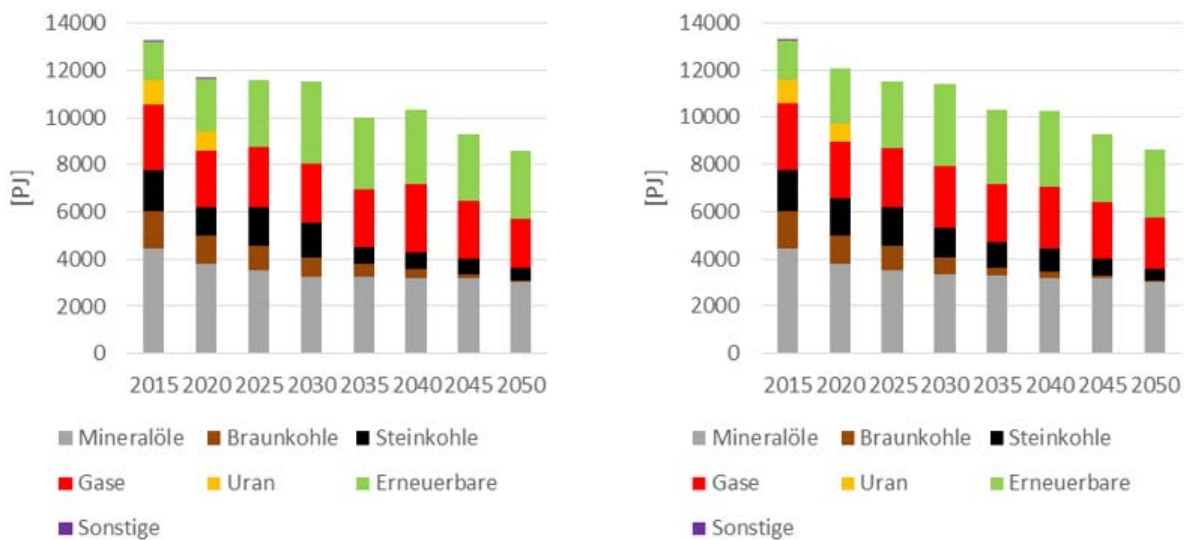


Abbildung 96: Primärenergieverbrauch im Vergleich, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zu ohne PtG (links)

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Abbildung 96 zeigt die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs im Vergleich. Die geringen Unterschiede zwischen beiden Szenarien bestehen. Im Jahr 2050 sinken der Primärenergieverbrauch von Steinkohle im 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG um 8,6 % und der Verbrauch von Braunkohle um 17,8 %. Diese Unterschiede sind jedoch in der Gesamtbetrachtung aufgrund des geringen absoluten Niveaus des Primärenergieverbrauchs von Braun- und Steinkohlekraftwerken in Abbildung 96 kaum erkennbar. Der Verbrauch von Mineralöl bleibt unberührt, der Erdgaseinsatz steigt jedoch um 2,5 % und der Einsatz Erneuerbarer um 1,1 %. Der hohe prozentuale Rückgang an primärenergetischem Kohleverbrauch basiert auf geringen absoluten Werten. Insgesamt steigt der Primärenergieverbrauch im Vergleich beider Szenarien um 0,4 % von 8.589 PJ auf 8.619 PJ und bleibt somit nahezu konstant. Eine eindeutige Zuordnung von Ursachen ist auch hier aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung der Kraftwerkparcs in beiden Szenariovarianten nicht sinnvoll.

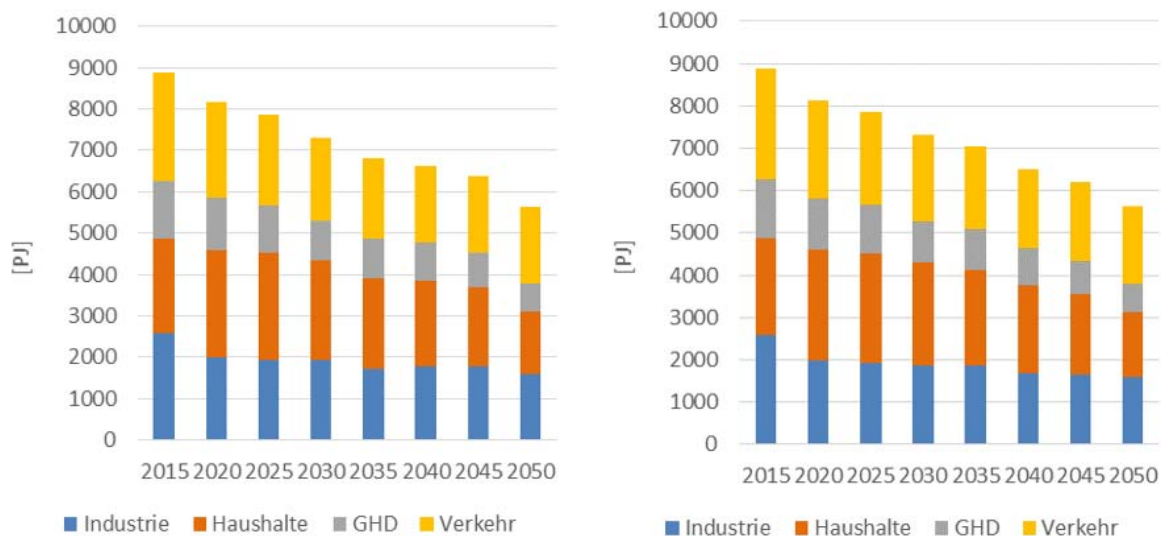


Abbildung 97: Endenergieverbrauch im Vergleich, 80%-EE-Szenario mit PtG (rechts) im Vergleich zu ohne PtG (links)

Quelle: eigene Berechnung IEK-STE 2016

Das gleiche Bild zeigt sich bei Betrachtung des Endenergieverbrauchs je Sektor im Vergleich beider Szenarien in Abbildung 97. Im Jahr 2050 sinkt der Endenergieverbrauch des Industriesektors im 80%-EE-Szenario mit PtG im Vergleich zum 80%-EE-Szenario ohne PtG um 0,8 % und der des GHD-Sektors um 0,9 %. Der Endenergieverbrauch der Haushalte steigt um 0,4 % und der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors bleibt konstant. Dies korreliert mit dem konstanten Primärenergieverbrauch von Mineralöl. Insgesamt ergibt sich eine Reduktion des Endenergieverbrauchs um 0,2 %, was kaum einem Unterschied entspricht.

4.12.3 Zwischenfazit Energiesystem

Im Rahmen der Betrachtungen des Energiesystems wurden die Auswirkungen der Ergebnisse aus den Teilprojekten A (Strom) und B (Gas) auf das gesamte deutsche Energiesystem für das 80%-EE-Szenario in den Varianten mit und ohne PtG untersucht und miteinander verglichen. Die Ergebnisse zeigen nur insignifikante Unterschiede für das gesamte deutsche Energiesystem bei Vergleich beider Varianten hinsichtlich CO₂-Emissionen, Systemkosten, Primärenergieverbrauch und Endenergieverbrauch. Das CO₂-Reduktionsziel für das gesamte deutsche Energiesystem in Höhe von 80 % bis 2050 gegenüber 1990 ist auf Basis des marktwirtschaftlichen Kraftwerksausbaus und Kraftwerkeinsatzes der Projektpartner KIT-IIP bzw. RWTH nicht erreichbar, sofern nicht über die Modellierung hinausgehende Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung in den anderen Sektoren ergriffen werden. Hier sei exemplarisch auf den exogen beschränkten Zubau an Elektromobilität im PKW-Bereich des Verkehrssektors in den betrachteten Szenarien hingewiesen. Ein weitergehender Ausbau bietet hier die Möglichkeit die CO₂-Emissionen des Verkehrssektors weiter zu reduzieren, bewirkt jedoch neben einer Kostensteigerung auch einen damit einhergehenden erhöhten Ausbaubedarf Erneuerbarer und ggf. des Stromnetzes im Stromsystem. Auch mit Blick auf den Güterverkehr zeigt sich, dass der Mineralöleinsatz nur in begrenztem Maße durch weitere Effizienzmaßnahmen wie die Hybridisierung von Verbrennungsmotoren zu

reduzieren ist. Dies stützt sich durch die Verfehlung des Ziels zur Endenergieverbrauchsreduktion im Verkehrssektor um 40 % bis 2050 (im Vergleich zu 2005). Im Bereich des Flug- und Schwerlaststraßenverkehrs sind Möglichkeiten weitergehend zu diskutieren, wie der Einsatz von CO₂-emittierenden Kraftstoffen auf Mineralölbasis bei steigendem Transportbedarf verringert werden kann. Über den Verkehrssektor hinausgehend sind auch der Industriesektor und sein Potenzial zur Verringerung der CO₂-Emissionen gesondert zu betrachten. Hier ist generell anzumerken, dass viele energie- bzw. emissionsintensive Industriebranchen (z. B. Stahl, Zement) in einem internationalen Wettbewerb stehen, was den Einsatz relativ teurer emissionsreduzierender Technologien und Maßnahmen einschränkt um ein sogenanntes Carbonleakage, der Verschiebung von Emissionen in andere Länder infolge von Produktionsverlagerungen, zu vermeiden. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass der Umwandlungssektor und hier insbesondere der Kraftwerkssektor je nach Entwicklung in den Endenergiesektoren einen entscheidenden Beitrag zur Kompensation leisten muss, um das CO₂-Reduktionsziel von 80 % bis 2050 gegenüber 1990 für das gesamte Energiesystem zu erreichen.

4.13 Auswertung 80%-EE-Szenario

Zur Erreichung des Ziels, die Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 zu mindestens 80 % mit Strom aus EE zu decken, erfolgt ein umfangreicher Ausbau der EE in Deutschland von 84 GW_{el} im Jahr 2015 auf 191 GW_{el} im Jahr 2050. Der Ausbau erfolgt hauptsächlich mit Wind und PV.

Im 80%-EE-Szenario werden beim Ausbau des Stromübertragungsnetzes bis zum Jahr 2050 alle Maßnahmen umgesetzt, die im Netzentwicklungsplan (Szenario B 2034) vorgesehen sind. Die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation am RWTH deuten auf einen darüber hinausgehenden Netzausbaubedarf hin. Dieser konnte jedoch im Rahmen des Projektes nicht quantifiziert und auf einzelne Maßnahmen heruntergebrochen werden.

Aufgrund der Annahme, dass zukünftig nur noch Gaskraftwerke zugebaut werden, verändert sich der Kraftwerkspark bis 2050 dahingehend, dass nur noch wenige Kohlekraftwerke vorhanden sind und der Großteil des Kraftwerksparks aus Gaskraftwerken besteht. Die Varianten ohne und mit PtG unterscheiden sich hinsichtlich der kumulierten Höhe des Zubaus (ohne PtG 32 GW_{el}, mit PtG 36 GW_{el}, und darüber hinaus sowohl in der regionalen Verteilung und in der Verteilung auf die beiden Kraftwerkstypen Gasturbinen und GuD-Kraftwerke. Die verbleibenden Kohlekraftwerke kommen zwar nicht über den Markt, aber durch Redispatchmaßnahmen zum Einsatz.

Vor allem in Norddeutschland kommt es in Regionen mit Anschlusspunkten der Offshore-Windparks zeitweise zu deutlichen Überlastungen des Übertragungsnetzes. 12,6 TWh_{el} EE lassen sich nicht über den Markt integrieren, das entspricht einem Anteil von ca. 3 % der Stromerzeugung aus EE.

Der PtG-Ausbau erfolgt an Netzknoten im Stromübertragungsnetz, an denen erneuerbare Energien abgeregelt werden müssen. Unter den getroffenen Annahmen werden PtGA ab ca. 2045 bei einem EE-Anteil von 88 % in relevanter Größenordnung benötigt, bis 2050 beträgt der kumulierte Zubau ca. 5 GW_{el}, aufgeteilt auf drei Regionen im Norden Deutschlands, in denen das Übertragungsnetz in der Variante ohne PtG zeitweise deutlich überlastet wäre.

Die PtGA reduzieren marktseitig die EE-Abregelung um 7,2 TWh_{el} und tragen mit 1.600 Volllaststunden zur Integration der EE-Erzeugung und zur Netzentlastung bei. Da die EE-Erzeugung jedoch zu den PtGA transportiert werden muss, kann es zu zusätzlichen lokalen Engpässen kommen. Die Wirksamkeit der PtGA auf die netzseitige Abregelung der EE-Anlagen hängt somit stark

mit der Wahl des Standorts, des Kraftwerksparks und der Netzausbaumaßnahmen zusammen, daher sollte immer das Gesamtsystem betrachtet werden.

Der Anteil des Wasserstoffs an der gesamten Gasnachfrage liegt damit bei ca. 1 %, zusammen mit Biogas können 9 % der Gasnachfrage mit erneuerbaren Gasen gedeckt werden.

Die Gasverteilnetze können unter den getroffenen Annahmen zur Entwicklung der Gasnachfrage und einer maximal zulässigen Wasserstoffkonzentration i. H. v. 15 Vol.-% ganzjährig den Wasserstoff aus PtGA mit in Summe ca. 1,4 GW_{el} aufnehmen. Die Kapazitäten liegen in den einzelnen Landkreisen im Bereich bis 50 MW_{el}, im Durchschnitt bei ca. 4 MW_{el} je Landkreis. Die Kapazitäten für die Aufnahme von Methan aus PtGA liegen durchschnittlich bei ca. 70 MW_{el} je Landkreis, deutschlandweit bei ca. 28 GW_{el}. Die Gasverteilnetze sind daher nicht in der Lage, den Wasserstoff oder das Methan aus den großen PtGA, welche in den Übertragungsnetzen zum Einsatz kommen, aufzunehmen, können damit aber zur Entlastung der unterlagerten Stromverteilnetze beitragen.

Die Gastransportnetze können, unter den getroffenen Annahmen zum Netzausbau, zur Nachfrageentwicklung und zur maximalen Wasserstoffkonzentration, das gesamte aus PtGA stammende Gas, sowohl in Form von Wasserstoff als auch Methan oder eine Kombination aus beidem, aufnehmen und fortleiten.

Die Dekarbonisierung großer Teile des Stromsystems durch die Erhöhung des Anteils der EE führt zu einer signifikanten Reduzierung der deutschen Treibhausgasemissionen. Die Reduktionsziele für das Energiesystem i. H. v. -80 % ggü. 1990 werden damit jedoch nicht erreicht und erfordern weitere Maßnahmen, z. B. im Mobilitätssektor.

In dem KonStGas-80%-EE-Szenario für das Jahr 2050 kommt es, trotz Übertragungsnetzausbau (nach NEP Szenario B 2034), zu Engpässen und Abregelung von EE-Erzeugung, vor allem in Regionen mit sehr hoher EE-Einspeisung bzw. mit Anschlusspunkten zu den Offshore-Windparks. Die Kopplung der Strom- und Gasnetze mit PtG kann einen Beitrag zu deren Reduzierung leisten, wird aber unter den gewählten Rahmenbedingungen in den Übertragungsnetzen nur in geringem Umfang benötigt.

5. 100%-EE-Szenario

Das KonStGas-100%-EE-Szenario ist geprägt von einer vollständigen Deckung des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2050 mit EE. Auch in diesem Szenario werden die in Abschnitt 3 dargestellten Entwicklungen u. a. der Bevölkerungsentwicklung, der Strom- und Gasnachfrage sowie des europäischen Gasmarktes berücksichtigt.

Das 100%-EE-Szenario weist deutliche Unterschiede gegenüber dem 80%-EE-Szenario (Abschnitt 4) auf. Die Forderung einer vollständigen Deckung der Stromnachfrage aus EE führt dazu, dass auch in Gaskraftwerken, die im Jahr 2050 noch zur Deckung von Stunden ohne ausreichende Erzeugung aus EE zum Einsatz kommen müssen, nur Gas aus PtGA, welches mit erneuerbarem Strom erzeugt wurde, zum Einsatz kommen darf. Dies erfordert einen entsprechenden Ausbau sowohl der PtGA als auch der EE. Das 100%-EE-Szenario erfordert unter den getroffenen Annahmen den Einsatz von PtGA. Es wird daher keine Variante ohne PtG, wie sie im 80%-EE-Szenario möglich war, betrachtet.

Auch für dieses Szenario erfolgen die Betrachtung des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung, die Entwicklung des Stromübertragungsnetzes, des Kraftwerksparks und der PtGA sowie deren Einsatz unter Berücksichtigung des europäischen Rahmens. Die gasnetzseitigen Kapazitäten zur Aufnahme und Verteilung der Gase aus PtGA werden für das Gastransportnetz untersucht, da das 80%-EE-Szenario gezeigt hat, dass die Kapazitäten der Gasverteilnetze zur direkten Entlastung der Stromübertragungsnetze nicht ausreichen.

5.1 Ausbau der erneuerbaren Energien

Mit der Klimakonferenz von Paris COP21 hat sich die Weltgemeinschaft zu einer Begrenzung der Klimaerwärmung auf deutlich unter 2°C verpflichtet. Sicher ist dabei derzeit noch offen, welchen Anteil hierbei auch Technologien der CO₂-Abscheidung aus Biomasse einnehmen oder wie die Emissionen und fossilen Energieverbräuche außerhalb der Energiewirtschaft reduziert werden können. Es kann jedoch als wissenschaftlicher Konsens angesehen werden, dass die Konsequenzen für Deutschland mindestens eine Vollversorgung des Energieversorgungssystems bis 2050 implizieren [Klimaschutzplan BMUB, 2016]. Konsens ist hierbei weiterhin, dass die Energieversorgung unter den heute gegebenen Voraussetzungen dabei maßgeblich auf den fluktuierenden Energiequellen Windkraft und Photovoltaik basieren muss und dass diese auch zu hohen Anteilen den Stromverbrauch für zusätzliche Anwendungen im Verkehrs-, Gebäudewärme- und Industriebereich über die Sektorenkopplung decken müssen [Klimaschutzplan BMUB, 2016] [Strom 2030 BMWi, 2016].

Entsprechend muss bei einer Szenariodefinition zwischen 100%-EE-Szenarien im Strombereich und 100%-EE-Szenarien in allen Sektoren des Energieversorgungssystems unterschieden werden. Während das KonStGas-100%-EE-Szenario für Ersteres einen konsistenten Rahmen bildet, ist für 100%-EE-Szenarien in allen Sektoren von einem höheren Stromverbrauch auszugehen. In besonderem Maße ist dabei davon auszugehen, dass die Rolle von Power-to-X-Importen (PtX) gegenüber der nationalen Erzeugung einen der größeren Unterschiede zwischen verschiedenen Szenarien ausmachen wird. Einen Anhaltspunkt für eine Untergrenze der Höhe des Stromverbrauchs bietet das Klimaschutzszenario 95 [Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015] mit 778 TWh_{el} Bruttostromverbrauch zzgl. den Stromverbrauch für regenerative Kraftstoffe im internationalen

Verkehr. Dieses Szenario beinhaltet deutliche Steigerungen in neuen Stromanwendungen im Bereich Wärmepumpen, E-Pkw, Oberleitungs-Lkw und andere Mobilitätsanwendungen sowie Elektrodenkessel im Fernwärmebereich.

Wie bereits in Abschnitt 4.1 angedeutet wurde, basiert das KonStGas-100%-EE-Szenario ganz wesentlich auf dem 80%-EE-Szenario. In Abbildung 55 wurde ersichtlich, dass sich das 100%-EE-Szenario durch die Erhöhung der EE-Erzeugungskapazitäten von Wind Onshore sowie PV aus dem 80%-EE-Szenario ergibt.

Als Zielsetzung gilt es hierbei, ein Szenario mit einem EE-Anteil in Höhe von 100 % (dynamisch) zu entwickeln, der im Szenario mithilfe von PtGA und durch anschließende Rückverstromung erreicht werden kann. Die Situationen mit negativer Residuallast werden, soweit möglich, zur Erzeugung synthetischen regenerativen EE-Gases genutzt, um dieses im Nachgang entsprechend den Gas-Kraftwerken zur Verfügung zu stellen. Die hierzu gehörige Ableitung der zusätzlichen EE-Energiemengen aus Wind Onshore und PV ist in folgender Abbildung 98 schematisch dargestellt.

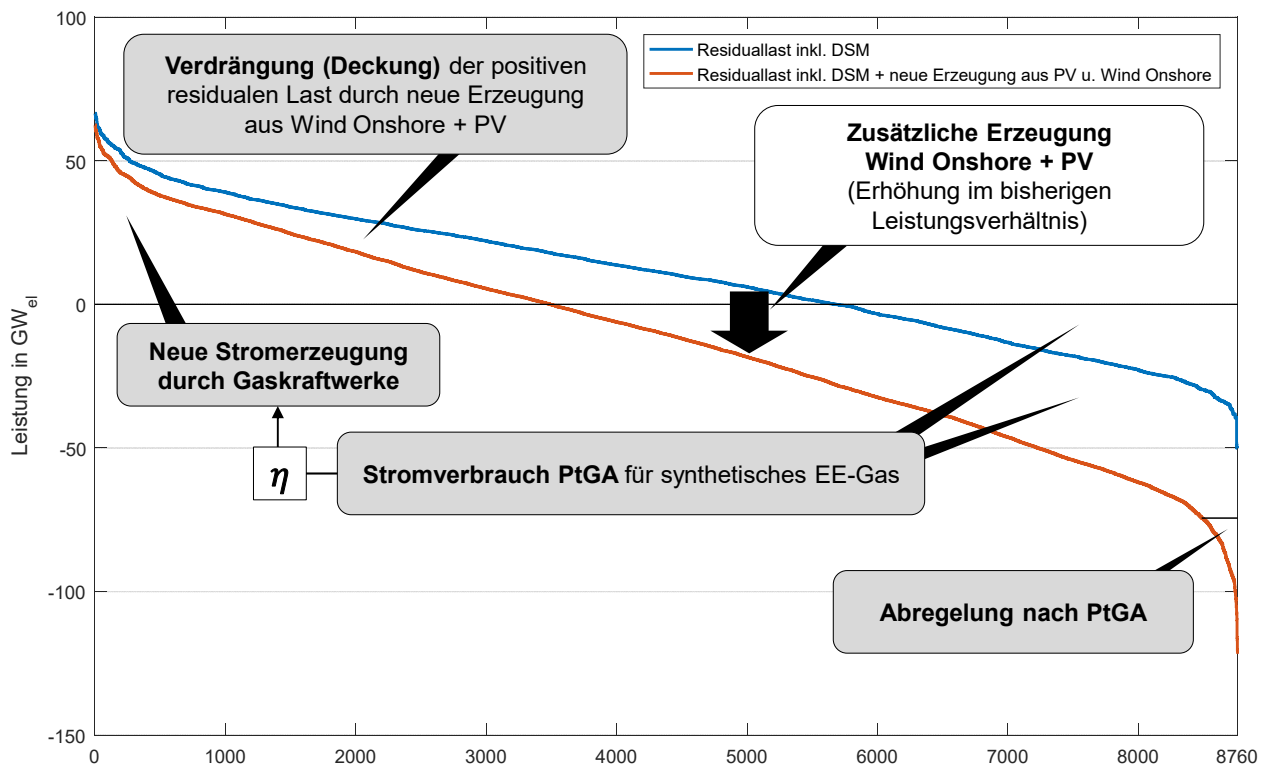


Abbildung 98: Schematische Ableitung des KonStGas-100%-EE-Szenarios

Bei der oben gezeigten Grafik ist ersichtlich, dass die obere (blaue) geordnete Dauerlinie der Residuallast inkl. neuer Verbraucher (DSM) die Ausgangsbasis für die Ableitung des 100%-EE-Szenarios (orange) darstellt. Zu beachten ist weiterhin, dass durch die neue zusätzliche Erzeugung aus Wind Onshore und PV ein Teil der positiven residualen Last gedeckt bzw. bisherige thermische Kraftwerkserzeugung verdrängt werden kann. Der bei der Ermittlung der benötigten Energiemengen zur Anwendung gekommene Verdrängungsfaktor steigt bei höherer zusätzlicher EE-Erzeugung immer weniger stark an und lag final bei ca. 43 %.

In einem iterativen Prozess wurde die Wind Onshore- und PV-Erzeugung im gleichbleibenden Leistungsverhältnis erhöht, um unter Berücksichtigung einer nach wie vor stattfindenden Abregelung in Höhe von 5 % den Stromverbrauch der PtGA (für die Herstellung des erneuerbaren synthetischen EE-Gases) mit der noch durch Gaskraftwerke zu deckenden positiven Residuallast in einen Ausgleich zu bringen. Hierbei ist zu bedenken, dass diese Überlegungen insoweit den Im- bzw. Export mit dem europäischen Ausland berücksichtigen, als das diese bereits im Kraftwerkseinsatzergebnis des 80%-EE-Szenarios enthalten war, welches den hier angestellten Überlegungen zugrunde liegt. Im Vergleich liegt die EE-Erzeugung aus Wind, PV und sonstigen unflexiblen erneuerbaren Erzeugungstechnologien im 100%-EE-Szenario mit insg. 593,7 TWh_{el} um 178,7 TWh_{el} über der des 80%-EE-Szenarios. Die hieraus für Deutschland resultierenden Steigerungen der installierten Erzeugungsleistung von Wind Onshore und PV sind in der folgenden Tabelle 18 aufgeführt.

Tabelle 18: Installierte EE-Erzeugungskapazitäten im KonStGas-100%-EE-Szenario in Deutschland

Land (Szenario)	Installierte Leistung in GW _{el}			
	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse
Deutschland (80%-EE)	65,0	32,0	89,6	4,8
Deutschland (100%-EE)	114,9	32,0	158,4	4,8

Um die Tragweite und Bedeutung dieser Leistungssteigerungen besser verstehen zu können, sind im Folgenden die räumlichen Verteilungen der Wind Onshore-Erzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 99) sowie der PV-Erzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 100) für beide KonStGas-EE-Szenarios dargestellt. Die Größe der Kreise gibt hierbei die Leistungsverteilung und die farbliche Einfärbung die Erträge in Form der Volllaststunden an.

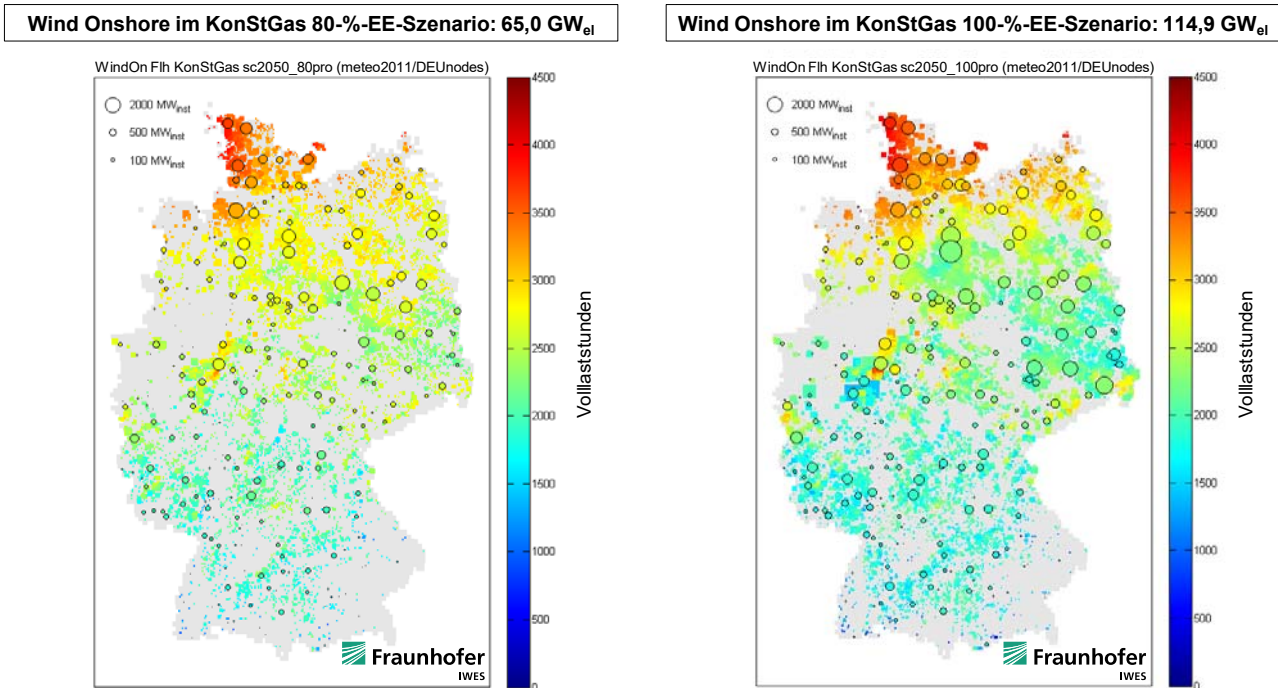


Abbildung 99: Räumliche Verteilung der Wind Onshore-Erzeugungsanlagen im 80- und 100%-EE-Szenario

Im oben gezeigten Vergleich der Wind Onshore-Erzeugungsleistung fällt auf, dass sich diese in beiden EE-Szenarien im Norden konzentriert. Darüber hinaus wird im 100%-EE-Szenario die Nutzung schlechterer Anlagenstandorte mit niedrigeren Volllaststunden sichtbar.

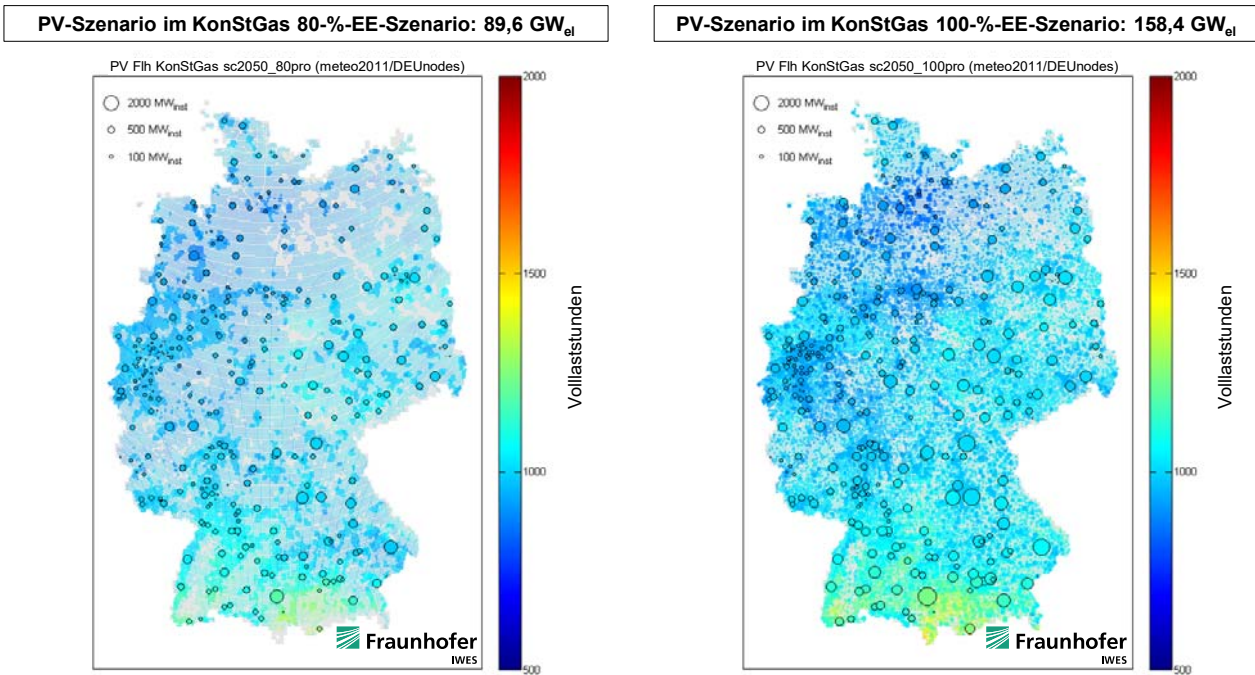


Abbildung 100: Räumliche Verteilung der PV-Erzeugungsanlagen im 80- und 100%-EE-Szenario

Hinsichtlich der PV-Erzeugungsanlagen lässt sich ebenfalls feststellen, dass im 100%-EE-Szenario schlechtere Anlagenstandorte mit geringeren Volllaststunden genutzt werden. Grundsätzlich sind flächendeckend hohe Leistungen an den Netzknoten zu finden, wobei sich insbesondere an den Netzknoten im Süden Deutschlands hohe PV-Leistungen aufsummieren.

Mithilfe des neu ermittelten EE-Ausbaus im KonStGas-100%-EE-Szenario wurden analog zur Vorgehensweise beim 80%-EE-Szenario erneute netzknotenscharfe Residuallastzeitreihen inklusive des neuen DSM-Einsatzes berechnet und daraufhin als Eingangsdaten in den Strommarkt- bzw. Stromnetzmodellen verwendet.

5.2 Entwicklung Stromnetz und Kraftwerkspark mit PtG

Im 100%-EE-Szenario wird analysiert, ob und ggf. wie durch die Integration von PtGA in die Versorgungssysteme Strom und Gas die Deckung der Stromnachfrage vollständig durch erneuerbare Energien erfolgen kann. Dem Modell wird als Nebenbedingung vorgegeben, dass im Jahr 2050 mindestens die (energetische) Menge „erneuerbares“ Gas aus PtGA ins Gasnetz eingespeist werden muss, die in Gaskraftwerken rückverstromt wird. Dadurch werden eine bilanzielle Vollversorgung des Stromsektors durch erneuerbare Energien und gleichzeitig eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors erreicht.

Den Berechnungen im 100%-EE-Szenario liegt das gleiche Stromnetz wie den 80%-EE-Szenarien zugrunde. Unterschiede ergeben sich allerdings bei den bestehenden Kraftwerken, da im 100%-EE-Szenario ein Ausstieg aus der Kohleverstromung angenommen wurde. Für 2050 bedeutet dies, dass etwa 12 GW_{el} weniger Kraftwerksleistung aus bestehenden Anlagen vorhanden ist.

Es ergeben sich im 100%-EE-Szenario Unterschiede im Zubau konventioneller Kraftwerke im Vergleich zu den 80%-EE-Szenarien. Der deutlich höhere Zuwachs erneuerbarer Energien kann die wegfallenden Kraftwerksleistungen bis 2045 kompensieren. Bis dahin werden nur zusätzliche Gasturbinen in Höhe von ca. 12,5 GW_{el} benötigt, die Flexibilitäten bereitstellen, aber keinen wesentlichen Anteil zur Deckung der Nachfrage beitragen. Erst 2050 ergibt sich durch den Wegfall der Kohlekraftwerke ein Bedarf an neuen Kraftwerken, die durch ihre höheren Volllaststunden einen nennenswerten Teil der Nachfrage decken. Der Zubau an GuD-Kraftwerken fällt mit 12 GW_{el} in der Größenordnung aus wie Kohlekraftwerke vom Netz gehen. Der kumulierte Zubau von Gasturbinen beträgt bis 2050 etwa 21,5 GW_{el}, sodass in Summe rund 33,5 GW_{el} Kraftwerksleistung bis 2050 zugebaut werden. Im Vergleich zu den 80%-EE-Szenarien ergibt sich eine verschobene Gewichtung der Kraftwerkstypen, d. h. der Anteil der Gasturbinen am gesamten Zubaubedarf liegt bei fast zwei Dritteln (vgl. Abbildung 101).

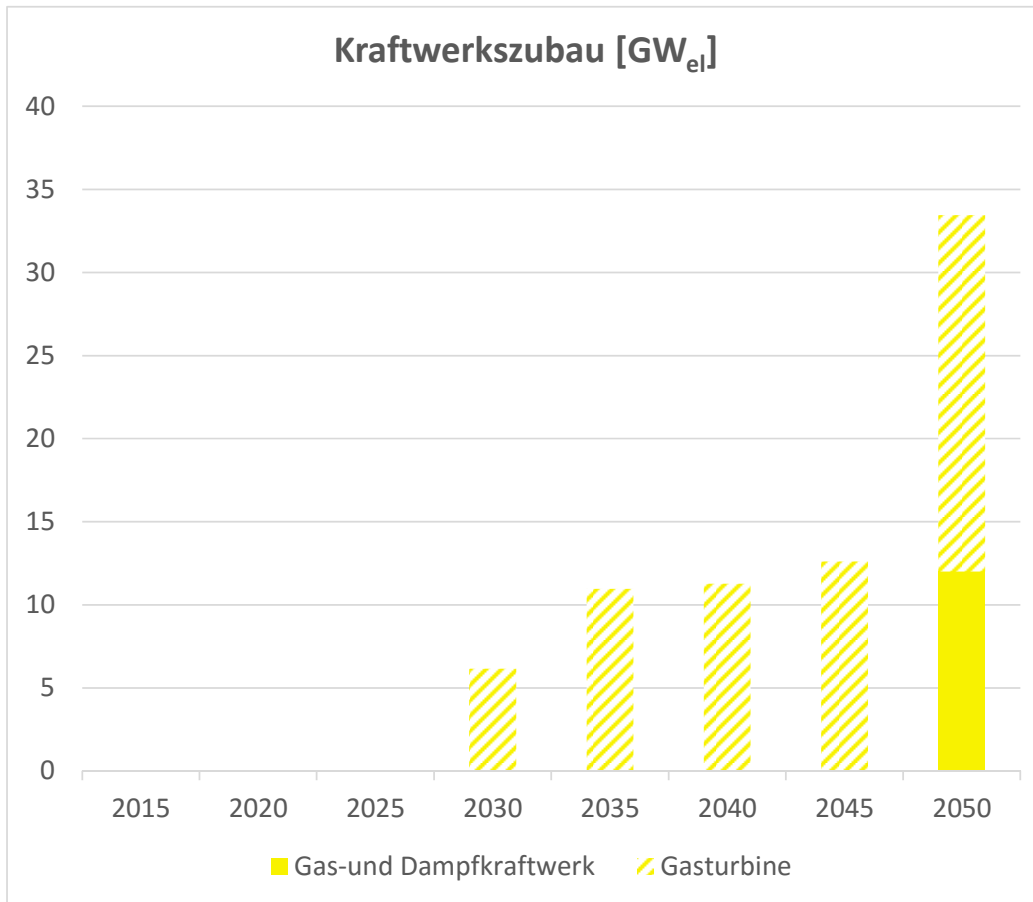


Abbildung 101: Kraftwerkszubau im 100%-EE-Szenario

5.3 Integration von PtGA

Um die Stromerzeugung in den konventionellen Gaskraftwerken CO₂-neutral zu halten, werden bis 2050 PtGA mit einer installierten Leistung von knapp 38 GW_{el} benötigt. Der Zubau verteilt sich dabei auf 13 Standorte verteilen. Küstennahe Standorte bilden immer noch einen Schwerpunkt, es werden aber auch Standorte im Landesinneren gewählt.

Auch im 100%-EE-Szenario ist zu beobachten, dass der Zubau von PtGA mit Erreichen eines EE-Anteils von ca. 80 Prozent beginnt. Dieser EE-Anteil wird im 100%-EE-Szenario in 2030 erreicht. Es werden zunächst knapp 2 GW_{el} an PtGA zugebaut. Mit Überschreiten der 95-Prozentmarke in 2035 vervielfacht sich die installierte Leistung auf mehr als 10 GW_{el} und wächst bis 2040 bei einem EE-Anteil von fast 110 Prozent nochmals um den Faktor 2,5. Der maximale Ausbau wird wie im 80%-EE-Szenario in 2045 erreicht und beträgt rund 38 GW_{el}. Zwar steigt der EE-Anteil bis 2050 abermals, führt aber zu keinem weiteren Zubau von PtG-Anlagen, sondern durch höhere Volllaststunden zu einer besseren Auslastung der PtGA.

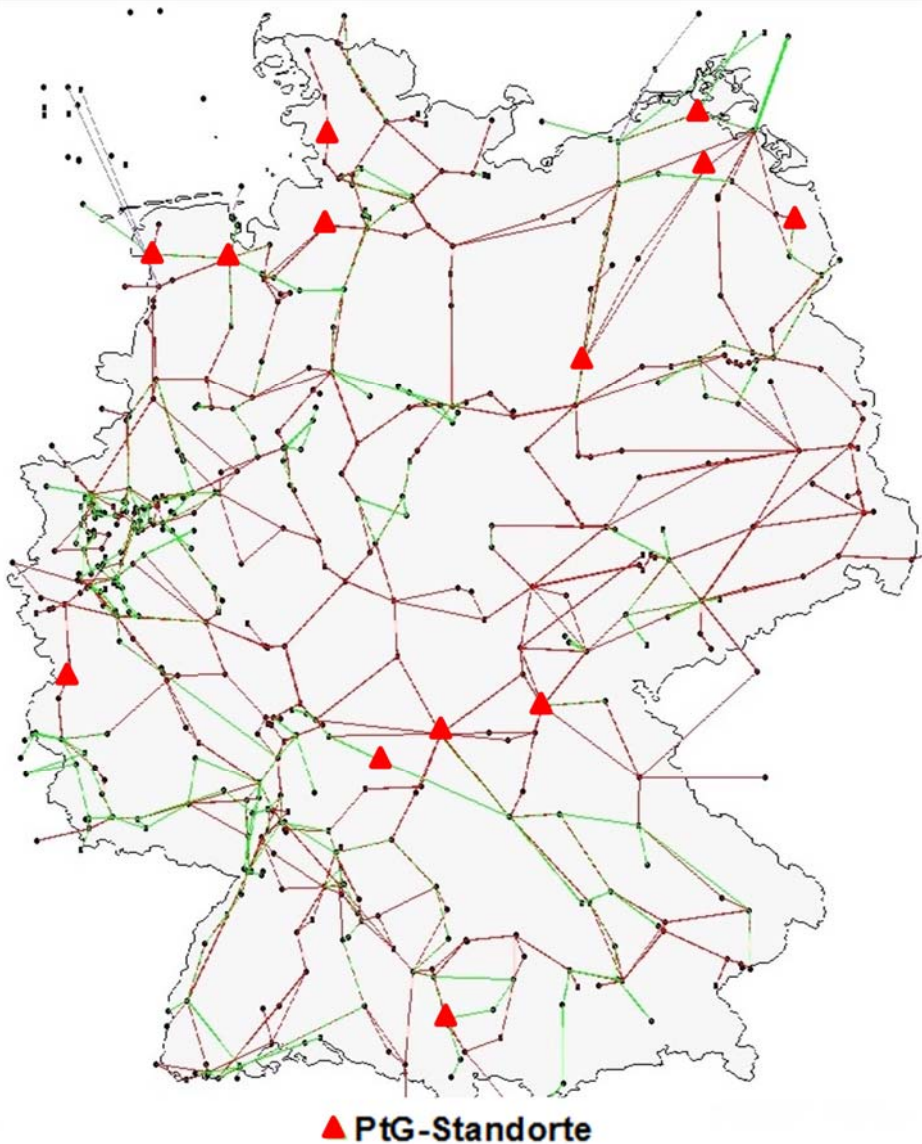


Abbildung 102: Geografische Verteilung des PtG-Zubaus im 100%-EE-Szenario

5.4 Kraftwerks- und PtG-Einsatz, Netzbelastung

Mit dem weiteren Zubau der EE-Anlagen erhöht sich das Erzeugungspotenzial dieser Anlagen von 440 auf 620 TWh_{el}, sodass der Energieverbrauch völlig auf Basis erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Dies ist jedoch nur möglich durch den Einsatz der PtGA, die Erzeugungsüberschüsse in Gas umwandeln, das später in den Stunden mit geringer dargebotsabhängiger Erzeugung wieder über die Gaskraftwerke in Strom transformiert werden kann.

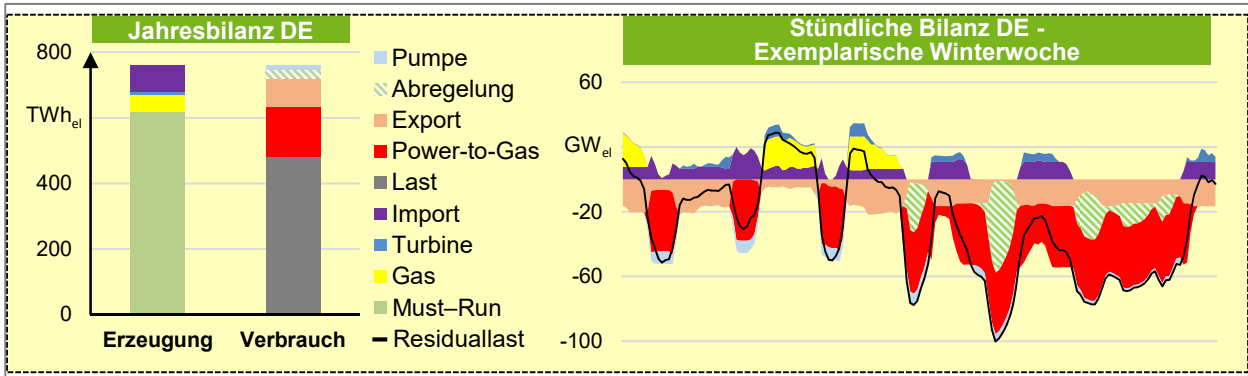


Abbildung 103: Erzeugung/ Verbrauch Bilanz für das Jahr und in einer exemplarischen Woche

Wie in Abbildung 103 dargestellt, verbrauchen PtGA 152 TWh_{el} Strom. Da sich insgesamt 38 GW_{el} dieser Anlagen am Netz befinden, entspricht dies einer Volllaststundenzahl von 4.000 h. Unter Berücksichtigung der Wirkungsgrade der Ein- und Ausspeicherung von Wasserstoff, wird deutlich dass die komplette Erzeugung der Gaskraftwerke von 48 TWh_{el} aus dem Gas basiert, welches von PtGA produziert wurde. 25 TWh_{el} der EE-Erzeugung (4 % der gesamten EE-Erzeugung) muss aufgrund fehlender Speicherkapazitäten abgeregelt werden. Die volatilere Residuallast bewirkt einen vermehrten Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke. Turbinen erzeugen nun mehr als 12 TWh_{el}, im Vergleich zu den 7 TWh_{el} in den 80%-EE Szenarien.

Im rechten Teil der Abbildung 103 wird deutlich, wie volatil die Residuallast ist und wie sich dies auf den Kraftwerkseinsatz auswirkt. Die Residuallast ist in diesem Fall in sehr vielen Stunden negativ und erreicht in der zweiten Wochenhälfte oft Werte unter -60 GW_{el}. Trotz maximalem Einsatz der PtGA können die Überschüsse nicht vollkommen integriert werden. Gaskraftwerke laufen nur in den wenigen Stunden der Woche mit positiver Residuallast. Hydraulische Speicher führen, wie beschrieben, mehr Speicherzyklen durch.

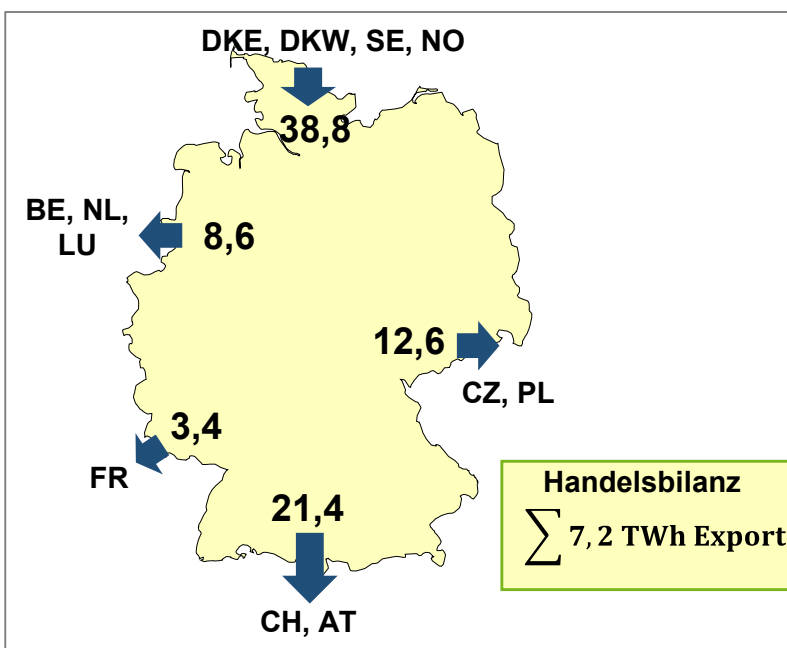


Abbildung 104: Jahreshandelssaldo für die europäischen Nachbarländer

Aufgrund dem Anstieg der EE-Erzeugung in allen europäischen Ländern kommt es zum Überangebot an elektrischer Energie im europäischen Verbundsystem. Obwohl die Handelsflüsse aufgrund des räumlichen Ausgleichs volatil sind, ist die Jahresbilanz in Deutschland nahezu ausgeglichen. Insbesondere der Bezug von EE-Strom aus den umliegenden Ländern durch die PtGA führt zu einer Steigerung der Importe. Deutschland bleibt jedoch Netto-Exporteur mit 7,2 TWh_{el}.

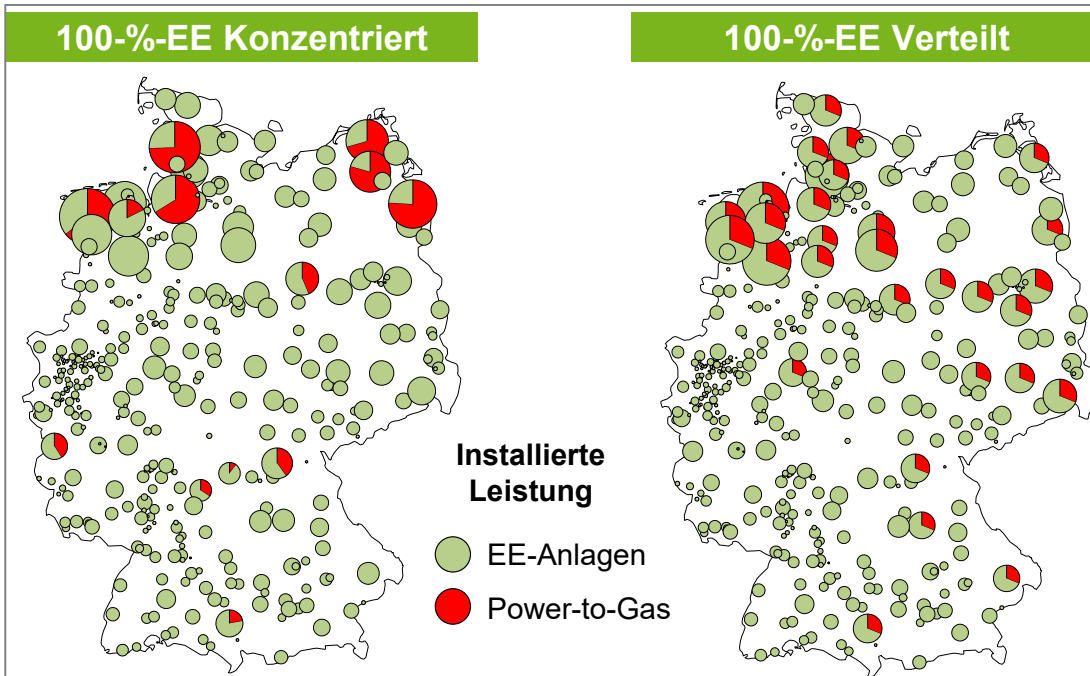


Abbildung 105: Zwei Szenarien zur räumlichen Verteilung der PtGA

Abbildung 105 zeigt die geografische Verteilung der PtGA als auch die Verteilung der EE-Anlagen. Da der Großteil der PtGA in der durch das KIT-IIP bestimmten Verteilung im Wesentlichen an den sechs Standorten in der Küstennähe angeschlossen ist („100%-EE Konzentriert“) wurde eine weitere Verteilung der PtGA betrachtet, die deutlich eine homogenere Allokation vorsieht („100%-EE Verteilt“). Dazu wurden die PtGA proportional zur maximalen Einspeiseleistung der EE-Anlagen am jeweiligen Standort verteilt. Allerdings wurden dabei nur die dreißig Standorte/ Netzknoten mit der höchsten EE-Leistung herangezogen.

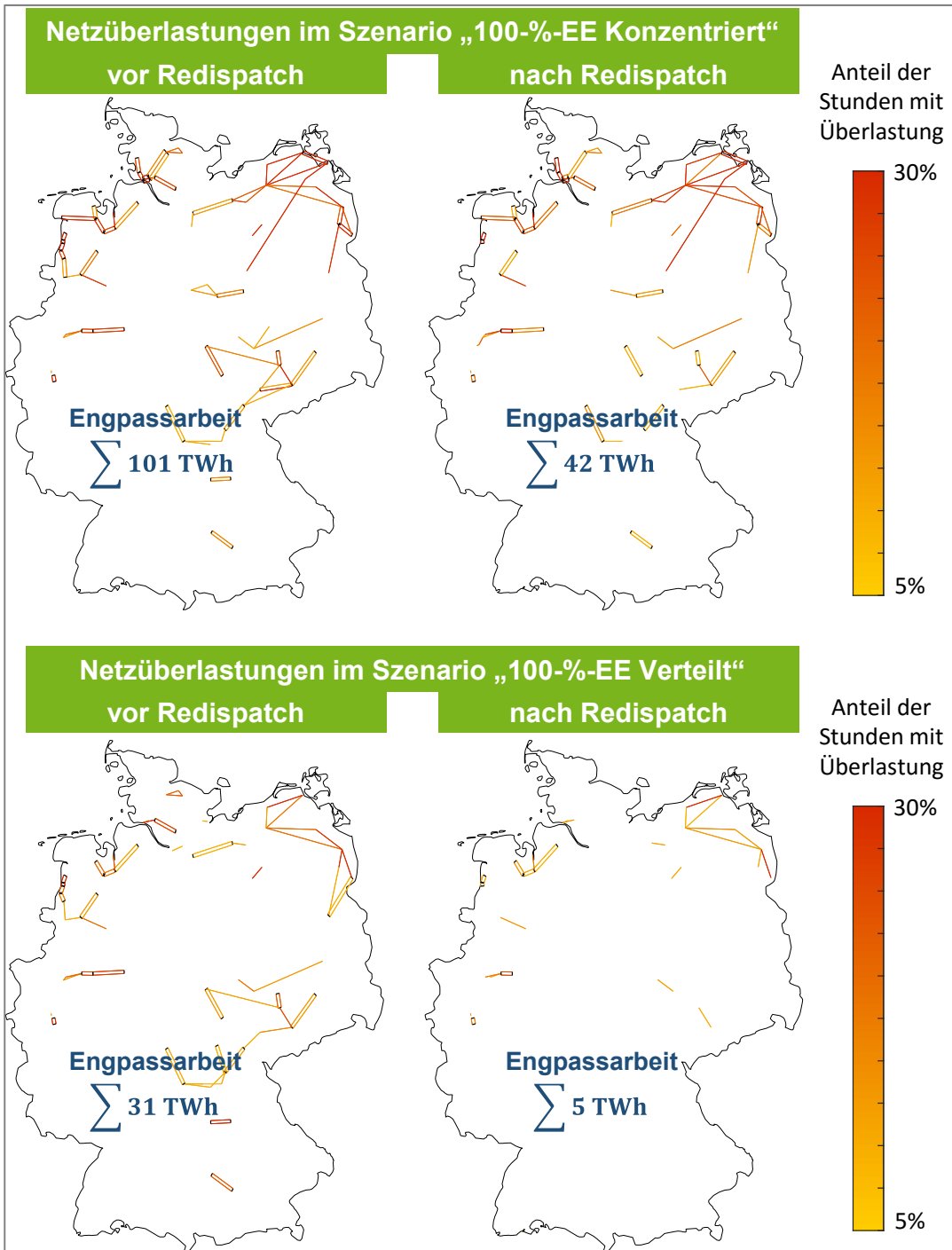


Abbildung 106: Überlastete Leitungen in den beiden „100%-EE“ Szenarien

Im Szenario „100%-EE Konzentriert“ entstehen aufgrund des hohen Leistungsbezugs an wenigen Netzknoten durch die PtGA signifikante Engpässe an den umliegenden Leitungen. Wie in der Abbildung 106 dargestellt, sind diese Engpässe in der Küstennähe aber auch in Süd- und Ostdeutschland vorzufinden. Hier führen auch die südlich angeschlossenen PtGA zu einem erhöhten Transport und lokalen Engpässen. Aufgrund der fehlenden Kraftwerkskapazitäten für Redispatchzwecke, können die Engpässe in diesem Szenario nur teilweise entlastet werden. Insgesamt kann durch Redispatchmaßnahmen die Engpassarbeit von 101 auf 42 TWh_{el} reduziert werden. Hierzu werden allerdings auch die PtGA in ihrer Einspeiseleistung gedrosselt, um lokale Engpässe zu beseitigen.

Da die EE-Leistung im Szenario „100%-EE Verteilt“ „vor Ort“ bezogen wird, kommt es zur generellen Entlastung des Übertragungsnetzes und Verringerung sowohl lokaler als auch struktureller Nord-Süd Engpässe. Bereits im Ausgangszustand reduziert sich die Engpassleistung auf 31 TWh_{el} und durch Redispatchmaßnahmen kann die Engpassleistung auf 5 TWh_{el} gesenkt werden.

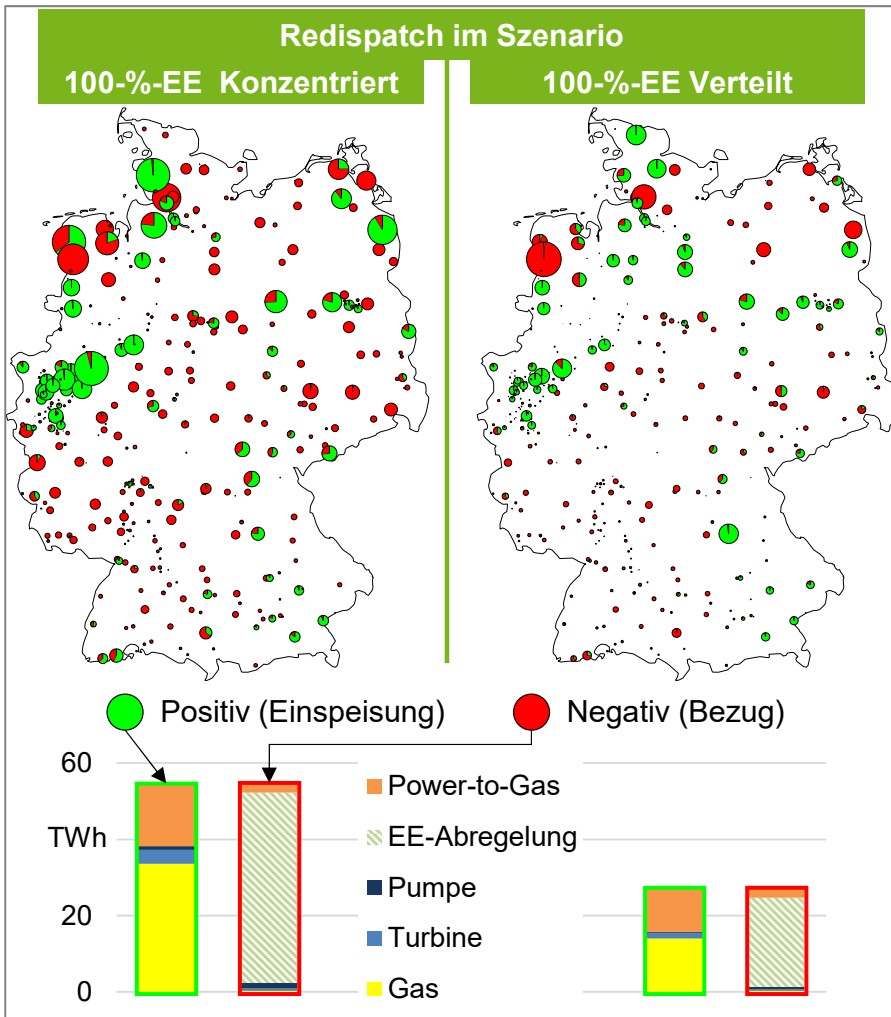


Abbildung 107: Ermittelter Redispatchbedarf

In Abbildung 107 ist die lokale Verteilung des Redispatches dargestellt sowie unten in der Abbildung die Redispatchmengen nach Kraftwerkstechnologie. Oft ist eine Drosselung der PtGA notwendig, da diese lokale Engpässe hervorgerufen und weil kein geeignetes konventionelles Kraftwerk lokal zur Verfügung steht. Der Großteil des negativen Redispatches wird über die Abregelung der EE-Einspeisung realisiert.

Im Szenario „100%-EE Konzentriert“ werden insgesamt 50 TWh_{el} abgeregelt. Die Abregelung der EE-Anlagen wird nicht mehr nur an den Standorten im Nordosten und -westen durchgeführt, sondern ist mehr in Deutschland verteilt. Der Strombezug der PtGA wird zudem um 16 TWh_{el} reduziert. Weiterer positiver Redispatch wird zudem durch Gaskraftwerke geleistet. Diese erzeugen dadurch zusätzliche 33 TWh_{el} überwiegend in Westdeutschland.

Im Szenario „100%-EE Verteilt“ wird die Abregelung der EE-Anlagen auf die Hälfte reduziert. Auch die Drosselung der PtGA wird um 5 TWh_{el} verringert, da diese wesentlich weniger lokale Engpässe hervorrufen. Da der positive Redispatch der Gaskraftwerke in diesem Szenario nur

14 TWh_{el} beträgt, bleibt auch nach Redispatchmaßnahmen die regenerative Energiebilanz erhalten. Dies bedeutet, dass die gasbasierten Kraftwerke mit der durch die PtGA erzeugten Gasmenge auskommen würden. Dies gilt aber nur, solange der durch die PtGA erzeugte Wasserstoff auch durch das Gasnetz aufgenommen werden kann.

5.5 Anteil der erneuerbaren Gase an der deutschen Gasnachfrage

Im 100%-EE-Szenario ist der Anteil der EE-Gase an der Gasnachfrage gegenüber dem 80%-EE-Szenario deutlich erhöht. Um bilanziell eine 100%ige Versorgung im Stromsektor zu erreichen, muss die installierte Leistung an EE-Anlagen deutlich größer sein, als im 80%-EE-Szenario. Für den Fall einer dunklen Flaute²⁷ werden weiterhin Gaskraftwerke als Back-up Kapazitäten benötigt. Diese müssen (zumindest bilanziell) Strom mit EE-Gas aus PtGA produzieren. Dementsprechend ist im 100%-Szenario die Einspeisung an EE-Gasen in das Erdgasnetz deutlich höher als im 80%-EE-Szenario. In Analogie zum vorangegangenen Szenario wurde die Bedeutung dieser EE-Gasmengen im deutschen Erdgasmix untersucht.

Abbildung 108 zeigt die Anteile zur Deckung der Erdgasnachfrage in 2050 im Vergleich zu 2011. Der absolute Anteil der Gasnachfrage sowie die Einspeisung des Biogases unterscheiden sich nicht zum 80%-EE-Szenario. Allerdings werden in diesem Szenario 29 % der Erdgasimporte durch Wasserstoff substituiert.

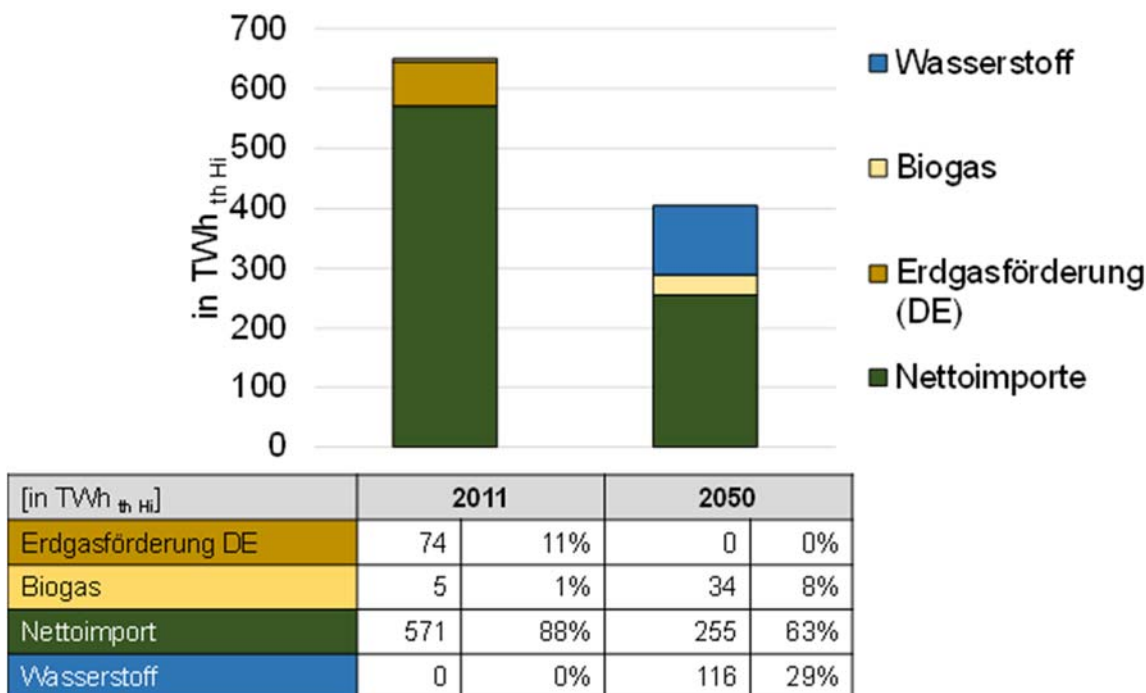


Abbildung 108: Deckung der Nachfrage in Deutschland im 100%-EE-Szenario mit PtG

Quelle: Eigene Darstellung der Modellergebnisse GAMAMOD

²⁷ Eine „dunkle Flaute“ beschreibt die Situation, dass in einzelnen Stunden die Einspeisung aus EE-Anlagen aufgrund von zu geringer Sonneneinstrahlung und zu wenig Wind nicht durch regenerative Energieanlagen gedeckt werden kann und Back-up Kapazitäten, z. B. Gaskraftwerke auf Basis von EE-Gasen, diese Versorgungslücke schließen müssen.

Infobox: Die Einbindung von PtGA in den Gassektor

In vielen Arbeiten wird bei der Einbindung von PtGA vor allem die Herausforderungen auf der Stromseite beleuchtet. Eine Wirtschaftlichkeit dieser stromseitig eingesetzten Anlagen ist unter heutigen Voraussetzungen oft nur schwer zu erreichen. Ein gassetig motivierter Ansatz, der PtGA zur Dekarbonisierung des Gassektors einsetzt, bietet hingegen die Möglichkeit, die Auslastung der PtGA zu erhöhen. Dafür müssten die Kapazitäten für erneuerbare Energien über den Bedarf des Stromsektors hinaus ausgebaut werden. Bei einer direkten Einspeisung ins Gasnetz sind für PtGA Standortfaktoren zu beachten, die in Verbindung mit rechtlichen, technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Das Erdgasnetz gilt als flexibles Transport- und Speichersystem, das in vielen Arbeiten als ideale Möglichkeit zur Aufnahme von EE-Gasen angeführt wird. Oftmals werden dabei technische Restriktionen bezüglich der Zumischgrenzen von Wasserstoff, des Anschlussdruckes der Anlagen und der Verteilung des Gases im nachgelagerten Netz vernachlässigt. Die Abbildung 109 gibt eine Übersicht über technische Parameter des Gasnetzes und möglichen PtG-Anlagengrößen.

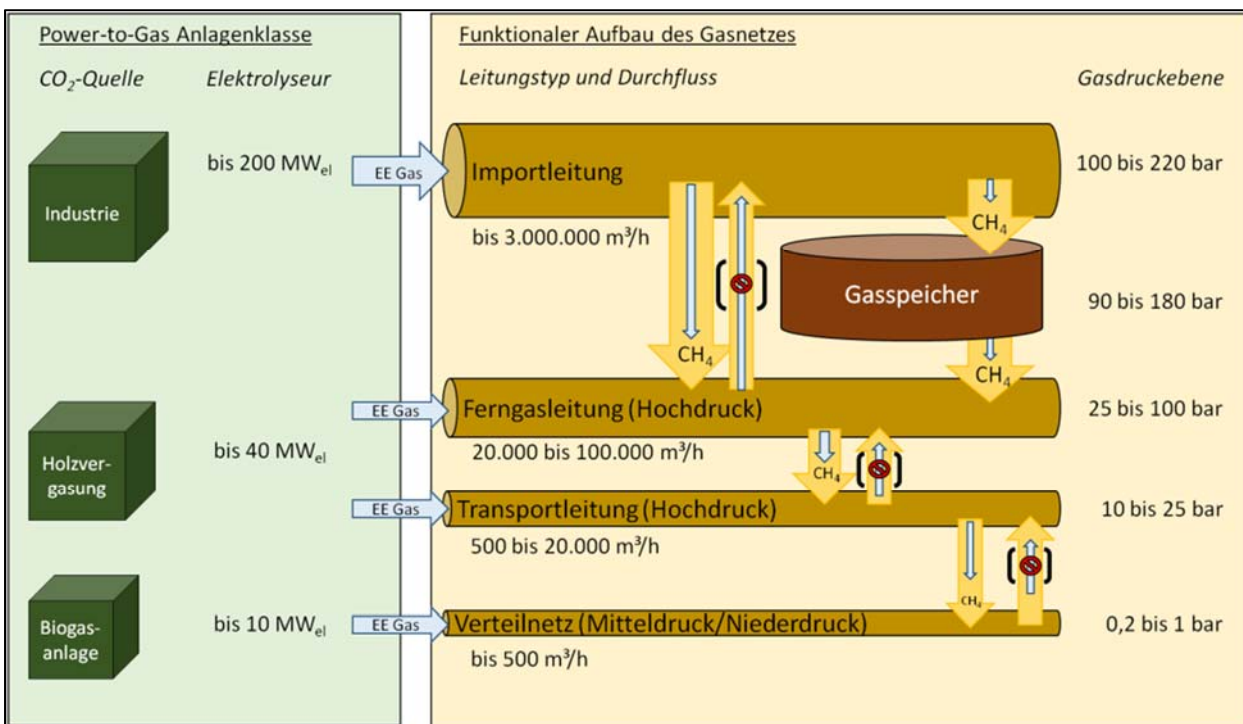


Abbildung 109: Gasnetzebenen und technische Herausforderungen der Integration von EE-Gasen

Quelle: [Michaelis et al., 2016]

Es kann lokal zu Situationen kommen, in denen technische Restriktionen eine komplette Einspeisung von Wasserstoff aufgrund der einzuhaltenden Grenzwerte verhindern. In diesen Fällen besteht dann die Alternative mittels einer Methanisierungsstufe und unter Einsatz von CO₂ synthetisches Erdgas zu produzieren. Dieses kann konventionellem Erdgas gleich gesetzt werden und unterliegt somit keinen Zumischraten bei der Einspeisung. Die Überschreitung von Einspeisegrenzwerten stellt insbesondere auch im 100%-EE-Szenario eine Herausforderung für die Einspeisung von Wasserstoff dar. Hier besteht ein deutlich höherer Integrationsbedarf an EE-Gasen

in das Erdgasnetz als im zuvor betrachteten 80%-EE-Anteil Szenario. Die Einspeisung von Wasserstoff oder SNG ist durch den technischen Gasfluss der jeweiligen Einspeisestelle im Gasnetz determiniert. In einzelnen Stunden kann daher selbst bei einer Methanisierung der Lastfluss des Erdgasnetzes bereits so stark sein, dass zusätzliche EE-Gasmengen von den Pipelines nicht aufgenommen werden können. Diese Engpässe sind einerseits standortabhängig, z. B. in der Nähe von Import- und Transitleitungen. Zum anderen können diese Situationen von Jahreszeiten abhängen und z. B. im Winter bei einer hohen Nachfrage und hoher Pipelineauslastung auftreten. In diesen Fällen wäre die Aufnahmekapazität von Pipelines der limitierende Faktor für die Integration von EE-Gasen. Als Lösung könnten hier Zwischenspeicher an großen PtGA zum Einsatz kommen. Die Investitionen in Zwischenspeicher wirken sich wiederum direkt auf den wirtschaftlichen Betrieb von PtGA. Die zu integrierten Wasserstoffmengen im 100%-EE-Szenario führen in Verbindung mit einer im Projekt angenommenen sinkenden Erdgasnachfrage zu technischen Herausforderungen für die Erdgasinfrastruktur.

Ein deutsches Stromsystem, das den Bruttostromverbrauch zu 100% aus Erneuerbaren Energien deckt, muss den Ansprüchen der Wirtschaftlichkeit im europäischen Vergleich genügen, um langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben. Diese Frage hängt maßgeblich von energiepolitischen Entscheidungen der europäischen und internationalen Konkurrenten ab. Sollte einzig Deutschland das Ziel des 100%-EE-Szenarios verfolgen, wäre die Aufrechterhaltung der Wirtschaftlichkeit womöglich nur unter dem Einsatz von Subventionen möglich. Sollte hingegen ein gemeinsames europäisches und internationales Ziel, das Energiesystem vollständig auf erneuerbare Energien auszurichten, von vielen Ländern verfolgt werden, ist in diesem Zusammenhang der Aufbau einer globalen Wasserstoffwirtschaft sinnvoll. Ob die Produktion dieses EE-Wasserstoffs dann in Deutschland oder vielmehr an Standorten mit hohen EE-Potenzialen und günstigeren Gesteungskosten geschehen sollte, hängt von den Kosten des Transportes und dem Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur ab.

5.6 Auswirkungen von PtG auf die Gastransportnetze

Auf Grundlage des weiterentwickelten Gasnetzmodells und der erstellten Szenarien über die zukünftige Gasversorgung in hoher regionaler und zeitlicher Auflösung (Kapitel 2) erfolgte eine Bewertung der Potenziale für eine Einspeisung und Nutzung von Wasserstoff und/ oder synthetischem Methan in Gastransportnetze für verschiedene Varianten von Netzausbaumaßnahmen (vgl. Kapitel 3). Die Zusammenfassung der Ergebnisse für die betrachteten Varianten erfolgt jeweils für eine

- direkte Einspeisung von Wasserstoff bis zu einem Grenzwert von 15 Vol.-%,
- Kombination mit Methanisierung, zusätzliche Einspeisung von synthetischem Methan und
- vollständige Methanisierung und ausschließlich Einspeisung von Methan.

Für die weitere Betrachtung der Varianten „konzentriert“ und „verteilt“ des 100%-EE-Szenarios werden jeweils zwei Fälle für den Netzausbau zur Verbindung der Strom- und Gasnetze betrachtet und bewertet:

- ohne Netzausbau bei kürzester Distanz, hierbei ist der Aufwand für die Verbindung sehr gering und wird vernachlässigt
- mit Netzausbau, durch Realisierung zusätzlicher Maßnahmen für eine verbesserte Verknüpfung hinsichtlich der Ableitbarkeit von Wasserstoff

In diesen beiden Szenarien ergibt sich ein wesentlich höheres Aufkommen von Wasserstoff aus dem Stromsystem von insgesamt ca. 80 TWh_{th Hi}/a bzw. 120 TWh_{th Hi}/a. Für die Bewertung der Einspeisemöglichkeiten in das Gastransportnetz wurden die dem Stromnetz benachbarten Leitungen gewählt. Hierdurch können Leitungen ausgewählt werden, die größtenteils den privaten Sektor versorgen, sehr geringe oder keine Gasflüsse im Jahresverlauf aufweisen.

Wie in Abbildung 110 ersichtlich, sind die Potenziale für eine Einspeisung von Wasserstoff in das Gasnetz begrenzt. Große Transportleitungen für den Import von Gas im Nordosten können nennenswerte Mengen an Wasserstoff aufnehmen, allerdings würde mit Wasserstoff angereichertes Gas an europäische Nachbarländer weitergegeben und exportiert. Dadurch ist ein Eintrag in Poren Speicher in Dänemark möglich. Die Fortleitung von Aufkommen im Nordwesten ist wegen der reduzierten Importmengen aus der Nordsee begrenzt. Weiterhin ergeben sich zusätzliche Anforderungen an die Bewirtschaftung der Gasnetze hinsichtlich der Gaszusammensetzung und des Wasserstoffanteils. Durch die Einspeisung im Nordwesten gelangt Wasserstoff in das Ruhrgebiet und kann das regionale Potenzial für eine dortige Einspeisung vermindern.

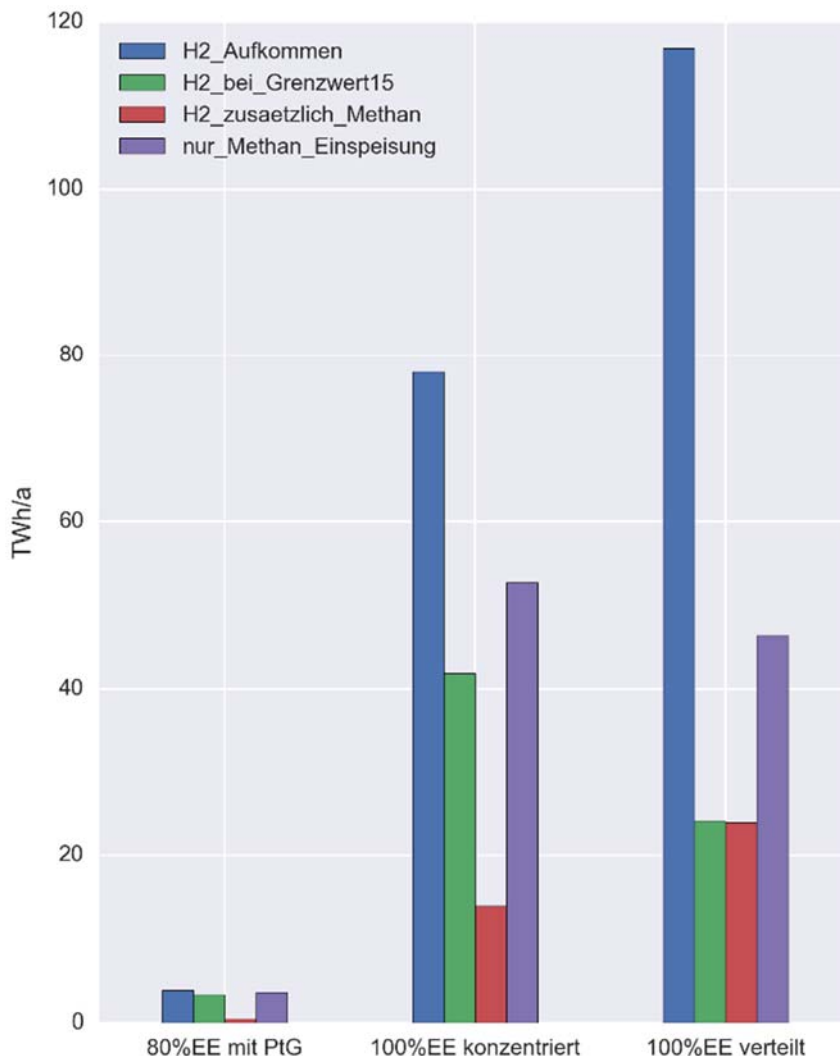


Abbildung 110: Wasserstoffaufkommen und Einspeisepotenziale ohne Netzausbau

Für eine Verbesserung der Verknüpfung des Strom- und Gasnetzes wurden weitere Netzausbaumaßnahmen betrachtet. Hierdurch lässt sich das Aufkommen von Wasserstoff und synthetischem Methan besser in das Gasnetz integrieren, siehe Abbildung 111.

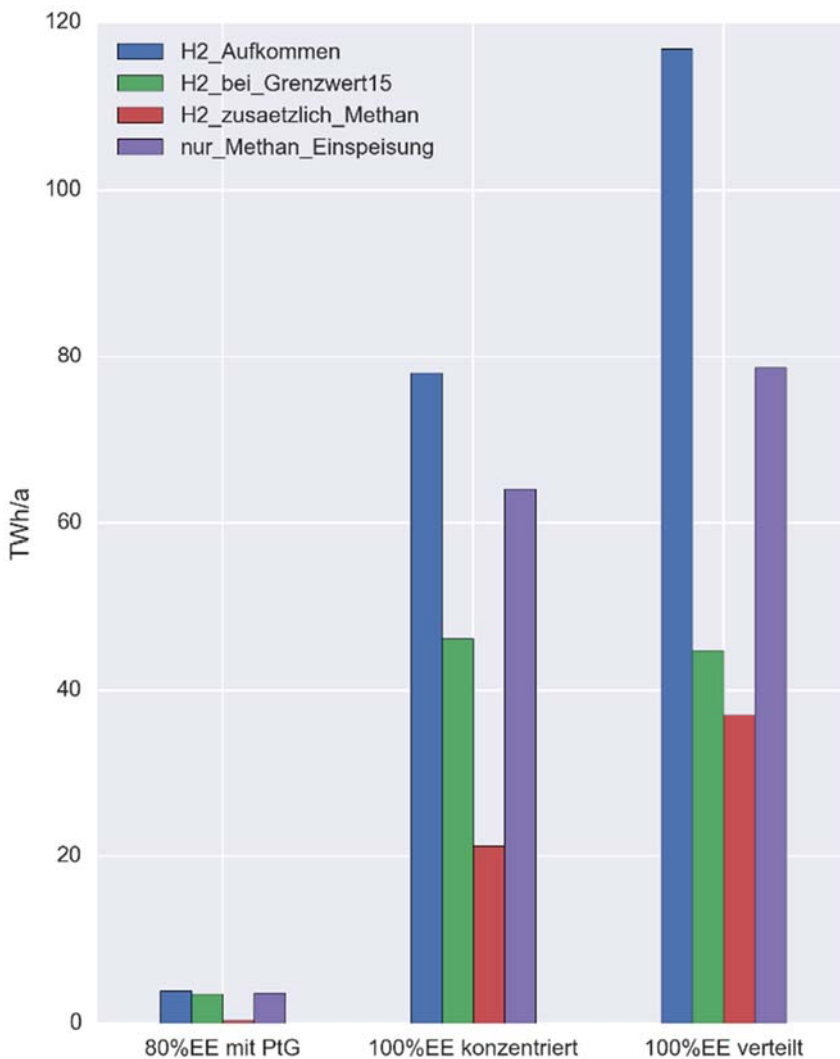


Abbildung 111: Wasserstoffaufkommen und Einspeisepotenziale mit Netzausbau

5.7 Auswertung 100%-EE-Szenario

Zur Erreichung des Ziels, die Bruttostromnachfrage im Jahr 2050 vollständig aus EE zu decken, erfolgt ein umfangreicher Ausbau der EE in Deutschland von 84 GW_{el} im Jahr 2015 auf 310 GW_{el} im Jahr 2050 und liegt damit ca. 120 GW_{el} über dem im 80%-EE-Szenario. Der zusätzliche Ausbau erfolgt mit Wind (Onshore) und PV.

Wie im 80%-EE-Szenario werden auch im 100%-EE-Szenario beim Ausbau des Stromübertragungsnetzes bis zum Jahr 2050 alle Maßnahmen umgesetzt, die im Netzentwicklungsplan (Szenario B 2034) vorgesehen sind. Die Ergebnisse der Netzbetriebssimulation am RWTH deuten auf einen darüber hinausgehenden Netzausbaubedarf hin. Dieser konnte jedoch im Rahmen des Projektes nicht quantifiziert und auf einzelne Maßnahmen heruntergebrochen werden.

Auch dem 100%-EE-Szenario liegt die Annahme zugrunde, dass zukünftig nur noch Gaskraftwerke zugebaut werden, erweitert darum, dass diese ausschließlich mit Gasen aus PtGA betrieben werden dürfen, um eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsystems zu erreichen. Darüber hinaus wurde der Ausstieg aus der Kohleverstromung vorausgesetzt. Es werden bis zum Jahr 2050 kumuliert ca. 33,5 GW_{el} zugebaut, zwei Drittel davon sind Gasturbinenkraftwerke. Die

zugebaute Kraftwerksleistung liegt damit zwischen derjenigen der beiden Varianten im 80%-EE-Szenario, der Kraftwerkspark ist in Summe durch den Wegfall der Kohlekraftwerke jedoch deutlich kleiner.

Um das Gas für die konventionellen Gaskraftwerken CO₂-neutral zu erzeugen, werden bis 2050 PtGA mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 38 GW_{el} benötigt. Auch hier besteht ein signifikanter Bedarf erst ab EE-Anteilen über 80 %, die in diesem Szenario aber schon im Jahr 2030 erreicht werden. Die Anlagen verteilen sich dabei auf 13 Standorte, vor allem in küstennahen Regionen, aber auch im Landesinneren.

Die PtGA erzeugen in 4.000 Volllaststunden ca. 116 TWh_{th Hi} Wasserstoff, womit die Versorgung der notwendigen Gaskraftwerke mit erneuerbarem Gas gewährleistet werden kann.

Wenn die PtGA, bei gleich bleibender Gesamtleistung, statt auf 13 Standorte auf die 30 Knotenpunkte mit der höchsten EE-Einspeisung verteilt werden, ergeben sich weitere positive Effekte. Die Engpassenergie, als Maß für Netzüberlastungen, lässt sich damit nach Redispatch von 42 TWh_{el} auf 5 TWh_{el} reduzieren. Darüber hinaus kann die Abregelung der EE-Erzeugung von 50 TWh_{el} durch die verteilte Allokation der PtGA halbiert werden. Hier wird noch deutlicher als im 80%-EE-Szenario, dass die Allokation der PtGA im Zusammenspiel mit Netzstruktur und Erzeugungsanlagen – erneuerbar und konventionell – den Umfang der positiven Auswirkungen entscheidend beeinflusst.

Der Anteil des Wasserstoffs an der gesamten Gasnachfrage liegt damit bei 29 %, zusammen mit Biogas können 37 % der Gasnachfrage mit erneuerbaren Gasen gedeckt werden.

Da die Anlagenleistungen der PtGA in diesem Szenario mit ca. 38 GW_{el} noch deutlich über denen im 80%-EE-Szenario (ca. 5 GW_{el}) liegen, sind die Kapazitäten der Gasverteilnetze auch hier nicht ausreichend für die Kopplung mit dem Übertragungsnetz.

Die Gastransportnetze können in diesem Szenario signifikante Anteile des erzeugten Gases in Form von Wasserstoff und/oder Methan aufnehmen, vor allem, wenn die Kapazitäten für die Aufnahme der Gase aus PtGA durch gezielten Gasnetzausbau erhöht werden. Aufgrund unterschiedlicher Beschränkungen kann aber auch mit zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen nicht die gesamte Menge der erzeugten Gase in die Gastransportnetze integriert werden.

Modellbedingt konnte das 100%-EE-Szenario mit vollständig erneuerbarer Stromerzeugung für das Energiesystem nicht im Modell IKARUS abgebildet werden. Der Abgleich mit den Ergebnissen des 80%-EE-Szenarios und der Vergleich der Anteile der erneuerbaren Gase an der gesamten Gasnachfrage zwischen den beiden Szenarien führen allerdings zu der Annahme, dass auch eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsektors nicht für die Erfüllung der CO₂-Reduktionsziele im Energiesektor ausreichen. Vielmehr sind weitere Maßnahmen zur Dekarbonisierung im Wärme- und Mobilitätsbereich zum Erreichen der CO₂-Reduktionsziele notwendig.

Dennoch konnte durch das 100%-EE-Szenario gezeigt werden, dass durch die Kopplung der beiden Systeme Strom- und Gasversorgung mit PtGA die vollständige Dekarbonisierung der Stromversorgung möglich ist und sich EE-Anteile, die die Stromnachfrage deutlich übersteigen, in das Energieversorgungssystem integrieren lassen.

6. Handlungsempfehlungen

Die Erarbeitung der Handlungsempfehlungen erfolgte in einem mehrstufigen Prozess und mit verschiedenen Bezugsebenen. Zu Beginn wurden aktuelle Veröffentlichungen (Studien und Stellungnahmen) recherchiert und die ermittelten Quellen nach Aussagen, Ergebnissen und Handlungsempfehlungen (HE) im Kontext von PtG untersucht. Daraus resultiert zunächst eine Vielzahl an externen „Meta-Empfehlungen“, die jedoch zum Teil auch deutlich über den Studienrahmen dieses Vorhabens hinausgehen (siehe Kapitel 6.1). Sie wurden daher für den nächsten Schritt entsprechend gefiltert.

Im zweiten Schritt wurde auf dieser Basis ein qualifiziertes Feedback mittels einer Fragebogenaktion bezüglich der abgeleiteten Meta-Empfehlungen innerhalb des Projektkonsortiums eingeholt. Aufbauend auf diesen Vorarbeiten und im Zusammenspiel der Ergebnisse der Modellierungen wurden dann erste eigene, vorhabenbezogene Handlungsempfehlungen abgeleitet (siehe Kapitel 6.2). Diese „Projekt-Handlungsempfehlungen“ wurden dann im Diskurs über die Modellergebnisse finalisiert. Dieser Prozess ist in Abbildung 112 dargestellt.



Abbildung 112: Ablauf der Formulierung von Handlungsempfehlungen

Quelle: Eigene Darstellung von UMSICHT

6.1 Metaanalyse zu externen Empfehlungen

In den folgenden beiden Unterkapiteln werden die ersten beiden Prozessschritte und die ermittelten Ergebnisse dargestellt. Die Metaanalyse zu externen Handlungsempfehlungen erfolgte getrennt nach wissenschaftlichen Studien (UMSICHT) und nach Stellungnahmen von Stakeholdern (WI). Aus diesen beiden Analysen wurden dann gemeinsam externe Handlungsempfehlungen abgeleitet, die zum Studienrahmen und Analysefokus von KonStGas passen.

6.1.1 Empfehlungen aus Studiensicht

In Zusammenarbeit mit dem WI wurden durch UMSICHT bestehende relevante Studien ausgewertet. Hierfür wurden zunächst bestehende Studien im Kontext der PtG Thematik ausgewertet, um eine Anschlussfähigkeit an den aktuellen Stand der Wissenschaft durch noch abzuleitende Erkenntnisse aus den Modellierungsergebnissen des Projekts leisten zu können.

Um möglichst fundierte Handlungsempfehlungen entnehmen und formulieren zu können, wurde ein breites Spektrum an Literatur als Basis verwendet. Hierbei wurden insgesamt 61 Veröffentlichungen der Jahre 2008 bis 2015 u. a. Studien, Abschlussarbeiten, Fachzeitschriftartikel, Infobroschüren sowie Online-Veröffentlichungen und Gutachten miteinbezogen. Als Hauptkriterium für die Auswahl der Quellen wurde darauf geachtet, dass die Technologie PtG in unterschiedlichen Zusammenhängen behandelt wurde. Der Schwerpunkt der Fragestellung sowie die Relevanz von PtG in den jeweiligen Veröffentlichungen konnten dabei variieren. Die der Literatur entnommenen

Empfehlungen wurden in einer Übersicht festgehalten und den sechs Kategorien »Staatliche Förderung«, »Zukünftiger Ordnungsrahmen«, »Elektrische Netze und PTX«, »Erdgasnetz und PTX«, »Mobilität und Kraftstoffe« und »Wärmesektor« zugeordnet. Die verwendeten Quellen sind mit näheren Informationen in einer Excel Datei aufgelistet und als Liste in Anlage 1 verfügbar.

Ein großer Anteil der gewählten Quellen sind Wirtschaftlichkeits- und Umweltanalysen, welche die Technologie PtG in unterschiedlichen Szenarien betrachten. Besagte Szenarien unterscheiden sich in Methodik, Annahmen und der berücksichtigten Einsatzmöglichkeiten der Technologie. Hier sind Speicherung des Gases in Kavernenspeichern, Rückverstromung sowie die Verwendung von Synthesegas als Treibstoff als ausgewählte Einsatzmöglichkeiten zu nennen. Im Punkt Handlungsempfehlungen erwiesen sich vor allem die Wirtschaftlichkeitsanalysen als sehr ergiebige Quelle, da hier oftmals die notwendigen Bedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von PtGA sowie Empfehlungen für die Förderung der Technologie behandelt wurden. Die Ergebnisse der Arbeiten mit technischen Fragestellungen waren oftmals zu spezifisch um als allgemeine Handlungsempfehlungen aufgenommen zu werden.



Abbildung 113: Ablauf der Metaanalyse

Quelle: Eigene Darstellung von UMSICHT

Die während der Metaanalyse identifizierten Handlungsempfehlungen wurden in zwei weiteren Schritten aufbereitet und verdichtet. Im ersten Schritt wurden alle Passagen aus den Quellen, welche genauere Ergebnisse und Empfehlungen beinhalten, tabellarisch erfasst. Im zweiten Schritt wurden ähnliche Empfehlungen zusammengefasst und gekürzt. So wurden aus ursprünglich 241, 187 aggregierte Handlungsempfehlungen. Abschließend wurden die verbliebenen Handlungsempfehlungen mit den Inhalten und Zielstellungen des Projekts abgeglichen, sodass 77 relevante Handlungsempfehlungen für die weitere Diskussion im Projekt verblieben.

Nr.		3	4	6	13	14	43	45
Kurztitel		Consentec 2011	DLR et al. 2010	DLR et al. 2012	BMWi 2013	Krzikalla et al. 2013	dena 2012	Esner 2015
Allgemeine Handlungsempfehlungen		Kategorie						
Längerfristig ist die intelligente Steuerung von Netzen (Smart Grids) eine weitere wesentliche Voraussetzung, um Stromerzeuger, Speicher und Verbraucher wirkungsvoll miteinander zu verknüpfen, wobei auch die Eigennutzung und das Vor-Ort-Lastmanagement beim Verbraucher eine wachsende Rolle spielen wird. Wenn der Übergang zu einer weitgehend auf EEbasierten Energieversorgung auch für den Verkehrsbereich und den Wärmebereich erreicht werden soll, müssen auch Gasnetze und Wärmenetze in ein generelles „Last-management“ einbezogen werden und miteinander verbunden sein.	Elektrische Netze und PTX							
Langfristig kann eine stromseitige Vollversorgung mit EE durch die Nutzung der aus EE-Strom hergestellten speicherbaren Energieträger wie EE-Wasserstoff oder EE-Methan sichergestellt werden. Durch die Rückverstromung in Gaskraftwerken dienen diese Energieträger als Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich.	Elektrische Netze und PTX							
Dies ergibt sich daraus, dass bei sehr hohen CO ₂ -Reduktionszielen nur noch so wenige fossile Energieträger genutzt werden können, dass die Erzeugung synthetischer Brennstoffe wie Wasserstoff und Methan für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Wärmeversorgung erforderlich ist.	Wärmesektor							
Eine Besserstellung der Power to Gas Technologie würde erreicht, wenn das erzeugte SNG generell als EE-Gas anerkannt würde, unabhängig davon, wo das verwendete CO ₂ herkommt. Dies lässt sich damit begründen, dass durch die Speicherung kein zusätzliches CO ₂ entsteht, CO ₂ , das ohnehin schon da ist, wird der Umwelt entnommen und bei der Rückverstromung wieder emittiert.	Zukünftiger Ordnungsrahmen							
Anlagen sollten in der Nähe von: Transportnetzebene, Gasspeichern, Gasnetz, RES, Biogasanlagen, Industrieanlagen und sonstiger Absatzmöglichkeiten gebaut werden + Windenergieanlagen	Erdgasnetz und PTX							
Erfahrungen aus Projekten, in denen Power-to-Gas umgesetzt wurde, zeigen, dass eine frühe Einbindung und Information der Bevölkerung essenziell ist. Auch müssen Sicherheitsaspekte oberste Priorität haben, um Akzeptanz in der Bevölkerung zu erlangen. In Summe scheinen aber die Akzeptanzprobleme überbrückbar.	Staatliche Förderung							

Abbildung 114: Tabellenausschnitt für die Sammlung und Einordnung von Handlungsempfehlungen

Quelle: Eigene Darstellung von UMSICHT

6.1.2 Empfehlungen aus Stakeholdersicht

Um zu erfahren, wie die Empfehlungen bzw. Positionen von verschiedenen Stakeholdern zum Themenbereich Power-to-Gas/-X aussehen, wurde zunächst eine Auswahl an zu untersuchenden Stakeholdern aus Politik und Wirtschaft getroffen und für diese dann eine **Internetrecherche**²⁸ nach einschlägigen bzw. themenverwandten öffentlich verfügbaren Dokumenten durchgeführt. Die ermittelten Dokumente wurden dann auf ihre Empfehlungen bezogen auf die sechs im vorigen Kapitel genannten Kategorien hin ausgewertet. Inhaltlich ähnliche Empfehlungen, die aber in der Regel nicht wortgleich waren, wurden dabei nach eigenem Ermessen einer gemeinsam passenden Empfehlung zugeordnet, d. h. bei den Empfehlungen in der folgenden Tabelle handelt es sich nicht unbedingt um Zitate aus den Quellen.

Die Ergebnisse der Literaturrecherche und Metaanalyse sind in der Tabelle 19 als Überblick zusammengefasst. Sie stellen aufgrund des engen und einmaligen Durchführungszeitraums einen **„Schnappschuss“** von Empfehlungen aus Stakeholdersicht zum Ende des Jahres 2015 dar. Dieser enthält **insgesamt 20 verschiedene Empfehlungen von sieben unterschiedlichen Stakeholdern**, zwei Parteien, ein Ministerium, drei Verbände und eine einschlägige Plattform, die wiederum eine Reihe von verschiedenen Stakeholdern miteinander vernetzt.

Der Überblick zeigt, dass die Mehrzahl der ermittelten externen Empfehlungen auf die Kategorien „Neuer Ordnungsrahmen“ (6) und „Mobilität und PtX“ (5) entfallen. Hier finden sich auch die folgenden vier Empfehlungen wieder, die von der Mehrheit der untersuchten Stakeholder vertreten

²⁸ Die Internetrecherche wurde im November 2015 durchgeführt, sodass jüngere Quellen und Empfehlungen in der Metaanalyse nicht berücksichtigt sind.

werden und damit die größte Kongruenz von allen ermittelten Stakeholder Empfehlungen aufweisen:

- Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktdesign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilitäten zu Verfügung gestellt werden können (6 von 7)
- Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z. B. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden (5 von 7)
- Neuregelung der EEG Härtefallregelung, sodass aufgrund einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Leistung aus EE durch Speichertechnologien wirtschaftlich genutzt werden kann (4 von 7)
- Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um somit im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein (4 von 7).

Die Mehrzahl der Empfehlungen (9 von 20) stammt dagegen „nur“ von einem einzelnen Stakeholder. Dies könnte ein Indiz dafür sein, dass es sich hierbei eher um spezielle Empfehlungen handelt und damit um Themen, die entweder zu wenig im allgemeinen Blickfeld sind oder eventuell auch umstritten bzw. nicht mehrheitsfähig sind. Allerdings lässt sich das ohne weitere Untersuchungen oder Nachfragen nicht belegen. Die zweitgrößte Gruppe (7 von 20) stellen die Empfehlungen dar, die von zwei bis drei Stakeholdern (von sieben) geteilt werden. Diese erstrecken sich recht homogen über die sechs betrachteten Kategorien.

Die ermittelten externen Empfehlungen bilden die Basis für den nächsten Schritt, der Feedbackrunde durch die Forschungspartner und Teilnehmer eines KonStGas-Experten-Workshops.

Tabelle 19: Überblick über die ermittelten externen Handlungsempfehlungen von Stakeholdern

Kategorie	Abgeleitete Empfehlungen	Bündnis 90/Die Grünen	CDU	StMWIVT 1)	VKU 2)	BDEW 3)	DVGW 4)	Dena Strategieplattform Power to Gas
Staatliche Förderung	Staatliche Fördergelder(/-programm) für Forschungsprogramme um Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern	X			X			X
	Einmalige Investitionszuschüsse/ Anreize für die Errichtung von PtGA (Technologieförderung sowie Steuererleichterung)				X			
Neuer Ordnungsrahmen	Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktde- sign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilitäten zu Verfügung ge- stellt werden können	X	X	X	X	X		X
	Ein einheitlicher Rechtsrahmen für Energiespeicher sollte erarbeitet werden. In diesem sollten Energiespeicher als viertes Element neben Erzeugern, Netzen und Verbrau- chern anerkannt werden		X	X	X			
	Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z. B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden		X	X	X		X	X
	Flexibilitäten sollten auf den Spot- und Intra-Day-Märk- ten finanziell honoriert sowie die Marktregeln vereinfacht werden		X					
	Leistungspreise für die Vorhaltung fest zugesagter Stun- denleistungsabnahme von Kombikraftwerken, die PtG- Methan verwenden, sollte eingeführt werden					X		
	Neuregelung der EEG Härtefallregelung, sodass aufgrund einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Lei- stung aus EE durch Speichertechnologien wirtschaftlich genutzt werden kann	X	X	X			X	
Elektrische Netze und PtX	Netzausbau und Speicherung von Energie sollten in volks- wirtschaftlich vertretbarem Verhältnis stattfinden. Bei der Netzplanung sollte die PtG-Technologie als Option zur Vermeidung des Netzausbaus bereits jetzt herangezogen werden.				X			
	Netzbetreibern sollte es erlaubt sein Flexibilitätsdienste der PtX-Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen (solange günstiger als Netzausbau)		X		X		X	

Kategorie	Abgeleitete Empfehlungen	Bündnis 90/Die Grünen	CDU	StMWIVT 1)	VKU 2)	BDEW 3)	DVGW 4)	Dena Strategieplattform Power to Gas
	Netzbetreiber sollten das Recht besitzen PtGA errichten zu dürfen und diese sollten die Kosten für die Errichtung von PtGA als umlagefähig anerkannt bekommen						X	
Erdgasnetz und PtX	Untersuchungen in Forschung und Praxis über realistische Beimischquoten von Wasserstoff im Erdgasnetz und auf Basis dieser Erkenntnisse Neuregelung der Wasserstoff Beimischquoten			X	X			
	Neuregelung des Gasnetzzuganges für PtGA. Diese sollten aufgrund ihrer systemstabilisierenden Wirkung in der Gasnetzzugangsverordnung eine Privilegierung erhalten				X			
Mobilität und PtX	Steuerliche Vorteile für Autos, die EE-PtG-Methan oder -Wasserstoff verwenden (Steuervorteil aufgrund von den verminderten Klimaauswirkungen)	X			X			
	Verlängerung der Steuervergünstigungen für Erdgas als Kraftstoff über 2018 hinaus				X			X
	Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um somit im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein				X		X	X
	Verwendung von Wasserstoff oder Methan (mit Hilfe von der PtG-Technologie hergestellt) im Automobilbereich sollte lediglich als eine ergänzende Option für die Zukunft angesehen werden	X						
	Als ein finanzielles Anreizinstrument sollte die Mehrfachanrechnung der CO ₂ Reduktion von erneuerbarem Gas im Kraftstoffmarkt eingeführt werden							
Wärmesektor	Im Wärmesektor sollte nicht mehr das individuelle Gebäude, sondern der Wärmebedarf eines Stadtviertels im Fokus stehen. Durch Wärmenetze und „Power-to-Heat“ können erneuerbare Energien in die Wärmeversorgung integriert werden	X						
	Zur Deckung der EEG-Wärme-Quote sollte in Zukunft die Verwendung von erneuerbarem Speichergas in Verbindung mit Mini-KWK Anlagen anrechenbar sein			X	X			
Bemerkungen: 1) Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie; 2) Verein kommunaler Unternehmen; 3) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; 4) Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.								

Quelle: [WI/Schaube, 2016]

6.1.3 Feedback zu externen Meta-Empfehlungen

Die, aus den beiden vorigen Metaanalysen, resultierenden externen Handlungsempfehlungen wurden im Rahmen eines Fragebogens aufbereitet und im Projektkonsortium solWWEe während eines Experten-Workshops auch von externen Teilnehmern gespiegelt. Der dafür konzipierte Fragebogen (siehe Tabelle 20, die ersten drei Spalten) hatte zum Ziel, Feedback bezüglich der Priorisierung von Empfehlungen – auch im zeitlichen Kontext – zu erlangen. Des Weiteren sollte überprüft werden, in welchen Themenfeldern Konsens herrschte und welche Themen Kontroversen bzw. unterschiedliche Standpunkte beinhalteten. Der Fragebogen umfasst **insgesamt 38 Fragen** und ist wieder in die folgenden sechs Themengebiete bzgl. PtG untergliedert:

- Staatliche Förderung,
- Zukünftige Ordnungsrahmen,
- Elektrische Netze und PtX,
- Erdgasnetz im Zusammenhang mit PtX
- Mobilität und Kraftstoffe
- Wärmesektor und PtX.

Die Teilnehmer an der Umfrage konnten ihre Meinung bzw. ihre Abschätzung zu jeder Frage in zweierlei Hinsicht kundtun: Zunächst kann die eigene Bewertung bezogen auf eine zeitliche Untergliederung in kurzfristig, mittelfristig und langfristig und dann für jeder dieser drei Phasen zudem der Zustimmungsgrad bzgl. der Fragestellung anhand von Zahlen zum Ausdruck gebracht werden. Die 0 steht hierbei für „Stimme überhaupt nicht zu“ die 5 hingegen für „Stimme voll und ganz zu“. Insgesamt wurden auf diese Weise die Meinungen von **zehn Teilnehmern** eingeholt (siehe Tabelle 20).

Die Antworten bzw. die Zahlenwerte sind hierbei für jeden Zeitraum und jede Frage gemittelt worden, um ein allgemeines Meinungsbild zu erhalten. Zusätzlich ist auch die Dissens bzw. die Einigkeit der Teilnehmer bzgl. jeder Fragestellung untersucht und festgehalten worden. Das resultierende Meinungsbild wird im Anschluss an die Tabelle deskriptiv nach den Kategorien zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 20: Beispielhafte Ergebnisse der Befragung bezogen auf die externen Meta-Handlungsempfehlungen

	Bewertung der HF bezüglich Projektrelevanz (Bewertung durch)	Handlungsempfehlung	Teilnehmer																														Mittelwerte				
			1			2			3			4			5			6			7			8			9			10			K	M	L		
			K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L					
Staatliche Förderung	X	Demonstrationsprojekte sollten gefördert werden.	5	3	1	4	4	4	5	3	1	2	-	0	4	-	1	1	1	1	3	3	3	-	-	-	4	3	-	5	3	1	3,7	2,9	1,5		
	X	Vergünstigungen sollten degressiv und befristet sein.	4	4	4	5	5	5	-	-	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,1	4,1	4,1		
	X	Die Verwendung von regenerativ erzeugtem Gas sollte offen und nicht an Bedingungen, wie z.B. die Rückverstromung, gekoppelt sein (Verwendungsunabhängige Förderung von EE-Gasen).	5	5	5	-	-	-	4	4	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4,3	4,3	4,3		
	X	Es sollten Marktanzreizprogramme aufgesetzt werden.	4	4	4	-	-	-	5	5	5	3	-	1	3	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3	5	5	5	3,8	4,3	3,2	
	X	Weitere staatliche Fördergelder sollten für Forschungsprogramme freigegeben werden, mit dem Ziel die Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern.	4	4	4	3	3	3	4	4	4	4	4	4	-	3	-	5	5	5	5	5	5	-	-	-	5	5	3	3	3	3	4,1	4,0	3,9		
	X	Einmalige Investitionszuschüsse sollten nicht in Form eines Programmes gewährt werden, sondern wie zur Zeit durch die Prüfung individueller Anträge.	2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	2	2	2	3,3	3,3	3,3
	0	Es sollte ein EEG-Gas mit Direktvermarktungsmöglichkeit (subventionierende Preisregelungen) entwickelt werden.	1	1	1	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-	-	-	0,3	0,3	0,3	
	-	Analog zu dem 1000 Dächer Programm der 90er Jahre, sollte die Bundesregierung zur Technologieförderung ein 1000 MW PTX Programm aufsetzen.	4	4	4	-	-	-	4	4	4	1	1	1	0	0	0	1	1	1	2	2	2	-	-	-	1	1	1	1	1	4	1	1,8	2,1	1,8	
Zukünftiger Ordnungsrahmen	X	Bereits zum jetzigen Zeitpunkt sollte ein Rahmen für den Einsatz von Energiespeichern im zukünftigen Marktdesign entwickelt werden, damit dem Energiesystem der Zukunft die benötigten Flexibilitäten zu Verfügung gestellt werden können.	5	5	5	4	4	4	3	3	3	2	2	2	0	0	0	4	4	4	-	-	-	-	-	-	4	4	4	4	4	4	3,3	3,3	3,3		
	X	Die durch PTX-Anlagen bereitgestellte Flexibilität sollte in einem zukünftigen Marktdesign auf den Spot- und Intradaymärkten finanziell honoriert werden.	5	5	5	-	-	-	-	-	-	1	1	1	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	2	0	0	0	2,0	2,0	1,6	
	0	Feste Leistungspreise für die Vorhaltung zugesagter Stundenleistungsabnahme sollten für KWK-Kraftwerke, die Erdgas verfeuern, das aus PTG-Anlagen stammt, eingeführt werden.	4	4	4	-	-	-	-	-	-	2	2	2	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	0	0	0	1,4	1,4	1,4	
	0	Das technische Regelwerk (für Gas, Strom, Gerätehersteller), wie beispielsweise die Erhöhung des zulässigen H2 Anteils in gastechischen Anwendungen, sollte weiterentwickelt werden.	5	5	5	4	4	4	4	4	4	5	5	5	4	4	4	4	4	4	-	-	-	-	-	-	4	4	4	5	5	5	4,4	4,4	4,4		
	-	Der Rechtsrahmen der Energiespeicherung sollte in allen relevanten Regelungsbereichen kohärent fortentwickelt werden.	5	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	4,6	4,6	4,6		
	-	Ein einheitlicher Rechtsrahmen für Energiespeicher sollte erarbeitet werden. In diesem sollten Energiespeicher als viertes Element neben Erzeugern, Netzen und Verbrauchern anerkannt werden.	5	5	5	0	0	0	5	5	5	1	1	1	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	4	3	3	3	3,0	3,0	3,0	
	-	Energiespeicher sollten von Letztverbraucherabgaben (z.B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden.	5	3	1	-	-	-	5	5	5	4	4	4	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	4	4	4	4,6	4,2	3,7		
	-	Die EEG-Härtefallregelung sollte schrittweise überarbeitet werden, sodass Anlagenbetreiber dazu angereizt werden bei einer Netzüberlastung nicht genutzte elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen mit Hilfe von Speichertechnologien wirtschaftlich zu nutzen, anstatt die Anlagen abzuschalten.	5	5	5	-	-	-	-	-	-	5	5	5	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	0	0	0	3,0	3,0	3,0	

	Bewertung der HF bezüglich Projektrelevanz (Bewertung durch)	Handlungsempfehlung	Teilnehmer																											Mittelwerte					
			1			2			3			4			5			6			7			8			9			10			K	M	L
			K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L	K	M	L						
Elektrische Netze und PTX	X	Ein gewisser Stromanteil sollte in Wasserstoff umgewandelt werden, der jedoch nicht zwingend Überschussstrom ist, um die Auslastung der Elektrolyseure zu erhöhen.	0	2	4	-	-	-	1	1	1	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	1	1	1	0,3	0,7	1,0
	X	Bei der aktuellen Netzplanung sollte die PTG-Technologie als Option zur Verminderung des Netzausbaus bereits jetzt herangezogen werden. Die Optionen Netzausbau und Speicherung von Energie sollten gegeneinander abgewogen werden und in einem volkswirtschaftlich vertretbarem Verhältnis stattfinden.	5	5	5	-	-	-	4	4	4	3	3	3	1	-	4	5	5	5	-	-	-	-	-	-	5	5	5	4	4	4	3,9	4,3	4,3
	X	Netzbetreibern sollte es erlaubt sein Flexibilitätsdienste der PTX-Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen.	5	5	5	-	-	-	5	5	5	5	5	5	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2	4	4	4	4,0	4,0	4,0
	X	Netzbetreibern sollte das Recht eingeräumt werden, PTX-Anlagen zur Netzstabilisierung errichten zu dürfen. Die hierbei einstehenden Kosten sollten die Netzbetreiber von der Bundesnetzagentur als umlagefähig anerkannt bekommen.	5	5	5	-	-	-	5	5	5	5	5	5	0	0	0	4	4	4	-	-	-	-	-	-	2	2	2	3	3	3	3,4	3,4	3,4
	0	Die Wasserstoffelektrolyse sollte technologisch weiterentwickelt werden.	5	5	5	4	4	4	3	3	3	5	5	5	-	-	-	3	3	3	3	3	3	-	-	-	3	3	3	5	5	5	3,9	3,9	3,9
	0	Die Methanisierung sollte technologisch weiterentwickelt werden.	5	5	5	4	4	4	3	3	3	5	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3	5	5	5	4,2	4,2	4,2
	0	Der für die Elektrolyse genutzte Strom sollte von Netzentgelten befreit werden.															1	1	1	5	5	5	-	-	-	4	4	4	0	0	0	2,5	2,5	2,5	
Erdgasnetz und PTX	-	Vor dem Beginn konkreter Bauvorhaben (Kavernenspeicher, etc.) sollten die betroffenen Bürger umfassend über die Nutzen und Risiken sowie die geplanten Maßnahmen zur deren Vermeidung bzw. Minimierung informiert werden.	5	5	5	5	5	5	4	4	4	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	-	-	-	5	5	5	5	5	5	4,6	4,6	4,6	
	X	Wenn große Kavernen zur Wasserstoffspeicherung genutzt werden sollten, dann sollte idealerweise auch der Wasserstoff in räumlicher Nähe produziert werden.	5	5	5	-	-	-	3	3	3	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	4	4	4	4	4,0	4,0	4,0
	X	Eine bundesweite Wasserstoffinfrastruktur sollte aufgebaut werden.	0	0	0	-	-	-	4	4	4	1	1	1	2	2	2	-	-	-	1	1	1	-	-	-	1	1	1	3	3	3	1,7	1,7	1,7
	X	Die Bestimmungen bezüglich des Gasnetz Zuganges von PTG-Anlagen sollten überarbeitet werden. PTG-Anlagen sollten auf Grund ihrer systemstabilisierenden Wirkung in der Gasnetz Zugangsverordnung eine Privilegierung erhalten.	4	4	4	-	-	-	3	3	3	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	3,2	3,2	3,2
Mobilität und Kraftstoffe	0	Eine weitere wesentliche Aufgabe des DVGW sollte die Unterstützung von Herstellern bei der Entwicklung von Gasgeräten und -komponenten mit höheren H2-Konzentrationen bzw. EE-CH4 sein.	5	5	5	-	-	-	3	3	3	3	3	3	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,8	3,8	3,8	
	X	Mittel- bis langfristig muss auch untersucht werden, inwieweit die derzeitige Obergrenze für Wasserstoff im Kraftstoff im DVGW- Regelwerk G 262 zukünftig angehoben werden kann.	3	3	3	4	4	4	4	4	4	5	5	5	-	3	-	4	4	4	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	4,2	4,0	4,2	
	0	Speicher gas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um somit im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein.	5	5	5	-	-	-	4	4	4	4	4	4	3	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	5	5	-	-	-	4,2	4,2	4,2
	-	Es bedarf der Entwicklung verlässlicher Qualitätssicherungs- bzw. Zertifizierungssysteme zum Nachweis der „grünen“ Eigenschaft von H2- Kraftstoff bzw. des aus gespeichertem Wasserstoff hergestellten elektrischen Stroms.	5	5	5	-	-	-	3	3	3	-	-	-	2	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	2	4	5	5	5	3,0	3,8	4,4
	-	EE-H2 bzw. EE-CH4 sollten von der Energiesteuer befreit werden, um die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber fossilen Kraftstoffen zu erhöhen.	5	5	1	-	-	-	4	4	4	5	3	0	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3	3	3,6	3,2	1,8	
	-	Im Rahmen eines Anreizinstrumentes sollte die Mehrfachrechnung der CO2-Reduktion von erneuerbarem Gas im Kraftstoffmarkt eingeführt werden.	5	5	5	-	-	-	-	-	4	2	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-	-	-	3,0	2,3	1,7
	-	Kraftfahrzeuge, die Methan oder Wasserstoff aus PTG-Anlagen als Antriebskraftstoff verwenden, sollten auf Grund der verminderten Klimawirkungen steuerlich bevorteilt werden.	5	5	5	-	-	-	4	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	4	-	-	-	-	-	-	5	5	5	3	3	3	4,0	4,0	4,0
Wärmesektor	-	Die Steuervergünstigungen für Erdgas als Kraftstoff sollten über 2018 hinaus verlängert werden.	5	5	5	-	-	-	4	4	4	5	5	5	4	4	4	-	-	-	5	5	5	-	-	-	5	5	5	-	-	-	4,7	4,7	4,7
	-	Die Verwendung von Wasserstoff oder Methan, das aus PTG-Anlagen stammt, sollte lediglich als eine ergänzende Option im Automobilbereich für die Zukunft angesehen werden.	2	2	2	-	-	-	3	3	3	4	4	4	5	5	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	4	3	3	3	3,5	3,5	3,5
	X	Zur Deckung der EEG-Wärme-Quote für Neubauten sollte in Zukunft die Verwendung von erneuerbarem Speicher gas in Verbindung mit Mini-KWK Anlagen anrechenbar sein. Die Power-to-Heat Technologie eignet sich zur Deckung des Wärmebedarfes von Stadtvierteln mit Hilfe von Wärmenetzen. In einem neuen Wärmeenergiekonzept sollte nicht mehr allein die Dämmung von individuellen Gebäuden im Vordergrund stehen, sondern auch die Integration der erneuerbaren Energien mit Hilfe von Wärmenetzen und der PH-Technologie als Strategiepfad anerkannt werden.	5	5	5	-	-	-	4	4	4	4	4	4	-	-	-	4	4	4	-	-	-	-	-	-	3	3	3	1	1	1	3,5	3,5	3,5
-		5	5	5	-	-	-	3	3	3	1	1	1	3	3	3	5	5	5	5	5	5	-	-	-	5	5	5	3	3	3	3,8	3,8	3,8	

Im Folgenden werden die zuvor dargestellten Ergebnisse für die o. g. sechs Kategorien, die auf der Teilnahme von insgesamt 10 Personen beruht, qualitativ zusammengefasst.

Staatliche Förderung

Es wird grundsätzlich für wichtig befunden, dass Demonstrationsprojekte für die Technologie PtG, zumindest während eines kurzfristigen Zeithorizontes, weiter gefördert werden. In diesem Kontext ist zu beachten, dass die grundsätzliche Machbarkeit zwar bereits zum jetzigen Zeitpunkt hinreichend belegt ist, eine Förderung zur Gewinnung neuer Erkenntnisse jedoch weiterhin sinnvoll erscheint.

Bezüglich weiterer möglicher Instrumente der Förderpolitik zeichnet sich jedoch zum Teil ein kontroverses Meinungsbild ab. Grundsätzlich wird es als sinnvoll angesehen, dass "weitere staatliche Fördergelder [...] für Forschungsprogramme mit dem Ziel freigegeben werden sollten, die Energie- und Kosteneffizienz der Technologien zu verbessern" (siehe Tabelle 20, Zeile 7), jedoch werden bezüglich der Wahl von Förderinstrumenten unterschiedliche Standpunkte vertreten. Dies spiegelt sich auch in der Technologiewahrnehmung wider. Zum einen wird argumentiert, dass einzelne Technologien bereits marktreif seien und daher eine rasche Technologieeinführung statt weiterer Großforschungsprogramme nötig ist. Andererseits wird gesehen, dass eine „Differenzierung nach Technologie und Reife nötig ist, da beispielsweise die alkalische Elektrolyse technisch weiter entwickelt ist als die PEM (Proton Exchange Membrane-Elektrolyse). Daraus wird geschlossen, dass Kosteneffizienz besser über Marktanreizprogramme angestrebt werden sollte.

Die Einführung eines an das EEG angelehnten Förderprogramms (z. B. ein Erneuerbares Gas Einspeise- und Speichergesetz (EEGasG)) wird sehr kritisch gesehen. Des Weiteren besteht ein starker Dissens bezüglich der Förderinstrumente „individuelle Projektförderung“ auf der einen Seite und der Option einer breiten Technologieförderung über ein „1.000 Dächer Programm“ auf der anderen Seite. Hier werden unterschiedliche Förderstrategien für sinnvoll erachtet. Es wird kritisch angemerkt, dass es wichtig sei, diese Programme sehr beschränkt und sparsam einzusetzen, da Rückkoppelungen auf den Strommarkt zu erwarten sind und bei jedem Eingriff die freien Marktkräfte in ihrer Wirkung und Steuerfunktion beschränkt werden. Einhellige Zustimmung dagegen existiert in dem Punkt, dass Vergünstigungen degressiv und befristet sein sollten. So wird angeführt, dass z. B. die Befreiung von Letztverbraucherabgaben für alle Neubauanlagen in den nächsten 5 Jahren ausreichend sei.

Bezüglich der Verwendung von regenerativ erzeugten Gas ist das Meinungsbild einheitlich. In einer verwendungsunabhängigen Förderung von EE-Gasen sollte diese offen und nicht an Bedingungen, wie z. B. die Rückverstromung, gekoppelt sein. Vereinzelt werden Vorteile dieser offenen Förderung in einer bestmöglichen Entfaltung und Integration der Technologie PtG in der Sektorkopplung gesehen, die zur Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen führen kann. Es wird jedoch auch die Gefahr gesehen, dass eine unabhängige Förderung zu Fehlsteuerungen führen könnte, während eine Grundförderung in Kombination mit technologiespezifischen Aufschlägen zielführender zu sein scheint.

Zukünftiger Ordnungsrahmen

Die Meinungen darüber, ob Energiespeicher bereits zum jetzigen Zeitpunkt im aktuellen Marktdesign verankert werden sollten, sind nicht einheitlich. Es herrscht jedoch Einigkeit darüber, dass das technische Regelwerk (für Gas, Strom, Gerätehersteller) und der Rechtsrahmen der Energiespeicherung weiterentwickelt werden sollten. Es wird darauf hingewiesen, dass generell die „Neuinstallationen im Gassektor eine höhere Wasserstoffverträglichkeit mitbringen“ sollten.

Der Aussage, dass Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben (z. B. EEG Umlage) und bei netzdienlichem Verhalten auch von den Netzentgelten ausgenommen werden sollten, wird allgemein zugestimmt. Hier wird auf den Bedarf an der Einführung von Förderbedingungen hingewiesen. Es wird vorgeschlagen, dass eine Voraussetzung für eine mögliche Ausnahmeregelung die gezielte Abnahme bzw. Integration von EE-Strom und ein systemdienlicher Einsatz sein könnte.

Kein klares Meinungsbild liegt bezüglich der Handlungsempfehlung vor, dass "...die durch Power-to-X-Anlagen (PtXA) bereitgestellte Flexibilität in einem zukünftigen Marktdesign auf den Spot- und Intradaymärkten finanziell honoriert werden sollte" (siehe Tabelle 20, Zeile 13). Ebenso wird die Notwendigkeit einer möglichen Überarbeitung der EEG-Härtefallreglung für PtXA kritisch gesehen.

Elektrische Netze und PtX

Grundsätzlich birgt die Wasserstoffelektrolyse ein großes technisches Weiterentwicklungspotenzial. In diesem Kontext wird angeführt, dass die Elektrolyse bei jetzigen PtGA einer der Hauptkostentreiber ist und große Kostensenkungspotenziale in der Automatisierung des Herstellungsprozesses sowie in der Realisierung von Skaleneffekten liegen. Des Weiteren wird die Meinung vertreten, dass die Methanisierung technologisch weiterentwickelt werden sollte. Hierbei wird darauf hingewiesen, dass eine technologieoffene Förderung stattfinden sollte, die sowohl die biologische als auch chemisch-katalytische Verfahren berücksichtigt.

Die Erhöhung der Auslastung der Elektrolyseure durch Strom, der jedoch nicht zwingend Überschussstrom ist, wird sehr kritisch gesehen. Dies kann lediglich in Einzelfällen und auch nur in dem Fall, dass regenerativ erzeugter Strom mit einem geringeren Treibhausgaseinsparpotenzial verwendet wird, sinnvoll sein.

Bei der aktuellen Netzplanung sollte die Technologie PtG als Option zur Verminderung des Netzausbaubedarfs bereits jetzt herangezogen werden. Hierbei sollten die Optionen Netzausbau und Speicherung von Energie gegeneinander abgewogen werden. Es ist dabei zu bedenken, dass der Netzausbau primär dem räumlichen und der Speicherausbau dem zeitlichen Ausgleich dient.

Kein einheitliches Meinungsbild zeichnet sich bezüglich der Frage ab, ob der für die Elektrolyse genutzte Strom von Netzentgelten befreit werden sollte. In diesem Kontext werden unterschiedliche Rahmenbedingungen aufgeführt, die eine Befreiung rechtfertigen würden:

- Nur bei Verwendung von EE-Strom in Kombination mit einer neuen Marktrolle der Speicher
- Nur bei netzdienlichem Verhalten und der Nutzung von Überschussstrom
- Nur, wenn der Betrieb der PtGA zur Stabilisierung des Netzes beiträgt und eine Verschärfung von Netzengpässen vermieden wird.

Mögliche Nutzungsansprüche der Netzbetreiber bezüglich der PtX Technologien werden sehr unterschiedlich bewertet. Der Handlungsempfehlung, dass Netzbetreibern das Recht eingeräumt wird, PtXA zur Netzstabilisierung errichten zu dürfen, wird unter zwei Einschränkungen generell zugestimmt: Zum einen sollten Alternativen, insbesondere der Netzausbau, berücksichtigt werden. Zum anderen sollte garantiert werden, dass der Betrieb mit regenerativ erzeugtem Strom gewährleistet ist. In diesem Kontext sollte jedoch kritisch angemerkt werden, dass die Handlungsempfehlung „Netzbetreibern sollte es erlaubt sein Flexibilitätsdienste der PtX Technologien für ihre Systeme in Anspruch zu nehmen“ möglicherweise nicht präzise genug formuliert wurde.

Überwiegend wird es als sehr wichtig erachtet, die betroffenen Bürger vor Beginn konkreter Bauvorhaben (Kavernenspeicher, etc.) umfassend über die Nutzen und Risiken sowie die geplanten Maßnahmen zur deren Vermeidung bzw. Minimierung zu informieren. Eine Möglichkeit zur Akzeptanzförderung ist die Entwicklung von Beteiligungskonzepten für Betroffene.

Erdgasnetz und PtX

Bezüglich der Frage, ob PtGA aufgrund ihrer systemstabilisierenden Wirkung in der Gasnetzanschlussverordnung eine Privilegierung erhalten sollten, werden sehr unterschiedliche Meinungen vertreten. Des Weiteren herrscht Uneinigkeit bezüglich der Frage, ob eine bundesweite Wasserstoffinfrastruktur aufgebaut werden sollte. Kritiker dieser Option führen das Argument an, dass mit dem Prozessschritt der Methanisierung ein uneingeschränkter Anschluss von PtGA an die bestehende Gasinfrastruktur möglich sei. Es wird darauf hingewiesen, dass der Aufwand des Aufbaus einer neuen Wasserstoffinfrastruktur für Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung dem relativ geringen Aufwand der dazu relativ kostengünstigen Methanisierung gegenüber zu stellen ist. Andere Teilnehmer führen an, dass der Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur vor dem Hintergrund der Entwicklung des H₂-Verbrauches, insbesondere durch den Verkehrssektor, bewertet werden sollte.

Generell wird gesehen, dass es eine wesentliche Aufgabe des DVGW sein sollte, Herstellern bei der Entwicklung von Gasgeräten und -komponenten mit höheren H₂-Konzentrationen bzw. EE-CH₄ zu unterstützen. Jedoch sollte auch kritisch angemerkt werden, dass nur 40 % der Teilnehmer sich zu diesem Punkte geäußert haben und daher möglicher Weise die Frage zu spezifisch formuliert wurde.

Kavernen sollten zur Wasserstoffspeicherung herangezogen werden. Der dafür genutzte Wasserstoff sollte in räumlicher Nähe produziert werden.

Mobilität und Kraftstoffe

Bezüglich der Rolle von Treibstoff aus PtG im Mobilitätssektor herrscht große Einigkeit bei den Teilnehmern. Kurz- wie langfristig werden folgende Handlungsempfehlungen als wichtig eingestuft:

Es bedarf der Entwicklung verlässlicher Qualitätssicherungs- bzw. Zertifizierungssysteme zum Nachweis der „grünen“ Eigenschaft von H₂-Kraftstoff bzw. des aus gespeichertem Wasserstoff hergestellten, elektrischen Stroms.

Mittel- bis langfristig muss auch untersucht werden, inwieweit die derzeitige Obergrenze für Wasserstoff im Kraftstoff im DVGW-Regelwerk G 262 zukünftig angehoben werden kann.

Speichergas, das mit Hilfe von erneuerbarem Strom erzeugt wurde, sollte mit Biomethan gleichgestellt werden um im Sinne des Bundes-Immissionsschutzgesetzes quotenfähig zu sein.

Kraftfahrzeuge, die Methan oder Wasserstoff aus PtGA als Antriebskraftstoff verwenden, sollten aufgrund der verminderten Klimaauswirkungen steuerlich bevorteilt werden.

Die Steuervergünstigungen für Erdgas als Kraftstoff sollten über 2018 hinaus verlängert werden.

Eine unterschiedliche Auffassung besteht jedoch bezüglich der Entwicklung der zukünftigen Marktanteile von Personenkraftwagen, die mit synthetischem Kraftstoff aus PtGA betrieben werden. Teilweise wird die Ansicht vertreten, dass der synthetische Kraftstoff lediglich eine ergänzende Option im Automobilbereich sein wird und somit als ergänzende Möglichkeit zu der E-Mobilität und dem Schienenverkehr gesehen werden sollte.

Des Weiteren werden mögliche Anreizinstrumente sehr unterschiedlich bewertet. Dies betrifft sowohl die Mehrfachanrechnung der CO₂-Reduktion von erneuerbarem Gas im Kraftstoffmarkt als auch eine mögliche Energiesteuerbefreiung von synthetisch erzeugtem EE-H₂ bzw. EE-CH₄.

Wärmesektor und PtX

Bezüglich folgender Themen, die den Einsatz der PtH Technologie im Wärmesektor betreffen, konnte kein einheitliches Meinungsbild ermittelt werden.

Die PtH Technologie eignet sich zur Deckung des Wärmebedarfes von Stadtvierteln mit Hilfe von Wärmenetzen. In einem neuen Wärmeenergiekonzept sollte nicht mehr allein die Dämmung von individuellen Gebäuden im Vordergrund stehen, sondern auch die Integration der erneuerbaren Energien mit Hilfe von Wärmenetzen und der PtH Technologie als Strategiepfad anerkannt werden.

Zur Deckung der EEG-Wärme-Quote für Neubauten sollte in Zukunft die Verwendung von erneuerbarem Speichergas in Verbindung mit Mini-KWK Anlagen anrechenbar sein.

In diesem Kontext sollte diskutiert werden, ob die vorgeschlagenen Handlungsempfehlungen ziel führend oder zu spezifisch formuliert wurden.

6.2 Ableitung von KonStGas-Empfehlungen

Während die zuvor dargestellten Handlungsempfehlungen aus den Metaanalysen und der darauf aufbauenden Befragung der Forschungspartner und Workshop-Teilnehmer beruhen, resultieren die folgenden Handlungsempfehlungen auf einer intensiven, gemeinsamen Auswertung der umfangreichen eigenen Ergebnisse durch alle Projektpartner. Dazu wurden von UMSICHT und WI zunächst spezifische HE-Hypothesen aufgestellt, die in die **fünf Kategorien**:

- 1) Stromsektor
- 2) Gassektor
- 3) Power-to-Gas
- 4) Rahmenbedingungen und
- 5) Forschung und Entwicklung

gegliedert wurden. Diese wurden an die Forschungspartner versandt und mit Hilfe von mehreren Telefonkonferenzen und Feedbackrunden gemeinsam abgestimmt. Am Ende wurden insgesamt 17 Handlungsempfehlungen aufgestellt, davon vier für den Stromsektor, drei für den Gassektor, vier zu PtG sowie sechs zu Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die Handlungsempfehlungen wurden in Form einer Präsentation auf dem Abschluss-Workshop präsentiert und zur Diskussion gestellt (siehe http://www.dbi-gti.de/files/PDFs/Vortraege/00_10_KonStGas-Abschluss-Workshop_22.09.2016_WI.pdf).

In einem abschließenden Schritt wurden für die eigenen Handlungsempfehlungen auf Basis der Forschungsergebnisse zusätzlich einheitlich aufgebaute, prägnante „Steckbriefe“ erstellt. Diese sollen zur besseren Verständlichkeit und Einordnung der Empfehlungen sowie zu einem möglichen Einstieg in eine Umsetzung beitragen. Dazu enthalten sie die folgenden Informationen:

- Titel und Kurzbezeichnung der Empfehlung
- Beschreibung der Empfehlung
- Handlungsschritte zur Umsetzung
- Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure
- Zielgruppe
- Finanzierungsvorschläge
- Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas
- Bewertung anhand von **acht Kriterien**:
 - 1) Beitrag zu Klimaschutzzielen,
 - 2) Beitrag zur EE-Integration,
 - 3) Beitrag zur Versorgungssicherheit,
 - 4) Beitrag zur regionalen Wertschöpfung,
 - 5) Beitrag zur Beschäftigung (in DE),
 - 6) Aufwand an Investitionen und Betriebskosten,
 - 7) Pfadabhängigkeiten (WI),
 - 8) Hemmnisse Angaben zum Umsetzungs-Zeitraum

Die so beschriebenen Empfehlungen wurden ferner auch als Grundlage für die Erarbeitung der Roadmap verwendet werden.

6.2.1 Empfehlungen für den Stromsektor

Tabelle 21: Steckbrief zur Handlungsempfehlung S1

S1 Empfehlungen für den Stromsektor

Die langfristige Entwicklung von PtG-Anlagen und von konventionellen Kraftwerken in Deutschland ist frühzeitig und eng miteinander abzustimmen

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung	
<p>Der Bedarf an und Einsatz von <i>Power-to-Gas (PtG)</i> Anlagen als Flexibilitäts- und Speichersystem wächst oberhalb von EE-Stromanteilen von 80% stark an. Ihr Einsatz als flexible Last in Kombination mit der Einspeisung von H₂ (oder CH₄) ins Gasnetz und einer Rückverstromung des/der Gase/s in Kraftwerken hat künftig erhebliche Rückwirkungen auf die Standorte und den Einsatz thermischer Kraftwerke (siehe Projektergebnisse). Große Kraftwerke sind kapitalintensiv und haben im Vergleich zu den PtG-Anlagen eine deutlich höhere Vorlauf- und Standzeit. PtG-Anlagen können dagegen dezentraler und flexibler realisiert werden. Zur Vermeidung von stranded investments und Folgekosten für zusätzliche Ausgleichsmaßnahmen (z.B. EinsMan, Re-Dispatch und Kraftwerke-Stillegung/-Neubau) sind daher die Standorte von großen neuen thermischen Kraftwerken möglichst "heute schon" konform mit künftigen PtG-Anlagen zu planen und errichten, unter Berücksichtigung der aktuellen Gas- und Stromnetzentwicklungsplanung.</p> <p>Planungen für neue thermische Kraftwerke sollten sich dazu an folgenden Leitplanken orientieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) möglichst flexible und effiziente Gaskraftwerke für die Umwandlung von EE-H₂ bzw. EE-CH₄ b) die Auslegung und Standortwahl, die bisher unabhängig von Vorgaben erfolgt, sollte zusätzlich an Langfrist-Szenarien mit EE-Stromanteilen von > 90% ausgerichtet werden c) dabei sind zumindest die aktuellen NEP-Projekte für das Gas- und Stromnetz zu berücksichtigen. 	
Handlungsschritte zur Umsetzung	
<ul style="list-style-type: none"> a) Erstellung eines Konzepts für eine gekoppelte Planung von großen thermischen Kraftwerken, EE-Anlagen, Netz- und PtG-Anlagenausbau b) Szenariogestützte Robustheitsanalysen zu PtG- und Kraftwerksstandorten für Systeme mit EE-Stromanteilen von > 90 % c) Erstellung und Fortschreibung einer gekoppelten, langfristigen Kraftwerksplanung (Zielplanung) d) Frühzeitige Partizipationsverfahren zur Umsetzung der PtG- und Kraftwerkeplanung. 	
Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure	
Bundesregierung, Bundes- und Landesministerien, BNetzA, EVU und Netzbetreiber	
Zielgruppe	
EVU, Netzbetreiber, Kraftwerke- und PtG-Betreiber	
Finanzierungsvorschläge	
Forschungsförderung, Strukturförderung, Abgaben bzw. Umlagen	
Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas	
S1-S4, G1-G3, P1-P3, F1, F4	
Bewertung von Kriterien	
Kriterien	Qualitative Bewertung
Beitrag zu Klimaschutzzielen	niedrig Eher niedrig bzw. indirekt. Verbesserungen entstehen vor allem durch bessere Auslastungen und geringeren Aufwand an, der Beitrag müsste/würde ohnehin erfolgen, nur mit mehr Aufwand.
Beitrag zur EE-Integration	hoch Bei erfolgreicher Umsetzung besser/hoch, weil weniger andere Ausgleichsmaßnahmen (Abregelung, Re-Dispatch etc.) nötig werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	mittel Die Versorgungssicherheit müsste ohnehin gewährleistet werden. Sie kann dadurch aber effektiver bzw. effizienter geleistet werden.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig Tendenziell gering wegen "optimaler" Ausbauplanung, positive Effekte sind im Bereich Dienstleistungen zu erwarten.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig Bei erfolgreicher Umsetzung werden weniger Investitionen nötig, die Betriebskosten könnten allerdings auch steigen, wegen niedrigerer Auslastung.
Pfadabhängigkeiten	niedrig Hauptvorteil: Pfadabhängigkeiten werden bei erfolgreicher Umsetzung stark reduziert!
Hemmnisse	hoch Es gibt viele komplexe Hemmnisse, allein durch die Vielzahl unterschiedlicher Akteure, die dafür zusammen kommen müssen.
Umsetzungs-Zeitraum	
mittelfristig	
Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)	

Tabelle 22: Steckbrief zur Handlungsempfehlung S2

S2 Empfehlungen für den Stromsektor

NEP B 2034 Ausbaumaßnahmen sind notwendig**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Im Netzentwicklungsplan (NEP) Stand 2014 sind die in den nächsten 10 bis 20 Jahren notwendigen Netzausbaumaßnahmen für verschiedene Szenarien dargestellt und festgelegt. Der resultierende NEP für das Szenario B und das Jahr 2034 bildet eine wesentliche Grundlage für die Ergebnisse im KonStGas-Projekt. Diese zeigen für EE-Stromanteile von mehr als 80%, dass aufgrund der ermittelten Engpässe sowie unter dem Aspekt der Netzoptimierung, mindestens alle der im NEP B 2034 vorgesehenen Maßnahmen benötigt werden. Dazu gehören neben Optimierungen und Verstärkungen des bestehenden Netzes und Betriebes im Besonderen alle Neubaumaßnahmen, vorzugsweise von Norden nach Süden. Um auch EE-Ausbauziele im Stromsektor von mehr als 80% erreichen zu können, sollten daher alle Maßnahmen, die im Rahmen des NEP B 2034 vorgesehen sind, umgesetzt werden.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen wird vermutlich auch ein verstärkter Ausbau der Transportkapazitäten zwischen dem Norden und Süden Deutschlands notwendig. Dieser Bedarf sollte frühzeitig durch entsprechend erweiterte Szenarien und Berechnungen im Rahmen des NEP-Verfahrens ermittelt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

a) Fortsetzung der bisherigen Evaluierung des Ausbaufortschrittes und umgehende Einleitung von Maßnahmen zur Sicherung eines zeitgerechten Ausbaus, wenn sich Probleme und Verzögerungen abzeichnen.

B) Entwicklung von zwei bis drei Zielszenarien mit EE-Stromanteilen $\geq 90\%$ -100% im Jahr 2050 als Basis für die Durchführung von Zielnetzplanungen inkl. öff. Anhörung/Beteiligung

c) Durchführung von Zielnetzplanungen (ZNEP) für das Jahr 2050+ auf Basis der o.g. Ziel-Szenarien inkl. öff. Anhörung/Beteiligung (analog zum NEP)

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1-S4, P2+P3, F1-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Indirekter, vor allem langfristig zunehmender Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Leistungsstarke Netze sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar	Die resultierende regionale Wertschöpfung hängt von vielen Faktoren ab und kann regional unterschiedlich ausfallen. Sie daher hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Durch den hohen Beitrag zum EE-Ausbau trägt die Maßnahme auch mittelbar zur damit verbundenen Beschäftigung in Deutschland in diesem Sektor bei.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Es fallen kurz- bis mittelfristig "nur" Kosten für die Planung und Durchführung der Maßnahme an (vergleichbar mit den heutigen NEP-Verfahrenskosten). Für die Umsetzung von ZNEP-Maßnahmen werden mittel- bis langfristig zusätzliche Investitionen in die Stromnetze anfallen. Diese konzentrieren sich auf die Vorlaufzeit der Maßnahmen und werden anschließend für längere Zeit wieder auf das übliche Niveau zur Erhaltung zurückgehen. Die Maßnahme bietet jedoch auch die Chance stranded investments und Kompensationszahlungen für Netzengpässe etc. zu reduzieren oder gar zu vermeiden.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. verzögertem und nicht passendem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch	Es werden vergleichbare Hemmnisse wie beim jetzigen NEP und Netzausbau erwartet. Die Darstellung und Planung der langfristigen Perspektive kann jedoch auch dazu beitragen, dass heutige Hemmnisse gegenüber Planungen und Ausbauten abgebaut werden können.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz $\leq 5a$, mittel=5-15a, lang $> 15a$)

Tabelle 23: Steckbrief zur Handlungsempfehlung S3

S3 Empfehlungen für den Stromsektor

Ausbau und Verstärkung des Stromnetzes**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Die Netzberechnungen im Rahmen des KonStGas-Forschungsvorhabens führten zu signifikanten lokalen Netzengpässen im Übertragungsnetz, z.B. im Nordwesten und in NRW. Der Umfang und die Verortung sind zwar abhängig von den gewählten Annahmen und Szenarien. Daher werden sehr wahrscheinlich weitere Verstärkungen des Stromtransportnetzes (zusätzlich zum NEP 2034 B) wichtig und sollten bei der weiteren Netzentwicklung beachtet bzw. geprüft werden. Angesichts des steigenden Anteils der EE an der Stromerzeugung und der langfristigen Ziele ist ein beschleunigter und hinreichend dimensionierter Netzausbau notwendig, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Dies betrifft alle Netzebenen, da die Einspeisung von Strom aus EE sowohl in Verteil- als auch in Übertragungsnetzen erfolgt. Hierbei sollte der Optimierung weiterhin Priorität vor dem Netzausbau gegeben werden.

Zu der Optimierung des Stromnetzes zählen bisher Maßnahmen wie die Einführung von Leiterseilmonitoring und Hochtemperaturseilen im Übertragungsnetz, dynamische Steuerung mit Leistungselektronik sowie die Einführung von Smart Grids. Ausgleichsoptionen wie Lastmanagement und Energiespeicher sollten im NEP berücksichtigt werden. Diese können zur Reduzierung von Netzengpässen eingesetzt werden. Daher sollten sie bei der Planung von Netzoptimierungs- und Entwicklungsmaßnahmen mitberücksichtigt werden. Weiterhin sollten Hemmnisse hinsichtlich Netzanschlüssen und dem damit verbundenem Netzausbau geprüft und ggf. mit gesetzlichen Regelungen entgegengewirkt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Ressourcen für die aktuellen Plan-, Genehmigungs- und Ausbaurverfahren erhöhen
- Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher und PtG in den nächsten NEP mit berücksichtigen
- Priorisierung von Ausbaurvorhaben

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen, Steuern, spezifische Abgaben

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonStGas

S1-S4, G3, P1, F1-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel Indirekter, vor allem langfristig zunehmender Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch Leistungsstarke Netze sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar Die resultierende regionale Wertschöpfung hängt von vielen Faktoren ab und kann regional unterschiedlich ausfallen. Sie daher hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel Durch den hohen Beitrag zum EE-Ausbau trägt die Maßnahme auch mittelbar zur damit verbundenen Beschäftigung in Deutschland in diesem Sektor bei.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch Für die Umsetzung fallen kurz- bis mittelfristig zusätzliche Kosten sowie Investitionen in die Stromnetze an. Diese konzentrieren sich auf die Vorlaufzeit der Maßnahmen bis zu ihrer Umsetzung und werden anschließend für längere Zeit wieder auf das übliche Niveau zur Erhaltung zurückgehen. Die NEP-Maßnahmen bieten jedoch auch die Chance die aktuell steigenden Kompensationszahlungen für Redispatch, Abregelung etc. zu reduzieren.
Pfadabhängigkeiten	niedrig Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch Die aktuellen Hemmnisse (Akzeptanzmangel) werden vermutlich bis zur Realisierung der Maßnahme(n) anhalten. Die Umsetzung der Maßnahme kann jedoch auch dazu beitragen, die netzbedingte Verzögerung des EE-Ausbaus aufzuheben und damit die Akzeptanzmängel teilweise zu kompensieren.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 24: Steckbrief zur Handlungsempfehlung S4

S4 Empfehlungen für den Stromsektor

Berücksichtigung der langfristigen EE-Ausbaupfade bei der Netzplanung**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

In Folge des aktuellen EE-Ausbaus hat sich die Anzahl von nötigen Eingriffen wie z.B. Abregelung und Redispatch im Rahmen eines sicheren Netzbetriebes von 2010 bis 2015 stark erhöht. Eine ähnliche Entwicklung ist auch in den nächsten Jahren zu erwarten.

Im KonStGas-Forschungsvorhaben wurden darüber hinaus ambitioniertere Langfrist-Szenarien betrachtet, die mit EE-Stromanteilen von 90% und mehr im Jahr 2050 über das Mindestziel der Bundesregierung hinausgehen. Dies diente dem Zweck, den kostenoptimalen Bedarf und die systemtechnische Wirkung von Power-to-Gas-Anlagen in Abhängigkeit vom EE-Ausbau im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen zu ermitteln und darzustellen. Die Ergebnisse zeigen erhebliche Unterschiede bezogen auf den langfristigen Bedarf, den Einsatz und die Wirkungen auf den Stromsektor auf. Daraus folgt in der backcasting Perspektive, dass eine möglichst frühzeitige Beachtung des langfristigen EE-Ausbaus bei Netzentwicklung und -ausbau sehr wichtig ist, um falsche Entwicklungen und die damit verbundenen Folgen und Risiken bezogen auf den Netz- und Kraftwerksausbau reduzieren/vermeiden zu können.

Bei der Betrachtung des Stromnetzes und Planung des notwendigen Netzausbaus wird daher empfohlen, nicht nur die aktuelle Engpasslage, sondern auch mögliche, zukünftige Überlastungen des Netzes zu berücksichtigen. Auf diese Weise kann ein möglichst effizienter Netzausbau gewährleistet werden. Langfristig ambitionierte EE-Ausbaupfade sollten zu diesem Zweck bereits heute bei der weiteren Planung der Stromtransportnetze berücksichtigt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Erweiterung des NEP-Szenariorahmens um ambitioniertere, langfristige EE-Ausbauszzenarien (z.B. in Form von Varianten)
- Anpassungen der nächsten NEP unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen wie DSM, Speicher und PtG

BNetzA und Netzbetreiber sowie Bundes-/Landesministerien, Wissenschaft und Zivilgesellschaft (NGO)

Zielgruppe

Netzbetreiber für Strom und Gasnetze

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, öffentliche Ausschreibungen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1-S4, P1-P2, F1-F3

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung (hoch-mittel-niedrig und Kommentare)
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel Indirekter, vor allem durch den Beitrag für einen besseren und schnelleren EE-Ausbau in Deutschland und damit auch zur Erreichung der Klimaschutzziele.
Beitrag zur EE-Integration	hoch Ein rechtzeitiger und ausreichend starker Netzausbau trägt wesentlich zu EE-Ausbau und Integration bei.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch Die Verbesserung der NEP führt zu besseren, leistungsfähigeren Stromnetzen. Diese wiederum sind ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit als auch der Versorgungsqualität.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig Die mit der Maßnahme selbst verbundenen Wertschöpfungseffekte im Dienstleistungsbereich dürften eher gering ausfallen. Indirekt könnte es zu steigender regionaler Wertschöpfung im Zuge der Umsetzung kommen. Diese hängt jedoch von vielen Faktoren ab ist und hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig Die mit der Maßnahme selbst verbundenen Beschäftigungseffekte im Dienstleistungsbereich dürften eher gering ausfallen. Indirekt könnte es zu steigender Beschäftigung im Kontext eines gesteigerten EE-Ausbaus kommen. Diese hängt jedoch von vielen Faktoren ab ist und hier nicht ohne weiteres bewertbar.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch Für die Maßnahme selber dürften eher wenig (administrative, personelle) Kosten anfallen. Im Zuge der Umsetzung ist jedoch mit zusätzliche Kosten, vor allem Investitionen in die Stromnetze zu rechnen. Parallel dürfte dies jedoch auch zur Verringerung der gestiegenen Ausgleichsmaßnahmen wie Redispatch etc. beitragen, so dass der Aufwand insgesamt als niedrig eingestuft wird.
Pfadabhängigkeiten	niedrig Die Maßnahme trägt grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	hoch Die Maßnahme kann dazu beitragen, dass die bestehenden Hemmnisse gegenüber dem Netzausbau abgebaut werden, weil sie ihn auf die langfristigen Ziele ausrichtet und helfen kann, die netzbedingten Verzögerungen des EE-Ausbaus aufzuheben.

Umsetzungs-Zeitraum

kurzfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

6.2.2 Empfehlungen für den Gassektor

Tabelle 25: Steckbrief zur Handlungsempfehlung G1

G1 Empfehlungen für den Gassektor

Verfügbarhaltung und Ausbau des Gasnetzes für künftige PtG-Anlagen und Kraftwerke

Beschreibung der Empfehlung

Im Zuge der Energiewende wird dem Gasnetz auch langfristig eine wichtige Rolle zukommen. Dies ist zum einen wichtig dafür, dass für die erforderlichen PtG-Anlagen und backup-Kraftwerke gute Standorte für die Einspeisung, den Austausch und Bezug von Gas verfügbar sind. Dabei gilt für EE-Stromanteile >> 80%, dass die Gasnetze insbesondere im Nordwesten und -osten im Hinblick auf sehr hohe EE-Strom- und PtG-Anteile „leistungsfähig“ und verfügbar zu halten und ggf. gezielt auszubauen sind

Ein weiterer Grund, das Gasnetz verfügbar zu halten, sind die künftig erwarteten Transitmengen, welche das deutsche Gasnetz passieren. Hier sind die erforderlichen Ausbaumaßnahmen zu identifizieren und durchzuführen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Entwicklung von langfristigen "Gas-Szenarien" bis 2050 für den Gas-NEP, um die Regionen und Standorte für große PtG-Anlagen und ihre Einspeisepunkte sowie für backup-Kraftwerke und ihre Bezugspunkte zu ermitteln.
- b) Verlängerung des Zeitraums für den Gas-NEP auf das Jahr 2050
- c) Identifikation der Regionen und Standorte, für die ein leistungsstarkes Gasnetz benötigt wird und Sicherung des Gasnetzes dort, ggf. durch rechtzeitigen Ausbau dorthin.
- d) Ggf. Sicherstellung des Gasabsatzes - vorzugsweise für innovative und zur CO2-Minderung beitragende Technologiepfade (Flexible KWK, Regeneratives Gas zu Heizzwecken) und fallweise lokale Ertüchtigung des Gasnetzes zur Direkteinspeisung von Wasserstoff

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWI, BMUB, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

Politik Bundes- und Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie

Finanzierungsvorschläge

Abgabe/Entgelte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, G3, P1, F1

Bewertung

Kriterium		Qualitative Bewertung
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Durch den Ausbau des Gasnetzes wird eine Voraussetzung für die PtG-Technologie geschaffen, welche ein hohes CO ₂ -Einsparpotenzial aufweist. Die Verwendung von im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern CO ₂ -armem Erdgas wird durch eine verbesserte Infrastruktur begünstigt. Flexible CO ₂ -arme GaskWK (auch Brennstoffzelle) unterstützt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Flexible CO ₂ -arme GaskWK (auch Brennstoffzelle) begünstigt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Der Erdgasverbrauch in DE lag 2015 bei 855 TWh, der Stromverbrauch bei 600 TWh, das Gasnetz wird sich damit mittel- und ggf. auch langfristig als relevantes zur Versorgungssicherheit beitragendes Energienetz nicht ersetzen lassen.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Der Zugang zu Erdgas wird auch regional durch den Ausbau des Gasnetzes erleichtert.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Planung, Abstimmung, Prüfung und Ausführung der Ausbaumaßnahmen stellen einen sehr hohen Personalaufwand dar.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Ausbaumaßnahmen des Gasnetzes erfordern hohe Investitionssummen und lange Planungszeiträume.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Kurz bis mittelfristig, solange PtG noch nicht in großem Umfang benötigt wird, kann es durch die Maßnahme auch zu Pfadabhängigkeiten bezogen auf das bestehende Gasnetz kommen. Langfristig bzw. mit steigendem Ausbau von PtG-Ausbau und backup-Kraftwerken für das Zielsystem werden die Abhängigkeiten reduziert.
Hemmnisse	hoch	Aufgrund der Beteiligung von relativ vielen Akteuren und der Ungewissheit, ob es zwischendurch Brückenlösungen und finanzielle Hilfen braucht, wird eher mit hohen Hemmnissen gerechnet.

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 26: Steckbrief zur Handlungsempfehlung G2

G2 Empfehlungen für den Gassektor

Anhebung der zulässigen Wasserstoffkonzentration

Beschreibung der Empfehlung

Der Transport von Wasserstoffgas über das bestehende Gasnetz ist aktuell nur innerhalb bestimmter Grenzen zulässig. Für den Transport, die Verteilung und Verwendung reinen Wasserstoffs hingegen existieren noch keine Vorgaben des DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches). Auch für Anlagen, welche mit einer höheren Wasserstoffkonzentration operieren, sind noch keine Regelwerke vorhanden.

Wenn die Technologie PtG jedoch im Rahmen des Engpassmanagements zum Einsatz kommen soll, ist die Errichtung einer Infrastruktur für das im Vergleich zu Methan effizientere Wasserstoff unerlässlich. Der vermehrte Einsatz von PtG-Anlagen, die an unterschiedlichen Punkten in das Gasnetz einspeisen, erfordert wiederum die Ausschöpfung der Wasserstoff-Zumischkonzentration. Aus diesem Grund sind Untersuchungen bezüglich der Wasserstofftoleranz in Gasnetzen durchzuführen und Regelwerke zu erstellen.

Desweiteren wird empfohlen, die allgemeine Akzeptanz von höheren Mengen Wasserstoff über Leitungen zu prüfen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Akteurskommunikation zur Erhöhung der Akzeptanz und Gewährwerdung zukünftiger Anforderungen
- b) Prüfung wann eine Anpassung von Regelwerken erforderlich wird
- c) Weiterführung und Initiierung von Forschungs- und Demonstrationsprojekte im Kontext erhöhter Wasserstoff-Zumischkonzentrationen im Gasnetz

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWi, BMUB, UBA, BMBF, DG TREN, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas,

Zielgruppe

Politik Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Wettbewerbe oder Ausschreibungen für Pilotprojekte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

F6, F7

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	hoch	Als emissionsloser Energieträger hat regenerativer Wasserstoff das Potenzial, einen enormen Beitrag zur CO2-Reduktion zu leisten.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Flexible CO2-freie H2-KWK (auch Brennstoffzelle) begünstigt den erforderlichen Energieausgleich bei einer Erhöhung des Anteils fluktuierender EE
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Methanisierter Wasserstoff ist netzkompatibel und könnte die Versorgungssicherheit auch ohne H2-Einspeisung sicherstellen. Durch die geringere vol. Energiedichte sinkt die Transportkapazität des Gasnetzes bei reinem Wasserstofftransport gegenüber dem Erdgastransport um den Faktor 3.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Die Umsetzung der Maßnahme kann in den betreffenden Gebieten (abhängig vom Firmensitz) wegen des hohen Personalaufwands auch zu erhöhter Wertschöpfung beitragen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Die Prüfung und Erhöhung der Wasserstofftoleranz von Netz und Anlagen sowie Akzeptanzanalysen und Anpassung von Regelwerken erfordern eine sehr hohe Anzahl von Personenstunden.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Forschung und Entwicklung bezüglich von Anlagen werden hohe Investitionssummen benötigt, während für das Gasnetz keine wesentlich höheren Betriebskosten anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die sonst möglichen Pfadabhängigkeiten werden reduziert oder ganz aufgehoben.
Hemmnisse	mittel	Da eine Reihe an verschiedenen Akteuren und Rollen betroffen ist, wird mit nennenswerten Hemmnissen gerechnet.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz- bis mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 27: Steckbrief zur Handlungsempfehlung G3

G3 Empfehlungen für den Gassektor

Kopplung von Gas- und Stromverteilnetzen

Beschreibung der Empfehlung

Die Planung der Strom- und Gasnetze sollte zukünftig so erfolgen, dass eine Kopplung der Netze über entsprechende Kopplungselemente (PtG) ermöglicht wird. Auf diese Weise können mittel- bis langfristig kostengünstige Synergieeffekte realisiert werden sowie Übertragungskapazitäten auf nationaler und internationaler Ebene erschlossen werden, die eine Größenordnung über denen des Stromübertragungsnetzes liegen.

Für den koordinierten Netzausbau sollte dabei mit der Annahme, dass die Potenziale zur Einspeisung von Wasserstoff und Methan sowie zur Lastverschiebung an den nötigen Stellen im Gasnetz bereitgestellt oder ggf. erhöht werden, eine abgestimmte Planung der Energienetze erfolgen. Dies sollte vor allem auf den unteren Netzebenen geschehen, da hier die gaseitigen Potenziale und stromseitigen Entlastungsbedarfe häufig in ähnlicher Größenordnung liegen und positive Effekte auf die überlagerten Stromnetze zu erwarten sind. Eine enge Zusammenarbeit der Gas- und Stromnetzbetreiber ist hierfür unerlässlich.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Kooperationen Initiieren bzw. Weiterführen
- b) Möglichkeiten der Koordinierten von Gas- und Stromnetzausbaus aufzeigen
- c) Einbindung von Ausbauoptionen in heutige Netzausbauprojekte

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

BMWI, BMUB, UBA, BMBF, DG TREN, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, EVUs (Gas), Verbände, Hersteller, Forschung & Entwicklung

Zielgruppe

Politik Landesebene, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Strukturförderung, Abgaben/Umlagen

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

F6, F7

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	hoch	Als emissionsloser Energieträger hat Wasserstoff das Potenzial, einen großen Beitrag zur CO ₂ -Reduktion zu leisten.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Die Sektorkopplung ist erforderlich im erneuerbaren Strom in einen gasförmigen Energieträger umzuwandeln und die Transportkapazitäten des Gasnetzes zu nutzen.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Durch die Sektorkopplung wird fossiles Erdgas substituiert, die Versorgungssicherheit wird erst tangiert, wenn fossiles Erdgas nicht mehr in ausreichender Menge zur Verfügung steht
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	hoch	Energieerzeugung und Umwandlung erfolgt bei der Sektorkopplung regional. Erdgasimporte werde reduziert
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Die Prüfung und Erhöhung der Wasserstofftoleranz von Netz und Anlagen sowie Akzeptanzanalysen und Anpassung von Regelwerken erfordern eine sehr hohe Anzahl von Personenstunden.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Forschung und Entwicklung bezüglich von Anlagen werden hohe Investitionssummen benötigt, während für das Gasnetz keine wesentlich höheren Betriebskosten anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahmen tragen zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	hoch	Aufgrund der Vielzahl an beteiligten Akteuren und ihren unterschiedlichen Interessenlagen ist mit vielen bzw. starken Hemmnissen zu rechnen.

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

6.2.3 Empfehlungen für Power-to-Gas

Tabelle 28: Steckbrief zur Handlungsempfehlung P1

P1 Empfehlungen für Power to Gas

Abstimmung mit Nachbarländern über die nationalen PtG-Ausbaupläne

Beschreibung der Empfehlung

Die Kooperation zwischen Ländern kann auf unterschiedlichen Ebenen erfolgen und viele Vorteile mit sich ziehen. Durch die Abstimmung des nationalen Ausbaus von PtG-Anlagen mit Nachbarländern beispielsweise kann der Ausbau insgesamt optimiert sowie der Bedarf an PtG-Anlagen reduziert werden. Auch Dialog und Kooperation zwischen internationalen Akteuren kann Synergieeffekte hervorrufen. Aus diesem Grund sollten PtG-Aktivitäten auch in anderen europäischen Ländern und international aufmerksam verfolgt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Thematik in zwischenstaatliche Dialoge einbinden
- Initiierung von zwischenstaatlichen Workshops, Stakeholdertreffen
- Adressierung des Themas in energiepolitische Diskurse
- Möglichkeiten zwischenstaatlicher gemeinsamer Lösungen/Ausbauvorhaben aufzeigen und nutzen

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Politik Bundesebene, DG Energy, DG Research & Innovation, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber Gas, Verbände

Zielgruppe

Politik Bundesebene, Politik EU-Ebene, Regulierung, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Verbände

Finanzierungsvorschläge

Strukturförderung, EU-Förderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

P3, F1, F2

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	niedrig	Durch die effizientere Planung von PtG-Anlagen reduziert sich der mit der Technologieeinführung und -verwendung verbundene Aufwand. Eine direkte CO ₂ -Reduktion ist als Folge dieser Maßnahme nicht zu erwarten.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Optimierung des P2G-Ausbaus kann die Effizienz bei der EE-Integration erhöhen.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Da es sich um eine Planungsmaßnahme handelt, trägt sie nicht direkt zur Versorgungssicherheit bei.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Synergieeffekte werden durch die Kooperation mit Nachbarländern genutzt. Regional sind diese nicht stark ausgeprägt.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Die Abstimmung mit anderen Ländern erfordert eine Kooperation und stetigen Austausch.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Für diese Maßnahme fallen kaum Investitions- und Betriebskosten an, da es sich lediglich um eine Planungsmaßnahme handelt.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt grundsätzlich zum besseren, frühzeitigen Erkennen und damit zum möglichen Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	unklar	Im Hinblick auf den Austausch wird zwar eher mit wenig Hemmnissen gerechnet, es ist aber nicht abzusehen, wie offen und wann die Akteure dafür bereit sind.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz- bis langfristig (regelmäßig)

Legende: kurz ≤ 5a, mittel = 5-15a, lang > 15a)

Tabelle 29: Steckbrief zur Handlungsempfehlung P2

P2 Empfehlungen für Power to Gas

Kompromiss zwischen Netzausbau, EE-Abregelung und Redispatch finden

Beschreibung der Empfehlung		
PtG-Anlagen als DSM-, Speicher- bzw. Redispatch-Maßnahme und EE-Abregelung stellen verschiedene Lösungsansätze für die Herausforderung, fluktuierende Energieträger in die Energieversorgung miteinzubinden, dar. Durch sie können Engpässe wirkungsvoll vermieden werden.		
Hierbei besteht jedoch noch keine Klarheit darüber, in welchem Umfang der Einsatz von Speichern zum Engpassmanagement beitragen kann und inwieweit dadurch ein weiterer Netzausbau substituiert wird. Aus diesem Grund sollten die Wechselwirkungen zwischen Speichern und Netzen zum einen näher untersucht und zum anderen das optimale Einsatzverhältnis der oben genannten Maßnahmen ermittelt werden.		
Handlungsschritte zur Umsetzung		
a) Fortführung/Initiierung von Forschungsprogrammen zur Simulation der Wechselwirkungen		
b) Realisierung von regionalen Demonstrationsprojekten		
Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure		
BMW, BMUB, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber (Gas+Strom), EVUs, Forschung & Entwicklung		
Zielgruppe		
Regulierung, Netzbetreiber, EVUs		
Finanzierungsvorschläge		
Forschungsförderung, Industrieförderung		
Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas		
P3, F4		
Bewertung		
Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Die EE-Integration wird durch die Maßnahme verbessert, der Einsatz der Kraftwerke hinter dem Engpass bleibt jedoch im Redispatch Fall davon unberührt.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Ein Kompromiss zwischen den verschiedenen Ausgleichs-optionen führt dazu, dass weniger EE-Strom abgeregelt werden muss.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	mittel	Abhängig von den Ausbaupfaden für Netze und Speicher unterliegt der Beitrag zur Versorgungssicherheit einer großen Spannweite
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Das Einspeisemanagement obliegt den Übertragungsnetzbetreibern; die regionale Wertschöpfung bleibt von dieser Maßnahme unberührt.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Der Beitrag zu Beschäftigung fällt überwiegend im Bereich der Forschung an und wird daher eher niedrig eingeschätzt.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Für die Erforschung der Rolle von Speichern und PtG-Anlagen sind Investitionen notwendig.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Die Maßnahme trägt einerseits bezogen auf das Gesamtsystem grundsätzlich zum besseren Erkennen von kritischen Wechselwirkungen und damit zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei. Bezogen auf die Anlagen- und Betreiberebene kann es andererseits zu unterschiedlichen Anforderungen an die Auslegung und den Einsatz und damit zu Pfadabhängigkeiten kommen.
Hemmnisse	niedrig	Gegenüber der Erforschung von Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätsoptionen wird mit wenig Hemmnissen gerechnet; bei einer späteren Umsetzung in Praxis und Rahmenbedingungen ist dagegen mit mehr Hemmnissen zu rechnen.
Umsetzungs-Zeitraum		
kurzfristig		Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 30: Steckbrief zur Handlungsempfehlung P3

P3 Empfehlungen für Power to Gas

Integration von PtG-Anlagen in das System

Beschreibung der Empfehlung

Die Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen ist fluktuierend und nur ungenau vorhersehbar, weswegen das EE-Ausbauziel von 80 oder gar 100% nicht ohne große/saisonale Energiespeicher realisierbar ist.

In dem Fall, dass die Entwicklung von alternativen und günstigeren Speichertechnologien ausbleibt, müssten daher PtG-Anlagen in das Energieversorgungssystem eingebunden werden. Die PtG-Technologie nimmt damit eine Schlüsselrolle in der Energiewende ein.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Identifizierung wirtschaftlicher Hemmnisse
- Forschung mit Schwerpunkt Kostenoptimierung für Komponenten die als Kostentreiber identifiziert wurden
- Realisierung von Power-to-Gas-Anlagen

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Politik auf Bundesebene, Bundesnetzagentur, Netzbetreiber (Gas+Strom), Verbände, Hersteller, Forschung &

Zielgruppe

Regulierung, Netzbetreiber, EVUs, Industrie, Hersteller

Finanzierungsvorschläge

Abgaben und Entgelte sowie Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, G3, F4

Bewertung

Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	hoch	Bei umfassender Integration der PtG-Technologie in die Energieversorgung kann durch die Kombination von Erneuerbaren und PtG eine starke CO ₂ -Reduktion erzielt werden.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Bei hohem EE-Anteil bisher das einzige bekannte umsetzbare Langzeitspeicherkonzept
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Bei hohem EE-Anteil bisher das einzige bekannte umsetzbare Langzeitspeicherkonzept
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Durch die Einbindung von PtG-Technologie wird die Energieversorgung durch erneuerbare Energien möglich.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	hoch	Für Forschung & Entwicklung sowie für die Herstellung und Integration der Technologie ist der Personalaufwand sehr hoch.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	hoch	Für die Einführung der Technologie fallen hohe Investitionskosten an.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Solange keine besseren Lösungen für die langfristige Speicherfrage gefunden werden, wird generell mit wenig Abhängigkeiten und Hemmnissen gerechnet.
Hemmnisse		

Umsetzungs-Zeitraum

durchgängig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 31: Steckbrief zur Handlungsempfehlung P4

P4 Empfehlungen für Power to Gas

Verzicht auf fossilen Kohlenstoff bei Anlagen mit Methanisierung

Beschreibung der Empfehlung		
<p>Im Gegensatz zu Wasserstoff kann Methan fast uneingeschränkt in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Der Unterschied im heutigen Gesamtwirkungsgrad zwischen H₂-Erzeugung (ca. 80%) und Methanisierung (ca. 80%) liegt bezogen auf die eingesetzte Energie bei ca. 20% und (technologieabhängig) beim Pfad Strom-Gas-Strom bei ca. 18%. Der Wirkungsgradunterschied ist zwar ein nennens- und beachtenswerter Nachteil, kann aber durch andere Vorteile (geringere Infrastrukturanpassung, mehr Einsatzoptionen) ggf. kompensiert werden.</p> <p>Für den Prozess der Methanisierung wird Kohlenstoffdioxid verwendet, welches aus unterschiedlichen Quellen (fossil und regenerativ) stammen kann. Beispielhaft zu nennen sind hier fossile Kraftwerke, Biogasanlagen, Industrieprozesse, eine Direktabscheidung aus der Umgebungsluft und Kläranlagen. Da das Ziel angestrebt wird, einen möglichst hohen Anteil der EE an der Stromerzeugung zu etablieren, ist die Verwendung von fossilem Kohlenstoff nicht zielführend. Langfristig sollte die Erzeugung von synthetischem Methan also mit Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen stammen.</p>		
Handlungsschritte zur Umsetzung		
<p>a) Forschung zur nachhaltigen Erschließung von "grünen" CO₂-Quellen und -Speichern (Biogen, industrielle Prozesse und Reststoffe) und ihren infrastrukturellen Verknüpfung mit Methanisierungsanlagen</p> <p>b) Weiterführung der Forschung zu und Entwicklung von Methanisierungsanlagen die Methan bereitstellen können.</p> <p>c) Entwicklung einer Roadmap für den Verzicht von fossilem CO₂ in PtG-Anlagen.</p>		
Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure		
Politik, Bund, Industrie, EVUs, Forschung & Entwicklung		
Zielgruppe		
EVUs, Betreiber von "grünen" CO ₂ -Quellen und -Speichern, Hersteller von CO ₂ -Abscheidungsanlagen		
Finanzierungsvorschläge		
Abgaben/Entgelte, Forschungs- und Strukturförderung		
Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas		
G2, F7		
Bewertung		
Kriterium	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzzielen	niedrig	Durch die Verwendung von CO ₂ aus regenerativen Quellen werden fossile Energieträger nicht mehr in das System eingebunden und immer weiter aus der Energieversorgung verdrängt.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Art der CO ₂ -Quelle ist für die nötige Aufbereitung, nicht aber für die Technologie der Methanisierung relevant. Da mit zunehmendem EE-Ausbau, klassische fossile CO ₂ Quellen jedoch abnehmen werden, ist es sinnvoll von vornherein Kohlenstoff aus erneuerbaren Quellen / industriellen Prozessen zu nutzen
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Die Art der CO ₂ -Quelle ist für die Versorgungssicherheit nicht relevant
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	mittel	Die Erschließung und Nutzung von "grünen" CO ₂ -Quellen ist extensiver als von fossilen Quellen. Zusätzlich entsteht neue Wertschöpfung und Beschäftigung durch die Planung und den Aufbau von CO ₂ -Infrastrukturen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Eventuell ist die Investition in neue Anlagen, die grünes CO ₂ erzeugen notwendig, um die benötigte Menge an CO ₂ liefern zu können.
Pfadabhängigkeiten	hoch	Die zusätzliche Kopplung mit dezentralen biogenen CO ₂ Quellen erhöht die infrastrukturellen Abhängigkeiten und damit die möglichen Pfadabhängigkeiten.
Hemmnisse	mittel	Einerseits sollte die Maßnahme im Sinne der Energiewende auf wenig Hemmnisse stoßen. Andererseits sind viele unterschiedliche Akteure betroffen, was in der Regel mit nennenswerten Hemmnissen verbunden ist
Umsetzungs-Zeitraum		
mittel-langfristig		Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

6.2.4 Handlungsempfehlungen für Forschung und Entwicklung

Tabelle 32: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F1

F1 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Prüfung von PtG-Standorten

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Für die Wahl von Kraftwerks- und PtG-Anlagen-Standorten sind viele Faktoren von Bedeutung. So sollten PtG-Anlagen aus Stromnetz-sicht vor allem da eingesetzt werden, wo die größte Wirkung gegen Engpässe bzw. für die Aufnahme von EE-Strom erzielt werden kann. Weiterhin sind die Entfernungen zu Gasleitungen und -speichern, Wasserstoffsensken wie z.B. Raffinerien, Tankstellen etc. sowie zu Produktionsstätten von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu berücksichtigen.

Die regionalen Ergebnisse aus dem Forschungsvorhaben KonStGas geben zwar erste, sehr aufschlussreiche Hinweise im Hinblick auf das Strom- und Gastransportnetz. Sie sind aufgrund des engen Annahmen- und Szenariorahmens aber sind noch zu wenig belastbar, um konkrete und robuste Empfehlungen für eine Standortauswahl abzuleiten. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Szenarien zum Teil sehr sensitiv auf die Standorte von PtG-Anlagen und vor allem von Kraftwerken als langfristige Infrastrukturen wirken. Daher sollte dieser Aspekt forschungsseitig weiter und tiefer untersucht werden.

Die ermittelten Standorte sollten durch weitere Sensitivitäts- und Szenariorechnungen validiert werden, um ineffizienten Investitionen vorzubeugen. Diese Szenarien können beispielsweise in dem CO2-Marktdesign, der Höhe der Emissionszertifikatspreise sowie in dem angenommenen Strom- und Gasnetz variieren.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- a) Ausschreibung und Durchführung von entsprechenden Szenario- und Standortanalysen für Deutschland bis / in 2050, d.h. detaillierte räumlich und zeitlich aufgelöste Analysen/Simulationen zur Ermittlung von Überlasten im Netz auch im Hinblick auf den zukünftigen Netzausbau
- b) Backcasting Analysen für die Anforderungen im Zeitverlauf von heute bis 2050
- c) Stärkere Berücksichtigung von PtG im Netzentwicklungsplan Strom und Gas
- d) Entwicklung von neuen ggf. regionalen Markt-konzepten, in denen sich PtG-Anlagen refinanzieren können.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Netzbetreiber (Strom- und Gas), Wissenschaft (Systemanalysen) und Bundesnetzagentur

Zielgruppe

Bundesnetzagentur, Kraftwerks- und PtG-Betreiber, Politik (Bundes-/Landesministerien)

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, S4, G1, P1, F2-F5

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Es wird keine direkte Wirkung erwartet, mittelbar und langfristig könnte der Beitrag jedoch hoch sein, via besserer EE-Integration
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Passende Standorte und Infrastrukturen befördern eine optimale Aufnahme und Verwertung von EE-Strom
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Passende Standorte und Infrastrukturen befördern eine hohe Versorgungssicherheit
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Ein direkter Beitrag würde vorrangig im vorgelagerten Planungsbereich entstehen und wird daher eher niedrig eingeschätzt. Mittelbare Effekte (Anlagenbau) können regional sehr unterschiedlich ausfallen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	unklar	Die Maßnahme selber dürfte mit wenig Aufwand durchführbar sein. Bei erfolgreicher Umsetzung trägt sie zur Reduzierung von unnötigem Aufwand (stranded investments) bei.
Pfadabhängigkeiten	hoch	Die Maßnahme trägt zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten bei, in dem sie langfristige Leitplanken für die Gestaltung der energetischen Infrastrukturen schafft.
Hemmnisse	mittel	Da die Maßnahme eine Vielzahl von Akteuren betrifft und die Bereitschaft für langfristige Entscheidungen erwartet, ist mit nennenswerten Hemmnissen zu rechnen. Die Maßnahme kann durch Partizipation und Transparenz aber auch zum Abbau bestehender gesellschaftlicher Hemmnisse beitragen.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 33: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F2

F2 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Auswirkungen von erhöhten Grenzkuppelkapazitäten**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Die Projektergebnisse zeigen, dass die Grenzkuppelkapazitäten neben den PtG-Anlagen ein entscheidender Faktor für die Integration von EE-Anlagen ins Stromsystem sind. Insbesondere im 100%-EE-Szenario ergaben sich sehr volatile Leistungsflüsse, die zu beachten sind. Der elektrische räumliche Ausgleich über das Stromnetz und die Kuppelkapazitäten ist dabei in der Regel effektiver und kostengünstiger als der rein zeitliche Ausgleich via PtG. Ihr Ausbau sollte daher Vorrang vor dem Ausbau von PtG-Anlagen haben.

Es ist daher weiter vertieft zu analysieren, wie ein Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten den notwendigen PtG- und Netzausbau-Bedarf beeinflusst. Darüber hinaus sollten die Anstrengungen auf europäischer Ebene verstärkt werden, um die jeweiligen energetischen Konzepte der einzelnen Nationen auf einander abzustimmen. Weiterhin ist die Fragestellung zur erörtern ob auch eine regionale Spezialisierung auf gewisse Netzfähigkeiten Sinn macht (im weiteren Sinne die Idee der Energie-Union). Es ist zu untersuchen welche Risiken und Instabilitäten im europäischen Verbundnetz entstehen können, wenn die Leistungsflüsse über die Grenzen hinweg stark zunehmen im Rahmen der Energiewende.

Handlungsschritte zur Umsetzung

a) Durchführung von Szenarioanalysen zur Sensitivität der Wechselwirkungen zwischen Kuppelkapazitäten und PtG-Anlagen im In- und Ausland in der langfristigen Perspektive (2050 plus).

B) Darauf aufbauend Agenda-Setting dieses Themas bei einschlägigen Institutionen wie ENTSOE und ENTSOG

c) Berücksichtigung des Themas bei den künftigen europäischen Netzentwicklungsplängen (TYNDP)

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Übertragungsnetzbetreiber (Strom), Wissenschaft sowie BNetzA

Zielgruppe

BNetzA, BDEW, ENTSOE, ENTSOG, Netzbetreiber

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S3-S4, G1, P1, F1+F3

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Keine direkte Wirkung, mittelbar und langfristig jedoch potenziell hoch, durch deutlich bessere Integration von EE-Strom.
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten befördern eine deutlich höhere räumlich Aufnahme und Verwertung von EE-Strom über Europa hinweg.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten befördern eine hohe Versorgungssicherheit
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Der direkte Beitrag dürfte aufgrund des Dienstleistungscharakters (Studien etc.) gering ausfallen.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Der direkte Beitrag dürfte aufgrund des Dienstleistungscharakters (Studien etc.) gering ausfallen.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Der finanzielle Aufwand für die o.g. Maßnahmen (Studien etc.) wird relativ gering sein. Je nach Ergebnis können jedoch nennenswerte Investitionen in größere Kuppelkapazitäten die Folge sein. Diese können jedoch auch zur Reduktion von anderen Investitionen z.B. in PtG-Anlagen beitragen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Leistungsstarke Kuppelkapazitäten tragen aufgrund ihrer o.g. positiven systemischen Wirkung grundsätzlich zum Abbau von Pfadabhängigkeiten bei.
Hemmnisse	niedrig	Die Hemmnisse dürften aufgrund des Dienstleistungscharakters der Maßnahmen (Studien etc.) gering ausfallen. Bei der Umsetzung von zusätzlichen Kuppelkapazitäten ist dagegen in der Folge mit hohen Hemmnissen analog zum Netzausbau zu rechnen.

Umsetzungs-Zeitraum

kurz-mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 34: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F3

F3 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Identifikation weiterer nationaler Netzausbaumaßnahmen**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Die Energieversorgung in Deutschland soll in Zukunft hauptsächlich aus erneuerbare Energien (EE) erfolgen. Dies setzt voraus, dass das Elektrizitätsnetz so ausgebaut wird, dass die Integration des EE-Stroms auch langfristig gelingt. Dabei kann auch ein Ausbau des Gasnetzes, vor allem bei starker Nutzung der PtG-Technologie, notwendig sein. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, den langfristigen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen zu untersuchen. Voraussetzung hierfür sind klare, verbindliche Zielvorgaben für den Ausbau der EE bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus. Flankierend wird vorgeschlagen, bei der Bestimmung des Bedarfs an zusätzlicher Kraftwerkskapazität zukünftig auch grenzüberschreitende Reserven zu berücksichtigen.

In dem Fall eines flächendeckenden PtG-Einsatzes sind quantitative Aussagen über die Auswirkungen auf das Stromnetz zu treffen. Besonders in den Mittel- und Niederspannungsnetzen wird durch den Einsatz von PtG-Anlagen ein Ausbau erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Es besteht daher Forschungsbedarf zur Identifikation weiterer nationaler Netzausbaumaßnahmen (Strom- und Gasnetze) bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus, im Sinne einer Zielnetzplanung, die die Ausbauplanung ergänzt.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Entwicklung von PtG-Szenarien für den Zeitraum 2030 bis 2050 als Basis für die NEP-Szenarien etc. weitere Schritte siehe S3 und S4
- Ermittlung von Netzausbaumaßnahmen für ein gekoppeltes Energiesystem - über den üblichen Planungszeitraum der NEP hinaus bis 2050

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

siehe S3 und S4

Zielgruppe

siehe S3 und S4

Finanzierungsvorschläge

siehe S3 und S4

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

siehe S3 und S4

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, mittelbar hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur besseren EE-Integration geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur EE-Integration	hoch	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge jedoch hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur besseren EE-Integration geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, mittelbar jedoch hoch, weil damit ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden kann. siehe auch S3 und S4
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, ansonsten unklar. Siehe auch S3 und S4
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge eher hoch, weil Netz- und EE-Ausbau beschäftigungsintensiv sind. Siehe auch S3 & S4
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Direkt niedrig, weil "nur" Dienstleistung, in der Folge eher hoch, weil Netz- und EE-Ausbau kostenintensiv sind. Siehe auch S3 & S4
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Die Maßnahme trägt mittelbar und grundsätzlich zur Reduzierung von Pfadabhängigkeiten wie z.B. dem verzögertem Netzausbau bei.
Hemmnisse	niedrig	Die Hemmnisse dürften aufgrund des Dienstleistungscharakters gering ausfallen. Bei der Umsetzung von zusätzlichen Netzausbauten ist dagegen in der Folge eher mit hohen Hemmnissen zu rechnen, siehe S3 und S4

Umsetzungs-Zeitraum**kurz-mittelfristig**

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 35: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F4

F4 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Untersuchung exklusiv netzdienlicher PtG-Anlagen**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

PtG-Anlagen haben das Potenzial, Netzengpässen entgegenzuwirken und damit auch einen Beitrag zur EE-Integration zu leisten. Aus heutiger Perspektive kann jedoch schwer beurteilt werden, ob Speicher und Flexibilitätsoptionen zukünftig im ausreichenden Maße zugebaut werden. Hohe Marktpreisrisiken sowie politische Ungewissheiten können die Investitionsbereitschaft hemmen. Die Projektergebnisse zeigen zudem, dass die PtG-Anlagen, wenn sie rein marktdienlich eingesetzt werden, für die Aufnahme von „EE-Überschussstrom“ bereits voll ausgelastet sind. Im Falle von Redispatch-Bedarf müssten sie dann teilweise sogar heruntergefahren werden.

Daher ist zu untersuchen, ob und inwiefern auch ein netzdienlicher Betrieb von PtG-Anlagen, zur Erbringung von Systemdienstleistungen (Redispatch, Regelleistung) und damit zur Stabilisierung des Netzbetriebes, sinnvoll und ökonomisch vorteilhaft ist. In diesem Fall könnten geeignete Konzepte mit Mengensteuerung für Zubau und Erhalt der Systemflexibilität beitragen. So könnte eine systemoptimale Speicherleistung realisiert werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Definition und Bestimmung von netzdienlichen Betriebsweisen und entsprechender Auslegung von PtG-Anlagen
- Durchführung von Machbarkeitsstudien zum netzdienlichen PtG-Anlagenbetrieb
- Durchführung von Präqualifikationsverfahren für netzdienliche PtG-Anlagen

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Wissenschaftler, PtG-Betreiber/Hersteller, Netzbetreiber,

Zielgruppe

PtG-Betreiber/Hersteller, Netzbetreiber, Wissenschaftler,

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Wettbewerbe oder Ausschreibungen für Pilotprojekte, später ggf. Netzentgelte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S1, S4, P2, F1+F2

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	unklar	Der mögliche Beitrag von PtG durch zusätzliche Systemdienstleistungen und damit verbunden besserer EE-Integration steht in Konkurrenz zu anderen Optionen und bleibt daher zunächst unklar.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Der mögliche Beitrag beschränkt sich auf zukünftige Netzengpässe. Diese sollten zuvor durch (zusätzlichen) Netzausbau weitgehend reduziert werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	hoch	Ein netzdienlicher Betrieb wirkt grundsätzlich positiv auf die Versorgungssicherheit.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Dies dürfte später aber auch bei der Umsetzung von netzdienlichen Anlagen gelten, da diese hochautomatisiert betrieben werden.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung fallen mehr Kosten an, die aber im System auch zu Einsparungen führen können.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen. Die Entscheidung für einen netzdienlichen (dezentralen) PtG-Betrieb könnte jedoch auch eine Abhängigkeit auslösen.
Hemmnisse	unklar	Es ist grundsätzlich mit Hemmnissen bei den betroffenen Akteuren zu rechnen, wie sehr bleibt jedoch zunächst unklar.

Umsetzungs-Zeitraum

mittelfristig

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 36: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F5

F5 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Berücksichtigung der Stromverteilnetze sowie von dezentralen H2-Speichern

Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung

Der weit überwiegende Teil der EE-Stromeinspeisung findet dezentral und damit auf Verteilnetzebene statt. Diese werden bisher aufgrund von mangelnden Daten sowie Modell- und Rechenzeitgrenzen in der Regel nicht in Studien mit abgebildet. Dort treten jedoch zuerst Netzengpässe auf und dort ist auch ein überwiegender Teil der komplementären Flexibilitätsoptionen wie z.B. DSM, Power-to-Heat und Batteriespeicher verortet. Die Wechselwirkungen mit dem Transportnetz und den PtG-Anlagen werden damit noch nicht hinreichend abgebildet. Daher sollten bei zukünftigen Analysen zu PtG auch die Verteilnetze und die dortigen ergänzenden Flexibilitätstechnologien wie DSM, Power-to-Heat und Batteriespeicher stärker bzw. gezielt berücksichtigt werden.

Für die Verwendung von PtG-Anlagen werden zudem Speicher für das erzeugte Gas notwendig werden. Eine mögliche Lösung stellen hier unterirdische Salzkavernenspeicher dar, die jedoch hohe Vorlaufzeiten von ungefähr 10 Jahren aufweisen. Falls möglich sollten aus diesem Grund auch dezentrale PtG-Konzepte mit Kurzzeitspeichern in Betracht gezogen werden. Diese beinhalten beispielsweise, dass PtG-Anlagen in der Nähe von Wasserstofftankstellen angesiedelt werden, wodurch geringere Speicherkapazitäten benötigt werden.

Handlungsschritte zur Umsetzung

- Entwicklung von Forschungskonzepten/-ausschreibungen zur Untersuchung der o.g. Fragen
- Durchführung von regional begrenzten Fallstudien, die eine "Hochrechnung" der Ergebnisse auf das Bundesgebiet ermöglichen
- Potenzial- und Standortuntersuchungen für die Nutzung von Salzkavernen für die Zwischenspeicherung von EE-Wasserstoff.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Wissenschaft, Verteilnetzbetreiber, Direktvermarkter von dezentralen Anlagen

Zielgruppe

Bundes- und Landespolitik, Netzbetreiber

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

S2-S4, G1, G3, P2+P3, F1-F4

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzzielen	mittel	Der direkte Beitrag ist gering, in der Folge ist jedoch mittelbar, aufgrund grundsätzlich besserer EE-Integration, mit höheren Beiträgen zu rechnen.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Die Berücksichtigung von Verteilnetzen dürfte zu wichtigen Erkenntnissen bezogen auf eine bessere EE-Integration und höhere Versorgungssicherheit führen.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	mittel	
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	unklar	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Im Falle von Regionen, die sich als Knoten für Technologien bzw. Dienstleistungen erweisen, sind jedoch auch hohe Beiträge möglich.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	Sowohl zunächst aufgrund des Forschungscharakters als auch später aufgrund des hohen Automatisierungsgrades der technischen Lösungen eher niedrig.
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	niedrig	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung fallen mehr Kosten an, die aber im System auch zu Einsparungen führen können.
Pfadabhängigkeiten	unklar	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen.
Hemmnisse	unklar	Es ist grundsätzlich mit Hemmnissen bei den vielen betroffenen Akteuren zu rechnen, wie sehr bleibt jedoch zunächst unklar.

Umsetzungs-Zeitraum**kurz-mittelfristig**

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

Tabelle 37: Steckbrief zur Handlungsempfehlung F6

F6 Empfehlungen für Forschungsbedarf

Verifizierung der möglichen Wasserstoffgaskonzentration im Gasnetz**Hintergrund und Beschreibung der Empfehlung**

Der Einsatz von PtG-Anlagen bringt viele Möglichkeiten bezüglich Stromspeicherung und Engpassmanagement mit sich. Eine wichtige Frage der Umsetzung ist hier u.a. die Frage des Wasserstofftransports. Bereits heute ist es möglich, Wasserstoff in das deutsche Erdgasnetz zuzumischen. Der Transport von Wasserstoff über das Erdgasnetz ist momentan, aufgrund der Anforderungen an Erdgas als Kraftstoff auf 2 Vol.-% begrenzt, nach Einzelfallprüfung sind entsprechend DVGW G 260 < 10 Vol.-% gestattet. Langfristig sind, durch z.B. Anpassung der notwendigen Messtechnik oder sensibler Materialien, auch höhere Konzentrationen, wie die im Vorhaben angenommenen 15 Vol.-%, denkbar. Diesen Wert gilt es verlässlich zu verifizieren, damit Schritte für die Anhebung der zulässigen Wasserstoffkonzentration eingeleitet werden können.

Forschungsbedarf besteht ferner auch zu den begrenzenden Faktoren für die Wasserstoffeinspeisung hinsichtlich der Komponenten und Anlagen in den Netzen und bei den Anwendern. Es ist z.B. noch nicht ausreichend geklärt, welche Voraussetzungen Komponenten und Anlagen erfüllen müssen, um bei einer erhöhten Wasserstoffkonzentration im Netz fehlerfrei zu operieren. Dies betrifft insbesondere die Endverbraucher und darüber hinaus die entsprechenden Gerätehersteller. Daher ist es zusätzlich wichtig, separat die begrenzenden Faktoren für die Wasserstoffeinspeisung zu identifizieren und auf diese Weise, von Verbraucherseite her, die Grenzen der zulässigen Wasserstoffkonzentration so weit wie möglich auszubauen.

Handlungsschritte zur Umsetzung

a) Analyse der Wasserstoffverträglichkeiten entlang der Verteilungskette vom Transportnetz hin zu den Verteilnetzen und den jeweiligen Endkunden im privaten und gewerblichen Sektor.

b) Erstellung einer Roadmap hinsichtlich der geplanten Wasserstoffbeimischungen im Netz als Teil einer Dekarbonisierungsstrategie. Es soll herausgearbeitet werden, ab welchem Jahr welche Konzentrationen erreicht werden sollen (ähnlich wie einst bei der Biogasseinspeisequote) und somit auch ab wann für die entsprechenden Sektoren und ihre spezifischen Technologien Grenzkonzentrationen erreicht werden, welche wiederum Anpassungsmaßnahmen erfordern würden.

c) Maßnahmenkatalog zur Ertüchtigung der einzelnen Sektoren für steigende Wasserstoffkonzentrationen im Netz. Hierbei sollte eine vollkirtschaftliche Betrachtung vorgenommen werden im Hinblick auf zentrale versus dezentrale Maßnahmen.

Hauptverantwortliche, einzubeziehende Akteure

Wissenschaft, Gasnetzbetreiber-/lieferanten, DVGW sowie Gerätehersteller und Gasendverbraucher

Zielgruppe

Normungsgremien, Gasnetzbetreiber, Politik, Gerätehersteller, Gasendverbraucher

Finanzierungsvorschläge

Forschungsförderung, Abgaben/Entgelte

Verbindung zu anderen Empfehlungen aus dem Projekt KonstGas

G2+G3, F1, F7

Bewertung von Kriterien

Kriterien	Qualitative Bewertung	
Beitrag zu Klimaschutzziele	mittel	Durch eine Anhebung der H ₂ -Konzentrationsgrenze kann direkt mehr Erdgas durch EE-H ₂ "ersetzt" werden und mittelbar mehr EE-Strom integriert werden.
Beitrag zur EE-Integration	mittel	Durch eine Anhebung der H ₂ -Konzentrationsgrenze kann mehr EE-H ₂ eingespeist und damit mittelbar mehr EE-Strom via PtG aufgenommen und integriert werden.
Beitrag zur Versorgungssicherheit	niedrig	Die Anhebung der H ₂ -Konzentration auf der Gasseite ermöglicht einen etwas besseren bzw. flexibleren PtG-Anlageneinsatz auf der Stromseite.
Beitrag zur regionalen Wertschöpfung	niedrig	Aufgrund ihres Forschungs- und Dienstleistungscharakters wird hier nicht mit nennenswerten Beiträgen gerechnet.
Beitrag zur Beschäftigung (in DE)	niedrig	
Aufwand an Investitionen und Betriebskosten	mittel	Aufgrund des Forschungscharakters zunächst eher niedrig. Mit der späteren Umsetzung können jedoch auch relativ hohe Kosten für technische Anpassungen anfallen.
Pfadabhängigkeiten	niedrig	Grundsätzlich sind die o.g. Maßnahmen und ihre Umsetzungen geeignet Pfadabhängigkeiten abzubauen.
Hemmnisse	mittel	Es ist mit Hemmnissen bei den vielen betroffenen Akteuren zu rechnen. Ihre Stärke wird von den etwaigen neuen Anforderungen und entstprechenden Anpassungen abhängen.

Umsetzungs-Zeitraum**kurzfristig**

Legende: kurz≤5a, mittel=5-15a, lang>15a)

7. Roadmap

Die Auswertung der Szenarien hat gezeigt, dass vor allem die Stromerzeugung, aber auch das Energiesystem als Ganzes, auf dem Weg zu einer großteiligen bis vollständigen Dekarbonisierung grundhaft umgestaltet werden muss. Neben Effizienzsteigerungen zur Senkung der Energienachfrage und dem Ausbau der erneuerbaren Energien, sowohl im Strom- als auch im Gassektor, sind auch auf Seiten der Strom- und Gasinfrastrukturen große Veränderungen notwendig. Parallel zum Aus- und Umbau der Netze steigt mit zunehmendem Anteil der erneuerbaren Energien auch der Bedarf an einer Kopplung der Sektoren mittels Power-to-Gas und anderen Kopplungselementen.

Flankiert werden diese Veränderungen durch eine Reihe offener Fragen zur Entwicklung des regulatorischen Rahmens, der die Implementierung der Sektorkopplung ermöglicht sowie signifikanten Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Die notwendigen Schritte zur Umsetzung einer Konvergenz der Strom- und Gasnetze im Energiesystem bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus lassen sich aus zeitlicher Sicht in die vier Kategorien „laufend“, „kurzfristig“ (< 5 Jahre), „mittelfristig“ (5 – 15 Jahre) und „langfristig“ (> 15 Jahre) einteilen. Darüber hinaus erfolgt eine Trennung nach strom- und gasspezifischen Empfehlungen, auch wenn die einzelnen Aspekte mit zunehmender Kopplung der Sektoren nicht mehr separat betrachtet werden können.

Roadmap für die Konvergenz der Strom- und Gasnetze

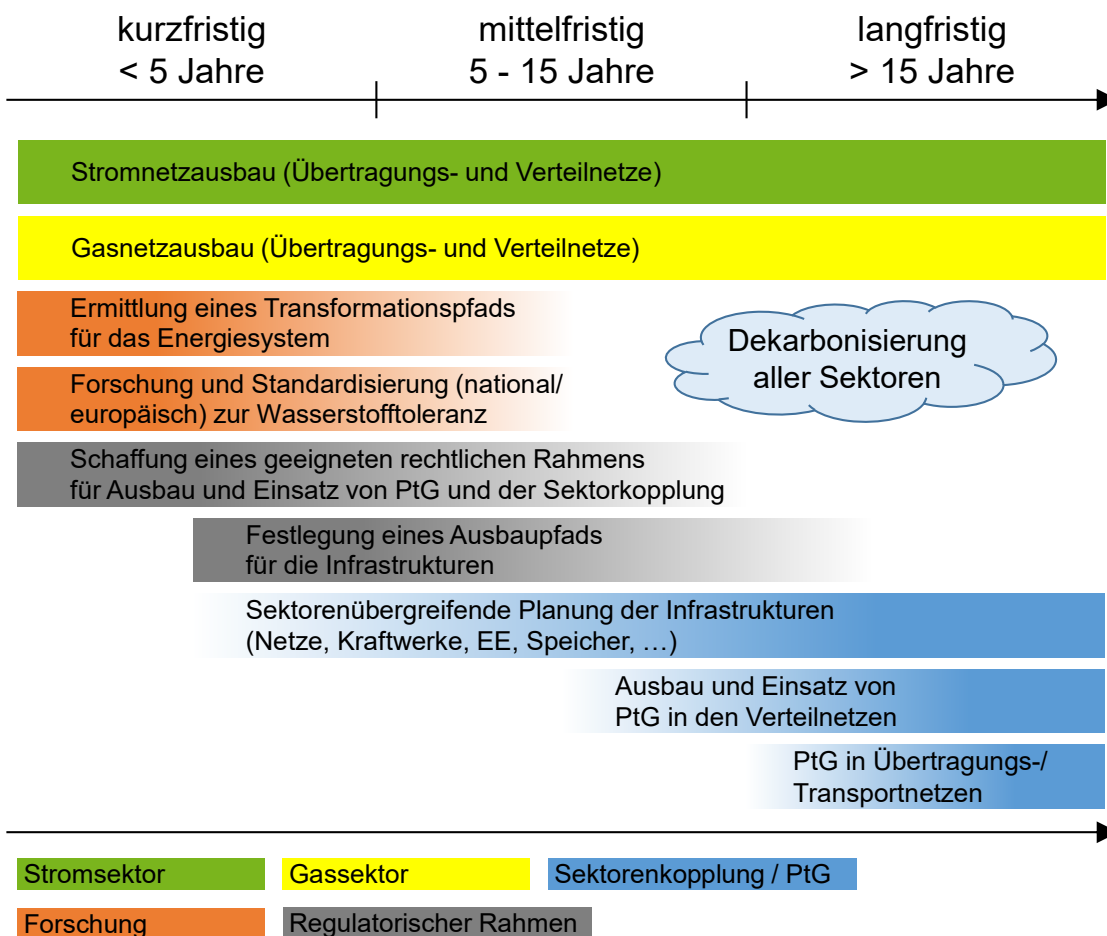


Abbildung 115: Roadmap für die Konvergenz der Strom- und Gasnetze

SEKTORENÜBERGREIFENDE PLANUNG: Bei der Planung der Strom- und Gasnetze sind bereits frühzeitig die zunehmende EE-Einspeisung, die Veränderungen des Kraftwerksparks und der Höhe und Struktur der Energienachfrage sowie insbesondere die Potenziale zur Kopplung der Energieinfrastrukturen mit der Power-to-Gas-Technologie und weiterer Flexibilitätsoptionen (Speicher, Grenzkuppelkapazitäten) auf nationaler und europäischer Ebene zu berücksichtigen (siehe Handlungsempfehlungen S1, S3, S4, G1).

Mit einer langfristigen sektorenübergreifenden Planung lassen sich Hemmnisse und Abhängigkeiten identifizieren. So wird ein frühzeitiges Gegensteuern ermöglicht und Fehlinvestitionen werden minimiert. Aufgrund der langen Planungs- und Umsetzungszeiten für Anpassungen und Erweiterungen der Netzinfrastrukturen sollte hiermit frühzeitig begonnen werden. Die große Anzahl an beteiligten Akteuren, deren unterschiedlichen Interessenlagen sowie eine aufmerksame Wahrnehmung der Bevölkerung lassen einen langwierigen und herausfordernden Abstimmungsbedarf erwarten.

TRANSFORMATIONSPFAD ENERGIESYSTEM: Die Basis für diese langfristige sektorenübergreifende Planung ist die zeitnahe Ermittlung von robusten sowie im Sinne der Klimaziele wirksamen und gesamtwirtschaftlich optimierten Transformationspfaden für das Energiesystem. Es ist u. a. zu analysieren, wie sich die Elektrifizierung und Dekarbonisierung weiterer Sektoren, z. B. Mobilität und Wärme, und der Einsatz zusätzlicher Flexibilitäten, z. B. der Ausbau von Grenzkuppelkapazitäten und von Strom- und Energiespeichern sowie der Einsatz von PtG in den Verteilnetzen, auf den nationalen PtG-Bedarf auswirken. Wichtige Bestandteile der Analyse sind die Ermittlung von langfristig geeigneten Standorten für PtGA und die Bewertung der Wechselwirkungen zwischen der Entwicklung des Kraftwerksparks, der EE-Einspeisung, dem Ausbau von Speichern und den Strom- und Gasnetzen.

AUSBAUPFAD INFRASTRUKTUR: Um Planungssicherheit zu erreichen und Fehlinvestitionen zu vermeiden, sollte durch die verantwortlichen Ministerien und Behörden, basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen aus der Ermittlung des Transformationspfades für das Energiesystem und unter Einbeziehung aller relevanten Stakeholder, kurz- bis mittelfristig ein verbindlicher Ausbaupfad, u. a. für Netze und Kraftwerke, definiert werden, der die bestehende Infrastrukturen, neben den Netzen z. B. auch die Untergrundgasspeicher, berücksichtigt.

Mit dieser Maßnahme können bestehende Hemmnisse wie z. B. Planungsunsicherheit oder mangelnde Investitionsbereitschaft für Netze und Anlagen beseitigt werden. Aber auch hier lässt die große Anzahl an beteiligten Akteuren und deren unterschiedlichen Interessenlagen einen umfangreichen Abstimmungsbedarf und ggf. auch erheblichen Widerstand erwarten. Dies sollte im Rahmen von geeigneten Beteiligungsverfahren sowohl für die Öffentlichkeit als auch die Fachwelt vorausschauend antizipiert und kompensiert werden.

Parallel zu den Fragestellungen zur Entwicklung des gesamten Energiesystems besteht auch noch Forschungs- und Entwicklungsbedarf hinsichtlich z. B. der Power-to-Gas-Technologie, wo sowohl für die Wasserstoff- als auch die Methanproduktion noch signifikante Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen erwartet werden. Diese Forschung sollte zudem systemisch, d. h. mit Blick auf das bzw. aus dem Gesamtenergiesystem, und im Sinne von Systeminnovationen ausgerichtet werden.

FORSCHUNG UND ABSTIMMUNG WASSERSTOFFTOLERANZ: Forschungs- und Abstimmungsbedarf besteht hinsichtlich der maximal zulässigen Wasserstofftoleranz sowohl der Gasinfrastruktur inkl. z. B. der angeschlossenen Untergrundgasspeicher oder industrieller Anwender. Aufgrund der langen Nutzungsdauer der unterschiedlichen Assets und der resultierenden niedrigen Anpassungsgeschwin-

digkeit der Gasinfrastruktur sollten kurzfristig die Fragen zur Wasserstofftoleranz geklärt und verbindliche Ziele für deren langfristige Entwicklung, auch auf europäischer Ebene, festgelegt werden (siehe Handlungsempfehlung G2). Hier gibt es erste Aktivitäten von CEN und CENELEC.

Vor allem auf europäischer Ebene ist aufgrund der vielen betroffenen Akteure und unterschiedlichen wirtschaftlichen und nationalen Interessen mit großen Hemmnissen zu rechnen, deren Ausprägung wesentlich von den neuen Anforderungen und dem Umfang entsprechender Anpassungen abhängt.

STROM- UND GASNETZAUSBAU: Ein wesentlicher Aspekt bei der Umgestaltung des Energiesystems ist der laufende Ausbau der Strom- und Gasnetze, um sowohl den Veränderungen bei den Im- und Exporten zu begegnen als auch die Möglichkeit zu schaffen, erneuerbaren Strom aus Gebieten mit hohen Potenzialen, wie z. B. die Küstenregionen mit den Offshore-Windparks, in die Lastzentren zu transportieren. Für den Ausbau der Übertragungsnetze sind dabei mindestens die Maßnahmen des Netzentwicklungsplans NEP Strom (hier: Szenario NEP B 2034, siehe Handlungsempfehlung S2) umzusetzen, auch die Gastransportnetze sind entsprechend des NEP Gas (siehe Handlungsempfehlung G1) auszubauen. Darüber hinaus ist die Planung und Umsetzung des Netzausbaus stark mit den Transformationspfaden für das Energiesystem zu verknüpfen.

Der rechtzeitige und bedarfsgerechte Ausbau der Netze ist aufgrund der großen Abhängigkeiten entscheidend für den Ausbau der erneuerbaren Energien, aber auch allen anderen Anlagen des Energiesystems, wie z. B. neuen Kraftwerken. Es werden aufgrund der Beteiligung von relativ vielen Akteuren vergleichbare Hemmnisse wie beim jetzigen Netzausbau erwartet, u. a. Akzeptanzmangel. Diese können ggf. durch das Aufzeigen der langfristigen Perspektive und Ziele sowie der volkswirtschaftlichen Effekte vermindert werden.

Die Ergebnisse haben gezeigt, dass PtGA ab EE-Anteilen von ca. 80 % sinnvoll eingesetzt werden können. **PTG IN DEN ÜBERTRAGUNGSNETZEN** wird, je nach Szenario, erst zwischen 2040 und 2050 erwartet. Für **PTG IN DEN VERTEILNETZEN** sind Potenziale zum Einsatz von PtGA zur Minimierung des Verteilnetzausbaus, aufgrund der hohen Anteile in einigen Regionen aktuell schon vorhanden. Daher sollten die Verteilnetze frühzeitig hinsichtlich ihres Bedarfs bzw. ihrer Potenziale für PtG analysiert und der Ausbau in entsprechend geeigneten Netzen kurz- bis mittelfristig vorangetrieben werden (siehe Handlungsempfehlungen G3, P3). Dies erfordert die Verfügbarkeit von PtGA in geeigneten Leistungsklassen und einen hinreichenden rechtlichen Rahmen zu deren Errichtung und Betrieb.

RECHTLICHER RAHMEN: Um frühzeitig tragfähige Geschäftsmodelle entwickeln zu können und den Einsatz von PtGA an sinnvollen Standorten zeitnah zu ermöglichen, ist die kurzfristige Klärung von offenen Fragen, wie z. B. zur Betreiberrolle (wer darf die PtGA unter welchen Rahmenbedingungen wie betreiben), und die Einordnung der PtGA als Speicher- oder Konversionselement in das Energiesystem erforderlich, mit den entsprechenden Auswirkungen auf die anfallenden Umlagen beim Strombezug. Unzureichende oder unklare Rahmenbedingungen würden zu fehlender Investitionsbereitschaft führen und verzögern hierdurch die integrierte Entwicklung des Energiesystems und der hierfür nötigen Sektorkopplung.

Die zuvor genannten künftigen Schritte und deren zeitliche Einordnung stellen einen empirischen Stand aus heutiger Sicht und auf der Basis der Projektergebnisse dar. Sie können und werden sich im Zeitverlauf (ver)ändern oder, im besten Fall, auch obsolet werden. Daher ist eine regelmäßige Überprüfung und Aktualisierung einer solchen Roadmap nötig. Ferner sind die genannten Aufgaben und Phasen noch durch konkrete Schritte, (Teil-)Ziele und Meilensteine zu konkretisieren und die zuständigen Akteure zu benennen.

8. Fazit

Im Rahmen dieses Vorhabens wurden die Auswirkungen der Konvergenz von Strom- und Gasnetzen anhand von zwei Szenarien – 80%-EE- und 100%-EE-Szenario, jeweils bezogen auf den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage – untersucht. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse werden im Folgenden, anhand der im Abschnitt 1.2 vorgestellten Forschungsfragen, zusammengefasst.

1. Welche Überschussstrommengen sind zukünftig zu erwarten unter besonderer Berücksichtigung von sonstigen Randbedingungen (z. B. Must Run Kapazitäten für Systemdienstleistungen, Demand Side Management, steuerbare Verbraucher, Import/Export etc.)?

Die Strommengen, die sich markt- und netzseitig nicht integrieren lassen, hängen wesentlich vom Ausbau der erneuerbaren Energien und den zur Verfügung stehenden Flexibilitäten sowie dem Stromnetzausbau ab. Im 80%-EE-Szenario müssen aus netz- und marktseitigen Gründen ca. 56 TWh_{el} (nach Redispatch aber vor Einsatz der PtGA) abgeregelt werden, im 100%-EE-Szenario trotz Einsatz der PtGA noch 42 TWh_{el} (nach Redispatch). Für die KonStGas-Szenarien wurden feste Annahmen für z. B. Demand Side Management getroffen. Die Auswirkungen von davon abweichenden Parametern konnten im Rahmen dieses Vorhabens nicht abschließend bewertet werden und sollten Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

2. Welche Technologien stehen mit PtG in Konkurrenz und welchen Beitrag kann PtG zur Integration erneuerbarer Energien leisten?

PtG ist nicht die einzige Technologie, die zur Verbesserung der Integration der EE und Speicherung von Energie eingesetzt werden kann. Vor allem für die Speicherung von Energie gibt es Alternativen wie z. B. Batterien - stationär oder in Elektroautos - oder Pumpspeicherkraftwerke (PSW). Die Vorteile von Power-to-Gas sind hier die langfristige Speicherung und die Dekarbonisierung anderer Sektoren bei Nutzung der bestehenden Gasinfrastruktur sowie die Möglichkeit, erneuerbares Gas für den konventionellen Kraftwerkspark bereitzustellen. Neben der Energiespeicherung spielt auch Demand Side Management (DSM) eine Rolle bei der Integration von EE. Sektorenübergreifend spielt dabei die Power-to-Heat-Technologie zur Verschiebung von Strom in den Wärmesektor eine Rolle.

Alternative Speicher und DSM wurden im Rahmen des Projekts in den Nachfragezeitreihen berücksichtigt, der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken wurde modelliert. PtG war somit die einzige Speichertechnologie, deren installierte Leistung variiert wurde.

Im Ergebnis wurden im 80%-EE-Szenario 5 GW_{el} PtGA installiert, im 100%-EE-Szenario 38 GW_{el}. Durch den Einsatz der PtGA konnten im 100%-EE-Szenario die EE-Abregelung nach Redispatch um ca. 90 % (37 TWh_{el} von 42 TWh_{el}, gesamte EE-Erzeugung ca. 620 TWh_{el}) reduziert werden.

3. Welchen Beitrag können Kurz- und Langzeitspeicher im Zusammenspiel mit flexiblen Kraftwerken und dem Einsatz erneuerbarer Energien (volatil und nicht volatil) bezüglich Last und Stromerzeugungsmengen leisten?

Die PtGA werden in der Regel mit Strom aus erneuerbaren Energien betrieben. Die zusätzliche Stromnachfrage der PtGA trägt somit zur Gesamtlast bei, es ist aber kein zusätzlicher Kraftwerkseinsatz erforderlich.

Der Beitrag von kurz- und langfristigen Speichern im Zusammenspiel mit dem Kraftwerkspark und den erneuerbaren Energien in Bezug auf die Entwicklung der Last und der Stromerzeugungsmengen konnte im Rahmen dieses Vorhabens nicht abschließend bewertet werden und sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

4. Wo werden PtGA installiert und welche Leistung können diese Anlagen umsetzen (viele kleine Anlagen in Verteilnetzen versus einige große Anlagen in Transportnetzen)?

Im 80%-EE-Szenario mit PtG werden insgesamt in den Übertragungsnetzen an 3 Standorten im Norden Deutschlands PtGA mit einer Leistung von insgesamt 5 GW_{el} eingesetzt. Im 100%-EE-Szenario werden PtGA mit einer Gesamtleistung von 38 GW_{el} eingesetzt. Je nach Allokation werden diese Anlagen auf 13 bzw. 30 Standorte verteilt. Die standortbezogene Leistung der PtGA liegt in allen betrachteten Fällen durchschnittlich im unteren einstelligen GW-Bereich.

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde der Einsatz von PtGA mit Fokus auf den Übertragungsnetzen untersucht, die Potenziale von PtG in den Verteilnetzen und die Auswirkungen auf die Übertragungsnetze sind noch zu untersuchen.

5. Welche Alternativen (z. B. Power to Heat (PtH), Export) bestehen neben PtG, um die erwarteten Überschussstrommengen zu nutzen? Stellen diese Maßnahmen eine Konkurrenz oder eine Ergänzung dar?

Neben PtG stehen auch u. a. Power-to-Heat, Batterien und Exporte zur Aufnahme von EE-Strom, der die Nachfrage im Inland übersteigt, zur Verfügung. Die erstgenannten Technologien wurden im Rahmen des Projekts unter DSM zusammengefasst und bei der Ermittlung der Nachfragezeitreihen berücksichtigt, die Exporte ins europäische Ausland wurden modelliert. Alle Optionen stehen in Konkurrenz zu einander, da die Energie jeweils nur einmal gespeichert oder exportiert werden kann. Allerdings bieten alle Optionen auch unterschiedliche Parameter hinsichtlich Leistung, Kapazität und damit auch Standorte und Einsatzzweck, so dass sie sich, bezogen auf das Energiesystem, ergänzen.

PtG hat allerdings die Besonderheit, dass mit der Aufnahme von EE-Strom und Speicherung in der Gasinfrastruktur auch die Dekarbonisierung eigentlich gasversorgter Sektoren sowie der Mobilität ermöglicht werden. Darüber hinaus kann PtG als derzeit einzige Technologie erneuerbares Gas für den Einsatz in den notwendigen konventionellen Gaskraftwerken bereitstellen.

6. Welche Rolle können Gas- und Stromnetze beim Transport von Energie einnehmen, wenn bei hohen EE-Penetrationen Angebot und Nachfrage sowohl räumlich als auch zeitlich auseinanderfallen?

Durch den in den Modellen angenommenen Übertragungsnetzausbau können auch im 100%-EE-Szenario ca. 93 % des aus erzeugten EE-Stroms in die Stromnetze eingespeist und verteilt werden. Durch Nutzung von PtG und der Gasinfrastruktur kann die Erzeugung und Nachfrage sowohl zeitlich als auch räumlich entkoppelt und der Anteil der nutzbaren Energie auf ca. 99 % erhöht werden.

Die Aufnahme des erzeugten Wasserstoffes stellt allerdings auch die Gastransportnetze vor Herausforderungen. Trotz Ausbau des Gasnetzes nach dem NEP Gas und aufgrund sowohl der starken Konzentration der PtGA-Standorte auf den norddeutschen Raum als auch der angenommenen maximalen Wasserstoffkonzentration i. H. v. 15 Vol.-% kann nicht die gesamten Energie in Form von

Wasserstoff aufgenommen werden. Die darüber hinaus anfallende Energie müsste in Form von Methan eingespeist sowie die Netze entsprechend ausgebaut werden.

7. Welchen Beitrag leistet PtG zur EE-Integration durch die kombinierte Nutzung von Gas und Strom und welche Restriktionen sind zu beachten?

PtG kann, vor allem bei hoher EE-Durchdringung, die Integration der EE durch Reduzierung der Abregelung erhöhen.

Restriktionen bestehen stromseitig vor allem bei nicht optimaler Allokation der PtGA, da diese dann unter Umständen vor allem durch einen marktseitig getriebenen Einsatz neue Netzengpässe verursachen können-

Gasseitig bestehen die Restriktionen in der maximal zulässigen Wasserstoffkonzentration (Annahme hier: 15 Vol.-%) und der Kapazität der Gasinfrastruktur, welche auch die Einspeisung von Methan einschränken kann. Die Kapazitäten werden vor allem dann ausgeschöpft, wenn eine hohe PtGA-Leistung in einem engen Gebiet installiert ist (z. B. in den Gebieten mit Anschlusspunkten der Offshore-Windparks).

Des Weiteren müssen die Wechselwirkungen zwischen den Gastransport- und -verteilnetzen berücksichtigt werden, vor allem bei der Wasserstoffeinspeisung. Wenn z. B. in der Transportnetzebene bereits PtGA bis zu 10 Vol.-% Wasserstoff einspeisen, steht in den nachgelagerten Verteilnetzen nur noch eine Kapazität zur Aufnahme von zusätzlichen 5 Vol.-% Wasserstoff zur Verfügung.

8. Welche Auswirkungen ergeben sich aus dem Einsatz von Kurz- und Langzeitspeichern im Hinblick auf Stromerzeugung, Gestehungskosten, Speicherkosten, Gaspreise und Emissionen?

PtGA wirken sich in beiden betrachteten Szenarien positiv auf den Umfang der Abregelung der erneuerbaren Energien aus und führten somit zu einer Substitution konventioneller Kraftwerke, was sich auch positiv auf die Emissionen des Gesamtsystems auswirkt. Die Auswirkungen weiterer kurz- und langfristiger Speicher auf Emissionen und die Entwicklung der resultierenden Kosten konnte im Rahmen dieses Vorhabens nicht abschließend bewertet werden und sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

9. Welche gas- und stromnetzseitigen Implikationen sind zu erwarten (Netzausbau, Speicherbedarf und -auslegung, Gaszusammensetzungen, Kohlenstoffdioxid (CO₂) Quellen für die Methanisierung etc.)?

PtGA wirken, bei sinnvoller Allokation und netzdienlichem Einsatz, entlastend für das Stromnetz, was zur Verminderung des Bedarfs an Netzausbau führen kann. In den vorliegenden Ergebnissen wurden allerdings alle stromseitigen Ausbauoptionen aus dem Netzentwicklungsplan (NEP B 2034) als notwendig erachtet, darüber hinaus notwendiger Netzausbau konnte nicht berücksichtigt werden.

In den Gastransportnetzen ist, vor allem bei konzentrierter Allokation der PtGA sowohl mit mindestens einer anteiligen Methanisierung des einzuspeisenden Gases und darüber hinaus auch mit Netzausbau in den betroffenen Regionen zu rechnen.

In den Gasverteilnetzen können Netzveränderungen notwendig sein, um die Kapazitäten für die Einspeisung von Gasen aus PtGA punktuell zu erhöhen. Dazu können Gas-Druckregelanlagen zusammengefasst werden, um die Auslastung und damit die Kapazität zu erhöhen. Dies kann zu Anpassungsbedarf bei der Verteilnetzstruktur führen.

Der Einsatz von PtG beeinflusst auch den Speicherbedarf in den Stromnetzen, aufgrund des Fokus auf die Verminderung der EE-Abregelung beeinflussen sich alle Speichertechnologien und sonstige Flexibilitäten (z. B. DSM, Exporte) gegeneinander, die konkreten Wechselwirkungen konnten im Rahmen dieser Studie nicht untersucht werden.

Darüber hinaus werden auch Gasspeicher durch die Einspeisung von Gasen aus PtGA beeinflusst, da auf diesem Wege stärker schwankende Gasbeschaffenheiten eingespeichert werden als das heute der Fall ist. Dadurch kann es bei der Ausspeicherung zu Unterschieden zwischen Grund- und Speichergas kommen. Des Weiteren sind für die Untergrundgasspeicher noch nicht alle Fragen zur Wasserstoffverträglichkeit geklärt. Die Bereitstellung von großen Mengen Wasserstoffs innerhalb eines konzentrierten Gebiets kann langfristig auch dazu führen, dass bestehende Speicher für die Nutzung mit reinem Wasserstoff umgewidmet oder neue Speicher dafür gebaut werden.

Die Einspeisung von Wasserstoff aus PtGA in die Gasnetze führt zu signifikanten Veränderungen der Gaszusammensetzung. Aufgrund der von Erdgas deutlich abweichenden Werten bei Brennwert, Dichte und Methanzahl, verändern sich die Kennwerte des Gasgemisches wesentlich, je nach Grundgas und Höhe der Wasserstoffkonzentration auch über die derzeit geltenden Grenzwerte hinaus. Neben der grundsätzlichen Veränderung der Gaskennwerte spielt auch die zunehmende Schwankung der Gasbeschaffenheit, verursacht durch diskontinuierliche Einspeisung, eine wichtige Rolle. Die Auswirkungen beider Aspekte auf Gasendgeräte sind detaillierter zu untersuchen, darüber hinaus sollten diese Aspekte herstellerseitig bei der Auslegung künftiger Geräte Berücksichtigung finden. Es ist allerdings zu beachten, dass es auch durch die vermehrte Integration von LNG-Importen zu Schwankungen bei den Gaskennwerten kommt, auf die entsprechend reagiert werden muss. Insgesamt müssen die Gasinfrastruktur und die Verbraucher zukünftig flexibler werden.

Für die ggf. notwendige Methanisierung werden große Mengen CO₂ benötigt, dieses sollte langfristig aus erneuerbaren Quellen (z. B. Biogasaufbereitungsanlagen, Abscheidung aus Umgebungsluft) oder aus unvermeidbaren Emissionen (z. B. Industrieprozesse) stammen.

10. Welche kostenseitigen Auswirkungen auf das Energiesystem sind aus volkswirtschaftlicher Sicht durch den Ausbau von PtG zu erwarten?

Im 80%-EE-Szenario führt die Integration von PtGA unter den gemachten Annahmen (spezifische Investitionen für PtGA, Gaspreis, Wirkungsgradiententwicklungen, Einpreisung der CO₂-Freiheit des erzeugten Gases) volkswirtschaftlich zu keinen höheren Systemausgaben als im Szenario ohne PtG.

Im 100%-EE-Szenario gab es die Vorgabe, dass mindestens so viele PtGA ins System zu integrieren sind, dass die zur Rückverstromung benötigte Menge Gas in PtGA produziert wird. Die Auswirkung der PtGA, die für die Bereitstellung des Gases für die Kraftwerke installiert wurden, auf die volkswirtschaftlichen Kosten kann daher aufgrund der fehlenden Alternative zur THG-Minderung nicht bewertet werden. Die Übererfüllung der Vorgaben zum PtGA-Einsatz in den Berechnungen (es wurde mehr Gas in PtGA produziert, als rückverstromt wurde) deutet darauf hin, dass auch im 100%-EE-Szenario die Integration von PtGA mit Blick auf die Systemausgaben als ökonomisch vorteilhaft zu bezeichnen ist und nicht zu höheren Systemausgaben führt.

11. Unter welchen Szenarien (Kraftwerksausbau, Gasengpässe im Upstream Markt) sind in Deutschland Engpässe in der Gasversorgung zu erwarten?

Für die Entwicklungen des Kraftwerksparks in den KonStGas-Szenarien, die im Rahmen des Projekts mit dem Modell zur Entwicklung des Stromsystems ermittelt wurden, sind keine Engpässe in der Gasversorgung zu erwarten. Darüber hinaus können aus diesem Vorhaben heraus keine Aussagen zu Versorgungsengpässen in der Gasversorgung abgeleitet werden.

Im Rahmen dieses Vorhabens konnte unter den getroffenen Annahmen und Rahmenbedingungen gezeigt werden, dass die Konvergenz der Strom- und Gasnetze mittels der Power-to-Gas-Technologie sich bei EE-Anteilen ab ca. 80 % positiv auf die Integration der EE auswirkt. Darüber hinaus wurde gezeigt, dass PtG essenziell für eine vollständige Dekarbonisierung des Stromsystems ist, da nach derzeitigem Kenntnisstand nur mit PtG das erneuerbare Gas für den Einsatz in den auch zukünftig noch benötigten Gaskraftwerken bereitgestellt werden kann. Diese Aussage verstärkt sich noch, wenn weitere Sektoren zu dekarbonisieren sind.

Ein Ergebnis ist auch, dass PtG die derzeit geplanten Ausbaumaßnahmen in den Übertragungsnetzen nicht ersetzen, aber durch Netzentlastung ergänzen und dadurch ggf. weiteren Netzausbedarf vermindern kann.

Eine wichtige Erkenntnis ist aber auch, dass die Ziele zur Treibhausgasminderung im gesamten Energiesystem mit dem 80%-EE-Szenario und wohl auch dem 100%-EE-Szenario nicht erreicht werden, wenn nicht weitere Maßnahmen z. B. im Mobilitäts- oder Industriesektor getroffen werden. Aktuelle Studien, z. B. [Nitsch, 2016] gehen davon aus, dass die notwendige Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems u. a. mit einer deutlichen Elektrifizierung einhergeht. Dies führt zu einem deutlichen Anstieg der Stromnachfrage – auch für den PtG-Einsatz - und resultiert in einem wesentlich größeren Ausbau der EE als in diesem Vorhaben angenommen - mit einhergehendem Bedarf zur Anpassung der Netze und des Kraftwerksparks.

Zum Erreichen der Klimaziele unter optimaler Nutzung der vorhandenen Infrastrukturen ist es daher notwendig, mit Fokus auf der Einhaltung der Klimaziele den Ausbau der Infrastrukturen in allen Sektoren frühzeitig auf die Entwicklung der Energienachfrage und der Erneuerbaren Energien abzustimmen und alle Flexibilitäts- und Speicheroptionen im Energiesystem effizient auszubauen und zu nutzen. Hierfür sind detaillierte Analysen und Prognosen der erforderlichen Weiterentwicklung des Energiesystems notwendig sowie Infrastrukturentwicklungspläne, die über den Zeitraum der aktuellen Netzentwicklungspläne hinausgehen und bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus reichen.

Literaturverzeichnis

[AGEB, 2013]	AG Energiebilanzen e.V. (2013): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012. Zeitreihen von 2008 bis 2012. Fraunhofer ISI; TU München; RWI Essen. Berlin.
[AGEB, 2015]	AG Energiebilanzen e.V. (2015): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). www.ageb.de .
[Audi AG, 2013]	Audi AG, Herr Dr. Pengg (2013): Anlagenbesichtigung Werlte.
[BASF, 2015]	BASF (2015): BASF und Gazprom vereinbaren Vollzug des Asset-Tauschs [WWW Document]. BASF. URL: https://www.basf.com/de/company/news-and-media/news-releases/2015/09/p-15-330.html (abgerufen am 23.03.17).
[BDEW, 2015]	BDEW (2015): Wie heizt Deutschland? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt. Hg. v. Anke Tuschek. Berlin.
[BDEW/VKU/GOEDE, 2015]	BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden(2015): Abwicklung von Standardlastprofilen Gas, Berlin, 30.06.2015.
[BMU-Leitstudie, 2010]	Nitsch, J., Pregger, T.; Scholz, Y., Naegler, T., Sterner, M., Gerhardt, N., von Oehsen, A., Pape, C., Saint-Drenan, Y.-M. und Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Kurzbezeichnung: „BMU-Leitstudie 2010“. Datenanhang II. Dezember 2010. http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/Leitstudie_2010_Datenanhang-II_Master-17-12-10.pdf , abgerufen am 17.05.20.
[BMU-Leitstudie, 2012]	Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; de Tena, D. L.; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; von Oehsen, A.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M.; Wenzel, B. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, "Leitstudie 2011". Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/48591.php .
[BMWi, 2015]	BMWi (2015): Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), November 2015. www.bmwi.de .
[BMWi, 2016]	BMWi (2016): Zahlen und Fakten - Energiedaten. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). www.bmwi.de (Zugriff am 27.6.2016).
[BP, 2014]	BP (2014): BP energy outlook 2035.
[Brunner, Michaelis, Möst, 2015]	Brunner, C., Michaelis, J., Möst, D. (2015): Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39, 275–293.
[Bundesregierung, 2010]	Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Infodienst/2013/05/2013-05-15-energiewende/2013-05-15-energiewende.html .
[CET H2, 2012]	CET H2 (2012).

[dena, 2015]	Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2015): Erneuerbare Energien und energieeffiziente Mobilität, Biogaseinspeisung in Deutschland und Europa – Markt, Technik und Akteure, Berlin.
[Destatis, 2008]	Statistisches Bundesamt (2008): Klassifikation der Wirtschaftszweige – mit Erläuterungen. Wiesbaden.
[Destatis, 2016]	Statistisches Bundesamt (2016): URL: http://www.destatis.de Stand 17.12.2016.
[Dieckhöner, 2012]	Dieckhöner, C., 2012. Simulating Security of Supply Effects of the Nabucco and South Stream Projects for the European Natural Gas Market. Energy J. 33, 153–181.
[DLR/IWES/IfnE, 2012]	DLR/IWES/IFNE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des BMU, Förderkennzeichen 03MAP146 www.dlr.de.
[DVGW G 262, 2013]	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2013): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A), Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Bonn.
[DVGW, 2015]	Baumann, C.; Geschermann, K.; Moser, A.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Hüttenrauch, J.; Müller-Syring, G.; Köppel, W. (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie; DVGW G3-03-12. Bonn.
[DWD, 2017]	Deutscher Wetterdienst (DWD) (2017): Archiv der Klimadaten Deutschland – Tageswerte, URL: http://www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivtagmonat.html (Stand: 2017).
[EID, 2015]	EID (2015): Mitgliederverzeichnisse. Online verfügbar unter http://www.energieintensive.de/startseite.html , zuletzt abgerufen am 01.04.2015.
[Enertrag AG, 2013]	Enertrag AG (2013): Interview alkalische Elektrolyse.
[enervis, 2017]	Ervis (2017): Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien und Kosten, im Auftrag von: DEA, EWE, Gascade, Open Grid Europe, Shell, Statoil, Thüga und VNG. Berlin.
[e-netz Südhessen, 2017]	e-netz Südhessen (2017): URL: http://www.e-netz-suedhessen.de/?uid=21#gas (Stand: 2017).
[EnEV Leitfaden, 2014]	Bottrop, Michael Gierga; Staniszewski, Andre (2014): EnEV 2014. Leitfaden für Wohngebäude. 9. Aufl. Hg. v. Arbeitsgemeinschaft Mauerziegel e.V. Bonn.
[Enzensberger et al., 2002]	Enzensberger, N.; Fichtner, W. & Renz O. (2002) PERSEUS-ICE. Heidelberg, Physica-Verlag. 34.
[Erlor et al., 2013]	Erlor, R. et al. (2013): Potenzialstudie zur nachhaltigen Erzeugung und Einspeisung gasförmiger, regenerativer Energieträger in Deutschland (Biogasatlas), Bonn.
[European Gas Association, 2014]	European Biogas Association (2014): Green Gas Grids Project - Biomethane Roadmap for Europe: Biomethane workshop.
[EUROSTAT, 2014]	EUROSTAT (2014): Versorgung - Gas - monatliche Daten [ntg_103m] [WWW Document]. URL: https://data.europa.eu/euodp/de/data/dataset/drsVOnl-QkTXXePbvd0rqw (abgerufen am 30.06.14).

[EWI/gws/Prognos, 2010]	EWI/gws/Prognos (2010): Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Studie im Auftrag des BMWi, Projekt Nr. 12/10.
[EWI/Prognos/gws, 2014]	EWI, Prognose & gws (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Projekt Nr. 57/12. www.bmw.de .
[ExxonMobil, 2014]	Exxon Mobil (2014). The Outlook for Energy: A View to 2040.
[Fishbone et al., 1983]	Fishbone, L. G., et al. (1983): User's Guide for MARKAL. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme (ETSAP).
[GasNZV, 2013]	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung - GasNZV): GasNZV 2013.
[GIE, 2015]	GIE (2015): GIE LNG Map http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map (abgerufen am 23.03.17).
[Gottwald, 2010]	Gottwald, T. (2010): Biogaseinspeisung - Recht flüchtige Zukunft, online verfügbar unter: http://www.erneuerbareenergien.de/recht-fluechtige-zukunft/150/498/28808/ .
[Graf et al., 2014]	Graf, Frank; Krajete, Alexander; Schmack, Ulrich (2014): Techno-ökonomische Studie zur biologischen Methanisierung bei Power-to-Gas-Konzepten [Bericht]. - Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
[Hansen et al., 2014]	Hansen, P., Gores, S. & Matthes, F. C. (Eds.) (2014): Politiksznarien für den Klimaschutz VI - Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Schriften des Forschungszentrums Jülich 203, Forschungszentrum Jülich.
[Hauser et al., 2017]	Hauser, P.; Müller, T.; Schippers, V.; Schubert, D. K. J.; Möst, D. (2017): Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom- und Gasnetzen – Konvergenz Strom- und Gasnetze (Schlussbericht der TUD), Dresden.
[Hauser, Möst, 2016]	Hauser, P., Möst, D. (2016): Versorgungssicherheit im europäischen Erdgasmarkt und Implikationen für Power-to-Gas, in: Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik Und Betrieb.
[Hauser, Schmidt, Möst, 2016]	Hauser, P., Schmidt, M., Möst, D. (2016): Gas markets in flux: Analysis of components and influences for natural gas pricing in Europe, in: 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM).
[Heinrichs, 2013]	Heinrichs, H. (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund - Dissertation am Karlsruher Institut für Technologie (KIT), KIT Scientific Publishing.
[Höflich et al., 2010]	Höflich, Bernd; Kreutzkamp, Paul; Peinl, Hannes; Völker, Jakob; Kühne, Maximilian; Kuhn, Philipp; Tzscheuschler, Peter; Hermes, Roland; Krahl, Simon; Meisa, Kerstin (2010): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (Abschlussbericht), Berlin: Deutsche-Energieagentur (dena).
[h-tec, 2012]	h-tec (2012).
[Hüttenrauch et al., 2015]	Hüttenrauch, J.; Baumann, C.; Moser, A.; Zöllner, S.; Müller-Syring, G.; Steffens, P.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Köppel, W.; Degünther, C.; Geschermann,

	K. (2015): Nutzen der Power-to-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze; DVGW G3-03-12-ERG. Bonn.
[Hydrogenics, 2012]	Hydrogenics (2012): Interview alkalische Elektrolyse und PEM-Elektrolyse.
[IEA, 2011]	IEA (2011): World Energy Outlook 2011. Paris Int. Energy Agency.
[IEK-STE, 2015]	Forschungszentrum Jülich IEK-STE (2015): Systems Analysis and Technology Evaluation for Sustainable Energy Systems. IEK-STE Annual Report 2015. Jülich.
[IER/rwi/ZEW, 2008]	IER/rwi/ZEW (2008): Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009). Studie im Auftrag des BMWi Projekt Nr. 23/08.
[IHS, 2014]	IHS (2014): Energiewende im globalen Kontext - Sicherung der deutschen Wettbewerbsfähigkeit unter neuen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten. IHS Global GmbH. http://www.ihs.com/de/de/info/ecc/a/competitive-energiewende.aspx .
[ITM Power GmbH, 2013]	ITM Power GmbH, Sheffield (2013).
[IWES, 2015]	Fraunhofer IWES (2015): Datenaustausch von Klima- und Temperaturdaten. Kassel.
[Klimaschutzplan BMUB, 2016]	BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf , zuletzt aktualisiert am 21.11.2016, zuletzt geprüft am 17.03.2017.
[Krassowski, 2012]	Krassowski, Joachim (2012): Power-to-Gas-Technologien als Baustein in einem regenerativen Energiesystem - Ansätze zur Systemintegration in der Altmar [Bericht].
[Krause et al., 2011]	Krause, H.; Erler, R.; Köppel, W.; Fischer, M.; Hansen, P.; Markewitz, P.; Kuckshinrichs, W. & Hake, J. F. (2011): Bewertung der Energieversorgung mit leitungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern. Studie im Auftrag des DVGW e.V. www.dvgw-forschung.de .
[Krause et al., 2016]	Krause, H., Werschy, M., Franke, S., Schuhmann, E., Hüttenrauch, J., Giese, A., Leicher, J., Dörr, H. (2016): Erdgasbeschaffenheit in Deutschland - aktuelle Entwicklungen sowie eine Marktanalyse bei Gasverbrauchern und im Gasnetz, in: Kraftwerkstechnik 2016 - Strategien, Anlagentechnik Und Betrieb.
[LAK, 2017]	Länderarbeitskreis Energiebilanzen (LAK) (2017): URL: http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen/ (Stand: 2017).
[Loulou et al., 2004]	Loulou, R.; Goldstein, G. & Noble, K. (2004): Documentation for the MARKAL Family of Models. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme.
[Loulou et al., 2005]	Loulou, R.; Remme, U.; Kanudia, A.; Lehtila, A. & Goldstein, G. (2005): Documentation for the TIMES Model. IEA Energy Technology Systems Analysis Programme.
[Markewitz et al., 1998]	Markewitz, P.; Heckler, R.; Holzapfel, C.; Kuckshinrichs, W.; Martinsen, D.; Waldbeck, M. & Hake, J.-F. (1998): Modelle für die Analyse energiebedingter Klimagasreduktionsstrategien. Jülich, Forschungszentrum Jülich.

[Markewitz et al., 2014]	Markewitz, P., Heinrichs, H., Gillessen, B. (2014): Szenariodefinition, Rahmen- daten und -annahmen.
[Martinsen et al., 2006]	Martinsen, D.; Krey, V.; Markewitz, P. & Vögele, S. (2006): A Time Step Energy Process Model for Germany - Model Structure and Results. Energy Studies Review, 14:1, 35-57.
[Michaelis et al., 2016]	Michaelis, J., Hauser, P., Brunner, C. (2016): Die Einbindung von Power-to- Gas-Anlagen in den Gassektor http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topt-hema/tabid/70/NewsId/1742/Die-Einbindung-von-PowertoGasAnlagen-in-den-Gassektor.aspx (abgerufen am 06.11.2016).
[Mikrozensus, 2013]	Statistisches Bundesamt (2014): Mikrozensus 2013 - Ausgewählte Ergeb- nisse. Wiesbaden.
[Moser et al., 2014]	Moser, Albert; Zdrallek, Markus; Krause, Hartmut; Graf, Frank (2014): Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas- Technologie, Bonn : DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
[Müller-Syring et al., 2012]	Müller-Syring, Gert; Henel, Marco; Köppel, Wolfgang; Mlaker, Herwig; Sterner, Michael; Höcher, Thomas (2012): Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz, Bonn : DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V..
[NEP Gas 2016]	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2016): Netzentwicklungs- plan Gas 2016 – Entwurf. Berlin.
[NEP Gas, 2015]	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2015): Netzentwicklungs- plan Gas 2015. Berlin.
[NEP Gas, 2014]	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2014): Netzentwicklungs- plan Gas 2014. Berlin.
[NEP Gas, 2013]	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2013): Netzentwicklungs- plan Gas 2013. Berlin.
[NEP-Strom, 2014]	50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW (2014): NEP Netzentwicklungsplan Strom - Zweiter Entwurf, 04.11.2014
[NEP-Strom, 2013]	50Hertz/Amprion/TenneT/TransnetBW (2013): NEP Netzentwicklungsplan Strom.
[Nitsch, 2016]	Dr. Nitsch, Joachim (2016): „Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Sze- narien der deutschen Energieversorgung“, Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., Stuttgart, 07.03.2016.
[Öko-Institut/FGH-ISI, 2014]	Öko-Institut & FGH-ISI (2014): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des BMU, 14. August 2014. www.oeko.de .
[Öko-Institut/Fraunhofer ISI, 2015]	Öko-Institut e.V. & Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. End- bericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für. Berlin, Karlsruhe. On- line verfügbar unter https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf , zuletzt geprüft am 17.03.2017.
[Öko-Institut/Prognos, 2010]	Öko-Institut/ Prognos (2010): Modell Deutschland-Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Studie im Auftrag des WWF Deutschland.

[Ontras, 2015]	Ontras Transport GmbH: Netzkarte. Online verfügbar unter https://www.ontras.com/fileadmin/user_upload/Dokumente_Netztransparenz/ONT-RAS_Netz.png , zuletzt abgerufen am 01.04.2016.
[Prognos, 2010]	Prognos (2010): Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland. Studie im Auftrag der Vattenfall AG.
[Prognos, 2014]	Prognos AG; EWI; GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Basel, Köln, Osnabrück.
[Rode, 2004]	Rode, H. (2004): Entwicklungslinien der Braunkohlekraftwerkstechnik. Dissertation an der Universität-Gesamthochschule Essen, Tag der mündlichen Prüfung: 9.7.2004.
[Schuster, 2007]	Schuster, R. (2007): Zur Zukunft der Lausitzer Kohle. Studie im Auftrag von Die Linke.
[Sieber, 2012]	Sieber, D. (2012): Erdgasförderung / Fracking in Deutschland.
[Smolinka et al., 2012]	Smolinka, T.; Günther, M.; Garche, J. (2012): Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien: Kurzfassung des Abschlussberichts NOW-Studie, Freiburg im Breisgau : NOW.
[Statistisches Bundesamt, 2009]	Statistisches Bundesamt (2009): Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 12. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung. https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/Bevoelkerungsvorausberechnung.html .
[Sternier et al., 2014]	Sternier, Michael; Thema, Martin; Eckert, Fabian; Moser, Albert; Schäfer, Andreas; Drees, Tim; Rehtanz, Christian; Häger, Ulf; Kays, Jan; Seack, André; Sauer, Dirk Uwe; Leuthold, Matthias; Stöcker, Philipp (2014): Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, Berlin : Agora Energiewende.
[Sternier, 2009]	Sternier, Michael (2009): Dissertation // Bioenergy and renewable power methane in integrated 100 % renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems. - Kassel : Universität Kassel.
[Stiftung Umweltrecht/RWTH/IWES, 2014]	Stiftung Umweltrecht, RWTH & Fraunhofer IWES (2014): Roadmap Speicher - Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen - Speicheranreiz - Überwindung rechtlicher Hemmnisse - Endbericht (Langfassung).
[Strom 2030 BMWi, 2016]	BMWi (2016): Strom 2030. Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Impulspapier. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin, zuletzt geprüft am 17.03.2017.
[Tabula, 2015]	Loga, Tobias; Stein, Britta; Diefenbach, Nikolaus; Born, Rolf (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. neue Ausg. Darmstadt: Wohnen und Umwelt.
[Techem, 2012]	Techem (2012): Energiekennwerte. Hilfen für den Wohnungswirt - Eine Studie von Techem. Eschborn.
[TUD, 2016]	Hauser, P.; Möst, D. (2016): Wandel im europäischen Gasmarkt und Auswirkungen auf die Deckung der deutschen Gasnachfrage. TU Dresden (Lehrstuhl

	für Energiewirtschaft). Berlin. Online verfügbar unter http://www.dbi-gti.de/files/PDFs/Vortraege/00_04_KonStGas-Abschluss-Workshop_22.09.2016_TUD.pdf , zuletzt abgerufen am 24.12.2016.
[Umweltbundesamt, 2016]	Umweltbundesamt (2016): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland seit 1990 nach Gasen.
[VDI 2067, 2010]	VDI Richtlinie 2067 - Blatt 12, Dezember 2010: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung. Düsseldorf.
[VGB Power Tech et al., 2004]	VGB Power Tech et al. (2004): Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen. Studie gefördert mit Mitteln des NRW FKZ: 85.65.69-T-138.
[Waidhaus, 2013a]	Waidhaus, Dr. Manfred (2013): Elektrolyse als Schlüsselement, Workshop ESPEN, Siemens München, 28.11.2013.
[Waidhaus, 2013b]	Waidhaus, Dr. Manfred (2013): Siemens PEM-Electrolyzer [Interview].
[WEG, 2012]	WEG (2012): WEG Jahresbericht 2011 [WWW Document]. URL http://www.bveg.de/Presse/Presseinformationen/2012/WEG-Jahresbericht-2011 (abgerufen am 23.03.17).
[Wenske, 2011]	Wenske, M. (2011): Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse, Berlin : DBI-Fachforum Energiespeicherkonzepte und Wasserstoff.
[WI/Schaube, 2016]	Schaube, P. (2016): Metaanalyse von Stakeholder-Positionen bezüglich P2X; internes Arbeitspapier von Philipp Schaube (Stand Nov. 2015) und Anlage zum Projekt-Teilbericht „Ökologische Analysen und Handlungsempfehlungen zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien durch konvergente Nutzung von Strom und Gasnetzen (KonSt-Gas)“; FKZ 0325576F; Wuppertal Institut; März 2017.
[Zensus, 2011]	Statistisches Bundesamt (2012): Zensus 2011 - Ausgewählte Ergebnisse. Wiesbaden.

Anlagenverzeichnis

Anlage 1:	Literatursammlung für die Studien-Metaanalyse	204
-----------	---	-----

Anlage 1: Literatursammlung für die Studien-Metaanalyse

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
1	Agora Energiewende 2014	Agora Energiewende	2014	Daniel Fürstenwerth und Lars Waldmann	Stromspeicher in der Energiewende	Forschungsbericht
2	Ausfelder 2015	Dechema	2015	Florian Ausfelder	Energiespeicher - Der Beitrag der Chemie	Positionspapier
3	BMWi 2013	Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi)	2013	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Hans-Martin Henning, Andreas Palzer	ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050 - Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO ₂ -Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien	Forschungsbericht
4	Bruner et al. 2015	Zeitschrift für Energiewirtschaft	2015	Christoph Brunner, Julia Michaelis, Dominik Möst	Competitiveness of Different Operational Concepts for Power-to-Gas in Future Energy Systems	Zeitschriftenartikel
5	ChemCoast et al. 2013	ChemCoast e.V., Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst & Young GmbH (EY), unabhängiger Technologieberater Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Energierechtskanzlei Becker Büttner Held (BBH)	2013	unabhängiger Technologieberater Ludwig-Bölkow-Systemtechnik (LBST), Energierechtskanzlei Becker Büttner Held (BBH)	Fahrplan zur Realisierungs einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe	Forschungsbericht
6	Consentec 2011	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	2011	CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen	Bewertung der Flexibilität von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen	Abschlussbericht
7	crop.energies	Crop energies AG	2014	Crop energies AG	Bioethanol - Was und in Zukunft an Politische Rahmenbedingungen in der EU und in Deutschlandtreibt	Internetquelle
8	dena 2012	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2012	Nadia Grimm, Immo Zoch, Uta Weiß	Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.	Broschüre

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
9	dena 2013	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2013	Nadia Grimm, Stephan Hohmeier, Jeannette Uhlig, Andreas Weber, Immo Zoch	Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.	Broschüre
10	DLR et al. 2010 I	BMU	2010	Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR) Dr. Michael Sterner, Norman Gerhardt, Amany von Oehsen, Dr. Carsten Pape, Yves-Marie Saint-Drenan (IWES) Dr. Bernd Wenzel (IFNE)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“	Leitstudie
11	DLR et al. 2010 II	BMU	2010	Dr. Joachim Nitsch, Dr. Thomas Pregger, Yvonne Scholz, Dr. Tobias Naegler (DLR)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“, Datenanhang II	Leitstudie
12	DLR et al. 2012	BMU	2012	Joachim Nitsch, Thomas Pregger, Tobias Naegler, Dominik Heide, Diego Luca de Tena, Franz Trieb, Yvonne Scholz, Kristina Nienhaus (DLR) Norman Gerhardt, Michael Sterner, Tobias Trost, Amany von Oehsen, Rainer Schwinn, Carsten Pape, Henning Hahn, Manuel Wickert, (IWES) Bernd Wenzel (IFNE)	Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht	Leitstudie
13	DLR et al. 2014	DLR	2014	Dr. U. Bünger, H. Landinger, E. Pschorr-Schoberer, P. Schmidt, W. Weindorf (LBST); J. Jöhrens, U. Lambrecht (ifeu); K. Naumann (dbfz); A. Lischke (DLR)	Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven	Kurzstudie
14	DVGW et al. 2011 I	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	2011	Dr. Hartmut Krause, Frank Erler, Wolfgang Köppel, Markus Fischer; Dr. Patrick Hansen, Dr. Peter Markewitz, Dr. Wilhelm Kuckshinrichs, Prof. Jürgen-Fr. Hake	Bewertung der Energieversorgung mit leistungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern - Einfluss moderner Gastechnologien in der häuslichen Energieversorgung auf Effizienz und Umwelt 1	Abschlussbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
15	DVGW et al. 2011 II	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches)	2011	Dr. Hartmut Krause, Frank Erler, Wolfgang Köppel, Markus Fischer; Dr. Patrick Hansen, Dr. Peter Markewitz, Dr. Wilhelm Kuckshinrichs, Prof. Jürgen-Fr. Hake	Bewertung der Energieversorgung mit leistungsgebundenen gasförmigen Brennstoffen im Vergleich zu anderen Energieträgern - II	Abschlussbericht
16	Elsner 2015	Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie; Uwe Sauer	2015	Prof. Dr. Peter Elsner	Energiespeicher Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“	Teil der Schriftenreihe: Energiesysteme der Zukunft (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.)
17	ETG 2012 b I	VDE (ETG)	2012	ETG-Task Force Energiespeicherung - Dr. Franziska Adamek, Thomas Aundrup, Wolfgang Glaunsinger, Martin Kleimaier, Hubert Landinger, Dr. Matthias Leuthold, Benedikt Lunz, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr. Carsten Pape, Helge Pluntke, Niklas Roterling, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, Prof. Dr.-Ing Michael Sterner, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellfoß	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050	Studie - Gesamttext
18	ETG 2012 b II	VDE (ETG)	2012	ETG-Task Force Energiespeicherung - Dr. Franziska Adamek, Thomas Aundrup, Wolfgang Glaunsinger, Martin Kleimaier, Hubert Landinger, Dr. Matthias Leuthold, Benedikt Lunz, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Dr. Carsten Pape, Helge Pluntke, Niklas Roterling, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Uwe Sauer, Prof. Dr.-Ing Michael Sterner, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfram Wellfoß	Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050	Studie - Zusammenfassung der Ergebnisse
19	Fraunhofer IWES 2014a	Fraunhofer IWES	2014	Norman Gerhardt, Fabian Sandau, Britta Zimmermann, Dr. Carsten Pape, Dr. Stefan Bofinger Prof. Dr. Clemens Hoffmann	Geschäftsmodell Energiewende - Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument	Forschungsbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
20	Fraunhofer IWES 2014b	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)	2014	Mareike Jentsch und Tobias Trost (Fraunhofer IWES), Dr. Holger Höfling und Henning Jachmann (ZSW Stuttgart)	Analyse von Power-to-Gas-Energiespeichern im regenerativen Energiesystem	Forschungsbericht
21	GermanHy 2009	Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)	2009	Steffen Joest, Dr. Maximilian Fichtner, Prof. Dr. Martin Wietschel, Prof. Dr. Ulrich Büniger, Christoph Stiller, Patrick Schmidt, Frank Merten	"Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050?"	Zusammenfassung der Studienergebnisse
22	Götz et al. 2015	Elsevier	2015	Manuel Götz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mörs a, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert, Thomas Kolb	Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review	Zeitschriftartikel Renewable Energy 85 (2016) 1371-1390
23	Greenpeace 2015 I	Greenpeace	2015	Michael Friedrich Politik und Kommunikation, Greenpeace Energy eG	FACTSHEET WINDGAS-STUDIE Zur Pressekonferenz am Montag, den 24.8.15, 10.30 Uhr	FACTSHEET
24	Hartmann et al. 2012	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Institut für Strömungsmechanik und Hydraulische Strömungsmaschinen (IHS) Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) Universität Stuttgart	2012	Niklas Hartmann, Ludger Eltrop, Nikolaus Bauer, Johannes Salzer, Simon Schwarz, Maika Schmidt	Stromspeicherpotenziale für Deutschland	Forschungsbericht
25	Hey 2012	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	2012	Dipl.-Ing. (FH) Bastian Hey	Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements	Masterthesis
26	Holzhammer U. et al. 2012	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	2012	Dipl.-Ing. Joha Grope, Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer	Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomehtan - Biomethanverwertung in Kraft-Wärme-Kopplung, als Kraftstoff und als Beimischprodukt im Wärmemarkt	Präsentation: Zwischenergebnisse aus dem Forschungsvorhaben "BIOMON"

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
27	RWTH et al. 2014	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2014	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause, Dr.-Ing. Frank Graf, Christoph Baumann, Kilian geschermann, Jens Hüttenrauch, Wolfgang Köppel, Gert Müller-Syring, Philipp Jonathan Steffens, Marcus stötzel, Sylvana Zöllner	Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-technologie	Wissenschaftliche Studie
28	Jansen et al. 2015	BEE e.V.	2015	Malte Jansen, Christoph Richts, Norman Gerhardt, Thorsten Lenck, Marie-Louise Heddrich	Strommarkt-Flexibilisierung - Hemmnisse und Lösungskonzepte	Studie
29	Jentsch et al. 2014	Elvsevier Ltd.	2014	Mareike Jentsch, Tobias Trost, Michael Sterner	Optimal Use of Power-to-Gas Energy Storage Systems in an 85% Renewable Energy Scenario	Zeitschriftartikel
30	Knorr et al. 2014	Fraunhofer IWES	2014	Kaspar Knorr, Britta Zimmermann, Dirk Kirchner, Markus Speckmann, Raphael Spieckermann, Martin Widdel, Manuela Wunderlich, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig, Florian Steinke, Philipp Wolfrum, Thomas Leveringhaus, Thomas Lager, Lutz Hoffmann, Dirk Filzek, Tina Göbel, Bettina Kusserow, Lars Nicklaus, Peter Ritter	Kombikraftwerk 2	Abschlussbericht
32	Michaelis et al. 2014	Fuel Cells, WILEY-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA,	2014	J. Michaelis, F. Genoese, M. Wietschel	Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector	Onlineartikel
33	Moser et al. 2012	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2012	Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser, Niklas Roterling MSc ETH, Dipl.-Wirtsch.-Ing. Christopher Breuer	Gas-Infrastrukturen zur Unterstützung des Stromnetzes	Zeitschriftartikel - DVGW Jahresrevue
34	Moser et al. 2015	DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	2015	Christoph Baumann (RWTH); Kilian Geschermann (RWTH), Fabian Grote (RWTH), Jens Hüttenrauch (DBI), Wolfgang Köppel (DVGW-EBI), Gert Müller-Syring (DBI), Philipp Steffens (BUW), Dr.Ing. Marcus Stötzel (BUW), Sylvana Zöllner (DBI)	Nutzen der Power-t-Gas-Technologie zur Entlastung der 110-kV-Stromverteilungsnetze	Studie

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
35	Oberschmidt und Klobasa 2008	Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research	2008	Julia Oberschmidt, Marian Klobasa	Economical and technical valuation of energy storage systems	Forschungsbericht
36	Öko-Institut e.V. 2013	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2013	Öko-Institut e.V. - Institut für angewandte Ökologie: Ruth Blanck, Peter Kasten, Florian Hacker, Moritz Mottschall	Treibhausgasneutraler Verkehr 2050: Ein Szenario zur zunehmenden Elektrifizierung und dem Einsatz stromerzeugter Kraftstoffe im Verkehr	Abschlussbericht
37	Öko-Institut_Power to Gas_2014	Öko-Institut	2014	Hauke Hermann, Lukas Emele, Charlotte Lorack	Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien	Studie
38	PIK 2013	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.)	2013	PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung e. V.: Falko Ueckerdt, Dr. Gunnar Luderer, Finn Müller-Hansen	Analyse des Klimaschutzpotenzials der Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff und Methan	Abschlussbericht
39	Planet GbR et al. 2014	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)	2014	PLANET Planungsgruppe Energie und Technik GbR: Dipl.-Phys. Klaus Stolzenburg, Fachhochschule Lübeck PROJEKT-GMBH: Dr.-Ing. Roland Hamelmann, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Prof. Dr. Martin Wietschel, Dr. Fabio Genoese, Dipl.-Kauffrau Univ. Julia Michaelis, Institut für Energie und Umwelt e.V. an der Fachhochschule Stralsund: Prof. Dr. Jochen Lehmann, Dipl.-Ing. (FH) Andreas Miege, Dipl.-Ing. (FH) Stephan Krause, Dipl.-Ing. (FH) Christian Sponholz, KBB Underground Technologies GmbH: Dipl.-Ing. Sabine Donadei, Dipl.-Ing. Fritz Crotogino, Dipl.-Ing. Andreas Acht, Dipl.-Geol. Peter-Laszlo Horvath.	Integration von Wind-Wasserstoff-Systemen in das Energiesystem	Abschlussbericht
40	Prognos AG et al. 2010	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	2010	Prognos AG: Dr. Michael Schlesinger, EWI: PD Dr. Dietmar Lindenberger, GWS: Dr. Christian Lutz	Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bunderregierung	Studie
41	Regett et al. 20xx	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.	-	M.Sc. Anika Regett; M.A. Kristin Wachinger; Dipl.-Ing. Florian Samweber; Dipl.-Ing. Simon Köppl	Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport	Gutachten

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
					Hybridnetz (Power-to-Gas) vs. HGÜ-Leitung	
43	Schill 2013	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung	2013	Wolf-Peter Schill	"Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany"	Diskussionspapiere
45	Schnurbein 2012	ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN Jg. (2012) Heft 9	2012	Vladimir von Schnurbein	Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan	Zeitschriftartikel
46	Smolinka et al. 2010	Fraunhofer ISE und FCBAT	2010	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme: Tom Smolinka, Martin Günther, Fuel Cell and battery Consulting (FCBAT): Jürgen Garcke	"Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien"	Kurzfassung des Abschlussberichts der Studie
47	SRU 2011	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)	2011	Prof. Dr. phil. Christian Hey (Generalsekretär), M.A.. Dipl.-Verw.-Wirt Christian Simon (Stellvertretender Generalsekretär), Dr.-Ing. Mechthild Baron, Dipl. Wi.-Ing. Sönke Bohm (Flensburg), Dipl.-Agraring., MSc Johanna Budde (Bonn), Dipl.-Biol. Henriette Dahms (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Ulrike Doyle, Ass. iur. Miriam Dross, Dr. rer. nat. Felix Glahn (Halle/Saale), Dipl.-Pol. Julia Hertin, Dipl. Wi.-Ing. Holger Höfling, Dipl.-Biol., MES Anna Leipprand (Berlin), Dr. phil. Dörte Ohlhorst (Berlin), Dr. rer. nat. Markus Salomon, Dipl.-Biol. Susanne Schick (Frankfurt/Main), Dr. rer. nat. Elisabeth Schmid, Dipl. iur. Heidi Stockhaus (Berlin), MPP, MA Michael Weber.	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung	Abschlussbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
48	SRU 2011 kurz	Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)	2011	Prof. Dr. Martin Faulstich (Vorsitzender), Technische Universität München Prof. Dr. Heidi Foth (stellv. Vorsitzende), Universität Halle-Wittenberg Prof. Dr. Christian Calliess, Freie Universität Berlin Prof. Dr. Olav Hohmeyer, Universität Flensburg Prof. Dr. Karin Holm-Müller, Rheinische Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn Prof. Dr. Manfred Niekisch, Goethe-Universität Frankfurt und Zoologischer Garten Frankfurt Prof. Dr. Miranda Schreurs, Freie Universität Berlin	Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung - Kurzfassung für Entscheidungsträger	Abschlussbericht - Kurzfassung
49	Stademann 2014	energie wasser-praxis (3/2014, S. 8-11)	2014	Arnd Stademann	Power to Gas - das etwas andere Biogas	Zeitschriftenartikel
50	Sterner et al. 2010	LIFIS ONLINE	2010	Michael Sterner, Yves-Marie Saint-Drean, Norman Gerhardt, Michael Specht, Bernd Stürmer, Ulrich Zuberbühler	Erneuerbares Methan- Ein innovatives Konzept zur Speicherung und Integration Erneuerbarer Energien sowie zur regenerativen Vollversorgung	Online Veröffentlichung
52	Sterner et al. 2015 II	Greenpeace Energy eG	2015	Prof. Dr. Michael Sterner, Martin Thema, Fabian Eckert (alle FENES / Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg; Thorsten Lenck, Philipp Götz (alle Energy Brainpool GmbH & Co. KG	Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für das Gelingen der Energiewende	Studie komplett
53	Trost et al. 2011	6th International Renewable Energy Storage Conference - IRES 2011	2011	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Tobias Trost, Michael Sterner, Mareike Jentsch	Mobility costs analysis and life cycle assessment of powertogas as alternative fuel	Forschungsbericht
54	Trost et al. 2012	Deutsche Energie-Agentur GmbH	2012	Tobias Trost · Sönke Horn · Mareike Jentsch · Michael Sterner	Erneuerbares Methan: Analyse der CO ₂ -Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland	Zeitschriftartikel

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
55	UBA 2010	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2010	Thomas Klaus, Carla Vollmer, Kathrin Werner, Harry Lehmann, Klaus Müschen, Reinhard Albert, Michael Bade, Thomas Charissé, Frauke Eckermann, Reinhard Herbener, Ute Kaulfersch, Guido Knoche, Kai Kuhnhenh, Christiane Lohse, Charlotte Loreck, Ullrich Lorenz, Benjamin Lünenbürger, Michael Memmler, Christoph Mordziol, Andreas Ostermeier, Gertrude Penn-Bressel, Anika Reetsch, Yvonne Röming, Jens Schuberth, Jan Seven, Ulrike Wachsmann, Sven Weißbach, Bärbel Westermann, Alexander Boehringer, Michael Börner, Kathrin Bruhn, Andreas Burger, Susanne Findeisen, Patrick Gniffke, Christian Herforth, Wulf Hülsmann, Kai Lipsius, Michael Marty, Werner Niederle, Diana Nissler, Ines Oehme, Peter Pichl, Sarah Rieseberg, Jörg Schneider, Sven Schneider	2050: 100% - Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen	Forschungsbericht

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
56	UBA 2014	Umweltbundesamt für Mensch und Umwelt	2014	Rosemarie Benndorf, Maja Bernicke, Andreas Bertram, Wolfgang Butz, Folke Dettling, Johannes Drotleff, Cornelia Elsner, Eric Fee, Christopher Gabler, Christine Galander, Yvonne Hargita, Reinhard Herbener, Tim Hermann, Fabian Jäger, Judith Kanthak, Hermann Kessler, Yvonne Koch, David Kuntze, Martin Lambrecht, Christian Lehmann, Harry Lehmann, Sandra Leuthold, Benjamin Lünenbürger, Insa Lütkehus, Kerstin Martens, Felix Müller, Klaus Müschen, Diana Nissler, Sebastian Plickert, Katja Purr, Almut Reichart, Jens Reichel, Hanno Salecker, Sven Schneider, Jens Schuberth, Dietrich Schulz, Marlene Sieck, Ulla Strenge, Bärbel Westermann, Kathrin Werner, Christine Winde, Dietmar Wunderlich, Brigitte Zietlow	Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050	Forschungsbericht
57	Valentin et al. 2011	Energieverlag GmbH	2011	Florian Valentin, Hartwig von Bredow	Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und sythetisches Gas aus erneuerbaren Energien	Zeitschriftartikel: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 12
60	Wolf et al. 2012	DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.)	2013	E.ON Ruhrgas AG: Dr. Marius Adelt, Dr. Klaus Altfeld, Dr. Manfred Hoppe, Dr. Gerald Linke, Herwig Mlaker, Dr. Petra Nitschke-Kowsky, Dr. Peter Schley, Dr. Klaus Steiner, DVGW-EBI: Dr. Frank Graf, Wolfgang Köppel, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: Marco Henel, Gert müller-Syring, VNG AG: Dr. Thomas Höcher, OGE, open Grid Europe: Heribert Kaesler, Dr. Thomas Löffler, Dr. Ulrich Marewski, Markus Reinhold, Fraunhofer IWES: Amany von Oehsen, Thorsten Reimann, Prof. Dr.	Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz	Studie

Nr.	Kurzbezeichnung	Herausgeber	Jahr	Bearbeiter	Name der Veröffentlichung	Art der Veröffentlichung
				Michael Steiner, Tobias Trost, E.ON Gas Storage: Dr. Matthias Zenner, Dr. Andrei Zschoke		
61	WWF Deutschland 2009	WWF Deutschland	2009	Prognos AG: Dr. Almut Kirchner, Dr. Michael Schlesinger, Dr. Bernd Weimann, Peter Hofer, Vincent Rits, Marco Wunsch, Marcus Koepp, Lucas Kemper, Ute Zweers, Samuel Straßburg, Andrea Ley, Öko-Institut e.V.: Dr. Felix Chr. Matthes, Julia Busche, Verena Graichen, Dr. Wiebke Zimmer, Hauke Hermann, Gerhard Penninger, Lennart Mohr, Dr. Hans-Joachim Ziesing	Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken	Endbericht