

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 26

Das EFZN ist eine wissenschaftliche
Einrichtung der



in Kooperation mit den Universitäten



**Transportnetzberechnung zur Feststellung der
Erdgasversorgungssicherheit in Deutschland
unter regulatorischem Einfluss**

Dissertation

zur Erlangung des Grades einer Doktorin
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von

Dipl.-Ing. Jessica Rövekamp, MBA
aus Bochum

genehmigt von der

Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal,

Tag der mündlichen Prüfung

8. Dezember 2014

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2015

Zugl.: (TU) Clausthal, Univ., Diss., 2014

D 104

Vorsitzende der Promotionskommission:

Univ.-Prof. Dr. rer. pol. Inge Wulf

Hauptberichterstatter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer

Berichterstatter:

Prof. Dr.-Ing. Klaus Homann

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2015

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2015

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-95404-932-5

eISBN 978-3-7369-4932-4

Vorwort

Die vorliegende Arbeit ist als Freie Promotion an der Technischen Universität Clausthal während meiner Beschäftigung bei der Open Grid Europe GmbH entstanden.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer für seine Bereitschaft zur wissenschaftlichen Betreuung dieser Arbeit. Seine Unterstützung und die vielen hilfreichen Anregungen und Diskussionen haben mir sehr geholfen und wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Auch meinem Betreuer Prof. Dr.-Ing. Klaus Homann möchte ich für seine Unterstützung und Bereitschaft zur Begutachtung dieser Arbeit herzlich danken.

Ferner möchte ich mich bei allen Kollegen des Instituts für Gasversorgung an der Technischen Universität Clausthal, insbesondere Steven Hotopp, Bastian Sauer, Sven Gottwald, Maren Wentzel-Böttcher, Holger Derlien, Jan-Niklas Rottmann, Krzysztof Broda und Dr. Bo Li für die gute Zusammenarbeit und die spannende Zeit bedanken.

Ebenfalls gilt großer Dank meinem Arbeitgeber Open Grid Europe GmbH, der mir die Anfertigung der Dissertation ermöglicht hat, und meinen dortigen Vorgesetzten und Abteilungskollegen, insbesondere Ludger Sax, Detlef Brüggemeyer, Dr. Lars Huke, Nina Heineke, Gregor Möhlen, Dr. Mirko Ebbers und Artur Emgrunt.

Herzlich danken möchte ich auch Prof. Dr.-Ing. Rolf Hüning für seine fachliche Unterstützung und die freundliche Übersendung seines Fachbuches „Handbuch der Gas-Rohrleitungstechnik“.

Für die interessanten Diskussionen, die vielen Anregungen und für das Lektorieren der Arbeit möchte ich mich ganz herzlich bei Prof. Dr. rer. nat. Thorsten Koch, Klaus Spreckelsen, Eva-Maria Fasold, meiner Mutter Karin Hülsewig und meinem Mann Markus bedanken. Auch meinem Vater Prof. Dr. rer. nat. Albert Ziegler gilt mein großer Dank, da er mich von Kindheit an für Technik begeistert hat.

Mein herzlichster Dank gilt meiner Familie und meinen Freunden für die Unterstützung, die Motivation und das fortwährende Verständnis während der letzten Jahre!

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	XI
Abbildungsverzeichnis.....	XV
Tabellenverzeichnis.....	XIX
Formelzeichen.....	XX
Glossar.....	XXIV
Kurzfassung.....	XXIX
Abstract.....	XXX
1 Einleitung.....	1
2 Motivation.....	5
2.1 Stand der Forschung.....	5
2.2 Aktuelle Praxis.....	8
2.3 Erkenntnisgewinn.....	11
3 Grundlagen des Gastransports.....	13
3.1 Gasproduktion und -vorkommen.....	13
3.1.1 Konventionelle und unkonventionelle Vorkommen.....	14
3.1.2 Weitere Gasquellen.....	15
3.2 Transport und Speicherung.....	16
3.2.1 Leitungsgebundener Gastransport.....	17
3.2.2 Gastransport per Schiff.....	19
3.2.3 Speicherung.....	21
3.3 Versorgung Europas und Deutschlands.....	23
3.3.1 Energiemix und Bezugsquellen.....	23
3.3.2 Deutsches Erdgasnetz.....	25
3.3.3 Geopolitik.....	27
4 Politische Rahmenbedingungen.....	29
4.1 Liberalisierung und Regulierung.....	29
4.1.1 Behörden, Organe und Interessenvertretungen.....	29
4.1.2 Chronologie der Regulierung.....	32
4.2 Detailbetrachtung des Regulierungsrahmens.....	42
4.2.1 Unternehmensentflechtung.....	42
4.2.2 Kapazitäten.....	44
4.2.3 Entry-Exit-Modell und freie Zuordenbarkeit.....	46
4.2.4 Interne Bestellung und Kapazitätsfreihaltungen.....	47
4.2.5 Versorgungssicherheit.....	47
4.2.6 Netzentwicklungsplanung.....	50
4.3 Deutsche Energie- und Umweltpolitik.....	50
4.3.1 Energiegesetzgebung und Energiewende.....	51

4.3.2	Wesentliche Einflussfaktoren mit Auswirkungen auf den heutigen und zukünftigen Gastransport.....	52
5	Grundlagen der Netzberechnung	55
5.1	Gaseigenschaften	55
5.1.1	Gaszusammensetzung und Brennwert	55
5.1.2	Ideales und reales Gasverhalten	57
5.1.3	Thermodynamische Gleichungen	62
5.2	Beschreibung von Netzelementen	65
5.2.1	Leitungen	65
5.2.2	Knoten.....	70
5.2.3	Anlagen und Armaturen.....	71
5.2.4	Widerstände.....	72
5.2.5	Speicher.....	73
5.2.6	Verdichter.....	76
5.2.7	Verdichterstationen.....	83
5.3	Simulation.....	86
6	Methodisches Vorgehen zur Erstellung des Berechnungsmodells.....	91
7	Topologiemodell.....	97
7.1	Leitungen und Leitungsknoten	97
7.1.1	Datenverfügbarkeit	97
7.1.2	Ergänzende Annahmen	98
7.1.3	Datenauswertung.....	100
7.2	Ein- und Ausspeisepunkte	100
7.2.1	Datenverfügbarkeit	100
7.2.2	Ergänzende Annahmen	101
7.2.3	Datenauswertung.....	103
7.3	Vor- und nachgelagerte Infrastruktur	104
7.3.1	Datenverfügbarkeit	104
7.3.2	Ergänzende Annahmen	105
7.3.3	Datenauswertung.....	106
7.4	Verdichterstationen	108
7.4.1	Datenverfügbarkeit	108
7.4.2	Ergänzende Annahmen	109
7.4.3	Datenauswertung.....	112
7.5	Anlagen und Armaturen	113
7.5.1	Datenverfügbarkeit	113
7.5.2	Ergänzende Annahmen	113
7.5.3	Datenauswertung.....	114
7.6	H-Gas-Netzmodell auf Basis allgemein zugänglicher Informationen...	115
7.7	Kritische Würdigung des Topologiemodells	118

8	Szenarienmodell	121
8.1	Temperaturdaten	121
8.1.1	Tagestemperaturmessdaten des Deutschen Wetterdienstes	121
8.1.2	Klimazonen und Norm-Auslegungstemperaturen	122
8.1.3	Korrelationen zur mittleren deutschen Tagestemperatur	125
8.1.4	Zuordnung der Letztverbraucher zu den NATZ	128
8.1.5	Zuordnung der Temperaturdaten mittels Datum	129
8.2	Buchungen und Flusswerte	130
8.2.1	Datenverfügbarkeit	130
8.2.2	Annahmen und Korrekturen	131
8.2.3	Datenauswertung	135
8.3	Maximalflusswerte für Ein- und Ausspeisepunkte	144
8.3.1	Datenverfügbarkeit	144
8.3.2	Ergänzende Annahmen	146
8.3.3	Datenauswertung	147
8.4	Rekonstruktion der Netzsituation im Februar 2012	149
8.4.1	Datenverfügbarkeit	149
8.4.2	Ergänzende Annahmen	151
8.4.3	Datenauswertung	152
8.5	Herleitung des Szenariengerüsts	157
8.5.1	Datenverfügbarkeit	157
8.5.2	Annahmen und Korrekturen	157
8.5.3	Datenauswertung	158
8.6	Auswahl der Szenarien	173
8.6.1	Festlegung der Temperaturen für die Basisszenarien	174
8.6.2	Umgang mit Hybridpunkten in den Basisszenarien	176
8.6.3	Versorgungssicherheitsszenarien	177
8.7	Kritische Würdigung des Szenarienmodells	177
9	Steuerungsmodell	181
9.1	Aussteuerung der Szenarien	182
9.1.1	Allgemeine Grundsätze	182
9.1.2	Einstellungen aktiver Elemente	183
9.1.3	Fahrwege von Elementgruppen	184
9.2	Kriterien zur Nutzung von Steuerungsplänen	185
9.2.1	Nutzung bestehender Steuerungspläne für das Gesamtnetz	186
9.2.2	Erstellung zusätzlicher Steuerungspläne	187
9.3	Interpretation der Ergebnisse	188
9.4	Kritische Würdigung des Steuerungsmodells	188
10	Auswertung	191
10.1	Basisszenarien	198
10.2	Versorgungssicherheitsszenarien	218
10.2.1	Ausfall der Verdichterstation Mallnow	218

10.2.2	Ausfall der Verdichterstation Radeland	221
10.2.3	Ausfall der Lieferungen und der Verdichterstationen Waidhaus	222
10.2.4	Ausfall der Verdichterstation Werne	225
10.2.5	Ausfall des Speichers Rehden.....	227
10.2.6	Ausfall norwegischer Lieferungen.....	227
10.2.7	Ausfall russischer Lieferungen.....	227
10.3	Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen.....	233
11	Zusammenfassung und Ausblick.....	239
12	Literaturverzeichnis	245
Anhang	275
12.1	Verdichterstationen und Maschinenleistungen	275
12.2	Daten der Untergrundgasspeicher	280
12.3	Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des L-Gas-Fernleitungsnetzes	285
12.4	Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des H-Gas-Fernleitungsnetzes	287
12.5	Relationen	294
12.6	Modellierte Fahrwege der Verdichterstation Krummhörn	299
12.7	Kombinatorik eines Reglerkreuzes	302
12.8	Leitungskapazität	303

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AtG	Atomgesetz
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BGW	Bundesverbands der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (kurz: Bundesnetzagentur)
CEER	Council of European Energy Regulators (Rat der europäischen Energieregulierer)
DEHSt	Deutsches Emissionshandelsregister
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN-Norm	Norm des Deutschen Instituts für Normung
DIN EN	Deutsche Industrie-Norm und Euro-Norm
DIN EN ISO	Deutsche Industrie-Norm, Euro-Norm und Norm der International Organization for Standardization (Internationale Normungsorganisation)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFET	European Federation of Energy Traders (Europäische Föderation der Energiehändler)
EG	Europäische Gemeinschaften
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnSiG	Energiesicherungsgesetz
ENTSO-E	European network of Transmission System Operators for Electricity (Europäisches Netzwerk der Stromnetzbetreiber)

ENTSO-G	European network of Transmission System Operators for Gas (Europäisches Netzwerk der Gasnetzbetreiber)
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz
ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas (Gruppe der europäischen Regulierer für Elektrizität und Gas)
ETG	Erdgastransportgesellschaft Thürin-gen-Sachsen mbH
EU	Europäische Union
EVPG	Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz
EWE	EWE Netz GmbH
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GaBi Gas	Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasSV	Gassicherungsverordnung
GeLi Gas	Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas
GEODE	European independent distribution companies of gas and electricity (Europäische Stadtwerksvereinigung)
GGPSSO	Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (Leitlinien der guten Praxis des Zugangs Dritter für Speicherbetreiber)
GIE	Gas Infrastructure Europe (Gasinfrastruktur Europa) – Organisation von 65 Mitgliedsunternehmen in 26 Staaten mit den Unterabteilungen Gas Transmission Europe (GTE), Gas Storage Europe (GSE) und Gas LNG Europe (GLE)
GIS	Geoinformationssystem
GLE	Gas LNG Europe (Gas LNG Europa)
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH
GSE	Gas Storage Europe (Gas Speicher Europa)
GTE	Gas Transmission Europe (Gas Transport Europa)
GTG	Gastransport Nord GmbH

GÜ	Grenzübergangspunkt
H-Gas	Hochkalorisches H-Gas (für engl.: high calorific gas)
IEA	International Energy Agency
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
I-Gas	Niederkalorisches H-Gas (für engl.: low calorific gas)
LBGT	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
LNG	Liquified Natural Gas (Verflüssigtes Erdgas)
MÜ	Marktgebietsübergangspunkt
NAP	Netzanschlusspunkt
NAP-IND	Netzanschlusspunkt zu einer Industrieanlage
NAP-KW	Netzanschlusspunkt zu einem Kraftwerk
NAP-SP	Netzanschlusspunkt zu einem Gasspeicher
NATZ	Norm-Auslegungstemperatur-Zone
NB	Netzbetreiber
NEP	Netzentwicklungsplan
NKP	Netzkopplungspunkt
NKP-IB	Netzkopplungspunkt mit einem nachgelagerten Netz
NSD	Netzstrukturdaten
OGE	Open Grid Europe GmbH
OGR	Open Grid Regional GmbH
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RGGPTPA	Recommendations on Guidelines for Good Practice to TPA Services, Tarification, Balancing, etc.“ (Empfehlungen für Leitlinien der guten Praxis für Service, Tarifierung, Bilanzierung des Zugangs Dritter)
TPA	Third Party Access (Zugang eines Dritten)
TYNDP	EU-weiter, zehnjähriger Netzentwicklungsplan (engl.: Ten Years Network Development Plan)

VGE	VGE Verlag GmbH
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VV	Verbändevereinbarung für Gas

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erdgaspotential und -verteilung (ohne Aquifergas und Hydrat)	14
Abbildung 2: Transit- und Transportleitungen und geplante Projekte	18
Abbildung 3: Weltweite Gashandelsrouten 2012 (in Billionen Kubikmetern)	20
Abbildung 4: Untertage-Speicher in Deutschland	22
Abbildung 5: Europ. und deutscher Primärenergiemix im Jahr 2012	23
Abbildung 6: Europ. (ob. li.) und deutscher Gasbezug (ob. re.) 2009	24
Abbildung 7: Entwicklung des deutschen Gasbezugs von 1998 bis 2013	24
Abbildung 8: Überblick über die deutschen Haupttransitrouten	25
Abbildung 9: Gaspreisentwicklung in den USA, Japan und Europa	28
Abbildung 10: Technisch verfügbare Kapazität in Abhängigkeit von Abnahmemenge und -ort.....	45
Abbildung 11: Schema eines Porenspeichers (li.) und Kavernenspeichers (re.)....	74
Abbildung 12: Schematische füllstandsabhängige Speicherkennlinie	75
Abbildung 13: Qualitatives Kennfeld eines Turboverdichters.....	79
Abbildung 14: Interne und externe, serielle und parallele Fahrwege	84
Abbildung 15: Vorgehen zur Entwicklung des Berechnungsmodells	92
Abbildung 16: Mögliche Netzkopplungspunkte zwischen zwei Netzbetreibern.....	99
Abbildung 17: Stationen MEGAL Mittelbrunn (li.) und OGE Werne (re.)	109
Abbildung 18: Verdichterstationsmodellierung mit zwei eingebundenen Leitungen.....	111
Abbildung 19: Netzkarte mit modellierten Leitungen, Verdichter-, Speicher- und Produktionsanlagen sowie Grenz- und Netzbetreiberübergängen	117
Abbildung 20: Verteilung der DWD-Messstationen	122
Abbildung 21: NATZ, Isothermen und DWD-Stationen	124
Abbildung 22: Korrelation der Klimazonen zur deutschen Tageslufttemperatur ...	125
Abbildung 23: Korrelation der NATZ zur deutschen Tageslufttemperatur	126
Abbildung 24: NATZ in Abhängigkeit der deutschen Tageslufttemperatur	127
Abbildung 25: Lage der Fernleitungsnetze zu den NATZ	129
Abbildung 26: Einzelne das Gasunie-Netz angeschlossenen L-Gas Entrys.....	133
Abbildung 27: Wichtige an das Gasunie-Netz angeschlossene L-Gas Entrygruppen	137

Abbildung 28: Summe aller L-Gas Entrys ohne Oude, Nüttermoor, Lesum und Produktion	138
Abbildung 29: Summe aller L-Gas Letztverbraucher	139
Abbildung 30: Abschätzung des innerdeutschen L-Gas-Verbrauchs mit Flussdatenvergleich	140
Abbildung 31: Minimale, mittlere und maximale Relation des innerdeutschen L-Gas-Verbrauchs	141
Abbildung 32: Einsetzen der Temperaturdaten 2012 in die mittlere L-Gas-Verbrauchs-Relation.....	142
Abbildung 33: Skalierungsfaktor von maximalem, inländischem L-Gas-zu H-Gas-Verbrauch	143
Abbildung 34: Minimale, mittlere und maximale Relation des innerdeutschen H-Gas-Verbrauchs	144
Abbildung 35: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne interne Bestellungen.....	145
Abbildung 36: Maximale Flusswerte für deutsche H-Gas-Entrys und -Exits.....	148
Abbildung 37: Aggregierte Entnahmemengen aus deutschen Speichern.....	152
Abbildung 38: Rekonstruktion der Spitzenlastflusssituation Anfang Februar 2012	155
Abbildung 39: IEA-Flussdaten inklusive linearer Regressionsgeraden für inländische Produktion und Letztverbraucher, Im- und Export und Speicher	158
Abbildung 40: NB-Flussdaten, IEA-Regressionen und minimale, mittlere und maximale Relationen für inländische Produktion und Letztverbraucher, Im- und Export und Speicher	161
Abbildung 41: Minimale, mittlere und maximale H- und L-Gas-Relationen und NB-Flussdaten.....	165
Abbildung 42: Entry-Exit-Bilanz für H- und L-Gas auf Basis der maximalen Stunde.....	170
Abbildung 43: Entry-Exit-Bilanz für H-Gas auf Basis der maximalen Stunde im Vergleich zum Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012 bei -13,4 °C Durchschnittstemperatur	171
Abbildung 44: Ausgewählte Szenarientemperaturen und zugehörige Flüsse in GWh/h	175
Abbildung 45: Gruppierung von Entrys und Exits nach ihrer geografischen Lage	198
Abbildung 46: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_2.....	200
Abbildung 47: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_7.....	202
Abbildung 48: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_9.....	204

Abbildung 49: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_13.....	205
Abbildung 50: Flusssituation des Szenarios H_-10_2 bei -10 °C.....	206
Abbildung 51: Flusssituation des Szenarios H_-5_2 bei -5 °C.....	207
Abbildung 52: Flusssituation des Szenarios H_0_4 bei -0 °C.....	209
Abbildung 53: Flusssituation des Szenarios H_0_5 bei 0 °C.....	210
Abbildung 54: Flusssituation des Szenarios H_5_3 bei 5 °C.....	212
Abbildung 55: Flusssituation des Szenarios H_10_4 bei 10 °C.....	213
Abbildung 56: Flusssituation des Szenarios H_16_2 bei 16 °C.....	215
Abbildung 57: Flusssituation des Szenarios H_27_1 bei 27 °C.....	216
Abbildung 58: Flusssituation des Szenarios H_27_2 bei 27 °C.....	217
Abbildung 59: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow	219
Abbildung 60: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow bei Nutzung der NEL.....	220
Abbildung 61: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow mit maximalem Import in Brandov	221
Abbildung 62: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Radeland	222
Abbildung 63: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstationen in Waidhaus.....	224
Abbildung 64: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation in Werne	226
Abbildung 65: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen an Gascade und über die Nord Stream Leitungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS1.....	228
Abbildung 66: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen und Rückwärtsaufspeisung der NEL im Szenario H_-14_Ausfall_RUS2	230
Abbildung 67: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS4.....	231
Abbildung 68: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS5.....	232
Abbildung 69: Übersicht unterschiedlicher Flusssituation	234
Abbildung 70: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der maximalen Stunde	294
Abbildung 71: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der mittleren Stunde....	294
Abbildung 72: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der minimalen Stunde .	295
Abbildung 73: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der maximalen Stunde	295
Abbildung 74: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der mittleren Stunde.....	296
Abbildung 75: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der minimalen Stunde	296
Abbildung 76: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der maximalen Stunde.....	297

Abbildung 77: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der mittleren Stunde	297
Abbildung 78: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der minimalen Stunde	298
Abbildung 79: Fahrwege der Verdichterstation Krummhörn	300
Abbildung 80: Fahrwege eines Reglerkreuzes.....	302
Abbildung 81: Modell zur Berechnung der Leitungskapazität mit und ohne Zwischenabnahme	303

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erdgasreserven und -ressourcen in Bill. m ³ (Schätzung 2013).....	15
Tabelle 2: Durchschnittliche Zusammensetzung des in Deutschland transportierten Gases.....	56
Tabelle 3: Daten zur Auslegung von Verdichterstationen	85
Tabelle 4: Modellierbare Netzelemente, Symbole und Steuerungsoptionen	87
Tabelle 5: Übersicht der berücksichtigten Netzbetreiber.....	94
Tabelle 6: Quellen der Information-Sammlungen.....	95
Tabelle 7: Daten der großen Deutschland vorgelagerten Importleitungen	106
Tabelle 8: Vergleich der Topologiemodelle	116
Tabelle 9: Klimazonen und Jahresmittel der Außentemperaturen	123
Tabelle 10: Jahresarbeit und zeitgleiche Jahreshöchstlast aus den NSD	150
Tabelle 11: L-Gas-Bilanz für das Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012	154
Tabelle 12: H-Gas-Bilanz für das Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012.....	154
Tabelle 13: Entry-Exit-Bilanz für H-Gas auf Basis der maximalen Stunde im Vergleich zum Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012 bei -13,4 °C Durchschnittstemperatur	172
Tabelle 14: Beschreibungen der Szenarien	192
Tabelle 15: Ergebnisse der Versorgungssicherheitsszenarien	241
Tabelle 16: Abschätzung der Anzahl und Leistung der Stationsverdichter.....	275
Tabelle 17: Speicher sortiert nach Arbeitsgasvolumen (Mai 2012).....	280
Tabelle 18: Angenommene Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des L-Gas-Fernleitungsnetzes	285
Tabelle 19: Angenommene Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des H-Gas-Fernleitungsnetzes	287
Tabelle 20: Verdichterstation Krummhörn.....	299
Tabelle 21: Fahrwegsbeschreibungen	299

Formelzeichen

Lateinische Buchstaben

<u>Symbol</u>	<u>Einheit</u>	<u>Bezeichnung</u>
C	[J/(m·K)]	Wärmekapazität
c_p	[J/(kg·K)]	Wärmekapazität bei konstantem Druck
\tilde{c}_p	[J/(mol·K)]	Molare Wärmekapazität bei konstantem Druck
c_v	[J/(kg·K)]	Wärmekapazität bei konstantem Volumen
\tilde{c}_v	[J/(mol·K)]	Molare Wärmekapazität bei konst. Volumen
d	[mm]	Durchmesser
d_a	[mm]	Außendurchmesser
d_i	[mm]	Innendurchmesser
D_N	[mm]	Nenndurchmesser
f_R	[Pa/m]	Reibungsdruckverlust pro Rohrlängeneinheit
g	[m/s ²]	Erdbeschleunigung
h	[m]	Geodätische Höhe
H	[J]	Enthalpie
H_{ad}	[kJ/kg]	Isentrope Enthalpieänderung
$H_{o,n}$	[J/m ³]	Brennwert / Oberer Heizwert
$H_{u,n}$	[J/m ³]	Unterer Heizwert
k	[mm]	Integrale Rohrrauigkeit
l	[m]	Länge
M	[kg/mol]	Molare Masse
M_T	[kNm]	Drehmoment
m	[kg/s]	Mengendurchfluss
n	[1/min]	Drehzahl
P	[kW]	(Antriebs-, Wellen-, Vorwärm-) Leistung
P_F	[kWh/h]	Brenngasverbrauch
P_N	[bar]	Nenndruck
p	[kPa]	Druck
p_n	[kPa]	Druck bei Normbedingungen
P_{th}	[W]	Thermische Leistung

Q	$[\text{m}^3/\text{s}]$	Volumenfluss
Q_E	$[\text{J}/(\text{m}\cdot\text{s})]$	Wärmefluss in das Erdreich je Einheit Rohrlänge
R	$[\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})]$	Gaskonstante
\tilde{R}	$[\text{J}/(\text{kmol}\cdot\text{K})]$	Universelle Gaskonstante
S	$[\text{m}^2]$	Leitungsquerschnitt
t	$[\text{s}]$	Zeit
T	$[\text{K}]$	(absolute) Temperatur
T_n	$[\text{K}]$	Temperatur bei Normbedingungen
V	$[\text{m}^3]$	Volumen
\tilde{V}	$[\text{m}^3/\text{kmol}]$	Molarvolumen des Gases
w	$[\text{m}/\text{s}]$	Fließgeschwindigkeit
$W_{o,n}$	$[\text{J}/\text{m}^3]$	Oberer Wobbe-Index
$W_{u,n}$	$[\text{J}/\text{m}^3]$	Unterer Wobbe-Index
x	$[-]$	(Molarer) Anteil, Längenkoordinate
y	$[-]$	Längenkoordinate
z	$[-]$	Kompressibilitätsfaktor

Griechische Buchstaben

<u>Symbol</u>	<u>Einheit</u>	<u>Bezeichnung</u>
α_c	$[-]$	Kritischer Riedelfaktor
α	$[\text{J}/(\text{m}\cdot\text{K}\cdot\text{s})]$	Wärmeübergangskoeffizient
ε	$[-]$	Druckverhältnis
ξ	$[-]$	Druckverlustkoeffizient
λ	$[-]$	Rohrreibungszahl
κ	$[-]$	Isentropenexponent
μ_{JT}	$[\text{K}/\text{Pa}]$	(Differentieller) Joule-Thomson-Koeffizient
μ	$[\text{kg}/(\text{m}\cdot\text{s})]$	Dynamische Viskosität
η	$[-]$	Wirkungsgrad
ρ	$[\text{kg}/\text{m}^3]$	Gasdichte
$\tilde{\rho}$	$[\text{mol}/\text{dm}^3]$	Molare Gasdichte
ρ_r	$[\text{mol}/\text{dm}^3]$	Reduzierte Gasdichte

ν	[m ² /s]	Kinematische Viskosität
ω	[-]	Azentritätsfaktor

Indizes

<u>Index</u>	<u>Bezeichnung</u>
<i>a</i>	Außen
<i>amb</i>	Außen-, Ansaugluft-
<i>ad</i>	Isentrop
<i>c</i>	(Pseudo)kritisch
<i>e</i>	Effektiv
<i>E</i>	Erdreich, Elektromotor
<i>F</i>	Brennstoff
<i>H</i>	Isenthalp
<i>i</i>	Zählindex, innen, identifizierte Arbeit
<i>k</i>	Kühlmittel
<i>L</i>	Luft
<i>m</i>	Mechanisch
<i>mZ</i>	mit Zwischenabnahme
<i>max</i>	Maximal
<i>min</i>	Minimal
<i>n</i>	Normzustand
<i>N</i>	Nenn-
<i>o</i>	Oben
<i>oZ</i>	ohne Zwischenabnahme
<i>p</i>	Druck
<i>r</i>	Reduziert
<i>s</i>	Welle, Schicht
<i>R</i>	Reibung
<i>th</i>	Thermisch
<i>u</i>	Unten
<i>v, vol</i>	Volumen

0 (hochgestellt)	Ideales Gas
1	Anfang
2	Ende
1, 2, 3, etc.	Zählindex

Akzente

<u>Akzent</u>	<u>Bezeichnung</u>
~	Molar

Glossar

Aktives Element	Ein Anlage des Gasnetzes, die steuernd in den Gasfluss eingreifen kann (Bsp.: Verdichterstation, Regelstation, Ventil)
Allokation	Finale Zuordnung der geflossenen Mengen zu Transportkunden und Netzbetreibern
Auslegungsfall	Die Temperatursituation, in der an allen Orten gleichzeitig die Auslegungstemperatur und damit der maximale Gasabsatz vorherrscht, für den das Netz ausgelegt sein muss
Auslegungstemperatur	Die Auslegungstemperatur ist die mittlere tägliche Außenlufttemperatur, die der Norm-Außentemperatur nach DIN EN 12831, Beiblatt 1, Tabelle 1 des jeweiligen Ortes entspricht. Bei der Norm-Außentemperatur handelt es sich um das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, das zehnmals in 20 Jahren an diesen Orten erreicht oder unterschritten wird
Ausspeisepunkt	Siehe Exit
Ausspeisezone	Gruppe von Exits, deren Kapazität in Summe vermarktet wird und ohne Engpass frei verteilbar ist. Im Fall eines Netzengpasses kann auf die Aufteilung der Summe mittels Zonenratio zurückgegriffen werden
Bidirektionaler Punkt	Siehe Hybridpunkt
Bivalenz	Anlage oder Leitungssystem, bei der bzw. dem (mindestens) zwei unterschiedliche Brennstoffe eingesetzt werden können. Der Begriff wird in der Gasbranche für die Umstellbarkeit von H- auf L-Gas und L- auf H-Gas, aber auch von Gas auf Öl verwendet
Buchung	Siehe Kapazitätsbuchung
Einspeisepunkt	Siehe Entry
Einspeisezone	Gruppe von Entrys, deren Kapazität in Summe vermarktet wird und ohne Engpass frei verteilbar ist. Im Fall eines Netzengpasses kann auf die Aufteilung der Summe mittels Zonenratio zurückgegriffen werden
Engpass	Eine Leitung oder eine Anlage, die aufgrund ihrer technischen Restriktionen verhindert, dass Gas in der benötigten Menge transportiert wird, um alle Einspeisemengen zu den Ausspeisepunkten zu bringen, wo sie benötigt werden

Entry-Exit-Modell	Kommerzielles Modell, bei dem ein Transportkunde ein Gaseinspeiserecht mittels eines Entry-Vertrags und ein Gasausspeiserecht mittels eines Exit-Vertrags erwirbt, die er direkt miteinander verknüpfen kann oder mit denen er am Handel am Virtuellen Handlungspunkt teilnehmen kann
Entry(-Punkt)	Punkt, an dem Gas in das Gasnetz eingespeist wird
Exit(-Punkt)	Punkt, an dem Gas aus dem Gasnetz ausgespeist wird
Fernleitungsnetzbetreiber	Netzbetreiber, der ein überregionales Haupttransportnetz betreibt, das üblicherweise im Hochdruckbereich mit Import-, LNG-, Produktions-, Untertagespeicher- und Exportpunkten verbunden ist und den regional geprägten Netzen vorgelagert ist
Flusssituation	Siehe Netzsituation
Gasleitungssystem	Gesamtheit aktiver und passiver Elemente, die für den Gastransport benötigt werden. Der Begriff beinhaltet keine Erzeugungs- oder Speichereinrichtungen
H-Gas	Hochkalorisches Erdgas (engl.: high calorific gas), das aufgrund seiner Zusammensetzung einen hohen Brennwert bei der Verbrennung freigibt und üblicherweise einen Brennwert zwischen 10,6 bis 11,7 kWh/m ³ aufweist
Hochdruck	Drücke ab 16 bar als Überdruck zum Atmosphärendruck, der auf Meereshöhe einen Wert von 101,325 kPa hat
Hybridpunkt	Ein Punkt, der sowohl als Ein- als auch als Ausspeisepunkt genutzt werden kann. Ein typisches Beispiel ist eine Speichereinrichtung, über die der Speicher mal gefüllt, mal entleert wird
Interne Bestellung	Kapazitätsbuchung eines nachgelagerten Netzbetreibers bei seinem vorgelagerten Netzbetreiber in Höhe des nach der jeweils aktuellen Kooperationsvereinbarung festgelegten, aggregierten Bedarfs zur Versorgung seiner Endkunden
Kapazität	Fluss bzw. Leistung, die in einem Leitungssystem transportiert werden kann. Der Begriff kann sowohl für einen einzelnen Punkt als auch für ein ganzes System verwendet werden
Kapazitätsbuchung	Erwerb des Rechts zum Transport von Gas durch einen Transportkunden, im Fall einer internen Bestellung durch einen nachgelagerten Netzbetreiber

Klimazone	Eine Klimazone umfasst die Gesamtheit aller Orte, die nach DIN 4710 im Jahresmittel die gleiche Außenlufttemperatur besitzen. Insgesamt existieren in Deutschland 15 Klimazonen
Knoten	Ein Knoten ist in der Simulations-Software Anfangs- oder Endstelle eines der abzubildenden Netzelemente Leitung, Verdichter, Regler oder Schieber. Zwei oder mehrere Elemente haben an ihrer Koppelstelle einen Knoten gemeinsam. In der Realität ist ein Knoten mit einem Verbindungsflansch zu vergleichen
L-Gas	Niederkalorisches Erdgas (engl.: low calorific gas), das aufgrund seiner Zusammensetzung einen niedrigeren Brennwert als H-Gas bei der Verbrennung freigibt und üblicherweise einen Brennwert zwischen 9,5 bis 10,7 kWh/m ³ aufweist
Marktgebiet	Ein Marktgebiet beinhaltet über horizontale und vertikale Netzeigentumsgrenzen hinweg alle über einen Entry- und einen Exit-Vertrag miteinander verbindbaren Ein- und Ausspeisepunkte. In Deutschland existieren die beiden Marktgebiete Gaspool und Net Connect Germany
Nachgelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, der von einem vorgelagerten Netzbetreiber an einem oder mehreren Netzkopplungspunkten Gas übernimmt
Netzanschlusspunkt	Ein Punkt, an dem eine nicht zum Leitungssystem gehörige Anlage, wie beispielsweise eine Produktions-, Speicher, oder Industrieanlage, aber auch ein Kraftwerk, angeschlossen ist. Anschlüsse an Leitungen vor- und nachgelagerter Netzbetreiber heißen Netzkopplungspunkte
Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber leitet, organisiert und verantwortet den operativen Betrieb eines Leitungssystems und dessen kommerzielle Vermarktung. Er kann sowohl Eigentümer als auch Pächter des Leitungssystems sein
Netzentwicklungsplan	Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs und Berechnung des Leitungssystems aller Fernleitungsnetzbetreiber zur Prognose und frühzeitigen Weiterentwicklung der Gasinfrastruktur. In Deutschland gesetzlich verankert durch EnWG § 15a und GasNZV § 17, in Europa durch Verordnung (EG) Nr. 715/2009 Artikel 8. Die jährlich zum 1. April in Deutschland durchgeführte Netzentwicklungsplanung über 10 Jahre geht alle zwei Jahre in die europäische Zehn-Jahresplanung ein

Netzkopplungspunkt	Verbindung zweier Netze unterschiedlicher Netzbetreiber, entweder in horizontaler oder vertikaler Richtung
Netzsituation	Gesamtheit aller Flüsse, die sich einstellt bzw. eingestellt werden muss, um die Einspeisemengen zu den Ausspeisepunkten zu bringen
Netzstrukturdaten	Strukturmerkmale der Netze, u. a. Länge, Anzahl der Ausspeisepunkte, entnommene Jahresarbeit und Jahreshöchstlast, die jährlich gemäß § 27 Abs. 2 GasNEV von den jeweiligen Netzbetreibern auf ihrer Internetseite veröffentlicht werden müssen
Nominierung	Initiale Bekanntgabe der Absicht des Transportkunden, das mit der Kapazitätsbuchung erworbene Transportrecht in einer bestimmten Höhe zu nutzen
Renominierung	Zur Nominierung geänderte Bekanntgabe der Absicht des Transportkunden, das mit der Kapazitätsbuchung erworbene Transportrecht in einer bestimmten Höhe zu nutzen
Norm-Auslegungstemperatur-Zone	Eine Norm-Auslegungstemperatur-Zone umfasst die Gesamtheit aller Orte, die die gleiche Auslegungstemperatur besitzen. Insgesamt existieren in Deutschland 6 Norm-Auslegungstemperatur-Zonen
Passives Element	Eine Anlage des Gasnetzes, die nicht steuernd in den Gasfluss eingreifen kann (Bsp.: Rohrleitung, Messstation, Sicherheitsabsperrventil)
Punkt	Ein Punkt ist ein Knoten, der in der Simulations-Software einen Netzkopplungs- oder Netzanschlusspunkt abbildet und somit ein Entry oder Exit ist
Punktart	Die Punktart beschreibt die Art der Anlage, des Netzes oder des Kunden, die dem Entry oder Exit vor- bzw. nachgelagert ist. In dieser Arbeit werden die Punktarten „Produktion“, „Produktion Biogas“, „Speicher“, „Grenzübergangspunkt“, Marktgebietsübergangspunkt“, „Netzkopplungspunkt mit interner Bestellung“, „Netzanschlusspunkt zu Kraftwerk“ und „Netzanschlusspunkt zu Industriekunde“ verwendet
Ratio	Prozentualer Anteil eines Entrys oder Exits an der Kapazitäten einer zugehörigen Ein- bzw. Ausspeisezone
Regionalnetzbetreiber	Nachgelagerter Netzbetreiber, der üblicherweise an einen vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber angeschlossen ist und selbst als Verteilnetzbetreiber vorgelagert ist

Technisch verfügbare Kapazität	Aus dem gesetzlichen Rahmen entnommener Begriff, der die maximale Kapazität eines Einzelpunktes oder eines ganzen Gasleitungssystems beschreibt
Transportkunde	Natürliche oder juristische Person, die Gas besitzt und diese von einem Entry zu einem Exit transportieren möchte. Entry oder Exit können auch der Virtuelle Handelspunkt sein. Für den Erwerb eines Transportrechts muss der Transportkunde eine Kapazitätsbuchung durchführen. Zur Nutzung des Transportrechts muss der Kunde die zu transportierende Gasmenge im Rahmen seiner Kapazitätsbuchung beim Netzbetreiber nominieren
Treibgas	Gas, das für den Transport von Gas dem Netz direkt entnommen wird, beispielsweise für den Verbrennungsprozess im Verdichterantrieb
Treibgasverbrauch	Bedarf einer Maschine an Antriebsgas zur Erfüllung der Transportaufgabe
Verteilnetzbetreiber	Nachgelagerter Netzbetreiber, oftmals Stadtwerke, der auch Endkunden im Haushalts- und Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungsbereich versorgt
Virtueller Handelspunkt	Nicht real existierender Ort, an dem sich eingespeiste und auszuspeisende Gasmengen treffen und (börslich) gehandelt werden können
Vorgelagerter Netzbetreiber	Ein Netzbetreiber, der einem nachgelagerten Netzbetreiber an einem oder mehreren Netzkopplungspunkten Gas übergibt
Zonenratio	Siehe Ratio

Kurzfassung

Die Energieversorgung in Deutschland hat sich in den letzten Jahrzehnten grundlegend verändert. Insbesondere die Liberalisierung zur Schaffung eines europäischen Binnenmarktes hat die Strom- und Gasversorgung durch den entwickelten Regulierungsrahmen nachhaltig verändert. Zusätzlich birgt die deutsche Energiewende neue Herausforderungen für die zukünftigen Entwicklungen.

Diese Umbrüche erfordern auch im Bereich der Gasnetzplanung eine stetige Weiterentwicklung der Methoden zur Kapazitätsberechnung und Gasbilanzierung, der Marktbeobachtung und -interpretation sowie der Ausdehnung untersuchter Netzgebiete. Nicht zuletzt der aktuelle Konflikt zwischen Russland und der Europäischen Union hat auch die europäische Gasversorgungssicherheit wieder stärker in den Fokus gerückt.

Als Beitrag zu diesen Entwicklungen werden in der vorliegenden Arbeit szenarienbasiert die unterschiedlichen Liefer- und Versorgungsoptionen des deutschen Gasmarktes untersucht, sowie die Auswirkungen von Ausfällen wichtiger deutscher Gasinfrastrukturen und Gaslieferungen in kalten Wintern analysiert. Dabei handelt es sich um Ausfälle der vier größten Verdichterstationen, des größten Erdgasspeichers und der Lieferungen aus den bedeutendsten Exportländern Russland und Norwegen, die jeweils den deutschen Gasbedarf zu etwa einem Drittel decken.

Für die Untersuchungen wird das deutsche H-Gas-Fernleitungsnetz zusammen mit dem Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal modelliert und mittels unterschiedlicher Szenarien, die manuell mit dem Simulationsprogramm *SIMONE 6.0* der Firma Liwacom angesteuert werden, berechnet. Die Modellierung der Gasnetz-Topologie und der Szenarien basiert dabei allein auf öffentlich zugänglichen Daten, die mit Annahmen ergänzt werden. Mit dieser Vorgehensweise wird das derzeit detaillierteste gesamtdeutsche H-Gas-Fernleitungsmodell entwickelt und simuliert. Zukünftig kann das Modell z. B. um das deutsche L-Gas-Netz oder Leitungssysteme europäischer Nachbarstaaten erweitert werden. Zeitabhängige und gasbilanzielle Betrachtungen könnten darüber hinaus weitere interessante Erkenntnisse liefern.

Stichworte: Erdgas, hochkalorisches Gas, H-Gas, Transportnetz, Fernleitungsnetz, Simulation, Kapazitätsberechnung, Gasversorgungssicherheit, Spitzenlast, Energiewende

Abstract

The energy supply in Germany has changed fundamentally in recent decades. In particular, the liberalization process for the creation of a single European market has altered the electricity and gas supply permanently by the developed regulatory framework. In addition, the German energy transition poses new challenges for future developments.

Also in the field of gas network planning these radical changes require continuous advancements of methods for capacity calculation and gas balancing, market monitoring and intelligence as well as the expansion of analyzed network areas. Last but not least, the current conflict between Russia and the European Union has once more pushed the European gas security of supply in focus.

As a contribution to these developments, in this thesis a scenario-based study on the delivery and supply options of the German gas market as well as on the effects of interruptions of important German gas infrastructures and gas supply in cold winters is conducted. Here failures of the four largest compressor stations and the largest natural gas storage facility as well as the interruption of deliveries from the major exporting countries Russia and Norway, each covering the German gas demand for about one-third, are analyzed.

For the study, the German H-gas transmission system is modeled in cooperation with the Institute of Petroleum Engineering of the Clausthal University of Technology and calculated by means of different scenarios, which are steered manually with the simulation program *SIMONE 6.0* of the company Liwacom. The modeling of the gas network topology and the scenarios is solely based on publicly available data, which are supplemented by assumptions. By this approach, the currently most detailed complete German H-gas transmission system model is developed and simulated. In the future, the model can be extended by the German L-gas grid or transmission systems of neighboring European countries as an example. Moreover, studies concerning time-dependency and gas-balancing could provide further interesting insights.

Key Words: Natural gas, high calorific gas, h-gas, transmission system, network, simulation, capacity calculation, security of gas supply, peak load, energy transition

1 Einleitung

Das politische Zusammenwachsen Europas ist ein vielschichtiger Prozess, der unter anderem die Bereiche Politik, Wirtschaft, Währung und Kultur betrifft. Auch der europäische Energiesektor ist im starken Maße von diesem Prozess geprägt. Durch den Einfluss der europäischen Regulierung haben sich Energiemärkte und Aufgaben beteiligter Akteure stark verändert. Diese Veränderungen betreffen auch Gastransportnetzbetreiber, die nach der Trennung vom Handelsgeschäft nun an der Schaffung eines sicheren und diskriminierungsfreien gesamteuropäischen Gasmarktes mitwirken. Zur Bewältigung dieser Aufgaben wurden in den letzten Jahren viele Änderungen im Geschäftsablauf notwendig. Unter anderem musste die Vorgehensweise der Netzplanung und -berechnung geändert werden. Auch das Thema Versorgungssicherheit hat eine neue Bedeutung im europäischen Kontext bekommen, was unter anderem an der Verabschiedung der sogenannten Versorgungssicherheitsrichtlinie (EU) Nr. 994/2010 erkennbar ist. Mit der Teilung der Verantwortung für die Gasversorgungssicherheit auf Politik, Behörden, Energieunternehmen und -verbände haben auch in Netzplanung und -berechnung neue Anforderungen Einzug gehalten.

Ziel der Arbeit ist deshalb, die Sicherheit der Erdgasversorgung in Deutschland im europäischen und deutschen Regulierungsumfeld anhand eines Berechnungsmodells zu prüfen und zu bewerten. Die topologische Grundlage ist dabei das deutsche H-Gas-Netz, das aus öffentlich zugänglichen Daten vom Institut für Gasversorgung der Technischen Universität Clausthal und der Autorin zu Simulationszwecken nachgebildet wurde.

Einen Überblick über den aktuellen Stand von Forschung und Praxis gibt Kapitel 2. Die Berechnung des gesamtdeutschen H-Gas-Netzes mit dem vorliegenden hohen technischen Detaillierungsgrad ist neuartig. Nach heutigem Wissensstand existiert auch keine einheitliche Vorgehensweise für die Netzberechnung zur Analyse der Versorgungssicherheit, so dass die Motivation zur Anfertigung dieser Arbeit darin liegt, zur Schließung dieser Lücke beizutragen.

Dazu wird in den drei Grundlagenkapiteln Basiswissen über den Gastransport mit besonderem Fokus auf Deutschlands Infrastruktur und geografischer Lage vermittelt (Kapitel 3), die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen erläutert

(Kapitel 4) und die physikalischen, strömungsmechanischen und thermodynamischen Grundlagen der Netzberechnung beschrieben (Kapitel 5).

Aus diesen Grundlagen wird anschließend das Berechnungsmodell entwickelt. Kapitel 6 zeigt das dazu gewählte methodische Vorgehen. Dies schließt einen Überblick über die verwendeten öffentlichen Daten und die Abhängigkeiten von Topologie-, Berechnungs- und Steuerungsmodell ein.

Kapitel 7 stellt detailliert dar, mit welchen Daten und Methoden das Topologiemodell entwickelt wurde. Zur Einordnung der späteren Berechnungsergebnisse ist das Topologiemodell kritisch zu hinterfragen, da es unter anderem aufgrund notwendiger Annahmen das reale deutsche H-Gas-Netz nur vereinfacht widerspiegeln kann.

In Kapitel 8 wird die Erstellung der zu berechnenden Szenarien aus den verfügbaren Daten erläutert. Dabei wird auf die Szenarienauswahl eingegangen, die insbesondere zur Bewertung der Versorgungssicherheit getroffen wurde. Auch dieses Kapitel endet mit einer kritischen Würdigung, die die eingeflossenen Annahmen verdeutlicht und diskutiert.

Das Steuerungsmodell, das in Kapitel 9 beschrieben wird, besteht aus einer Matrix an kombinierbaren Steuerungsoptionen, die mittels Kriterien nach fallender Priorität abgearbeitet werden können, bis entweder eine Aussteuerung ohne Grenzwertverletzung möglich ist oder das Szenario als nicht lösbar gewertet wird. Die kritische Diskussion zu diesem Modell setzt sich dementsprechend insbesondere mit der „manuellen“ Aussteuerung der Szenarien auseinander. Auch wenn versucht wird, durch die beschriebenen Kriterien und einer Aussteuerungsdatenbank eine möglichst gute Abdeckung an Aussteuerungsoptionen zu gewährleisten, kann nicht bewiesen werden, dass ein Szenario nicht angesteuert werden kann. Nur der positive Fall, das heißt, das Szenario kann ohne Grenzwertverletzung angesteuert werden, kann bewiesen werden.

Kapitel 10 fasst die Ergebnisse der Berechnungen zusammen und erläutert, welchen Einfluss die Art der Vorgehensweise auf die Ergebnisse hat. Die Darstellung der Ergebnisse legt besonderen Fokus auf die deutschen Versorgungsoptionen bei unterschiedlichen Temperaturen, einzelnen Infrastrukturausfällen und geopolitisch bedingten Gasversorgungsausfällen. Aus den gewonnenen Ergebnissen werden in Kapitel 11 Schlussfolgerungen für die deutsche Versorgungssicherheit gezogen.

Kapitel 11 fasst die Arbeit abschließend zusammen und gibt einen Ausblick über zukünftige Entwicklungen und die Möglichkeiten, welche das entwickelte Modell für weitere Untersuchungen bietet.

2 Motivation

Die Motivation zur Anfertigung der Dissertation liegt in der Weiterentwicklung des aktuellen Stands von Forschung und Praxis zur Methodik der Gasnetzberechnung im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im regulierten Umfeld. Die Regulierung von Infrastruktur in Europa ist ein vergleichsweise junges Thema, das mit der Entflechtung von Handel und Transport und der Einführung eines neuen Gasmarktmodells in Deutschland Einzug in die Gasnetzplanung und -berechnung gehalten hat. Vor Einführung der Regulierung lag der Fokus in Wissenschaft und Praxis aufgrund der Entwicklung immer leistungsstärkerer Informationstechnologien bereits auf Beschreibung und Prognose des Gasabsatzverhaltens sowie auf Verbesserungen der Berechnungsgenauigkeit und Leistungsfähigkeit von Simulationsprogrammen.

Die Einführung des neuen Marktmodells stülpte der physikalisch geprägten Netzbeachtung zusätzlich einen kommerziellen Rahmen über, der grundsätzliche Änderungen in der Vorgehensweise der Netzplanung, aber auch in der tatsächlichen Netznutzung der Händler mit sich gebracht hat. Die Entflechtung entlang der Gaswertschöpfungskette hat bei allen Akteuren zu Aufgabenteilungen und Informationsverlusten geführt, so dass die Gasnetzplanung und -berechnung heutzutage zusätzliche Fragestellungen aufwirft. Daher sind neue Ansätze erforderlich, die beispielsweise die verfügbare Kapazität im Gesamtnetz oder punktuell maximieren, den Nachweis auf Nicht-Lösbarkeit einer Transportsituation erbringen oder die Verfügbarkeit von Gasmengen bilanziell berücksichtigen können.

2.1 Stand der Forschung

Im Gastransport finden sich heutzutage unterschiedliche Bereiche, die wissenschaftlich erforscht und weiterentwickelt werden. Diese sind neben Simulation und Optimierung strömungsmechanischer Transportprozesse, die Analyse und Prognose von Gasbezug und -absatz und die Entwicklung von Gasmodellen für große Netzbereiche. Der Einsatz von Computern ist dabei aufgrund der Datenmenge und der Komplexität der verwendeten Gleichungen alternativlos.

Bei Simulation und Optimierung kann zwischen stationären und instationären bzw. dynamischen Modellen unterschieden werden. Die stationäre Berechnung bezieht sich auf einen Zeitpunkt, bei dem sich alle Gasflüsse und aktiven Elemente in einem eingeschwungenen, also konstanten Zustand befinden. Bei dynamischen Be-

rechnungen, die auf einem definierten Eingangszustand beruhen, kann es im untersuchten Zeitraum Änderungen bei Elementeneinstellungen, Randwerten und Rahmenbedingungen geben. Selbst wenn keine weiteren Änderungen der genannten Parameter vorgenommen werden, befindet sich das Netz üblicherweise in einem Einschwingzustand, der sich während der mittels Simulation untersuchten Zeitschritte ändert.

Die verwendeten Gleichungen bzw. Gleichungssysteme entstammen dabei der Strömungsmechanik, Thermodynamik und ingenieurtechnischen Beschreibung von Gasanlagen (vgl. Kapitel 5). Je nach verwendeter Beschreibung der Transportprozesse bestehen sie aus nicht-linearen Gleichungen und Ungleichungen, gewöhnlichen und/oder partiellen Differentialgleichungen sowie integralen und/oder diskreten Variablen. Die Gleichungen werden immer wieder weiterentwickelt oder durch Näherungen vereinfacht, beispielsweise von *H.-G. Fasold et al.* ([1] und [2]) und *J. Mischner et al.* ([3] und [4]). Für die stationäre Simulation entfällt die Zeitabhängigkeit der Gleichungen.

Bereits 1987 hat *A. J. Osiadacz* [5] in seinem Buch "Simulation and analysis of gas networks" verschiedene mathematische Ansätze für die Gasnetzmodellierung und vereinfachte und präzise Berechnungsmethoden für stationäre und dynamische Netzzustände zusammengefasst. Für die Lösung der nicht-lineareren Gleichungssysteme nutzt *Osiadacz* das Newton-Verfahren. *T. van der Hoeven* [6] beschreibt 2004 mit seiner Dissertation "Math in Gas and the art of linearization" die Linearisierung mehrdimensionaler, nicht-linearer Gleichungssysteme, die zur Beschreibung der Gasphysik verwendet werden. Zur Lösung der erzeugten linearen Gleichungssysteme verwendet er sequentielle, stückweise, lineare Programmierung (SPLP). *R.I. Il'kaev* und *V.E. Seleznev et al.* [7] beschreiben in ihrer Monographie 2005 nicht nur die Gasnetzmodellierung und Auswahl mathematischer Lösungsverfahren, sondern beschäftigen sich außerdem mit der Modellierung und Berechnung von Notsituationen und Leitungsbrüchen im Netz. Das Buch "Evaluating Gas Network Capacities" von *T. Koch et al.* (2015) [8] behandelt ebenfalls verschiedene Ansätze nicht-linearer Programmierung (NLP), die eine Berechnung selbständig durchführen können bzw. Nicht-Lösbarkeit beweisen können. Das Buch gibt außerdem einen detaillierten Überblick über weitere Literatur zu dem Thema in Kapitel 5.5.

Die Anwendung mathematischer Optimierungsmethoden im Gastransport ist auch Thema verschiedener Artikel, beispielsweise von *P. O'Neill et al.* (1979) [9], *D. De Wolf* und *Y. Smeers* (2000) [10], *C. Kelling et al.* (2000) [11], *M. Nowak* und *M. Westphalen* (2003) [12] und *K. Ehrhardt* und *M. Steinbach* (2005) [13]. Auf der Webseite www.onepetro.org können außerdem Publikationen unter dem Suchbegriff „publisher: "Pipeline Simulation Interest Group"“ gefunden werden, die die Weiterentwicklungen in Modellierung und Berechnungsverfahren zeigen.

Neben der Topologiemodellierung und Simulation bzw. Optimierung gehört auch die Bestimmung der zu verwendenden Randwerte zur Gasnetzberechnung. Dementsprechend ist auch die Prognose des Gasabsatzverhaltens ein wichtiger Forschungsgegenstand. Bereits 1963 untersucht *F. Tuppeck* [14] die Temperaturabhängigkeit des Gasabsatzes. Auch die Monographie zu den „Grundlagen der Gas-technik“ von *G. Cerbe* (1988) [15] widmet sich der Gasbezugsplanung. Ebenfalls beschäftigt sich *T. Koch et al.* (2015) [8] im oben beschriebenen Buch zur Evaluierung der Gasnetzkapazitäten mit der statistischen Auswertung von historischen Flusssdaten zur Erzeugung relevanter Rechenszenarien.

Teilweise sind aus den veröffentlichten Büchern und Artikeln Anwendungen für die Gasnetzberechnung hervorgegangen bzw. weiterentwickelt oder dokumentiert worden. So gibt es auf dem weltweiten Markt eine Vielzahl von Programmen zur Simulation oder Optimierung, wie beispielsweise *GANESI* (PSI AG [16]), *SIMONE* (Liwacom [17]), *Stoner Pipeline Simulator* (DNV GL AS [18]), *PIPEFLO* und *PIPESIM* (Schlumberger Limited [19]), *WinTran* (Gregg Engineering [20]), *FlowTran* (William J. Turner Pty Ltd [21]), *Stanet* (Ingenieurbüro Fischer-Uhrig [22]), *AFT Arrow/Titan* (Applied Flow Technology [23]), *MYNTS-Gas* (Frauenhofer SCAI [24]), *PipelineStudio* (Energy Solutions International Inc. [25]) sowie *MCA* (Gasunie Transport Services B.V. [26]) und *NoVa* (Verbundprojekt „Untersuchung der technischen Kapazität von Gasnetzen“ [8]). Letztgenanntes Programm kann dabei z. B. nicht nur simulieren, sondern das Berechnungsproblem selbständig lösen und optimieren bzw. die Nicht-Lösbarkeit beweisen.

Auf Basis der beschriebenen Programme können unterschiedliche wissenschaftliche Untersuchungen erstellt werden, wie z. B. die Dissertation von *L. Huke* (2002) über die „Energetische Optimierung der öffentlichen Gasversorgung“ [27]. *B. Li* (2012) [28] berechnet in seiner Dissertation „Simulation and capacity calculation in

real German and European interconnected gas transport systems” netzbetreiberübergreifend das deutsche H-Gas-Fernleitungsnetz. Die Programme bieten aber auch für die Praxis viele weitere Anwendungsgebiete (s. Kapitel 2.2).

Fünf großflächige Modelle, die die gesamteuropäische Gasversorgung unter verschiedenen Aspekten betrachten, sind NATGAS, GASMOT, GASTALE, EUGAS und TIGER, die ausführlich durch *B. Li* (2010) [28] beschrieben werden. Sie greifen auf historische Gasflüsse, technische Restriktionen von Leitungen und Gasanlagen oder auch detaillierte Netzberechnungen zurück. Die technischen Grenzen von Leitungen können dabei nur konstant berücksichtigt werden, auch wenn sie in der Realität variabel und fluss- und druckabhängig sind. Die Elementanzahl ist begrenzt, so dass der Detaillierungsgrad typischerweise geringer als bei der Betrachtung kleinerer Netzbereiche ist. Die Modelle werden meist zur Erforschung der Entwicklung von europäischem Energiebinnenmarkt und Gaspreisen verwendet. Insbesondere mit den Modellen GASTALE und TIGER wurden aber auch schon Versorgungssicherheitsaspekte untersucht, wie in den Veröffentlichungen von *F. Hobbs et al.* (2005) [29] und *S. Lochner et al.* (2010) [30]. Letztere Untersuchung betrachtet den europaweiten Einfluss zweier unterschiedlicher Ausfallszenarien über einen Zeitraum von 28 Tagen im Jahr 2019. Neben der Untersuchung eines Lieferausfalls von 25 % aller LNG-Cargoes nach Europa, ist für diese Arbeit vor allem eine Unterbrechung des Ukraine-Transits von russischem Gas interessant. Im Modell wird versucht, möglichst viel Gas über alternative Routen bereitzustellen, so dass immer noch 186 bis 345 m³/d russisches Gas Europa über andere Routen erreichen. Hauptsächlich betroffen ist in der Simulation Ungarn, wo 20 % der Nachfrage nicht bedient werden kann.

2.2 Aktuelle Praxis

In der aktuellen Praxis gibt es heute in Deutschland keine einheitliche Vorgehensweise und gemeinsam abgestimmte Rahmenbedingungen zur Berechnung des jeweils betriebenen Gasnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB). Obwohl Netzbetreiber auf ähnliche Netzdaten und sogar vermehrt auf Standards zurückgreifen, ist die Vorgehensweise individuell geprägt von Netzgröße, Art und Nutzungsverhalten sowie verwendetem Berechnungsprogramm. Mit den oben beschriebenen Programmen werden dabei nicht nur technische Kapazitäten zur Vermarktung bestimmt, sondern auch die Notwendigkeit und Ausgestaltung von Ausbaumaßnah-

men festgestellt, die Umstellung von L- auf H-Gas geplant und die kurzfristige Machbarkeit von Instandhaltungsmaßnahmen geprüft.

Die Bestimmung der technischen Kapazitäten eines Netzes ähnelt in der Vorgehensweise der Methodik dieser Arbeit und wird deswegen am Beispiel der Open Grid Europe GmbH (OGE) im Folgenden auf Basis der Beschreibung von *T. Koch et al.* (2015) [8] näher erläutert. Zum Verständnis anderer Berechnungsmodelle wird auf *Gascade* (2012) [31], *terranets bw* (2013) [32] und *Thyssengas* (2014) [33] verwiesen. Für die Vorgehensweisen europäischer Fernleitungsnetzbetreiber siehe beispielsweise *Energinet.dk* (2010)[34], *National Grid* (2011) [35] und *Net4Gas* (2014) [36].

Die Vorgehensweise von OGE besteht aus vier Schritten:

- Aufstellen eines Modells zur Vorhersage des Kundenverhaltens
- Auswahl relevanter Szenarien
- Berechnung des Netzes mittels Simulationsprogramm
- Interpretation der Ergebnisse.

Die Berücksichtigung historischer Daten zur Vorhersage des Kundenverhaltens dient der Kapazitätsmaximierung, da viele Extremsituationen, die theoretisch betrachtet werden müssten, statistisch ausgeschlossen werden können. Eine Prognose ist für inländische Endkunden bzw. Stadtwerke meist möglich und weist üblicherweise eine Temperaturabhängigkeit auf. Das Beschäftigungsverhalten an Einspeisepunkten ebenso wie Export- oder Speicherpunkten hängt von vielen weiteren Faktoren ab. Sie sind deswegen vielleicht eingrenzbar, aber üblicherweise nicht temperaturabhängig vorhersagbar.

Aus den prognostizierten oder eingegrenzten Einspeise- und Abnahmeverhalten können Szenarien erstellt werden, die als relevant für die Überprüfung des Netzverhaltens angesehen werden. Ein Szenario kann dabei entweder relevant sein, weil es sehr wahrscheinlich ist, weil es aus Erfahrung mit realen oder berechneten Netzsituationen zu Engpässen kommt oder weil es als besonders belastend für das Netz angesehen wird. Um es möglichst belastend zu gestalten, können Ausspeisemengen, die weit entfernt von Einspeisepunkten liegen, im Rahmen der Statistik besonders maximiert, d. h. belastend angesetzt, werden, während Ausspeisemengen die nahe an Einspeisepunkten liegen, im Rahmen der Statistik eher minimiert,

d. h. entlastend angesetzt, werden. Dies führt dazu, dass das Gas tendenziell einen weiteren Weg durch das Netz zurücklegen muss. Auch kann die Einspeisesituation so gewählt werden, dass möglichst geografisch benachbarte Entrys die Deckung des Ausspeisebedarfs übernehmen. Das führt typischerweise dazu, dass die gleichen Transportrouten besonders ausgelastet werden und auf Engpässe untersucht werden können.

Die Simulation der Szenarien erfolgt mittels des Programms *SIMONE 6.0* der Firma Liwacom [37], in dem die Gasnetztopologie modelliert ist. Neben den Flusswerten an den Ein- und Ausspeisepunkten müssen weitere Randbedingungen, wie beispielsweise technische Restriktionen, Einspeisedrücke sowie Luft- und Bodentemperatur angegeben werden. Die Elemente wie Verdichter, Regler und Schieber, mit denen das Netz aktiv gesteuert werden kann, müssen passend zu den Randwerten eingestellt werden (vgl. Kapitel 5.3, S. 86, zu den Einstellungsoptionen). Es erfolgt so lange eine Iteration, bis die Flusssituation ohne Verletzung technischer Grenzwerte in der Simulation dargestellt werden kann oder die Berechnung als nicht lösbar aufgegeben wird. Die Nicht-Lösbarkeit kann aber so nicht bewiesen, sondern nur angenommen werden.

Für die Auswertung werden die Szenarien herangezogen, die im gleichen Zeitraum, für den gleichen Netzausbauzustand, für die gleiche Vertragssituation und je nach Detaillierung der Betrachtung beispielsweise für die gleiche Temperatur gültig sind. Aus all diesen Szenarien wird über die Bildung des Minimums über alle realisierten Flussmengen jeweils für jeden Entry- und Exit-Punkt die vermarktbare Kapazität ermittelt.

Zur Überprüfung der Versorgungssicherheit ist die Vorgehensweise eine andere. Es wird versucht, die festen Exit-Kapazitäten über die nach einem Infrastruktur- oder Lieferausfall verbleibenden Entrys zu versorgen. Gelingt dies nicht, werden Exit-Mengen möglichst dort, wo nur unterbrechbare Verträge abgeschlossen sind, gekürzt. Ist diese Anpassung nicht ausreichend, werden erst die Gaslieferungen an nicht schützenswerte Kunden und danach die Gaslieferungen an schützenswerte Kunden so lange gekürzt, bis eine Versorgung aus den verbleibenden Entrys möglich ist.

Im Monitoringbericht 2012 [38] erstellt die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) eine bilanzielle Abschätzung

der Versorgungssicherheit bei Ausfall der Grenzübergangspunkte Waidhaus und Mallnow (vgl. Abbildung 8, S. 25). Dabei werden gemäß der Gasversorgungssicherheitsrichtlinie (EU) Nr. 994/2010 Anhang 1 Nr. 2 mittels der N-1-Formel für ein zu betrachtendes Gebiet alle Kapazitäten der Einspeisepunkte summiert, die Kapazität des größten, ausfallenden Einspeisepunktes subtrahiert und durch die Gasnachfrage geteilt (vgl. Kapitel 4.2.5, S. 47). Der Wert muss mindestens 100 % entsprechen, was bedeutet, dass die Gasnachfrage rein bilanziell von den nicht ausgefallenen Infrastrukturen gedeckt werden kann. Im Fall eines Ausfalls der Importpunkte Waidhaus und Mallnow beträgt der N-1-Faktor 180 % bzw. 179 %. Diese bilanzielle Betrachtung ist allerdings nur eingeschränkt aussagekräftig, da sie die Netztopologie nicht berücksichtigt.

Die Berücksichtigung der Netztopologie erfolgt vielmehr im Rahmen des Netzentwicklungsplans (vgl. Kapitel 4.2.6, S. 50). Dabei erfolgt jährlich eine gemeinsame Ausbauplanung und Überprüfung und Bewertung der Gasversorgungssicherheit für Deutschland. Zur Berechnung von innerdeutschen N-1-Szenarien werden dafür Szenariorahmen und Randwerte an Eigentums- oder Marktgebietsgrenzen zwischen den Netzbetreibern, die die Berechnung durchführen, abgestimmt.

Bei der Untersuchung des Versorgungssicherheitsszenarios „Versorgungsengpass Februar 2012“ im deutschen Netzentwicklungsplan 2013 [39] hat sich im Gegensatz zu der rein bilanziellen Betrachtung gezeigt, dass bei Einschränkungen von Waidhaus um 30 % trotz einer Maximierung der Liefermengen aus Norwegen zusätzlich auch Gasmengen aus West- und Südeuropa zur Bedarfsdeckung bei gleichzeitiger Exportreduktion Richtung Italien und Frankreich herangezogen werden müssen. Dies würde planerisch Einspeisungen in Medelsheim und Wallbach voraussetzen, wobei Wallbach bisher nicht für diese Umkehr der üblichen Flussrichtung ausgelegt ist. Könnte kein Gas aus West- und Südeuropa importiert bzw. der Export in die Richtung nicht eingeschränkt werden, wären inländische Kunden abzuschalten.

2.3 Erkenntnisgewinn

Die vorliegende Arbeit enthält Ansätze zur Modellierung des gesamtdeutschen H-Gas-Fernleitungsnetzes aus öffentlich verfügbaren Daten, zur Auswahl der benötigten Randwerte und Szenarien zur Bewertung der Versorgungssicherheit und zur

Teilautomatisierung der stationären Berechnung mittels des Simulations-Programms *SIMONE 6.0*.

Die Arbeit grenzt sich durch die Größe und technische Detailtiefe des Netzes sowie durch die Betrachtung verschiedener Versorgungssicherheitsaspekte im gesamtdeutschen H-Gas-Raum von anderen Arbeiten ab. Sie leistet außerdem einen Beitrag zur Diskussion über weitere, zu untersuchende Bereiche der Versorgungssicherheit, wie beispielsweise bilanzielle Betrachtungen von Speichern unter Berücksichtigung von füllstandsabhängigen Ausspeicherraten.

Gegenüber kommerziellen Simulationen liegt der Fokus nicht auf der Überprüfung von vermarktbareren Entry-Kapazitäten. Dementsprechend wird auch keine zusätzliche Be- und Entlastung durch Exits modelliert. Unter Versorgungssicherheitsaspekten werden in dieser Arbeit daher nur maximal beschäftigte Exits berücksichtigt und temperaturabhängig angepasst, da überprüft werden soll, ob und von wo Absatzgebiete noch maximal versorgt werden können. Ähnlich zur Praxis ist dagegen der Umgang mit Entrys, da gerade bei Ausfällen der Importe von Russland oder Norwegen, die anderen geografisch benachbarten Entrys des Netzes die Einspeisung kompensieren müssen. Es können aus den Ergebnissen Rückschlüsse auf die Gefahren der hohen deutschen Importabhängigkeit und über mögliche Versorgungsunterbrechungen gezogen werden. Die Analyse der Schwachstellen der deutschen Gasversorgung lässt sich für Überlegungen zu Ausbaumaßnahmen heranziehen.

3 Grundlagen des Gastransports

Für die Betrachtung der deutschen Versorgungssicherheit sind insbesondere die Grundlagen des Gastransports bedeutsam. Dazu gehört ein Überblick über Gasvorkommen und -produktion, die über vorhandene Infrastruktur nach Europa und Deutschland importiert werden und dort den Primärenergiemix und die Gasimportabhängigkeit bestimmen.

Sowohl Europa als auch die Bundesrepublik Deutschland decken über ein Fünftel ihres Primärenergieverbrauchs über Erdgas, was in etwa dem Anteil der globalen Erdgasnutzung entspricht [40]. Dieser hohe Anteil verdeutlicht die Relevanz einer funktionierenden Erdgasversorgung und zeigt die Abhängigkeit von ausländischen Erdgasressourcen. Denn der größte Teil des benötigten Gases wird konventionell aus Quellen gefördert, die mehrere Tausend Kilometer vom Verbrauchsort entfernt liegen. Um diese Strecken zu überbrücken, wird Erdgas mittels Leitungen oder Schiffen transportiert.

Die Produktionsländer und Transportrouten können zur Beurteilung der Versorgungssicherheit beitragen, da unter Einbeziehung aktueller geopolitischer Entwicklungen mögliche Gefährdungen der Versorgungssicherheit im Voraus erkannt werden können. Allerdings lassen sich kurzfristige Änderungen der Abhängigkeitssituationen nicht bewerkstelligen, da Europa und Deutschland jeweils zu zwei Dritteln ihrer Verbrauchsmengen von zwei Nicht-EU-Staaten, Russland und Norwegen, beliefert werden.

3.1 Gasproduktion und -vorkommen

Gas muss von den Produktionsstätten zu den Verbrauchsgebieten transportiert werden. Derzeit wird der größte Teil des Gasverbrauchs aus konventionellen Vorkommen gedeckt. Seit Anfang 2000 wird aber auch vermehrt aus unkonventionellen Quellen gefördert. Ergänzt wird dieses Gasangebot vermehrt durch kleinere dezentrale Quellen, beispielsweise durch Biogasproduktion oder zukünftig vermehrt durch Methan- und Wasserstofferzeugung.

3.1.1 Konventionelle und unkonventionelle Vorkommen

Abbildung 1 zeigt, dass die Erdgasvorkommen weltweit unterschiedlich regional verteilt sind. Die größten Vorkommen besitzt Russland, gefolgt von den USA und dem mittleren Osten. Europa besitzt relativ kleine Gasvorkommen.

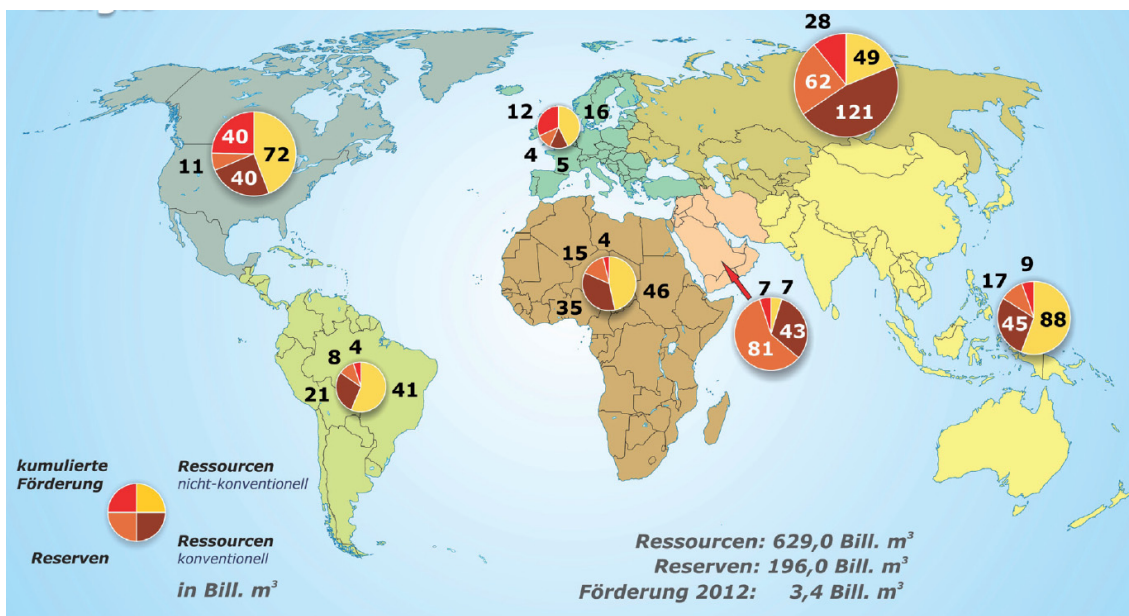


Abbildung 1: Erdgaspotential und -verteilung (ohne Aquifergas und Hydrat)

Abbildung entnommen aus der BGR Energiestudie 2013 [40]

Das gesamte, weltweite Gasvolumen wird aktuell auf 1.142 Milliarden m³ geschätzt, von dem in der Vergangenheit bereits eine Menge von etwa 102 Milliarden m³ gefördert wurde. Die verbleibenden 1.039 Milliarden m³ können in rund 196,5 Milliarden m³ Reserven, davon 5,5 Milliarden m³ unkonventionell, und ca. 837 Milliarden m³ Ressourcen, davon 527 Milliarden m³ unkonventionell, unterteilt werden (vgl. Tabelle 1).

Dabei gelten Reserven als derzeit sichere und wirtschaftlich förderbare Vorkommen, während die Vorkommen als Ressourcen gezählt werden, die nach derzeitigen Gaspreisen und aktuellem Stand der Technik nicht sicher und/oder nicht wirtschaftlich förderbar sind.

Die Bezeichnung „unkonventionell“ bzw. „nicht-konventionell“ bezieht sich auf Gasvorkommen, die nicht wie konventionelle Vorkommen mittels einer Förderbohrung entströmen, sondern deren Förderung weiterer technischer Maßnahmen bedarf. Hierzu „zählen Kohleflözgas (coalbeded methane), Gas in dichten Gesteinsformati-

onen, wie z. B. in Schiefergesteinen und Schiefertönen (shale gas) oder in dichten Sand- oder Kalksteinhorizonten (tight gas) sowie Aquifergas und Gashydrat.“[41]

Tabelle 1: Erdgasreserven und -ressourcen in Bill. m³ (Schätzung 2013)

Daten entnommen aus der BGR Energiestudie 2013 [40]

	Reserven	Ressourcen	Σ Reserven/ Ressourcen
Σ konv./unkonv.	202	837	1.039
Konventionelles Erdgas	196,5	310	506,5
Unkonventionelles Erdgas, davon*:	5,5	527	532,5
• Schiefergas	3,7	205	208,7
• Tight Gas	-	63	63
• Kohleflözgas	1,8	50	51,8
• Erdgas in Aquiferen	-	24	24
• Erdgas aus Gashydrat	-	184	184

* aufgrund lückenhafter Datenlage ist das unkonventionelle Gaspotential unterbewertet

Die Erschließung dieser Vorkommen galt lange als unwirtschaftlich, ist jedoch aufgrund verbesserter Abbaumethoden und steigender Gas- und Energiepreise verstärkt in den Fokus gerückt. Am stärksten fortgeschritten ist die Förderung unkonventioneller Gasvorkommen in den USA, die mittlerweile einer der weltweit größten Erdgasproduzenten sind und ihren Eigenbedarf weitestgehend decken können. [40] Auch in Europa gibt es große unkonventionelle Gasvorkommen.

Der Abbau stellt, wie am Beispiel der USA deutlich wird, eine große Herausforderung für Technik und Umweltschutz dar. Vor allem für das sogenannte Fracking ist es notwendig, Gesteinsschichten in mehreren Tausend Metern Tiefe zu sprengen, um Gasporen zu erschließen und mittels Chemikalien auszuwaschen. Dies ist der Grund, warum die Länder in Europa eine zwiespaltene Haltung gegenüber der Technologie haben. Während einige Länder, darunter Großbritannien, Polen und die Ukraine sich von unkonventioneller Gasförderung Arbeitsplätze, Wachstum und eine unabhängige Energiequelle versprechen, hat Frankreich die Förderung bereits verboten und Deutschland steht der Technologie zumindest kritisch gegenüber [42].

3.1.2 Weitere Gasquellen

Biogas ist in den letzten Jahren, auch durch die deutsche Energiewende, ein immer wichtigerer Bestandteil des deutschen Energiemixes geworden. Im Jahr 2012 ha-

ben 108 Biogasanlagen ca. 413 Mio. m³ Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Laut Biogas-Monitoringbericht sollen bis zum Jahr 2020 jährlich sechs Mrd. m³ Biogas, bis zum Jahr 2020 zehn Mrd. m³ Biogas eingespeist werden [43]. Dies entspräche bei heutigem deutschem Gasverbrauch von 906 Mrd. kWh [44], [45] aktuell einem Anteil von ungefähr 0,3 %, im Jahr 2020 läge der Anteil schon bei knapp 5 % und im Jahr 2030 bei knapp 8 %¹. Es ist aber fraglich, ob diese Ziele mit dem am 1. August 2014 in Kraft getretenen, überarbeiteten Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien noch Bestand haben oder deutlich nach unten korrigiert werden müssten [46], [47], [48].

Bei Erfüllung aller technischen Auflagen, z. B. bezüglich der Entfernung nicht kompatibler Gaskomponenten, kann Biogas in das Erdgastransportsystem eingespeist werden und vermischt sich mit dem Trägerstrom. Meist erfolgt die Biogaseinspeisung endkundennah in Verteiler- und Regionalsystemen, da dort ein geringerer Druck angestellt werden muss. Sinkt der Gasverbrauch im Versorgungsgebiet unter die Summe der Biogas-Produktion, so muss Gas in das vorgelagerte Leitungsnetz unter Verdichtung zurückgespeist oder die Produktion gedrosselt werden.

Neben Biogas gibt es aktuell auch Überlegungen, zukünftig Gase wie Reinformethan und Wasserstoff einzuspeisen und über das Erdgasleitungssystem zu transportieren. Der Hintergrund ist, dass Methan und Wasserstoff aus überschüssigem Strom erzeugt und so gasförmig gespeichert und transportiert werden können, um dann endkundennah wieder in Strom umgewandelt zu werden. Überschüssiger Strom fällt insbesondere bei Windkraftanlagen im Norden Deutschlands an. Allerdings existieren heute sowohl beim Strom- als auch beim Gastransport Engpässe in Nord-Süd-Richtung.

3.2 Transport und Speicherung

Für den Transport von Gas kommen hauptsächlich zwei Möglichkeiten in Betracht, zum einen über Leitungssysteme, zum anderen per Schiff. Der leitungsgebundene Transport ist in Zentraleuropa die meistgenutzte Variante, da die Quellen meist über Land oder nur durch kurze, per Leitung überbrückbare Meeresabschnitte ver-

¹ bei einem Biogasbrennwert von 7,2 kWh/m³

bunden sind. Schiffe bieten dagegen die Möglichkeit, weltweit Gas zu transportieren. Gasspeicher sind mit dem Transportsystem verbunden und können Schwankungen zwischen Gasbereitstellung und -verbrauch ausgleichen und Energie speichern.

3.2.1 Leitungsgebundener Gastransport

Gas ist ein kompressibles Fluid, das unter Nutzung der Potentialdifferenz vom höheren zum niedrigeren Druck fließt. Um das Gas per Leitung zu transportieren und um dabei entstehende Reibungsverluste auszugleichen, muss das Gas verdichtet werden. Je nach Art und Auslegung des Leitungssystems befinden sich Verdichterstationen entlang von Haupttransportleitungen üblicherweise in einem Abstand von etwa 90 bis zu 150 km [49] und bis zu 400 km entlang internationaler und interkontinentaler Ferngastransportleitungen [50].

Abbildung 2 gibt einen Überblick über das Hauptleitungssystem in Europa einschließlich der neu gebauten Nord Stream-Leitung und der geplanten Großprojekte South Stream und Nabucco. Wie erkennbar, werden Gasleitungen sowohl auf dem Festland (engl.: „onshore“) als auch im Meer (engl.: „offshore“) verlegt. Offshore-Gasleitungen weisen typischerweise Nenndrücke von 100 bis mehr als 220 bar auf und liegen im Erdreich des Meeresbodens oder auf dem Meeresboden auf [1].

Über Land haben große Transportleitungen meistens einen Durchmesser zwischen 0,4 und 1,4 Metern und können einen Nenndruck von bis zu 100 bar besitzen [50],[49]. Sie werden unterirdisch in der Regel mit einer Bodendeckung von 1 bis 1,2 Metern verlegt [51]. Regional- und Verteilnetze besitzen zumeist niedrigere Druckstufen und Durchmesser, so dass Endkundennetze bis zu Überdrücken von nur noch 25,5 mbar bis zu 4 bar ausgelegt sind. Aufgrund geringer werdender Nenndrücke und -durchmesser ist oftmals eine eindeutige Transportrichtung vorgegeben. Aus Gründen der Versorgungssicherheit ist das Transportsystem meist umso vermaschter, desto näher es am Endkunden liegt. [52]

Maschen, d. h. ringförmig angeordnete Netze, im Transportnetz bieten die Nutzung alternativer Fluss- und Versorgungsoptionen, wenn sie mittels aktiver Elemente gesteuert werden können. Dazu stehen neben Verdichterstationen auch Gasdruckregelanlagen und Schieberstationen zur Verfügung. Gleichzeitig sind diese Anlagen zur Abgrenzung der unterschiedlichen Druckstufen voneinander notwendig.



Abbildung 2: Transit- und Transportleitungen und geplante Projekte

Abbildung in Anlehnung an die IEA-Europakarte [53], erweitert um Informationen der Leitungsgesellschaften Nord Stream [54], South Stream [55], NEL [56] und OPAL [57]

Während Verdichterstationen den Gasdruck erhöhen, verringern Gasdruckregelanlagen den Gasdruck oder dienen der Einstellung maximaler Flussmengen. Meist sind ebenfalls Messschienen zur Messung des Gasvolumenstroms mit den Reglern verbunden. In diesem Fall spricht man von Gas-Druckregel- und -Messanlagen. Schieberstationen dagegen greifen nicht in den Druck ein, sondern ermöglichen, unterschiedliche Fahrwege zu nutzen bzw. zu schließen (vgl. Kapitel 5.2, S. 65).

In Deutschland existieren insgesamt rund 730 Netzbetreiber, die Erdgas für Energieversorgungsunternehmen und Händler transportieren. Dabei gibt es nur 17 Netzbetreiber, die sogenannten Fernleitungsnetzbetreiber, die das Gas an deutschen Grenzen oder an Produktionsstellen übernehmen und hunderte Kilometer durch Deutschland transportieren. Die Mehrheit der Transportunternehmen sind den Fernleitungsnetzbetreibern nachgelagerte Netzbetreiber auf Regional- und Ortsverteilerstufen, wie z. B. Stadtwerke. [58] Aufgrund der hohen Investitionskosten und der hohen Anzahl an Netzbetreibern in Deutschland haben Leitungen oftmals mehrere Eigentümer, die sich zu Joint Ventures oder Bruchteilsgesellschaften zusammengetan haben.

3.2.2 Gastransport per Schiff

Gas kann in flüssiger Form, sogenanntem LNG (engl.: „Liquified Natural Gas“), mittels spezieller LNG-Tanker transportiert werden. Die Zusammensetzung variiert nach Quellregion, der Hauptbestandteil ist jedoch Methan. Meist enthält LNG als zusätzliche Komponenten Ethan, Propan, Butan und Stickstoff (vgl. auch Kapitel 5.1.1, S. 55, für mittlere deutsche Gaszusammensetzungen). Es wird zwischen leichtem und schwerem LNG unterschieden. Der Vorteil des verflüssigten Gases ist die enorme Platzersparnis der Flüssigkeit beim Transport im Vergleich zum Gas, da der Raumbedarf von LNG ein Sechshundertstel des Gases beträgt.

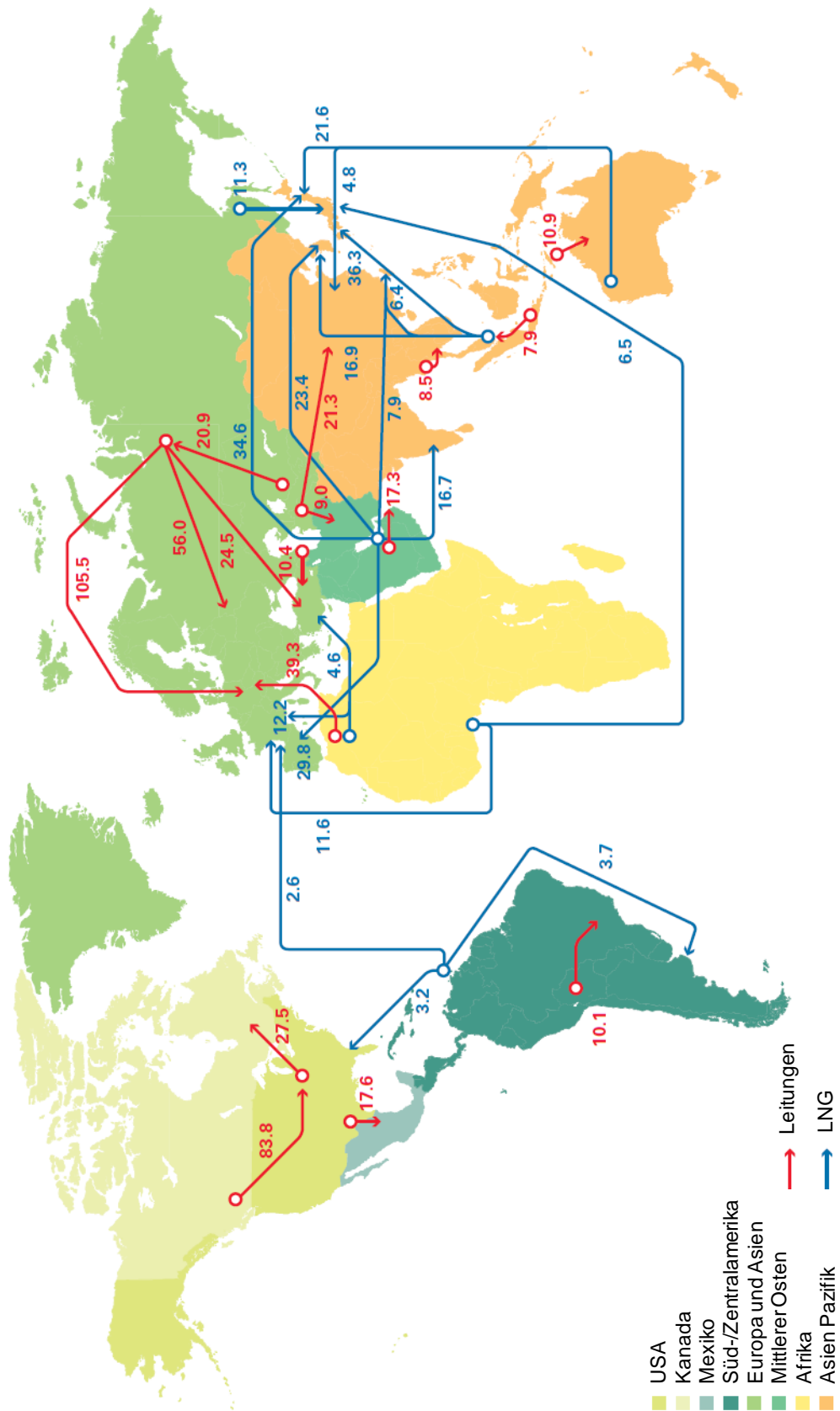


Abbildung 3: Weltweite Gashandelsrouten 2012 (in Billionen Kubikmetern)
 Abbildung entnommen aus der BP Statistical Review of World Energy 2013 [59]

Um das Gas zu verflüssigen wird es auf seine Verdampfungstemperatur bei Atmosphärendruck heruntergekühlt und während des Transports auf dieser Temperatur gehalten. Mit $-161,5\text{ °C}$ hat Methan die niedrigste Verdampfungstemperatur der Kohlenwasserstoffe. Als möglicher Inhaltsstoff verdampft Stickstoff bei $-195,8\text{ °C}$, so dass der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) die Verdampfungstemperatur von LNG zwischen -161 °C und -167 °C angibt. [60], [61] Zur kontrollierten Verflüssigung und Regasifizierung müssen allerdings im Vorhinein alle Gaskomponenten bis auf die Genannten abgetrennt werden, so dass LNG eine andere Zusammensetzung und Beschaffenheit als Erdgas hat. Der Transport von verflüssigten Gasen macht weltweit etwa 32 % des Gesamtgastransports aus. Abbildung 3 zeigt die wichtigsten Gastransportrouten mittels Schiffen und Leitungen. Nach Europa wird das meiste Gas jedoch leitungsgebunden transportiert, auch wenn einzelne Länder wie z. B. Spanien, das über die Pyrenäen mittels Gastransportleitungen schlecht an Zentraleuropa angeschlossen werden kann, eine Ausnahme bilden.

3.2.3 Speicherung

Gas hat gegenüber Strom den Vorteil, dass auch große Energiemengen speicherbar sind. Zur Speicherung von Erdgas gibt es mehrere Optionen mit unterschiedlichen Charakteristika. Kleinere Gasmengen werden in überirdischen Speichern oder für kurze Zeit zum Ausgleich von Verbrauchsschwankungen im Gasleitungssystem gespeichert.

Für große Gasmengen werden unterirdische Gasspeicher genutzt. Abbildung 4 zeigt die Verteilung der üblichen Typen von Untertagespeichern, d.h. Kavernen-, Poren- und Aquiferspeicher, in Deutschland. Während Kavernenspeicher in gasundurchlässigen Salzvorkommen gesolte tropfenförmige Hohlräume sind, sind Poren- oder Aquiferspeicher meist vollständig ausgeschöpfte Öl- oder Gasfelder in porösen Gesteinsstrukturen. Die Speichertypen unterscheiden sich stark, z. B. in der Ein- und Ausspeicherrate oder ihren Gasverlusten (vgl. auch Kapitel 5.2.5, S. 73).

Auch LNG-Schiffe und LNG-Entladeterminale mit angeschlossenen Gastanks können Gasmengen speichern. Diese Art der Speicherung ist spezifisch allerdings teuer.

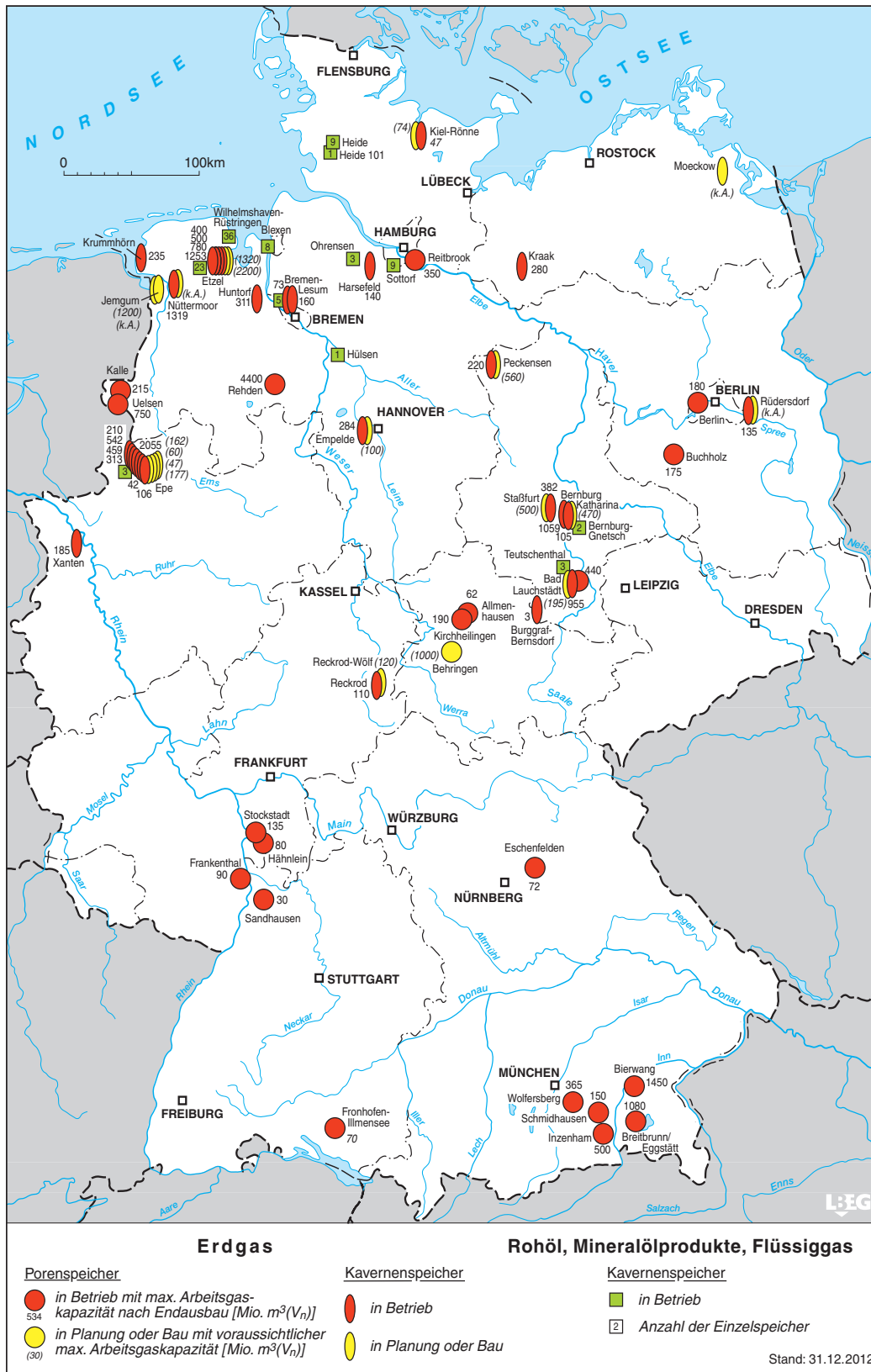


Abbildung 4: Untertage-Speicher in Deutschland

Abbildung entnommen aus der Zeitschrift Erdöl, Erdgas, Kohle [62]

3.3 Versorgung Europas und Deutschlands

Wie in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, befinden sich große Erdgasvorkommen in Russland und Norwegen. Das geförderte Erdgas wird hauptsächlich per Leitung nach Europa und Deutschland transportiert. Durch die hohe Gasverfügbarkeit und die nachhaltig ausgebaute Infrastruktur ist Erdgas ein wichtiger Bestandteil des Energiemixes. Das deutsche Erdgasnetz ist dementsprechend für den Transport großer Gasmengen aus dem Norden und dem Osten ausgelegt, kann aber auch kleinere Mengen von Süden oder Westen, beispielsweise aus Großbritannien oder von dem belgischen LNG-Terminal Zeebrügge, aufnehmen und weiterverteilen. Diese Versorgungsalternativen, aber auch deren unterschiedliche Prioritäten, machen einen Blick auf die geopolitischen Voraussetzungen interessant.

3.3.1 Energiemix und Bezugsquellen

Für Europa und Deutschland stellt Gas eine wichtige Primärenergiequelle zur Deckung des Energiebedarfs dar. Abbildung 5 zeigt, dass Gas mehr als ein Fünftel des europäischen und des deutschen Energieverbrauchs in 2012 gedeckt hat.

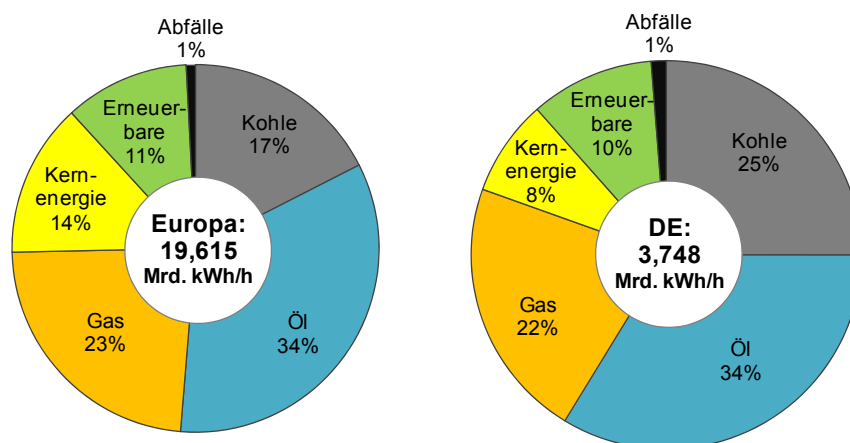


Abbildung 5: Europ. und deutscher Primärenergiemix im Jahr 2012

Daten entnommen aus Eurostat-Tabellen [63]

Wie in Abbildung 6 zu sehen, kommen fast Zweidrittel der Gasmengen aus Russland und Norwegen. Europa importiert das restliche Drittel hauptsächlich aus Katar und afrikanischen Staaten. Deutschland bezieht bei einer Eigenproduktion von 13 % das restliche Erdgas hauptsächlich aus den Niederlanden, Großbritannien und Dänemark.

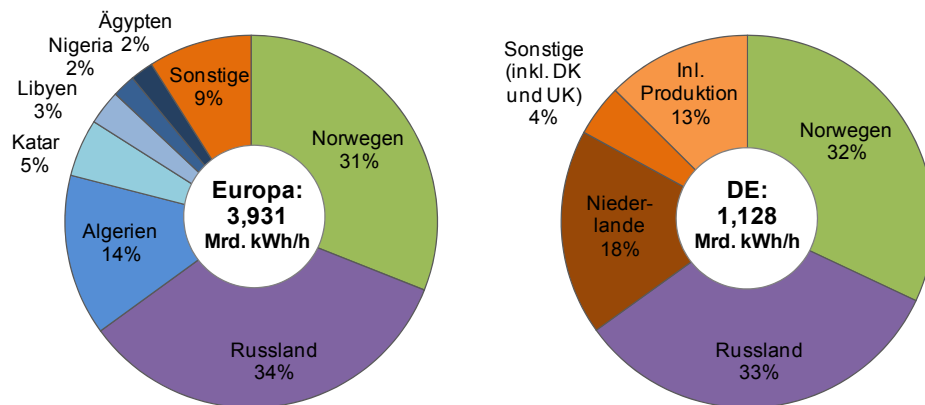


Abbildung 6: Europ. (ob. li.) und deutscher Gasbezug (ob. re.) 2009

Daten entnommen aus Tabellen der BAFA [64] und der Europäischen Kommission [45]

In Abbildung 7 zu sehen ist, dass die deutsche Gasproduktion in den letzten Jahren zurückgegangen ist.

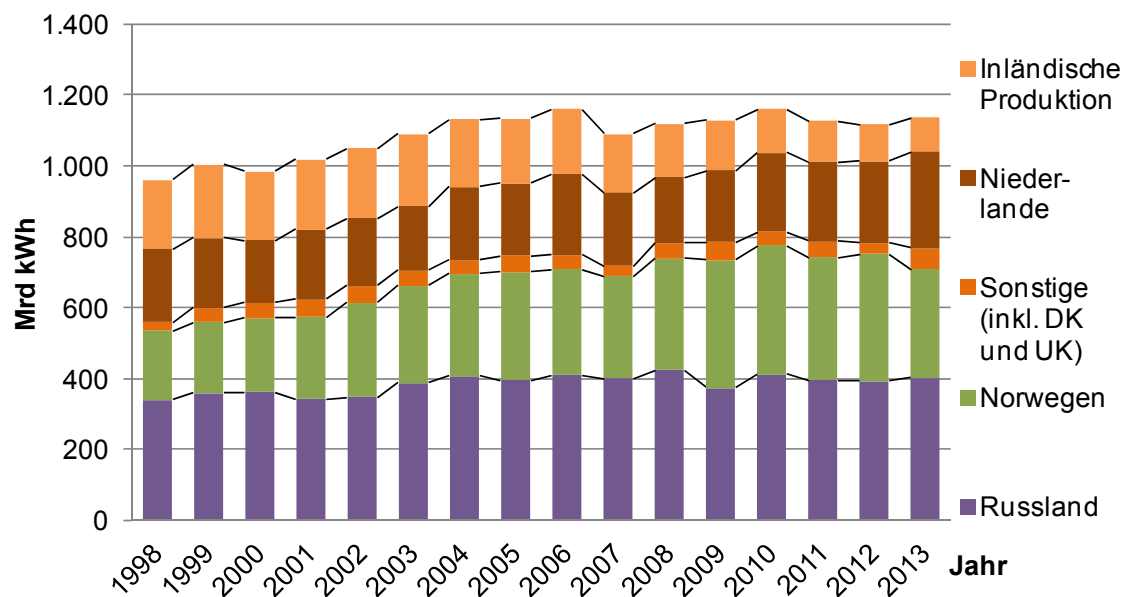


Abbildung 7: Entwicklung des deutschen Gasbezugs von 1998 bis 2013

Daten entnommen aus Tabellen der BAFA [64] und der Europäischen Kommission [45]

Auch wenn der Import aus den Niederlanden in den letzten Jahren zugenommen hat, wird dieser aufgrund sich erschöpfender Gasfelder in den nächsten Jahren voraussichtlich wieder abnehmen. Die aufgeführten Mengen werden allerdings nur zur Deckung des deutschen Erdgasbedarfs benötigt und beinhalten nicht die Importe nach Deutschland, die im Transit in europäische Nachbarländer weitertrans-

portiert werden. Ebenfalls nicht enthalten sind Speicherbewegungen, die allerdings im Jahressaldo nur geringfügige Mehr- bzw. Mindermengen aufweisen.

3.3.2 Deutsches Erdgasnetz

Wie in Abbildung 2 zu erkennen, nimmt Deutschland eine zentrale Lage in der europäischen Gasversorgung ein. Die üblicherweise genutzten Haupttransportrouten und Flussrichtungen der Grenzübergänge werden in Abbildung 8 dargestellt.

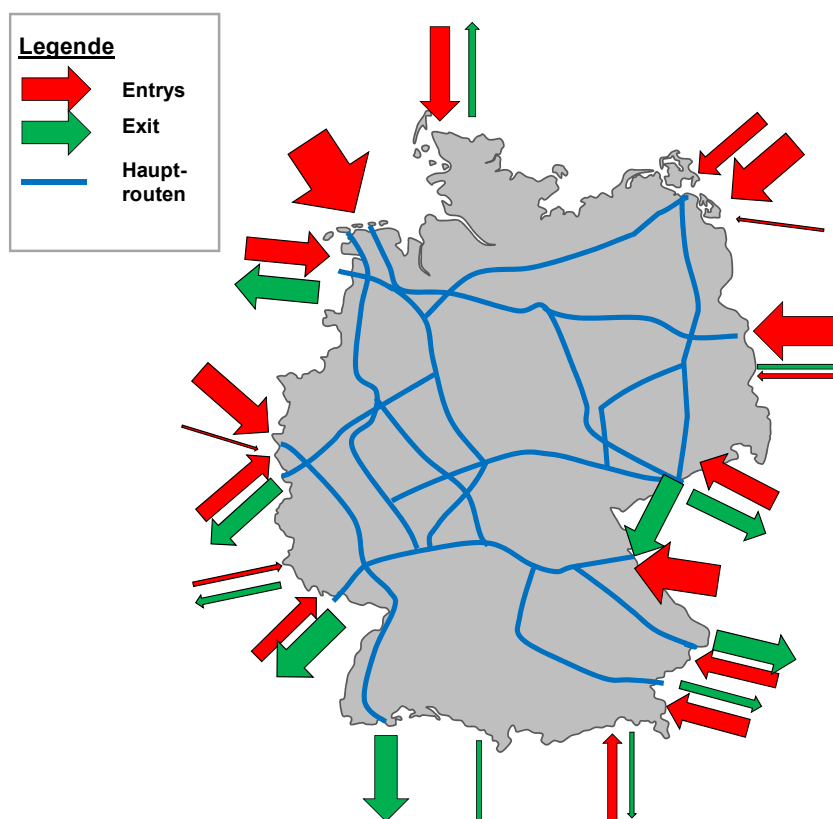


Abbildung 8: Überblick über die deutschen Haupttransitrouten

Dabei erfüllt das deutsche Gasnetz die Aufgabe, gleichzeitig Import- und Exportpunkte, inländische Produktion, Speicher und inländische Verbrauchsschwerpunkte miteinander zu verbinden, die naturgemäß sehr unterschiedliche Ein- bzw. Auspeisecharakteristika aufweisen. So wäre der effizienteste Weg, zu fördern und zu transportieren auf kontinuierlicher Basis mit möglichst konstanter Menge. Der Gasverbrauch von Endverbrauchern ist dagegen stark schwankend und unter anderem abhängig von Tageszeit, Saison oder ökonomischen Zyklen. Außerdem führen Gaspreise, die Angebot und Nachfrage unterliegen, zu Marktsituationen, in denen mal der Bezug aus der einen, mal aus der anderen Quelle wirtschaftlich sinnvoller ist. Folglich existiert eine signifikante Unausgewogenheit zwischen Quellen und

Verbrauch beim Gastransport. Diese kann zum einen durch Fahrweisen und eine gewisse Speicherfähigkeit des Transportnetzes abgefangen werden, zum anderen werden Gasspeicher benötigt, um große Mengenschwankungen durch Ein- und Ausspeicherung temporär auszugleichen. Auch in Notfällen, beispielsweise bei technischen Ausfällen von Transportstrecken oder Gasimporten, können Gasspeicher Fehlmengen ausgleichen.

Erschwerend beim Gastransport kommt hinzu, dass Erdgase und Biogase unterschiedliche chemische Zusammensetzungen haben. Grob eingeteilt werden kann das im deutschen Fernleitungsnetz transportierte Gas in hochkalorisches H-Gas (für engl.: high calorific gas) und niederkalorisches L-Gas (für engl.: low calorific gas), auch wenn die Gaskomponenten je nach Fördergebiet bzw. Produktion in der Zusammensetzung variieren. Im branchenüblichen Sprachgebrauch wird auch von „Gasqualität“ oder „Gasbeschaffenheit“ gesprochen. Hochkalorisch heißt dabei, dass bei der Verbrennung mehr Energie, niederkalorisch, dass weniger Energie abgegeben wird (zur genauen Gaszusammensetzung vgl. Kapitel 5.1.1, S. 55). L-Gas bezieht Deutschland aus inländischer Produktion und den Niederlanden, H-Gas über alle anderen Lieferländer.

Da alle Gasanlagen, seien es nun Transportverdichter oder Heizungs Brenner, auf eine der beiden Gasqualitäten ausgelegt sind, werden H-Gas und L-Gas auch separat voneinander transportiert, gespeichert und an die Abnehmer verteilt. Bei falscher Belieferung kann das im besten Fall bedeuten, dass die Anlagen mit L-Gas nicht ihre volle Leistungsfähigkeit erreichen, im schlimmsten Fall, dass Geräte aufgrund der hohen Energiezufuhr durch H-Gas durchbrennen und zerstört werden.

Dementsprechend werden Quellregionen, Speicher und Endkunden nach H- und L-Gas unterteilt und von einem separaten Transportnetz verbunden. Inländische Endkunden sind dabei Gaskraftwerke, Industriekunden und private Haushalte, die auf unterschiedliche Gasqualitätsbänder eingestellt sind. Aufgrund der rückläufigen Fördermengen in Deutschland und den Niederlanden, werden in den nächsten Jahren Versorgungsgebiete von L- auf H-Gas umgestellt werden müssen [65]. Auch eine Vermischung der unterschiedlichen Gase wird bis an die technischen Grenzen von Netz- und Endkundengeräten zugelassen [66]. So können in Gasmischanlagen auch größere Mengen H-Gas ins L-Gas gemischt werden, oder umgekehrt. Ebenso gibt es Konditionierungsanlagen, die durch Hinzufügen oder Entfernen von Inhaltsstoffen die Gasqualität auf die jeweiligen Netzanforderungen einstellen.

Ein großer Teil des in Deutschland ankommenden H-Gases wird im Transit meist in südliche und westliche Regionen Europas weitertransportiert. Auch hierfür gelten bestimmte Regelungen über die Zusammensetzung und Qualität des Exportgases. Gasleitungssysteme sind daher so geplant, dass sie nicht nur Förderung und Verbrauchsgebiet möglichst optimal miteinander verbinden, sondern auch je nach Bezugsquelle nur bestimmte Gasqualitätsbänder zu definierten Absatzgebieten transportieren.

3.3.3 Geopolitik

Neben den Transportrouten ist auch die geopolitische Lage interessant für die Beurteilung der deutschen Gasversorgungssicherheit. Die Versorgung aus Russland als wichtigstem deutschen Gaslieferanten stellt ein potentiell Versorgungssicherheitsrisiko dar. Zwar hat sich diese große Erdgasabhängigkeit Deutschlands seit Anfang der russischen Lieferungen im Jahr 1973 bisher noch nicht negativ ausgewirkt, denn Russland hat Europa bisher zuverlässig beliefert [67]. Allerdings schreckt Russland nicht vor der Durchsetzung politischer Interessen zurück. So ist schon mehrfach nach dem Zusammenbruch des sowjetischen Wirtschaftssystems, zuletzt 2009, ein Gaspreisstreit zwischen Russland und der Ukraine entbrannt, der zu Minderlieferungen nach Deutschland geführt hat [68]. Passend zur Krim-Krise hat Russland im April 2014 wiederum gedroht, dass die Ukraine nicht mehr mit Gas versorgt wird, wenn die Gasschulden in Milliardenhöhe nicht binnen Monatsfrist bezahlt werden [69]. Seit dem Bau der Nord Stream-Leitungen kann die Transportroute über die Ukraine zwar umgangen werden, und statt im bayerischen Waidhaus in Greifswald im Norden Deutschlands importiert werden, aber die Frage bleibt, ob Russland im Streit um die Zukunft der Ukraine und wegen der europäischen Sanktionen nicht irgendwann auch Europa den Gashahn zudreht [70]. So ist es nicht verwunderlich, dass bereits als Gegensanktion angekündigt wurde, dass der Konflikt eine Erhöhung der Energiepreise für Europa zur Folge haben wird [71]. Das bedeutet, dass in der vorliegenden Arbeit nicht nur untersucht wird, welche Auswirkungen eine Verschiebung der Importmengen über die Nord Stream haben würde, sondern auch das Szenario eines völligen russischen Lieferausfalls berücksichtigt wird.

Auch LNG-Lieferungen nach Europa bergen Risiken für die Versorgungssicherheit. Je nach Entwicklung des Weltmarktes erreichen auch die Gasmengen der LNG-

Schiffe nicht immer Europa. So sind beispielsweise nach dem Atomunglück von Fukushima der Gasbedarf und damit der Gaspreis in Japan so hochgeschwollen (vgl. Abbildung 9), dass LNG-Lieferungen vermehrt dorthin umgeleitet worden sind. Durch eine Änderung des japanischen Energiemixes hin zu einem höheren Gasbedarf wurden dementsprechend LNG-Liefereinbrüche von mehr als einem Viertel nach Europa registriert [72].

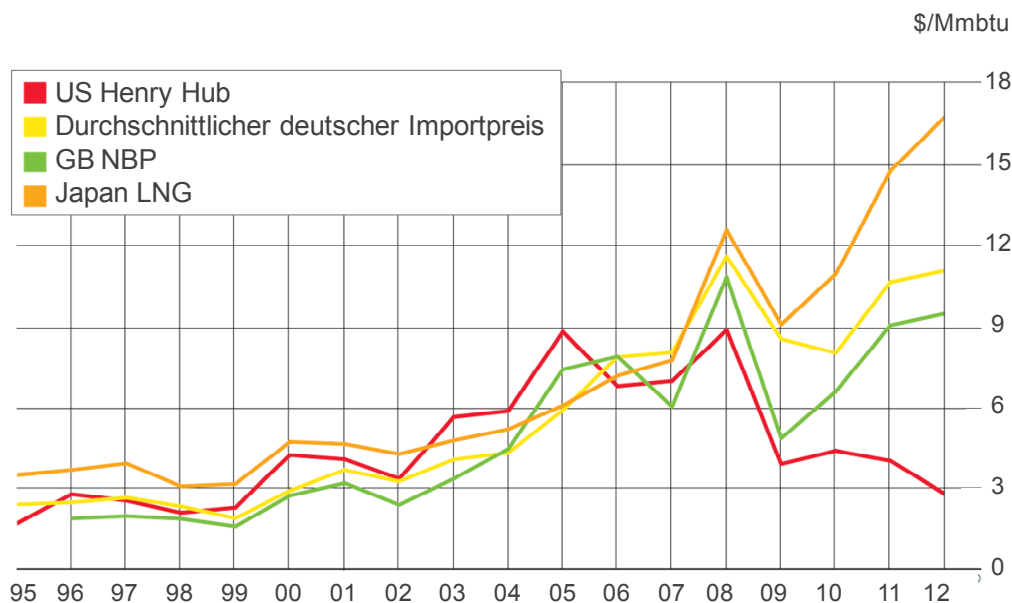


Abbildung 9: Gaspreisentwicklung in den USA, Japan und Europa

Abbildung entnommen aus der BP Statistical Review of World Energy 2013 [59]

Einen gegenläufigen Effekt hat der amerikanische Abbau unkonventionellen Gases. Durch die immer größere Deckung des amerikanischen Eigenbedarfs sinken Gasbedarf und Gaspreis kontinuierlich, so dass weniger LNG von Amerika importiert wird und stattdessen dem Weltmarkt zur Verfügung steht [72].

Die Gaspreisentwicklungen am Weltmarkt haben Auswirkungen auf die Transportsituation in Europa. Sie können beispielsweise zu hohen Gaslieferungen Deutschlands an Belgien und Großbritannien führen, die aus dem nordöstlichen Europa importiert werden, wenn LNG und Nordsee-Fördermengen teurer als die Importpreise russischen Gases sind. Umgekehrt können niedrige LNG-Preise auch russische Gasimporte verdrängen.

4 Politische Rahmenbedingungen

Die politischen Rahmenbedingungen für Energie in Europa und Deutschland sind vor allem von zwei Richtungen geprägt, zum einen die Schaffung eines europäischen Energiebinnenmarktes für Strom und Gas, die einhergeht mit der Entflechtung von Infrastrukturbetreibern und Energiehändlern und -versorgern, zum anderen die Ressourcenschonung und den Umweltschutz durch die Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei richtet die Politik immer auch ein Augenmerk auf Energieversorgungssicherheit, welche durch die Maßnahmen beeinflusst wird.

4.1 Liberalisierung und Regulierung

Mit der Idee eines gemeinsamen Europas nach dem zweiten Weltkrieg wurde bald auch die Idee eines gemeinsamen Marktes geboren. Und so wurde mit den drei bisherigen europäischen Energiebinnenmarktpaketen und den darauf aufbauenden Richtlinien, Verordnungen, Gesetzen und Regelungen die Basis für die heutige Regulierung geschaffen, die den Energiemarkt liberalisieren soll.

4.1.1 Behörden, Organe und Interessenvertretungen

Die Entwicklung des Regulierungsumfelds für den deutschen Gassektor ist eng verbunden mit der europäischen Geschichte. Die 1957 gegründete „Europäische Wirtschaftsgemeinschaft“ (EWG) wurde 1967 einer von drei Pfeilern der „Europäischen Gemeinschaften“ (EG). Dabei enthielt bereits der EWG-Vertrag mit den Artikeln 85 und 86 das Verbot horizontaler und vertikaler Absprachen innerhalb von Konzernen und missbräuchlicher Nutzung einer marktbeherrschenden Stellung und somit Regelungen hin zu einem innereuropäischen Wettbewerbsmarkt.

Im Jahr 1992 wurde die „Europäische Union“ (EU) in Maastricht als Dachorganisation gegründet, in der die EG als eine Säule aufgegangen, aber Rechtspersönlichkeit geblieben ist. Dieses Konstrukt endete mit der Unterzeichnung der konsolidierten Fassungen des „Vertrags über die Europäische Union“ und des „Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union“ im Jahr 1997 in Lissabon. Die Artikel 85 und 86 haben als aktuelle Artikel 101 und 102 des letztgenannten Vertrags ihre Gültigkeit behalten.

Mit dem Inkrafttreten der konsolidierten Fassungen des Vertrags über die Europäische Union und des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union im

Jahr 2009 wurde die EU nachfolgende Rechtspersönlichkeit der EG. Legislative EU-Organe sind das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union mit Verantwortung für Verordnungen, Richtlinien und Leitlinien. Die Europäische Kommission ist insofern an der Gesetzgebung beteiligt, dass sie über ihr Initiativrecht Rechtsakte vorschlagen kann. Zusätzlich liegen die Überprüfung der Einhaltung des europäischen Kartellrechts und die Strafanordnung bei Zuwiderhandeln bei der Europäischen Kommission.

Im Jahr 2000 wurde das Council of European Energy Regulators (CEER) zur Bündelung der nationalen Regulierungsbehörden auf europäischer Ebene und zur besseren Kooperation untereinander von den Regulierungsbehörden selbst gegründet. 2003 folgte die Gründung der European Regulators Group for Electricity and Gas (ERGEG) durch die Europäische Kommission als eigene Beratergruppe. Aufgrund des 3. EU-Binnenmarktpaketes Energie, das das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union verabschiedeten, nahm die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) am 3. März 2011 ihre Tätigkeit auf und löste CEER in seinen Aufgaben zu großen Teilen ab. [73]

Zum Themenaustausch von Regulierungsbehörden und Marktteilnehmern wurde 1999 das European Gas Regulatory Forum, oder Madrid Forum, ins Leben gerufen [74]. Seit Beginn der neunziger Jahre wirkten Organisationen wie GEODE [75] und CEDEC [76], die lokale Verteilnetzbetreiber bzw. Energieunternehmen repräsentieren, an der Entwicklung des Marktes mit. Zusätzlich formierten sich unterschiedliche Organisationen von Händlern und Assetbetreibern im Energiemarkt. So gründeten z. B. europäische Handelsgesellschaften 1999 die European Federation of Energy Traders (EFET), um die Konditionen für Energiehandel in Europa zu verbessern und einen offenen, liquiden und transparenten EU-Binnenmarkt zu fördern [77]. 2002 wurde EASEE Gas von Mitgliedsunternehmen entlang der gesamten Gaswertschöpfungskette und Regulierungsbehörden gegründet, um die Vereinfachung und Vereinheitlichung sowohl des physischen Transports als auch des Handels von Gas in Europa zu entwickeln und zu fördern [78]. Ebenfalls 2002 wurde die Organisation Gas Infrastructure Europe (GIE) von Assetbetreibern im Transport-, Speicher- und LNG-Geschäft zur Interessensvertretung unter anderem gegenüber europäischen Institutionen wie Kommission, Parlament und Rat sowie den europäischen Regulierungsorganisationen wie ACER und CEER gegründet [79]. Aufgrund der Bestimmungen der Gasrichtlinie 715/2009, Artikel 4 und 5, als Teil

des 3. EU-Binnenmarktpakets Energie, wurde 2009 außerdem das European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G) gegründet. Aufgaben als europäische Vertretung aller Fernleitungsnetzbetreiber sind unter anderem, politische Beratung, Ausarbeitung von „Network Codices“ und „Network Development Plans“ sowie Bereitstellung von Marktinformationen [80]. Die Gründung erfolgte als Schwesterorganisation zu dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), der Organisation der Stromnetzbetreiber-gesellschaften.

Auf deutscher Ebene sind der Deutsche Bundestag, der Bundesrat und der Bundespräsident am Gesetzgebungsprozess beteiligt. Bundespräsident und Bundesrat bekommen alle Gesetze vorgelegt und können einen Entwurf auch scheitern lassen. Bundesrat, Bundesregierung sowie Abgeordnete und Fraktionen des Bundestages können neue oder überarbeitete Gesetzesentwürfe in den Bundestag einbringen.

Nationale Regulierungsbehörde ist die heutige Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), die aus dem Bundesministerium für Post und Telekommunikation (BMPT) und dem Bundesamt für Post und Telekommunikation (BAPT) hervorging. Seit 2005 reguliert sie neben Post und Telekommunikation auch den Elektrizitäts- und Gasmarkt. 2006 kam zusätzlich die Regulierung des Eisenbahninfrastrukturmarkts hinzu. Zum Schutz des Wettbewerbs gibt es in Deutschland, anders als auf europäischer Ebene, ein Bundeskartellamt (BKartA) und auf Landesebene zusätzlich Landeskartellämter. BNetzA und BKartA sind als selbständige Bundesoberbehörden dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), die Landeskartellämter sind den jeweiligen Wirtschaftsministerien der Bundesländer zugeordnet. [81], [82]

Auch in Deutschland gibt es unterschiedliche Verbände und Interessenvertretungen von Kunden, Händlern und Netzbetreibern, die auf die Rahmenbedingungen im Gassektor Einfluss nehmen. Bereits vor mehr als 60 Jahren wurden der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) [83] und der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) [84] gegründet, um die Interessen der deutschen Industrie und industrienaher Dienstleistungen bzw. industrieller und gewerblicher Energiekunden in Deutschland gegenüber verschiedenen politischen Stellen zu vertreten. EFET Deutschland [85] und GEODE Deutschland [86] übernehmen als Tochterverbände der europäischen Organisationen die Vertretung von deutschen

Energiehändlern bzw. lokalen Verteilnetzbetreibern. Die Energie- und Wasserindustrie, darunter auch überregionale, regionale und kommunale Netzbetreiber, werden von dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) [87] und dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) [88] vertreten.

4.1.2 Chronologie der Regulierung

Das Kapitel zeigt die chronologische Entwicklung der europäischen und deutschen Energieregulierung und ihre Zusammenhänge, während das darauffolgende Kapitel die für diese Arbeit wichtigen Themengebiete aus dem gesetzlichen Rahmen zusammenfasst. Europäische Verordnungen sind dabei nach Veröffentlichung mit einer kurzen Übergangsfrist direkt bindend für Mitgliedsstaaten, während europäische Richtlinien der Ausgestaltung und Umsetzung in nationales Recht bedürfen.

Richtlinien 90/377/EWG und 91/296/EWG

Die Richtlinien 90/377/EWG und 91/296/EWG stellten bereits eine erste Stufe zur Errichtung eines Erdgasbinnenmarkts dar. Richtlinie 90/377/EWG diente der Einführung eines gemeinschaftlichen Verfahrens zur Gewährleistung der Transparenz der vom industriellen Endverbraucher zu zahlenden Gas- und Strompreise. In Artikel 1 wurde geregelt, dass die Mitgliedsstaaten dem Statistischen Amt der Europäischen Gemeinschaften (Eurostat) Preise, Marktanteile, Bedingungen und geltende Preissysteme zur Strom- und Gasbelieferung industrieller Endverbraucher zur Verwirklichung eines unverfälschten Wettbewerbs und gemeinsamen Markts mitteilen müssen.

Richtlinie 91/296/EWG regelte den Transit von Erdgas über große Netze. Bereits in der Begründung zur Richtlinie wurde auf die „Notwendigkeit der Schaffung eines einzigen Binnenmarktes“ hingewiesen, der insbesondere die Forderungen nach Versorgungssicherheit und Umweltschutz erfüllt und den Erdgasaustausch steigert. Dabei wurde besonders der Ausbau von und die Verbindung zwischen großen Netzen als Instrument dazu und zur Senkung der gesamten Investitionskosten gesehen. Dementsprechend sollte die Transparenz über Transit, Transitbedingungen und Ausbau gegenüber der Kommission und den Einzelstaaten erhöht werden. Richtlinie 91/296/EWG, Artikel 3 (2) regelte bereits nichtdiskriminierende und angemessene Transitbedingungen, die nicht missbräuchliche oder ungerechtfertigte Beschränkungen enthalten dürfen und auch nicht die Versorgungssicherheit und Dienstleistungsqualität gefährden dürfen. Des Weiteren musste der Kommission

und den nationalen Behörden nach Artikel 3 (3) mitgeteilt werden, wenn Transit- oder Vertragsverhandlungen stattfanden, erfolgreich zu Stande kamen oder scheiterten.

Entscheidung Nr. 1254/96/EG

Mit der Entscheidung Nr. 1254/96/EG im Jahr 1996 leisteten das Europäische Parlament und der Europäische Rat einen weiteren Beitrag zum Ausbau einer integrierten Infrastruktur des transeuropäischen Erdgassektors. Die Artikel 1 der Entscheidung legte die Erstellung und Aktualisierung einer indikativen Liste der „Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Bereich der transeuropäischen Elektrizitäts- und Erdgasnetze“ fest. Ziele waren unter anderem die Optimierung und Beschleunigung von Ausbaumaßnahmen, die wirtschaftlich rentabel waren und die Versorgungssicherheit, die Interoperabilität, den Umweltschutz und den sozialen Zusammenhalt erhöhten. Laut Artikel 7 war ein Mittel dazu die Schaffung günstigerer Rahmenbedingungen für die genannten Vorhaben, jedoch ohne Verzerrungen in der privatwirtschaftlichen Finanzierung zu erzeugen.

Richtlinie 98/30/EG

Besonders bekannt als Teil des ersten europäischen Energiebinnenmarktpakets ist Gasrichtlinie 98/30/EG, die laut Artikel 1 „gemeinsame Vorschriften für die Fernleitung, die Verteilung, die Lieferung und die Speicherung von Erdgas“ mittels Marktöffnung, erhöhter Markttransparenz und diskriminierungsfreien Infrastrukturzugangs festlegte. Artikel 15 und 16 gaben Mitgliedsstaaten die Wahl zwischen verhandelbarem oder reguliertem Zugang zu Gastransportnetzen, aber verpflichtete alle Fernleitungsnetzbetreiber zu nicht-diskriminierendem Verhalten, zur Veröffentlichung wichtiger kommerzieller Konditionen und zu strikter Vertraulichkeit von Daten, vor allem wenn sie Teil eines Konzerns von Gaslieferanten und -händlern waren. Zusätzlich war mit Artikel 17 eine Netzzugangsverweigerung möglich, aber es bestand dann ggf. der Zwang zum Ausbau bei ökonomischer Vertretbarkeit und bei Finanzierbarkeit durch Kundentransporte. Des Weiteren legte Artikel 18 einen Fahrplan für die weitere Marktöffnung fest, jedoch bestand mit Artikel 25 weiterhin eine befristete Bevorzugung bestehender Lieferverträge insbesondere aus Gründen der Versorgungssicherheit und vertraglichen Lieferverpflichtungen.

Verbändevereinbarung für Gas

Mit zunehmendem regulatorischem Einfluss verabschiedeten deutsche Verbände, die verschiedene, nationale Interessensgruppen vertraten, die erste Verbändevereinbarung für Gas (VV) zwischen Energieproduzenten und Industriekunden im Jahr 2000. Die Vereinbarung wurde auf freiwilliger Basis geschlossen, da die Gasrichtlinie 98/30/EG nicht in deutsches Recht umgesetzt wurde. Sie legte kommerzielle und technische Konditionen für den Zugang durch Dritte fest, wurde aber für ihre blockierende Haltung gegenüber der Gestaltung eines Erdgasmarktes kritisiert. Aufgrund wachsenden politischen Drucks aus Brüssel bezüglich des verhandelbaren Netzzugangs wurde 2002 eine zweite verbesserte Vereinbarung unterschrieben.

Empfehlungen für Leitlinien für gute Praxis für Service, Tarifierung, Bilanzierung beim Zugang Dritter

Im selben Jahr, und wiederum rechtlich nicht bindend, verabschiedete das fünfte Madrid-Forum die „Recommendations on Guidelines for Good Practice to TPA Services, Tarification, Balancing, etc.“ (Empfehlungen für Leitlinien der guten Praxis für Service, Tarifierung, Bilanzierung des Zugangs Dritter). Die Empfehlungen an Betreiber von Gasleitungen, Gasspeichern und LNG-Anlagen verfolgten die vier Ziele der Klärung der Rollen und Verantwortlichkeiten der Marktteilnehmer, der Einführung nicht-diskriminierender Prinzipien, der Vereinfachung von grenzüberschreitendem Handel und Anbieterwahl durch Wettbewerb in einem internen Markt sowie der Vermeidung von Störungen des Handels. [89]

Richtlinie 2003/55/EG

Trotz dieser Ansätze und aufgrund der aus Regulierungssicht nicht ausreichenden Entwicklung der Liberalisierung verabschiedeten das Europäische Parlament und der Europäische Rat 2003 die sogenannte Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG für den Erdgasbinnenmarkt und hoben Gasrichtlinien 91/296/EG und 98/30/EG auf. Die Beschleunigungsrichtlinie als Teil des 2. EU-Energiebinnenmarktpakets, schrieb mit Artikel 9 und 13 gesellschaftsrechtliche Entflechtung von Netzbetreibern vor, allerdings erlaubte Artikel 15 einen Kombinationsnetzbetreiber, der auch andere Infrastrukturen betreibt. Mit Artikel 18 wurde der regulierte Zugang zu Transportsystemen in allen Mitgliedstaaten ab dem 1. Juli 2004 obligatorisch vorgeschrieben, Artikel 22 erlaubte aber Ausnahmegenehmigungen für den Netzzugang Drit-

ter. Bezüglich des geregelten oder verhandelbaren Speicherzugangs bestand nach Artikel 19 weiterhin Wahlfreiheit für Mitgliedsstaaten.

Artikel 25 schrieb vor, dass die Mechanismen der Vermarktung und Kapazitätszuteilung sowie die Tarife und Tarifberechnungsmethoden durch die nationalen Regulierungsbehörden festgelegt wurden. Trotz der Neuregelung des Netzzugangs konnten langfristige Lieferverträge zur Sicherung der Versorgung der Staaten weiterhin nach Artikel 18 (3) erhalten bleiben, „sofern diese mit den Wettbewerbsregeln der Gemeinschaft im Einklang stehen.“ Zum Umweltschutz erwähnte die Richtlinie erstmals explizit, dass der Netzzugang auch für Biogas oder Gase aus Biomasse galt (vgl. Gründe (24) und Artikel 1 (2)). Neu an Richtlinie 2003/55/EG war außerdem die Erwähnung von Energie², die die Fernleitungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben verwenden, und die sie laut Artikel 8 (4) „nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren“ beschaffen mussten sowie die Regelungen zur Einführung eines Gleichbehandlungsprogramms zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens im Unternehmen.

Ebenfalls neu war, dass die Mitgliedsstaaten „eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde“ betrauen sollten. Artikel 25 sah dafür eine Erweiterung der Aufgabengebiete, Rechte und Pflichten der nationalen Regulierungsbehörden sowie die Zusammenarbeit untereinander und mit der Kommission vor.

Richtlinie 2004/67/EG

Ein Jahr später wurde Gasrichtlinie 2004/67/EG über konkrete Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung verabschiedet, die bei Fortschreiten der Liberalisierung in zunehmendem Maße als notwendig angesehen wurde. Bereits hier sollten Marktverzerrungen vermieden werden. Nach Artikel 4 sollten besonders Privathaushalte, systemrelevante Stromerzeuger zur Sicherung des nationalen Stromnetzes, kleine und mittlere Unternehmen sowie Kunden, die ihre Energieversorgung nicht von Erdgas auf andere Energiequellen umstellen konnten, vor Ausfällen geschützt werden. Zusätzlich nannte Artikel 4 (1) explizit Kriterien als „Versorgungssicherheitsstandards“. Unter anderem wurden in den Artikeln 7, 8 und

² In späteren Veröffentlichungen wird diese Energie meist unter dem Namen Regel- und Ausgleichsenergie Erwähnung finden.

9 nationale Notfallmaßnahmen und gemeinschaftliche Koordinierung festgelegt. Dabei sollten Gasspeicher eine entscheidende Rolle zur Vorratshaltung spielen. Auch weitere Inhalte der aktuell gültigen Versorgungssicherheitsrichtlinie, wie die Rolle langfristiger Lieferverträge, zusätzlicher Investitionen und die Subsidiarität untereinander, waren bereits in dieser Richtlinie enthalten.

Leitlinien der guten Praxis des Zugangs Dritter für Speicherbetreiber

Da Richtlinie 2003/55/EG Wahlfreiheit zwischen verhandelbarem und reguliertem Speicherzugang ließ, wurden die "Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators" (Leitlinien der guten Praxis des Zugangs Dritter für Speicherbetreiber) im April 2005 freiwillig im Madrid-Forum verabschiedet. Sie beinhalteten Regeln zu fairem und diskriminierungsfreiem Zugang von Kunden zu Gasspeichern, waren aber rechtlich nicht bindend. Über den Leitlinien stand das Prinzip der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz des Speicherbetriebs. Speicherbetreiber sollten möglichst den Marktbedarf befriedigen, Wettbewerb fördern, Preise fair bilden sowie Informationen vertraulich behandeln und nicht zur Vorteilsname eines vertikal oder horizontal integrierten Unternehmens verwenden und transparent veröffentlichen. Angestrebt wurden Kooperationen mit Netzbetreibern und aufeinander abgestimmte Geschäftsprozesse. Speichernutzer sollten Nominierungen und Gaseinkauf regeln und den Speicherzugang vor allem nicht nutzen, um Kapazitäten zu horten oder Wettbewerb zu behindern bzw. zu verhindern. [90]

Verordnung (EG) 1775/2005

Mit Verordnung (EG) 1775/2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen wurde auf europäischer Ebene eine Weiterentwicklung harmonisierter Grundsätze für Tarife, Kapazitätsverträge, Engpassmanagement, Kapazitätshandel, Netzzugang, Kapazitätszuweisung, Berechnungsmethoden und Ausgleichsenergie angestrebt.

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung

Das „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)“ wurde erstmals 1935 unter dem nationalsozialistischen Regime verabschiedet. Vor allem aus militärischen Gründen hatte es zum Ziel, die Energieversorgung auf eine sichere, preiswerte und dezentrale Weise zu organisieren. Dies geschah mittels der Festschreibung der vorherrschenden Bedingung von Konzessions- und Demarkationsgebieten. Dabei wurden vertikale Konzessionsverträge

zwischen einer Stadt oder Gemeinde mit einem Energieversorgungsunternehmen zur exklusiven Belieferung des eigenen Versorgungsgebiets abgeschlossen. Mittels horizontaler Demarkationsverträge teilten zumeist zwei Energieversorgungsunternehmen größere Versorgungsregionen als Monopole unter sich auf, so dass jedes Unternehmen nur in seinem eigenen Gebiet Infrastrukturausbau und Marktentwicklung betrieb.

Die EnWG-Gesetzesnovelle von 1997 konzentrierte sich auf die Liberalisierung des Strom- und nicht des Gasmarkts, so dass erst mit der Neufassung im Jahr 2005 die verbindliche nationale Umsetzung der Versorgungssicherheitsrichtlinie 2004/67/EG und der Beschleunigungsrichtlinie 2003/55/EG mit etwa einjähriger Verspätung realisiert wurden. Der Zweck des überarbeiteten Gesetzes war nach damaligem EnWG, §1 (1) „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“. Dazu schrieb es rechtliche und operationelle Entflechtung begleitet von separater Buchführung und der notwendigen Datenvertraulichkeit vor und regelte Befugnisse und Sanktionsoptionen von Regulierungsbehörden.

Insbesondere Netzzugangs- und Entgeltsystem wiesen Neuerungen und verstärkte Regulierungseingriffe auf. EnWG §20 (1b) zur Regelung des Netzzugangs legte die Grundlage für freizuordenbare Kapazität in einem Entry-Exit-System, interne Bestellungen und Marktgebietskooperationen und war damit entscheidend für die weitergehende Entwicklung der deutschen Regulierung. EnWG §21 und § 21a bildeten die Grundlage für eine Anreizregulierung mit kostenorientierter Entgeltbildung und Effizienzvergleichen.

EnWG Teil 6 und EnWG §15 und §16 behandelten Aufgaben und Maßnahmen für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gasversorgung. Diese umfassten Regelungen über die Versorgung von Haushaltskunden auch in extremen Kälteperioden und die Vorratshaltung von Energieträgern sowie Monitoring und Meldepflichten bei Versorgungsstörungen.

Gasnetzzugangsverordnung und Gasnetzentgeltverordnung

Auf Basis der Neufassung des EnWG erließen Bundesregierung und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erstmals im Jahr 2005 die Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung –

GasNZV) und die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV).

Die GasNZV setzte die im EnWG geschaffenen Regelungen um und gestaltete die Rahmenbedingungen für Netzzugang und Kapazitätsermittlung im Entry-Exit-System detailliert aus. Auch nach heutiger GasNZV § 8 (2) haben „Fernleitungsnetzbetreiber [...] frei zuordenbare Kapazitäten anzubieten, die es ermöglichen, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfades zu nutzen. Transportkunden ist es zu ermöglichen, Ein- und Ausspeisekapazitäten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend zu buchen. Die Rechte an gebuchten Kapazitäten (Kapazitätsrechte) berechtigen den Transportkunden, im Rahmen dieser Kapazitätsrechte Gas an jedem gebuchten Einspeisepunkt für die Ausspeisung an jedem gebuchten Ausspeisepunkt des betreffenden Marktgebiets bereitzustellen.“ Des Weiteren regelt die GasNZV auch Ausnahmen von der Freizuordenbarkeit wie Lastflusszusagen und Zuordnungsbeschränkungen, interne Bestellung, Reservierung von Kapazitäten, Freigabe von ungenutzten Kapazitäten, Angebot unterbrechbarer Kapazitäten, Vergabeverfahren und Kürzungsregeln für Kapazitäten sowie Lieferantenwechsel. Sie legt Regeln zur Ausgestaltung von Marktgebieten und der Einführung einer Handelsplattform und von Sekundärvermarktung fest.

Die GasNEV regelt laut § 1 die „Festlegung der Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen (Netzentgelte)“ und detailliert die im EnWG vorgegebene kostenorientierte Entgeltbildung mit Anreizregulierung und Effizienzvergleich. Das bedeutet nach GasNEV § 4 (1), „bilanzielle und kalkulatorische Kosten des Netzbetriebs sind nur insoweit anzusetzen, als sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.“ Die Netzberechnung und Kapazitätsermittlung muss dementsprechend darauf ausgerichtet sein, die Netzstruktur effizienter aufzustellen.

Kooperationsvereinbarungen, Anreizregulierungsverordnung, GeLi Gas und GaBi Gas

Aufgrund der Kooperationsanforderungen des überarbeiteten deutschen Regulierungsrahmens einigten sich die Mitglieder der unterschiedlichen Interessensverbände im deutschen Gassektor im Juli 2006 auf die 1. Kooperationsvereinbarung (KoV). Diese sah laut BNetzA „zwei Möglichkeiten für die Organisation von Gas-

transporten vor. Grundmodell ist der gesetzlich vorgeschriebene Zugang auf Basis von nur zwei Verträgen von der Einspeisung des Gases bis zur Entnahme beim Endverbraucher (sog. Zweivertragsmodell). Daneben enthält die Kooperationsvereinbarung auf Wunsch des Bundesverbands der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW)³ und des Verbands der kommunalen Unternehmen e. V. (VKU) das sog. Einzelbuchungsmodell, bei dem der Gastransport auf Basis einer Kette von Einzelverträgen abgewickelt wird.“ [91] Allerdings traf die BNetzA die Entscheidung, das Einzelbuchungsmodell für Neuverträge als unzulässig zu erklären und nur noch das Zweivertragsmodell zuzulassen.

Dementsprechend erschien bereits im April 2007 als Änderungsfassung die 2. KoV. Diese wurde aufgrund der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) sowie der Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung einheitlicher Geschäftsprozesse und Datenformate beim Wechsel des Lieferanten bei der Belieferung mit Gas (GeLi Gas) und der Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (GaBi Gas) wiederum nach etwa einem Jahr durch die 3. KoV abgelöst.

Aufgrund des fortwährenden Änderungsbedarfs, beispielsweise im Bereich von Kapazitäts- und Auktionsregeln oder L-H-Gas-Marktgebietsumstellungen, trat am 1. Oktober 2014 bereits die 7. KoV in Kraft.

3. EU-Binnenmarktpaket Energie

Im Jahr 2009 verabschiedeten das Europäische Parlament und der Europäische Rat das dritte und aktuell letzte EU-Energiebinnenmarktpaket. Es besteht aus insgesamt fünf Richtlinien und Verordnungen für den Strom- und Gasmarkt, die auf die Vereinfachung des grenzüberschreitenden Handels und die Marktintegration zwischen den Mitgliedstaaten zielen. Zur Gründung der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER wird Verordnung (EG) Nr. 713/2009 verabschiedet. Wie gesetzlich geregelt nimmt ACER am 3. März 2011 die Arbeit in Ljubljana auf. Verordnung (EG) Nr. 715/2009 regelt Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen und hebt Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 auf. Gasrichtlinie 2009/73/EG setzt gemeinsame Regeln für den internen Gasmarkt

³ Im Jahr 2007 in den BDEW eingegangen

fest und ersetzt Richtlinie 2003/55/EG. Dabei sind die Leitlinien der GGPSSO in die Richtlinie eingeflossen, so dass der Gasspeicherzugang immer noch bedeutend weniger als Netzzugang reguliert bleibt. Dementsprechend ist der Speicherzugang in den meisten europäischen Staaten noch verhandelbar, wobei sich Belgien, Italien und Spanien für regulierten Speicherzugang entschieden haben [92]. Weiterentwickelt bzw. ausgestaltet werden die Gesetze und Regelungen mittels eines sogenannten Komitologieverfahrens [93], das auf der gemeinschaftlichen Erstellung von nicht-bindenden Rahmenleitlinien und Netzkodizes durch alle Marktteilnehmer, die Regulierungsbehörden und die Europäische Kommission beruht [94].

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit enthält das 3. EU-Binnenmarktpaket mehrere ineinandergreifende Regelungen. So müssen nach Verordnung (EG) Nr. 715/2009 Fernleitungsnetzbetreiber im Fall physischer Engpässe nichtdiskriminierende, transparente Kapazitätszuweisungsmechanismen anwenden und bei der Planung neuer Investitionen die Marktnachfrage bewerten und die Versorgungssicherheit berücksichtigen.

Nach Richtlinie 2009/73/EG Artikel 3, (3) und (4) können Mitgliedstaaten geeignete Maßnahmen zum Schutz von Endkunden ergreifen und Konzepte für schutzbedürftige Kunden bzw. nationale energiepolitische Aktionspläne gegen Energiearmut erstellen. Sollten im Fall plötzlicher Marktkrisen im Energiesektor Schutzmaßnahmen getroffen werden müssen, so sollen diese nach Richtlinie 2009/73/EG Artikel 46 (2) "nur die geringstmöglichen Störungen im Funktionieren des Binnenmarktes hervorrufen und nicht über das zur Behebung der plötzlich aufgetretenen Schwierigkeiten unbedingt erforderliche Maß hinausgehen." Laut Richtlinie 2009/73/EG Artikel 5 wird die Versorgungssicherheit beobachtet, insbesondere im Hinblick auf „das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt, die erwartete Nachfrageentwicklung und das verfügbare Angebot, in der Planung und im Bau befindliche zusätzliche Kapazitäten, die Qualität und den Umfang der Netzwartung sowie Maßnahmen zur Bedienung von Nachfragespitzen und zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger.“ Regionale Solidarität und Zusammenarbeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit regelt Richtlinie 2009/73/EG Artikel 6.

Zur Umsetzung von Richtlinie 2009/73/EG in nationales Recht wurden das EnWG und die GasNEV novelliert und die GasNZV in den Jahren 2010 und 2011 geändert. Insbesondere das EnWG wurde um Regelungen für eine sichere Energiever-

sorgung erweitert. EnWG § 50 trifft Regelungen zur Vorratshaltung, EnWG §§ 51 und 52 dienen dem Monitoring der Versorgungssicherheit und EnWG § 53a sorgt für die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden. In der Änderungsfassung der GasNZV wird zusätzlich zu den europäischen Bestimmungen der Aufbau einer nationalen Kapazitätsauktionsplattform festgelegt und der Regulierungsbehörde die Befugnis zur Bestimmung gegeben, ob Kapazitätsauktionen zur Transportvermarktung zu nutzen sind.

Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Für diese Arbeit von besonderer Bedeutung ist Gasversorgungssicherheitsverordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung, die Richtlinie 2004/67/EG aufhebt. Ziele sind neben der sicheren Erdgasversorgung auch Kosteneffizienz, Umweltverträglichkeit, Förderung erneuerbarer Energien, Differenzierung der Lieferwege und Bezugsquellen, Entgegenwirken der Importabhängigkeit, Schaffung von Anreizen für notwendige Infrastruktur-Investitionen, Verbesserung der Infrastrukturanbindung sowie die Erhaltung von Markt und Wettbewerb auch bei Versorgungsengpässen und -notfällen. Durch Versorgungsstandards der Verordnung (Artikel 8) wird der Kundenschutz gegen Versorgungsausfall gerade für neue Marktteilnehmer und kleine Abnehmer insbesondere ohne Wechseloptionen gestärkt. Neue Infrastrukturstandards (Artikel 6) geben den Ausbau bidirektionaler Kapazitäten an Grenzübergangspunkten zwischen Mitgliedsstaaten und die Berechnung von Ausfallszenarien, die den Ausfall der größten Infrastruktur, sogenannte N-1-Szenarien, vor. Des Weiteren nennt die Verordnung explizit Maßnahmen zur besonderen Berücksichtigung in der Ausbauplanung, wie beispielsweise die Schaffung eines südlichen Erdgaskorridors mittels Nabucco und einer Verbindungsleitung durch die Länder Türkei, Griechenland und Italien.

Die Verantwortung für die Versorgungssicherheit ist im neuen Marktmodell eine gemeinsame Aufgabe, liegt bei den Netzbetreibern, Erdgasunternehmen und Großkunden, dann bei den Mitgliedsstaaten und Behörden und zuletzt bei der Europäischen Kommission (Artikel 3). Dementsprechend enthält die Verordnung Regelungen zu gemeinsamen Präventions- und Notfallplänen (vgl. [95] und [96]), die unterschiedliche Krisenstufen vorsehen. Insbesondere Anhang II und Anhang III der Verordnung nennen marktbasierende und nicht marktbasierende Maßnahmen, die zur Sicherung der Erdgasversorgung ergriffen werden können. Auch soll die regio-

nale und bilaterale Solidarität zwischen den Staaten, z. B. durch das Aufstellen von Leitlinien für die regionale Kooperation, gefördert werden.

In nationales Recht wird die europäische Gasversorgungssicherheitsverordnung durch EnWG § 50, § 53a und § 54a zur Energievorratshaltung, Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden mit Erdgas sowie der Festlegung der Zuständigkeiten, und dem „Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975 - EnSiG)“ und der hierauf basierenden „Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung in einer Versorgungskrise (Gassicherungsverordnung – GasSV)“ umgesetzt. Die für diese Arbeit besonders relevanten Aspekte werden in Kapitel 4.2.5 detailliert erläutert.

4.2 Detailbetrachtung des Regulierungsrahmens

Während der Fokus des vorangegangenen Kapitels auf der chronologischen Entwicklung des Regulierungsrahmens liegt, fasst dieses Kapitel die aktuellen Regelungen für den deutschen Gasmarkt zusammen. Dabei werden die Themen im Detail behandelt, die für die Erstellung des Berechnungsmodells relevant sind.

4.2.1 Unternehmensentflechtung

Die Vorschriften für die Entflechtung der unterschiedlichen Unternehmensteile von Energieversorgern haben sich mit fortschreitender Regulierung insbesondere für große Unternehmen verschärft. Alle im Gasbereich tätigen Fernleitungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen müssen seit Juli 2005 informationell und seit Januar 2006 buchhalterisch entflochten sein. Das bedeutet, dass zum einen alle ökonomisch sensiblen Daten vertraulich behandelt werden müssen und Diskriminierung von Drittanbietern verboten ist, zum anderen eine separate Buchhaltung für alle Netzbetreiber-Aktivitäten erstellt werden muss. Zusätzlich müssen alle Fernleitungsnetzbetreiber und alle Verteilnetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen mit mehr als 100.000 Kunden seit Juli 2005 operationell bzw. funktionell und seit Juli 2007 rechtlich entflochten sein. Das bedeutet, dass Kerngeschäftsfunktionen mit eigenen Mitarbeitern erfüllt, finanzielle Unabhängigkeit gesichert und ein Compliance-Programm eingeführt werden müssen. Eine Zusammenarbeit innerhalb des Konzerns bei den Geschäftsfunktionen Handel und Netzbetrieb ist dann nur noch unter Berücksichtigung der zulässigen Konzernbeziehungen erlaubt.

Über die buchhalterische, informationelle, operationelle, funktionelle und rechtliche Entflechtung hinaus müssen mit dem 3. EU-Energiebinnenmarktpaket alle Fernleitungsnetzbetreiber soweit entflochten sein, dass von anderen Konzernteilen keinerlei Kontroll- und Stimmrechte ausgeübt oder Personalentscheidungen getroffen werden können, wenn diese in anderen Gaswertschöpfungsstufen, insbesondere im Handel, tätig sind. Dies wird durch drei mögliche europäische Modelle erreicht, aus denen Unternehmen wählen können. Das von der EU favorisierte Modell ist das „Ownership Unbundling“, also die eigentumsrechtliche Entflechtung, bei der der Netzbetreiber an ein drittes Unternehmen ohne sonstigen Bezug zum Gashandelsgeschäft verkauft wird. Als Alternativmodell hat die EU das wenig beachtete Modell des „Independent System Operator“, also des unabhängigen Systembetreibers, vorgesehen. Hierbei verbleibt der Besitz des Netzes im Energiekonzern, aber Betriebsführung und Investitionsentscheidungen obliegen einem dritten, für den Netzbetrieb zertifizierten Unternehmen. Das dritte Modell des „Independent Transmission Operator“, also des unabhängigen Netzbetreibers, wurde erst auf Betreiben Frankreichs und Deutschlands aufgenommen und wird nicht von der EU bevorzugt. Dabei können Energiekonzerne den Gesamtbesitz oder Besitzanteile an Netzbetreibern halten, haben allerdings keine Weisungsbefugnisse oder Stimmrechte, treffen keine Personalentscheidungen und stehen unter permanenter Überwachung, so dass der Besitz wie eine reine Finanzbeteiligung ohne Einflussmöglichkeiten gesehen werden kann.

Durch die Trennung von Handel, Speicher und Transport entstehen Informationsdefizite und Verluste von Handlungsoptionen auf allen Seiten. Zwar werden für den Handel umfangreiche aktuelle Informationen von den Netzbetreibern bereitgestellt, allerdings fehlt den einzelnen Händlern und Gasversorgern der Gesamtüberblick über die Marktsituation, die Gasbilanz und die Import- und Exportsituation, vor allem für zukünftige Planungen. Auch kann ein einzelner Händler bei der Vielzahl an Akteuren nicht eine Gesamt- oder auch nur Teilstrategie für das Gasportfolio Deutschlands erstellen oder seinen Markteinfluss zum Aushandeln günstigerer Gaskonditionen nutzen.

Durch eine sehr geringe Gaspreisspanne zwischen Sommer und Winter in den letzten Jahren ist das deutsche Speichergeschäft durch die wenig erfolgreiche Vermarktung neuer Speicherkapazitäten teilweise sogar defizitär. Diese werden oftmals durch die Kündigung langfristiger Altverträge frei. Dies führt nicht nur zu einer

geringeren Auslastung bestehender Speicherkapazitäten, sondern auch zur Rückstellung geplanter Speicherinvestitionen. [97], [98], [99], [100] In der Konsequenz bedeutet das, dass die Gasspeicher nur einen geringeren Beitrag zur Sicherheit der Versorgung leisten können als möglich wäre. Gasspeicherbetreiber haben außerdem keinen oder wenig Einfluss auf das Ein- und Ausspeicherverhalten der Speichernutzer. Zwar werden die Speicherfüllstände veröffentlicht, aber aktuell hat keiner der Gasmarktakteure die Hoheit über die Speicherverwendung, auch nicht im Winter bei kritischen Situationen. Hier wird von einer weitestgehenden Selbstregulierung des Marktes ausgegangen [101].

Zwar können Netzbetreiber Speicherkapazitäten kaufen oder Absprachen mit Speicherbetreibern treffen, besitzen aber selbst kein Gas und haben keine Weisungsbefugnis hinsichtlich der Verwendung. Auch können sie maximal an die Gashändler appellieren, Gas einzuspeichern und Regel- und Ausgleichsenergie anzubieten, um die Netzstabilität gewährleisten zu können. Durch das etablierte Marktmodell ist auch a priori nicht feststellbar, welche Gasmengen wann zur Deckung welchen Bedarfs verwendet werden. Oftmals werden die Gasflüsse innerhalb Europas heute durch die Gaspreise an den Börsen bestimmt.

Diese Situation hat zur Teilung der Verantwortungen, auch im Hinblick auf die Gasversorgungssicherheit, geführt und ist nur durch einen umfangreichen Dialog aller Seiten über die zukünftigen Entwicklungen sowie umfangreiche Prognosen zu realisieren, der im Rahmen des Netzentwicklungsplans deutschland-, aber auch europaweit geführt wird (vgl. auch Kapitel 4.2.6).

4.2.2 Kapazitäten

Der Begriff Kapazität steht im Gastransport für eine Flussmenge bzw. eine Leistung, die in einem Leitungsnetz transportiert werden kann. Gasanlagen, wie Verdichter, Regelstationen und Ventile, sind anhand technischer Parameter, wie Maximaldruck oder -durchfluss, auf eine maximale Anlagenkapazität ausgelegt. Auch für ein definiertes Leitungsrohr ohne Zwischenabnahme kann die maximale Leitungskapazität, beispielsweise bei vorgegebenem Eingangs- und Ausgangsdruck, exakt bestimmt werden.

Schwieriger wird die Bestimmung der maximal verfügbaren Kapazität, die gesetzlich auch als technisch verfügbare Kapazität bezeichnet wird, für ein vermaschtes Gasleitungssystem mit Hunderten oder sogar Tausenden von Ein- und Ausspeise-

punkten. Abbildung 10 zeigt am Beispiel einer einzelnen Rohrleitung mit einer Zwischen- und einer Endabnahme, wie sich die technisch verfügbare Kapazität je nach Ort und Höhe der Zwischenabnahme ändert. Der Ort der Zwischenabnahme wird durch die Variable y beschrieben, die prozentual angibt, wo die Zwischenabnahme vom Leitungsanfang bis zum Leitungsende aus betrachtet liegt. Bei dem Wert 0 % befindet sich die Zwischenabnahme also am Leitungsanfang, bei dem Wert 100 % befindet sich die Zwischenabnahme am Leitungsende und fällt mit der Endabnahme zusammen. Die Variable x beschreibt den Anteil der Endabnahme, der mit Zwischenabnahme erreicht werden kann, zu der Endabnahme, die ohne jegliche Zwischenabnahme erreichbar ist. Die Herleitung findet sich in Anhang 12.8.

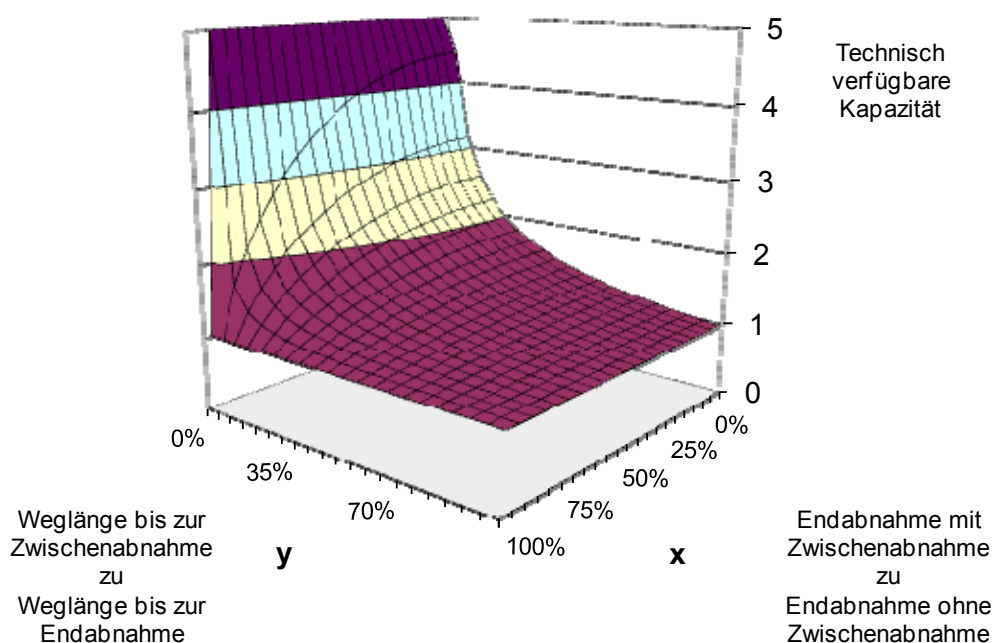


Abbildung 10: Technisch verfügbare Kapazität in Abhängigkeit von Abnahmemenge und -ort

Wie zu sehen, ist bereits bei dem einfachen Beispiel einer nicht vermaschten Leitung mit zwei Abnahmen die maximale technisch verfügbare Kapazität abhängig von Ort und Höhe der Abnahmen. Es gilt, je höher die Zwischenabnahme ist und je näher am Leitungseingang sie sich befindet, desto höher ist die Gesamtkapazität. Die maximal technisch verfügbare Kapazität ist also nicht nur eine Größe, die die Summe aller Entry- und Exit-Kapazitäten bei optimaler Aussteuerung unter Berücksichtigung aller technischen Restriktionen von Anlagen und Leitungen darstellt. Vielmehr müssen zu ihrer Bestimmung Kriterien bzw. Zielfunktionen definiert wer-

den. Auch bietet es sich in der Praxis an, möglichst statistische Auswertungen zur Einschränkung des Betrachtungsraums zu nutzen (vgl. auch GasNZV §9 (2)).

Sobald Kapazität von Transportkunden gebucht oder für interne Bestellungen reserviert wird, ist mit dem Wort das Recht auf Transport gemeint.

4.2.3 Entry-Exit-Modell und freie Zuordenbarkeit

Die im vorigen Kapitel vorgestellten europäischen und nationalen Rahmenbedingungen haben das Ziel, ein neues kommerzielles Gasmarktmodell zu schaffen. Dieses Modell wird Entry-Exit-Modell oder auch Zwei-Vertrags-Modell genannt, angelehnt an die Nutzung eines Einspeisevertrags an einem Entry und eines Ausspeisevertrags an einem Exit. Zentrales Element eines Entry-Exit-Modells ist das jeweilige Marktgebiet und sein virtueller Handelspunkt (VHP). Der VHP ist der Ort, an dem alle Entry-Verträge ankommen und von dem alle Exit-Verträge abgehen, an dem also alle Gasmengen sich treffen und gehandelt werden können. Das Marktgebiet beinhaltet dabei alle miteinander verbindbaren Ein- und Ausspeisepunkte, auch über horizontale und vertikale Netzeigentumsgrenzen hinweg.

Die Ein- und Ausspeiseverträge können separat voneinander in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend gebucht und auch gehandelt werden. Bei ihrer Nutzung muss kein Transportpfad festgelegt sein. Ein Einspeisevertrag kann in einer Stunde mit einem, in der nächsten Stunde mit einem anderen Ausspeisevertrag kombiniert werden. Wird das Gas am virtuellen Handelspunkt verkauft, muss der Händler auch nur einen Einspeisevertrag buchen, wird es gekauft muss nur ein Ausspeisevertrag vorliegen. Händler können auch ganz ohne Kapazitätsverträge, das heißt auch ohne Transportvertrag, nur am Virtuellen Handelspunkt Gas handeln.

Da in Deutschland bei rund 730 beteiligten Netzbetreibern nur zwei Marktgebiete existieren, erfordert das Modell eine standardisierte Kooperation zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern, die über sogenannte Netzkopplungspunkte miteinander verbunden sind. Diese Kooperationen stellen für die Kapazitätsberechnung große Herausforderungen dar. Durch die Vergrößerung eines Marktgebietes können beispielsweise bei sich änderndem Transportkundenverhalten zusätzliche Engpässe entstehen, die kapazitiv berücksichtigt werden müssen.

4.2.4 Interne Bestellung und Kapazitätsfreihaltungen

Wie oben beschrieben, enthält ein Marktgebiet horizontal und vertikal miteinander verbundene Netze unterschiedlicher Eigentümer. Um den Transport mittels zweier Verträge, also einem Entry- und einem Exit-Vertrag, zu organisieren, müssen alle Netzkopplungspunkte von den Netzbetreibern untereinander abgestimmt werden. Im Fall horizontaler Kooperationen erfolgt dies meist bilateral, im Fall der häufigen vertikalen Kooperationen ist dies wie beschrieben standardisiert. So hat sich die Branche selbst mit den Kooperationsvereinbarungen vorgegeben, wie Orts- und Regionalversorger die für die Versorgung ihrer Kunden notwendige Kapazität berechnen und beim vorgelagerten Netzbetreiber bestellen müssen. Dieser Prozess wird interne Bestellung genannt, da sie im Innenverhältnis zwischen zwei Netzbetreibern getätigt wird. Nachgelagert genutzte, kleinere Gasspeicher werden aus der internen Bestellung herausgerechnet. So ist die Kapazität für jeden Letztverbraucher bereits transportstufenübergreifend gebucht und steht zu seiner Versorgung zur Verfügung. Lieferantenwechsel sind dementsprechend problemlos möglich, da nicht dem Versorger die Ausspeisekapazität gehört, sondern dem Endkunden. Analog müssen nach GasNZV § 38 Kapazitäten für Kraftwerke durch den anschließenden Netzbetreiber entlang der Versorgungskette bei den vorgelagerten Netzbetreibern reserviert und freigehalten werden.

4.2.5 Versorgungssicherheit

Durch die gemeinsamen Regelungen gibt es EU-weite Standards und Maßnahmen, die ergriffen werden können, um die Gasverbraucher zu schützen und den Markt möglichst zu erhalten.

Der Versorgungsstandard sieht dabei vor, dass geschützte Kunden keine Einschränkung der Gasversorgung erfahren, auch in

- Versorgungsszenario a) bei Auftreten einer Gasspitzenlast an sieben aufeinander folgenden Tagen bei extremen Temperaturen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen, oder in
- Versorgungsszenario b) bei Auftreten eines außergewöhnlich hohen Gasverbrauchs über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt sowie in

- Versorgungsszenario c) bei Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen.

Nach EnWG § 53a sind diese geschützten Kunden in Deutschland Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen zur Wärmeversorgung von Haushaltskunden ohne Möglichkeit zum Brennstoffwechsel. Gesetzlich nicht explizit geschützt sind soziale Einrichtungen von grundlegender Bedeutung, wie beispielsweise Gesundheitswesen, Kinderbetreuung, Bildungswesen und Fürsorgedienste, für das Funktionieren des Staates unverzichtbare Unternehmen und Dienste, kleine und mittlere Unternehmen oder Gaskraftwerke. Die europäische Gassicherheitsversorgungsverordnung würde die Erweiterung um diese Gruppen ermöglichen, insofern die zusätzlich geschützten Kunden nicht mehr als 20 % des Gesamtbedarfs ausmachen. Vielmehr kann nach EnWG für Kraftwerke mit einer Nennleistung über 100 MW ein Brennstoffvorrat zur Bedarfsdeckung ihrer Abgabeverpflichtungen über 30 Tage verordnet werden.

Nach Infrastrukturstandard muss auch bei Ausfall der größten Infrastruktur gemäß der N-1-Formel der Gasversorgungssicherheitsverordnung die restliche Infrastruktur bilanziell in der Lage sein, den Gesamtgasbedarf des betrachteten Gebiets an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt, zu decken. Dazu soll das Gas an allen Grenzübergangspunkten zwischen den Mitgliedsstaaten in beide Richtungen fließen können, wenn dies die Gasversorgungssicherheit auf einer oder auf beiden Seiten erhöht. Das N-1-Prinzip wird als realistisch angesehen und soll als Benchmark für weitergehende Betrachtungen dienen.

Maßnahmen sollen möglichst ohne oder mit der geringstmöglichen Marktstörung erfolgen. Stattdessen soll Engpässen und Versorgungskrisen möglichst lange mit Marktmechanismen entgegengewirkt werden. Maßnahmen, die nach der Versorgungssicherheitsverordnung ergriffen werden können, sind in Anhang II und Anhang III der Gasversorgungssicherheitsverordnung (EU) Nr. 994/2010 nach marktbasierter und nicht marktbasierter Maßnahmen unterteilt, wobei die marktbasierter Maßnahmen selbst im Notfall Vorrang besitzen.

Dabei umfassen marktbasierter Maßnahmen angebotsseitige Mittel wie die Steigerung der Produktions- und Importflexibilität, die Erleichterung der Einspeisung von

Gas aus erneuerbaren Energiequellen, die Erhöhung von Ausspeicherraten, Arbeitsgasmengen und LNG-Kapazitäten, die Diversifizierung von Gaslieferungen und Gaslieferwegen sowie die Flexibilisierung durch Flussumkehr. Werden neue Anlagen gebaut oder Altanlagen erweitert, müssen sie gleichzeitig adäquat an die Netzinfrastruktur angebunden werden. Neben diesen infrastrukturellen Maßnahmen werden angebotsseitig auch Maßnahmen wie die koordinierte Gasabgabe durch Fernleitungsnetzbetreiber, der Rückgriff auf lang- und kurzfristige Verträge sowie vertragliche Vereinbarungen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung genannt. Marktbasierte Maßnahmen können aber auch nachfrageseitig ergriffen werden, beispielsweise über die Nutzung unterbrechbarer Verträge, Vorhaltung von Ersatzbrennstoffen zum Brennstoffwechsel, freiwillige Abschaltung, Effizienzsteigerung und verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien.

Nicht marktbasierende Maßnahmen umfassen angebotsseitig den Rückgriff auf strategische Gasvorräte und alternative Brennstoffe sowie die Anordnungen, aus anderen Quellen produzierten Strom zu nutzen, das Gasproduktionsniveau zu erhöhen und die Gasspeicherentnahme zu erhöhen. Nachfrageseitig kann angeordnet werden, dass Kunden einen Brennstoffwechsel vollziehen müssen oder unterbrochen bzw. abgeschaltet werden.

Auch wenn die Liste der marktbasierenden Maßnahmen keinen negativen Einfluss auf den Markt hat, können gerade die infrastrukturellen Maßnahmen nur langfristig ergriffen werden, d. h. mit einem Vorlauf von mehreren Jahren. Dementsprechend sind sie zur Prävention geeignet, aber größtenteils ungeeignet für die Bekämpfung eines akuten Notfalls, auch wenn sie laut Verordnungstext Vorrang genießen. Auch die nicht marktbasierenden Maßnahmen können nur auf vorhandene Infrastruktur zurückgreifen und müssen vorbereitet sein, um im Notfall eingesetzt werden zu können.

Die netztechnische Analyse der Standards und Maßnahmen findet dabei jährlich im deutschen Netzentwicklungsplan für einen Zeitraum über zehn Jahre statt, der in den „Ten Years Network Development Plan“ (kurz: TYNDP), also den europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan, eingeht. Dabei haben langfristige Planungen und neue Investitionsvorhaben die Versorgungssicherheit zu berücksichtigen.

4.2.6 Netzentwicklungsplanung

Nach EnWG § 15a sind die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, einen jährlichen Netzentwicklungsplan (NEP) zu erstellen und dafür nach GasNZV § 17 jährlich eine marktgebietsweite Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs zum 1. April durchzuführen. Dieser geht alle zwei Jahre in den EU-weiten, zehnjährigen TYNDP nach Verordnung (EG) Nr. 715/2009 Artikel 8 ein. Der NEP muss wirksame Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau und zur Optimierung des Netzes sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit enthalten.

Dafür erfolgt jährlich eine gemeinsame Marktabfrage nach neuen Projekten und Gasabsatzräumen, eine Abstimmung des Szenariorahmens an den Eigentums- oder Marktgebietsgrenzen der Netzbetreiber und die Erstellung der Szenarien. Der Prozess muss dabei ebenfalls die Gasbilanz zwischen Angebot und Nachfrage wie für die Umstellung von L-Gas auf H-Gas beachten sowie die Umsetzung der Energiewende begleiten, die im folgenden Kapitel beschrieben wird. Die Erkenntnisse gehen in die Berechnung der innerdeutschen N-1-Szenarien ein. Der gesamte Prozess wird von der BNetzA beaufsichtigt, begleitet und final genehmigt.

4.3 Deutsche Energie- und Umweltpolitik

Sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene wurden in den letzten Jahren die Weichen für eine umwelt- und ressourcenschonende Politik gestellt. Die EU hat mit ihrem Energie- und Klimapakete im Jahr 2009 die sogenannten 20-20-20-Ziele aufgestellt, die europaweit bis zum Jahr 2020 eine Gesamtenergieerzeugung durch erneuerbare Quellen von 20 % („Erneuerbare-Energien-Richtlinie“ 2009/28/EG), eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 20 % (Richtlinie 2009/29/EG und Entscheidung Nr. 406/2009/EG) und eine Erhöhung der Energieeffizienz zur Einsparung von 20 % des Verbrauchs von 1990 vorsehen. Gleichzeitig wird bis 2020 die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Transportsektor um 10 % angestrebt. Auch der Ausbau der Technologie zur Kohlendioxidspeicherung (Richtlinie 2009/31/EG) ist ein wesentliches Ziel des Pakets.

Die deutschen Zielvorgaben gehen über die europäischen Anforderungen hinaus. Im Folgenden wird deswegen nur der Einfluss der deutschen Energie- und Umweltpolitik auf den Gastransport und die Gasversorgungssicherheit näher betrachtet.

4.3.1 Energiegesetzgebung und Energiewende

Grundlage der deutschen Energiegesetzgebung ist das bereits beschriebene EnWG, das als Ziel hat, die Energieversorgung versorgungssicher, effizient, preisgünstig, verbraucherfreundlich und wettbewerbsfähig sowie umwelt- und klimafreundlich zu gestalten. Darüber hinaus ist im EnWG die Trennung von Energiehandel und Netzinfrastruktur geregelt.

Bereits 1999 hat Deutschland mit der sogenannten Ökosteuer einen nachhaltigen Einfluss auf die Energie- und Umweltpolitik genommen. Im Jahr 2000 folgte dann das „Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“⁴ (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG), das mehrfach, zuletzt 2014, modifiziert wurde. Damit wurde schon früh die Förderung regenerativer Energien und damit die Energiewende eingeleitet.

Neben dem EEG beeinflussen weitere Gesetze und Verordnungen die Energieversorgung. Insbesondere relevant für Gastransport und -versorgung sind

- das „Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz - AtG)“,
- das „Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG)“,
- das „Gesetz zur Kennzeichnung von energieverbrauchsrelevanten Produkten, Kraftfahrzeugen und Reifen mit Angaben über den Verbrauch an Energie und an anderen wichtigen Ressourcen (Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz - EnVKG)“,
- das „Gesetz über die umweltgerechte Gestaltung energieverbrauchsrelevanter Produkte (Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetz - EVPG)“,
- das „Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz - EnEG)“,
- das „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG)“ und

⁴ heute „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“

- die „Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung - ResKV)“.

Nähere Erläuterungen zu den Gesetzen gibt *M. Rövekamp* (2014) [102].

Der Einfluss des EEWärmeG, des EnVKG, des EVPG und des EnEG auf den Gastransport liegt in den Energieeffizienzbestimmungen, die dazu führen sollen, dass der Energieverbrauch und somit auch der Erdgasverbrauch flächendeckend sinken. Auf der anderen Seite soll das KWKG dazu beitragen, den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung zu fördern, was zu einem verstärkten Verbrauch von Erdgas führen könnte. Durch das EEG wird darüber hinaus der Einspeisevorgang erneuerbarer Energien und Technologien wie Biogas und Power-to-Gas gefördert, was ggf. eine Zunahme an substituierenden Gasmengen und neuen Einspeisungen-Punkten bedeuten würde. Gleichzeitig würde der Einspeisevorrang zu erschwerter Steuerung des Gasnetzes führen.

4.3.2 Wesentliche Einflussfaktoren mit Auswirkungen auf den heutigen und zukünftigen Gastransport

Aus der Gesetzgebung können mittlerweile mindestens 17 Einzelziele über einen Zeitraum bis 2050 abgeleitet werden, die detailliert von *M. Rövekamp* (2014) [102] dargestellt werden.

Vermutlich großen Einfluss auf die Gasversorgung hat dabei die geplante Reduzierung des Gesamtprimärenergieverbrauchs um 50 % bis zum Jahr 2050. Auch die Reduzierung des Primärenergiebedarfs von Gebäuden, Energieeffizienzmaßnahmen und der Niedrigstenergie-Standards für Gebäude werden einen Einfluss auf den zukünftigen Gasverbrauch haben. Diese Maßnahmen könnten dazu beitragen, den Gasbedarf zu senken und damit Versorgungsengpässe zu verringern. Problematisch ist, dass nicht eindeutig geregelt ist, welchen jeweiligen Anteil die Sektoren Industrie, Haushalte, Kraftwerke und Verkehr zu der Reduzierung beitragen sollen.

Weiteren Einfluss hat das Energieziel, bis zum Jahr 2022 aus der Kernenergienutzung auszusteigen. Inwieweit die fehlenden Strommengen beispielsweise durch zusätzliche regenerative Energien, Importe aus dem Ausland oder durch den ver-

stärkten Betrieb von Gas- oder Kohlekraftwerken kompensiert werden sollen, ist unklar.

Nicht beantwortet ist auch die politische Frage, ob zur Erfüllung der Energieziele zukünftig verstärkt zentrale oder dezentrale Versorgungskonzepte Vorrang haben. Je nach Weichenstellung müssten auch die Gasnetzstrukturen gerade im regionalen Bereich angepasst werden.

Erneuerbare Energien haben aufgrund der Gesetzeslage Vorrang bei der Einspeisung. Allerdings hat es mit der am 1. August 2014 in Kraft getretenen Novelle des EEG beim Biogas einen radikalen Einschnitt gegeben. War es seit 2010 das Ziel, Biomasse verstärkt in Anspruch zu nehmen und auch Biogas in die Versorgungsnetze einzuspeisen, beschränken sich die neuen Regelungen nun fast ausschließlich auf die Nutzung von Gülle und Abfallstoffen. Frühere Planungen für den Einsatz von Mais, Zuckerrüben und Getreide sind nicht mehr vorgesehen. Somit ist hier nur noch mit geringen zusätzlichen Gaseinspeisungen in die Versorgungsnetze zu rechnen.

Gerade auf die Fragestellung der Energieversorgungssicherheit hat auch die im Juni 2013 in Kraft getretene ResKV großen Einfluss. Ihr Ziel ist die Bildung einer Reserve für die Vorhaltung von Stromerzeugungskapazitäten, mit denen die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden soll. Diese Verordnung hat einen direkten Einfluss auf die vorhandenen Gaskraftwerke, die aktuell aufgrund relativ hoher Gaspreise im Vergleich zum Preis anderer Energieträger (wie beispielsweise Braunkohle) sowie den niedrigen Preisen von CO₂-Zertifikaten nur geringe Laufstunden aufweisen. Der Betrieb von Gaskraftwerken ist derzeit häufig defizitär, so dass einige Betreiber ihre Kraftwerke vom Stromnetz nehmen möchten. Definiert die BNetzA diese Kraftwerke jedoch als systemrelevant, müssen sie betriebsbereit am Netz bleiben und die Vergütung wird über die ResKV geregelt. Auch wenn diese Kraftwerke derzeit nur sehr gering zum Gasverbrauch beitragen, müssen die notwendigen Leitungskapazitäten vorgehalten und bei der Betrachtung der Gasversorgungsnetze sowie möglicher starker Lastschwankungen oder Versorgungsunterbrechungen von Verbrauchern berücksichtigt werden. Widersprüchlich zu der geringen Wirtschaftlichkeit, geht der NEP Entwurf 2014 [65] trotzdem von notwendigem Neubau von Gaskraftwerken in den nächsten Jahrzehnten aus.

Aufgrund der Systemrelevanz einzelner Kraftwerke und dadurch, dass Privathaushalte schützenswerte Kunden sind, kommen lediglich industrielle Verbraucher und Kunden aus dem GDH-Sektor für eine Abschaltung bei kritischen Gasnetzsituationen in Betracht. Ansonsten könnte ein Zusammenbruch der Gasversorgung auch einen Zusammenbruch der Stromversorgung zur Folge haben. Hinzu kommt, dass es auch beim Gas einen Engpass beim Nord-Süd-Transport, ähnlich wie beim Strom, gibt. Kommt es hier zu einem Ausfall oder einer Unterbrechung wesentlicher Infrastruktur, ließe sich das Gas für den Betrieb von Gaskraftwerken in Bayern und Baden-Württemberg nicht mehr in den Süden der Republik transportieren.

Auch die zukünftigen Entwicklungen im Bereich Erdgasspeicher haben Einfluss auf die Transportsituation. Derzeit ist die Tendenz, keine weiteren Speicher auszubauen, da aufgrund geringer Margen im Sommer-/Winterspread sowie eines Überangebots von Erdgas auf den Handelsmärkten der Einsatz von Speichern zur Strukturierung selten lukrativ erscheint (vgl. Kapitel 4.2.1, S. 42). Einzelne Speicherbetreiber könnten sogar kleine, unrentable Speicher schließen oder zurückbauen. Auch spielen die Themen Energiespeicherung und Klimapolitik zunehmend eine größere Rolle. Klassische Erdgas-Kavernenspeicher stehen zukünftig ggf. verstärkt in Konkurrenz zu Druckluft- oder Kohlendioxidspeichern.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die aktuelle deutsche Energie- und Umweltpolitik auch auf den Gastransport Auswirkungen hat und in dieser Arbeit Berücksichtigung finden muss. Vor allem die Verknüpfung der Versorgungssicherheit von Strom und Gas muss beachtet werden, da es die Optionen zur Einschränkung der Gasbelieferung stark begrenzt, wenn Gaskraftwerke zur Sicherstellung der Stromreserve nicht abgeschaltet werden können. Auch eine mangelnde Gasspeicherentwicklung bzw. Speicherrückbau würde zukünftig zu einer Verschärfung von Engpass- und Notfallsituationen führen. Die oben beschriebenen, ambitionierten Energiereduktions- und Effizienzziele führen bei der Gasabsatzprognose des NEP Entwurfs 2014 [65] zu einem reduzierten Gasverbrauch.

5 Grundlagen der Netzberechnung

Die physikalischen, strömungsmechanischen und thermodynamischen Grundlagen bilden die Basis zur Berechnung des Gaszustandes im Netz und zur Abbildung der unterschiedlichen im Netz vorkommenden Elemente wie Leitungen und Verdichter. Soweit nicht anders angegeben, sind die vorgestellten Formeln aus dem Handbuch „Gleichungen und Methoden“ zur Software *SIMONE 6.0* der Firmen Liwacom Informationstechnik GmbH und SIMONE Research Group s.r.o. [17] entnommen, da dieses Programm auch zur Netzsimulation im Rahmen dieser Arbeit verwendet wird. Die Berücksichtigung der Gasphysik bei den anderen, in Kapitel 2 beschriebenen Programmen zur Gasnetzsimulation mag leicht von den hier angegebenen Formeln abweichen, berücksichtigt aber dieselben physikalischen, strömungsmechanischen und thermodynamischen Grundlagen.

Weitere Details und auch alternative Formeln zu Gasnetzen, Transport, Speicherung und Stoffdaten liefern die Monographien von *A. J. Osiadacz* (1987) [5], *R. Hüning und R. Eberhard* (1990) [103], *K. Homann und R. Hüning* (1997) [104], *G. Cerbe* (2008) [15], *T. Koch et al.* (2015) [8] und die Artikel von *H.-G. Fasold und H.-N. Wahle* (1991) [2], (1992) [105] und (1996) [106] sowie *J. Mischner* (2009) [107] und (2009) [108]. Einen Überblick über die technische Strömungslehre bietet *W. Bohl* (1994) [109].

5.1 Gaseigenschaften

Das im Leitungssystem zu transportierende Gas wird an Entry-Punkten in das Netz eingespeist. Je nach Herkunft oder Aufbereitung haben Gase dabei unterschiedliche chemische Zusammensetzungen, die sich auf die Eigenschaften auswirken. Aufgrund der Vielzahl der Entry-Punkte vermischt sich das Gas während des Transports und es müssen Formeln der Gasmischung berücksichtigt werden. Gleichzeitig durchläuft das Gas viele Zustandsänderungen, die mittels Gleichungssystemen ermittelt werden können.

5.1.1 Gaszusammensetzung und Brennwert

Der Hauptbestandteil von Erdgas ist Methan. Daneben sind Ethan, Propan, Butan, Pentan und weitere höherwertige Kohlenwasserstoffverbindungen enthalten. Im Erdgas befinden sich aber auch Inertgase wie Stickstoff und Kohlendioxid sowie

ungewünschte Stoffe wie Kohlenmonoxid, Schwefel und Wasser. Je nach Herkunft und Aufbereitung gibt es Unterschiede in der Zusammensetzung des Erdgases, die sich auf den Energiegehalt und die Verbrennungseigenschaften auswirken. Als sogenannte Gasqualität sind daher hochkalorisches Gas, abgekürzt auch als H-Gas, und niederkalorisches Gas, kurz L-Gas, als Untergruppe der 2. Gasfamilie bekannt [15]. Typische, in Deutschland vorkommende Gaszusammensetzungen zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Durchschnittliche Zusammensetzung des in Deutschland transportierten Gases
Daten entnommen aus INGAS: Sustainable Surface Transport [110]

Komponente	Einheit	Gemischtes H-Gas	Russisches H-Gas	Nordsee H-Gas	Niederländisches L-Gas	Gemischtes "Netz"-L-Gas	Deutsches L-Gas
Methan (CH ₄)	Mol.-%	88,74	96,96	88,71	83,64	84,8	86,47
Ethan (C ₂ H ₆)	Mol.-%	6,81	1,37	6,93	3,56	3,13	1,06
Propan (C ₃ H ₈)	Mol.-%	0,86	0,45	1,25	0,61	0,49	0,11
Butan (C ₄ H ₁₀)	Mol.-%	0,17	0,15	0,28	0,19	0,15	0,03
Pentan (C ₅ H ₁₂)	Mol.-%	0,03	0,02	0,05	0,04	0,04	0
Höherwertige Kohlenwasserstoffverbindungen (C ₆ +)	Mol.-%	0,01	0,01	0,02	0,07	0,04	0,01
Kohlendioxid (CO ₂)	Mol.-%	2,06	0,18	1,94	1,68	1,86	2,08
Stickstoff (N ₂)	Mol.-%	1,32	0,86	0,82	10,21	9,49	10,24
Summe	Mol.-%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Üblicherweise wird in Gasformeln mit dem Volumenfluss Q [m³/s] oder dem Massenfluss m [kg/s] gerechnet. Ihr Zusammenhang ist durch die Gasdichte ρ [kg/m³] gegeben:

$$m = Q \cdot \rho \quad (\text{Glg. 1})$$

Zur Umrechnung des Volumenflusses Q [m³/s] in die thermische Leistung P_{th} [W] wird der Brennwert $H_{o,n}$ [J/m³] verwendet. Es gilt:

$$P_{th} = Q \cdot H_{o,n} \quad (\text{Glg. 2})$$

Die thermische Leistung wird üblicherweise nicht in (abgeleiteten) SI-Einheiten angegeben, sondern in die Einheit kWh/h umgerechnet. Auch der Brennwert wird standardmäßig in kWh/m³ angegeben und liegt für hochkalorisches Gas zwischen 10,6 bis 11,7 kWh/m³ und für niederkalorisches Gas bei etwa 9,5 bis 10,7 kWh/m³. Die Brennwertbänder überschneiden sich dabei geringfügig.

Im Gastransport sind außerdem volumetrische Mengen und Einheiten gebräuchlich, weshalb Durchfluss und Leitungsinhalt in volumetrischen Standardeinheiten für Normbedingungen bei einem Druck von $p_n = 101,325 \text{ kPa}$ und einer Temperatur von $T_n = 0 \text{ °C}$ angegeben werden. Die folgenden Gleichungen basieren allerdings auf der Masse oder molar ausgedrückten Größen. Für die Umrechnung von molaren zu volumetrischen Anteilen und umgekehrt wird auf [17] verwiesen.

5.1.2 Ideales und reales Gasverhalten

Als ideales Gas bezeichnet man eine idealisierte Modellvorstellung eines Gases, bei der man zwar von ungeordneter Bewegung der Gasteilchen ausgeht, aber nur Stöße untereinander und mit Wänden berücksichtigt und alle anderen Wechselwirkungen vernachlässigt. Die Zustandsgleichung für ideales Gas lautet

$$p = \rho \cdot R \cdot T \quad (\text{Glg. 3})$$

wobei

p	Druck	[Pa]
ρ	Gasdichte	[kg/m ³]
R	Gaskonstante	[J/(kg·K)]
T	absolute Temperatur	[K]

Zur Beschreibung des realen Gasverhaltens, bei der Wechselwirkungen wie die gegenseitige Anziehung oder Abstoßung der Gasteilchen berücksichtigt werden, dient der Kompressibilitätsfaktor z [-], so dass für reales Gas gilt

$$p = \rho \cdot R \cdot T \cdot z \quad (\text{Glg. 4})$$

und für ideales Gas $z = 1$ ist.

Die Gaskonstante R kann aus der universellen Gaskonstante \tilde{R} [J/(kmol·K)] mittels der molaren Masse M [kg/kmol] berechnet werden:

$$R = \frac{\tilde{R}}{M} \quad (\text{Glg. 5})$$

Dabei ist die universelle Gaskonstante $\tilde{R} = 8,3144621 \text{ J/(kmol·K)}$.

Die molare Masse M kann mittels

$$M = \sum_{i=1}^N x_i M_i \quad (\text{Glg. 6})$$

aus den molaren Anteilen x_i und den molaren Massen M_i der einzelnen Gemischkomponenten berechnet werden.

Die relative Dichte des Gases r bezieht sich auf das Verhältnis der Gasdichte zur Dichte der Luft (tiefgestellter Index L) unter Normbedingungen (tiefgestellter Index n), so dass gilt

$$r = \frac{\rho_n}{\rho_{L,n}} = \frac{z_{L,n} \cdot R_L}{z_n \cdot R} = \frac{z_{L,n} \cdot M}{z_n \cdot M_L} \quad (\text{Glg. 7})$$

Die Kompressibilitätsfaktoren von Luft beim Normdruck $p_n = 101,325 \text{ kPa}$ lauten $z_L(p_n, 0 \text{ °C}) = 0,99941$, $z_L(p_n, 15 \text{ °C}) = 0,99958$ und $z_L(p_n, 20 \text{ °C}) = 0,99963$. In Deutschland wird im Gastransport eine Normtemperatur von $T_n = 0 \text{ °C}$ verwendet, während in anderen Ländern andere Normtemperaturen herangezogen werden. Das molare Gewicht der Luft ist $M_L = 28,9626 \text{ [kg/kmol]}$.

Der Kompressibilitätsfaktor z ist eine Funktion von Druck, Temperatur und Gaszusammensetzung, die als 2-parametrische oder 3-parametrische Zustandsgleichung dargestellt werden kann

$$z = z(p_r, T_r) \quad (\text{Glg. 8})$$

bzw.

$$z = z(p_r, T_r, \omega) \quad (\text{Glg. 9})$$

wobei

$$p_r = \frac{p}{p_c} \quad \text{reduzierter Druck} \quad [-]$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad \text{reduzierte Temperatur} \quad [-]$$

$$p_c = \sum_{i=1}^N x_i p_{c,i} \quad \text{pseudokritischer Druck der Gasmischung} \quad [\text{Pa}]$$

$$T_c = \sum_{i=1}^N x_i T_{c,i} \quad \text{pseudokritische Temperatur der Gasmischung} \quad [\text{K}]$$

$\omega = \sum_{i=1}^N x_i \omega_i$	Azentritätsfaktor der Gasmischung	[-]
$p_{c,i}$	kritischer Druck von Komponente i	[Pa]
$T_{c,i}$	kritische Temperatur von Komponente i	[K]
ω_i	Azentritätsfaktor der Komponente i	[-]
$x_i \dots x_N$	molare Anteile der Gaskomponenten	[-]

Auch die Darstellung als allgemeine Zustandsgleichung ist unter Verwendung komplexerer Mischungsregeln möglich:

$$z = z(p, T, x_i \dots x_N) \tag{Glg. 10}$$

Insgesamt stehen mehrere Zustandsgleichungen zur Bestimmung des Kompressibilitätsfaktors z zur Verfügung, unter anderem die Zustandsgleichungen nach American Gas Association (AGA), Papay, Redlich-Kwong, Benedikt-Webb-Rubin (BWR) und AGA8 DC92 (ISO 12213-2).

Die AGA-Gleichung kann für Erdgas für Drücke bis 70 bar verwendet werden:

$$z = 1 + 0.257p_r - 0.533 \frac{p_r}{T_r} \tag{Glg. 11}$$

Die Papay-Gleichung kann bei Gas für Drücke bis 150 bar verwendet werden:

$$z = 1 - 3.52p_r \exp(-2.260T_r) + 0.274p_r^2 \cdot \exp(-1.878T_r) \tag{Glg. 12}$$

Die Redlich-Kwong-Gleichung ist für reines Gas die genaueste der 2-Konstanten-Zustandsgleichungen, auch wenn sie in vereinfachter Form mit der einfachen Definition von pseudokritischem Druck und pseudokritischer Temperatur angewendet wird. Es können aber auch genauere und komplexere Mischungsregeln oder andere Modifikationen der Redlich-Kwong-Gleichung verwendet werden.

$$p = \frac{\tilde{R} \cdot T}{\tilde{V} - b} - \frac{a}{\sqrt{T} \cdot \tilde{V} \cdot (\tilde{V} + b)} \tag{Glg. 13}$$

mit

\tilde{V}	Molarvolumen des Gases	[m ³ /kmol]
$a = \frac{1}{9(2^{1/3} - 1)} \cdot \frac{\tilde{R}^2 \cdot T_c^{2.5}}{p_c}$	Faktor a	[(\sqrt{K} · N · m ⁴)/kmol ²]

$$b = \frac{2^{1/3} - 1}{3} \cdot \frac{\tilde{R} \cdot T_c}{p_c} \quad \text{Faktor } b \quad [\text{m}^3/\text{kmol}]$$

Die Benedict-Webb-Rubin-Zustandsgleichung wird üblicherweise in der folgenden Form mit traditionellen physikalischen Einheiten geschrieben:

$$p = \tilde{R}T\tilde{\rho} + \left(B_0\tilde{R}T - A_0 - \frac{C_0}{T} \right) \tilde{\rho}^2 - (b\tilde{R}T - a)\tilde{\rho}^3 + a\alpha\tilde{\rho}^6 + \frac{c\tilde{\rho}^3}{T^2} (1 + \gamma\tilde{\rho}^2) \exp(-\gamma\tilde{\rho}^2)$$

(Glg. 14)

wobei

p	Druck	[atm]
T	Temperatur	[K]
\tilde{R}	Universelle Gaskonstante	[atm·dm ³ /mol·K]
$\tilde{\rho}$	molare Gasdichte	[mol/dm ³]

Die allgemeinen Mischregeln für die BWR-Gleichungskonstanten A_0 , B_0 , C_0 , a , b , α und γ lauten:

$$A_0 = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt{A_{0,i}} \right)^2$$

$$B_0 = \sum_{i=1}^N x_i B_{0,i}$$

$$C_0 = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt{C_{0,i}} \right)^2$$

$$a = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt[3]{a_i} \right)^3$$

$$b = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt[3]{b_i} \right)^3$$

$$c = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt[3]{c_i} \right)^3$$

$$\alpha = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt[3]{\alpha_i} \right)^3$$

$$\gamma = \left(\sum_{i=1}^N x_i \sqrt{\gamma_i} \right)^2$$

Nach *H.-G. Fasold et. al.* (1991) [2] können die Konstanten der BWR-Zustandsgleichung aber auch vereinfacht in Abhängigkeit vom pseudokritischen Druck der Gasmischung T_c , von der pseudokritischen Temperatur der Gasmischung p_c und der universellen Gaskonstante \tilde{R} ausgedrückt werden:

$$A_0 = A'_0 \cdot \frac{T_c^2 \cdot \tilde{R}^2}{p_c} \quad A'_0 = -0,06000000 \alpha_c + 0,69000000$$

$$B_0 = B'_0 \cdot \frac{T_c \cdot \tilde{R}}{p_c} \quad B'_0 = 0,00797872 \alpha_c + 0,0781383$$

$$C_0 = C'_0 \cdot \frac{T_c^4 \cdot \tilde{R}^2}{p_c} \quad C'_0 = 0,02000000 \alpha_c + 0,03400000$$

$$a = a' \cdot \frac{T_c^3 \cdot \tilde{R}^3}{p_c^2} \quad a' = 0,04083330 \alpha_c - 0,2128330$$

$$b = b' \cdot \frac{T_c^2 \cdot \tilde{R}^2}{p_c^2} \quad b' = 0,01700000 \alpha_c - 0,07600000$$

$$c = c' \cdot \frac{T_c^5 \cdot \tilde{R}^3}{p_c^2} \quad c' = 0,02400000 \alpha_c - 0,09800000$$

$$\alpha = \alpha' \cdot \frac{T_c^3 \cdot \tilde{R}^3}{p_c^3} \quad \alpha' = -0,00183333 \alpha_c + 0,01383333$$

$$\gamma = \gamma' \cdot \frac{T_c^2 \cdot \tilde{R}^2}{p_c^2} \quad \gamma' = -0,01400000 \alpha_c + 0,13320000$$

$$p_c = \sum_{i=1}^N x_i \cdot p_{c,i} \quad \text{Pseudokritischer Druck der Gasmischung} \quad [\text{Pa}]$$

$$T_c = \sum_{i=1}^N x_i \cdot T_{c,i} \quad \text{Pseudokritische Temperatur der Gasmischung} \quad [\text{K}]$$

$$\alpha_c = \sum_{i=1}^N x_i \cdot \alpha_{c,i} \quad \text{Kritischer Riedelfaktor der Gasmischung} \quad [-]$$

$$\alpha_{c,i} \quad \text{Kritischer Riedelfaktor der Komponente } i \quad [-]$$

Nach der Edminster-Gleichung kann der kritische Riedelfaktor $\alpha_{c,i}$ für jede Komponente unter Nutzung des Azentritätsfaktors $\omega_{c,i}$ berechnet werden mit

$$\alpha_{c,i} = 5,7839 + 4,8763 \cdot \omega_i \quad (\text{Glg. 15})$$

wodurch die Benedict-Webb-Rubin-Gleichung in eine 3-parametrische Zustandsgleichung $z = z(p_r, T_r, \omega)$ übergeht.

Die Berechnung des Kompressibilitätsfaktors z mittels der Gleichung AGA8- und DC92-(ISO 12213-2) erfolgt nach der Gleichung

$$z = 1 + B \cdot \tilde{\rho} - \rho_r \sum_{n=13}^{18} C_n^* + \sum_{n=13}^{58} C_n^* (b_n - c_n \cdot k_n \cdot \rho_r^{k_n}) \rho_r^{b_n} \exp(-c_n \cdot \rho_r^{k_n}) \quad (\text{Glg. 16})$$

wobei

$$\tilde{\rho} \quad \text{molare Gasdichte} \quad [\text{mol}/\text{dm}^3]$$

$$\rho_r \quad \text{reduzierte Gasdichte} \quad [-]$$

$$b_n, c_n, k_n \quad \text{Konstanten} \quad [-]$$

und die von Temperatur und Zusammensetzung abhängigen Koeffizienten

$$B \quad \text{zweiter Virialkoeffizient} \quad [\text{dm}^3/\text{mol}]$$

$$C_n^* \quad \text{Koeffizienten} \quad [-]$$

Wobei die reduzierte Gasdichte ρ_r mittels des zusammensetzungsabhängigen Mischgrößen-Parameters K^3 [dm^3/mol] und der molaren Gasdichte $\tilde{\rho}$ berechnet werden kann:

$$\rho_r = K^3 \tilde{\rho} \quad (\text{Glg. 17})$$

Das Verfahren zur Berechnung der von Zusammensetzung und Temperatur abhängigen Koeffizienten führt über den Rahmen dieser Arbeit hinaus, weswegen auf ISO 12213-2 verwiesen wird.

5.1.3 Thermodynamische Gleichungen

Wichtige thermodynamische Gaseigenschaften werden durch die Wärmekapazität, den Isentropenexponent und den Joule-Thomson-Koeffizient beschrieben.

Die Wärmekapazität gibt an, wie viel thermische Energie das Gas bei einer Temperaturänderung aufnimmt. Die molare Wärmekapazität \tilde{c}_p [J/(mol·K)] des realen Gases für konstanten Druck wird berechnet mit

$$\tilde{c}_p = \tilde{c}_p^0(T) + \Delta\tilde{c}_p(p, T, x_1 \dots x_N) \quad (\text{Glg. 18})$$

Dabei ist $\tilde{c}_p^0(T)$ [J/(mol·K)] die molare Wärmekapazität des idealen Gases für konstanten Druck und $\Delta\tilde{c}_p(p, T, x_1 \dots x_N)$ [J/(mol·K)] die Korrektur zum Verhalten des idealen Gases.

Die Wärmekapazität des idealen Gases ist eine Funktion der Temperatur und kann durch eine Parabel zweiter Ordnung angenähert werden:

$$\tilde{c}_p^0(T) = A + B \cdot T + C \cdot T^2 \quad (\text{Glg. 19})$$

Die Koeffizienten können für ein Gasgemisch einfach aus den einzelnen Mischkomponentenwerten i berechnet werden

$$\begin{pmatrix} A \\ B \\ C \end{pmatrix} = \sum_{i=1}^N x_i \begin{pmatrix} A_i \\ B_i \\ C_i \end{pmatrix} \quad (\text{Glg. 20})$$

wobei $x_1 \dots x_N$ die molaren Anteile der Gaskomponenten sind.

Die Korrektur für das reale Gas $\Delta\tilde{c}_p$ wird mit der folgenden Gleichung, die auf der universellen Gaskomponente \tilde{R} und dem Kompressibilitätsfaktor z beruht, ausgedrückt:

$$\Delta\tilde{c}_p = -\tilde{R} \int_0^p \left[2T \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p + T^2 \left(\frac{\partial^2 z}{\partial T^2} \right)_p \right] \frac{dp}{p} \quad (\text{Glg. 21})$$

Mit der molaren Masse des Gases M [kg/mol] kann aus der molaren Wärmekapazität $\tilde{c}_p^0(T)$ [J/(mol·K)] die spezifische Wärmekapazität des realen Gases $c_p^0(T)$ [J/(kg·K)] bestimmt werden:

$$c_p^0(T) = \frac{\tilde{c}_p^0(T)}{M} \quad (\text{Glg. 22})$$

Der Isentropenexponent κ [-] stellt das Verhältnis der Wärmekapazität bei konstantem Druck c_p zur Wärmekapazität bei konstantem Volumen c_v dar. Der Isentropenexponent κ [-] wird definiert durch die Beziehungen

$$\kappa = -\frac{\tilde{V}}{p} \left(\frac{\partial p}{\partial \tilde{V}} \right)_S = \frac{c_p}{c_v} \quad (\text{Glg. 23})$$

und

$$p\tilde{V}^\kappa = \text{const.} \quad (\text{Glg. 24})$$

und kann mit folgender Formel berechnet werden:

$$\kappa = \frac{z}{Z_p - \frac{\tilde{R}}{\tilde{c}_p} Z_T^2} \quad (\text{Glg. 25})$$

wobei

S Entropie [J/(mol·K)]

$Z_p = z - p \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_{T, x_1 \dots x_N}$ dimensionslose Ableitung des Kompressibilitätsfaktors z nach der Temperatur für alle Komponenten i [-]

$Z_T = z + T \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_{p, x_1 \dots x_N}$ dimensionslose Ableitung des Kompressibilitätsfaktors nach dem Druck für alle Komponenten i [-]

Der Joule-Thomson Koeffizient dient der Beschreibung der Temperaturänderung eines Gases oder Gasgemisches durch eine isenthalpe Druckminderung. Der (differentielle) Joule-Thomson-Koeffizient μ_{JT} [K/Pa] wird definiert als

$$\mu_{JT} = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H \quad (\text{Glg. 26})$$

Die Enthalpie H [J] steht dabei für den isenthalpen Entspannungsprozess.

Der Joule-Thomson-Koeffizient μ_{JT} kann mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$\mu_{JT} = \frac{T \tilde{R}}{p \tilde{c}_p} (Z_T - z) \quad (\text{Glg. 27})$$

Der integrierte Joule-Thomson-Effekt, der den Temperaturwechsel aufgrund des Druckverlustes während des isenthalpen Entspannungsprozesses beschreibt, kann als Anfangswertproblem beschrieben werden:

$$T(p_1) = T_1 \quad (\text{Glg. 28})$$

$$\frac{dT}{dp} = \mu_{JT}(p, T) \quad (\text{Glg. 29})$$

$$T_2 = T(p_2) \quad (\text{Glg. 30})$$

wobei

p_1	Anfangsdruck	[Pa]
T_1	Anfangstemperatur	[K]
p_2	Enddruck	[Pa]
$T(p)$	Lösung des Anfangsproblems	
T_2	Endtemperatur	[K]

5.2 Beschreibung von Netzelementen

Auch für die Beschreibung der Gasnetzelemente werden physikalische Beschreibungen der Realität zur Modellierung benötigt. Dabei gibt es real existierende Netzelemente wie Leitungen, Verdichter und Regelanlagen, die in der Modellierung ihre Entsprechung finden. Es werden aber auch Hilfskonstrukte in der Topologiemodellierung verwendet. Widerstände fassen beispielsweise den Druckverlust realer Elemente fiktiv zusammen, da deren exakte Abbildung den Rahmen einer makroskopisch angelegten Netzbetrachtung sprengen würde.

5.2.1 Leitungen

Eine Leitung dient der räumlichen Fortleitung eines Fluids. Nach *W. Hauenherm* [49] sind die wesentlichen Kenndaten Länge l , Außendurchmesser d_a , Innendurchmesser d_i , Nenndruck P_N , Durchflussmedium, Auslegungstemperatur, Rohrwerkstoff, Absperrarmaturen und Formstücke, wie Abzweige und Bögen. Für die Auslegung der Leitung sollten außerdem zu überwindende Höhenunterschiede und der zu erwartende Maximaldurchsatz bekannt sein. Wichtig für die Auslegung, aber für die eher makroskopische Simulation des deutschen H-Gas-Netzes irrelevant, sind außerdem Korrosionsschutzanlagen und Verkabelungen.

Das Gas sollte in den Leitungen eine Geschwindigkeit von 20 m/s aufgrund steigender Druckverluste und Geräuschbildung nicht überschreiten. Die Gastemperatur sollte sich zwischen 0 °C und 50 °C bewegen, da bei zu geringer Temperatur

Hydrate ausfallen oder Leitungen einfrieren können und bei zu hoher Temperatur die Innenbeschichtungen der Leitungen, die beispielsweise aus Epoxidharz bestehen, schmelzen können [111], [112], [113].

Die herstellungs- oder betriebsbedingte Unebenheit der Rohrrinnenwand jeder Leitung wird absolute Rohrrauigkeit genannt. Die Rohrrauigkeit als durchschnittlicher Wert einer Leitung oder eines ganzes Netzes wird scheinbare Rohrrauigkeit genannt. [114] Dieser Wert ist aber einerseits für einen komplexeren Leitungsabschnitt, in dem auch Krümmungen und nicht abgebildete Armaturen liegen können, unbekannt, andererseits im operativen Betrieb variabel, beispielsweise durch Abrieb und Abnutzung. Das heißt, dass die scheinbare Rohrrauigkeit nur empirisch mit Messungen bestimmt werden kann. Dies ist sehr aufwendig, so dass üblicherweise je nach Durchmesser, Alter, Material, und Beschichtung der Leitungen ein Wert angenommen wird.

Die Beschreibung dynamischer Prozesse beim Gastransport basiert auf drei nicht-linearen, partiellen Differentialgleichungen. Die Kontinuitätsgleichung beschreibt die Erhaltung der Masse, die Impulsgleichung die Erhaltung des Moments und die Energiegleichung die Erhaltung der Energie.

Die dynamische Kontinuitätsgleichung kann in der Form

$$\frac{\partial m}{\partial x} + S \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (\text{Glg. 31})$$

geschrieben werden, wobei

m	Mengendurchfluss	[kg/s]
x	Längenkoordinate	[m]
$S \left(= \frac{\pi \cdot d_i^2}{4} \right)$	Leitungsquerschnitt (für ein rundes Rohr mit Innendurchmesser d_i)	[m ²]
t	Zeit	[s]

Die dynamische Impulsgleichung hat die Form

$$\frac{1}{S} \frac{\partial m}{\partial t} - 2w \frac{\partial \rho}{\partial t} + w^2 \frac{\partial \rho}{\partial x} + \frac{\partial p}{\partial x} + g\rho \frac{\partial h}{\partial x} + f_R = 0 \quad (\text{Glg. 32})$$

wobei

w	Fließgeschwindigkeit	[m/s]
g	Erdbeschleunigung	[m/s ²]
h	Geodätische Höhe	[m]
f_R	Druckverlust durch Reibung pro Rohrlängeneinheit	[Pa/m]

Der hydraulische Widerstand f_R [Pa/m] in einem Rohrleitungssegment wird dabei durch die Darcy-Weisbach-Gleichung in Abhängigkeit der Rohrreibungszahl λ [-] beschrieben mit

$$f_R = \frac{\lambda \cdot |w| \cdot w}{2 \cdot d_i} \cdot \rho \quad (\text{Glg. 33})$$

Zur Berechnung der Rohrreibungszahl λ können unterschiedliche Formeln verwendet werden, beispielsweise die Formeln nach Hofer, Nikuradze oder PMT-1025.

Die Reynolds Zahl, die in allen vorgestellten Formeln benötigt wird, ist definiert als

$$Re = w \cdot \frac{d_i}{\nu} = \frac{4 \cdot m}{\pi \cdot \mu \cdot d_i} \quad (\text{Glg. 34})$$

wobei

ν Kinematische Viskosität [m²/s]

μ Dynamische Viskosität [kg/(m·s)]

Der Wert der dynamischen Viskosität für Erdgas ist annähernd $\mu = 10^{-5}$ kg/(m·s).

Die Hofer-Formel ist eine explizite Annäherung an die Colebrook-White-Formel in Abhängigkeit der integralen Rohrrauigkeit k [m]:

$$\lambda = \frac{1}{\left(2 \log \left(\frac{4,518}{Re} \log \left(\frac{Re}{7} \right) + \frac{k}{3,71 \cdot d_i} \right) \right)^2} \quad (\text{Glg. 35})$$

Für $Re \rightarrow +\infty$ geht die Hofer-Formel in die Nikuradze-Formel über, die dementsprechend für hohe Reynolds-Zahlen gültig ist:

$$\lambda = \frac{1}{\left(2 \log \left(\frac{d_i}{k} \right) + 1,138 \right)^2} \quad (\text{Glg. 36})$$

Die PMT-1025-Formel, bei der die äquivalente Rohrrauigkeit als Konstante $k = 0,03$ mm eingesetzt wird, ist gegeben durch:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \frac{2k}{d_i} \right)^{0,2} \quad (\text{Glg. 37})$$

Für die zu betrachtenden Hochdruckleitungen wird eine Rohrreibungszahl $\lambda = 0,012$ angenommen. Für weitere Anhaltswerte zu Niederdruck, Mitteldruck- und Hochdruckleitungen wird auf *H. Köhler* [112], insbesondere Tafel 4.5, verwiesen.

Die dritte Differentialgleichung zur Abbildung der Energieerhaltung besteht aus zwei Komponenten, die die Temperaturdynamik abbilden. Zum einen wird der axialgerichtete, dynamische Temperatureffekt im Gas aufgrund des Joule-Thomson-Effekts entlang des Rohres abgebildet, zum anderen wird der Wärmeaustausch zwischen dem fließenden Gas und dem umgebenden Rohr als radialgerichteter, dynamischer Temperatureffekt berücksichtigt, so dass:

$$S\rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + w \frac{\partial T}{\partial x} \right) - S \left(1 + \frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p \right) \frac{\partial p}{\partial t} - S w \frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p \frac{\partial p}{\partial x} + S w g \rho \frac{\partial h}{\partial x} + Q_E = 0 \quad (\text{Glg. 38})$$

Die Variable T [K] steht für die Gastemperatur, die Variable Q_E [J/(m·s)] für den Wärmefluss durch die innere Oberfläche des Rohres in das umgebende Erdreich pro Längeneinheit. So wird der Effekt der Wärmekapazität des rohrumgebenden Erdreichs abgebildet. Ist das Gas im Rohr kälter als das direkt ummantelnde Erdreich, tritt solange ein Wärmefluss in Richtung Gas auf, bis das nahe Erdreich abgekühlt ist. Umgekehrt verliert das Gas solange Wärme, bis das nahe Erdreich auf eine ähnliche Temperatur erwärmt wurde.

Der Wärmeaustauschprozess im Rohr und im umgebenden Boden kann mittels einer schnellen Komponente, die sich auf die nahe Umgebung bezieht, und einer langsamen Komponente, die sich auf die entfernte Umgebung bezieht, beschrieben werden. Da die Wechselwirkung mit der nahen Umgebung eher schnell und die Wechselwirkung mit der entfernten Umgebung eher langsam erfolgt, bietet es sich an, den Wärmeaustausch mit mindestens zwei Kapazitäten mit unterschiedlichen Zeitkonstanten zu modellieren:

$$C_1 \frac{dT_{s1}}{dT} = \alpha_1 \cdot (T - T_{s1}) - \alpha_2 \cdot (T_{s1} - T_{s2}) \quad (\text{Glg. 39})$$

$$C_2 \frac{dT_{s2}}{dT} = \alpha_2 \cdot (T_{s1} - T_{s2}) - \alpha_3 \cdot (T_{s2} - T_{soil}) \quad (\text{Glg. 40})$$

wobei

T	Gastemperatur	[K]
T_{s1}	Bodentemperatur einer nahen ersten Oberflächenschicht	[K]
T_{s2}	Bodentemperatur einer nahen zweiten Oberflächenschicht	[K]
T_{Erde}	Temperatur des entfernten Erdreichs, der nicht durch die Temperaturschwankungen des Gases beeinflusst ist	[K]
C_1	Wärmekapazität der ersten Schicht pro Einheit der Rohrlänge	[J/(m·K)]
C_2	Wärmekapazität der zweiten Schicht pro Einheit der Rohrlänge	[J/(m·K)]
α_1	Wärmeübergangskoeffizient durch die erste Schicht pro Einheit der Rohrlänge	[J/(m·K·s)]
α_2	Wärmeübergangskoeffizient durch die zweite Schicht pro Einheit der Rohrlänge	[J/(m·K·s)]
α_3	Wärmeübergangskoeffizient zwischen der Oberfläche der zweiten Schicht und der Oberfläche des entfernten Bodens mit konstanter Temperatur	[J/(m·K·s)]

Der Wärmemengendurchfluss Q_E ist dann gegeben durch den ersten Ausdruck auf der rechten Seite von Gleichung 38 für die Temperatur der ersten Schicht

$$Q_E = \alpha_1 \cdot (T - T_{s1}) \quad (\text{Glg. 41})$$

und wird im stationären Fall ein Term, der den Wärmeaustausch mit der entfernten Erdschicht je Längeneinheit ohne jede zeitliche Komponente berücksichtigt

$$Q_E = \pi \cdot d_i \cdot c_{p,E} \cdot (T - T_E) \quad (\text{Glg. 42})$$

wobei dann der Wärmetransferkoeffizient $c_{p,E}$ [J/(m·K·s)] zwischen Gas und entferntem Erdreich pro Einheit der inneren Oberfläche verwendet wird.

Um die Dynamik einzelner Komponenten eines Gasgemisches in einem Rohrleitungssystem zu beschreiben, muss das mathematische Modell die Mengenbilanzgleichung für jede Komponente enthalten, so dass die Mengenanteile der Gaskomponenten $c_i \dots c_N$ [-] einzeln einfließen:

$$\frac{\partial m c_i}{\partial x} + S \frac{\partial \rho c_i}{\partial t} = 0, \text{ für } i = 1 \dots N \quad (\text{Glg. 43})$$

5.2.2 Knoten

Knoten sind Modellierungselemente, die im realen Netz ihre Entsprechung in Flanschen, Verbindungsstücken und Schweißnähten finden. Flansche werden genutzt, um unterschiedliche Netzelemente wie Leitungen und Absperrarmaturen miteinander zu verbinden. Verbindungsstücke können mehrere, zusammenlaufende Leitungen an einer Stelle miteinander koppeln. Unterschiedliche Leitungssegmente eines Leitungsstrangs werden üblicherweise aneinander geschweißt. Sind Leitungen mit unterschiedlichen Parametern miteinander verbunden, müssen modelltechnisch aber Knoten eingefügt werden, um die Segmente voneinander getrennt abbilden zu können. Auch Ein- und Ausspeisepunkte sind als Knoten modelliert, da sich dort vor- und nachgelagerte Übergabestationen befinden. Diese Stationen werden nicht weiter modelliert, sondern durch die dort liegenden Ein- oder Ausspeisemengen und die technischen und vertraglichen Druckrestriktionen abgebildet.

Die Mischung von N Gasströmen in einem Knoten zu einem Gasstrom wird in Abhängigkeit des Massendurchflusses m [kg/s] und der molaren Masse M [kg/kmol] durch die folgenden Gleichungen zur Erstellung der Massenbilanz und der Molarbilanz ohne chemische Reaktion beschrieben:

$$m = \sum_{i=1}^N m^{(i)} \quad (\text{Glg. 44})$$

und

$$\frac{m}{M} = \sum_{i=1}^N \frac{m^{(i)}}{M^{(i)}} \quad (\text{Glg. 45})$$

Der hochgestellte Index i steht in dem Fall als Zählindex für die ankommenden Gasströme N . Die Mischregel für alle Gasqualitätsparameter kann ebenfalls in einer kompakten Form geschrieben werden:

$$\begin{pmatrix} M \\ \tilde{H}_o \\ T_c \\ p_c \\ \omega \\ A \\ B \\ C \\ x_1 \\ \vdots \\ x_N \\ \tilde{\psi} \end{pmatrix} = \frac{1}{\sum_{j=1}^k \frac{m^{(j)}}{M^{(j)}}} \sum_{j=1}^k \frac{m^{(j)}}{M^{(j)}} \begin{pmatrix} M^{(j)} \\ \tilde{H}_o^{(j)} \\ T_c^{(j)} \\ p_c^{(j)} \\ \omega^{(j)} \\ A^{(j)} \\ B^{(j)} \\ C^{(j)} \\ x_1^{(j)} \\ \vdots \\ x_N^{(j)} \\ \tilde{\psi}^{(j)} \end{pmatrix} \tag{Glg. 46}$$

Wobei A, B, C die Koeffizienten zur Berechnung der spezifischen Wärme des idealen Gases aus Gleichung 20, x_i die molaren Anteile der Mischkomponenten und der Platzhalter $\tilde{\psi}$ für jeden weiteren definierbaren Gasparameter pro kmol Gas.

Um eine vollständige und gleichmäßige Mischung einer oder mehrerer Gasströme zu erreichen, werden im Netz gerade für die Mischung zweier sehr unterschiedlicher Gase⁵ statische Mischer eingesetzt, die für eine Verwirbelung des Gasstroms sorgen. Diese Mischer werden auch als Mischanlagen bezeichnet. Teilt sich der Gasstrom nach der Mischung in zwei oder mehrere Gasströme auf, besitzen die jeweiligen Gasströme die gleiche Gaszusammensetzung und die gleichen Gaseigenschaften.

5.2.3 Anlagen und Armaturen

Mit dem Begriff Anlage sind meist mehrere Netzelemente gemeint, die sich geographisch nahe beieinander befinden und einem gemeinsamen Zweck dienen. Darunter fallen Gasdruckmessanlagen (GDM-Anlage), Gasdruckregelanlagen (GDR-Anlage) und kombinierte Gas-Druckregel- und -Messanlagen (GDRM-Anlage), mit denen der Gasdruck bzw. -durchfluss gemessen, geregelt oder gemessen und geregelt werden kann. Sie dienen zum einen der Steuerung des Netzes, zum anderen sind sie sicherheitsrelevant, beispielsweise zur Sicherung des Betriebs einer Leitung maximal mit dem Nenndruck P_N . Neben den eigentlichen Mess- und Regelstrecken bestehen solche Anlagen aus Staubfiltern, Vorwärmern, Sicherheitsabsperreinrich-

⁵ Beispielsweise für die Mischung von H-Gas und L-Gas

tungen und Schalldämpfern sowie ggf. Odorieranlagen und Flüssigkeitsabscheidern. Regelanlagen können nicht nur vollständig geöffnet oder geschlossen, sondern auch in Teilöffnung zur Einstellung bestimmter Druckbedingungen oder Flussmengen verwendet werden. Zu ihrer Auslegung sollten Eingangs- und Ausgangsdruck, maximale Druckdifferenz, maximaler Durchfluss, notwendige Vorwärmung und Druckverluste bekannt sein. Für nähere Informationen wird verwiesen auf *W. Conrad* [113] und *H. Lethen* [115]. In der Modellierung werden GDRM- und GDR-Anlagen analog abgebildet, eventuell falls vorhanden mit höherem Widerstand durch die zusätzliche Messung. Messanlagen, die nicht in die Netzsteuerung eingreifen können, lassen sich ebenfalls durch einen Widerstand modellieren, können aber auch ohne separate Modellierung in die integrale Rohrrauigkeit eingehen.

Unter dem Begriff Armaturen werden Hähne, Schieber und Ventile, zusammengefasst. Sie können Teil einer Verdichter- oder GDR(M)-Anlage sein, sie können aber auch einzeln als Absperr- oder Sicherheitsabsperrarmatur im Leitungsnetz verwendet werden. In der Modellierung können diese Armaturen geöffnet oder geschlossen werden, wobei sie durch das Schließen den Gasfluss einer Leitung vollständig unterbrechen. Zusammen mit GDR(M)-Anlagen dienen sie der Sicherheit und Steuerung des Netzes. Im Folgenden werden diese Elemente für die Modellierung unter dem gebräuchlichen Begriff Schieber zusammengefasst.

Gasaufbereitungsanlagen, die die Gaszusammensetzung modifizieren, fallen nicht in den Rahmen dieser Arbeit. Verdichterstationen werden in Kapitel 5.2.6 ausführlich behandelt.

5.2.4 Widerstände

Widerstände sind fiktive Elemente der Topologiemodellierung, die ihre reale Entsprechung in Verdichteranlagen, GDR(M)-Anlagen, Anlagenteilen, aber auch Formstücken wie Abzweigungen und Krümmungen haben. Oftmals werden kleinere Armaturen und Formstücke in der makroskopischen Betrachtung nicht separat modelliert, sondern gehen in die integrale Rohrrauigkeit k und damit in die Rohrreibungszahl λ ein. Widerstände können als konstanter Wert modelliert werden. Für einen flussabhängigen Widerstand in beiden Richtungen des Gasflusses gilt die Gleichung:

$$p_i - p_0 = \frac{1}{2} \xi \rho_i w_i^2 \quad (\text{Glg. 47})$$

mit

p_i	Druck am Widerstandseingang	[Pa]
p_0	Druck am Widerstandsausgang	[Pa]
ξ	Druckverlustkoeffizient	[-]
ρ_i	Gasdichte beim Widerstandseingang	[kg/m ³]
w_i	Gasgeschwindigkeit beim Widerstandseingang	[m/s]

Die Geschwindigkeit des Gases wird mit dem repräsentativen inneren Durchmesser des Widerstands d_i und dem Mengendurchfluss durch das Element m [kg/s] berechnet:

$$w_i = \frac{4 \cdot m}{\pi \cdot d_i^2 \cdot \rho_i} \quad (\text{Glg. 48})$$

Der Temperaturverlust aufgrund des Joule-Thomson-Effekts kann mittels der Gleichung 27 unter Lösung des mit den Gleichungen 28, 29 und 30 beschriebenen Anfangswertproblems berechnet werden. Die zum Ausgleich benötigte Vorwärmleistung wird berechnet mit:

$$P = m \cdot (T_2 - T_1) \cdot \frac{c_p(p_1, T_1) + c_p(p_2, T_2)}{2} \quad (\text{Glg. 49})$$

wobei

P	Vorwärmleistung	[kW]
m	Mengendurchfluss	[kg/s]
c_p	spezifische Gaswärmekapazität	[kJ/(kg·K)]
p	Druck	[Pa]
T	Temperatur	[K]
Index 1	Wärmetauscher Eingangsbedingung	
Index 2	Wärmetauscher Ausgangsbedingung	

5.2.5 Speicher

Die wichtigsten Erdgasspeicher sind Untertagespeicher, da sie große Gasmengen speichern können und hohe Ein- und Ausspeicherraten besitzen [116]. Kleine,

obertägige Speicheranlagen und Leitungen, die als Röhrenspeicher verwendet werden, spielen im Fernleitungsnetz nur insofern eine Rolle, dass interne Bestellungen um die Speicherfähigkeit der nachgelagerten Netze bereinigt sind. Die Speicherfähigkeit von Leitungen kann durch die in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Gleichungen abgebildet werden.

Gas kann unterirdisch nur unter ganz bestimmten geologischen Bedingungen gespeichert werden, so dass sich Poren- und Kavernenspeicher, aber auch aufgelassene Bergwerke zur Gasspeicherung bewährt haben [117].

Porenspeicher können ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten sowie Aquiferspeicher, bei denen ursprünglich die Poren mit Wasser gefüllt waren, sein. Notwendig ist, dass das poröse Gestein, in dem das Gas gelagert werden soll, durch eine gasundurchlässige Schicht abgedeckt ist.

Speicherkavernen werden in Salzlagerstätten gesolt, die ebenfalls gasundurchlässig sein müssen. Dabei wird eine Bohrung abgeteuft und Frischwasser in die Salzlagerstätte eingebracht. Das Wasser löst das Salz und wird als Sole wieder entnommen [116].

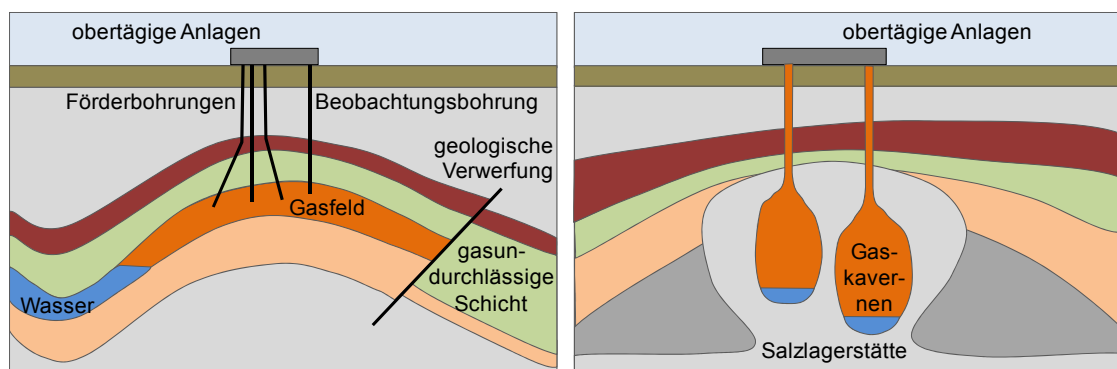


Abbildung 11: Schema eines Porenspeichers (li.) und Kavernenspeichers (re.)

Das Speichervolumen wird dann durch das Einpressen des sogenannten Kissengases geschaffen, das zur Verdrängung des Wassers führt. Ein Teil des Wassers verbleibt üblicherweise im Speicher [117]. In Porenspeichern kann das Kissengas technisch nicht mehr entnommen werden, in Kavernenspeichern muss das Kissengas zur Aufrechterhaltung des Gegendrucks zum Erdreich im Speicher verbleiben.

Anschließend kann der Speicher zu seinem eigentlichen Zweck mit dem sogenannten Arbeitsgas gefüllt werden, das wieder entnommen werden kann. Das nutzbare Volumen wird Arbeitsgasvolumen (AGV) genannt. Die maximale Umschlagrate ei-

nes Speichers bezeichnet dabei, wie oft das gesamte AGV im Jahr ein- und wieder ausgespeichert werden kann. Bei Kavernenspeichern ist die Umschlagrate üblicherweise deutlich höher als bei Porenspeichern, bei denen häufig nur einmal im Jahr umgeschlagen wird.

Die Ein- und Ausspeicherraten sind abhängig von der Menge des gespeicherten Arbeitsgases im Speicher, dem sogenannten Speicherfüllstand. Je höher der Füllstand ist, desto niedriger ist die Einspeicherrate und desto höher die Ausspeicherrate aufgrund des höheren Speicherdrucks. Diese Abhängigkeiten können als sogenannte Speicherkennlinien dargestellt werden und sind für jeden Speicher individuell, weisen aber gewöhnlich ähnliche Charakteristiken auf, die schematisch in Abbildung 12 dargestellt sind.

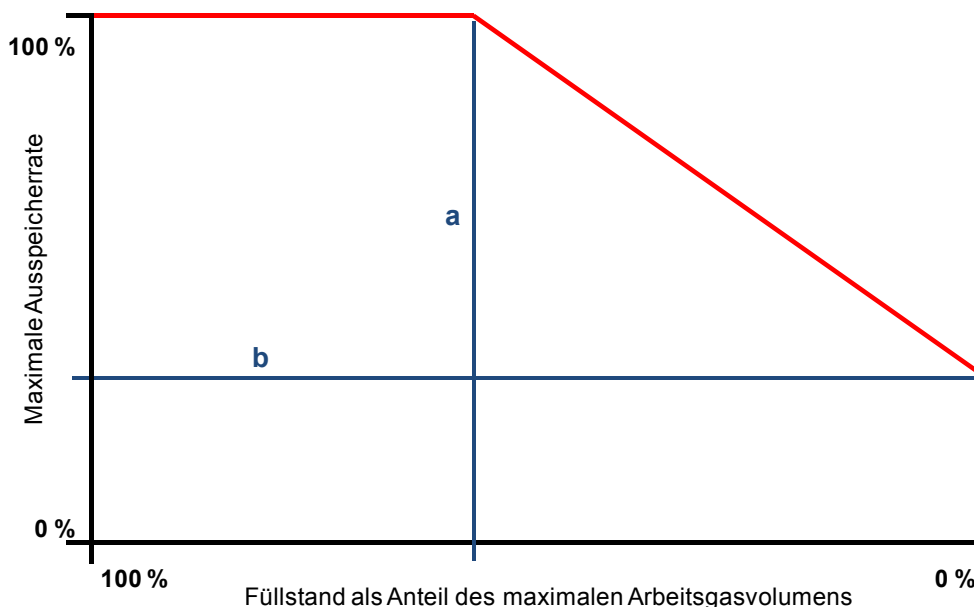


Abbildung 12: Schematische füllstandsabhängige Speicherkennlinie

Die Linien a und b können sich noch parallel zu den Achsen verschieben. Beispielsweise kann Linie a auch mit der y-Achse zusammenfallen, so dass gar kein Plateau existiert, sondern die Ausspeicherrate direkt mit abnehmendem Füllstand sinkt.

Zur Abbildung eines Speichers sollten Informationen zur Art des Speichers, zum AGV und zur maximalen Ein- und Ausspeicherrate in Abhängigkeit des Gasfüllstandes vorliegen. Für stationäre Berechnungen kann ein Gasspeicher vereinfacht durch einen Entry- und einen Exit-Punkt abgebildet werden. Die maximale technische Grenze ist jeweils die Ein- bzw. Ausspeicherrate.

5.2.6 Verdichter

Für den Transport von Gas und zur Ein- und Ausspeicherung werden Verdichter eingesetzt. Je nach Aufgabe des Verdichters und technischen Randwerten gibt es unterschiedliche Verdichterbauarten und -antriebe. Im Gastransport werden im Wesentlichen Hubkolben- und Turboverdichter verwendet. Angetrieben werden die Verdichter mit Gasturbinen, Gasmotoren und Elektroantrieben.

Das Druckverhältnis ε [-] zwischen Eingangs- bzw. Ansaugdruck p_i [Pa] und Ausgangs- bzw. Austrittsdruck p_o [Pa] ist gegeben durch:

$$\varepsilon = \frac{p_o}{p_i} \quad (\text{Glg. 50})$$

Kolbenverdichter eignen sich für höhere Druckverhältnisse $\varepsilon < 4,5$ bar je Stufe, Turboverdichter werden bevorzugt bei hohen Volumenströmen Q_{vol} und niedrigeren Druckverhältnissen $\varepsilon < 2$ bar eingesetzt. Üblicherweise werden mit Turboverdichtern Druckverhältnisse von 1,15 bar bis 1,4 bar realisiert, mit denen zwischen den einzelnen Verdichterstationen Abstände von 90 bis 150 km möglich sind. [115], [49]

Das Druckverhältnis ε geht in die Berechnung der isentropen Enthalpieänderung H_{ad} [kJ/kg] ein mit:

$$H_{ad} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} \cdot R \cdot T_i \cdot z_i \cdot \left(\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1 \right) \quad (\text{Glg. 51})$$

wobei

κ	Mittelwert des isentropischen Exponent	[-]
T_i	Eingangstemperatur des Gases	[K]
$z_i = z(p_i, T_i)$	Kompressibilitätsfaktor bei Eingangsbedingungen	[-]

Für den isentropen Wirkungsgrad η_{ad} [-] gilt dabei die Beziehung:

$$\eta_{ad} = \frac{H_{ad}}{H_o - H_i} \quad (\text{Glg. 52})$$

wobei

η_{ad}	isentropischer Wirkungsgrad	[-]
-------------	-----------------------------	-----

H_i Enthalpie bei Eingangsbedingungen [kJ/kg]

H_o Enthalpie bei Ausgangsbedingungen [kJ/kg]

Die Antriebsleistung P [W] kann dann unter Berücksichtigung des Mengendurchflusses m [kg/s] berechnet werden mit:

$$P = m \cdot (H_o - H_i) = m \cdot \frac{H_{ad}}{\eta_{ad}} \quad (\text{Glg. 53})$$

Der verdichtete Betriebsvolumenfluss $Q_{vol,i}$ [m³/s] kann berechnet werden mit:

$$Q_{vol,i} = \frac{m}{\rho_i} = m \cdot \frac{R \cdot T_i \cdot z_i}{p_i} \quad (\text{Glg. 54})$$

wobei Eingangsbedingungen mit dem Index i gekennzeichnet sind.

Die Berechnung der Ausgangstemperatur nach der Verdichtung erfolgt in zwei Schritten.

Zuerst wird die Temperaturänderung T_x [K] infolge der Verdichtung des idealen Gases mittels einer der folgenden Gleichungen ermittelt, wobei die erste die Standardgleichung, die zweite eine Formel von *H.-G. Fasold et al.* (1991) [2] und die dritte die isentropische Gleichung ist:

$$T_x = T_i \varepsilon^{\kappa \eta_{ad}} \quad (\text{Glg. 55})$$

$$T_x = T_i \left(\frac{\varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} - 1}{\eta_{ad}} + 1 \right) \quad (\text{Glg. 56})$$

$$T_x = T_i \cdot \varepsilon^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (\text{Glg. 57})$$

Die Temperatur T_x aus dem vorhergehenden Schritt wird für das Verhalten des realen Gases mit einer der folgenden Gleichungen korrigiert zur Berechnung der realen Gastemperatur nach der Verdichtung T_o wobei die erste wiederum die Standardgleichung und die zweite eine Formel von *H.-G. Fasold et al.* (1991) [2], deren Iteration von T_o bei T_x beginnt:

$$T_o = T_x \frac{z_i}{z(p_o, T_x)} \quad (\text{Glg. 58})$$

$$T_o = T_x \frac{z_i}{z(p_o, T_o)} \quad (\text{Glg. 59})$$

Ohne Korrektur gilt $T_o = T_x$.

Für die Berechnung des isentropischen Exponenten kann ein konstanter Wert, aber auch eine temperaturabhängige Beziehung mit

$$\kappa(T) = 1,290 - 5,8824 \times 10^{-4}(T - 273,15) \quad (\text{Glg. 60})$$

ermittelt werden, wobei die mittlere Gastemperatur während der Verdichtung T [K] und der Mittelwert des Isentropenexponenten κ [-] berechnet werden mit

$$T = \frac{T_i + T_o}{2} \quad (\text{Glg. 61})$$

$$\kappa = \frac{\kappa_i + \kappa_o}{2} \quad (\text{Glg. 62})$$

Je nach eingebrachter Energie muss das Gas nach der Verdichtung gekühlt werden, da, wie in Kapitel 5.2.1 erläutert, üblicherweise Temperaturen von 50 °C nicht überschritten werden sollten. Gaskühler werden dementsprechend dazu benötigt, das Gas wieder so abzukühlen, dass die Leitungsbeschichtungen keinen Schaden nehmen. Der Abkühlprozess kann durch eine charakteristische Näherungsgleichung beschrieben werden:

$$T_o = T_{k,i} + (T_i - T_{c,i}) \cdot \exp\left(-\frac{m}{f}\right)$$

wobei

T_i	Gastemperatur am Kühlereingang	[K]
T_o	Gastemperatur am Kühlerausgang	[K]
$T_{k,i}$	Kühlmitteleintrittstemperatur	[K]
m	Durchfluss (Massenstrom)	[kg/s]
f	konstanter Koeffizient	[kg/s]

Das Kennfeld eines Turboverdichters bildet seinen zulässigen Betriebsbereich und den für den jeweiligen Arbeitspunkt erreichbaren isentropen Wirkungsgrad η_{ad} ab. Eine Möglichkeit der Darstellung des Kennfeldes des normierten Druckverhältnis-

ses $\varepsilon/\varepsilon_{max}$ zum normierten Volumenstrom $Q_{vol}/Q_{vol,max}$ nach G. Vogel (1984) [111] zeigt Abbildung 13.

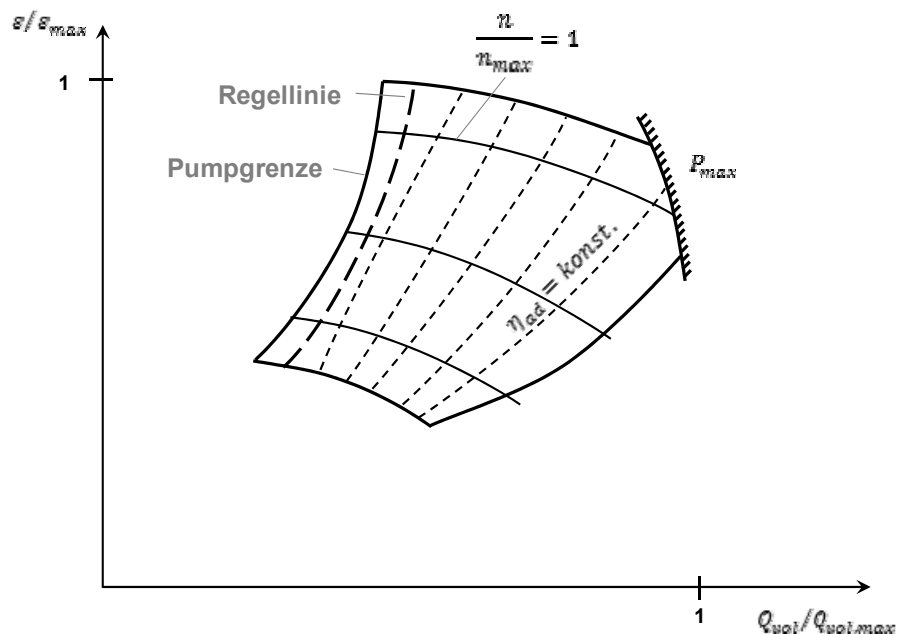


Abbildung 13: Qualitatives Kennfeld eines Turboverdichters
Abbildung in Anlehnung an G. Vogel (1984) [111]

Die Pumpgrenze wird erreicht, wenn der Volumenstrom zu gering ist. Dadurch können Schwingungen auftreten, die die Maschine ggf. zerstören. Um dies zu verhindern, wird schon ab der Regellinie der Durchfluss üblicherweise durch sogenannte Pumpverhütung, das heißt das Fahren eines Teils des Gases im Kreis, erhöht. Dieses im Kreisfahren des Gases erhöht allerdings die Temperatur des Gases, so dass eine zusätzliche Kühlung vorgesehen werden muss. Das Kennfeld ist nach rechts hin begrenzt durch die maximale Antriebsleistung P_{max} .

Je nach Bauweise können Verdichter auch intern seriell oder parallel miteinander verschaltet werden. Bei intern serieller Schaltung wird der Volumenstrom nach der ersten Verdichterstufe in die zweite Verdichterstufe des gleichen Verdichters geleitet. So kann ein höheres Druckverhältnis erzeugt werden, der Volumenstrom ist allerdings geringer als ohne intern serielle Schaltung. Das Kennfeld verschiebt sich dadurch tendenziell nach links oben. Bei intern paralleler Schaltung wird ein Teil des Volumenstroms durch die erste Verdichterstufe, der andere Teil des Volumenstroms gleichzeitig durch die zweite Verdichterstufe geleitet und anschließend wieder zusammengeführt. Hierbei kann ein höherer Volumenstrom bei geringerem

Druckverhältnis verdichtet werden. Das Kennfeld verschiebt sich tendenziell nach rechts unten. Intern serielle und parallele Schaltungen zeigt Abbildung 14 auf S. 84.

Als Beschreibung für das Kennfeld von Turboverdichtern kann ebenfalls die isentrope Enthalpieänderung H_{ad} über dem Eingangsbetriebsvolumenfluss $Q_{vol,i}$ aufgetragen werden. Das Kennfeld wird durch eine Reihe von Kurven angenähert, die die isentrope Enthalpie und den isentropen Wirkungsgrad als biquadratische Polynome in Drehzahl und Betriebsvolumenfluss ausdrücken:

$$H_{ad} = (1 \quad n \quad n^2) \begin{pmatrix} a_1 & a_4 & a_7 \\ b_1 & a_5 & a_8 \\ a_3 & a_6 & a_9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ Q_{vol,i} \\ Q_{vol,i}^2 \end{pmatrix} \quad (\text{Glg. 63})$$

$$\eta_{ad} = (1 \quad n \quad n^2) \begin{pmatrix} b_1 & b_4 & b_7 \\ b_2 & b_5 & b_8 \\ b_3 & b_6 & b_9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ Q_{vol,i} \\ Q_{vol,i}^2 \end{pmatrix} \quad (\text{Glg. 64})$$

wobei

n Verdichterdrehzahl [1/min]

$Q_{vol,i}$ Betriebsvolumenfluss bei Eingangsbedingungen [m³/s]

$a_1 \dots a_9, b_1 \dots b_9$ Koeffizienten

Das Arbeitskennfeld eines Kolbenverdichters wird in den Koordinaten Eingangsbetriebsvolumenfluss $Q_{vol,i}$ zu Wellendrehmoment M_T ausgedrückt. Der Eingangsbetriebsvolumenfluss entspricht der Drehzahl.

$$Q_{vol,i} = V_w \frac{n}{60} \quad (\text{Glg. 65})$$

wobei

$Q_{vol,i}$ Betriebsvolumenfluss bei Eingangsbedingungen [m³/s]

V_w Arbeitsvolumen des Verdichters (pro Umdrehung) [m³]

n Umdrehungen pro Minute [1/min]

Das Drehmoment bezieht sich auf die Wellenleistung

$$P_S = 2\pi \frac{n}{60} M_T \quad (\text{Glg. 66})$$

wobei

P_S	Wellenleistung	[kW]
n	Umdrehungen pro Minute	[1/min]
M_T	Drehmoment	[kNm]

Kombiniert man die oben genannten Gleichungen mit der allgemeinen Formel für Verdichter-Wellenleistung, erhält man die Beziehung zwischen isentroper Enthalpieänderung und dem Drehmoment. Der isentrope Wirkungsgrad η_{ad} wird dabei im gesamten Arbeitsbereich des Kolbenverdichters als konstant angenommen.

$$M_T = \frac{V_w}{2 \cdot \pi \cdot \eta_{ad}} \cdot H_{ad} \cdot \rho_i \quad (\text{Glg. 67})$$

wobei

V_w	Arbeitsvolumen des Verdichters pro Wellenumdrehung	[m ³]
η_{ad}	isentropen Wirkungsgrad	[-]
H_{ad}	isentrope Enthalpieänderung	[kJ/kg]
ρ_i	Gasdichte bei Eingangsbedingungen	[kg/m ³]

Als Verdichterantriebe werden, wie oben erwähnt, Gasturbinen, Gasmotoren und Elektromotoren verwendet. Der maximale Turbinendurchsatz von Gasturbinen kann als Funktion von Verdichterfrequenz und Umgebungstemperatur, angenähert durch ein biquadratisches Polynom, beschrieben werden.

$$P_{max} = (1 \quad n \quad n^2) \begin{pmatrix} c_1 & c_4 & c_7 \\ c_2 & c_5 & c_8 \\ c_3 & c_6 & c_9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ t_{amb} \\ t_{amb}^2 \end{pmatrix} \quad (\text{Glg. 68})$$

wobei

P_{max}	Maximaler Turbinendurchsatz	[kW]
n	Verdichterfrequenz	[1/min]
t_{amb}	Außen- (Ansaugluft-)temperatur	[°C]
$c_1 \dots c_9$,	Koeffizienten	

Der Treibgasverbrauch kann als Funktion der Wellenleistung angenähert werden durch die Parabel

$$P_F = d_1 + d_2 P_S + d_3 P_S^2 \quad (\text{Glg. 69})$$

wobei

P_F Brenngasverbrauch in Energieeinheiten [kWh/h]

P_S Turbinenleistung [kW]

d_1, \dots, d_3 , Koeffizienten

Die Wellenleistung von Gasmotoren kann als Funktion der Geschwindigkeit beschrieben werden, angenähert durch die Parabel

$$P_{max} = c_1 + c_2 n + c_3 n^2 \quad (\text{Glg. 70})$$

mit

P_{max} Maximale Motorleistung [kW]

n Motordrehzahl [1/min]

c_1, \dots, c_3 , Koeffizienten

Der Treibgasverbrauch kann als Funktion der Wellenleistung, ebenfalls angenähert werden durch die Parabel

$$P_F = d_1 + d_2 P_E + d_3 P_E^2 \quad (\text{Glg. 71})$$

mit

P_F Brenngasverbrauch in Energieeinheiten [kWh/h]

P_E Motorleistung [kW]

d_1, \dots, d_3 , Koeffizienten

Je nach Elektroantrieb kann die Leistung auf zwei Weisen beschrieben werden.

Für asynchrone Antriebe und Antriebe mit kontinuierlicher Drehzahl kann die Wellenleistungskurve durch eine Funktion aus Geschwindigkeit pro Minute und Außen-temperatur ähnlich wie für Gasturbinen beschrieben werden:

$$P_{max} = (1 \quad n \quad n^2) \begin{pmatrix} c_1 & c_4 & c_7 \\ c_2 & c_5 & c_8 \\ c_3 & c_6 & c_9 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 1 \\ t_{amb} \\ t_{amb}^2 \end{pmatrix} \quad (\text{Glg. 72})$$

wobei

P_{max}	Maximale Antriebsleistung	[kW]
n	Antriebsdrehzahl	[1/min]
t_{amb}	Außentemperatur	[°C]
$c_1...c_9,$	Koeffizienten	

Für synchrone Antriebe wird die maximale Wellenleistung als Funktion aus der Drehzahl in ähnlicher Weise wie für Gasmotoren beschrieben:

$$P_{max} = c_1 + c_2n + c_3n^2 \quad (\text{Glg. 73})$$

wobei

P_{max}	Maximale Antriebsleistung	[kW]
n	Antriebsumdrehungen (Geschwindigkeit in r.p.m.)	[1/min]
$c_1...c_3,$	Koeffizienten	

Die Energieverbrauchskurve ist eine Funktion der Wellenleistung:

$$P_E = d_1 + d_2P_S + d_3P_S^2 \quad (\text{Glg. 74})$$

wobei

P_E	Energieverbrauch	[kWh/h]
P_S	Antriebsleistung	[kW]
$d_1...d_3,$	Koeffizienten	

5.2.7 Verdichterstationen

Die einzelnen Verdichtermaschinen stehen auf sogenannten Verdichterstationen und können oftmals nicht nur intern seriell und parallel geschaltet werden, sondern auch extern miteinander seriell und parallel verschaltet werden. Abbildung 14 gibt einen schematischen Überblick über einfache interne und externe, serielle und parallele Fahrwege, die auch miteinander kombinierbar sind. Die Kombinationsmöglichkeiten zur Verschaltung von Maschinen erhöhen sich zusätzlich mit der Anzahl der Verdichter auf einer Verdichterstation.

Im Normalfall werden allerdings nicht mehr als drei Turboverdichter hintereinander in Reihe geschaltet, wobei für Reihenschaltungen ggf. eine Zwischen- oder Nach-

kühlung erforderlich sein kann, um die maximale Gastemperatur in der Station zu keiner Zeit zu überschreiten. Im Parallelbetrieb können größere Mengen verdichtet werden, allerdings können Druckverhältnisse stärker schwanken. Kombinierte Schaltungen werden gewählt, wenn die Auslegungssituationen stark variieren, erfordern aber auch einen höheren Steuerungsaufwand. Bei Kolbenverdichtern ist eine Serienschaltung eher unüblich, da höhere Druckverhältnisse besser darstellbar sind. [111]

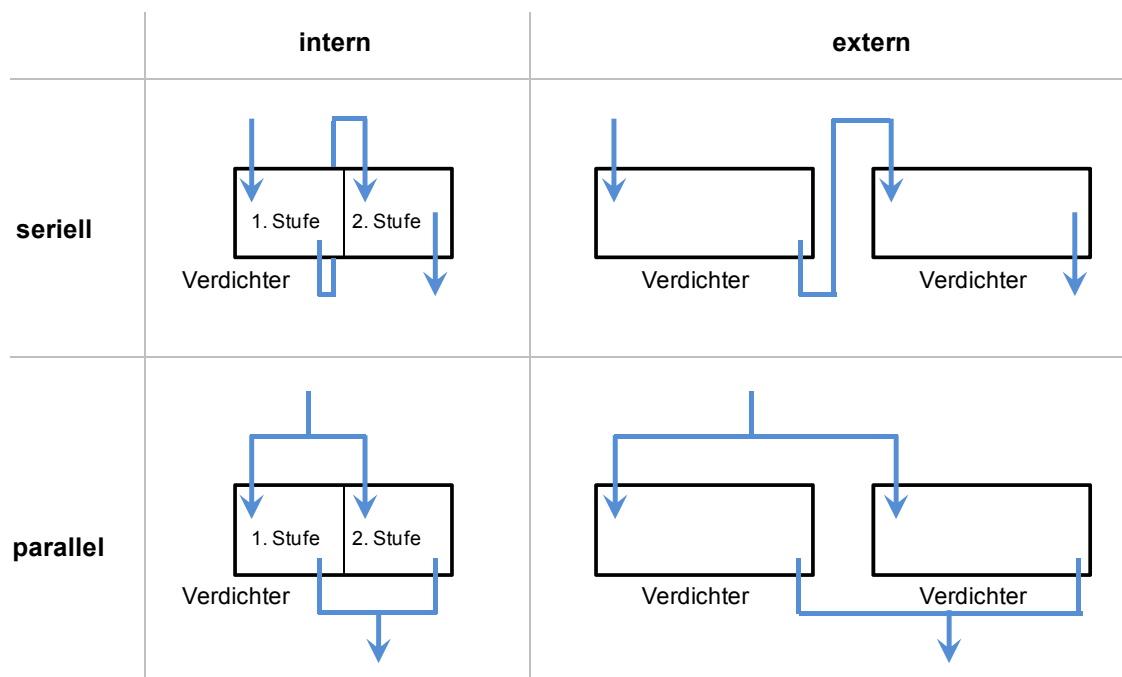


Abbildung 14: Interne und externe, serielle und parallele Fahrwege

Oftmals wird je Station eine Reserveeinheit für die größte Maschineneinheit vorgehalten, um einem Ausfall der Gasversorgung vorzubeugen. Üblicherweise werden mit dieser Reserveeinheit zwei bis drei Maschinen besichert [111], je nach Besicherungsphilosophie lässt sich das Konzept aber auch auf eine höhere Maschinenzahl ausweiten. Bei an einer Leitung hintereinanderliegenden Verdichterstationen ist auch eine gemeinsame Besicherung durch eine Maschine möglich, so dass nicht auf jeder Station eine Reserveeinheit installiert sein muss.

Die Auslegung der erforderlichen, gesamten Antriebsleistung der Verdichterstation ohne Reserveeinheit kann sich grob an folgender Tabelle orientieren:

Tabelle 3: Daten zur Auslegung von Verdichterstationen
 Daten entnommen aus dem Handbuch der Gasversorgungs-Technik [111]

PN	L	Transportkapazität m ³ /h		
		Erforderliche Antriebsleistung kW		
		DN 800	DN 1000	DN 1200
67,5	100	876.000	1.564.000	2.504.000
		10.480	18.720	29.970
	150	715.000	1.277.000	2.044.000
		8.560	15.280	24.460
200	620.000	1.106.000	1.770.000	
	7.420	13.240	21.180	
250	554.000	989.000	1.583.000	
	6.630	11.840	18.940	
80	100	1.039.000	1.851.000	2.963.000
		12.140	21.630	34.620
	150	849.000	1.511.000	2.419.000
		9.920	17.660	28.270
200	735.000	1.309.000	2.095.000	
	8.590	15.300	24.480	
250	657.000	1.171.000	1.874.000	
	7.680	13.680	21.900	

Dabei muss beachtet werden, dass die erforderliche Antriebsleistung durch die Bereitstellung von Energie geliefert werden muss. Gasturbinen, die zur Energiegewinnung Treibgas verbrennen, weisen üblicherweise Verbrennungswirkungsgrade η_F von $0,26 \leq \eta_F \leq 0,3$ auf. Wird die Verbrennungsluft rekuperativ vorgewärmt, können auch Werte bis zu $\eta_F = 0,34$ erreicht werden. Aufgeladene Antriebsmotoren erreichen Antriebswirkungsgrade von $\eta_F \leq 0,38$. [15]

Je nach Bauart und Hersteller können bei Turboverdichtern für den isentropen Wirkungsgrad η_{ad} und den mechanischen Wirkungsgrad η_m üblicherweise Werte von $0,6 \leq \eta_{ad} \leq 0,85$ und $0,95 \leq \eta_m \leq 0,98$ angenommen werden. So können effektive Wirkungsgrade von $0,75 \leq \eta_e \leq 0,84$ erreicht werden. [111]

Ein Kolbenverdichter verdichtet nahezu isentrop, d. h. $\eta_{ad} \cong 1$. Abweichungen von theoretischer zu identifizierter Arbeit sind durch Strömungsverluste in den Ventilen gegeben und werden durch den Wirkungsgrad η_i abgebildet. Als Richtwerte für η_i und den mechanischen Wirkungsgrad η_m können Annahmen zwischen $0,9 \leq \eta_i \leq 0,95$ und $0,8 \leq \eta_m \leq 0,9$ getroffen werden. [111] Große Kolbenverdichter können so effektive Wirkungsgrade von $0,8 \leq \eta_e \leq 0,9$ erreichen. [15]

Bei typischen mittleren westeuropäischen Transportentfernungen von etwa 250 km bis 500 km kann in etwa von einem Treibgasverbrauch von ungefähr 1 % des transportierten Gases ausgegangen werden [118]. Um diesen Wert so gering wie möglich zu halten, sollten Verdichterstationen mit allen Filtern, Ventilen, Armaturen, Messstellen und sonstigen Anlagen so ausgelegt sein, dass der Druckverlust über alle Anlagen und Rohrleitungsstücke nicht über 1 bar beträgt. Die maximale Durchflussgeschwindigkeit w von 20 m/s sollte nicht überschritten werden, da größere Gasgeschwindigkeiten zu hohem Druckverlust und störender Geräuschbildung führen. [111]

Nicht nur durch die oben beschriebenen Maschinenschaltungen zwischen internen und externen seriellen und parallelen Fahrwegen existieren auf Verdichterstationen unterschiedliche Kombinationsmöglichkeiten, sondern auch durch die zuführenden bzw. abgehenden Leitungen mit unterschiedlichen Druckstufen und oftmals wechselnden Flussrichtungen. Zur Realisierung der Kombination werden auf der Station zusätzliche Leitungsverbindungen und Ventile benötigt. Ein Beispiel für die Modellierung von Stationsfahrwegen auf einer Station mit zwei zuführenden bzw. abgehenden Leitungen stellt Abbildung 18 auf S. 111, dar.

5.3 Simulation

Stellvertretend für alle anderen Netzberechnungs- und Simulationsprogramme basiert auch dieses Kapitel auf der Darstellung und den Steuerungsoptionen, die das Programm *SIMONE 6.0* bietet.

Aufgrund des hohen Vermaschungsgrades des Transportnetzes ermöglicht die Gesamtheit der oben beschriebenen Netzelemente bei einer vorgegebenen Ein- und Ausspeisesituation üblicherweise mehrere Möglichkeiten der Steuerung. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die wichtigsten Netzelemente, die zur Modellierung im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden. Die Tabelle ist nicht vollständig, da *SIMONE 6.0* neben den angegebenen Elementen auch die Möglichkeit zur Abbildung von Widerständen, Rückschlagklappen, Kurzschlüssen, und Speichern bietet. Widerstände und Rückschlagklappen wurden bei der Betrachtung außen vor gelassen, da sie nicht separat modelliert wurden. Kurzschlüsse besitzen keine eigenen Eigenschaften, sondern dienen dazu, virtuell den gleichen Knoten zwei- oder mehrfach zu erzeugen und Speicher können in der stationären Berechnung vereinfacht als Ein- und Ausspeisepunkte modelliert werden.

Tabelle 4: Modellierbare Netzelemente, Symbole und Steuerungsoptionen
in Anlehnung an das Benutzerhandbuch SIMONE 6.0 [119]

Element	Symbol	Name	Befehl	Wert / Info / Steuerung / Grenzwert	Einhaltung oder Grenzwert-Verletzung	Beschreibung
Knoten		Ein-/Ausspeisung	Q	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Definiert die Ein- bzw. Ausspeisemenge
		Druck	P	Information	--	Berechneter Druck
		Setzi Druckbedingung	PSET	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Definiert eine Druckbedingung
		Setz maximale Druckabweichung	PSETDP	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Legt die Genauigkeit des Erreichers des geforderten Druckes fest
		Zusätzliche Abnahme	QP	Information	--	Zusätzliche Ein-/Ausspeisemenge welche zum Erreichen des Druckes errechnet wurde (Negativ, wenn es sich um eine Einspeisemenge handelt) oder der Leckfluss durch einen Leitungsbruch (siehe oben: RUPT)
		Brennwert	CV	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Überschreibt den Brennwert
		Setz maximal erlaubte QP-Menge	MAXQP	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Begrenzt die fiktive Ein- bzw. Ausspeisemenge, welche zum Erreichen des Druckes notwendig ist
		Min. Druck	L.P	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Überprüft ein Grenzwertverletzung durch Unterschreiten des Minidrucks an dem Punkt
		Max.Druck	U.P	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Überprüft ein Grenzwertverletzung durch Überschreiten des Maximaldrucks an dem Punkt
		Durchfluss	M	Information	--	(mittlerer) Fluss durch ein Rohrleiterteil
Leitung		Druckverlust	PD	Information	--	Druckverlust über ein Rohrleitungselement
		Druckverhältnis	PR	Information	--	Druckverhältnis (Ausgangs-/Eingangsdruck)
		Fließgeschwindigkeit	V	Information	--	Mittlere Fließgeschwindigkeit
		Betriebsdichte	RHO	Information	--	Mittlere Betriebsdichte (kg/m³) im Rohrleiterteil. Dieser Wert wird für hochgenaue Linepackberechnungen benutzt
		Rauigkeitsfaktor	RR	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Neudefinition der Rauigkeit (mm) für das aktuelle Szenario. Achtung: Hierbei handelt es sich um einen Multiplikationsfaktor für die im Netzeditor festgelegte Rauigkeit
		Max. Druck	siehe max. Druck für Knoten	Information	Strikte Einhaltung	siehe max. Druck für Knoten
		Min. Geschwindigkeit	L.V	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Unterer Grenzwert von Fließgeschwindigkeit
		Max. Geschwindigkeit	U.V	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Oberer Grenzwert von Fließgeschwindigkeit
		Öffnen	ON	Steuerung	Strikte Einhaltung	Öffnet einen Regler (im By-Pass nur Fluss ohne Druckverlust)
		Schließen	OFF	Steuerung	Strikte Einhaltung	Schließt einen Regler
Regler		By-Pass	BP	Steuerung	Strikte Einhaltung	Setzt den Regler in den By-Pass
		Durchfluss	M	Information	--	Durchfluss durch den Regler
		Eingangsdruck	PI	Information	--	Berechneter Eingangsdruck
		Ausgangsdruck	PO	Information	--	Berechneter Ausgangsdruck
		Druckverlust	PD	Information	--	Druckverlust über dem Regler
		Druckverhältnis	PR	Information	--	Druckverhältnis (Ausgangsdruck/Eingangsdruck)
		Geschwindigkeit	V	Information	--	Fließgeschwindigkeit
		Ausgangstemperatur	T	Information	--	Berechnete Ausgangstemperatur
		Minimaler Eingangsdruck	PMIN	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Redefiniert den minimalen Eingangsdruck für das aktuelle Szenario
		Maximaler Ausgangsdruck	POMAX	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Redefiniert den maximalen Ausgangsdruck für das aktuelle Szenario
Regler		Minimale Druckdifferenz	PDMIN	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Definiert den minimalen Druckverlust durch einen Regler für das aktuelle Szenario, wenn ein Sollwert aktiv ist
		Geforderte Ausgangstemperatur	CVTO	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Setzt die geforderte Austrittstemperatur für das entspannte Gas (wird nur im Zusammenhang mit CVPMAX unterstützt)
		Durchmesser	D	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Redefiniert den Durchmesser aller Röhre im Subsystem für das aktuelle Szenario
		Ausgangsdruck-Sollwert	SPO	Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Sollwert des Ausgangsdrucks
		Eingangsdruck-Sollwert	SPI	Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Sollwert des Eingangsdrucks
		Durchfluss-Sollwert	SM	Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Volumenstrom unter Normbedingungen
		Min. Durchfluss	LM	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Unterer Grenzwert des Flusswertes
		Max. Durchfluss	UM	Weicher Grenzwert	Grenzwertverletzung	Oberer Grenzwert des Flusswertes
		Flussbegrenzung	MMAX	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Im Zusammenwirken mit SPO und SPI begrenzt MMAX des Flusses auf den angegebenen Betrag
		Druckverhältnis-Sollwert	SR	Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den (internen) Sollwert des Druckverhältnisses (Ausgangsdruck/Eingangsdruck)
Funktionen		Name der Funktion	SCVO	Steuerung	Strikte Einhaltung	Ermöglicht das Einlesen von Funktionen
		Relative Öffnung	SCVO	Steuerung	Strikte Einhaltung	Definiert den "relativen Öffnungsgrad" in Prozent (nur möglich bei definierter Reglercharakteristik)

Fortsetzung von Tabelle 4:

Element	Symbol	Name	Befehl	Wert / Info / Steuerung / Grenzwert	Einhaltung oder Grenzwertverletzung	Beschreibung
Schieber		Öffnen	ON	Steuerung	Strikte Einhaltung	Öffnet einen Schieber (im By-Pass nur Fluss ohne Druckverlust). Der Widerstand des Schiebers wird kontinuierlich so reduziert, dass die Fluggeschwindigkeit nicht 30 m/s überschreitet. Das Schließen des Schiebers erfolgt sofort.
		Schließen	OFF	Steuerung	Strikte Einhaltung	Schließt einen Schieber
		By-Pass	BP	Steuerung	Strikte Einhaltung	Öffnet einen Schieber unter vorheriger Verwendung eines By-Pass
		By-Pass Durchmesser	BPD/AM	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Setzt den By-Pass-Durchmesser (die Druckdifferenz BPD/AM muss ebenfalls angegeben werden).
		Druckdifferenz	BPD/AM	Steuerung	Strikte Einhaltung	Wenn die angegebene Druckdifferenz unterschritten wird, wird der Schieber voll geöffnet. (BPD/AM muss ebenfalls gesetzt werden)
		Widerstand	RE	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Widerstandsbeiwert für einen teilweise geöffneten Schieber (arbeitet wie ein Widerstandselement > siehe weiter unten).
		Fester Druckverlust	RE/DP	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Wirk wie Widerstand (siehe unten), aber mit einem festen Druckverlust.
		Durchfluss	M	Information	---	Durchfluss durch den Schieber (nur verfügbar, wenn sich die Schieberstellung innerhalb des Szenarios geändert hat)
		Fließgeschwindigkeit	V	Information	---	Fließgeschwindigkeit (nur verfügbar, wenn sich die Schieberstellung innerhalb des Szenarios geändert hat)
		Druckverhältnis	PR	Information	---	Druckverhältnis (Ausgangs-/Eingangsdruk)
		Funktionen	Name der Funktion	Steuerung	Strikte Einhaltung	Ermöglicht das Einlesen von Funktionen
		Öffnen	ON	Steuerung	Strikte Einhaltung	Setzt die Verdichterstation in den Modus "offen"
		By-Pass	BP	Steuerung	Strikte Einhaltung	Setzt die Verdichterstation in den By-Pass
		Geschlossen	OFF	Steuerung	Strikte Einhaltung	Setzt die Verdichterstation in den Modus "geschlossen"
		Verdichter		Konfiguration	CONF	Steuerung
Durchfluss-Sollwert	SM			Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Volumenstrom unter Normbedingungen
Eingangsdruk	PI			Information	---	Berechneter Ausgangsdruk
Ausgangsdruk	PO			Information	---	Berechneter Ausgangsdruk
Druckverlust	PD			Information	---	Druckverlust über die Verdichterstation
Druckverhältnis	PR			Information	---	Druckverhältnis (Ausgangsdruck/Eingangsdruk)
Max. Druckverhältnis	PR/AM			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Setzt ein minimales Druckverhältnis. Der Default-Wert ist 1
Max. Druckverhältnis	PR/AM			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	maximales Verdichtungsverhältnis im GENERIC Modus
Verfügbare Leistung	POWER			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Verdichtungsleistung
Max. Verdichterleistung	POWER/AM			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	maximale Leistung bei Bezugstemperatur, ISO-Leistung
Min. Eingangsdruk	P/AM			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Redefiniert den minimalen Eingangsdruk für das aktuelle Szenario
Max. Ausgangsdruk	P/AM			Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Redefiniert den maximalen Ausgangsdruk für das aktuelle Szenario
Ausgangsdruk-Sollwert	SPO			Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Sollwert des Ausgangsdruk
Eingangsdruk-Sollwert	SPI			Steuerung	Grenzwertverletzung	Definiert den Sollwert des Eingangsdruk
Durchfluss	M			Information	---	Flussrate durch die Station
Funktionen	Name der Funktion	Information	---	Fließgeschwindigkeit in der Station		
Flussbegrenzung	MMAX	Steuerung	Strikte Einhaltung	Ermöglicht das Einlesen von Funktionen		
Setzen auf maximale Leistung	MAX	Harter Grenzwert	Strikte Einhaltung	Im Zusammenwirken mit SPO und SPI begrenzt MMAX den Fluss auf den angegebenen Betrag		
Druckverhältnis-Sollwert	SR	Steuerung	Strikte Einhaltung	setzt die Verdichterstation auf maximale Leistung		
Wirkungsgrad	EFFCS (GENERIC)	Harter Wert	Grenzwertverletzung	Definiert den (internen) Sollwert des Druckverhältnisses (Ausgangsdruck/Eingangsdruk)		
Gesamtenergieverbrauch	CONS	Information	---	Setzt den Wirkungsgrad für einen generisch modellierten Verdichter		
Treibgasverbrauch	---	Information	---	Liwaacom: "CONS gibt den Energieverbrauch der Verdichterstation in Energie an. Dividiert durch den Brennwert kann der Treibgasverbrauch bestimmt werden. CONS wird wie folgt berechnet: CONS = (ad_HAD[kJ/kg]*vol_flow [m³/h] * abs_density [kg/m³]) / (eff_drive * eff_compressor)" AG: "Treibgas ist keine SIMONE-Variable, aber kann berechnet werden mittels: <math>(\%CONS[KW]/\%_2[kWHM3]/903)>\"		
Antriebswirkungsgrad	EFFDRIVE (GENERIC)	Harter Wert	Strikte Einhaltung	Liwaacom: "Der Faktor 903 wird unter der Annahme benötigt, dass der Brennwert in SIMONE als oberer CV interpretiert wird, um den Wert auf den unteren CV zu konvertieren." The factor 903 is needed under the assumption, that the calorific value in SIMONE is interpreted as the upper CV, to convert it to the lower CV.		

Neben den hier berücksichtigten, für diese Arbeit relevanten Befehlen, existieren noch weitere Befehle, die der Temperaturverfolgung, der dynamischen und der Echtzeit-Simulation mittels Messwerten dienen. Für weitere Informationen wird auf das Benutzerhandbuch von *SIMONE 6.0* [119] verwiesen.

6 Methodisches Vorgehen zur Erstellung des Berechnungsmodells

Das erarbeitete Gesamtmodell besteht aus drei voneinander abhängigen Einzelmodellen, nämlich dem Topologiemodell, dem Szenarienmodell und dem Netzsteuerungsmodell.

In Kapitel 7 ist beschrieben, wie das Topologiemodell entwickelt wurde, das das reale deutsche H-Gas-Netz der Fernleitungsnetzbetreiber und einiger ausgewählter regionaler Netzbetreiber abbildet, und welche Eigenschaften es hat. Die kritische Würdigung am Ende des Kapitels beleuchtet die Möglichkeiten, aber auch Unzulänglichkeiten des erzeugten Topologiemodells.

Kapitel 8 beschreibt die Vorgehensweise bei der Erstellung der Szenarien und deren Eigenschaften. Das Kapitel endet ebenfalls mit einer kritischen Würdigung, in der erläutert wird, welche Probleme und Lücken in der Betrachtung die Vorgehensweise aufwirft.

Kapitel 9 legt den Fokus auf das Netzsteuerungsmodell, das aus den berechneten Szenarien abgeleitet wird. Es verdeutlicht, wie die aktiven Elemente des Modells, allen voran die Verdichterstationen, gesteuert werden und nach welchen Kriterien die Auswahl bereits vorhandener Steuerungspläne für neu auszusteuernde Szenarien getroffen werden kann.

Abbildung 15 zeigt für die drei Modelle, die jeweils in den grauen Kästchen dargestellt sind, die Zusammensetzung aus einzelnen Datensammlungen (dunkelblaue Kästchen). Zur Erstellung der jeweiligen Sammlungen werden öffentliche Datenquellen, hier als lila Kästchen dargestellt, herangezogen. Die aus diesen Quellen verwendeten Eingangsdaten fließen in der Abbildung als hellblaue Pfeile in die Datensammlungen ein. Als weitere Eingangsdaten werden die getroffenen Annahmen und die aus anderen Informationssammlungen eingehenden Daten als grüne bzw. dunkelblaue Pfeile dargestellt. So wird gezeigt, welche Interdependenzen auch zwischen den drei Modellen bestehen, und dass die Modellierung eines Teilmodells sich auf die anderen Teilmodelle auswirkt. Auf der rechten Seite der Abbildung werden die Kapitel genannt, die die gewonnenen Detailergebnisse erläutern oder grafisch veranschaulichen.

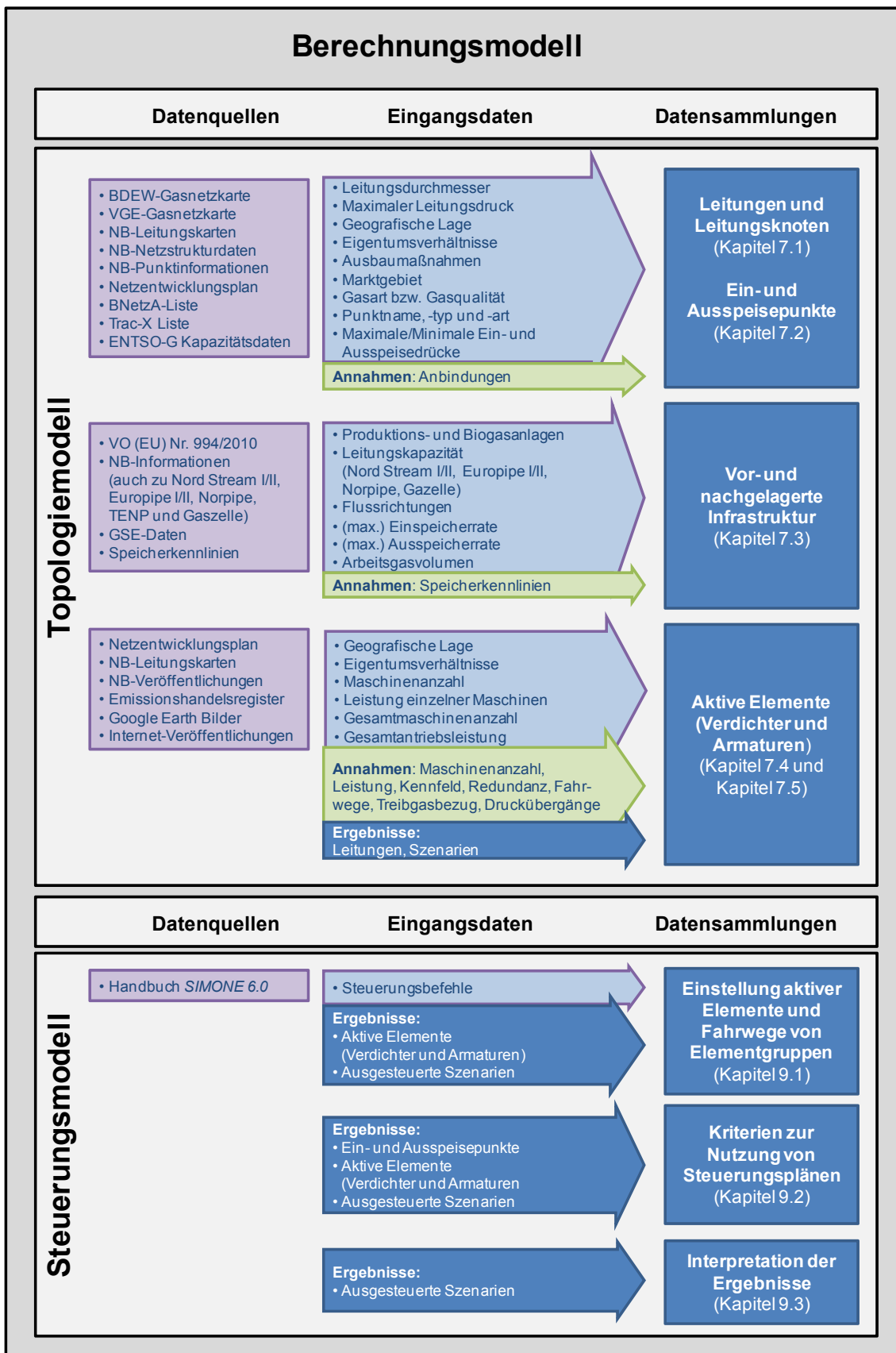


Abbildung 15: Vorgehen zur Entwicklung des Berechnungsmodells

Fortsetzung von Abbildung 15:

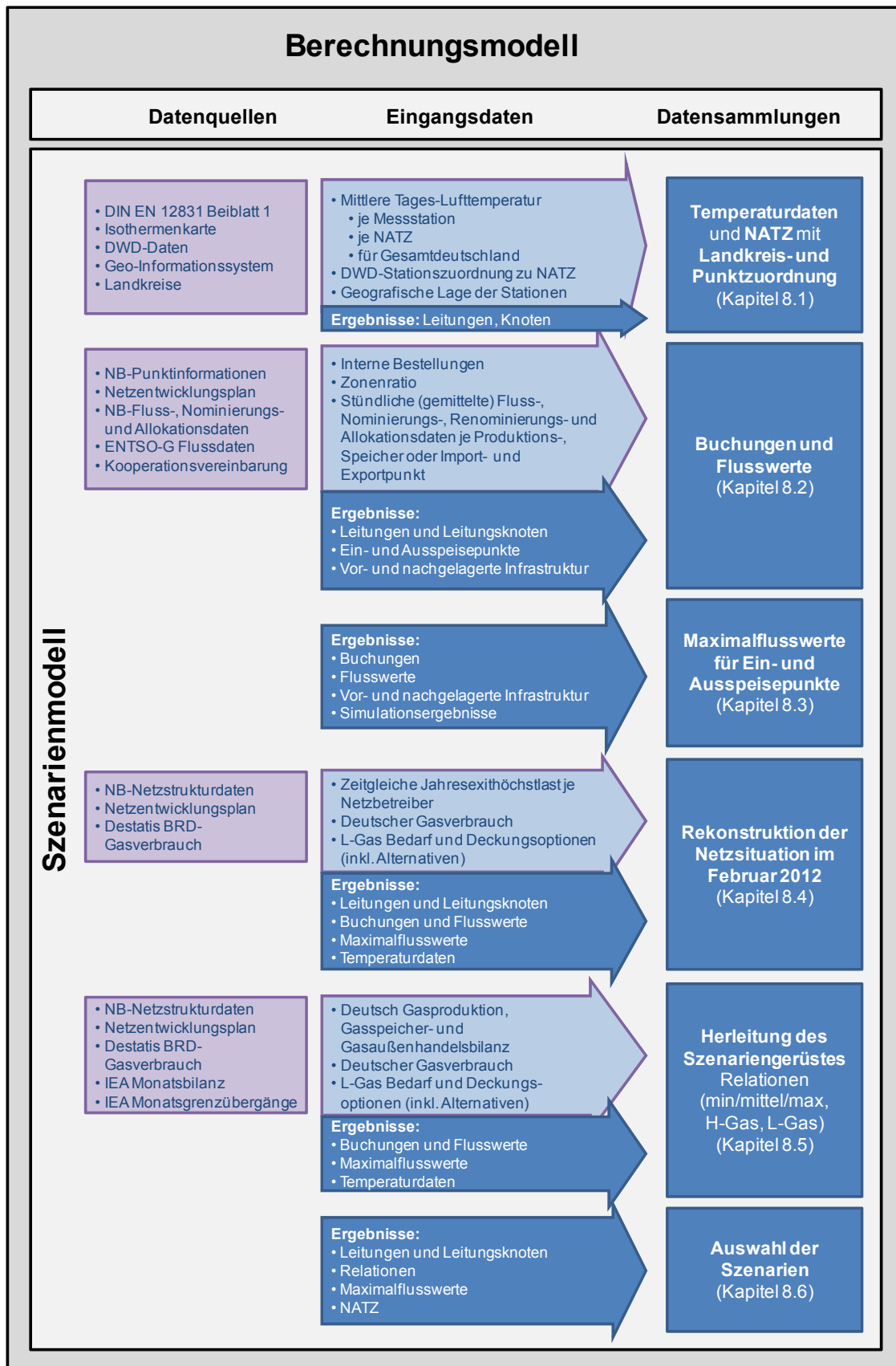


Tabelle 5 zeigt die in dieser Arbeit berücksichtigten Netzbetreiber. Von den Regionalnetzbetreibern wurde OGR und ein Teil des ETG-Leitungsnetzes im Topologiemodell in *SIMONE 6.0* integriert. Gas-Union, Avacon und Westnetz wurden aufgrund ihrer Netzgröße bzw. Bedeutung im H-Gas-Netz zur Bilanzierung und Nachbildung der Netzsituation Anfang Februar 2012 (vgl. Kapitel 8.4) in die Betrachtung aufgenommen.

Tabelle 5: Übersicht der berücksichtigten Netzbetreiber

Abkürzung	Netzbetreibername	MG-aufspannend oder regional, H- oder L-Gas
OGE	Open Grid Europe GmbH	marktgebietsaufspannend, H/L
Gascade	GASCADE Gastransport GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Ontras	ONTRAS Gastransport GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Gasunie	Gasunie Deutschland Transport GmbH	marktgebietsaufspannend, H/L
Thyssengas	Thyssengas GmbH	marktgebietsaufspannend, H/L
Terranets	terranets bw GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Bayernets	bayernets GmbH	marktgebietsaufspannend, H
GTG	Gastransport Nord GmbH	marktgebietsaufspannend, L
Jordgas	jordgasTransport GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Nowega	Nowega GmbH	marktgebietsaufspannend, H/L
GRTgaz	GRTgaz Deutschland GmbH	marktgebietsaufspannend, H
OPAL GT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	marktgebietsaufspannend, H
NEL GT	NEL Gastransport GmbH	marktgebietsaufspannend, H
LBGT	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	marktgebietsaufspannend, H
GOAL	Gasunie Ostseeanbindungsleitung GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Fluxys NEL	Fluxys Deutschland GmbH	marktgebietsaufspannend, H
Fluxys TENP	Fluxys TENP GmbH	marktgebietsaufspannend, H
OGR	Open Grid Regional GmbH	regional (berücksichtigt), H
ETG	Erdgastransportgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH	regional (teilweise berücksichtigt), H
EWE	EWE Netz GmbH	regional (bilanziell berücksichtigt), L
Gas-Union	Gas-Union Transport GmbH & Co. KG	regional (bilanziell berücksichtigt), H
Avacon	Avacon AG	regional (bilanziell berücksichtigt), H
Westnetz	Westnetz GmbH	regional (bilanziell berücksichtigt), H

Die in Abbildung 15 genannten Netzbetreiber-Veröffentlichungen werden zusammengefasst in Tabelle 6 wiedergeben, so dass in den folgenden Kapiteln, in denen die Erstellung des Berechnungsmodells erläutert wird, nur noch Bezug auf die Sammelwerke genommen wird. Die meisten Verdichterinformationen stammen aus

dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 vom 1. April 2013 [39] und dem Nationalen Allokationsplan für die zweite Zuteilungsperiode für Emissionszertifikate des Deutschen Emissionshandelsregisters (DEHSt) [120], [121] und werden nicht in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Quellen der Information-Sammlungen

Netzbetreiber	NB-Netzstrukturdaten, Stand: Dez. 2012	NB-Leitungskarten, Stand: Dez. 2012	NB-Punktinformationen (Buchungs-, Fluss-, Nominierungs- und Allokationsdaten), Stand: Feb. 2012	Verdichtete Informationen, Stand: Feb. 2012
OGE	[122]	[123], [124]	[125]	[126], [127], [128], [129], [130], [131], [132], [133], [134]
Gascade	[135]	[136], [137]	[138]	[139], [140]
Ontras	[141]	[142], [143]	[144]	---
Gasunie	[145]	[146], [124]	[147]	[148], [149], [150], [151], [130], [152]
Thyssengas	[153]	[154]	[155]	[156], [157], [152]
Terranets	[158]	[159]	[160]	[161], [162]
Bayernets	[163]	[164]	[165]	---
GTG	[166]	[167]	[168]	---
Jordgas	[169]	[170], [124]	[171]	[130]
Nowega	[172]	[173]	[174]	---
GRTgaz	[175]	[176], [177], [124]	[178]	[127], [128], [129]
OPAL GT	[179]	---	[180]	[181]
NEL GT	[182]	---	[183]	---
LGBT	[184]	---	---	---
GOAL	[185]	---	---	---
Fluxys NEL	[186]	---	[187]	---
Fluxys TENP	[188]	[189], [124]	[187], [190]	[127],
EWE	[191]	[192]	[193], [194]	---
OGR	[195]	[196]	[125]	---
ETG	[197]	[198]	---	---
Gas-Union	[199]	[200]	---	---
Avacon	[201]	---	---	---
Westnetz	[202]	---	---	---

7 Topologiemodell

Das Topologiemodell bildet das deutsche H-Gas-Netz der 17 Fernleitungsnetzbetreiber, die in Tabelle 5 aufgeführt sind, ergänzt um das Netz der OGR und einen Teil des Netzes der ETG, ab. Es besteht aus mehreren Komponenten, die einzeln ermittelt und in einem Geoinformationssystem (GIS) oder in einem Simulationsprogramm kombiniert werden. Die Grundlage bilden Leitungen und Leitungsknoten, die geografisch angeordnet werden. Die Ein- und Ausspeisepunkte und Verdichterstationen können anhand von Karten sowie geografischen und weiteren Informationen an die Leitungen angebunden werden. Armaturen werden größtenteils mittels Annahmen in die Topologie integriert. Angaben zu Eigentümer, Betreiber sowie Inbetrieb- und ggf. Außerbetriebnahmen sollten möglichst für alle Topologieelemente vorliegen. Dabei können Inbetriebnahmen, insbesondere mittels des jährlichen NEPs, gepflegt werden. Der Betrachtungszeitpunkt, für den das Modell erstellt wurde, ist Januar 2014, so dass davorliegende In- und Außerbetriebnahmen berücksichtigt, Nachfolgende unberücksichtigt bleiben.

7.1 Leitungen und Leitungsknoten

Einzelne Leitungen und Leitungssegmente werden über Leitungsknoten miteinander verbunden. Sie bilden das Rückgrat der Topologiemodellierung und beeinflussen die Modellierung der aktiven Elemente, wie Verdichter, Regler und Schieber (vgl. Kapitel 7.4 und 7.5).

7.1.1 Datenverfügbarkeit

Für die Modellierung eines Leitungssegments müssen die geografische Lage mit Anfangs- und Endknoten, deren Höhe über dem Meeresspiegel und deren Verbindung zu anderen Netzelementen, die Leitungslänge, der Innen- und der Außendurchmesser, die (scheinbare) Rohrrauigkeit, der maximale Leitungsdruck, die maximale Temperatur und die maximale Leitungsgeschwindigkeit bekannt sein. Zur Einordnung in die Topologie sollten außerdem der Eigentümer, der Betreiber und die operative Gasqualität bekannt sein, d. h. ob die Leitung mit H-Gas, mit L-Gas oder mit beiden Gasarten betrieben werden kann.

Die geografische Lage, Länge, maximaler Betriebsdruck, Anfangs- und Endknoten sowie die operative Gasqualität können für die meisten Leitungen aus der BDEW-

Gasnetzkarte [203] und der VGE-Gasnetzkarte [204] entnommen werden. Dabei sind bei der VGE-Karte auch geografische Koordinaten hinterlegt. Außerdem veröffentlichen die Netzbetreiber auf ihren Internetseiten Netzstrukturdaten und Leitungskarten in unterschiedlichen Detaillierungsgraden, so dass auch der Eigentümer bzw. der Betreiber des Netzes gut zuzuordnen oder zu überprüfen ist (für eine Übersicht der Netzbetreiber-Datenquellen siehe Tabelle 6).

7.1.2 Ergänzende Annahmen

Da nicht alle benötigten Informationen zur Leitungsmodellierung öffentlich verfügbar sind, müssen einige Annahmen getroffen werden bzw. Informationen aus anderen Modellkomponenten mit den Leitungsinformationen kombiniert werden. Dies ist insbesondere der Fall für Netzkopplungen, Gasqualität, Rohrreibungszahl, Innendurchmesser, Höhe und maximale Geschwindigkeit.

Die Verbindungsstellen von Leitungsnetzen unterschiedlicher Netzbetreiber heißen Netzkopplungspunkte (NKP). Neben den grafisch verfügbaren Daten aus den oben genannten Netzbetreiberkarten, werden auch Informationen über Ein- und Ausspisepunkte (vgl. Kapitel 7.2) oder über vor- und nachgelagerte Infrastruktur (vgl. Kapitel 7.3) zur Bestimmung der Netzkopplungspunkte herangezogen. Diese werden aber mittlerweile marktgebietsintern und auch an den Marktgebietsrändern von den Netzbetreibern meist nicht mehr veröffentlicht, da sie aufgrund der Pflicht zum Angebot von Bündelkapazitäten (s. Kapitel 4.2) nicht mehr buchbar sind. Eine Quelle war bis 2013 noch die Transparenzplattform von ENTSO-G [205], die aktuell aber auch nur noch Marktgebietsübergänge veröffentlicht.

Liegen keine Quellen für einzelne Netzkopplungspunkte vor, müssen insbesondere bei sich kreuzenden oder parallelen Leitungen Annahmen zur Netzkopplung getroffen werden (vgl. Abbildung 16). Große Leitungen mit unterschiedlichen Eigentümern wurden deshalb an einigen Stellen per Absperrarmatur trennbar miteinander verbunden, aber teilen sich keine Verdichterstationen oder Regelanlagen. Es wurde allerdings auch häufiger angenommen, dass Leitungen ohne jegliche Verbindung parallel zueinander liegen oder sich kreuzen, insbesondere mit dem historischen Wissen über die Entstehung von Gascade (ehemals Wingas).

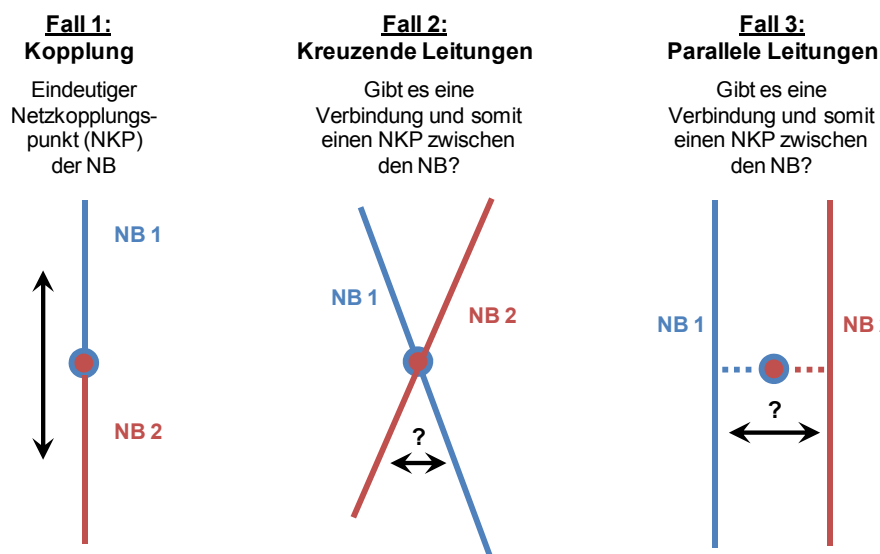


Abbildung 16: Mögliche Netzkopplungspunkte zwischen zwei Netzbetreibern

Könnte die operative Gasqualität einer Leitung oder eines Systems nicht genau bestimmt werden, wurden die Angaben zur Gasqualität der Ein- und Ausspeisepunkte als Indikation bzw. zur Überprüfung der Angabe herangezogen.

Da weder Alter noch Material oder Beschichtung der Leitungen öffentlich bekannt sind, wurde für das Topologiemodell einheitlich ein Wert von $\lambda = 0,012$ für die Rohrreibungszahl angenommen [112]. Auch die maximale Gasgeschwindigkeit und maximale Leitungstemperatur wird nicht veröffentlicht, wird aber für alle Leitungssegmente mit 20 m/s und 50 °C angenommen. Nähere Erläuterungen zu diesen Annahmen finden sich in Kapitel 5.2.1.

Des Weiteren wurde angenommen, dass der veröffentlichte Außendurchmesser näherungsweise als Innendurchmesser für die Leitungsmodellierung angesetzt werden kann. Bei Leitungen mit einer Nennweite DN größer 600 beträgt die Wanddicke etwa 1 % der Nennweite [49]. Auch die genaue Bestimmung der Wanddicken der Leitungen und somit der Innendurchmesser wäre nur mit Kenntnis von jeweiligem Leitungsalter und -material möglich.

Die Höhe über dem Meeresspiegel wird in keiner Veröffentlichung angegeben. Sie könnte mittels der geografischen Lage der Leitungsanfangspunkte und Leitungsendpunkte ermittelt werden, allerdings wurde darauf in dieser Arbeit verzichtet.

7.1.3 Datenauswertung

Das Leitungsnetz mit allen Leitungsknoten wurde von dem Institut für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal erstellt. Dazu mussten bei der VGE-Karte die Bezüge einzelner Leitungen in dem geografischen Koordinatensystem angepasst werden. Parallel wurde die BDEW-Karte verwendet, die durch georeferenzierte Hintergrundkarten zusammengesetzt wurde.

Der Loop der Gascade-Leitung STEGAL, der im März 2006 in Betrieb gegangen, jedoch weder auf BDEW- noch auf VGE-Karte zu finden ist, wurde zwischen den Orten Reckrod und Eischleben in das Modell integriert [206]. Zusätzlich enthält die Abbildung auch Leitungen und Verdichter, die bis zum Betrachtungszeitraum Januar 2014 im Leitungsnetz neu gebaut worden sind, aber aufgrund ihrer Aktualität in den genannten Quellen keine Berücksichtigung finden. Es handelt sich hierbei um die MEGAL-Loops Rothenstadt-Schwandorf und Schwandorf-Windberg [207], den OGE-Loop Sannerz-Rimpar [39], den MIDAL-Loop Reckrod-Wirtheim [208] und die Einbindung der MIDAL in die MEGAL mittels der Anschlussleitung Herchenrode-Gernsheim und den Bau einer neuen Station mit einer Maschine mit 8 MW Verdichtungsleistung in Gernsheim [209], [210]. Den aktuellen Stand über die modellierten Leitungen gibt Abbildung 19 auf S. 117 wieder.

Insgesamt konnte so aus den öffentlichen Daten und ergänzenden Annahmen das H-Gas-Leitungsnetz mit 4.708 Leitungsknoten und 4.230 Leitungssegmenten bei einer Gesamtlänge von 25.335 km erstellt werden.

7.2 Ein- und Ausspeisepunkte

Insgesamt wurden für das deutsche H-Gas-Fernleitungsnetz 149 Entry-Punkte und 2.721 Exit-Punkte modelliert, die Anschlüsse zu vor- oder nachgelagerten Netzen oder Anlagen darstellen.

7.2.1 Datenverfügbarkeit

Für die Modellierung von Ein- und Ausspeisepunkten müssen Daten wie Punkt- bzw. Webname, Ort, Höhe, Verbindung zum Leitungsnetz, Gaszusammensetzung oder Gasqualität und Wobbe-Index, Ein- oder Ausspeisezonenzugehörigkeit und Zonenratio, alternative Brennstoffversorgung, maximaler und minimaler Ein- und Ausspeisedruck und Flussrichtung zusammengetragen werden. Zur Auswertung

der Flussdaten in Kapitel 8.2 ist es außerdem wichtig, den Betreiber des vor- bzw. nachgelagerten Systems und die Art des Punktes zu kennen.

Bei der Art des Punktes kann es sich um eine angeschlossene Produktionsstätte (Prod), einen Grenzübergangspunkt (GÜ), eine Mischanlage (Misch), einen Netzkopplungspunkt zwischen Fernleitungsnetzbetreibern (MÜ), einen Netzkopplungspunkt zwischen Fernleitungsnetzbetreiber und nachgelagertem Netzbetreiber mit interner Bestellung (NKP-IB), einen Netzanschlusspunkt direkt versorgter Endkunden wie Kraftwerk oder Industrieunternehmen (NAP-KW bzw. NAP-IND) oder einen Netzanschlusspunkt zu einem Gasspeicher (NAP-SP) handeln.

Dabei weisen Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkte oftmals eine vertraglich vereinbarte und auch reale Unterbrechbarkeit auf, falls ein Produktionsausfall in Kauf genommen werden kann oder eine anderweitige Versorgung möglich ist. Im nachgelagerten Netzbereich gibt es aber auch einen Großteil geschützter Kunden (vgl. Kapitel 4.2.5), die nicht unterbrochen werden dürfen. Auch von Interesse ist, dass Gas aus erneuerbaren Quellen, wie in Kapitel 4.3 beschrieben, Einspeisevorrang hat. Zur Einordnung in das Szenarienmodell ist daher eine detaillierte Beschreibung der Punktart, beispielsweise Bäcker, Glasfabrik, Krankenhaus oder Biogas-Einspeisung, wünschenswert.

Die meisten dieser Daten konnten aus den in Tabelle 6 angegebenen Punktinformationen gewonnen werden. Die Anzahl der Ausspeisepunkte konnte mit den Angaben der Netzstrukturdaten verglichen werden. Zusätzlich wurden Informationen aus dem NEP Anlage 1 [211], der Liste der buchbaren Punkte der Primärkapazitätsplattform Trac-X (heute PRISMA) [212], der Liste der maßgeblichen Punkte der BNetzA [213] und der ENTSO-G Kapazitätsdatenkarte [214] verwendet.

7.2.2 Ergänzende Annahmen

Zur Netzberechnung muss für jeden Punkt eine Verbindung zum Leitungsnetz bestehen. Zur geografischen Zuordnung der Punkte zu den Leitungen wurden die Webnamen der Punkte, die einen Ort oder Ortsteil enthalten, verwendet. Auf der BDEW-Karte, die auch Leitungsinformationen enthält, sind solche Ein- und Ausspeisepunkte meistens mit orangenen Kreisen markiert, so dass die Verknüpfung von Punktort und Leitung bei der Mehrzahl aller Fälle direkt möglich ist. Ergänzt wurden diese Angaben, falls vorhanden, durch detaillierte Netzbetreiber-

Leitungskarten. Konnten die Punkte nicht direkt zugeordnet werden, wurden sie mit dem kürzesten Abstand zur Leitung verbunden.

Eine besondere Herausforderung bei der Zuordnung stellten die verschlüsselten NAP von Bayernets dar, die keine Ortsangabe enthalten. Hier wurden aus der BDEW-Karte die noch nicht zugeordneten Bayernets-Übergabestellen herausgesucht und die Exit-Punkte geordnet nach der Höhe der gebuchten Kapazitäten (s. Kapitel 8.2) an die Leitungen mit dem größten Durchmesser bzw. Druck gelegt.

Für die Rekonstruktion der bilanziellen Netzsituation im Februar 2012 wurden Informationen über die netzinternen Ein- und Ausspeisepunkte benötigt (vgl. Kapitel 8.4). Rückschlüsse auf diese innerdeutschen Netzbetreiberkopplungspunkte konnten teilweise aus Informationen eines der beiden Kopplungspartner gezogen werden. Waren beidseitig keine Informationen verfügbar, wurden diese aus der Leitungssituation rekonstruiert. Kopplungspunkte innerhalb einer gemeinschaftlichen Leitung wurden nur berücksichtigt, sofern sie veröffentlicht worden sind, d. h. es wurden keine weiteren „In-Pipe“-Kopplungspunkte hinzugefügt.

Traten Unstimmigkeiten zwischen Leitungs- und Vertragsdrücken auf, wurden im Einzelfall Annahmen getroffen. Dazu wurden beispielsweise die Drücke der nächstgelegenen Leitungen oder bei Gemeinschaftseigentum die Veröffentlichungen der Miteigentümer berücksichtigt.

Die Gaszusammensetzung an den Entry-Punkten wird nicht veröffentlicht, so dass meist nur eine Spannbreite an oberen Brennwerten bekannt ist. Für die Berechnung muss also eine typische mittlere Gaszusammensetzung für jeden Entry angenommen werden. Die hierfür verwendeten mittleren Zusammensetzungen finden sich in Tabelle 2 auf S. 56. Dabei wurden den Entry-Punkten Emden, Dornum und Ellund die H-Gaszusammensetzung aus der Nordseeregion und den Punkten Greifswald, Kamminke, Mallnow, Lasow, Brandov, Deutschneudorf und Waidhaus die russische H-Gaszusammensetzung zugeordnet. Allen anderen Importpunkten wurde die gemischte H-Gaszusammensetzung zugeordnet, da die Herkunft des ankommenden Gases nicht genau bestimmbar ist. Beispielsweise kann Gas aus Belgien auch größere LNG-Anteile enthalten. Den Speicher-Entrypunkten wurde ebenfalls die gemischte H-Gaszusammensetzung zugeordnet, da Gas unterschiedlicher Herkunft gespeichert wird. Den geringen Gasmengen der Produktionspunkte wurde vereinfacht ebenfalls die gemischte H-Gaszusammensetzung zugeordnet.

7.2.3 Datenauswertung

Aus allen ausgewerteten Daten der Netzbetreiber konnten insgesamt 149 Einspeisepunkte und 2.721 Ausspeisepunkte für das H-Gas-Netz ermittelt werden. Die Daten wurden auch für alle L-Gas-Punkte der berücksichtigten Netzbetreiber zusammengestellt, um eine Bilanz für die Netzsituation im Februar 2012 zu erstellen (vgl. Kapitel 8.4).

Jedem dieser Punkte wurde ein interner Primärschlüssel zur eindeutigen Identifikation zugeordnet, der gleichzeitig auch als Kontenname im GIS-System und Simulationsprogramm dient. Der angelegte Datensatz pro Punkt enthält neben diesem Primärschlüssel Informationen über den Webnamen, den Netzbetreiber, den angrenzenden Netzbetreiber, das Land des angrenzenden Netzbetreibers, die vermutete Gasquelle, die Marktgebietszugehörigkeit, die Punktart, die Zonenzugehörigkeit und das zugehörige Ratio, die maximalen und minimalen vertraglichen und technischen Ein- bzw. Ausspeisedrücke, die Flussrichtungen sowie die In- und Außerbetriebnahmedaten. Über die Punktart erfolgt weiterhin eine Einstufung nach inländischer Produktion, inländischem Verbrauch, Ein- und Ausspeicherung sowie Im- und Export. Die deutschen Import-, Export-, Produktions- und Speicher-Punkte sind in Abbildung 19 auf S. 117 dargestellt.

Für jeden Entry- und Exit-Punkt wurden von dem Institut für Erdöl- und Erdgastechnik außerdem X- und Y-Koordinaten ermittelt, mit denen auch die Zugehörigkeit zum Allgemeinen Gemeindeschlüssel (AGS) bestimmt werden konnten. Diese Angaben wurden sowohl für die Zuordnung der Punkte zu den Leitungen als auch zu den Norm-Auslegungstemperatur-Zonen (NATZ) verwendet (s. Kapitel 8.1.2).

Die von den Netzbetreibern veröffentlichten Drücke an den Entry- und Exit-Punkten werden als Maximum des minimalen technischen und vertraglichen Druckes sowie als Minimum des maximalen technischen und vertraglichen Druckes in der Simulation verwendet.

Bidirektionale Punkte, beispielsweise Kopplungen zu angrenzenden ausländischen Netzbetreibern oder Anschlüssen an Speicher, wurden in jeweils einen Entry und einen Exit unterteilt, auch wenn der reale Punkt nur ein Flansch an einer Leitung ist. Aufgeteilt wurden auch Entry- und Exit-Punkte von Gemeinschafts- und Joint-Venture-Leitungen sowie Leitungen in Bruchteilseigentum. Auch wenn dort real nur eine Leitung und ein Flansch existieren, wurde jedem Netzbetreiber mit einem Ei-

gentumsanteil an der Leitung jeweils ein eigener Punkt, im Falle von bidirektionaler Nutzung jeweils ein Entry- und ein Exit-Punkt zugeordnet. Dieses Vorgehen erlaubt sowohl eine separate als auch eine gemeinsame Bilanzierung der verschiedenen Netzbetreiber.

7.3 Vor- und nachgelagerte Infrastruktur

Zu den großen vor- und nachgelagerten Infrastrukturen des deutschen Fernleitungsnetzes gehören Gasproduktionsanlagen, große Im- und Exportleitungen und Speicher.

7.3.1 Datenverfügbarkeit

Deutsche Gasproduktionsanlagen produzieren hauptsächlich L-Gas und kleinere Mengen H-Gas. Obwohl aktuell schon nur noch knapp ein Siebtel des deutschen Bedarfs inländisch gedeckt werden kann (vgl. Abbildung 6, S. 24), sind deutsche Produktionsmengen stark rückläufig [65]. Die geografische Lage konnte über die Netzbetreiber-Informationen zu Ein- und Ausspeisepunkten gewonnen werden, weitere Informationen über die Produktionsfelder wurden nicht öffentlich gefunden.

Daneben werden aufgrund der Energiewende deutschlandweit immer mehr Biogasanlagen gebaut. Zumeist speisen diese aber nicht direkt in das Fernleitungsnetz, sondern zur Einsparung von Verdichterarbeit in nachgelagerte Netze ein. Sind die Abnahmen in diesen Netzen zu gering, kann es allerdings zu Rückspeisungen in das Fernleitungsnetz kommen. Aufgrund der Größe von Biogas-Anlagen wurden nur die von den Netzbetreibern veröffentlichten Punktinformationen aufgenommen.

Zu den großen Deutschland vorgelagerten Offshore-Leitungen gehören Nord Stream I und II, Europipe I und II und Norpipe. Diese Leitungen sind nicht mit anderen Leitungssystemen vermascht, so dass auch Informationen über Maximalkapazitäten veröffentlicht werden. Für vor- und nachgelagerte Leitungen, die zu komplexeren Leitungssystemen gehören, wie beispielsweise das Netz des belgischen Netzbetreibers Fluxys Belgium SA, werden dagegen derartige Informationen nicht veröffentlicht.

Über existierende Untergrundspeicher und Neubauprojekte sind viele Informationen verfügbar, da Speicher diversen Veröffentlichungspflichten durch die Rahmenbedingungen der Regulierung unterliegen (vgl. Kapitel 4.1).

7.3.2 Ergänzende Annahmen

Da die Fernleitungsnetzbetreiber nach der europäischen Versorgungssicherheitsverordnung (EU) Nr. 994/2010 Artikel 6 (5) „so schnell wie möglich und spätestens bis zum 3. Dezember 2013 dauerhafte Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen in allen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten“ anbieten müssen, wird die Grundannahme getroffen, dass sämtliche Grenzübergangspunkte reversiert sind. Von dieser Regelung können zwar Ausnahmegenehmigungen von der Europäischen Kommission erteilt werden, die aber im Rahmen dieser Arbeit nicht bekannt sind.

Abweichend von dieser Grundannahme werden nur die Grenzübergänge als unidirektional modelliert, bei denen dafür eine Indikation besteht. Da die Leitungen Norpipe, Europipe I und II und Nord Stream I und II dem Import von Gas aus norwegischen und russischen Quellen dienen, wird angenommen, dass sie nicht bidirektional betreibbar sind. Aus Veröffentlichungen kann weiterhin entnommen werden, dass die TENP Süd noch nicht reversiert ist [189]. Aus veröffentlichtem Kartenmaterial sowie Buchungs- und Flusssdaten kann zusätzlich geschlossen werden, welche Grenzübergangspunkte nur in einer Richtung nutzbar sind (vgl. Abbildung 2, S. 18, und Kapitel 8.2, S.130).

Zusammengefasst wird davon ausgegangen, dass die Grenzübergangspunkte Waidhaus, Greifswald, Dornum, Emden, Bocholtz-Vetschau und Kamminke nur dem Import, die Grenzübergangspunkte Wallbach, Brandov, Gubin, Pfronten und Basel-Kleinhüningen, Basel-Klybeck, Thayngen-Fallentor, Leiblach-Grenze und Lindau-Grenze nur dem Export dienen. Die Einspeisepunkte Dornum und Emden, an denen die Norpipe und Europipe Leitungen anlanden, sind, wie auf Leitungskarten sichtbar, untereinander mit einer Leitung verbunden. Diese gehört aber zu keinem Marktgebiet und wird, auch wenn auf deutschem Boden, nicht zur deutschen Fernleitungsinfrastruktur gezählt.

7.3.3 Datenauswertung

Zu den H-Gas-Produktionsanlagen gehören Loeningen, Rehden, Dötlingen, Groothusen, Bahnsen, Imbrock, Leer, Visselhövede und Norderschubyfeld, die allesamt in Norddeutschland liegen. Auch die L-Gas-Produktionsanlagen liegen ausschließlich im Norden Deutschlands im Weser-Ems- und Elbe-Weser-Gebiet, genauer in Schneeren, Frenswegen, Lehringen, Rehden, Unterlüß, Steinbrink, Voigtei, Steinfeld-Düpe, Sulingen, Dötlingen und Husum. Produktionsanlagen werden nur als Einspeisepunkte modelliert.

Der NEP 2014 [65] nimmt mit Sicherheitsabschlag eine maximale Produktion von 1,18 Mio. m³/h in Deutschland an, was bei einem durchschnittlichen Brennwert von 10 kWh/h eine Produktion von 11,8 GWh/h ergeben würde. Nach *B. Sauer* (2015) [215] beläuft sich die Produktionsleistung maximal auf ca. 13,36 GWh/h und kann zum Großteil alternativ in das H-Gas oder L-Gas-Netz eingespeist werden. Es ist allerdings aufgrund der größer werdenden Deckungslücke im L-Gas davon auszugehen, dass meist nur geringe Mengen deutschen Gases in das H-Gas-Netz eingespeist werden. Die benötigten Gasmengen werden stattdessen über die in Tabelle 7 zusammengefassten, Deutschland vorgelagerten Leitungen importiert.

Tabelle 7: Daten der großen Deutschland vorgelagerten Importleitungen

	IBN	Maximale Kapazität*		Druck	Quelle
Nord Stream I	Nov. 2011	~27,5 Mill. m ³ /a	~35,1 Mio. kWh/h	100 - 220 bar	[54]
Nord Stream II	Okt. 2012	~27,5 Mill. m ³ /a	~35,1 Mio. kWh/h		
Europipe I	Okt. 1995	~16,8 Mill. m ³ /a	~22,0 Mio. kWh/h	80 - 160 bar	[216]
Europipe II	Okt. 1999	~25,9 Mill. m ³ /a	~33,9 Mio. kWh/h		
Norpipe	Sept.1997	~11,7 Mill. m ³ /a	~15,3 Mio. kWh/h		

* Umrechnung mit einem Brennwert von 11,18 kWh/m³ für russisches und 11,46 kWh/m³ für norwegisches Gas wie in Tabelle 2 angegeben

Auch die Punkte, an denen die Leitungen in Deutschland angebunden sind, werden ausschließlich als Einspeisepunkte modelliert. Das Neubauprojekt Gazelle, das im Januar 2013 fertiggestellt wurde und eine ungefähre Kapazität von 42 Mio. kWh/h bei einem Druckniveau von 73 bar aufweist [217], [218], dient der Verlängerung der Nord Stream und OPAL auf tschechischer Seite und ist in Waidhaus wieder in das deutsche System eingebunden. Sie kann somit als Loop zum innerdeutschen System fungieren, wenn in Brandov nach Tschechien ausgespeist und die gleiche

Menge in Waidhaus wieder eingespeist wird. Es können aber auch Mengen in Tschechien verbleiben, so dass sie dann auch eine Exportfunktion übernimmt.

Gemäß den oben genannten Annahmen dienen die Grenzübergangspunkte Greifswald, Waidhaus, Dornum, Emden, Bocholtz-Vetschau und Kamminke nur dem Import, während die Grenzübergangspunkte Wallbach, Brandov, Gubin, Pfronten und Basel-Kleinhüningen, Basel-Klybeck, Thayngen-Fallentor, Leiblach Grenze und Lindau-Grenze nur dem Export dienen. Alle anderen Grenzübergangspunkte werden bidirektional als Hybridpunkte modelliert.

Über die großen deutschen Untergrundspeicher können Daten wie Betreiber, Speicherart, Arbeitsgasvolumen, maximale Ein- und Ausspeicherrate sowie In- bzw. Außerbetriebnahmedaten erhoben werden [219]. Zusätzlich wurde mittels geografischer Lage und Netzanschluss die Gasqualität ermittelt. In Anhang 12.2 werden die wichtigsten Informationen zusammengefasst.

Zu beachten ist, dass die Ein- und Ausspeicherraten abhängig vom Füllstand des Speichers sind. So hat jeder Speicher eine ganz eigene Charakteristik. Zur Vereinfachung wurde aber von einer einheitlichen Kennlinie ausgegangen (vgl. Kapitel 5.2.5).

Würde Deutschland eine direkte Anbindung an ein LNG-Regasifizierungsterminal besitzen, könnte dieses ähnlich einem Speicher-Entry mit konstanter Ausspeicherrate modelliert werden, bei dem keine Einspeicherung möglich ist.

Aus diesen Informationen über die vor- und nachgelagerte Infrastruktur können Vergleichs- und Ergänzungswerte für maximale Flüsse und Drücke für diese wichtigen Ein- und Ausspeisepunkte als Ergänzung zu den Veröffentlichungen der Netzbetreiber-Punktinformationen gewonnen werden (s. Kapitel 8.3).

Die Lage der oben beschriebenen Entry- und Exit-Punkte kann Abbildung 19 auf S. 117, entnommen werden.

7.4 Verdichterstationen

Verdichterstationen sind die komplexesten Elemente in einem Leitungsnetz. Sie können, je nachdem welche Informationen zugänglich sind bzw. welche Detailtiefe gewünscht ist, sehr detailliert oder sehr grob modelliert werden. Mindestens sollten der Eigentümer bzw. Betreiber der Anlage, der Standort, die Maschinenanzahl, -art und -leistung, Treibgasbezug sowie die eingebundenen Leitungen und deren Druckstufe für die Modellierung bekannt sein. Genauer kann modelliert werden, wenn Maschinenkennfelder und mögliche Fahrwegskombinationen bekannt sind.

7.4.1 Datenverfügbarkeit

Für Verdichterstationen liegen kaum öffentliche Daten vor, so dass es an einigen Stellen sogar schwierig ist, die geografische Lage zu bestimmen. Die Anzahl der Verdichterstationen und der Verdichtermaschinen sowie die Gesamtverdichterleistung können meist aus Netzbetreiber-Informationen, Internet-Veröffentlichung und dem Netzentwicklungsplan geschlossen werden, deren Quellen in Kapitel 6 ausführlich beschrieben sind. Bei Gemeinschaftseigentum müssen Doppelzählungen berücksichtigt werden, weswegen auch Informationen über Leitungen aus Kapitel 7.1 einfließen.

Für die meisten Stationen können jedoch Adressen mittels Netzbetreiber-Leitungskarten, Branchenbuch und nationalem Allokationsplan des DEHSt ermittelt werden. Ist die geografische Lage bekannt, kann diese mit Google Earth Bildern verifiziert werden, die dann gleichzeitig bei der Bestimmung der Anzahl der Verdichtermaschinen bzw. ihrer Antriebsart genutzt werden können. Sind Schornsteine zu sehen, kann angenommen werden, dass dort eine Gasturbine im Einsatz ist (s. Abbildung 17). Zusätzlich kann der nationale Allokationsplan bei der Bestimmung der Verdichterleistung je Station helfen, da außer Gascade kein anderer Netzbetreiber die Anzahl der Maschinen und deren Leistung je Station veröffentlicht.

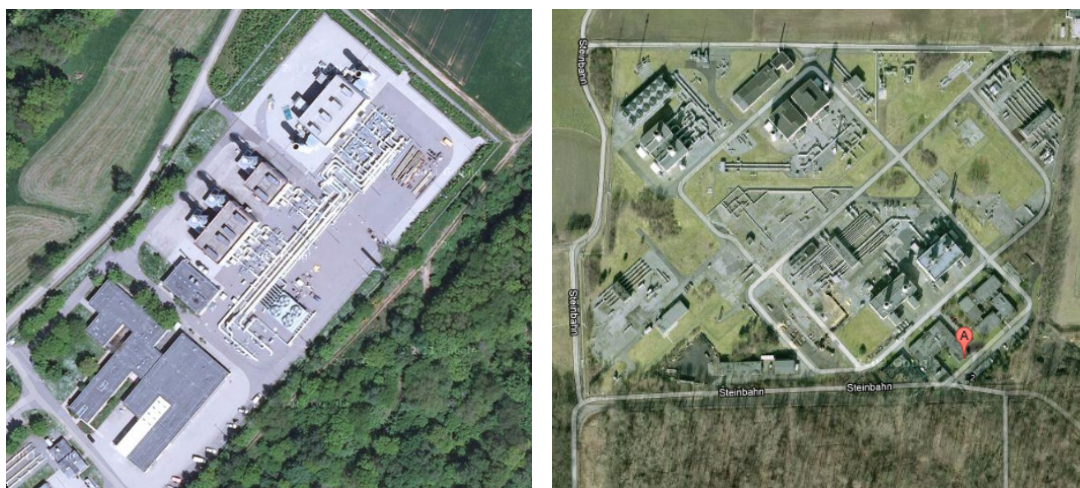


Abbildung 17: Stationen MEGAL Mittelbrunn (li.) und OGE Werne (re.)

Abbildung entnommen aus Google Earth [220]

Keinerlei öffentliche Informationen sind verfügbar über Kennfelder, Wirkungsgrade, interne und externe Fahrwege, maximalen Durchfluss, maximale Eingangs- und Ausgangsdrücke, maximales Verdichtungsverhältnis, Druckverluste, Treibgasbezug, Vorwärm-, Anti-Ice- und Kühlsystem sowie Redundanzen.

7.4.2 Ergänzende Annahmen

Da die öffentlichen verfügbaren Daten noch nicht einmal ein vollständiges Bild über die wichtigsten, zur Modellierung notwendigen Informationen liefern, müssen viele Annahmen getroffen werden. Dies führt auch dazu, dass der Detaillierungsgrad der Verdichterstationen grob ist. Eine detaillierte Modellierung, die nur auf ungesicherten Annahmen beruht, ist nicht sinnvoll.

Bereits für die Zuordnung der Anzahl und Leistung der einzelnen Verdichtermaschinen zu einer Station müssen Annahmen getroffen werden. Dafür wurden alle verfügbaren, oben genannten Informationen in einer Tabelle so miteinander kombiniert, dass sie ein in sich stimmiges Bild ergeben. So konnten die NEP-Daten, die je Netzbetreiber die Gesamtzahl der Verdichterstationen, die Gesamtzahl der Verdichtermaschinen und die Gesamtleistung angeben, mit weiteren Einzelinformationen kombiniert werden. Auch die Google Earth Bilder konnten genutzt werden, um anhand der Anzahl der Schornsteine eine Idee über die Anzahl der gasbetriebenen Verdichter der Station zu bekommen. Auf den in Abbildung 17 gezeigten Stationen MEGAL Mittelbrunn und OGE Werne sind 5 bzw. 8 Schornsteine zu sehen. Die Stationsleistungen wurden aus dem nationalen Allokationsplan ab-

geschätzt. Dazu wurden Emissionen von $0,055 \text{ tCO}_2/\text{GJ}_{\text{Gas}}$ bzw. $0,1998 \text{ tCO}_2/\text{MWh}_{\text{Gas}}$ für die Verbrennung von H-Gas zugrundegelegt [221]. Mit dieser Angabe kann aus der CO_2 -Zertifikatezuteilung der Treibgasverbrauch pro Jahr und mittels Benutzungsstunden die Feuerungswärmeleistung je Station berechnet werden. Unter der Annahme eines Verbrennungswirkungsgrades von 28 % kann so die Kupplungsleistung der Antriebswelle abgeschätzt werden. Unter Vernachlässigung weiterer Wirkungsgrade, wie mechanischem oder isentropem Wirkungsgrad, kann die Kupplungsleistung als Verdichtungsleistung, die ins Gas eingebracht wird, angenommen werden. Falls keine weiteren Informationen öffentlich verfügbar waren, wird diese Verdichtungsleistung im gleichen Verhältnis auf die Anzahl der Stationsmaschinen aufgeteilt.

Die größte Maschineneinheit wird in der Modellierung als Reserveeinheit verwendet, die bis zu fünf Maschinen besichert. Treibgas wird den der Verdichtung vorgelegten Leitungen entnommen, d. h. für Verdichterleistung im H-Gas aus H-Gas-Leitungen, für Verdichterleistung im L-Gas aus L-Gas-Leitungen. Für die Vorwärm- und Kühlsysteme wird angenommen, dass eine Temperatur von 5 °C nicht unterschritten und eine Temperatur von 50 °C nicht überschritten wird. Eine Gasgeschwindigkeit von mehr als 20 m/s sollte auch auf Stationen vermieden werden (vgl. auch Kapitel 5.2.1 und Kapitel 5.2.2).

Da keinerlei Verdichterkennfelder für Verdichterstationen öffentlich verfügbar sind und auch Herstellerangaben zu Einzelmaschinen nur bedingt die realen Begebenheiten, beispielsweise in Bezug auf serielle und parallele Fahrweisen, wiedergeben, wird eine vereinfachte Modellierung mittels maximaler Leistung und maximalem Wirkungsgrad gewählt. Dazu werden die Einzelleistungen der eingesetzten Maschinen addiert. Sofern nicht genauer bekannt, wird als maximales Verdichtungsverhältnis für Turboverdichter $\varepsilon_{max} = 1,5$ angenommen.

Bei paralleler Schaltweise der Verdichter erhöht sich der maximal verdichtbare Volumenstrom bei konstantem maximalem Verdichtungsverhältnis, bei serieller Schaltweise können bei konstantem verdichtbarem Volumenstrom die Verdichtungsverhältnisse $\varepsilon_{max} \leq 1,5$ miteinander multipliziert werden. Das heißt, zwei seriell geschaltete Turboverdichter können ein $\varepsilon_{max} \leq 2,25$, drei seriell geschaltete Turboverdichter ein $\varepsilon_{max} \leq 3,375$ erreichen.

Die Fahrwege werden so gewählt, dass die in die Verdichterstationen eingebundenen Transportleitungen reversiert verwendet werden können, außer es liegen Informationen darüber vor, dass eine Leitung nur unidirektional betrieben wird. Ein Beispiel hierfür ist die Verdichterstation Radeland, die auf der OPAL nur dem Transport in Nord-Süd-Richtung dient. Abbildung 18 zeigt ein einfaches Modellierungsbeispiel anhand zweier Stationen mit zwei eingebundenen Leitungen (vgl. Anhang 12.6 für ein komplexeres Beispiel). Die Verdichterstation Radeland ist dabei nur unidirektional betreibbar, die Station Wildenranna wird so modelliert, dass auch bidirektional verdichtet werden kann. Die sich daraus ergebenden Fahrwege sind in Abbildung 18 dargestellt.

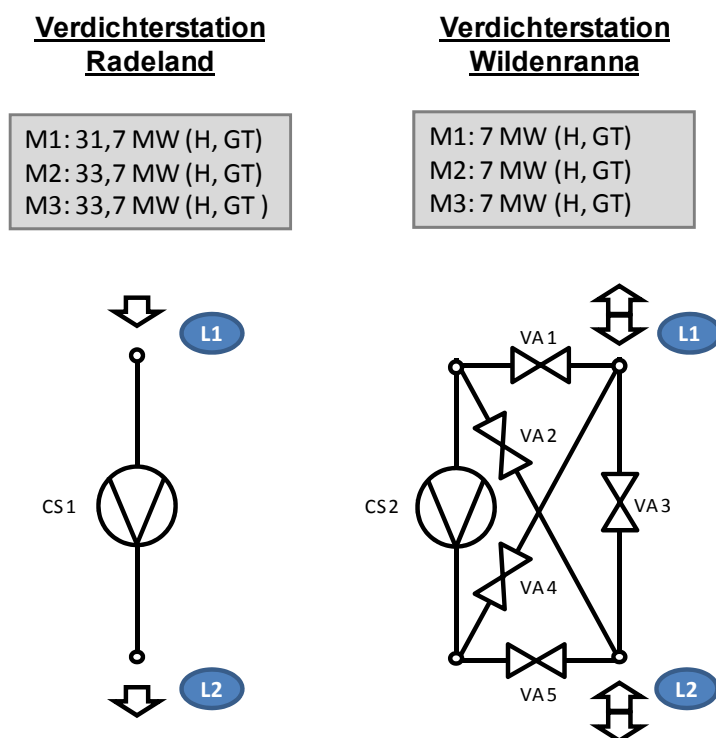


Abbildung 18: Verdichterstationsmodellierung mit zwei eingebundenen Leitungen

Es ist anzunehmen, dass die Verdichterstationen in der Realität aus Kostengründen mit weniger Fahrwegsoptionen ausgestattet als modelliert sind, so dass das verwendete Netz in dieser Hinsicht leistungsfähiger sein sollte als das reale Netz. Die Stationsmodellierung wird zur Vereinfachung möglichst einheitlich gewählt und richtet sich vor allem nach der Anzahl der Stationsverdichtermaschinen und der eingebundenen Leitungen. Die Modellierung des H-Gas-Netzes erfordert die Einbindung von maximal sieben Leitungen an eine Verdichterstation. Bei dieser vereinfachten Modellierung der Verdichterstationen ohne Maschinenkennfelder ist eine

Darstellung aller Stationsmaschinen durch ein oder zwei Verdichterelemente in *SIMONE 6.0* ausreichend, da ihnen für jedes Szenario unterschiedliche Leistungen und Verdichtungsverhältnisse zugeordnet werden können. Zur Vereinfachung der Netztopologie können nach der Simulation aller relevanten Szenarien die Fahrwege wieder eliminiert werden, die zur Darstellung der unterschiedlichen Flussrichtungen und Druckbedingungen in Deutschland nicht benötigt werden.

7.4.3 Datenauswertung

Aus den öffentlich verfügbaren Daten und den getroffenen Annahmen wird angenommen, dass im H- und L-Gas-Transport in Deutschland insgesamt 54 Verdichterstationen mit 169 Maschinen und einer Gesamtleistung von knapp 1850 MW zur Verfügung stehen. Die Standorte der H-Gas-Verdichterstationen können der Karte in Abbildung 19 auf S. 117 entnommen werden. Die Zuordnung zu den Leitungen erfolgte mittels Geoinformationsprogrammen, Google Earth Bildern und Beschreibungen der Netzbetreiber.

Wie in Tabelle 16 in Anhang 12.1 zu sehen, werden einige der H-Gas-Verdichterstationen auch zur Verdichtung im L-Gas verwendet. Dies bildet beispielsweise einen Vorteil bei der Besicherung gemeinsamer Stationsmaschinen und eine erhöhte Flexibilität bei bivalenter Nutzungsoption. OGE betreibt allerdings insgesamt auch vier Verdichterstationen in Emsbüren, Gescher, Elten und St. Hubert, die ausschließlich der Verdichtung im L-Gas-Leitungsnetz dienen.

Die 146 Maschinen auf den 50 Stationen, die für die Verdichtung im H-Gas oder alternativ im H- oder L-Gas zur Verfügung stehen, sind mit insgesamt 70 Verdichterelementen abgebildet, davon maximal zwei auf einer Station. Die Fahrwege der Stationen, die dem H-Gas- oder dem gemeinsamen Transport dienen wurden mit insgesamt 151 Reglern und 494 Schiebern modelliert. Hieraus wurde für jede Station jeweils eine Matrix über alle relevanten Fahrwegskombinationen erstellt.

Die maximale Verdichtungsleistung wurde im Normalfall als Summe der Stationsmaschinen ohne Berücksichtigung von Reservemaschinen verwendet. In Versorgungssicherheitsszenarien wurde im Bedarfsfall allerdings auch auf Reservemaschinen bei der Simulation zurückgegriffen. Steht auf einer Station nur eine Verdichtereinheit zur Verfügung, wird diese bei Bedarf immer unbesichert in den Szenarien verwendet. Wie in Kapitel 5.2.7 beschrieben, können sich auch Maschi-

nen von Nachbarstationen untereinander besichern. Liegen mehrere Stationen verschiedener Netzbetreiber dicht nebeneinander, wie beispielsweise in Gernsheim, können auch Absprachen zur gegenseitigen netzbetreiberübergreifenden Besicherung bestehen, so dass auch solche Maschinen ohne Reserveeinheit simuliert werden.

Das maximale Verdichtungsverhältnis ergibt sich ebenfalls aus der Anzahl und Charakteristik der Stationsmaschinen. Das Stationsverdichtungsverhältnis ist dabei das Produkt der Einzelverdichtungsverhältnisse der eingesetzten Maschinen. Da keine besseren Informationen verfügbar sind, wurde für gasbetriebene Einzelmaschinen ein maximales Druckverhältnis $\varepsilon_{max} = 1,5$ angenommen. Da Kolbenverdichter nur für Speicher-Verdichterstationen bekannt waren, wurden für den Leitungstransport keine höheren Verdichtungsverhältnisse verwendet.

7.5 Anlagen und Armaturen

Für das Topologiemodell relevante Anlagen und Armaturen sind Absperr- und Regelanlagen sowie kombinierte Regel- und Messanlagen. Zur Modellierung werden Daten über den Betreiber, die geografische Lage, Fahrwege, den maximalen regel- oder messbaren Durchfluss, die maximale Druckdifferenz, die maximale Vorwärmung und die Druckverluste der Station benötigt. Im Folgenden werden nur die Armaturen näher betrachtet, die nicht zur Modellierung von Stationsfahrwegen notwendig sind.

7.5.1 Datenverfügbarkeit

Für Absperr-, Regel- und kombinierte Regel- und Messanlagen sind öffentlich kaum Daten verfügbar. Einzig Terranets veröffentlicht in ihrer Leitungskarte die geografische Lage ihrer Regelanlagen. Es ist allerdings nicht ersichtlich, ob die Informationen vollständig sind, das heißt, ob alle Regelanlagen Berücksichtigung finden. Des Weiteren gibt es keine Informationen zu technischen Parametern oder Fahrwegen der Anlage, die sich zumeist auf Leitungskreuzen befinden.

7.5.2 Ergänzende Annahmen

Aufgrund der spärlichen öffentlichen Datenlage, müssen für die Modellierung von Armaturen einige Annahmen getroffen werden.

Wie in Kapitel 7.1 erläutert, sind Leitungen für einen maximalen operativen Betriebsdruck bzw. Nenndruck ausgelegt. Zur Positionierung von Absperr- und Regelanlagen wird daher die Annahme getroffen, dass am Übergang von einer Leitung mit hohem Nenndruck zu einer Leitung mit niedrigerem Nenndruck eine Regelanlage in Richtung des niedrigeren Drucks zur Sicherstellung des maximalen Betriebsdrucks installiert wird.

Ausnahmen bilden dabei Leitungsabschnitte, bei denen der Nenndruck erst höher und dann wieder niedriger wird. Das ist der Fall bei Leitungsabschnitten, bei denen eine Leitung mit höherem Nenndruck zwischen zwei Leitungen mit niedrigerem Nenndruck eingebaut ist. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass dort der Nenndruck der niedrigeren Leitungen nicht überschritten wird und keine Regelung notwendig ist.

Da Regelanlagen in der Simulation auch wie Absperranlagen geschlossen werden können, kann bei Leitungen, die gegeneinander abgesperrt sein sollen, die Verbindung auch durch eine Regelanlage modelliert werden. Alternativ werden Schieber als Absperrarmaturen eingesetzt. Schieber werden außerdem zur Abbildung von Fahrwegen auf Regelanlagen oder Verdichterstationen sowie bei Loop-Leitungen zur parallelen Nutzung oder Trennung des Gasflusses verwendet. Nichtsteuerbare Sicherheitsabsperrventile finden in der Modellierung keine Berücksichtigung.

Zwar erzeugen alle Anlagen Druckverluste, diese werden jedoch aufgrund des Detaillierungsgrades des Topologiemodells nicht berücksichtigt. Neben den Annahmen, die auf den beschriebenen topologischen Grundlagen getroffen werden, fließen in die Modellierung der Analgen und Armaturen auch Flusssituationen ein, die sich aus den Szenarien ergeben.

7.5.3 Datenauswertung

Neben den genannten 151 Reglern und 494 Schiebern, die für die Modellierung der H-Gas-Verdichterstationsfahrwege verwendet worden sind, wurden zusätzlich 373 Regler und 91 Schieber anhand der erläuterten Annahmen in das Leitungsnetz eingebaut. Dies ergibt eine Gesamtsumme an 524 Reglern und 585 Schiebern.

7.6 H-Gas-Netzmodell auf Basis allgemein zugänglicher Informationen

In den vorherigen Kapiteln wurde beschrieben, wie das H-Gas-Netzmodell mit der Topologie aller 17 Fernleitungsnetzbetreiber, OGR und einem Teil des ETG-Netzes auf Basis öffentlicher Daten unter Zuhilfenahme zahlreicher Annahmen entwickelt und zusammengesetzt worden ist. Insgesamt werden von dem deutschen H-Gas-Netz 25.335 km Leitung mit 149 Entrys, 2.721 Exits und 1.838 Leitungsknoten abgebildet. Davon sind 39 Produktionen, 5 Mischanlagen, 89 Grenzübergänge, 127 Speicherpunkte, 2.537 inländische Netzkopplungspunkte zu nachgelagerten Netzbetreibern oder zu Endkunden und 70 Treibgasknoten für Verdichter. Im Ganzen sind 70 Verdichterelemente für 50 Stationen mit 146 Maschinen, 524 Regler und 585 Schieber modelliert.

Das Topologiemodell von *B. Li (2012)* [28] bildet das deutsche H-Gas-Netz der 10 Fernleitungsnetzbetreiber OGE, Gascade, Ontras, Gasunie, Thyssengas, Terranets, Bayernets, Jordgas, GRTgaz, Fluxys TENP und die Leitung OPAL ab (vgl. Tabelle 5).

Überführt in die Simulations-Software *SIMONE 6.0* besteht es aus 1340⁶ Knoten und 1386 Leitungssegmenten. Die 1339 Knoten setzen sich aus 14 Importstellen, 8 Exportstellen, 7 bidirektionalen Grenzübergängen, 26 Speichern, 798 inländischen Exits und 19 inländischen Netzkopplungspunkten sowie 468 internen Leitungsknoten zusammen. Diese Leitungsknoten verbinden dabei alle 1386 Leitungssegmente, 28 Verdichter, 43 Regler und 140 Schieber miteinander. Die Zahl der inländischen Exits wurde von 1452 bekannten auf 798 Punkte vereinfacht. Einen Vergleich beider Modelle liefert Tabelle 8.

Im Modell, das in dieser Arbeit verwendet wird, sind wie oben beschrieben auch die Leitungen des Netzbetreibers Nowega sowie die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), die von den Netzbetreibern NEL GT und Fluxys NEL betrieben wird, und die tschechische Leitung Gazelle des Netzbetreibers Net4Gas s.r.o. modelliert.

⁶ Veröffentlicht wurden 1339 Knoten, die Summation ergibt allerdings 1340 Knoten

Tabelle 8: Vergleich der Topologiemodelle
 Daten teilweise entnommen aus Dissertation von *B. Li* (2012) [28]

Art des Topologieelements	Modell dieser Dissertation	Von <i>B. Li</i> beschriebenes H-Gas-Modell
Leitungslänge gesamt	25.335 km	keine Angabe
Leitungssegmente	4.230	1.386
Leitungsknoten	1.838	468
Knoten gesamt	4.708	1.340
Punkte, davon:	2.870	871
<ul style="list-style-type: none"> • <u>Grenzübergang</u> <ul style="list-style-type: none"> • Import • Export • Bidirektional 	89 44 45 -	29 14 8 7
<ul style="list-style-type: none"> • <u>Produktion Entrys</u> <ul style="list-style-type: none"> • Konventionell • Biogas 	39 9 30	keine Angabe
<ul style="list-style-type: none"> • Speicher 	61 Entrys 66 Exits	26 (bidirektional)
<ul style="list-style-type: none"> • Netzkopplungspunkte 	2.537	19
<ul style="list-style-type: none"> • Inländische Exits 	+ 5 Mischanlagen + 70 Treibgasknoten	798 (von 1.452 bekannten Exits)
Verdichter	50 Stationen 149 Maschinen 70 Verdichterelemente	28
Regler	524	43
Schieber	585	140

Des Weiteren wurde das Modell verfeinert, Leitungslängen und Leitungsverläufe korrigiert und maximale Leitungsdrücke hinterlegt. Durch die detaillierte Verdichter- und Anlagen-Modellierung (vgl. Kapitel 7.4 und 7.5) sind zusätzliche Leitungssegmente und -knoten zum Modell hinzugekommen.

Abbildung 19 zeigt eine detaillierte Leitungskarte mit allen Verdichterstationen, Produktions- und Speicheranlagen sowie Grenz- und Marktgebietsübergänge des modellierten deutschen H-Gas-Netzes.

Die Farben der Leitungen und Anlagen zeigen die Zugehörigkeiten zu den jeweiligen Netzbetreibern bzw. gemeinsamen Gesellschaften wie OPAL, NEL, NETRA, DEUDAN, MEGAL und TENP, deren Name mit der jeweiligen Farbe umrandet ist.

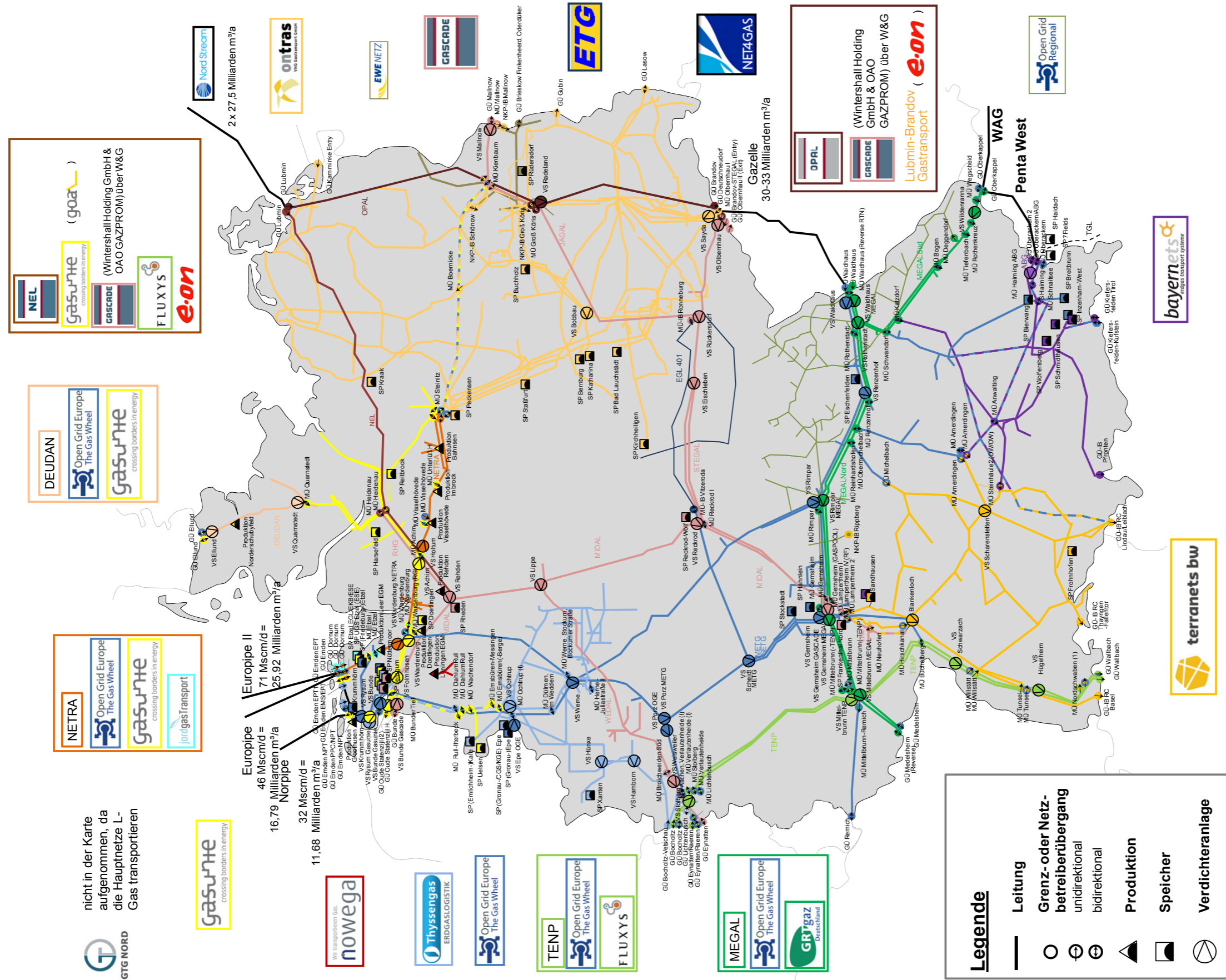


Abbildung 19: Netzkarte mit modellierten Leitungen, Verdichter-, Speicher- und Produktionsanlagen sowie Grenz- und Netzbetreiberübergängen

7.7 Kritische Würdigung des Topologiemodells

Ein Modell ist immer eine Vereinfachung der Realität, weswegen es gute wissenschaftliche Praxis ist, eine Abschätzung zu treffen, inwieweit Modell und Realität voneinander abweichen. Im Fall des hier erstellten Modells findet eine qualitative Abschätzung statt, da die Qualität der veröffentlichten Daten nicht so hoch ist, dass quantitative Abschätzungen seriös erstellt werden können.

Die gewählte Detaillierung führt zu einem tendenziell leistungsfähigeren Topologiemodell, vor allem hinsichtlich der Modellierung von Verdichterstationen. Zwar wird die gesamtdeutsche Verdichtungsleistung nicht überschritten, aber es fehlt eine Begrenzung der Arbeitsbereiche durch Maschinenkennfelder, auch für intern serielle und parallele Fahrweisen. Das angenommene maximale Verdichtungsverhältnis je Maschine liegt eher im oberen üblichen Bereich und die Stationsfahrwege sind so modelliert, dass alle Fahrweisen nutzbar sind. In der Realität wäre dies allerdings unwirtschaftlich, so dass davon ausgegangen werden kann, dass das modellierte Netz auch in dieser Hinsicht leistungsfähiger ist als das reale Netz. Eine weitere Detaillierung der Verdichterstationsmodellierung könnte die Qualität der Ergebnisse nicht verbessern, da sie nur auf Annahmen basieren würde.

Druckverluste innerhalb von Stationen werden weder für Verdichter- noch Regelanlagen modelliert. Ebenfalls unbekannt und damit unberücksichtigt sind maximale Durchflusswerte als technische Restriktionen von Regler- und Verdichterstationen. Auch liegen keine Informationen über die Auslegung von Vorwärmanlagen bei Reglern oder Kühlsystemen bei Verdichtern vor, die den maximalen Durchfluss ebenfalls kapazitiv begrenzen könnten, um die Gastemperatur im notwendigen Rahmen zu halten. Auch hier kann von einer zu optimistischen Modellierung ausgegangen werden. Ohne die Kenntnisse über Kühlsysteme, Vorwärmanlagen und übliche Gastemperaturen an Import- und Produktionspunkten ist auch eine Temperaturverfolgung im Leitungssystem sinnlos. Nach *L. Huke* (2002) [27] führt die isotherme Betrachtung jedoch in Transportleitungssystemen zu tendenziell höheren berechneten Kapazitäten. Auch die Vernachlässigung des geodätischen Höhenverlaufs der Leitungen ist fehlerbehaftet.

Die einheitliche Rohrreibungszahl $\lambda = 0,012$ ist für das anzunehmende Alter und die Beschichtung sowie den durchschnittlichen Durchmesser und Nenndruck der großen Transportleitungen, die maßgebliche Relevanz für diese Arbeit haben, ein

üblicher Wert. Für die kleineren Leitungen, die regionale Verteilungsaufgaben übernehmen, ist der Wert eher zu optimistisch (vgl. auch Kapitel 5.2.1).

Die Zuordnung des inländischen Gasverbrauchs über die Ausspeisepunkte, die von den berücksichtigten Hochdrucktransportleitungen abgehen, ist ebenfalls fehlerbehaftet, da der Verbrauch erst beim Endkunden stattfindet. Ohne Kenntnisse der nachgelagerten Netzstruktur gibt es dort auch bei der Zuordnung der NATZ systematische Fehler. Die mangelnde Kenntnis der nachgelagerten Netzstruktur lässt aber auch keine Nutzung von Abtauschpotentialen zu, das heißt die Option zur Verschiebung von Flüssen auf weniger belastete Leitungen. Bei der Zuordnung des Gasverbrauchs über die modellierten Ausspeisepunkte ist dementsprechend keine Tendenz der Abweichung erkennbar.

Über weitere technische Restriktionen, so wie beispielsweise die Beschränkung auf die Belieferung mit ausschließlich russischem Gas, ist ebenfalls nichts bekannt, so dass hier keine Transporteinschränkungen angenommen werden. Falls solche oder ähnliche Transporteinschränkungen aber heute noch existieren, führt dieses Vorgehen zu einer optimistischeren Abschätzung der Transportsituation.

Zusammenfassend kann davon ausgegangen werden, dass die Berechnungen auf Basis des modellierten deutschen H-Gas-Netzes zu leicht optimistischeren Ergebnissen, aber durchaus realistischen Resultaten führen. Insgesamt handelt es sich um geringe Abweichungen, die nicht alle gleichzeitig wirken. So sind beispielsweise selbst bei einer zu optimistischen Verdichterstationsmodellierung immer noch die zu- und abgehenden Leitungen ein kapazitätsbegrenzendes Netzelement.

8 Szenarienmodell

Für die Erstellung des Szenariengerüsts wurden zwei Vorgehensweisen gewählt, die auf unterschiedliche Datenquellen zurückgreifen und somit für einen Vergleich geeignet sind. Zum einen wurde die Flusssituation von Anfang Februar 2012 bei einer bundesweiten Lufttemperatur von $-13,4\text{ °C}$ im Tagesmittel mittels Netzstrukturdaten, Buchungsdaten und veröffentlichten Flussdaten nachgebildet. Zum anderen wurde eine Betrachtung der Flussdaten an einzelnen Punkten und von deutschlandweiten Daten über die monatliche Bilanz von inländischem Verbrauch, Import, Export sowie Ein- und Ausspeicherung für das Jahr 2012 erstellt und auf 2014 übertragen. Bei Bedarf wurden die Flussdaten bei beiden Vorgehensweisen mit Nominierungs-, Renominierungs- oder Allokationsdaten ergänzt.

Die notwendigen Temperaturdaten stammen vom Deutschen Wetterdienst und wurden für die Zuordnung zu Einzelpunkten oder Gruppen von Punkten analysiert und bearbeitet.

8.1 Temperaturdaten

Die beiden wichtigen Quellen für die Zuordnung der Gasflusswerte zu Temperaturdaten sind die öffentlich frei zugänglichen Tagesmessdaten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) und die DIN EN 12831 zur Berechnung der Norm-Heizlast in Gebäuden. Beiblatt 1 der DIN-Norm liefert eine Zuordnung deutscher Städte zu Norm-Auslegungstemperaturen und Klimazonen nach DIN 4719 in Tabelle 1, auf die auch die Kooperationsvereinbarungen Gas für die interne Bestellung zurückgreifen. Zusätzlich wird in Bild 1 eine Isothermenkarte für Deutschland veröffentlicht. Mit Hilfe dieser Daten sind eine Zuordnung der DWD-Messdaten und eine Analyse der Korrelationen möglich.

8.1.1 Tagestemperaturmessdaten des Deutschen Wetterdienstes

Vom Deutschen Wetterdienst konnten Tagesmittelwerte der Lufttemperatur für den Zeitraum 2010 bis 2012 für 79 Stationen aus öffentlichen Quellen im Internet heruntergeladen werden [222].

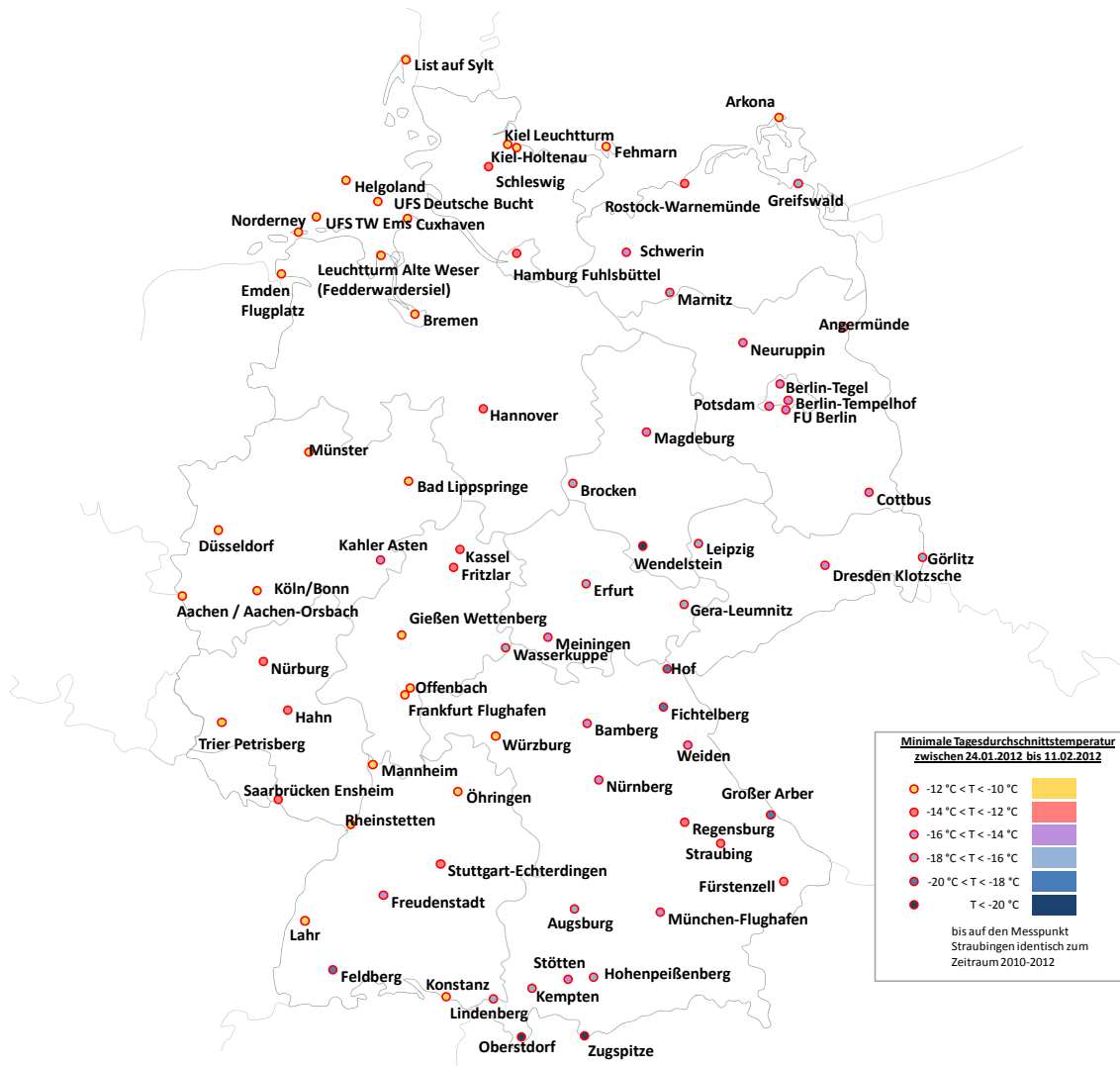


Abbildung 20: Verteilung der DWD-Messstationen

Die Verteilung dieser Stationen innerhalb Deutschlands ist in Abbildung 20 zu sehen. Zur Rekonstruktion der Netzsituation Anfang Februar 2012 wurden die Stationen nach ihrer minimalen Tagesdurchschnittstemperatur im Zeitraum vom 24. Januar 2012 bis 11. Februar 2012, dem Zeitraum, an dem die gleichzeitige Jahreshöchstlast der Netzbetreiber aufgetreten ist, farblich markiert.

8.1.2 Klimazonen und Norm-Auslegungstemperaturen

Die Norm DIN EN 12831 zur Berechnung der Norm-Heizlast in Gebäuden enthält mit Beiblatt 1 zwei mögliche Optionen, die DWD-Messstationen Temperaturzonen zuzuordnen. Um eine Entscheidung der zu nutzenden Option zu treffen, werden Klimazonen und Zonen mit gleichen Norm-Auslegungstemperaturen im Folgenden näher untersucht.

DIN EN 12831, Beiblatt 1, Tabelle 1 enthält eine Zuordnung aller deutschen Städte mit mehr als 20.000 Einwohnern zu den 15 Klimazonen nach DIN 4710. Orte, die in diesen Klimazonen liegen, weisen ähnliche bzw. meist identische Jahresmitteltemperaturen auf, da die Klimazonen-Zuordnung sich an geografischen Bedingungen orientiert (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Klimazonen und Jahresmittel der Außentemperaturen
Daten entnommen aus DIN EN 12831, Beiblatt 1, Tabelle 3

Klima- zone	Bezeichnung	Repräsentanz- station für Temperatur	Jahresmittel der Außen- temperatur
1	Nordseeküste	Bremerhaven	9,0
2	Ostseeküste	Rostock- Warnemünde	8,4
3	Nordwestdeutsches Tiefland	Hamburg- Fuhlsbüttel	8,5
4	Nordostdeutsches Tiefland	Potsdam	9,5
5	Nordrhein-westfälische Bucht und Emsland	Essen	8,1
6	Nördliche und westliche Mittelgebirge, Randgebiete	Bad Marienberg	6,8
7	Nördliche und westliche Mittelgebirge, zentrale Bereiche	Kassel	8,8
8	Oberharz und Schwarzwald, mittlere Lage	Braunlage	6,0
9	Thüringer Becken und sächsisches Hügelland	Chemnitz	7,9
10	Südöstliche Mittelgebirge bis 1.000 m	Hof	6,3
11	Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald oberhalb 1.000 m	Fichtelberg	3,0
12	Oberrheingraben und unteres Neckartal	Mannheim	10,1
13	Schwäbisch-fränkisches Stufenland und Alpenvorland	Passau	7,9
14	Schwäbische Alb und Baar	Stötten	6,8
15	Alpenrand und Täler	Garmisch- Partenkirchen	6,8

Des Weiteren enthält DIN EN 12831, Beiblatt 1, Tabelle 1 eine Zuordnung der Städte zu gleichen Norm-Außentemperaturen. Bei dieser Norm-Außentemperatur handelt es sich um das tiefste Zweitagesmittel der Lufttemperatur, das zehnmal in 20 Jahren an diesen Orten erreicht oder unterschritten wird.

Städte mit gleicher Norm-Außentemperatur können zu einer gemeinsamen Norm-Außentemperaturzone zusammengefasst werden, die im Folgenden NATZ genannt wird. Aufgrund der klimatischen Bedingungen liegen diese NATZ in Deutschland im Bereich von -10 °C bis -20 °C . Dieser Temperaturbereich ist in 2 °C -Schritten in insgesamt sechs NATZ aufgeteilt. Die NATZ folgen weitestgehend den Begebenheiten, die durch die Isothermenkarte in DIN EN 12831, Beiblatt 1, Bild 1 veröffentlicht sind.

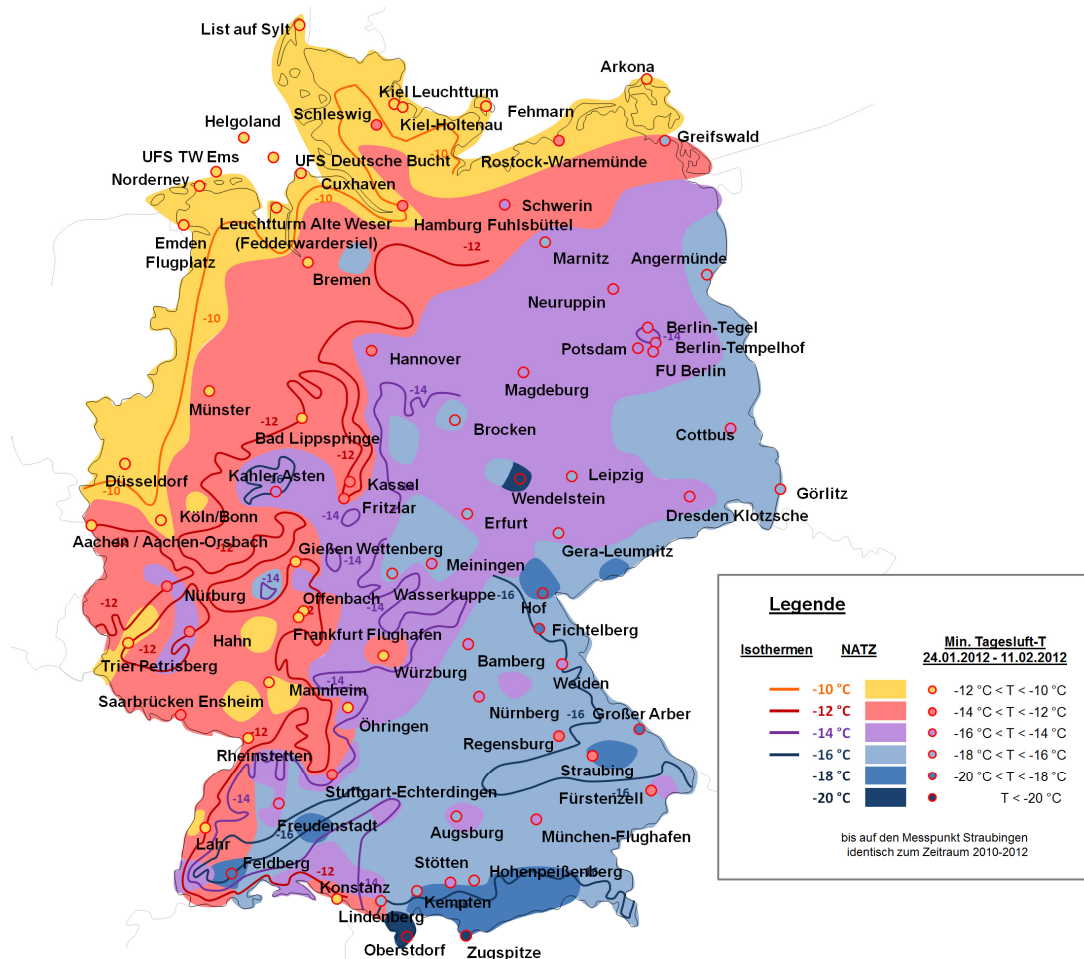


Abbildung 21: NATZ, Isothermen und DWD-Stationen

Werden die nach DIN EN 12831, Beiblatt 1, Tabelle 1 zugeordneten Städte innerhalb Deutschlands aufgetragen, liegen die sechs NATZ, wie in Abbildung 21 gezeigt, in Deutschland verteilt. Dabei ist eine klare Richtung der kälter werdenden

Spitzentemperaturen von Nordwest nach Südost erkennbar. An einigen Stellen gibt es dabei positive oder negative Abweichungen, die geografisch, beispielsweise mit Gebirgen, zu erklären sind.

8.1.3 Korrelationen zur mittleren deutschen Tagestemperatur

Da die Temperaturwerte letztlich zur Modellierung des gesamtdeutschen Gasab-satzes dienen sollen, werden Klimazonen und NATZ hinsichtlich ihrer Korrelation zur mittleren deutschen Tageslufttemperatur analysiert. Dazu wurden die Tempera-turdaten der Jahre 2010, 2011 und 2012 innerhalb ihrer Zonen für jeden Tag ungewichtet gemittelt und über dem ungewichteten Mittel der durchschnittlichen Tageslufttemperatur aller 79 Messstationen aufgetragen und linear regressiert. Ab-bildung 22 gibt die Korrelation der Klimazonen, Abbildung 23 die Korrelation der NATZ zur durchschnittlichen deutschen Tageslufttemperatur wieder.

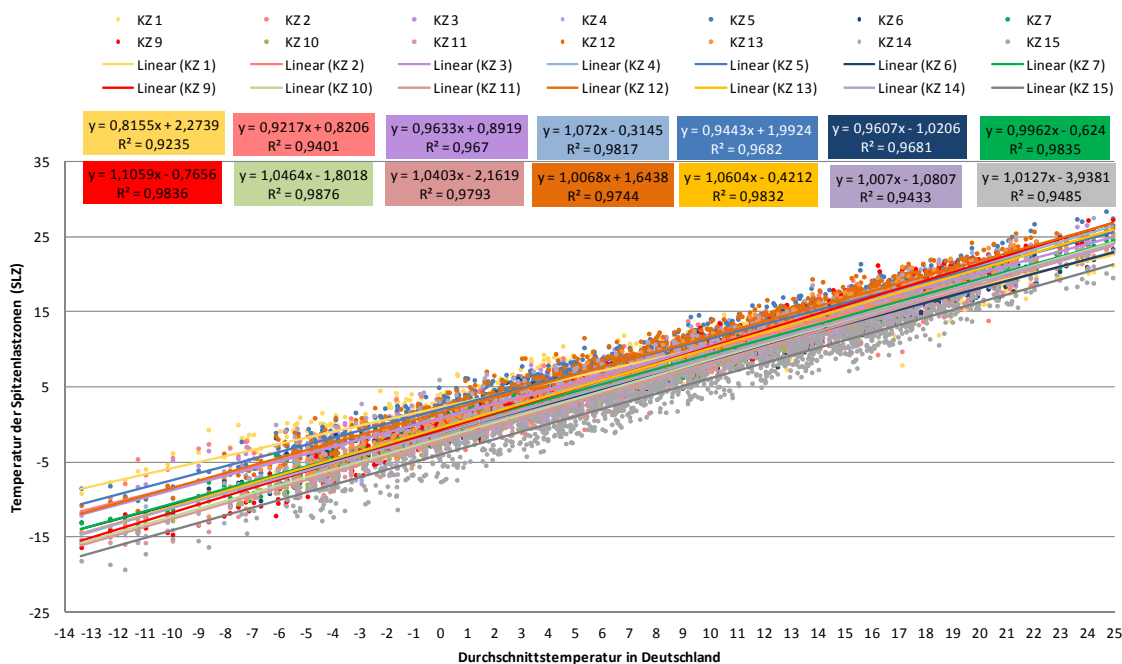


Abbildung 22: Korrelation der Klimazonen zur deutschen Tageslufttemperatur

Da der Klimazone 8 „Oberharz und Schwarzwald, mittlere Lage“ (s. Tabelle 9) kei-ne DWD-Messstationen zugeordnet werden konnten, wurde die Zone nicht in der Analyse berücksichtigt. Die Messstation „Feldberg-Schwarzwald“ wurde der Klima-zone 11 „Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald oberhalb 1.000 m“ zugeordnet.

Für die Bestimmung der Korrelation der NATZ zur durchschnittlichen deutschen Tageslufttemperatur wurde die DWD-Messstation „Straubing“ der NATZ -16 °C

anstatt ihrer eigentlichen Lage entsprechend der NATZ -18 °C aufgrund großer Abweichung der Temperaturtiefstwerte auch in der Dreijahresbetrachtung von 2010 bis 2012 zugeordnet. Hof lag ebenfalls im 3-Jahres-Durchschnitt um 4 °C höher als seine zugeordnete NATZ, aber die Spitzenlast-Temperatur entsprach der maximalen Abweichung von ± 2 °C, so dass die Zuordnung als sinnvoll angesehen wurde. Mit bis zu ca. 4 °C leicht wärmer als für den Auslegungsfall der Region angenommen, waren dementsprechend nur Gebiete in Niederbayern und Franken. Leicht kältere Werte um etwa 4 °C als die Auslegungstemperatur für die Ostseeküste, wurden an der Messstation „Greifswald“ festgestellt. Ansonsten lagen die gemessenen Werte in einem Bereich von ± 2 °C genau zu den NATZ.

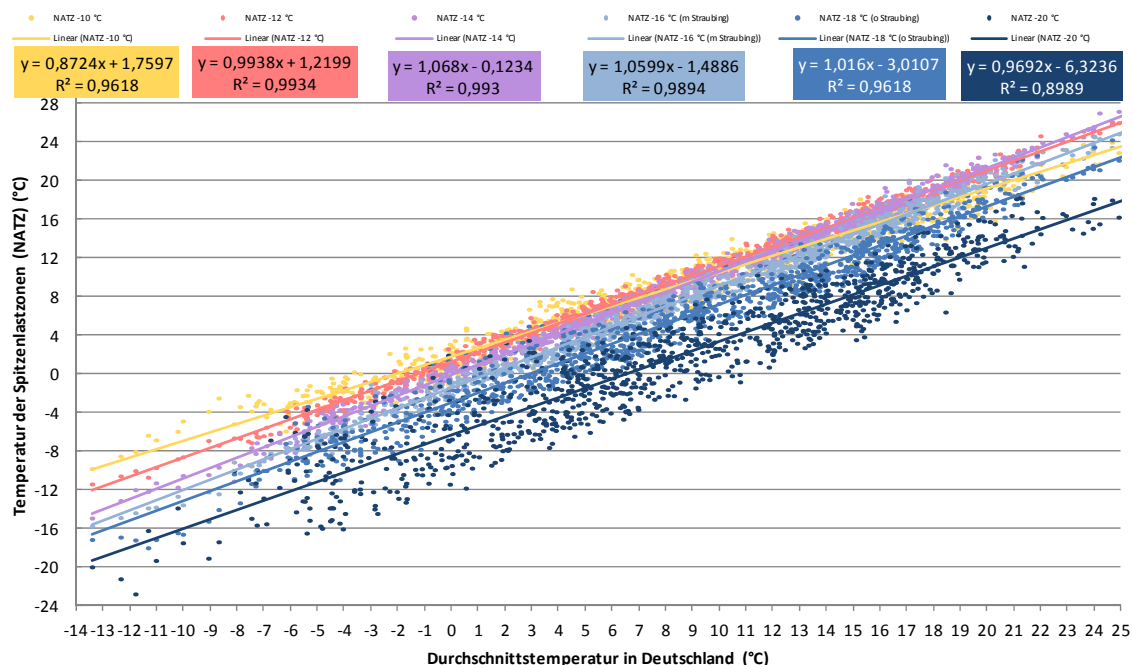


Abbildung 23: Korrelation der NATZ zur deutschen Tageslufttemperatur

Werden die linearen Regressionen von Klimazonen und NATZ zur durchschnittlichen deutschen Tageslufttemperatur verglichen, ist erkennbar, dass die fünf NATZ von -10 °C bis -18 °C insgesamt höhere Bestimmtheitsmaße R^2 aufweisen als die Klimazonen. Nur für die NATZ -20 °C ergibt sich eine größere Streuung und damit ein Bestimmtheitsmaß von etwa 90 %. Erklärbar ist die große Streuung dadurch, dass hier besonders kalte deutsche Gebirgsregionen, nämlich Zugspitze, Wendelstein und Oberstdorf, zusammengefasst sind. Diese Regionen weichen eher von der Entwicklung der Durchschnittstemperatur in Deutschland ab. Die Gebirge und damit auch die NATZ -20 °C werden in der Berechnung keine weitere Rolle spie-

len, da hier insgesamt von einem vernachlässigbar geringen Gasverbrauch ausgegangen wird.

Von Interesse ist, dass die NATZ -10 °C als wärmste Norm-Außentemperaturzone im Kaltbereich nicht die wärmste Zone im Warmbereich ist, was aber auch an den Klimazonen und deren Durchschnittstemperaturen gesehen werden kann. Vereinfacht lässt sich sagen, dass der im Winter kalte Südosten sich im Sommer relativ gesehen stärker erwärmt als der im Winter wärmere Nordwesten.

Auch ist in Abbildung 24 erkennbar, dass die NATZ im Spitzenlastbereich, der gerade für Versorgungssicherheitsszenarien relevant ist, bei niedrigen Temperaturen ihre Auslegungstemperatur widerspiegeln, so dass davon ausgegangen werden kann, dass bei einer mittleren, durchschnittlichen Tageslufttemperatur von -13,4 °C in Deutschland der Auslegungsfall erreicht wird. Dementsprechend werden im Folgenden die NATZ und nicht die Klimazonen zur temperaturabhängigen Bestimmung des Gasabsatzes in Kapitel 8.1.4 und Kapitel 8.5 mittels der in Abbildung 24 angegebenen Regressionen verwendet.

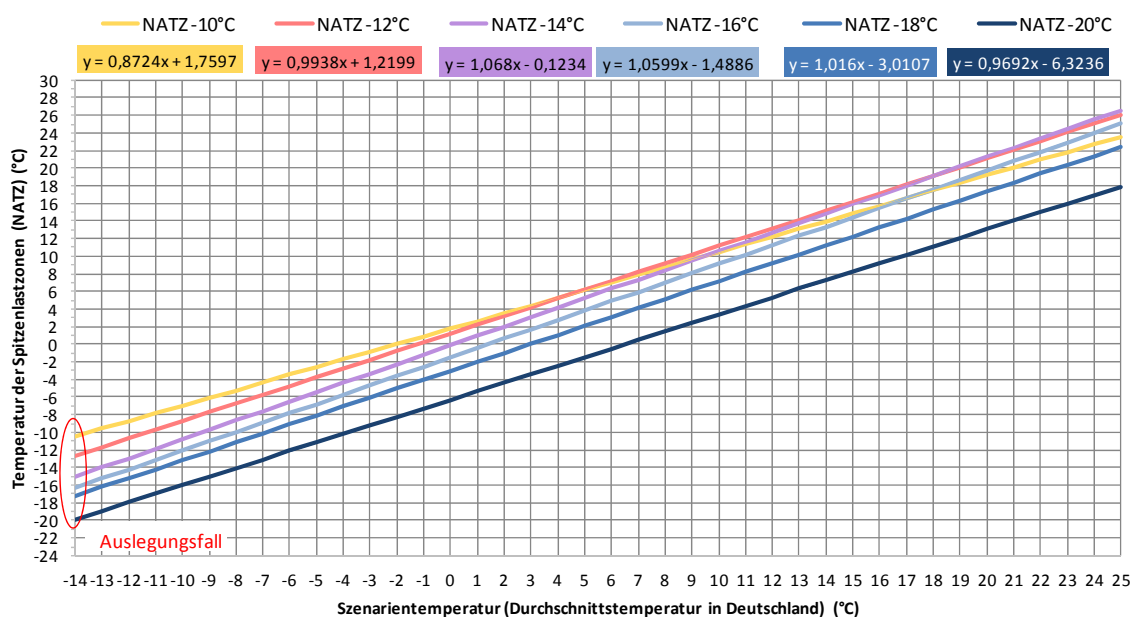


Abbildung 24: NATZ in Abhängigkeit der deutschen Tageslufttemperatur

Auf diese Weise konnte gezeigt werden, dass die tatsächlichen Temperaturen, die Anfang Februar 2012 in Deutschland vorherrschten, in etwa den angegebenen Auslegungstemperaturen der DIN EN 12831 Beiblatt 1, Tabelle 1 entsprochen haben, teilweise sogar leicht darunter lagen.

Bestätigt wird dies auch von der Analyse, die für den deutschen Präventionsplan [95] erstellt wurde. Dort heißt es, „bezogen auf die vergangenen 20 Jahre ist der zum Zeitpunkt der Erstellung der Risikoanalyse hierfür einschlägige Zeitraum der 27. Dezember 1996 bis zum 2. Januar 1997. In dieser Zeitspanne lagen die gewichteten Temperaturen zwischen $-7,78\text{ °C}$ und $-13,5\text{ °C}$.“

8.1.4 Zuordnung der Letztverbraucher zu den NATZ

Um eine Temperaturabhängigkeit des Gasabsatzes für die Szenarien zu modellieren, müssen die inländischen Ausspeisepunkte zu Letztverbrauchern den NATZ zugeordnet werden. Dies erfolgte zweistufig über die Zuordnung der Ausspeisepunkte zu Gemeinden über den Allgemeinen Gemeindeschlüssel (AGS) und die Zuordnung der AGS zu den NATZ. Dabei wurden Gemeinden, die in mehreren NATZ liegen, nach dem Worst-Case-Prinzip der NATZ mit der niedrigeren Temperatur zugeordnet, da diese Zuordnung einen höheren Verbrauch im Szenario generiert. Der Fehler lag dabei in den meisten Fällen bei $\pm 2\text{ °C}$, da üblicherweise die NATZ mit maximal 2 °C Unterschied nebeneinander liegen. Ein Übergang von mehr als 2 °C ist typischerweise durch ein Hoch- oder Mittelgebirge begründet, für dessen Region der Gasabsatz als vernachlässigbar angenommen werden kann (vgl. Abbildung 21).

Eine weitere Unschärfe bei der Zuordnung entsteht außerdem dadurch, dass die Ausspeisepunkte aus dem abgebildeten Transportleitungsnetz den Gemeinden zwar geografisch exakt zugeordnet werden können, aber nicht klar ist, ob der benötigte Lastfluss durch ein nachgelagertes Netz nicht in eine Region fließt, die in einer anderen NATZ liegt.

Die Vorgehensweise entspricht der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen. In der ab 1. Oktober 2012 gültigen Fassung heißt es in § 10 Absatz 5, dass für die den Flussdaten zuzuordnenden Temperaturwerten eine geeignete und für die Klimazone repräsentative Temperaturmessstelle heranzuziehen ist, die den meteorologischen Anforderungen gerecht wird. „Die Auslegungstemperatur wird bestimmt nach der für die Ausspeisepunkte im nachgelagerten Netz maßgeblichen Klimazone gemäß DIN EN 12831 Beiblatt 1, Tabelle 1. Liegen die Ausspeisepunkte im nachgelagerten Netz in mehreren Klimazonen, legt der nachgelagerte Netzbetreiber die anzuwendende Auslegungstemperatur fest.“ [223]

8.1.5 Zuordnung der Temperaturdaten mittels Datum

Über das Datum kann außerdem ein Zusammenhang zwischen den vorherrschenden Temperaturen und den Flusswerten einzelner Punkte oder einer Gruppe von Punkten hergestellt werden. Dazu wurden jeweils für jede NATZ der Mittelwert der Temperaturen der zu ihr gehörigen Messstationen gebildet, so dass für jede NATZ eine gemittelte Tagestemperatur vorliegt. Diese Tagestemperaturen wurden auch für jede Stunde des Tages angenommen. Des Weiteren wurde auch der Mittelwert aller Messstationen als Durchschnittswert für die bundesdeutsche Tagesluft-Temperatur gebildet.

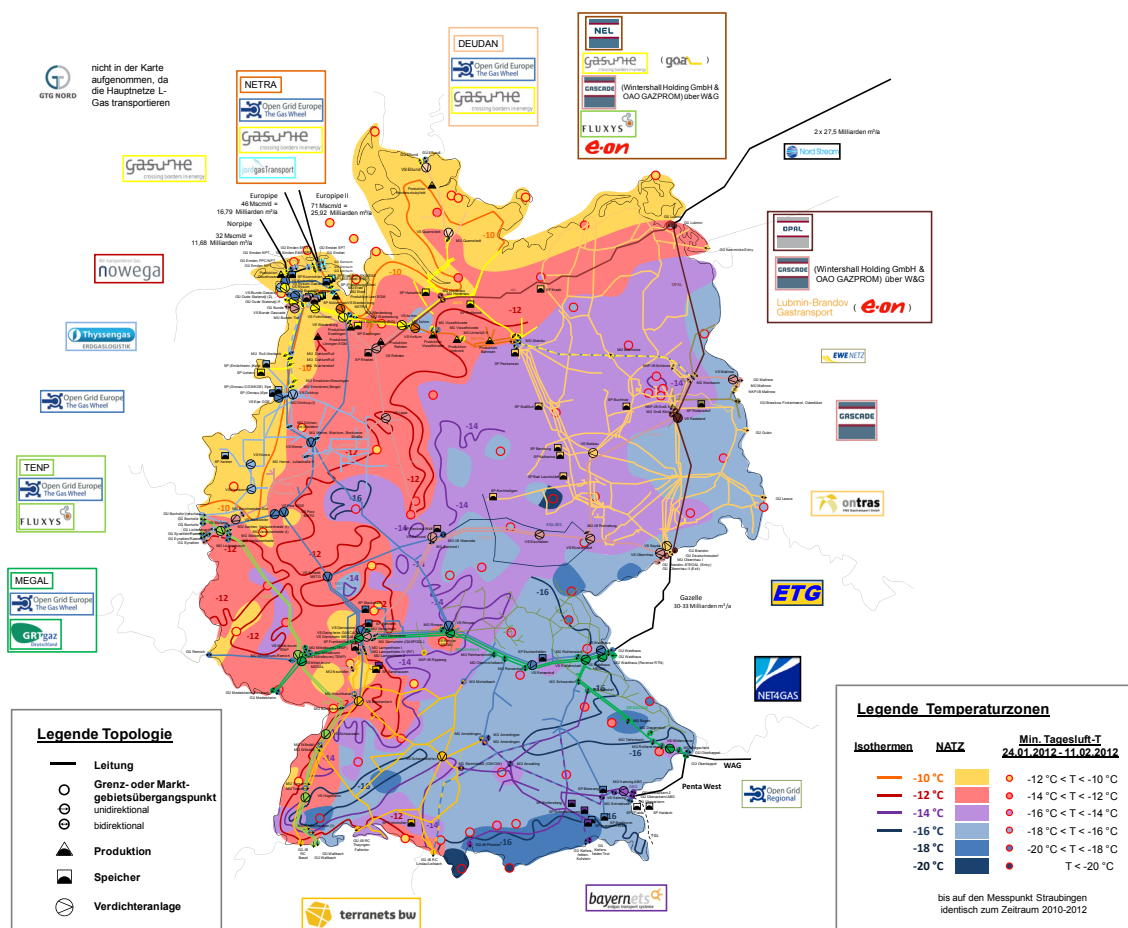


Abbildung 25: Lage der Fernleitungsnetze zu den NATZ

Die Zuordnung der relevanten gemittelten Temperatur zu den jeweiligen Fernleitungsnetzbetreibern erfolgte auf der Basis von Abbildung 25. Allen H-Gas-Punkten von OGE, GRTgaz, Gascade und OPAL wurde die deutsche Durchschnittstemperatur zugeordnet, da sich die Netze über ganz Deutschland erstrecken bzw. nachgelagerte Netzbetreiber in südlichen Regionen beliefern. Alle Letztverbraucher im

H-Gas von Gasunie wurden der NATZ -12 °C zugeordnet, da sich das Netz der Gasunie im Norden Deutschlands befindet. Alle restlichen Gasunie-H-Gas-Punkte wurden trotz der Lage des Netzes der NATZ -14 °C zugeordnet, da Gas an südlicher gelegene Netzbetreiber geliefert wird. Punkte von Nowega und Thyssengas wurden dem Mittelwert aus der NATZ -10 °C und der NATZ -12 °C zugeordnet, da sich ihre Netze im Norden bzw. Nord-Westen Deutschlands befinden und nur kleine Mengen an andere horizontale Netzbetreiber weitergeben. Alle Ontras-Punkte wurden der NATZ -14 °C zugeordnet, während die Punkte von Terranets und Bayernets hauptsächlich in der NATZ -16 °C liegen und die Schweiz und Österreich beliefern.

Das L-Gas-Netz, das nicht in Abbildung 25 dargestellt ist, liegt in den NATZ -10 °C und NATZ -12 °C im Nord-Westen Deutschlands und wurde dementsprechend dem Mittelwert beider Temperaturzonen zugeordnet.

8.2 Buchungen und Flusswerte

Für die oben genannten Vorgehensweisen zur Erstellung des Szenariengerüsts ist eine Datensammlung über Kapazitätsbuchungen und Flusswerte notwendig. Die Datenverfügbarkeit und Interpretation der Buchungs- und Flussdaten ist abhängig von Flussrichtungen und Punktarten, die im Rahmen der Entwicklung des Topologiemodells für jeden Punkt ermittelt wurden (vgl. Kapitel 7.2.3). Mittels des Datums können die Flussdaten Temperaturen zugeordnet und so auf ihre Temperaturabhängigkeit untersucht werden.

8.2.1 Datenverfügbarkeit

Die verwendeten Buchungsdaten wurden aus den in Tabelle 6 beschriebenen Netzbetreiberinformationen, falls möglich, für die Jahre 2010, 2011 und 2012 gewonnen und für die Analyse verwendet. Fehlende oder aktuellere Werte wurden mittels des Netzentwicklungsplanentwurfs 2014 [65] ergänzt. Da 2012 unterbrechbare interne Bestellungen noch nicht zugelassen waren, wurde an NKP-IB nur feste Kapazität vermarktet, während in 2014 auch unterbrechbare, interne Bestellungen ermittelt werden konnten.

Auch für die Ermittlung der tatsächlich geflossenen Gasmengen wurden die oben genannten Netzbetreiberinformationen herangezogen und mit Daten der Internetseite von ENTSO-G [205] ergänzt. Die ermittelbaren Fluss-, Nominierungs-,

Renominierungs- oder Allokationsdaten lagen meist in stunden- oder tagesscharfer Auflösung vor. Die Einspeisetemperaturen an Entrys wurden von keiner Quelle veröffentlicht.

8.2.2 Annahmen und Korrekturen

Buchungsdaten konnten für die meisten Punkte ermittelt werden. Gerade bei Zonenkapazitäten konnte aber nicht immer die Aufteilung auf die einzelnen Punkte, d. h. das Zonenratio, ermittelt werden. Wurde das Zonenratio nicht veröffentlicht, wurden die Kapazitäten ratierlich auf alle Punkte der Ein- oder Ausspeisezone verteilt. Bei Ausspeisepunkten zu nachgelagerten Netzen mit interner Bestellung wurde die Annahme getroffen, dass der Bestellwert den Maximalwert bei Spitzenlast in der jeweiligen NATZ aufgrund des festgelegten Verfahrens der Kooperationsvereinbarungen widerspiegelt.

Es wurde angenommen, dass L-Gas nicht exportiert, sondern nur importiert und inländisch verbraucht bzw. gespeichert wird. Dementsprechend wurden die L-Gas-Importe und Ausspeichermengen abzüglich ggf. eingespeicherter Mengen gleich dem L-Gas-Verbrauch gesetzt. Aufgrund der unvollständigen Datenlage der L-Gas-Einspeisepunkte wurde eine Abschätzung zu den Einspeisemengen der in den Flussdaten unberücksichtigten Entrys getroffen. Dementsprechend wurde für die Beschreibung keine Regression, sondern eine Relation auf grafischer Basis anhand der Flussdaten erstellt. Diese ist angelehnt an die Charakteristik des Gasverbrauchs, die durch *F. Tuppeck* [14] (1963) beschrieben wird. Der Treibgasverbrauch, der ebenfalls über die Entrys bereitgestellt werden muss, wurde bei der Betrachtung aufgrund der kurzen Transportentfernungen im L-Gas-Netz und des dementsprechend geringen prozentualen Anteils vernachlässigt.

Aufgrund der großen Anzahl an Ein- und Ausspeisepunkten und der unvollständigen Flussdaten, konnte für H-Gas kein äquivalentes Vorgehen gewählt werden. Stattdessen wurde die Annahme getroffen, dass der innerdeutsche H-Gas-Verbrauch zwar höher ist als der L-Gas-Verbrauch, aber die gleiche Charakteristik aufweist. Für die Datenauswertung wurde die L-Gas-Verbrauchsrelation dementsprechend auf die Höhe der H-Gas-Relation skaliert (s. Abbildung 33, S. 143).

Nach *B. Sauer* (2015) [215] beträgt die maximale Produktion 13,36 GWh/h in Deutschland. Die Einspeisemengen können teilweise alternativ zwischen L- und H-Gas verteilt werden, stehen aber größtenteils, auch wegen der rückgängigen Im-

portmengen aus den Niederlanden, dem L-Gas zur Verfügung. Die gebuchten Kapazitäten sind höher als dieser Wert und wurden dementsprechend alternativ gesehen. Für Produktionspunkte wurde der Kapazitätswert als konstanter, temperaturabhängiger Fluss angesetzt. Wurden keine Einspeisemengen für Biogas-Anlagen veröffentlicht, wurde ein konstanter Wert zwischen 7.000 und 8.000 kWh/h als Standard angesetzt.

Falls für die tatsächlichen Flüsse keine stundenscharfen Daten vorlagen, wurden Tagesflussdaten auf Stunden gemittelt. Bei einigen Daten wurden Korrekturen vorgenommen. Bei Gascade wiesen die Flüsse beispielsweise in einigen Zeiträumen einen um den Faktor 948 erhöhten Wert auf. Es wurde die Annahme getroffen, dass die OPAL-Mengen in der Gascade-NSD-Veröffentlichung enthalten waren. Für die Thyssengas-Speicher wurde es als unwahrscheinlich erachtet, dass während der Spitzenlastzeit im Februar 2012 rund 8 GWh/h eingespeichert wurden. Diese Daten korrelieren auch nicht mit den NSD, so dass die Einspeicherung im Thyssengas-Netzgebiet auf Null gesetzt wurde. Weiterhin wurde die Annahme getroffen, dass das gesamte L-Gas in Deutschland verbraucht und nicht exportiert wird. Auch wurden Flüsse an Hybridpunkten, die gleichzeitig in das Leitungsnetz ein- und ausgespeist haben sollen, nur in einer Richtung für die spätere Betrachtung herangezogen.

Die Daten der an das Gasunie-Netz angeschlossenen L-Gas-Entrys konnten nur in einem Zeitraum von Januar bis März 2012 heruntergeladen werden und fehlen dementsprechend für die L-Gas-Auswertung im gesamten Jahr 2011. Dies betrifft die an das Gasunie-Netz angeschlossene L-Gas-Produktion, die im Niedertemperaturbereich zwischen 1 GWh/h und 4 GWh/h schwankt, so dass auch in höheren Temperaturbereichen mit maximal diesen Mengen zu rechnen ist.

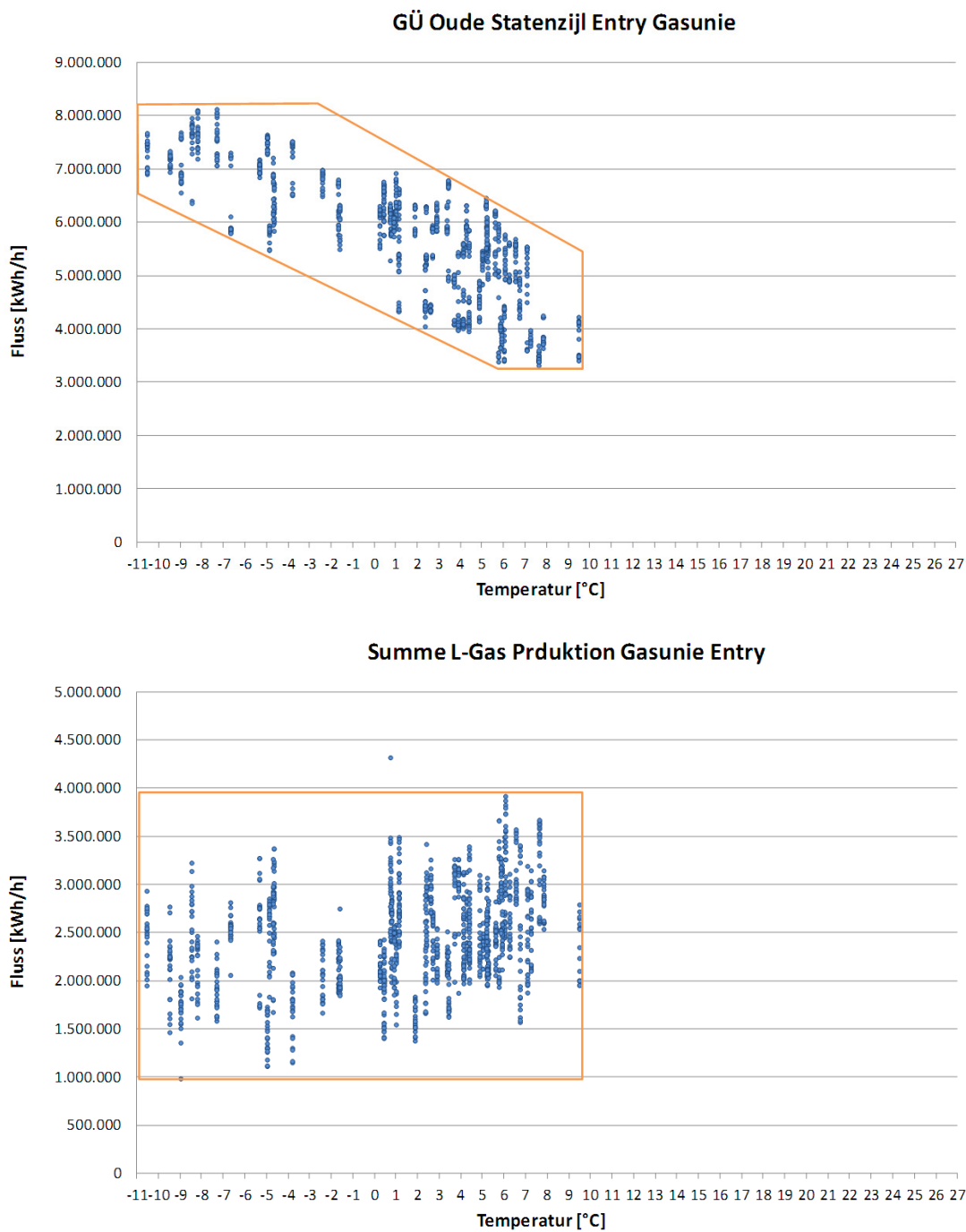
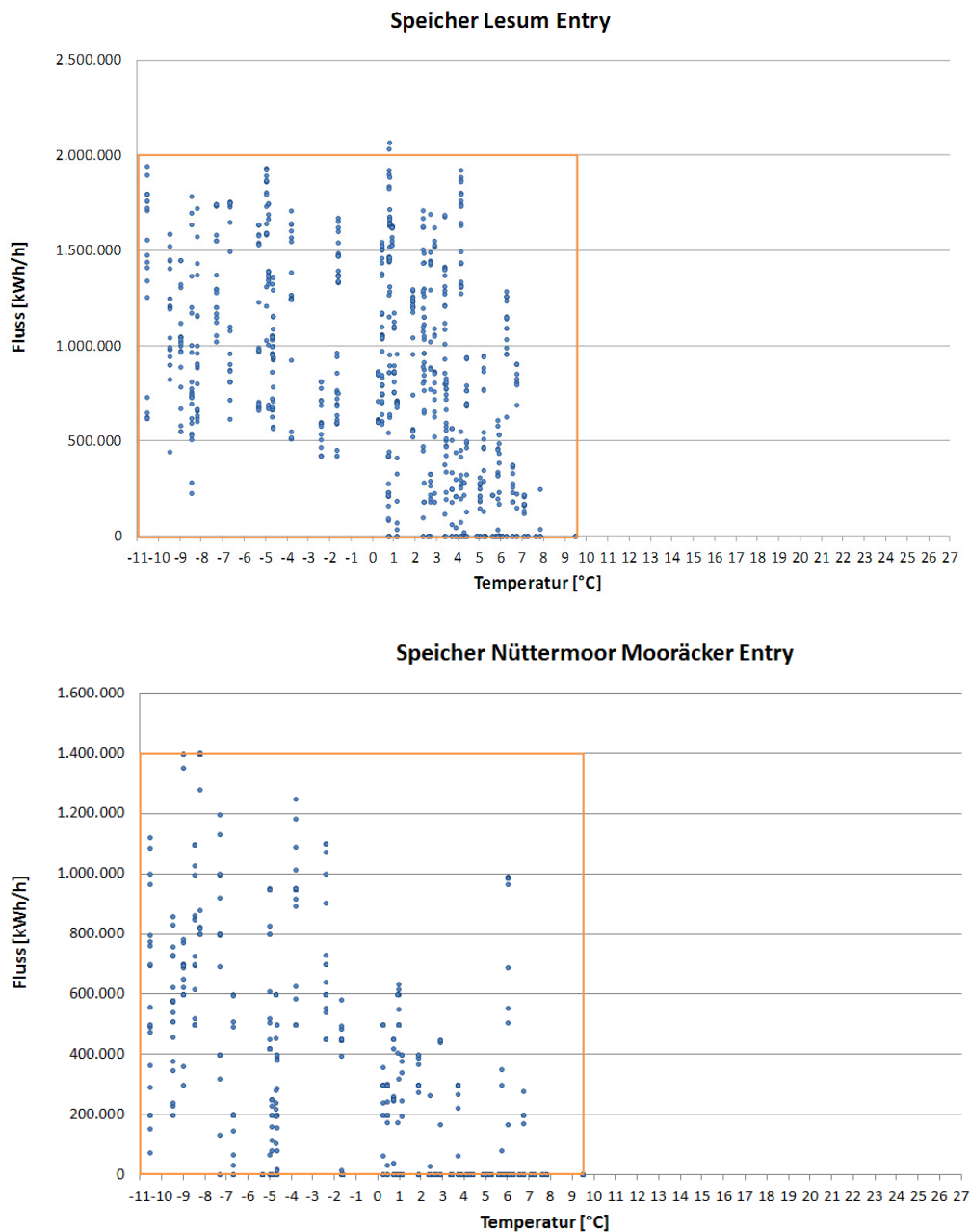


Abbildung 26: Einzelne an das Gasunie-Netz angeschlossene L-Gas Entrys

Fortsetzung von Abbildung 26:



Ebenso bleibt der Fluss des Grenzübergangspunkts Oude Stantenzijl der Gasunie im Jahr 2011 unberücksichtigt. Im Niedrigtemperaturbereich schwankt der L-Gas-Import etwa zwischen 3 GWh/h und 8 GWh/h. Auch die an das Gasunie-Netz angeschlossenen Speicher Lesum und Nüttermoor L Mooräcker finden keine Berücksichtigung im Jahr 2011 und weisen im Niedrigtemperaturbereich Entry-Mengen von bis zu 2 GWh/h bzw. 1,4 GWh/h auf. Der Speicher Thoense L bleibt gänzlich

unberücksichtigt, wird aber auch mit einer vermarktbaren Kapazität von 0 kWh/h ausgewiesen.

8.2.3 Datenauswertung

Insgesamt konnten von 2.673 Punkten Buchungsdaten sowie von 234 wichtigen Ein- oder Ausspeisepunkten bzw. Gruppen von Punkten stunden- oder tagesscharfe Flussdaten heruntergeladen werden. Die Flussdaten wurden, falls nicht auf Stundenbasis vorhanden, von der Tagesbasis auf Stundenwerte gemittelt. Die räumliche Aufteilung der Buchungsdaten auf alle Punkte von Ein- oder Ausspeisezonen führte während der Berechnung nicht zu besonders hohen Druckabfällen oder Flussgeschwindigkeiten (s. Kapitel 10 zu den Ergebnissen der Berechnungen), so dass keine Umverteilung von problematischen Punkten hin zu Punkten an leistungsfähigerer Infrastruktur notwendig war.

Mittels der in Kapitel 8.1.5 erläuterten Aufteilung der Punkte und Punktgruppen konnten den Flussdaten Temperaturdaten zugeordnet werden. Da die DWD-Temperaturdaten nur tagesscharf vorlagen, wurden die stündlichen Flussdaten den Tagesmitteltemperaturen zugeordnet. Dabei wurde die Inkonsistenz in Kauf genommen, dass bei der Durchschnittsbildung der Flussdaten von einem Gastag, d. h. 6:00 Uhr des Tages bis 6:00 Uhr des Folgetages, ausgegangen wurde, während die gemittelten Temperaturdaten auf einen Normaltag von 0:00 Uhr bis 0:00 Uhr verteilt wurden.

Aus den Daten können Relationen für den innerdeutschen L-Gas-Verbrauch ermittelt werden, die wiedergeben, wie der Mindestverbrauch, der Höchstverbrauch und der mittlere Verbrauch temperaturabhängig eingeschätzt werden. Die Herleitung der Relationen wird im Folgenden erläutert.

Im Entwurf des NEP 2013 vom 1. April 2013 [39] wird für das Jahr 2012 der stündliche, gesamtdeutsche, maximale L-Gas-Bedarf mit 78 GWh/h anhand des historischen zeitgleichen Maximums aus den Gaswirtschaftsjahren 2009 bis 2012 angegeben, der auch „annähernd der Summe der Bestelleistungen, die für 2013 seitens der nachgelagerten Netzbetreiber angefragt worden sind“ entspricht [39].

Dieser Höchstbedarf kann durch inländische Produktion mit 12 GWh/h, durch Importe aus den Niederlanden mit 48 GWh/h und inländischen Speichern mit 18 GWh/h gedeckt werden. Dabei können Einspeisemengen von zusätzlich

8 GWh/h alternativ aus den Niederlanden oder den inländischen L-Gas-Speichern abgerufen werden. „Bei der Speicherleistung wurde in der Regel die Leistung der Auslagerungskennlinien für einen 50 %-igen Füllstand angenommen. Hierbei wurden die Leistungen berücksichtigt, die transporttechnisch realisierbar sind. Teilweise besteht eine Konkurrenz bei der Nutzung der Transportkapazitäten zwischen der Auslagerung der Speicher zum Import aus den Niederlanden. Je nach planerischer Reduktion der Importleistung kann daher eventuell eine höhere Leistung aus den Speichern angesetzt werden. Diese kann nicht in jedem Fall zur Erhöhung der Leistungsbilanz genutzt werden.“ [39] Insgesamt stehen einem innerdeutschen L-Gas-Bedarf von 78 GWh/h im Jahr 2012 mit Sicherheitsabschlägen also Einspeisemengen von insgesamt mindestens 86 GWh/h gegenüber, solange die Speicher mindestens zu 50 % gefüllt sind.

Diese Angaben wurden in die Analyse der aus dem Internet heruntergeladenen Flussdaten an den L-Gas-Entrys und -Exits verwendet. Die Temperaturdaten wurden wie oben beschrieben für den gesamten L-Gas-Raum dem Mittelwert der NATZ -10 °C und -12 °C tagesscharf zugeordnet. Da sich der Gesamtbedarf des deutschen L-Gas-Raums durch inländische Produktion, Importe und Ausspeicherung decken lässt, werden die jeweiligen Entry-Summen im Folgenden näher dargestellt und anschließend summiert, um eine Indikation über den L-Gasverbrauch in Deutschland zu gewinnen und mit den NEP-Daten abzugleichen.

Die Summen der Entrys aus inländischer L-Gas-Produktion, Importen und Ausspeicherung (d. h. Netz-Einspeisung) stellen sich für den Zeitraum von Februar 2011 bis März 2012 unter den oben beschriebenen Annahmen wie folgt dar:

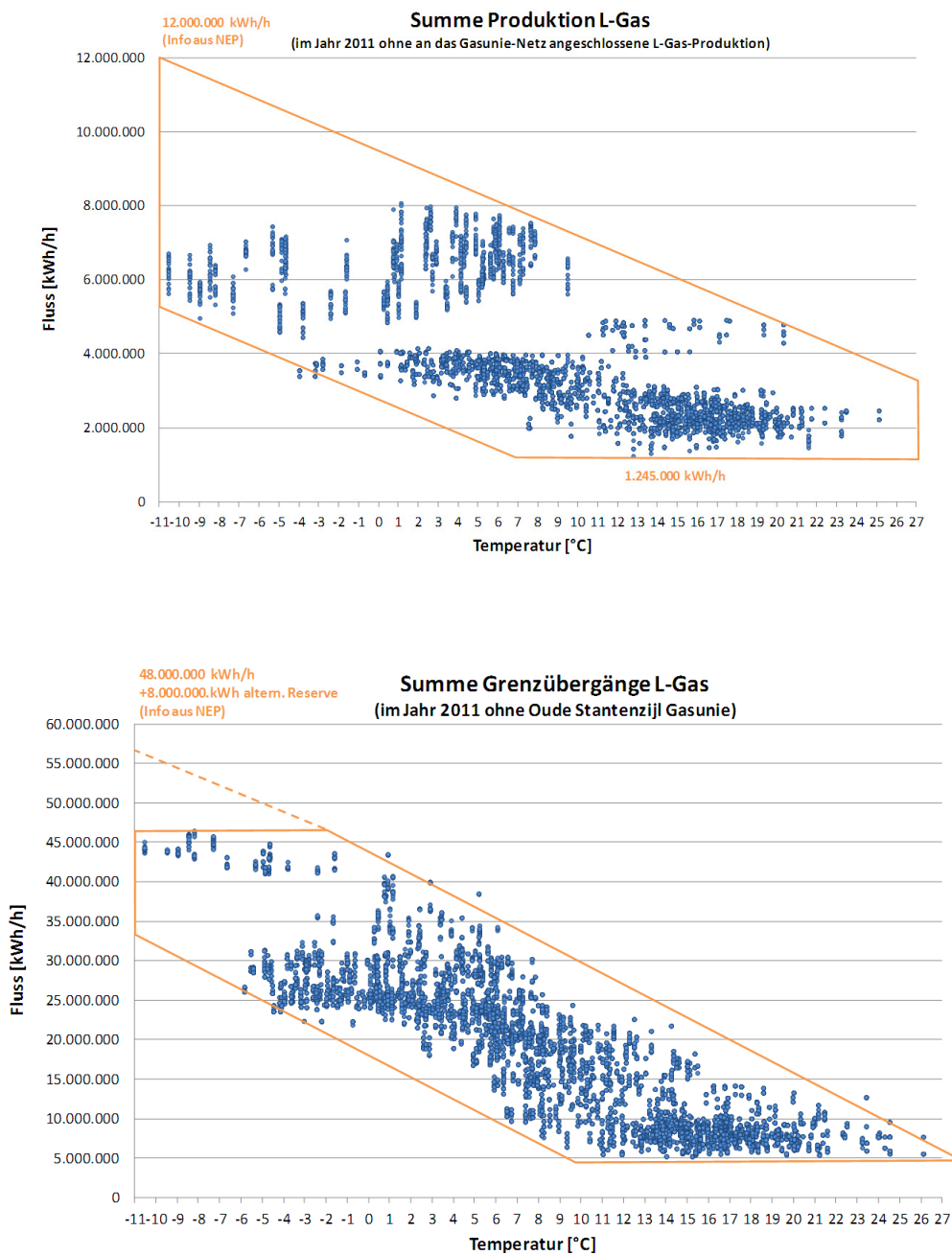
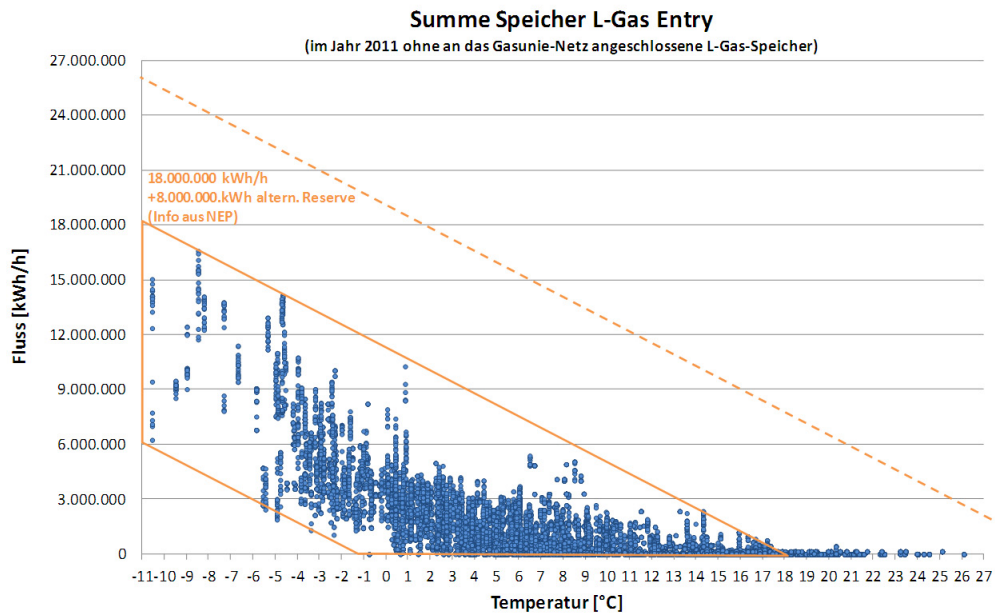


Abbildung 27: Wichtige an das Gasunie-Netz angeschlossene L-Gas Entrygruppen

Fortsetzung von Abbildung 27:



Ohne die Berücksichtigung fehlender Gasunie-Entrys, die im Bereich von etwa 4 GWh/h bis 15 GWh/h liegen, ergibt sich folgendes Bild:

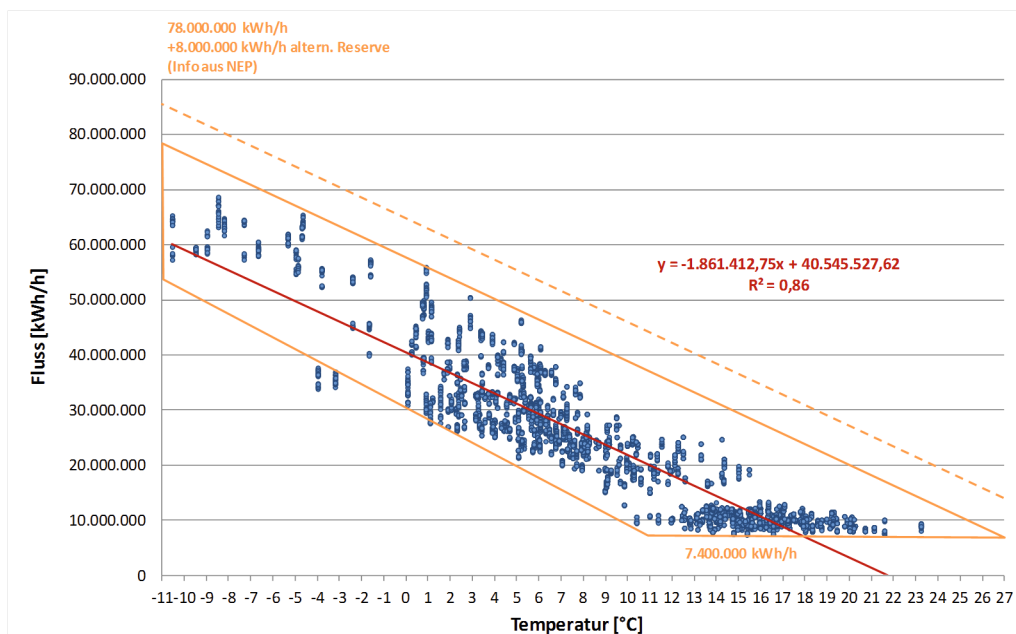


Abbildung 28: Summe aller L-Gas Entrys ohne Oude, Nüttermoor, Lesum und Produktion

Da wie oben beschrieben davon ausgegangen wird, dass die in den Flussdaten veröffentlichten Exit-Flüsse an L-Gas-Grenzübergangspunkten wie Elten/Zevenaar oder Vreden/Winterswijk virtuelle Ausgleichsflüsse zwischen Netzbetreibern und keine realen Exporte sind, wurden diese in der Betrachtung außen vor gelassen. Zur Ermittlung des L-Gas-Gesamtbedarfs wurde die Einspeicherung subtraktiv berücksichtigt, so dass sich für den L-Gas-Gesamtbedarf folgendes Bild ergibt:

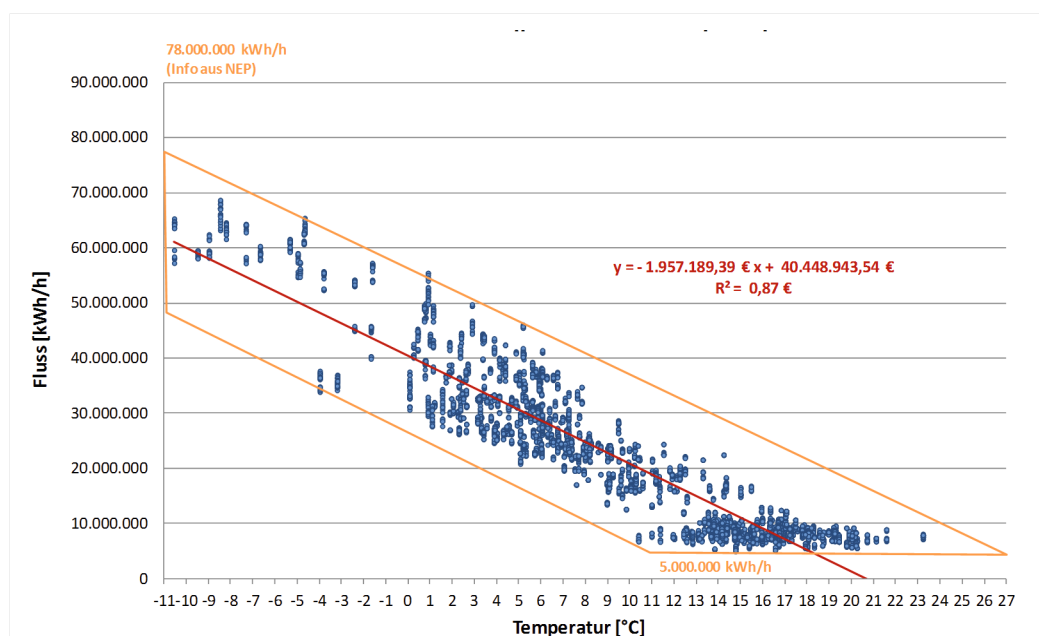


Abbildung 29: Summe aller L-Gas Letztverbraucher

Auch hier ist von den oben beschriebenen Fehlmengen von etwa 4 GWh/h bis 15 GWh/h der Gasunie-Punkte auszugehen, so dass von einer höheren Mindestabnahmemenge als 5 GWh/h auszugehen ist. Es wird also in der weiteren Arbeit von dem folgenden L-Gasbedarf ausgegangen.

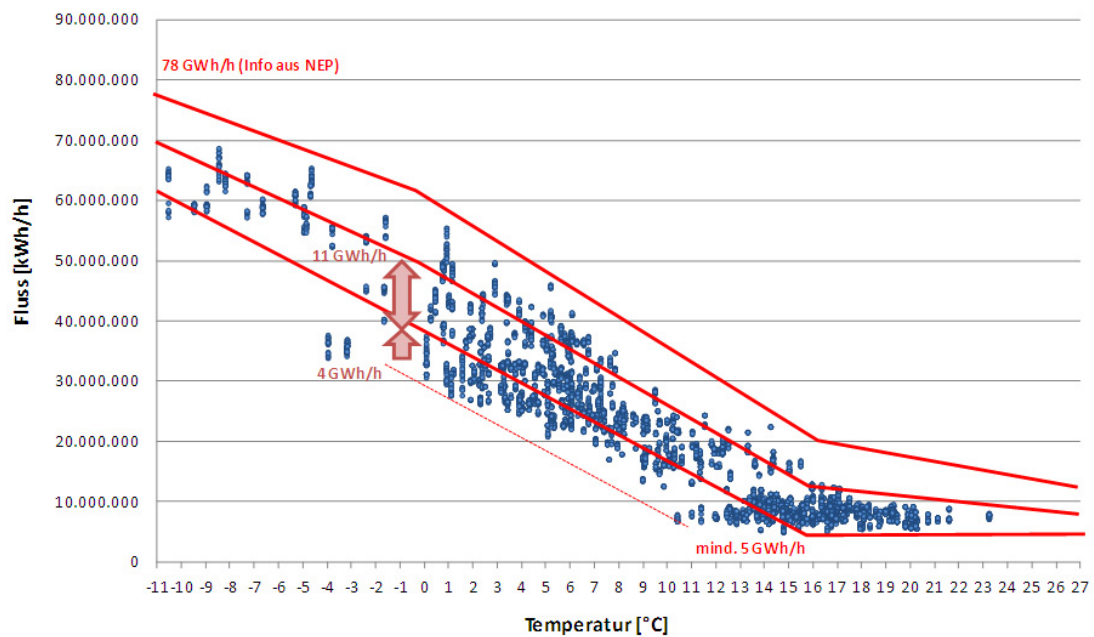


Abbildung 30: Abschätzung des innerdeutschen L-Gas-Verbrauchs mit Flusdatenvergleich

Für die Erstellung der Relationen wurde ein linearer Ansatz jeweils für die drei Temperaturbereiche kleiner $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ bis $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ und größer $16\text{ }^{\circ}\text{C}$ gewählt, wobei die minimale Relation sich an dem von *F. Tuppeck* (1963) [14] beschriebenen Verlauf der Regression orientiert. Die in Abbildung 30 dargestellten roten Geraden, die die um die Abschätzung der fehlenden Gasunie-Entrys angehobenen Punktwolken einschließen, werden im Folgenden als minimale, mittlere und maximale Relation des stündlichen L-Gas-Verbrauchs angenommen. In Abbildung 31 sind die Relationen mit den zugehörigen linearen Gleichungen für die drei Abschnitte dargestellt.

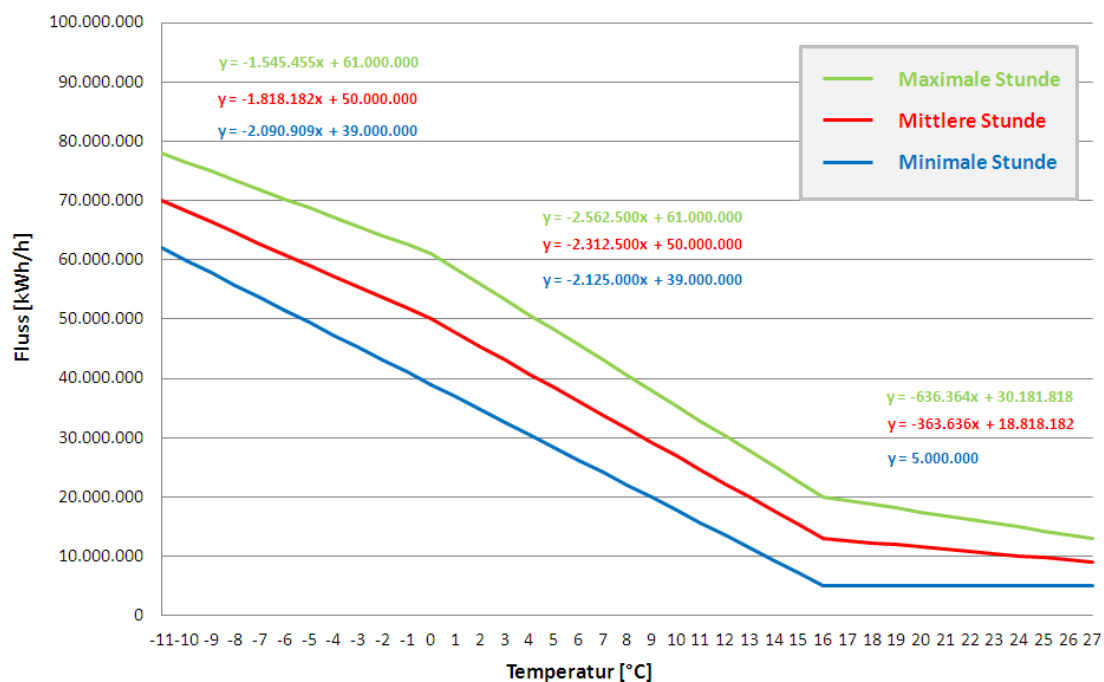


Abbildung 31: Minimale, mittlere und maximale Relation des innerdeutschen L-Gas-Verbrauchs

Zur Abschätzung des jährlichen L-Gasverbrauchs und zur analogen Erstellung von H-Gas-Verbrauchsrelationen wird für jede Stunde des Jahres 2012 die zugeordnete Temperatur in die jeweilige mittlere Relation der drei Temperaturbereiche eingesetzt. Hierbei wird die mittlere Relation verwendet, da sie minimale und maximale Werte als Mittelwert abbilden soll.

In Abbildung 32 geben die blauen Werte die durchschnittlichen Temperaturwerte der NATZ -10 °C und NATZ -12 °C im Jahr 2012 wieder und die grünen Werte die stündlichen, inländischen L-Gas-Gesamtverbräuche, die durch das Einsetzen der Temperaturen in die mittleren Relationsgleichungen, die rot am linken Rand für ihren jeweiligen Geltungsbereich dargestellt sind, berechnet wurden.

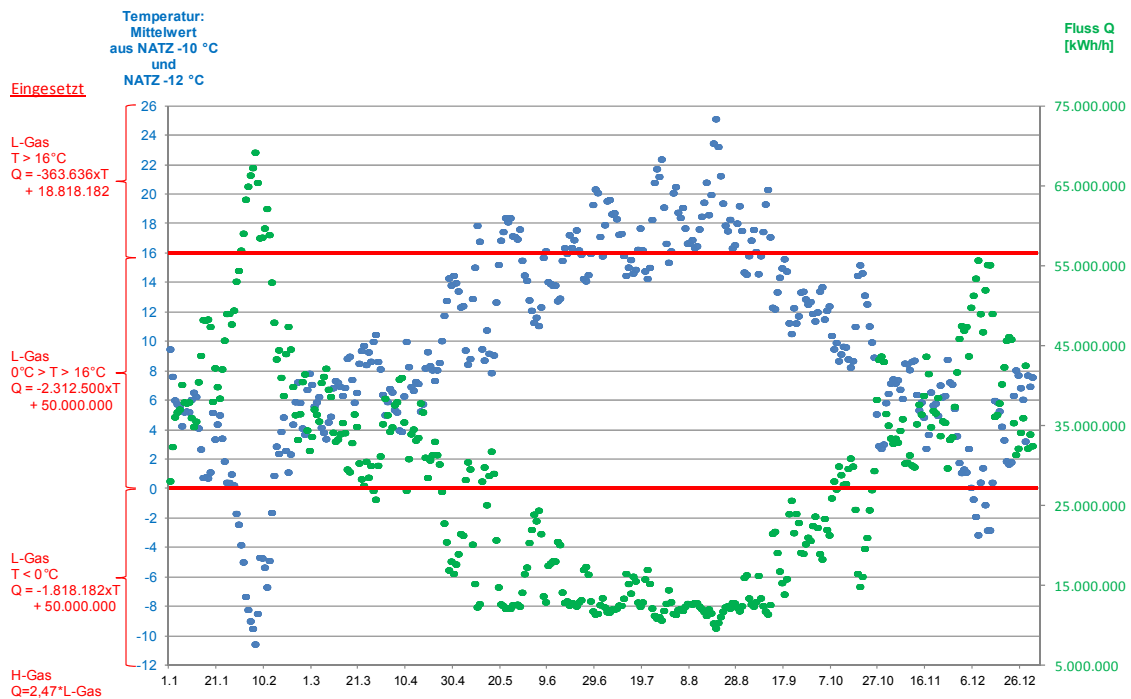


Abbildung 32: Einsetzen der Temperaturdaten 2012 in die mittlere L-Gas-Verbrauchs-Relation

Laut statistischem Bundesamt lag der gesamtdeutsche Jahresgasbedarf 2012 bei 905.695 GWh/a [224]. Die Summation der durch Einsetzen der Temperatur berechneten Verbrauchswerte ergibt für L-Gas für das Jahr 2012 einen Wert von 249.447 GWh/a. Dies entspricht einem Anteil von 27,6 % am deutschen Gesamtgasbedarf.

Zur analogen Erstellung der H-Gas-Relationen konnten aus öffentlich zugänglichen Quellen nicht alle notwendigen Daten ermittelt werden bzw. nicht aus den veröffentlichten Lastflussdaten abgeleitet werden, da die H-Gas-Daten mit deutlich größeren Fehlern behaftet sind und zur Bestimmung des inländischen H-Gas-Bedarfs nicht einfach addiert bzw. subtrahiert werden können. Mittels der L-Gas-Relationen konnten aber Relationen für den inländischen H-Gas-Bedarf gebildet werden.

Dabei geht die Annahme ein, dass der inländische H-Gasbedarf sich analog zum L-Gasverbrauch verhält und sich nur durch die Höhe der Gasmenge unterscheidet. Ist der Grundbedarf höher, ist auch anzunehmen, dass der Bedarf im Niedrigtemperaturbereich höher ist, so dass die L-Gas-Relationen mit einem konstanten Faktor über den gesamten Temperaturbereich skaliert werden, bis der verbleibende inländische H-Gasbedarf erreicht wird. Dieser ergibt sich durch den inländischen Gesamtgasbedarf von 905.695 GWh/a abzüglich des berechneten L-Gas-Bedarfs

von 249.447 GWh/a zu einem H-Gas-Bedarf von 656.248 GWh/a bzw. 72,4 % im Jahr 2012. Der Skalierungsfaktor, der sich aus dieser Vorgabe für die mittleren Relationen ergibt, ist 2,47 und wird auf die maximalen und minimalen Relationen übertragen.

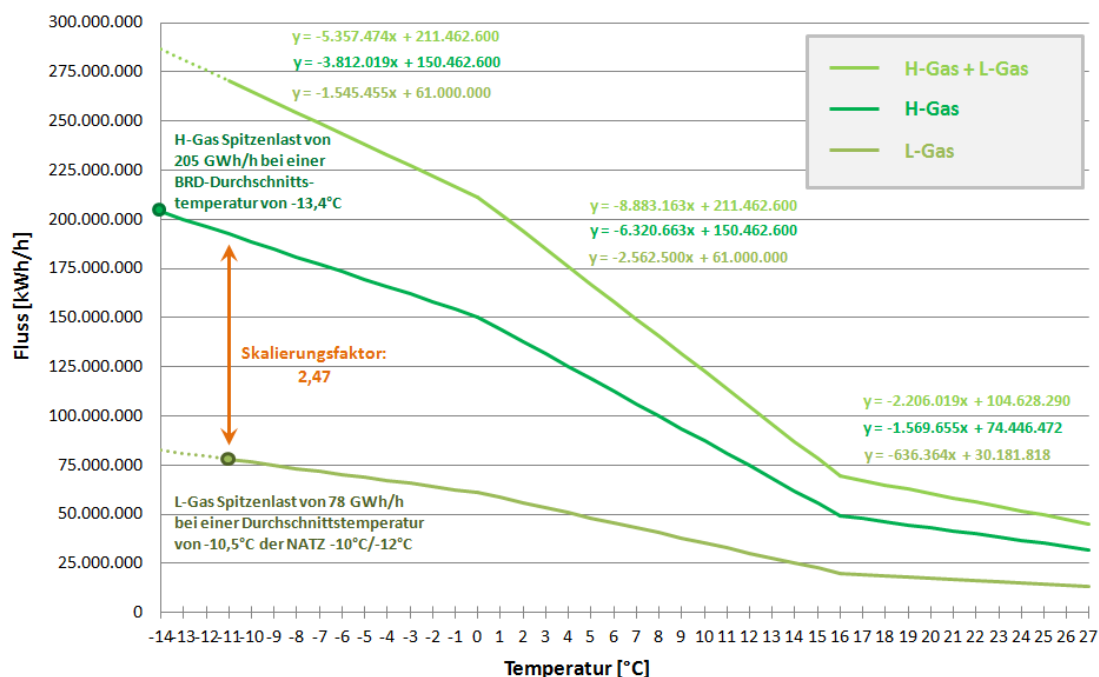


Abbildung 33: Skalierungsfaktor von maximalem, inländischem L-Gas- zu H-Gas-Verbrauch

Abbildung 33 zeigt, dass sich aus den maximalen H-Gas-Relationen mit dem berechneten Skalierungsfaktor ein maximaler stündlicher, inländischer H-Gasbedarf von 203.830.866 kWh/h bei -14 °C mittlerer Außenlufttemperatur in Deutschland ergibt. Alle H-Gas-Relationen und die zugehörigen, abschnittswisen Gleichungen sind in Abbildung 34 dargestellt.

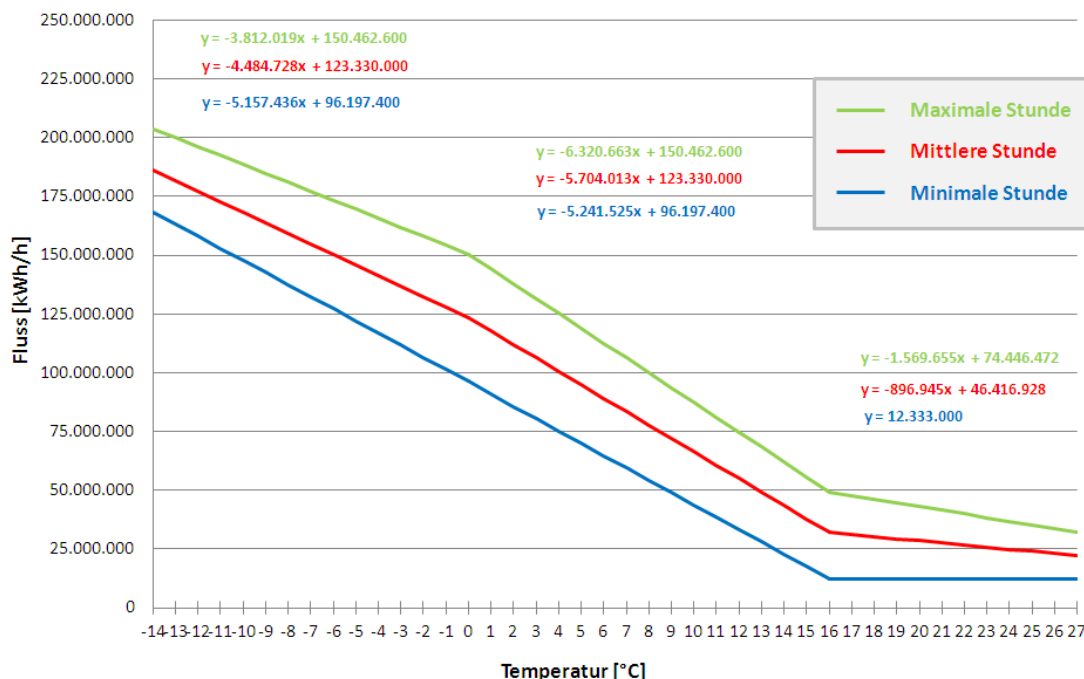


Abbildung 34: Minimale, mittlere und maximale Relation des innerdeutschen H-Gas-Verbrauchs

Die ermittelte Aufteilung von 27,6 % L-Gas und 72,4 % H-Gas für den inländischen Jahresgesamtverbrauch und stündlichen Verbrauch konnte auch durch die Rekonstruktion der Spitzenlastsituation im Februar 2012 bestätigt werden (vgl. Kapitel 8.4.3).

8.3 Maximalflusswerte für Ein- und Ausseisepunkte

Die Abschätzung der maximalen Flusswerte ist relevant für die Erstellung des Szenariengerüsts, da die verschiedenen Entrys und Exits zwar bis zur ihrer Maximalkapazität getestet, aber nicht über diese hinaus verwendet werden sollen. Ansonsten ist nicht sicher, ob die Gasmengen dann angestellt bzw. abtransportiert werden können. Dies kann zu einer unrealistisch einfachen Flusssituation führen, was vermieden werden soll.

8.3.1 Datenverfügbarkeit

Zur Bestimmung der maximalen Flusswerte werden die in den vorherigen Kapiteln ermittelten Buchungen, geflossenen Flusswerte und Daten mittels der vor- und nachgelagerten Infrastruktur abgeschätzt.

Für Produktionspunkte und die wichtigsten Import- und Exportpunkte lag zur Abschätzung der maximalen Flusswerte eine gute Datenlage vor. Auch für Speicher-

punkte konnten Buchungs- und Flussdaten heruntergeladen und um die maximalen Ein- und Ausspeicherraten der Gasspeicher ergänzt werden (vgl. Kapitel 5.2.5). Die von 2012 bis 2014 ausgebaute Infrastruktur, beispielsweise der Speichieranlagen Friedeburg-Etzel oder Jemgum, wurden ebenso berücksichtigt wie die neuen Leitungen OPAL und NEL. Für die Abschätzung des maximalen inländischen Verbrauchs wurden die internen Bestellungen und Kapazitätsbuchungen für direkt an das Fernleitungsnetz angeschlossene Direktverbraucher wie Kraftwerke und Industriekunden verwendet.

Zur Überprüfung der Größenordnung der maximalen Flusswerte wurde der Monitoringbericht 2012 herangezogen. In Abbildung 35 ist das Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne interne Bestellungen in den beiden Marktgebieten Gaspool und NCG zu den Stichtagen 15. März 2011 und 15. Oktober 2011 zu erkennen.

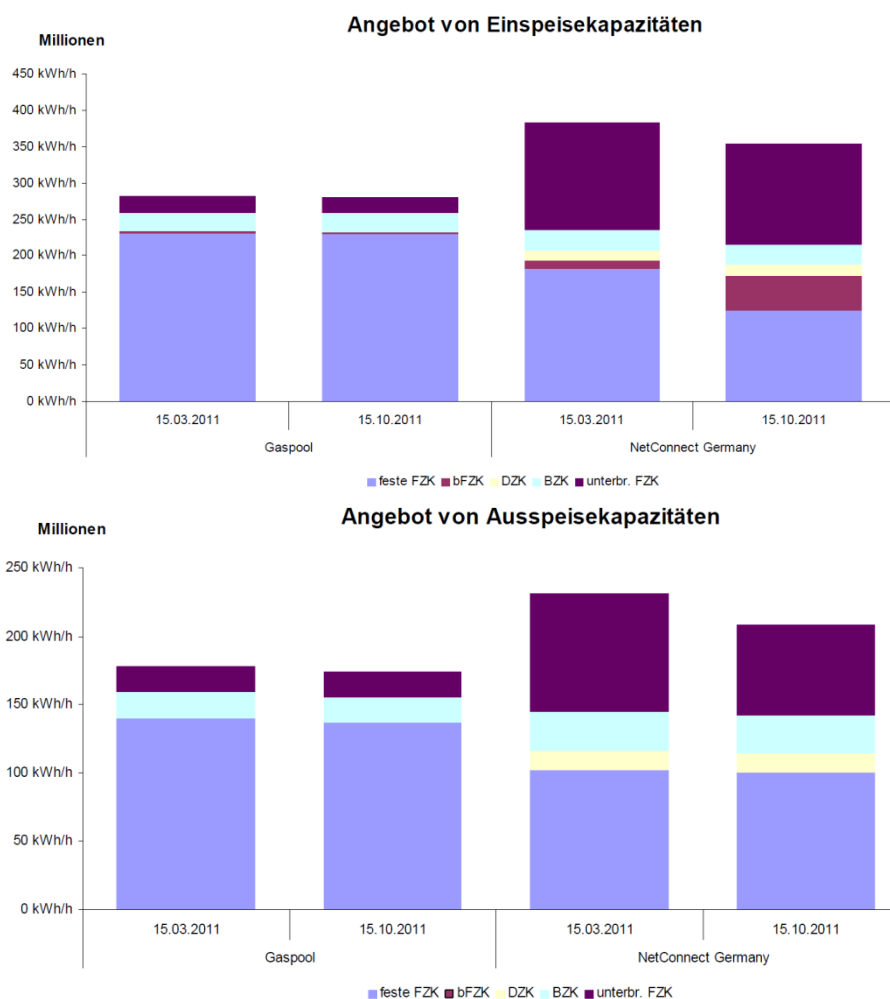


Abbildung 35: Angebot von Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne interne Bestellungen
 Abbildung entnommen aus dem BNetzA-Monitoringbericht 2012 [38], S. 180 und 181

Die Verringerung der Kapazitäten ist durch die Marktgebietszusammenlegung von H- und L-Gas zu einem NCG-Marktgebiet am 1. Oktober 2011 zu erklären. Für einen sinnvollen Vergleich wurden für die Werte im März die Kapazitäten der ehemals getrennten Marktgebiete addiert. Da ab Oktober 2011 beide deutschen Marktgebiete zusammengelegt wurden, enthalten die Kapazitätswerte sowohl L-Gas als auch H-Gas. Des Weiteren sind auch Übergangskapazitäten zwischen Marktgebieten in den Kapazitäten enthalten.

Wie zu erkennen, ist die vermarktete Kapazität abhängig von der Größe des Marktgebietes und deswegen nur zur Überprüfung der Größenordnung der Maximalflusswerte geeignet. Werden die Gaspool- und NCG-Kapazitäten zum Stichtag 15. März 2011 addiert, erhält man Ein- und Ausspeisekapazitäten in Höhe von ca. 680 GWh/h bzw. 415 GWh/h. In den Daten sind die Übergänge zwischen den beiden Marktgebieten enthalten. Aus den ermittelten Buchungsdaten ergibt sich durch Summation der festen und unterbrechbaren Kapazitäten ein Entry- bzw. Exit-Wert von etwa 60 GWh/h für die Übergänge zwischen den beiden Marktgebieten, der in den vom Monitoringbericht 2012 genannten Ein- und Ausspeisekapazitäten enthalten ist. So ergeben sich für die Maximalflüsse in Deutschland für Entrys als unterer Wert 620 GWh/h und für Exits ohne interne Bestellung als unterer Wert 355 GWh/h. Die Summe der Maximalflusswerte sollte größer sein, aber in der Größenordnung beider Werte liegen.

8.3.2 Ergänzende Annahmen

Es kann davon ausgegangen werden, dass bei großen Leitungen und Speicheranlagen die direkt angeschlossene Infrastruktur für die zu- oder abzutransportierenden Gasflüsse ausgelegt ist. Wie die Berechnungen zeigen, ist es allerdings so, dass dies nur für die unmittelbar angrenzenden Leitungen gilt und nicht für das gesamte vor- bzw. nachgelagerte Leitungssystem. Hier können beispielsweise mehrere Speicher angeschlossen sein, deren maximale Flüsse nicht alle gleichzeitig zu- oder abtransportiert werden können.

Für die Produktionspunkte wird in allen Simulationen ein Wert von 1,15 GWh/h angesetzt, auch wenn die maximale Einspeisung diesen Wert deutlich überschreitet. Wie *B. Sauer* (2015) [215] beschreibt, belaufen sich die L- und H-Gas-Produktionsmengen maximal auf ca. 13,36 GWh/h und können zum Großteil alternativ in das H-Gas- oder L-Gas-Netz eingespeist werden. Aufgrund der größer

werdenden Deckungslücke im L-Gas ist dementsprechend davon auszugehen, dass nur geringe Mengen deutschen Gases in das H-Gas-Netz eingespeist werden.

Eine Größenordnung für die maximalen Kapazitäten der Importpunkte, die nicht von vermaschten Leitungssystemen, sondern von Einzelleitungen beliefert werden, wurde in Tabelle 7 auf S. 106 abgeschätzt. Für die Entry-Punkte Dornum und Emden, die von den Leitungen Norpipe und Europipe I und II beliefert werden, ergibt sich dabei in Summe ein Wert von 71,2 GWh/h, für den Entry-Punkt Greifswald, der von den Leitungen Nord Stream I und II beliefert wird, ein Wert von 70,2 GWh/h.

Die maximalen Ein- und Ausspeicherraten von Speichern dienen als obere Grenze zur Abschätzung des Maximalflusses, wurden aber aufgrund von Buchungs- und Flusssdaten sowie Simulationsergebnissen gegebenenfalls nicht als Maximalwert genommen. Einen Überblick der Speicherwerte gibt Tabelle 17 in Anhang 12.2.

Für interne Bestellungen und Kapazitätsbuchungen an Netzanschlusspunkten von Kraftwerken und Industriekunden wurden jeweils die Summen aus fester und unterbrechbarer Kapazität als Maximalwert angenommen. In der ab 1. Oktober 2012 gültigen Fassung der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen heißt es in § 10 Absatz 5, dass die interne Bestellung als Brutto-Kapazität der Regressionsfunktion bei Auslegungstemperatur ermittelt wird. Die Regressionsfunktion wird dabei "auf Basis der Wertepaare aus maximaler Stundenleistung pro Tag und zugehörigem arithmetischen Mittelwert der Temperaturwerte des Tage" gebildet [223]. Zur Regression wird eine lineare Funktion verwendet und basiert auf den Wertepaaren der 120 kältesten Tage eines Dreijahres-Zeitraums, so dass davon auszugehen ist, dass die internen Bestellungen die Maximalwerte abbilden.

8.3.3 Datenauswertung

Die maximalen Flusswerte wurden tendenziell eher zur niedrigeren Seite hin abgeschätzt. Da geografisch benachbarte Punkte mit gleicher Flussrichtung oftmals nicht gleichzeitig maximal verwendet werden können, findet auch über eine gemeinsame Nutzung in einem Szenario eine Überprüfung der maximalen Kapazitäten der Infrastruktur statt, wie in den Simulationsergebnissen in Kapitel 10 gezeigt wird. Eine Tabelle mit der detaillierten Abschätzung aller H-Gas-Entrys und -Exits ohne inländische Letztverbraucher findet sich in Anhang 12.4.

Auch wenn die maximalen Kapazitäten an den H-Gas-Produktionspunkten in Deutschland bis zu 9,8 GWh/h betragen, ist die Produktion größtenteils alternativ zur L-Gas-Produktion und steht dementsprechend dem H-Gas kaum zur Verfügung.

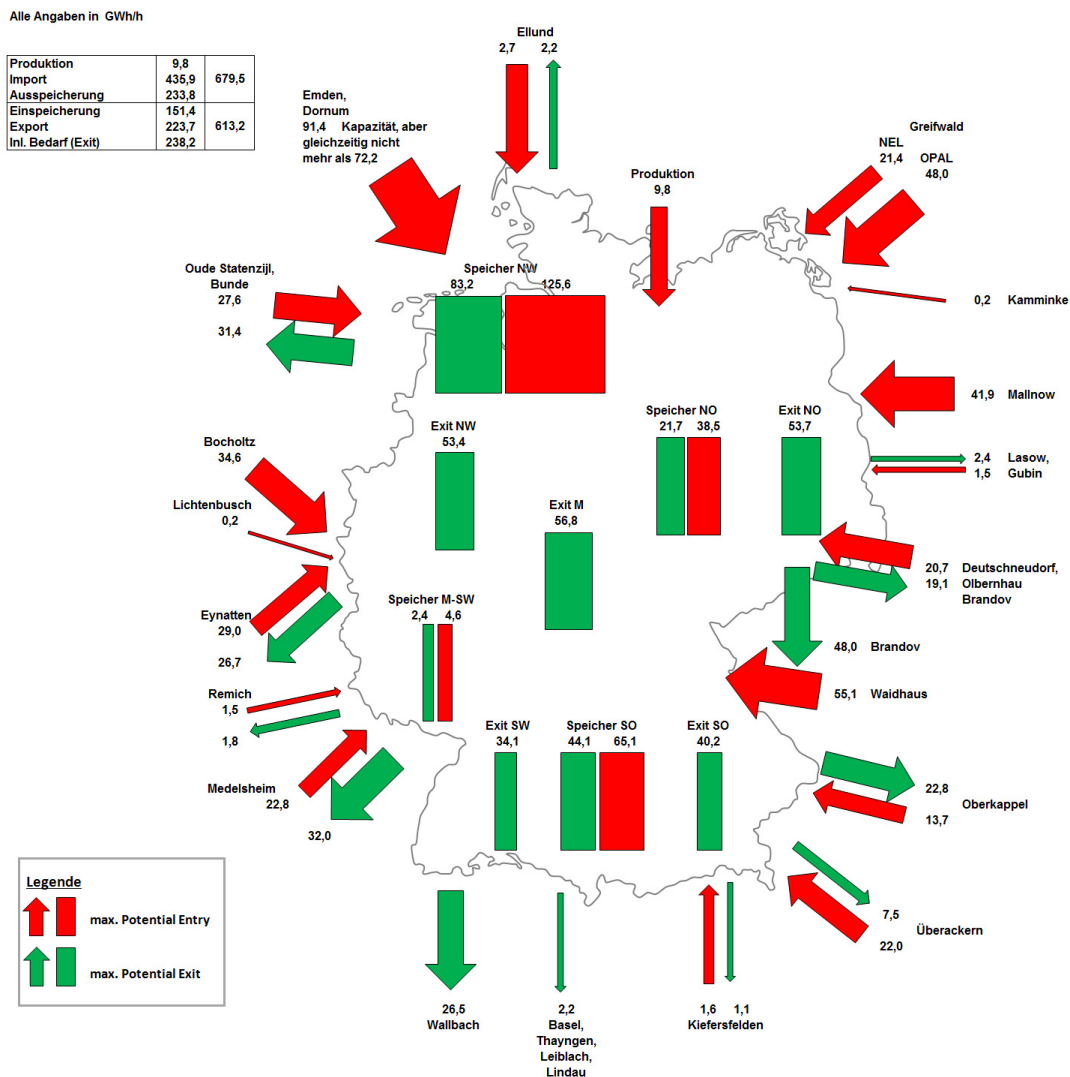


Abbildung 36: Maximale Flusswerte für deutsche H-Gas-Entrys und -Exits

Die internen Bestellungen und Buchungen der Letztverbraucher betragen im H-Gas 183 GWh/h bzw. 55 GWh/h, in Summe 238 GWh/h, und im L-Gas 63 GWh/h bzw. 18 GWh/h, in Summe 81 GWh/h. Die Summe der maximalen Entry und Exit-Kapazitäten beträgt im H-Gas 679,5 GWh/h bzw. 613,2 GWh/h und im L-Gas 135 GWh/h bzw. 129 GWh/h.

Die Gesamtsumme aller maximalen Entry- und Exit-Kapazitäten beträgt somit 812 GWh/h bzw. 740 GWh/h. Die Exit-Kapazitäten ohne interne Bestellung für H-

Gas und L-Gas belaufen sich auf 494 GWh/h. Diese überschreiten die im Monitoringbericht angegebenen Werte von 620 GWh/h bzw. 355 GWh/h ohne interne Bestellung um 31 % bzw. 39 % und sind dementsprechend in einer durch das Entry-Exit-Modell zu erwartenden Größenordnung höher.

8.4 Rekonstruktion der Netzsituation im Februar 2012

Für die Rekonstruktion der Netzsituation, die Anfang Februar 2012 in Deutschland vorgeherrscht hat, wurden nicht nur die öffentlich zugänglichen Daten von den im Topologiemodell berücksichtigten 17 Fernleitungs- und 3 Regionalnetzbetreibern verwendet, sondern auch die Daten der nachgelagerten Netzbetreiber Gas-Union, Westnetz und Avacon.

8.4.1 Datenverfügbarkeit

Die Daten, die in die Rekonstruktion dieser Netzsituation eingeflossen sind, sind die oben ermittelten Buchungsdaten und Flussdaten auf Datums- und Temperaturbasis. Zusätzlich wurden die von jedem Netzbetreiber in den Netzstrukturdaten veröffentlichte Jahresmaximalausspeisung mit der zugehörigen Stunde berücksichtigt. Wie Tabelle 10 zeigt, fallen die Stunden der Jahresmaximalausspeisung der betrachteten Netzbetreiber alle in den Zeitraum vom 2. bis 8. Februar 2012. Ausnahmen bilden die Höchstlasten des GRT-Anteils an der MEGAL und des Fluxys-Anteils an der TENP, die auf den 26. Januar bzw. 16. Februar 2012 fielen.

Gerade bei der MEGAL ist es nicht verwunderlich, dass die Jahreshöchstlast nicht in den gleichen Zeitraum fällt, da der Entry Waidhaus laut Winterbericht 2011/2012 Anfang Februar 2012 um bis zu 30 % eingeschränkt war [225].

Tabelle 10: Jahresarbeit und zeitgleiche Jahreshöchstlast aus den NSD

Netzbetreiber	Entnommene Jahresarbeit 2012	Zeitgleiche Jahreshöchstlast aller Auspeisungen 2012	Zeitpunkt des Auftretens der zeitgleichen Jahreshöchstlast
Gasunie	211.368.606.553 kWh	43.569.000 kWh/h	06.02.2012 06:00
Open Grid Europe	759.169.735.537 kWh	218.036.125 kWh/h	02.02.2012 08:00
Thyssengas	69.500.000.000 kWh	26.062.500 kWh/h	07.02.2012 08:00
Gastransport Nord	34.861.182.642 kWh	10.629.000 kWh/h	07.02.2012
Nowega	22.129.000.000 kWh	6.940.000 kWh/h	07.02.2012 14:00
GASCADE	145.911.000.000 kWh	64.797.000 kWh/h	07.02.2012 18:00
Ontras	163.800.000.000 kWh	51.342.000 kWh/h	07.02.2012 17:00
Jordgas	---	---	---
Bayernets	68.128.191.322 kWh	19.921.194 kWh/h	06.02.2012 17:00
Terranets	76.725.954.000 kWh	23.059.000 kWh/h	07.02.2012 17:00
OPAL	---	---	---
NEL	---	---	---
LBGT	---	---	---
GOAL	---	---	---
Fluxys NEL	---	---	---
GRTgaz Deutschland	353.079.205.000 kWh	61.058.000 kWh/h	26.01.2012 12:00
Fluxys TENP	76.273.443.108 kWh	17.535.000 kWh/h	16.02.2012
Summe	1.980.946.318.162 kWh	542.948.819 kWh/h	26.01.-16.02.2012
Nachgelagerte NB			
ETG	45.189.118.102 kWh	9.575.696 kWh/h	07.02.2012 08:00
Open Grid Regional	27.769.353.960 kWh	8.056.866 kWh/h	07.02.2012 08:00
Gasunion	40.746.225.114 kWh	12.842.375 kWh/h	07.02.2012 07:00
EWE Netz	37.255.000.000 kWh	11.593.000 kWh/h	06.02.2012
Westnetz	48.178.556.628 kWh	18.586.000 kWh/h	07.02.2012 08:00
E.ON Avacon	37.438.862.707 kWh	11.804.477 kWh/h	07.02.2012 10:00
Summe	236.577.116.511 kWh	72.458.414 kWh/h	06.02.-07.02.2012

8.4.2 Ergänzende Annahmen

Bei den Netzstrukturdaten wurde davon ausgegangen, dass die von den Netzbetreibern auf ihren Internetseiten angegebene zeitgleiche Jahreshöchstlast alle Ausspeisungen zusammenfasst, also nicht nur Endkunden und nachgelagerte Netzbetreiber, sondern auch Grenzübergangspunkte, Überspeisungen zu inländischen Netzbetreibern, Mischanlagen und Speicher. Dies führt dazu, dass die Daten an den Netzkopplungsstellen zwischen den Netzbetreibern Doppelzählungen enthalten, die für die Rekonstruktion der Flusssituation heraus gerechnet werden müssen. Die Doppelzählungen rühren daher, dass für Joint Venture oder Bruchteilseigentum der jeweilige Netzbetreiber nicht nur seinen Anteil, sondern die Summe für die jeweilige Leitung angibt, wenn beispielsweise nur eine gemeinsame Messanlage eingerichtet ist.

Auch wenn die Jahreshöchstlast nicht bei allen Netzbetreibern in der gleichen Stunde des Jahres aufgetreten ist, wird davon ausgegangen, dass die maximalen Ausspeisungen gleichzeitig angesetzt sind. Der Grund ist, dass auch die anderen Stunden in diesem Zeitraum aufgrund relativ stabiler Tiefsttemperaturen nicht stark von der jeweiligen Höchstlast abweichen, so dass angenommen wird, dass die zeitgleichen Daten nur minimale Abweichungen im gesamten Zeitraum aufweisen.

Die einzige Ausnahme zu dieser Annahme stellt die Einspeisung in Waidhaus dar, die laut BNetzA-Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12 um 30 % der üblichen Spitzenlasteinspeisung reduziert war [225]. Weiter gibt der Bericht an, dass die Einspeisungen Mallnow und Lubmin in normaler Höhe genutzt wurden, während die Exporte Richtung Frankreich und Italien in Medelsheim um 5 GWh/h und in Wallbach um 6 GWh/h erhöht waren. Im OGE-Netz wurden alle unterbrechbaren Verträge in Baden-Württemberg, Bayern und im mitteldeutschen Raum unterbrochen, im Terranets-Netz musste die Überschreitungstoleranz von 5 % der internen Bestellung gestrichen und die Aufspeicherung der Speicher Sandhauen und Frohnhofen erhöht werden. Gleichzeitig wurden alle nachgelagerten Netzbetreiber aufgefordert, alle unterbrechbaren Verträge in ihrem Netz zu unterbrechen sowie nachgelagerte Speicher zu nutzen. Im süddeutschen Raum am wenigsten betroffen war das Gebiet der Bayernets. Feste Verträge mussten in Deutschland jedoch nicht unterbrochen werden. [225] Die zu anderen Wintertagen des Jahres 2012 dauerhaft erhöhte Speicherentnahme sowie die Entwicklung des Füllstandes kann Abbildung 37 entnommen werden.

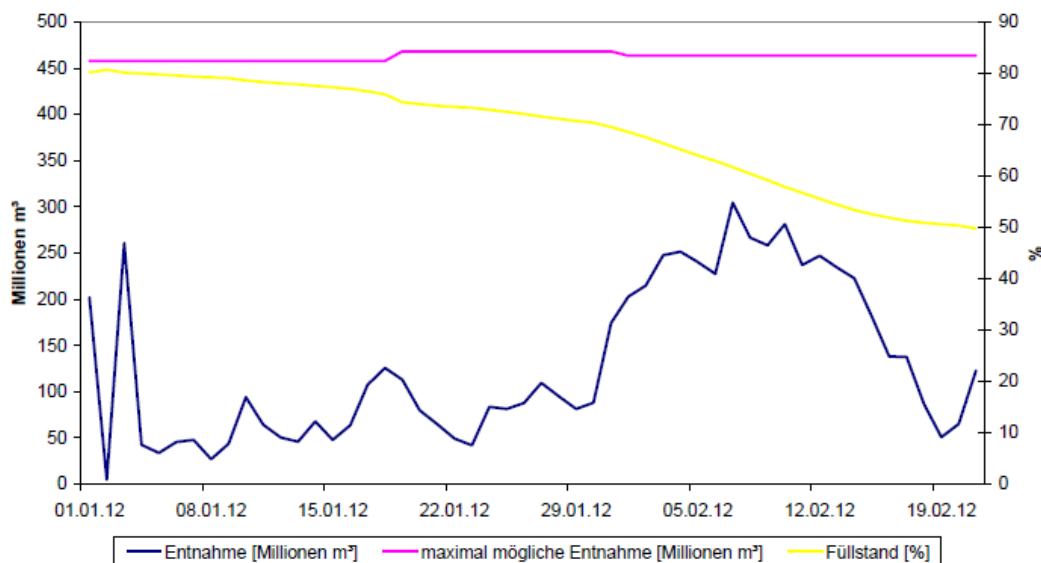


Abbildung 37: Aggregierte Entnahmemengen aus deutschen Speichern

Abbildung entnommen aus dem BNetzA Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 [225]

Zur Erstellung der L-Gas-Bilanz wurde die Annahme getroffen, dass in dem betrachteten Zeitraum kein Gas exportiert oder eingespeichert wurde, so dass nur der inländische L-Gas-Bedarf gedeckt werden musste. Wie in Kapitel 8.2.3 erläutert, wurde dieser Bedarf mit etwa 78 GWh/h in der Spitzenlast angenommen und von Importen in Höhe von ca. 48 GWh/h, inländischer Produktion in Höhe von ca. 12 GWh/h und Speichern in Höhe von ca. 18 GWh/h gedeckt.

Bei vorhandenen Dateninkonsistenzen der Flusdaten wurden die in Kapitel 8.2.2 erläuterten Annahmen getroffen.

8.4.3 Datenauswertung

Die Temperaturen, die Anfang Februar in Deutschland geherrscht haben, bilden den in der Kooperationsvereinbarung und in der DIN EN ISO 2381 beschriebenen und geforderten Auslegungsfall bis auf leicht höhere Temperaturen in Süddeutschland sehr gut ab, wie in Abbildung 23 auf S. 126 erkennbar ist. Das bedeutet, dass eine Rekonstruktion der Netzsituation, die Anfang Februar 2012 vorlag, den Auslegungsfall für die deutschen Gastransportnetze bis auf die verringerte Einspeisung in Waidhaus widerspiegelt.

Da sich nach der Kooperationsvereinbarung die internen Bestellungen zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern an dem Auslegungsfall orientieren, wurden die internen Bestellungen als Grundlage für die Rekonstruktion der Netzsituation verwendet. Auch die Bestellungen zu Endkunden, d. h. von Kraftwerken und Industriekunden, wurden übernommen. Überarbeitet wurden die Daten mit Flussdaten über Exit-Punkte oder -Gruppen. Auf diese Art und Weise wurden für jeden Netzbetreiber die inländischen Ausspeisungen bestimmt. Des Weiteren wurden die veröffentlichten Flussdaten bzw. im Ersatzfall Nominierungs-, Renominierungs- und Allokationsdaten für wichtige Grenzübergangs- und Speicherpunkte analysiert und zur Bilanz hinzugefügt. Die restlichen Ein- und Ausspeisungen mussten an den Entrys und Exits des jeweils betrachteten Fernleitungsnetzbetreibers erfolgen, von denen die meisten interne Überspeisepunkte zu angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern sind. Mit der beschriebenen Vorgehensweise konnten so die Bilanzen für L-Gas und H-Gas erstellt werden.

Bei der Rekonstruktion der Netzsituation Anfang Februar 2012 wurde mit dem deutschen L-Gas-Fernleitungsnetz begonnen, auch wenn es im Rahmen dieser Arbeit nicht berechnet wird. Der Grund ist, dass die Netzstrukturdaten in Tabelle 10 als Konglomerat aus H- und L-Gas-Ausspeisungen angegeben sind und deswegen erst L-Gas für die H-Gas-Bilanz heraus gerechnet werden muss. Aus den Analysen der Flussdaten ergab sich für L-Gas folgende Verteilung auf die Entrys, die mit den NEP-Angaben gut übereinstimmen.

Die Summe des gesamten inländischen Verbrauchs und somit auch der Einspeisungen ergibt etwa 79 GWh/h. Da die Rekonstruktion der Spitzenlastsituation Anfang Februar 2012 nur bilanziell erstellt und nicht berechnet wurde, kann keine Aussage zu der benötigten Treibgasmenge gemacht werden. Üblicherweise liegt der Treibgasverbrauch aber bei eher kurzen Transportentfernungen, wie sie im L-Gas-Leitungssystem vorliegen, deutlich unter 1 % der transportierten Gasmenge. Dieses zusätzliche Gas müsste ebenfalls noch aus den Entrys bereitgestellt werden, wurde aber in den Übersichten vernachlässigt. Die maximalen Potentiale ergeben sich aus der Summe der veröffentlichten festen und unterbrechbaren Kapazitäten und sind für die Produktion teilweise alternativ zu verstehen. Ebenfalls sind die maximalen Potentiale der Ein- und Ausspeicherraten abhängig von den Speicherfüllständen. Zwar gibt es auch ein relativ hohes Potential an Exportkapazitäten,

das allerdings aufgrund der L-Gasverknappung eher selten real genutzt werden wird.

Tabelle 11: L-Gas-Bilanz für das Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012

Punktart	Fluss [kWh/h]	Angabe NEP-Entwurf 1. April 2013	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Produktion	10.733.422	12 GWh/h	28.184.144
Import	48.516.645	48 GWh/h + 8 GWh/h alternativ zur Ausspeicherung	57.288.050
Ausspeicherung	19.706.647	18 GWh/h + 8 GWh/h alternativ zum Import bei mind. 50 % Füllstand	49.548.625
Entry-Summe	78.956.714	78 GWh/h + 8 GWh/h	135.020.819
Inländischer Verbrauch	78.956.714	78 GWh/h	90.093.147
Einspeicherung	0	---	18.685.910
Export	0	---	18.891.540
Exit-Summe	78.956.714	78 GWh/h	127.670.597

Eine detaillierte Aufstellung der L-Gas-Entrys findet sich in Tabelle 18 in Anhang 12.3, so dass die Angaben der Netzbetreiber zur Erstellung der H-Gas-Bilanz um die Ein- und Auspeisemengen von L-Gas bereinigt werden konnten. Die detaillierten Ein- und Auspeisungen an Produktions-, Import-, Export-, Ausspeicher- und Einspeicherungspunkten im H-Gas finden sich in Tabelle 19 in Anhang 12.4, einen Überblick gibt Tabelle 12.

Tabelle 12: H-Gas-Bilanz für das Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012

Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Produktion	4.821.724	9.804.544
Import	200.510.416	379.259.283
Ausspeicherung	116.367.719	210.980.126
Entry-Summe	324.199.859	600.043.953
Inländischer Verbrauch	204.748.910	238.203.692
Einspeicherung	0	133.251.934
Export	116.950.949	188.483.984
Exit-Summe	324.199.859	559.939.610

Umgerechnet mit einem Brennwert von 11,2 kWh/m³ ergibt sich eine Ausspeicherungsmenge von etwa 250 Mio. m³/d. Dies entspricht den Veröffentlichungen des

BNetzA-Berichtes zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012 [225], wie in Abbildung 37 dargestellt.

Aus der Bildung der H-Gas-Gesamtbilanz über alle Netzbetreiber ergibt sich nun folgendes Bild als Rekonstruktion der Netzsituation Anfang Februar 2012:

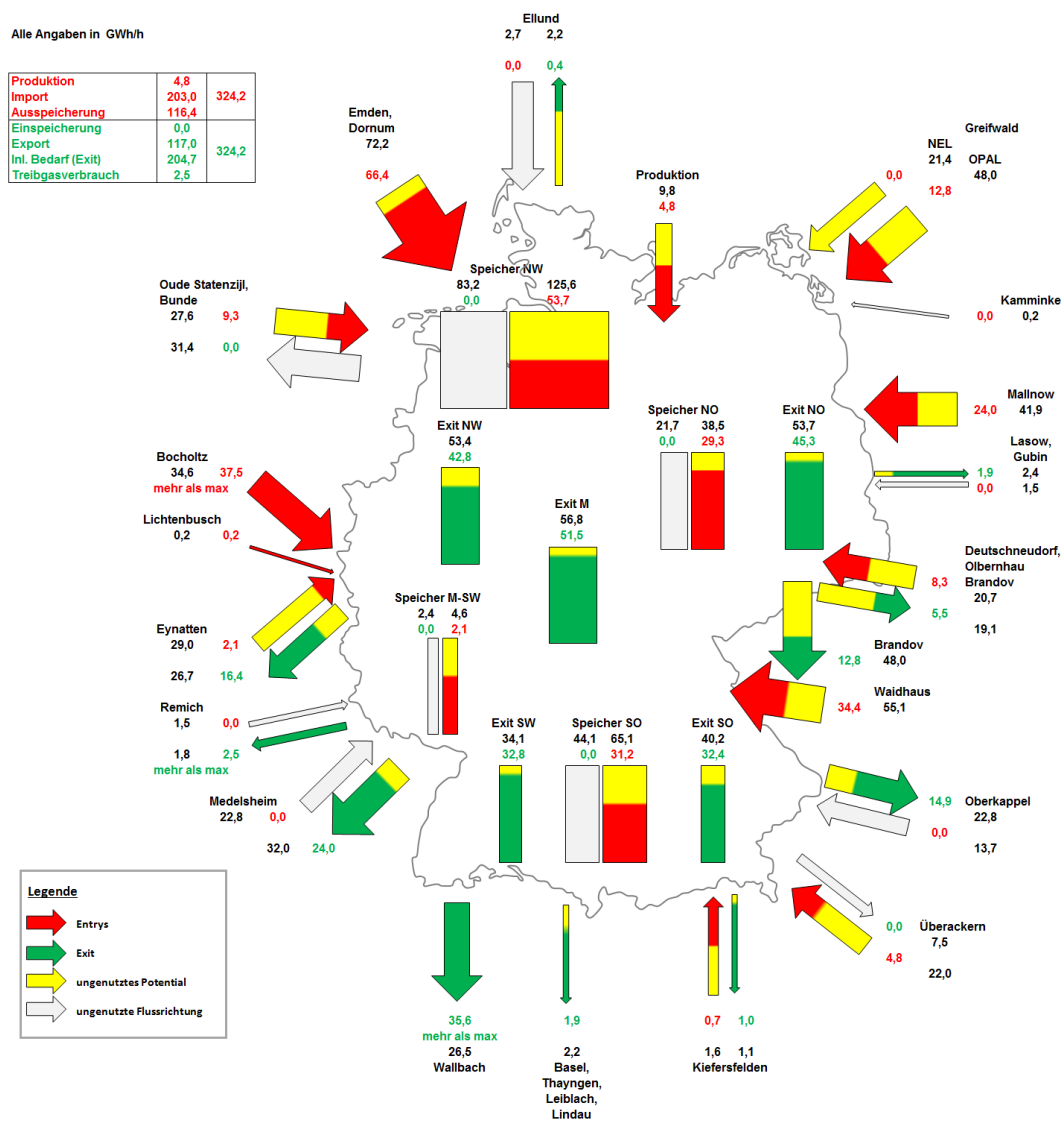


Abbildung 38: Rekonstruktion der Spitzenlastflusssituation Anfang Februar 2012

In der Abbildung geben die Pfeile bzw. Balken und die Beschriftungen Flussrichtungen wieder, wobei die rote Farbe Einspeisungen und die grüne Farbe Ausspeisungen kennzeichnen. Die Größe der Pfeile sowie die Beschriftung in schwarzer Farbe verdeutlichen das maximale Potential der Entrys und Exits. Werden die Entrys oder Exits nicht bis zu ihrem maximalen Potential ausgeschöpft, ist das ver-

bleibende Potential gelb hinterlegt. Flussrichtungen, die in dem Szenario nicht verwendet werden, sind durch einen hellgrauen Pfeil bzw. Balken markiert.

Zu erkennen ist, dass der Entry in Waidhaus nur etwa zu Zweidritteln verwendet wurde. Dafür wurden die Einspeisemengen aus Norwegen fast bis zu ihrem Maximalwert genutzt. Die Speicher wurden möglichst geschont bzw. standen aufgrund des geringer werdenden Füllstandes, wie in Abbildung 37 zu erkennen, nicht mehr vollständig zur Verfügung. Dazu kommt, dass die Gasmengen der Einspeisepunkte und der Speicher im Norden über den gleichen Nord-Süd-Engpass nach Süden transportiert wurden, so dass nicht beide gleichzeitig voll beschäftigt werden konnten. Die OPAL wurde bereits genutzt, die Nord Stream I ging aber erst in November 2011 in Betrieb und die Nord Stream II befand sich erst im Bau, so dass die maximalen Kapazitäten noch nicht zur Verfügung standen.

Von den internen Bestellungen und Endkundenkapazitäten mussten verglichen mit den Maximalwerten bei L-Gas mit 79 GWh/h zu 90,1 GWh/h nur zu etwa 88 %, im H-Gas mit 204,7 GWh/h zu 238,2 GWh/h nur zu etwa 86 % versorgt werden. Die Prozentzahlen entsprechen auch in etwa dem Verhältnis der mittleren zur maximalen L-Gas-Verbrauchsrelation mit 89,7 % bei -11 °C Durchschnittstemperatur (vgl. Abbildung 31, S. 141) sowie dem Verhältnis der mittleren zur maximalen H-Gas-Verbrauchsrelation mit 91,3 % bei -14 °C Durchschnittstemperatur (vgl. Abbildung 34, S. 144). Dies ist erklärbar mit der Nicht-Gleichzeitigkeit aller inländischen Auspeisungen, was darauf zurückzuführen ist, dass nicht über den gesamten Tag konstant die Maximalstunde von Letztverbrauchern benötigt wird, sondern beispielsweise übliche Schwankungen bei der Gasnutzung im Tagesprofil und bei Produktionsprozessen auftreten, Gaskraftwerke zu- oder abgeschaltet oder alternative Brennstoffe genutzt werden.

Vom inländischen Verbrauch entfiel auf L-Gas hierbei 27,8 %, auf H-Gas 72,2 %, was den in Kapitel 8.2.3 ermittelten Verhältnissen der maximalen Relationen von 27,6 % für L-Gas zu 72,4 % für H-Gas sehr gut entspricht. Von der in Tabelle 10 angegeben Summe der zeitgleichen Jahreshöchstlasten 2012 von 543 GWh/h entfielen 79 GWh/h auf L-Gas und 324 GWh/h auf H-Gas, in Summe also 403 GWh/h auf beide Gasarten. Bei der restlichen Gasmenge von 140 GWh/h handelt es sich um Überspeisungen an Netzkopplungspunkten zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern und Doppelzählungen bei Gemeinschaftseigentum.

8.5 Herleitung des Szenariengerüsts

Durch die hohe Komplexität des betrachteten Netzes können nicht alle Flusssituationen betrachtet werden, so dass mittels eines Szenariengerüsts ein Rahmen für die Auswahl relevanter Szenarien geschaffen wurde. Für die Erstellung wurden die Temperaturabhängigkeiten der unterschiedlichen Ein- und Ausspeisepunkte berücksichtigt, die zu typischen Beschaffungs- und Verbrauchssituationen führen. Da für die Versorgungssicherheit sehr belastende Szenarien mit hohen Flüssen von Interesse sind, werden die maximalen Relationen betrachtet.

8.5.1 Datenverfügbarkeit

Neben den in Kapitel 8.2 zusammengestellten Maximalwerten, Buchungs- und Flusssdaten wurde auf die in Abbildung 31 und Abbildung 34 dargestellten Relationen für den H- und L-Gas-Verbrauch zurückgegriffen. Um analog dazu ausgeglichene Bilanzen für das deutsche H-Gas über den gesamten relevanten Temperaturbereich zu erstellen, mussten Relationen für Produktion, Import, Export sowie Ein- und Ausspeicherung erstellt werden. Hierzu wurden zusätzlich Monatsdaten im Jahr 2012 der International Energy Agency (IEA) der deutschen Gasbilanz [226] und der Grenzübergänge [53] verwendet.

8.5.2 Annahmen und Korrekturen

Die mittels der IEA-Daten erstellten Regressionen werden als Anhaltspunkt für die jeweiligen mittleren Relationen verwendet, da sie sämtliche Stunden des Monats gemittelt abbilden.

Auch wenn die Regression der Produktionsdaten leicht temperaturabhängig ist, wird von einer konstanten Produktion ausgegangen. Die Annahme ist damit begründet, dass Produktionsanlagen am wirtschaftlichsten arbeiten, wenn sie konstant betrieben werden. Aufgrund des Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energien und der kontinuierlichen Produktionsweise von Biogas-Anlagen (vgl. Kapitel 4.3.2), werden diese Einspeisungen ebenfalls ganzjährig konstant mit ihrem Maximalwert angesetzt.

Des Weiteren wurde die Annahme getroffen, dass weder eine L-Gas-Überspeisung in das H-Gas-Netz noch eine H-Gas-Überspeisung in das L-Gas-Netz erfolgt.

8.5.3 Datenauswertung

Für die Ermittlung der typischen Produktions-, Import-, Export-, Ein- und Auspeichermengen wurde zum Vergleich auf monatliche Gasflussdaten der Energieagentur IEA in der Monatsbilanz [226] und für Grenzübergänge [53] zurückgegriffen. Aus den Daten kann ein durchschnittlicher Tagesfluss je Monat erstellt werden und über der in Kapitel 8.1.5 beschriebenen, gemittelten, deutschlandweiten Tageslufttemperatur aufgetragen werden. Zur Darstellung und Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurden jeweils lineare Regressionen erzeugt, die in Abbildung 39 dargestellt sind. Die mittlere Regression ist durch eine dunkelrote Linie mit der zugehörigen Regressionsgleichung und dem Bestimmtheitsmaß angegeben. Die äußeren Linien sind Parallelen zur linearen Regressionsgeraden und enthalten sämtliche Punkte.

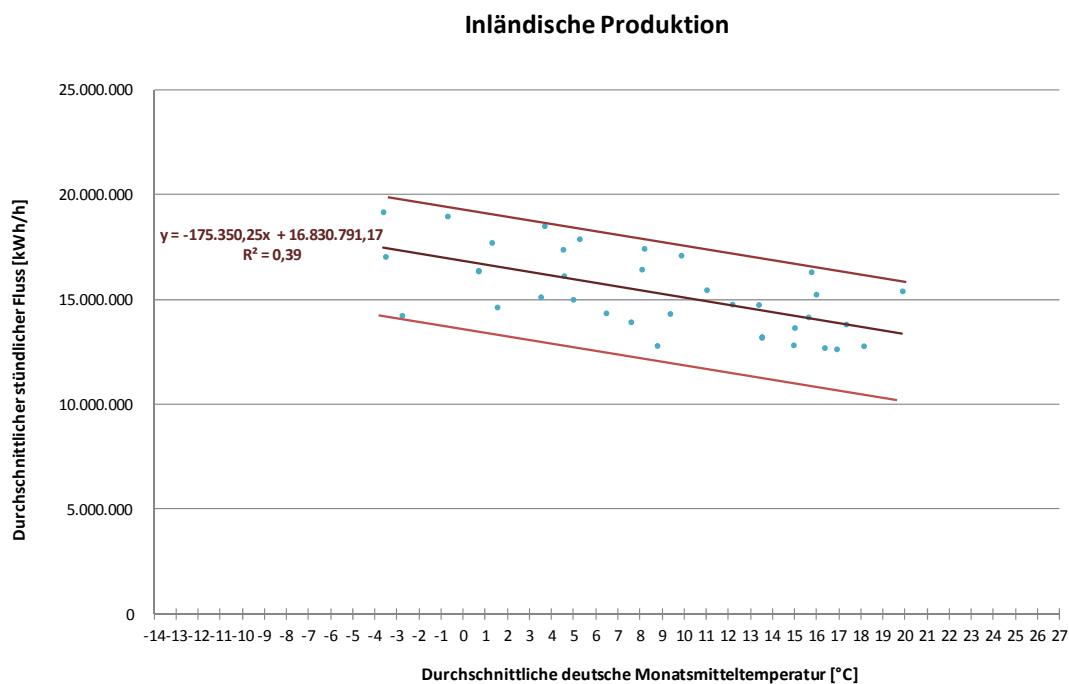
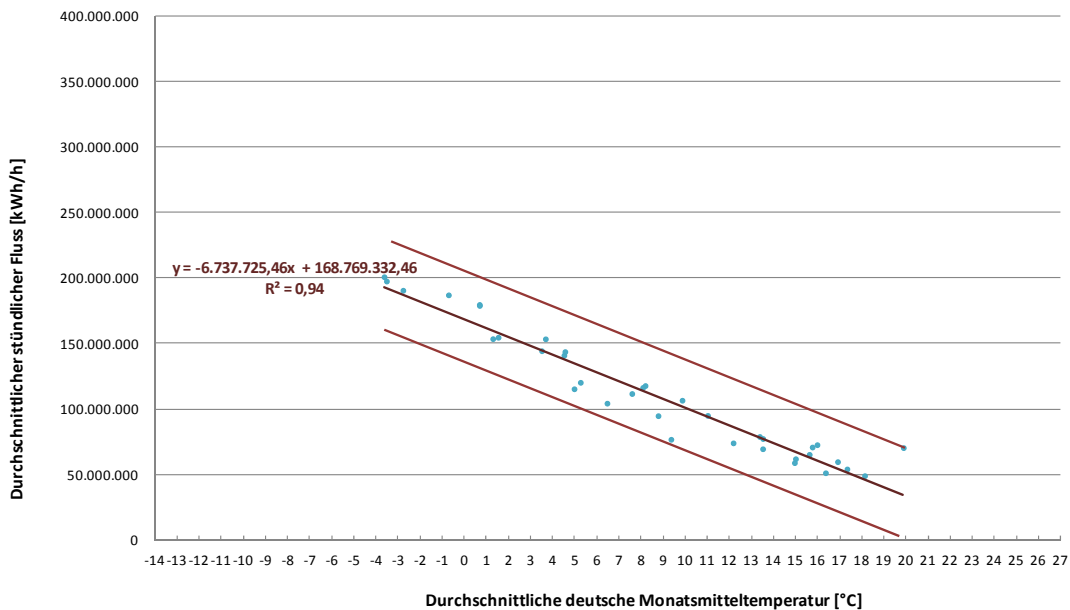


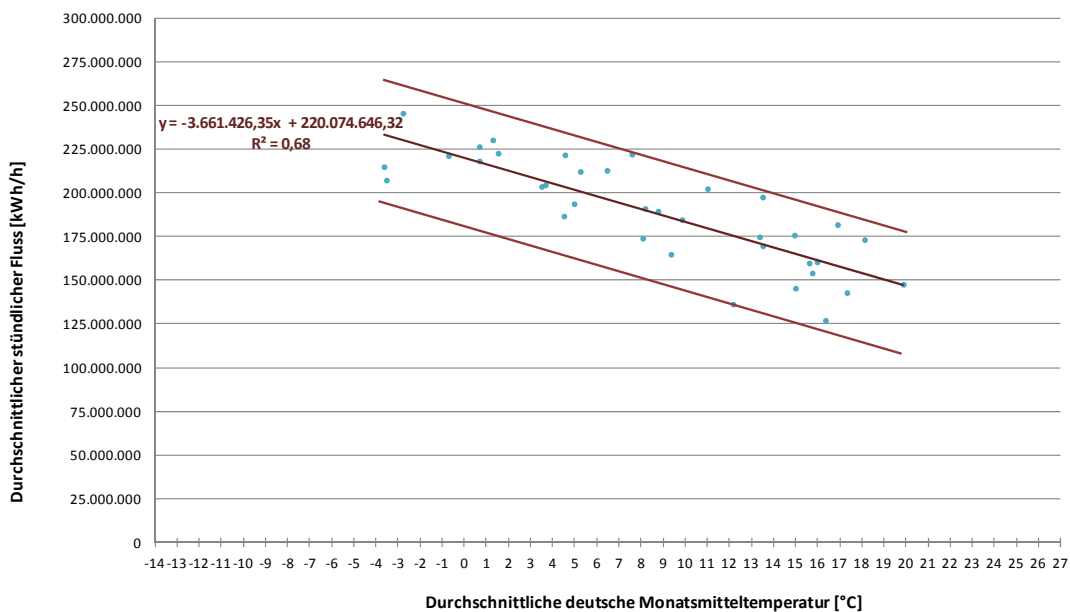
Abbildung 39: IEA-Flussdaten inklusive linearer Regressionsgeraden für inländische Produktion und Letztverbraucher, Im- und Export und Speicher

Fortsetzung von Abbildung 39:

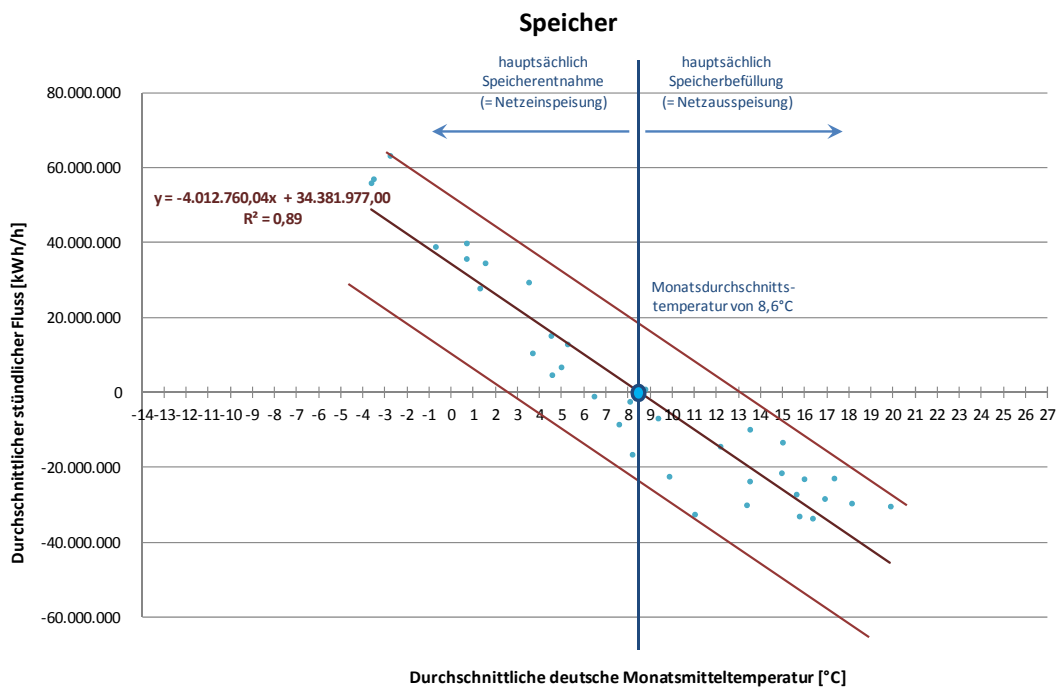
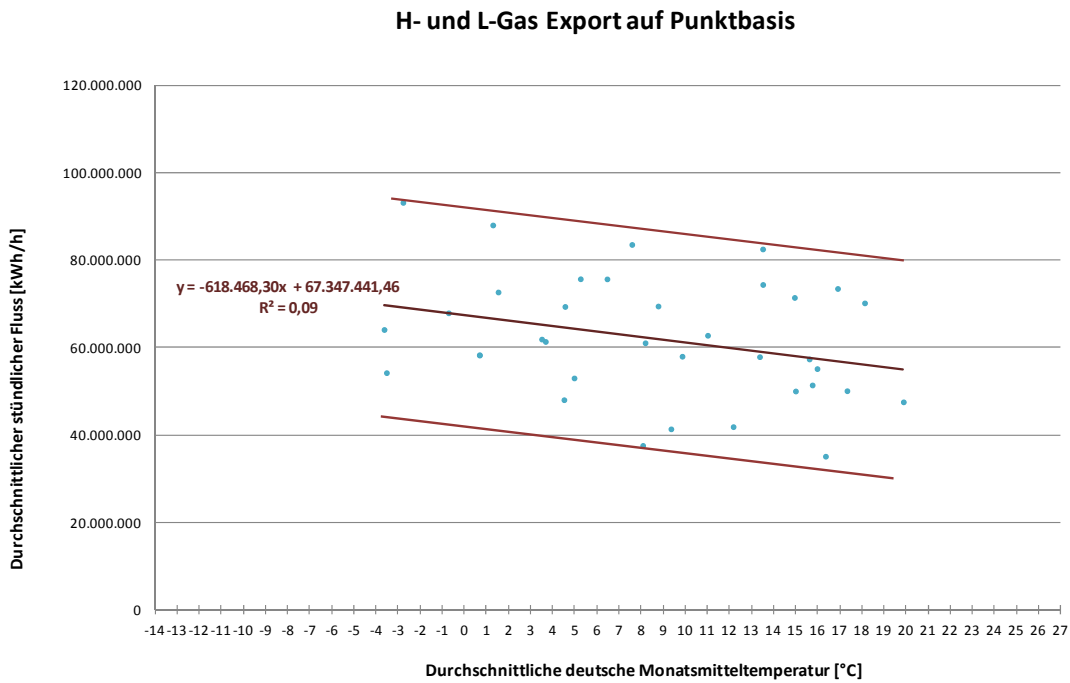
Gesamtverbrauch



H- und L-Gas Import auf Punktbasis



Fortsetzung von Abbildung 39:



Auch die in Kapitel 8.2 beschriebenen Flussdaten können ihrer Punktart zugehörig aggregiert und als Stundendaten über eine durchschnittliche Außenlufttemperatur aufgetragen werden. Werden die Flussdaten und die Regressionen aus den IEA-Daten gemeinsam in Diagramme eingetragen, ergibt sich die Darstellung in Abbildung 40. Auch wenn die von den Netzbetreibern veröffentlichten Daten nicht vollständig und auch nicht immer fehlerfrei sind, ergeben sich folgende Punktwolken jeweils für L- und H-Gas sowie als Summe für Produktion, Import und Ausspeicherung sowie Export und Einspeicherung.

Dabei ist zu beachten, dass die Relationen zur besseren Wiedergabe des Verhaltens nicht nur in drei, sondern in bis zu fünf Bereiche unterteilt wurden, die durch dünne, vertikale Striche gekennzeichnet sind. Es handelt sich um die Temperaturbereiche kleiner 0 °C, 0 °C bis 7 °C, 7 °C bis 10 °C, 10 °C bis 16 °C und größer 16 °C.

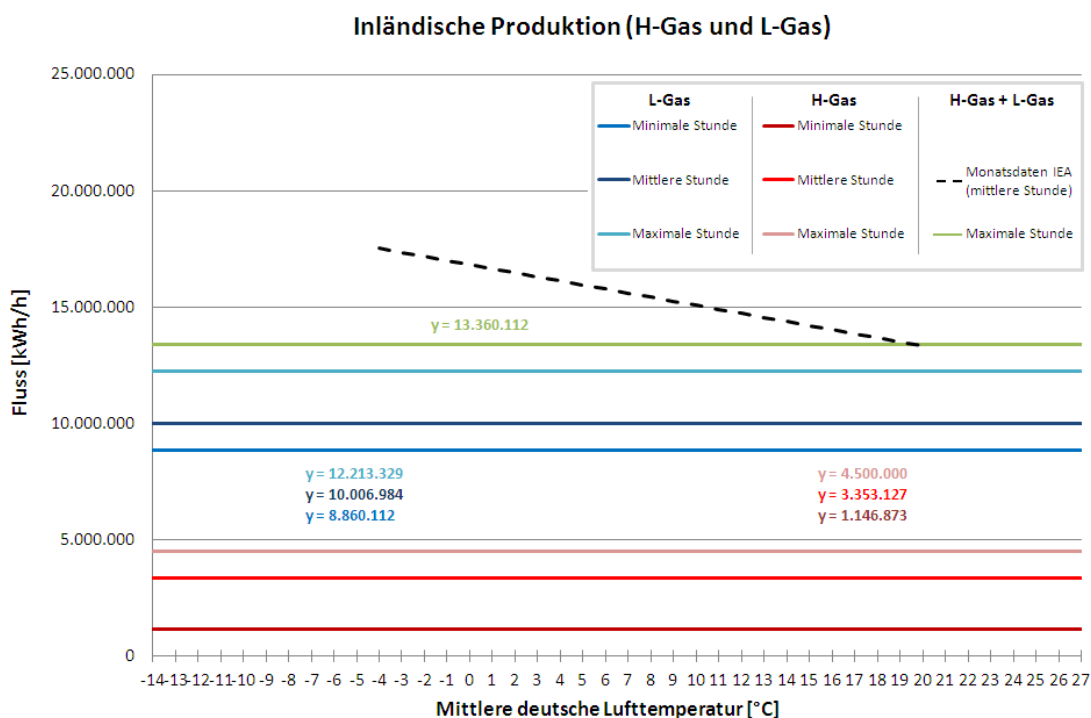
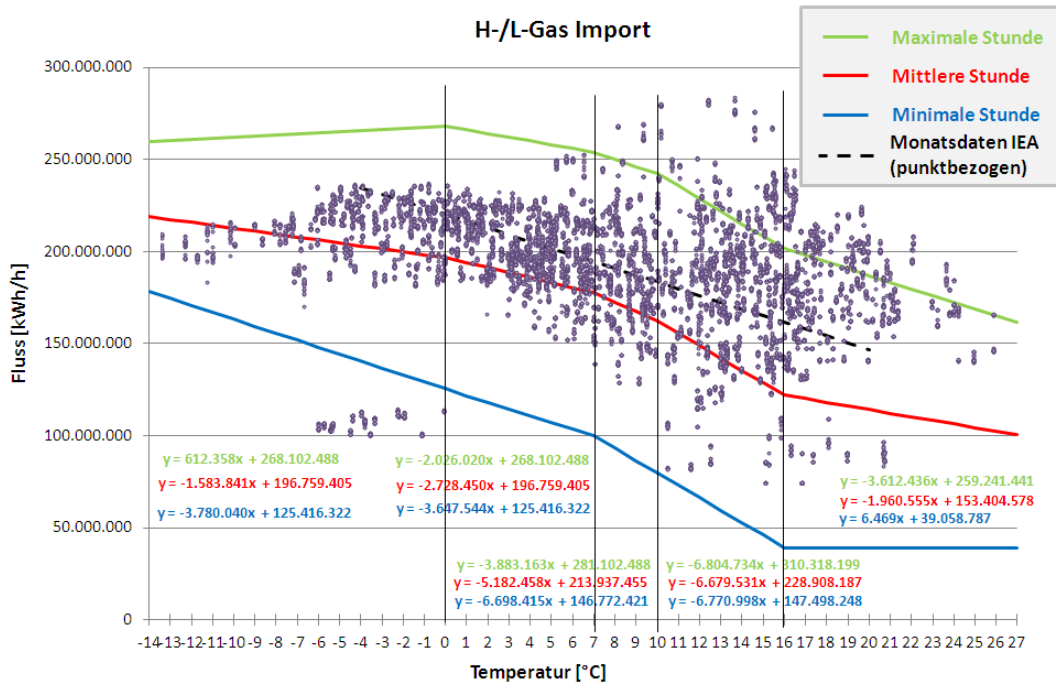
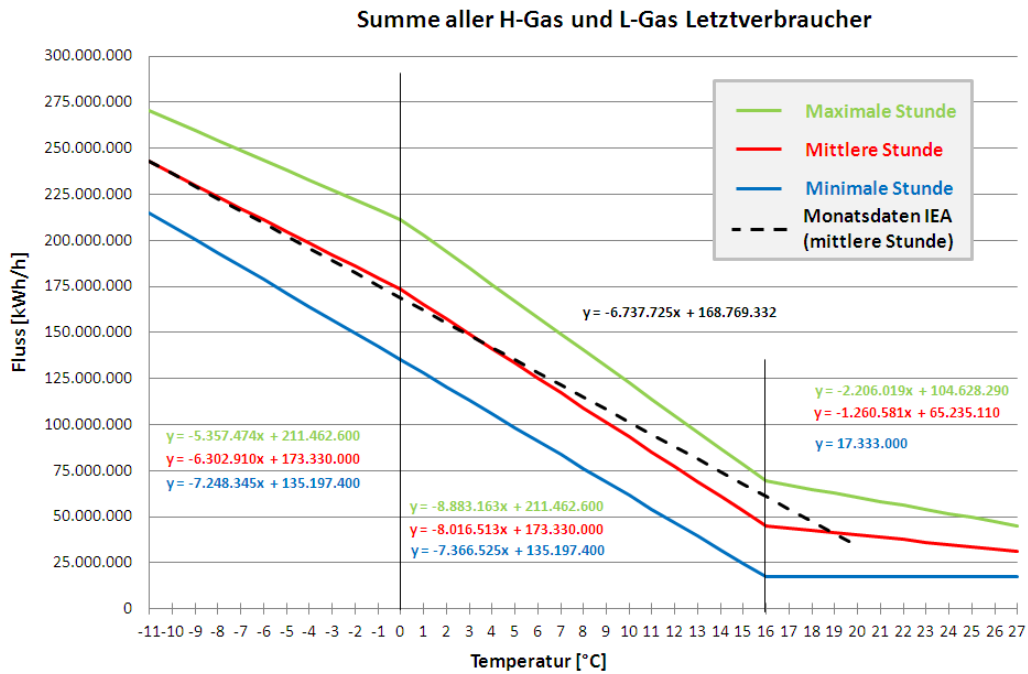
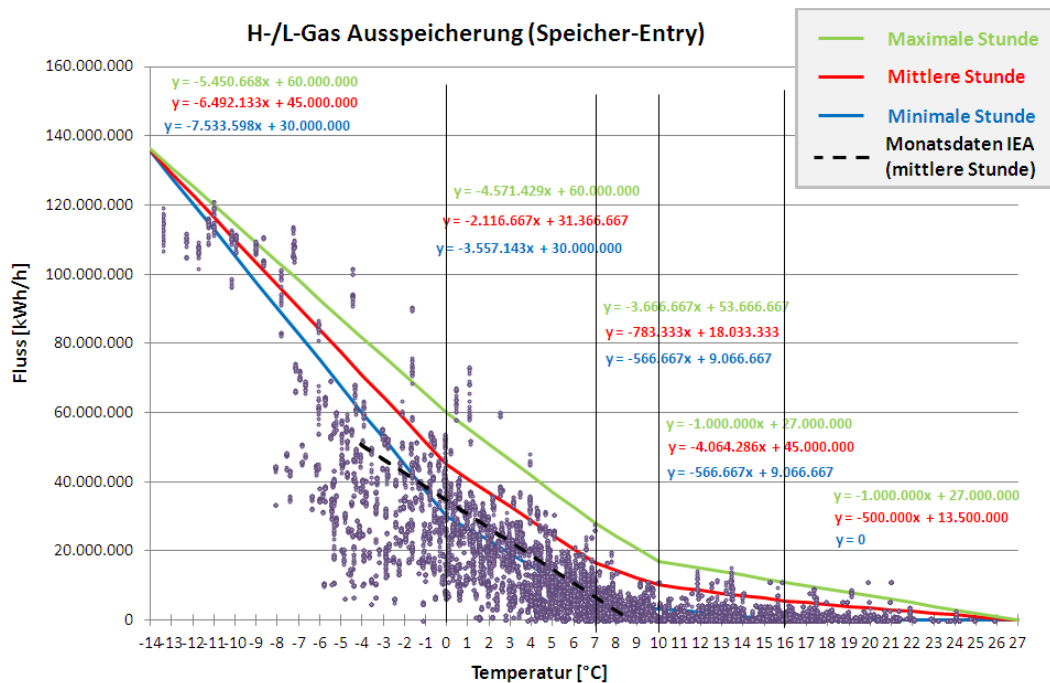
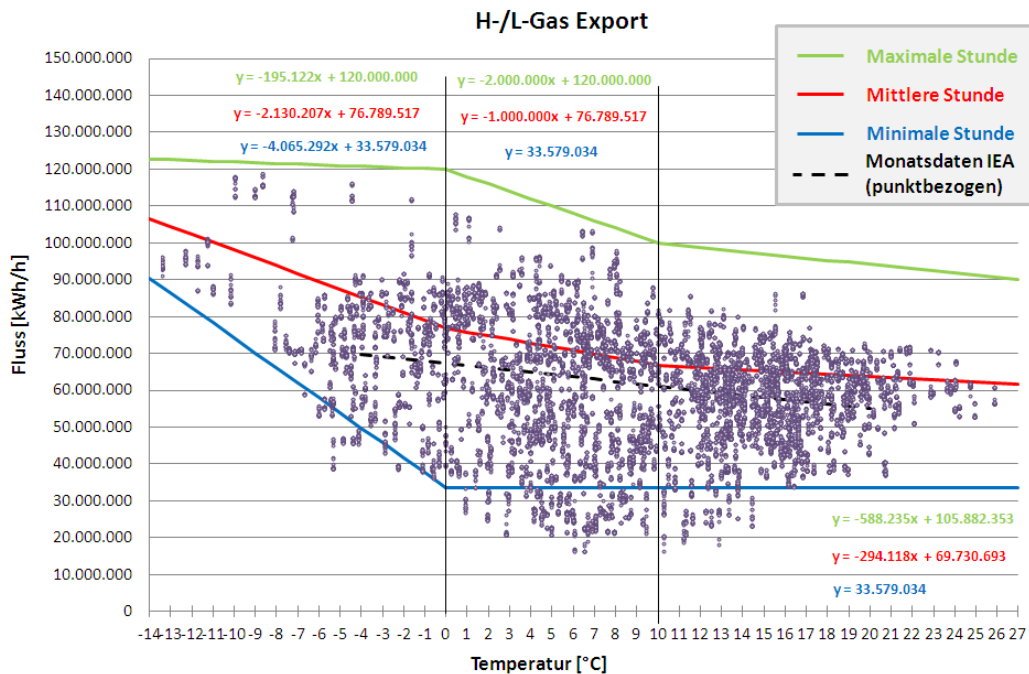


Abbildung 40: NB-Flussdaten, IEA-Regressionen und minimale, mittlere und maximale Relationen für inländische Produktion und Letztverbraucher, Im- und Export und Speicher

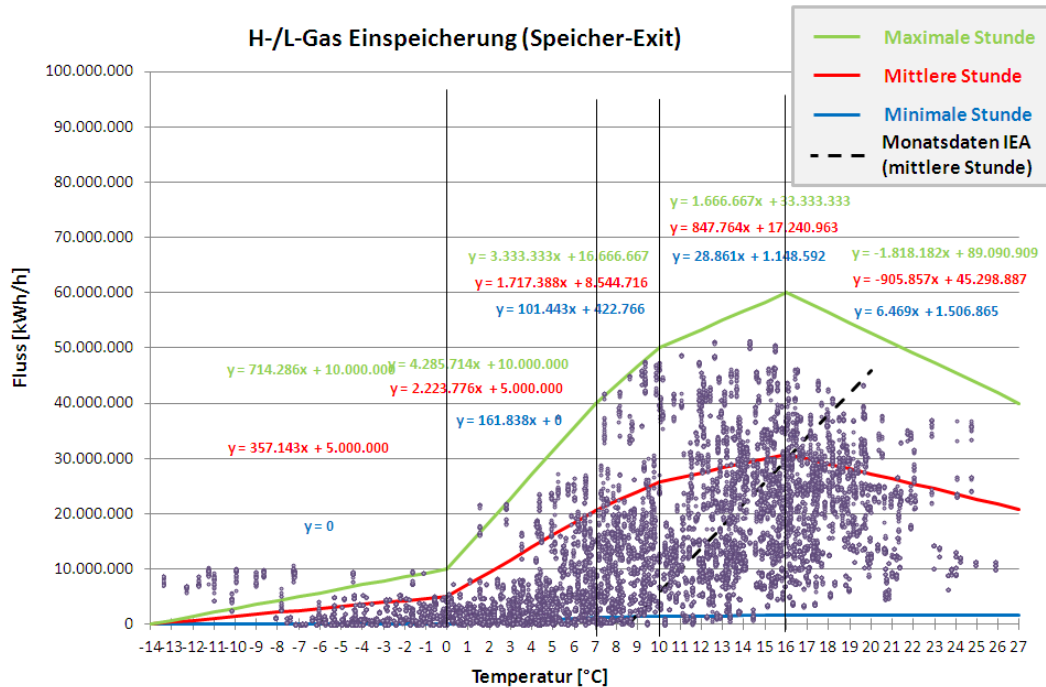
Fortsetzung von Abbildung 40:



Fortsetzung von Abbildung 40:



Fortsetzung von Abbildung 40:



Es zeigt sich, dass Flussdaten von Letztverbrauchern, Importe, Exporte und die Speicherbeschäftigung temperaturabhängig sind. Wie oben erläutert, liegen für die Produktion und die Letztverbraucher keine vollständigen stündlichen Flussdaten vor. Zwar legt die IEA-Regression eine Temperaturabhängigkeit der Produktion nahe, diese wurde allerdings wie erläutert als temperaturunabhängig angenommen.

Die Streuung der Punkte ist auf verschiedene Gründe zurückzuführen. Beispielsweise ist das Heizverhalten abhängig von der Jahreszeit, denn die Erwartung auf wärmeres Wetter führt auch in Kaltphasen beispielsweise im Frühjahr zu keinem so hohen Verbrauch wie die gleichen Temperaturbedingungen im Herbst in Erwartung des Winters. Dann ist das Ziel, das Haus oder die Wohnung nicht auskühlen zu lassen. Des Weiteren gibt es Schwankungen in der Punktwolke zwischen Arbeits-, Wochenend- und Feiertagen. Auch Gaspreisschwankungen an den Märkten, wie in Abbildung 9 auf S. 28 dargestellt, können zu unterschiedlichen Import- und Ein- und Ausspeicherverhalten führen. Außerdem werden alle Verbrauchsdaten über den Tag, an dem auch bereits ein Standardlastprofil mit Verbrauchsschwankungen existiert auf eine Tagesmitteltemperatur projiziert.

Mittels der Flusdaten und der mittleren Regression auf Basis der IEA-Daten konnten für die unterschiedlichen Punktarten auch getrennt nach Gasarten grafisch Relationen ermittelt werden, die dargestellt sind.

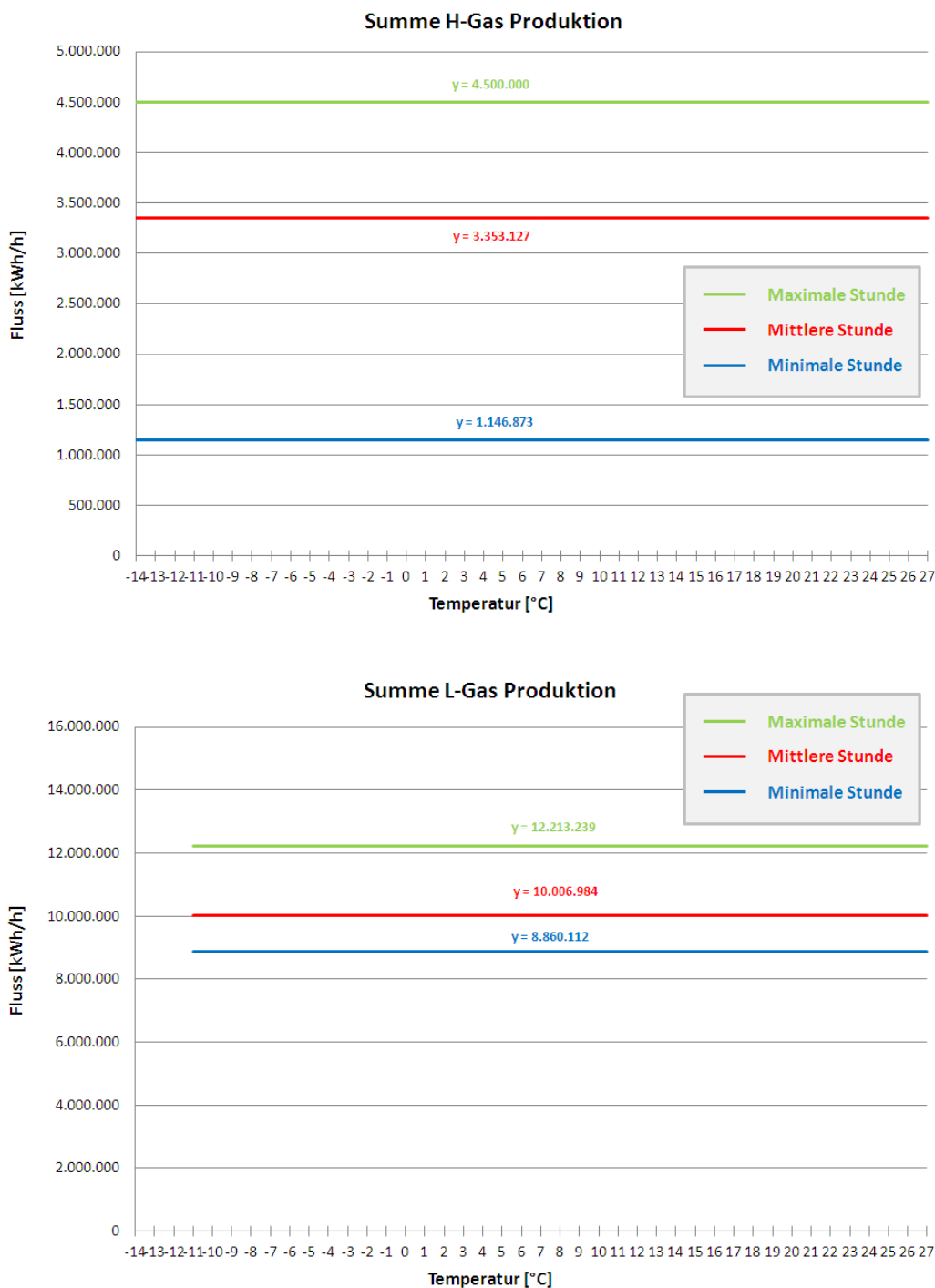
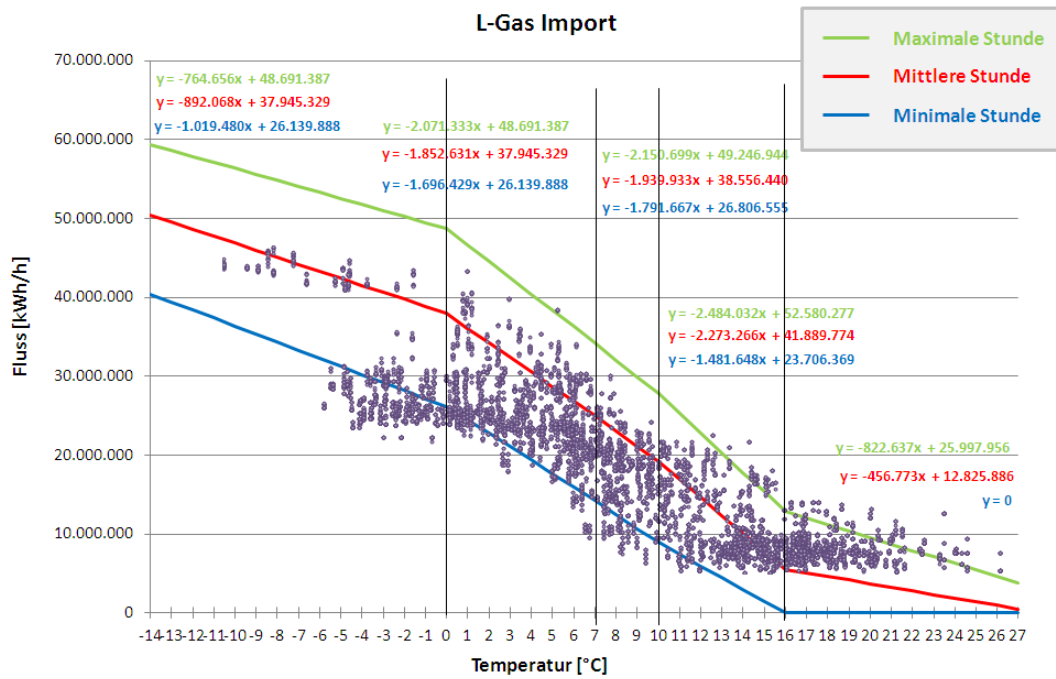
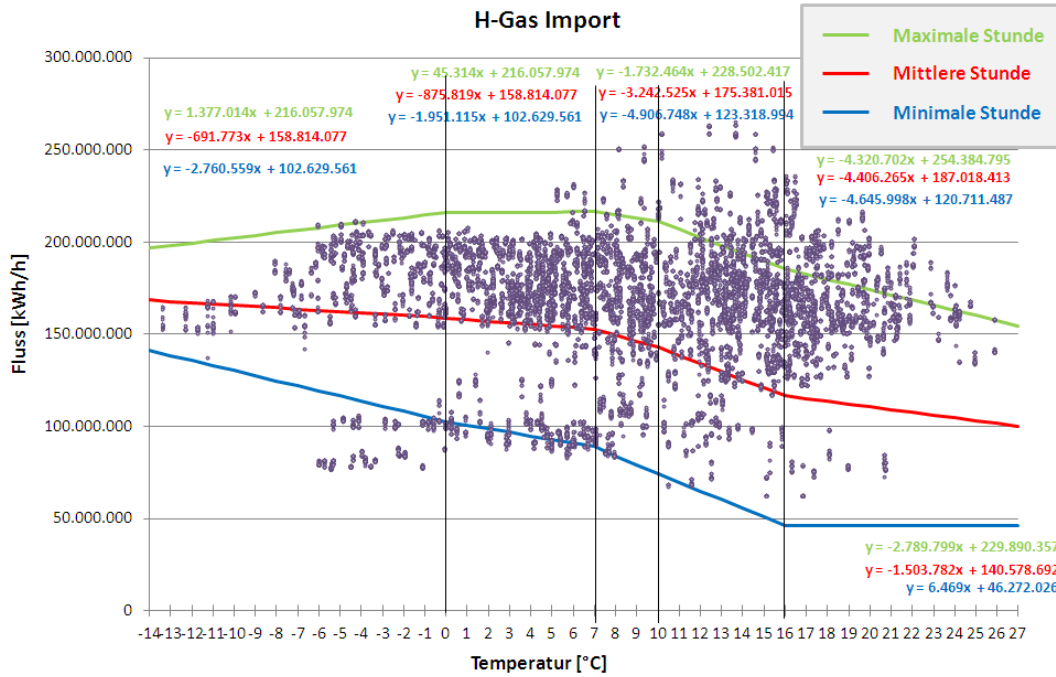
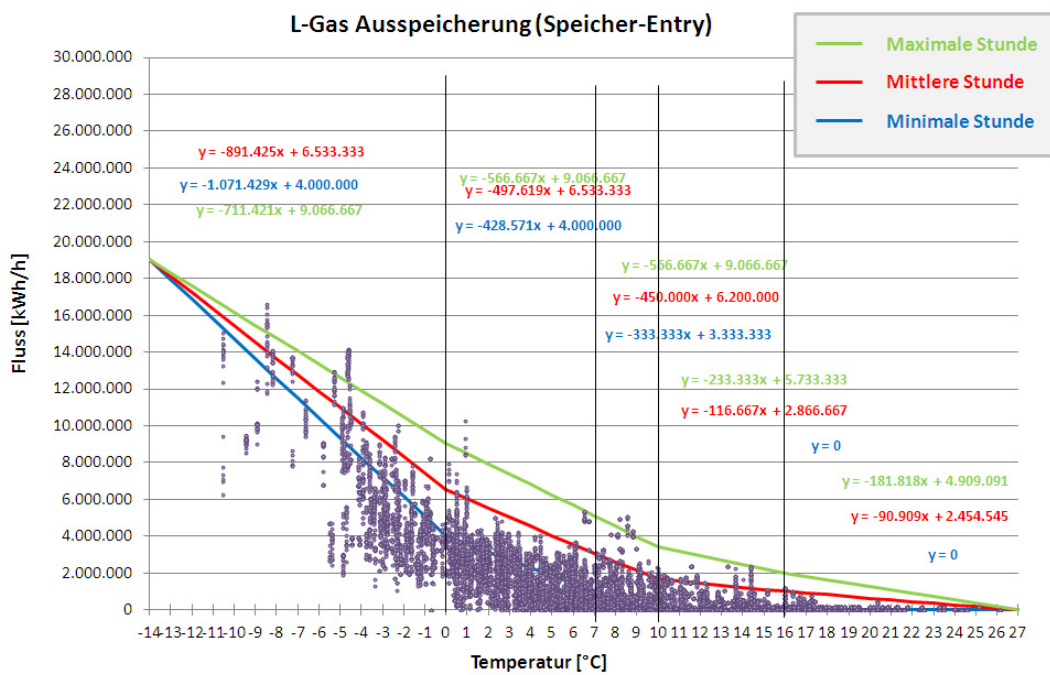
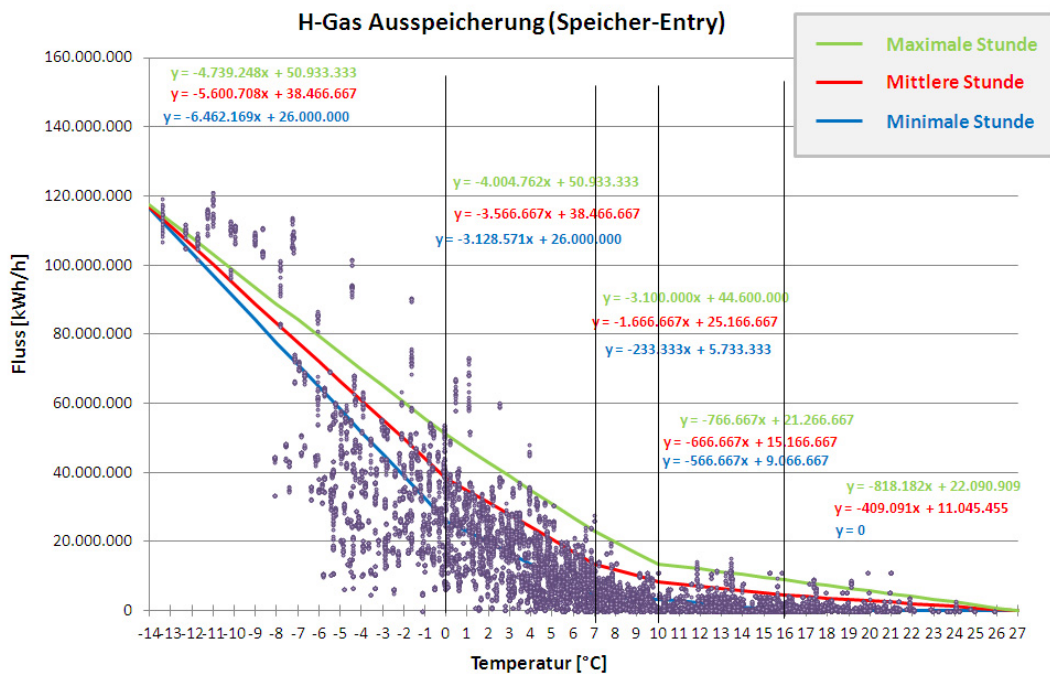


Abbildung 41: Minimale, mittlere und maximale H- und L-Gas-Relationen und NB-Flusdaten

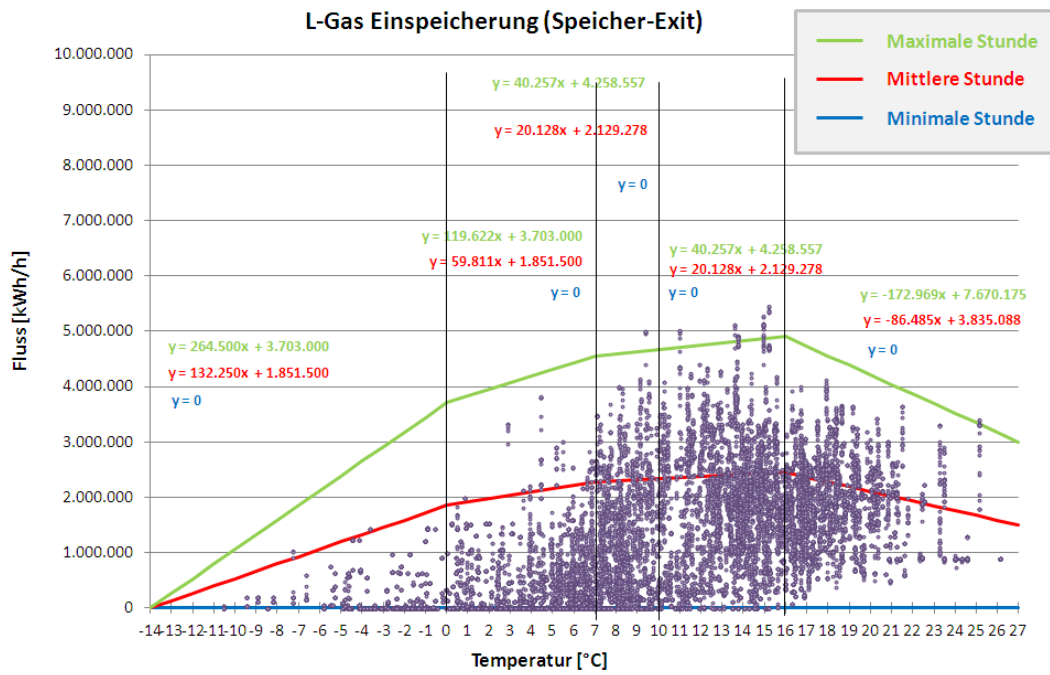
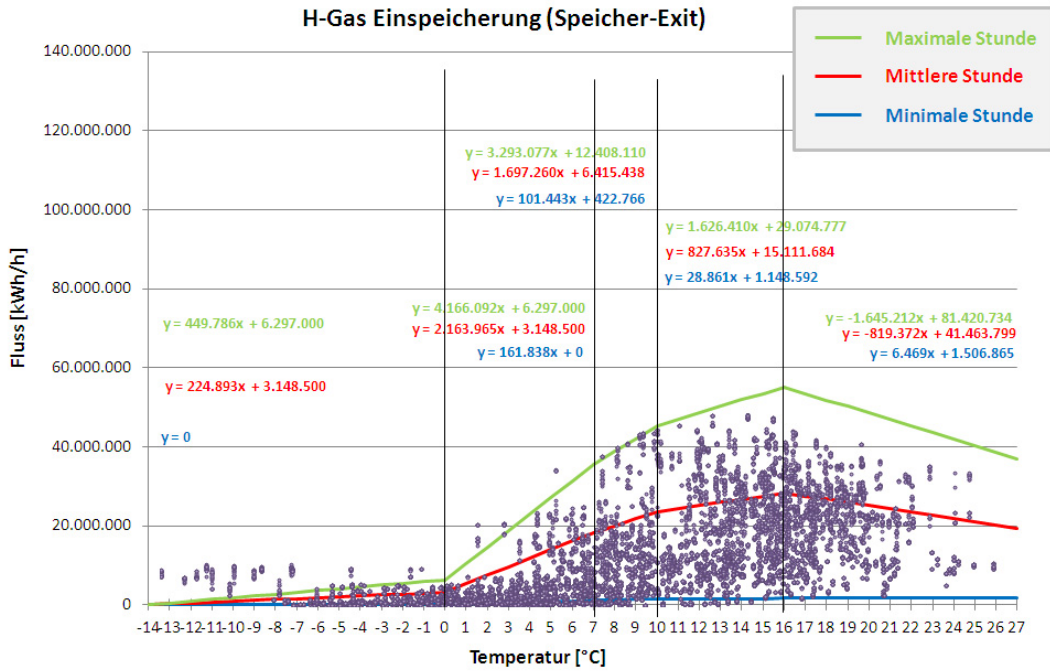
Fortsetzung von Abbildung 41:



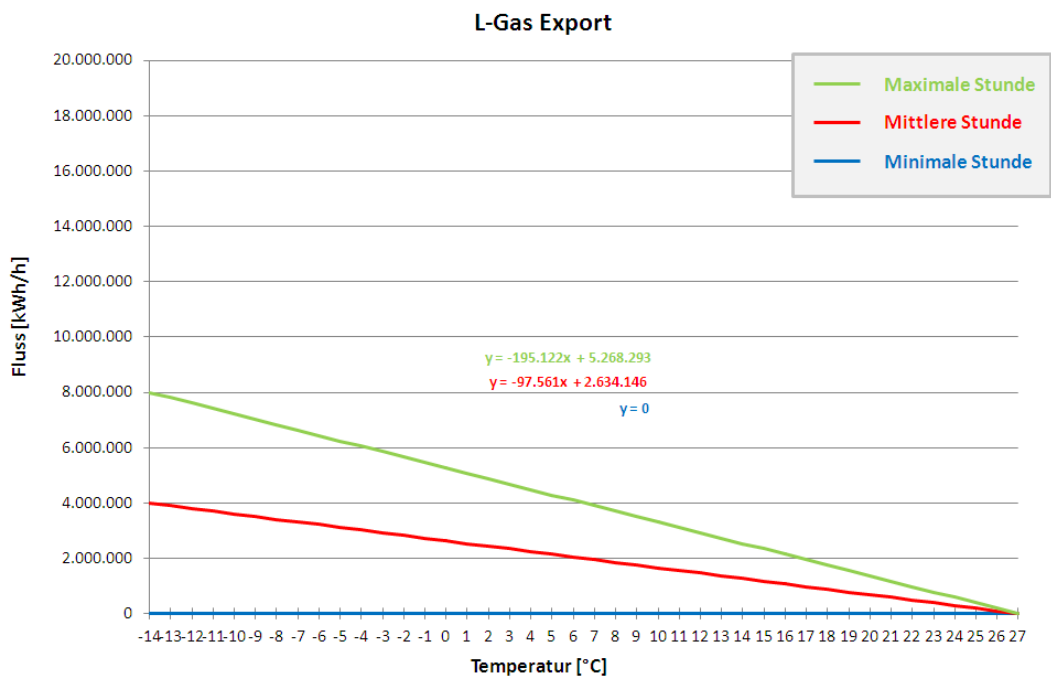
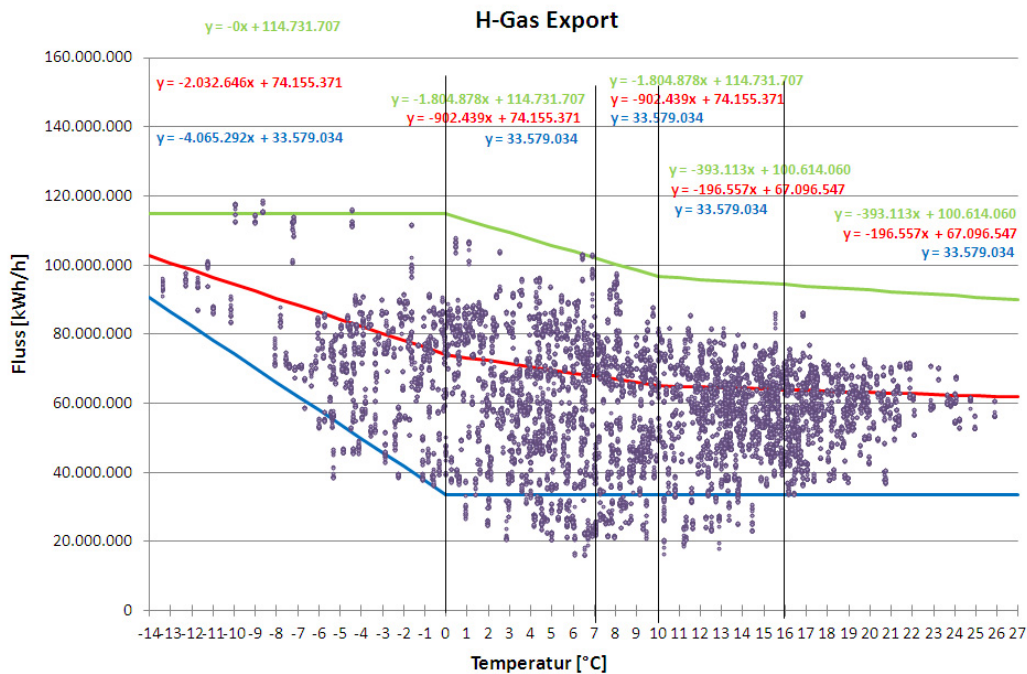
Fortsetzung von Abbildung 41:



Fortsetzung von Abbildung 41:



Fortsetzung von Abbildung 41:



Randbedingungen bei der Bestimmung der Relationen für die einzelnen Punktarten getrennt nach L- und H-Gas sind, dass L- und H-Gas zusammen den gemeinsamen Relationen entsprechen und sich aus Produkten, Import, Export, Ein- und Ausspeicherung sowie der bereits erstellten Verbrauchsrelation eine ausgeglichene, gesamtdeutsche Bilanz für die minimalen, die mittleren und die maximalen Relationen ergibt. Die Bilanz auf Basis der maximalen Relationen wird für H-Gas und L-Gas in Abbildung 42 dargestellt.

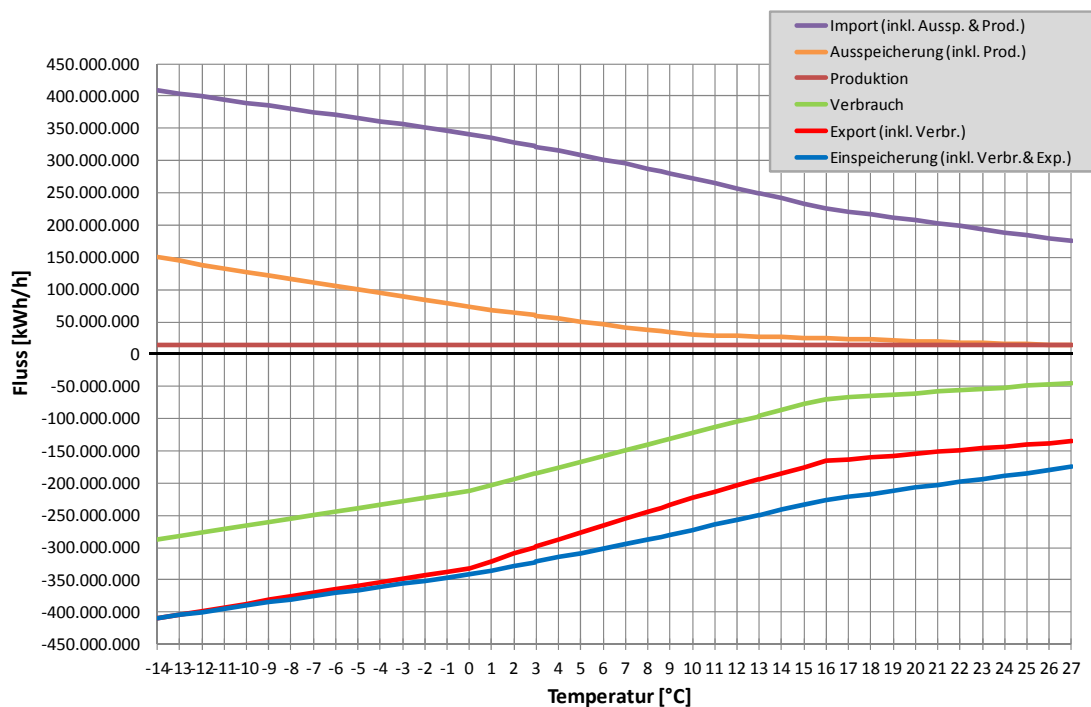


Abbildung 42: Entry-Exit-Bilanz für H- und L-Gas auf Basis der maximalen Stunde

In Abbildung 43 ist die Entry-Exit-Bilanz auf Basis der maximalen Stunde nur für H-Gas aufgetragen. Zusätzlich wurden die Werte des Spitzenlastszenarios Anfang Februar 2012 bei einer deutschen Tagesluft-Durchschnittstemperatur von $-13,4\text{ }^{\circ}\text{C}$, wie in Tabelle 12 beschrieben, ergänzt.

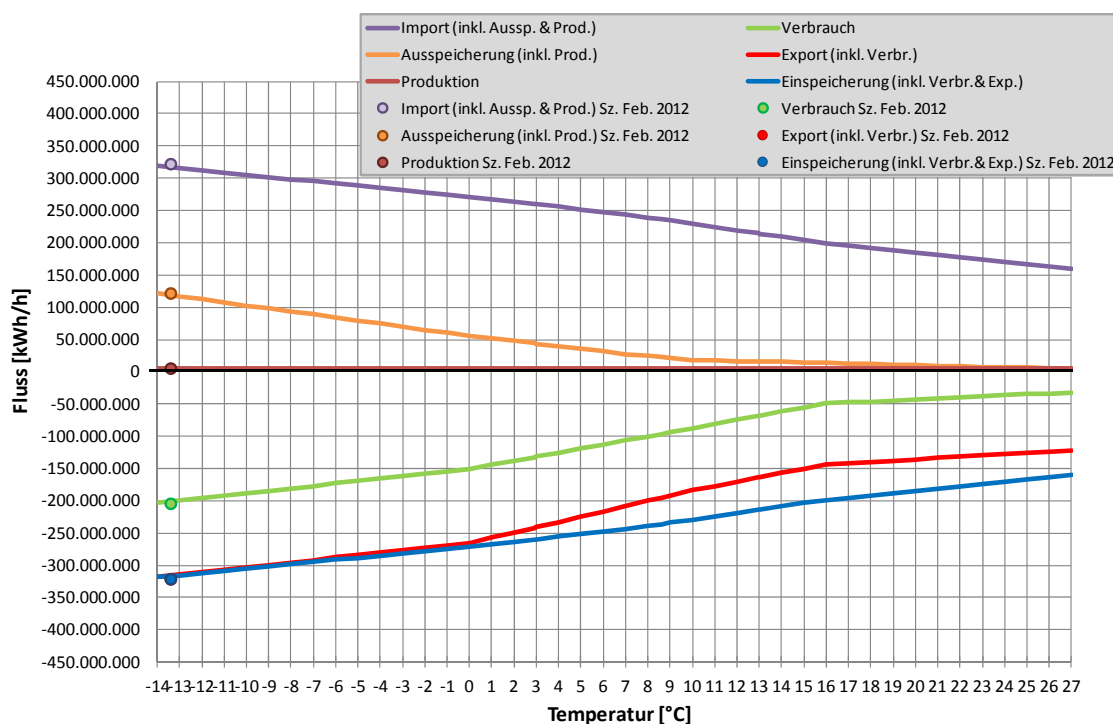


Abbildung 43: Entry-Exit-Bilanz für H-Gas auf Basis der maximalen Stunde im Vergleich zum Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012 bei -13,4 °C Durchschnittstemperatur

Tabelle 13 gibt die in Abbildung 43 grafisch dargestellten Werte in Zahlen wieder. Die horizontalen, dünnen Striche zwischen den Temperaturen spiegeln dabei die verwendeten Temperaturbereiche wieder. Die Temperaturen -14 °C, -10 °C, -5 °C, 0 °C, 5 °C, 10 °C, 16 °C und 27 °C sind markiert, da sie im nächsten Unterkapitel für die Szenarienauswahl verwendet werden.

Hierbei ist zu beachten, dass die maximale Produktion zwar mit 4,5 GWh/h in der Tabelle angegeben ist, da sie als Maximalwert der deutschen H-Gas-Produktion verwendet wird, allerdings ist dieser Wert alternativ zu der Maximalstunde der L-Gas-Produktion. Da vermutet wird, dass das Gas aufgrund der schlechter werdenden L-Gas-Leistungsbilanz bei kalten Temperaturen eher in das L-Gas-Netz eingespeist wird, wird in der Szenarienauswahl nur die minimale Produktion in Höhe von 1,15 GWh/h angesetzt. Um die Entry-Exit-Bilanz wieder auszugleichen, wird der Differenzbetrag von 3,35 GWh/h von den Importpunkten bereitgestellt und muss auf diese Werte aufgeschlagen werden.

Tabelle 13: Entry-Exit-Bilanz für H-Gas auf Basis der maximalen Stunde im Vergleich zum Spitzenlastszenario Anfang Februar 2012 bei -13,4 °C Durchschnittstemperatur

Max. 2012	9.804.544	366.437.732	210.980.126	238.203.692	133.251.934	175.662.433
Spitzenlast Feb. 2012	4.821.724	200.510.416	116.367.719	204.748.910	0	116.950.947
Max. 2014	9.804.544	435.855.732	233.809.126	238.203.692	151.262.934	223.652.433
Temperaturen des Szenariengerüsts [°C]	Produktion [kWh/h]	Import [kWh/h]	Speicher-Entry [kWh/h]	Verbrauch [kWh/h]	Speicher-Exit [kWh/h]	Export [kWh/h]
-14	4.500.000	196.779.778	117.282.805	203.830.870	0	114.731.707
-13	4.500.000	198.156.792	112.543.557	200.018.851	449.782	114.731.707
-12	4.500.000	199.533.806	107.804.309	196.206.832	899.568	114.731.707
-11	4.500.000	200.910.820	103.065.061	192.394.812	1.349.354	114.731.707
-10	4.500.000	202.287.834	98.325.813	188.582.793	1.799.140	114.731.707
-9	4.500.000	203.664.848	93.586.565	184.770.774	2.248.926	114.731.707
-8	4.500.000	205.041.862	88.847.317	180.958.754	2.698.712	114.731.707
-7	4.500.000	206.418.876	84.108.069	177.146.735	3.148.498	114.731.707
-6	4.500.000	207.795.890	79.368.821	173.334.716	3.598.284	114.731.707
-5	4.500.000	209.172.904	74.629.573	169.522.697	4.048.070	114.731.707
-4	4.500.000	210.549.918	69.890.325	165.710.677	4.497.856	114.731.707
-3	4.500.000	211.926.932	65.151.077	161.898.658	4.947.642	114.731.707
-2	4.500.000	213.303.946	60.411.829	158.086.639	5.397.428	114.731.707
-1	4.500.000	214.680.960	55.672.581	154.274.619	5.847.214	114.731.707
0	4.500.000	216.057.974	50.933.333	150.462.600	6.297.000	114.731.707
1	4.500.000	216.103.288	46.928.571	144.141.938	10.463.092	112.926.829
2	4.500.000	216.148.602	42.923.809	137.821.275	14.629.184	111.121.951
3	4.500.000	216.193.916	38.919.047	131.500.613	18.795.276	109.317.073
4	4.500.000	216.239.230	34.914.285	125.179.950	22.961.368	107.512.195
5	4.500.000	216.284.544	30.909.523	118.859.288	27.127.460	105.707.317
6	4.500.000	216.329.858	26.904.761	112.538.625	31.293.552	103.902.439
7	4.500.000	216.375.172	22.899.999	106.217.963	35.459.644	102.097.561
8	4.500.000	214.642.705	19.800.000	99.897.300	38.752.726	100.292.683
9	4.500.000	212.910.241	16.700.000	93.576.638	42.045.803	98.487.805
10	4.500.000	211.177.777	13.600.000	87.255.975	45.338.880	96.682.927
11	4.500.000	206.857.073	12.833.330	80.935.313	46.965.287	96.289.817
12	4.500.000	202.536.371	12.066.663	74.614.650	48.591.697	95.896.704
13	4.500.000	198.215.669	11.299.996	68.293.988	50.218.107	95.503.591
14	4.500.000	193.894.967	10.533.329	61.973.325	51.844.517	95.110.478
15	4.500.000	189.574.265	9.766.662	55.652.663	53.470.927	94.717.365
16	4.500.000	185.253.563	8.999.995	49.332.000	55.097.337	94.324.252

Fortsetzung von Tabelle 13:

Temperaturen des Szenariengerüsts [°C]	Produktion [kWh/h]	Import [kWh/h]	Speicher-Entry [kWh/h]	Verbrauch [kWh/h]	Speicher-Exit [kWh/h]	Export [kWh/h]
17	4.500.000	182.463.774	8.181.815	47.762.330	53.452.130	93.931.139
18	4.500.000	179.673.975	7.363.633	46.192.674	51.806.918	93.538.026
19	4.500.000	176.884.176	6.545.451	44.623.019	50.161.706	93.144.913
20	4.500.000	174.094.377	5.727.269	43.053.363	48.516.494	92.751.800
21	4.500.000	171.304.578	4.909.087	41.483.708	46.871.282	92.358.687
22	4.500.000	168.514.779	4.090.905	39.914.053	45.226.070	91.965.574
23	4.500.000	165.724.980	3.272.723	38.344.397	43.580.858	91.572.461
24	4.500.000	162.935.181	2.454.541	36.774.742	41.935.646	91.179.348
25	4.500.000	160.145.382	1.636.359	35.205.086	40.290.434	90.786.235
26	4.500.000	157.355.583	818.177	33.635.431	38.645.222	90.393.122
27	4.500.000	154.565.784	0	32.065.775	37.000.010	90.000.009

Für die Auswahl der Szenarien werden die angegebenen maximalen Relationen verwendet, da für die Untersuchung des Versorgungssicherheitsfalls gerade hohe Netzbelastungen relevant sind. Die Relationen für die minimalen und mittleren Stunden für H-Gas, L-Gas und die Summe aus H- und L-Gas finden sich in Anhang 12.5.

8.6 Auswahl der Szenarien

Die Auswahl der Szenarien erfolgt zum einen, um eine Grundlage für eine automatische Aussteuerung in *SIMONE 6.0* mittels einer Datenbank zu schaffen, zum anderen um die unterschiedlichen Versorgungsoptionen und die wichtigsten Ausfallszenarien für Deutschland zu untersuchen.

Dazu werden Basisszenarien anhand des hergeleiteten Szenariengerüsts erzeugt, die einen möglichst großen Bereich der erdenklichen Flusssituation und Netzfahrweisen abdecken. Ziel ist, möglichst Szenarien zu finden, in denen abwechselnd alle Import-, Export- und Speicher-Punkte bzw. geografisch benachbarte Punktgruppen maximiert und Hybridpunkte in beide Flussrichtungen angesetzt werden. So können einerseits Extremsituationen für die festgelegten Temperaturen getestet werden, beispielsweise wenn möglichst viel des eingespeisten Gases aus Norden oder Nord-Osten kommt und möglichst viel exportiertes und eingespeichertes Gas im Süden oder Süd-Westen ausgespeist wird. Andererseits wird durch diese Vorgehensweise auch eine untereinander kombinierbare Datenbasis für Steuerungs-

optionen aktiver Elemente geschaffen, die eine automatische Aussteuerung mittels des in Kapitel 9 erläuterten Steuerungsmodells erlauben könnte.

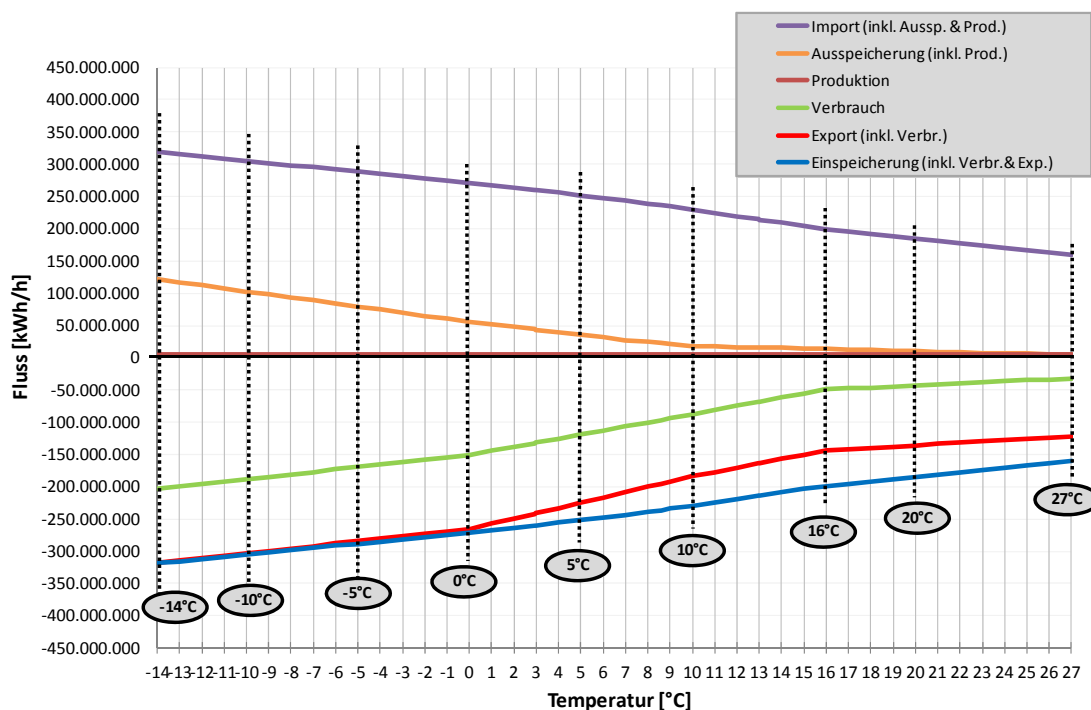
Auf Grundlage der Basisszenarien für den Auslegungsfall werden bei Spitzenlast die Versorgungssicherheitsszenarien erstellt. Die Topologie, auf der die Simulation durchgeführt wird, hat den Ausbauzustand des Jahres 2014. Maßnahmen zur Wartung und Instandhaltung, die planmäßig normalerweise im Sommer durchgeführt werden, finden bei der Kapazitätsberechnung keine Berücksichtigung.

8.6.1 Festlegung der Temperaturen für die Basisszenarien

Für eine möglichst gute Abdeckung der unterschiedlichen Flusssituationen, die im H-Gas-Fernleitungsnetz vorherrschen können, werden Szenarietemperaturen entlang des für den Gastransport relevanten Temperaturbereichs in Deutschland gewählt, angefangen bei der Auslegungstemperatur von etwa -14 °C bis hin zu einer Höchsttemperatur von 27 °C .

Die Flusswerte für jede ausgewählte Temperatur werden durch Einsetzen in die maximalen Relationen für Produktion, Verbrauch, Import- und Export sowie Ein- und Ausspeicherung bestimmt. Wie bereits erläutert, wird die Produktion auf den minimalen Wert von $1,15\text{ GWh/h}$ gesetzt und die Differenz auf die Importpunkte aufgeschlagen. Der Treibgasverbrauch wird mit dem Faktor $0,8\%$ der transportierten Gesamtmenge berechnet [118] und ebenfalls zum Wert der Importpunkte addiert.

Die Spitzenlast ist dabei besonders zu beachten, da die Netze für die auftretende Verbrauchs- und Exportbelastung ausgelegt und gerade die schützenswerten Kunden mindestens in den drei Versorgungsszenarien a), b) und c), wie in Kapitel 4.2.5 beschrieben, versorgt werden müssen. Der Präventionsplan des BMWi [95] schätzt dabei den inländischen Gesamtverbrauch der geschützten Kunden mit 33 TWh/Woche , also im Mittel mit $196,4\text{ GWh/h}$ bei gewichteten Tagesluft-Durchschnittstemperaturen von $-7,78\text{ °C}$ und $-13,5\text{ °C}$. Der Bedarf der geschützten Kunden liegt dabei nach den Schätzungen bei $16,7\text{ TWh/Woche}$ bzw. im Mittel bei $99,4\text{ GWh/h}$. Dies entspricht einem ungefähren Anteil von ca. 50% des inländischen Gesamtbedarfs.



Ausgewählte Temperatur	-14 °C	-10 °C	-5 °C	0 °C	5 °C	10 °C	16 °C	20 °C	27 °C
Import	202,7	208,1	214,8	221,6	221,7	216,4	190,2	178,9	159,2
Ausspeicherung	117,3	98,3	74,6	50,9	30,9	13,6	9,0	5,7	0,0
Produktion	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Verbrauch	203,8	188,6	169,5	150,5	118,9	87,3	49,3	43,1	32,1
Export	114,7	114,7	114,7	114,7	105,7	96,7	94,3	92,8	90,0
Einspeicherung	0,0	1,8	4,0	6,3	27,1	45,3	55,1	48,5	37,0
Treibgas (0,8 %)	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,8	1,6	1,5	1,3
Entry/Exit	321,1	307,6	290,6	273,7	253,7	231,1	200,3	185,8	160,3

Abbildung 44: Ausgewählte Szenarietemperaturen und zugehörige Flüsse in GWh/h

Werden die in dieser Arbeit hergeleiteten Relationen verwendet, ergeben sich bei einer Temperatur von -10,64 °C, also der mittleren Temperatur zwischen -7,78 °C und -13,5 °C, für die minimalen, mittleren und maximalen Relationen inländische Verbräuche von 212 GWh/h, 240 GWh/h und 269 GWh/h. Zu dem gemittelten Bedarf von 196,4 GWh/h dient am ehesten die mittlere Relation als Vergleichswert. Wie zu sehen, wird der Wert in dieser Arbeit um 22 % höher eingeschätzt. Der angegebene Anteil der schützenswerten Kunden von 50 % des inländischen Gesamtbedarfs wird in dieser Arbeit allerdings auf den maximalen Wert bei -14 °C von 286 GWh/h angewendet, so dass sich in der Maximalstunde ein Bedarf von 143 GWh/h aller schützenswerten Kunden in Deutschland ergibt. Aufgeteilt nach H-

und L-Gas beträgt der Wert für H-Gas 102 GWh/h und für L-Gas 41 GWh/h bei Spitzenlast.

Bei 0 °C wird kaum Gas eingespeichert. Ab 10 °C wird dagegen deutlich weniger ausgespeichert, so dass zwischen diesen Temperaturen ein Wechsel zwischen verstärkter Ein- und Ausspeicherung stattfindet. Bei 16 °C wird der maximale Wert für die Einspeicherung erreicht. 27 °C ist die höchste Temperatur, zu der zugehörige Flussdaten berechnet werden. Zum einen sind höhere Tagesluft-Durchschnittstemperaturen in Deutschland unter den vorherrschenden klimatischen Bedingungen unwahrscheinlich, zum anderen können die Flussdaten bei höheren Temperaturen als annähernd konstant betrachtet werden. Die restlichen, ausgewählten Temperaturen dienen der Vervollständigung des Szenariengerüsts, so dass Intervalle von etwa 5 °C abgedeckt werden.

Zur Verteilung des Gesamtverbrauchs wird die Zuordnung der einzelnen inländischen Exits zu den NATZ wie in Kapitel 8.1.4 beschrieben, verwendet, indem die einzelnen Flusswerte der Letztverbraucher-Exits auf den -14 °C-Wert normiert wurden und dann mittels eines für jede NATZ festgelegten Faktors auf die zu betrachtende Szenarietemperatur und den dazugehörigen Gesamtverbrauchswert skaliert wurden. Der jeweilige Faktor wird ermittelt durch den hypothetischen Gesamtverbrauchswert der erreicht werden würde, wenn alle Punkte in der zu betrachtenden NATZ lägen und durch den Wert -14 °C-Verbrauchswert geteilt würden. Auf diese Weise kann die Entwicklung der mittleren Tageslufttemperaturen der unterschiedlichen NATZ zu der mittleren deutschen Tageslufttemperatur, wie in Abbildung 24 auf S. 127 dargestellt, berücksichtigt werden.

8.6.2 Umgang mit Hybridpunkten in den Basisszenarien

Die Basisszenarien sind so angelegt, dass auch Hybridpunkte möglichst bis zu ihren maximalen Potentialen in beide Flussrichtungen simuliert wurden. Dies ist allerdings nicht für jede ausgewählte Szenarietemperatur erfolgt, sondern über den gesamten untersuchten Temperaturbereich hinweg. Dies liegt auch darin begründet, dass beispielsweise die Ausspeicherung hauptsächlich bei kalten Temperaturen und die Einspeicherung bei warmen Temperaturen angesetzt werden kann. Einzelne Entrys und Exits wurden nicht vollständig maximiert, da sie alternativ zu anderen Entry- und Exit-Gruppen sind. Ein Beispiel hierfür sind Oude und Bunde, die alternativ zu den Importpunkten Emden und Dornum genutzt werden können.

8.6.3 Versorgungssicherheitsszenarien

Die Basis der Versorgungssicherheitsszenarien bildet der Auslegungsfall bei einer gesamtdeutschen Tagesluft-Durchschnittstemperatur von -14 °C . Dies liegt im Spitzenlastverbrauch begründet, der im Auslegungsfall maximal ist. Bei diesem Maximalverbrauch ist die Deckung des Bedarfs bei einem Infrastruktur- oder Lieferausfall am schwierigsten zu realisieren. Dementsprechend ist der Fokus dieser Arbeit auf Versorgungsszenario a) gerichtet.

Das N-1-Kriterium, das bei Infrastrukturausfall innerhalb Deutschlands gelten muss, wird allerdings weiterentwickelt und nicht nur auf die größte Infrastruktur angewandt, sondern auch auf sehr zentrale Infrastruktur sowie auf den Gesamtausfall von wichtigen Lieferanten.

Dementsprechend wird simuliert, welche Versorgungsoptionen erstens bei Ausfall des größten deutschen Einspeisepunktes, des Speichers Rehden, zweitens bei Ausfall der größten deutschen Verdichterstationen Radeland, Mallnow, Waidhaus und Werne und drittens bei Komplettausfall der wichtigsten Lieferländer Russland und Norwegen bestehen.

Bei diesen Szenarien wird die Aufhebung des Redundanzprinzips sowie die Kürzung von inländischen Exits, sofern sie nicht der Summe der geschützten Kunden entsprechen, in Kauf genommen. Auch die Berücksichtigung von Abtausch-Potentialen durch die Nutzung der Infrastruktur anderer Länder kann eine Möglichkeit zur Sicherstellung der Vollversorgung bzw. einer höheren Teilversorgung darstellen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass auch europäische Nachbarländer von Ausfällen betroffen sein können und ggf. nicht helfen würden.

Da oftmals kaum alternative Versorgungsoptionen bei relevanten Ausfallszenarien existieren, werden Hybridpunkte für Versorgungssicherheitsszenarien so eingesetzt, dass sie möglichst entstandene Engpässe beseitigen.

8.7 Kritische Würdigung des Szenarienmodells

Das Szenarienmodell wurde erstellt, um die unterschiedlichsten Fluss- und Belastungssituationen für das gesamtdeutsche H-Gas-Fernleitungsnetz zu untersuchen. Für die Herleitung der Basisszenarien, die den Temperaturbereich von -14 °C bis 27 °C abdecken, wurde ein Szenariengerüst auf Basis der maximalen Flusswerte erstellt, um die Auswahl der Szenarien einzuschränken. Für die Bestimmung der

Szenarien wurden Temperaturen in einem Abstand von 4 °C bis 6 °C über den gesamten Temperaturbereich gewählt. Einzige Ausnahme stellt der 11 °C-Schritt zwischen 16 °C und 27 °C dar, der so groß gewählt wurde, weil sich die Bilanz bei solch hohen Temperaturen kaum noch ändert.

Die Szenarien wurden im Anschluss so erstellt, dass die Entry-Exit-Bilanz des Szenariengerüsts eingehalten wurde. Waren mehrere Schritte zur Aussteuerung notwendig, wurden die Szenarien, bei denen nicht exakt die Werte für Import, Export, Ein- und Ausspeicherung eingehalten wurden, trotzdem in das in Kapitel 9 erläuterte Steuerungsmodell eingebracht, da die Steuerungspläne gültige Ergebnisse geliefert haben.

Die Basisszenarien wurden so gewählt, dass wichtige Entrys und Exits oder Entry- und Exit-Gruppen gemeinsam maximiert wurden, um bestimmte Flussrichtungen und Belastungen über gemeinsame vor- und nachgelagerte Leitungen zu untersuchen und Engpässe zu finden. Dabei sind viele der Entrys und Exits alternativ zueinander, so dass nicht alle diese Entrys und Exits separat untersucht worden sind.

Die vorherrschende Flussrichtung, die auch in der Realität am häufigsten auftritt, ist von Nord-Ost nach Süd-West. Bei hohen Temperaturen und damit geringem Gesamtverbrauch sind aber auch Szenarien möglich, in denen beispielsweise eine Süd-Nord-Flussrichtung vorliegt. Die Möglichkeiten der Ausspeicherung konnten in den Kalttemperaturszenarien, die Optionen der Einspeicherung in den Warmtemperaturszenarien untersucht werden.

Für die beschriebene Vorgehensweise wurden verschiedene Annahmen getroffen. Insbesondere die Datenlage für die Flusswerte war nicht immer gut, so dass die Auswertung nicht annahmefrei erfolgen konnte. So mussten zum Beispiel Flussdaten mit Faktoren korrigiert werden. Andere Flussdaten lagen nur auf Tagesbasis vor und wurden auf Stundenbasis gemittelt. Maximale Potentiale einzelner Ein- und Ausspeisepunkte wurden anhand der Buchungs- und Flussdaten möglichst realistisch abgeschätzt. Die Belastung der Infrastruktur konnte durch die Maximierung von geografisch benachbarten Entrys bzw. Exits untersucht werden, da sie oftmals über einen gemeinsamen Engpass transportiert werden mussten.

Der inländische Verbrauch wurde anhand der Spitzenlastwerte über den gesamten Temperaturbereich aufgeteilt. Diese Vorgehensweise könnte nicht immer für höhere Temperaturen zutreffend sein, allerdings ist davon auszugehen, dass solche

Unterschiede in der großen Gesamtgasmenge untergehen. Ebenso verhält es sich mit der ratierten Aufteilung von Zonenratios, durch deren Ungenauigkeiten kein signifikanter Unterschied in der Berechnung der Haupttransportsysteme zu erwarten ist.

Die Rekonstruktion der Flusssituation im Februar 2012 diente in erster Linie der Überprüfung des Szenariengerüsts, wurde aber nicht simuliert. Aufgrund der in den letzten zwei Jahren ausgebauten Infrastruktur haben sich für das Jahr 2014 die Steuerungsmöglichkeiten des Netzes durch zusätzliche Speicherkapazitäten, die Leitungen OPAL und NEL sowie Verbindungen zwischen NEL und Gasunie-System und der MIDAL und der MEGAL sehr verändert. Dementsprechend wurde die Flusssituation, die im Februar 2012 eingetreten ist, analysiert, um einen Vergleich für die Erstellung des Szenariengerüsts zu erhalten.

Der Gasverbrauch wurde über ein Fünftel höher geschätzt als im BMWi Präventionsplan angegeben, so dass in der Arbeit auch eine höhere Belastung angenommen und untersucht wird. Es ist anzunehmen, dass der abgeschätzte inländische Gesamtverbrauch in der Maximalstunde insgesamt noch höher ist, da in den verwendeten internen Bestellungen bereits unterbrechbare Verträge, Biogaseinspeisungen sowie Speicher- und Puffermöglichkeiten der nachgelagerten Netze herausgerechnet sind. Das Fernleitungsnetz wird allerdings auch nur mit den geringeren Werten belastet. Die Auslegungstemperatur für den Spitzenlastfall wurde mit -14 °C gesamtdeutscher Tagesluft-Durchschnittstemperatur etwas niedriger angenommen als die im BMWi Präventionsplan angegebenen Temperaturen zwischen $-7,78\text{ °C}$ und $-13,5\text{ °C}$, die an sieben aufeinander folgenden Tagen mit Spitzenlast einmal in den letzten 20 Jahren vorgekommen sind. Auch dadurch geht die vorliegende Arbeit von einer höheren Belastung aus.

Dies ist vor allem für die Betrachtung der Versorgungssicherheit positiv, da in der Definition der schützenswerten Kunden keine sozialen Einrichtungen von besonderer Bedeutung, unverzichtbare Dienste für das Funktionieren des Staates, systemrelevante Gaskraftwerke oder kleinere und mittlere Unternehmen enthalten sind. Zwar sind nicht alle Gaskraftwerke systemrelevant, allerdings existiert in Spitzenlastzeiten nicht nur beim Gas, sondern auch beim Strom eher ein Versorgungsengpass in Süddeutschland, so dass vermutet werden kann, dass oftmals genau die Gaskraftwerke, die nicht oder nur schwierig mit Gas versorgt werden können, die benötigten Kraftwerke sind, um das Stromsystem stabil zu halten.

Das H-Gas-Leitungssystem wird auf die gesetzlichen Anforderungen für den Spitzenlastfall, also Versorgungsszenario a), untersucht, bei dem das N-1-Kriterium für den oder die wichtigsten Einspeisepunkte angewendet wird. Erweitert wird die Untersuchung im Vergleich zu den gesetzlichen Vorgaben um die Überprüfung von Ausfällen der wichtigsten inländischen Netzinfrastuktur sowie der wichtigsten Lieferländer. Die Versorgungsszenarien b) und c) werden jedoch nicht untersucht, da hier eine gasbilanzielle Betrachtung über einen Zeitraum von 30 Tagen notwendig wäre. Um solch eine Betrachtung durchzuführen, wären füllstandsabhängige Speichermodelle zu erstellen, die nicht Teil dieser Arbeit sind. Ebenfalls wurde keine Unterbrechbarkeit berücksichtigt, da weder vollständige Daten über die unterbrechbaren Verträge in nachgelagerten Netzen noch über die reale Unterbrechbarkeit, die beispielsweise durch einen Brennstoffwechsel möglich wäre, existieren.

9 Steuerungsmodell

Die Szenarien werden mittels der IT-Anwendung *SIMONE 6.0* berechnet. Bei diesen Berechnungen gibt es aufgrund der aktiven Elemente unterschiedliche Freiheitsgrade, die bei der Aussteuerung und der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen. Diese Freiheitsgrade existieren deshalb, weil vermaschte Leitungssysteme unterschiedliche Flusssituation darstellen können. Würden keine aktiven Elemente steuernd in den Gasfluss eingreifen, würde sich auch in einem vermaschten Netz eine eindeutige Flusssituation passend zu einer definierten Ein- und Ausspeisesituation einstellen. Durch die Steuerungsoptionen, die die aktiven Elemente bieten, gibt es in einem komplexeren, vermaschten Leitungssystem wie dem deutschen H-Gas-Netz mehrere mögliche Flusssituationen, die eine Ein- und Ausspeisesituation abbilden können.

Wenn ein Szenario ohne Rand- und Grenzwertverletzungen in *SIMONE 6.0* simuliert werden kann, gilt es als gelöst, und das Gas kann innerhalb der technischen Grenzen des Netzes von den Entrys zu den Exits mit der im Simulationsprogramm abgebildeten Flusssituation gebracht werden. Die Lösbarkeit bedeutet allerdings nicht, dass die Lösung die einzig mögliche Flusssituation wiedergibt. Es kann auch noch weitere Optionen geben, um die Ausspeisungen durch die zur Verfügung stehenden Einspeisungen zu decken.

Kann ein Szenario nicht ohne Rand- und Grenzwertverletzungen gelöst werden, wird es in dieser Arbeit als nicht lösbar innerhalb der technischen Grenzen betrachtet. Es wird dann versucht, geeignete Maßnahmen zur Lösung des Szenarios zu ergreifen, beispielsweise durch die Nutzung anderer Einspeisepunkte oder die Kürzung der Ausspeisungen. Wird keine Lösung gefunden, wird die Nicht-Lösbarkeit angenommen, dies kann im Rahmen dieser Arbeit wissenschaftlich aber nicht bewiesen werden.

Es existieren allerdings gewisse Indikatoren, dass eine Leitung oder ein Teilsystem schon bis an seine technische Grenze belastet ist. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Verdichterleistung einer Maschine oder einer Station nicht mehr ausreicht, um auf den benötigten Druck zu verdichten, wenn Leitungen mit ihrem maximalen Auslegungsdruck betrieben werden oder die Gasgeschwindigkeit unrealistisch hohe Werte annimmt.

9.1 Aussteuerung der Szenarien

Die ausgesteuerten Szenarien liefern unterschiedliche Einstellungen für die aktiven Elemente. Auf der Basis berechneter Szenarien wird im Folgenden ein Vorschlag für die Konzeption eines Steuerungsmodells erarbeitet. Das Steuerungskonzept sieht unter anderem vor, dass sowohl vorhandene, zu einem Szenario gehörende Steuerungspläne als Ganzes zur Aussteuerung neuer Szenarien herangezogen werden, als auch, dass Steuerungsbefehle auf Einzelelemente oder Elementgruppen heruntergebrochen werden, um für die Aussteuerung neuer Szenarien anders miteinander kombiniert zu werden.

Das Modell bildet wie in Tabelle 8 beschrieben, 70 einzelne Verdichterelemente, 524 einzelne Regler und 585 einzelne Schieber ab. Dementsprechend sollte jede Möglichkeit genutzt werden, die Einzelelemente zu sinnvollen Gruppen zusammenzufassen, um damit die sich ergebenden Kombinationsmöglichkeiten einzugrenzen und damit die Rechengeschwindigkeit zu erhöhen. Beispielsweise sollten Schieber und Regler, die zu Verdichterstationen gehören, zu der Elementgruppe der Verdichterstation hinzugefügt und Gesamtfahrweisen für die Elementgruppe definiert werden.

Ebenso wichtig ist die Vorauswahl der Steuerungsoptionen durch die in Kapitel 9.2 beschriebenen Kriterien, die an dem zu berechnenden Szenario probiert werden sollen. Durch diese Vorgehensweise können die in Frage kommenden Steuerungspläne für ein Szenario in einer möglichst erfolgsversprechenden Reihenfolge ausprobiert werden.

9.1.1 Allgemeine Grundsätze

Die Szenarien werden allesamt so ausgesteuert, dass die Gasqualität von den Einspeisepunkten zu den Ausspeisungen verfolgt wird. Eine Temperaturverfolgung findet dagegen nicht statt, weswegen auch nicht die Lufttemperatur in die Verdichterleistung oder die Bodentemperatur in die Entwicklung der Gastemperatur in die Berechnung eingehen. Der größte Einfluss der Temperaturentwicklung auf die Szenarien erfolgt über die temperaturabhängige Entry-Exit-Bilanz.

Entrys, an denen Gas eingespeist wird, werden bei Bedarf mit dem *SIMONE*-Befehl „PSET“ gesteuert, so dass ein Druck für das strömungsmechanisch aus diesem Entry versorgte Gebiet gesetzt ist. Dieser Befehl bewirkt in *SIMONE* gleich-

zeitig, dass das Programm während der Simulation dort die notwendige Menge Gas ein- oder sogar ausspeisen darf, um den gesetzten Druck zu halten. So kann es passieren, dass während der Aussteuerung bei den einzelnen Iterationsschritten der Simulation ein Entry sogar als Exit verwendet wird. Dem kann entgegen gewirkt werden, indem zum einen der Druck an diesem Entry bis zum maximalen Einspeisedruck erhöht wird, zum anderen nachgelagerte aktive Elemente so gesteuert werden, dass der Entry die Ausspeisungen überhaupt erreichen kann. Grundsätzlich gilt für Entrys, die nicht in der gewünschten Höhe Gas einspeisen, dass der gesetzte Druck erhöht werden muss, und für Entrys, die zu viel Gas einspeisen, dass der gesetzte Druck gesenkt werden muss.

9.1.2 Einstellungen aktiver Elemente

Im vorhandenen Topologiemodell existieren drei Typen aktiver Elemente, nämlich Schieber, Regler und Verdichter, die in der stationären Simulation, wie im Folgenden erläutert, genutzt werden können.

Schieber sind die einfachsten der drei Elemente. Für sie gibt es die Einstellung offen oder geschlossen. Offen kann gewählt werden über die Befehle „ON“ oder „BP“, über den Befehl „OFF“ kann der Schieber geschlossen werden. Ist der Schieber offen, fließt das Gas wie durch eine Leitung durch den Schieber. Für Schieber können in *SIMONE* Widerstände hinterlegt werden, so dass bei Durchfluss ein Druckverlust entsteht. In der vorliegenden Arbeit wurde darauf allerdings verzichtet. Ist der Schieber geschlossen, fließt kein Gas von der einen zur anderen Seite des Schiebers. Es stellt sich eine Flusssituation ein, als wären die Leitungen nicht miteinander verbunden.

Regler bieten neben gleichen Einstellungen wie Schieber, die über die gleichen Befehle gewählt werden können, auch noch alternativ die Möglichkeiten, den Soll-Durchfluss mittels des Befehls „SM“, den Soll-Eingangsdruck mittels des Befehls „SPI“, den Soll-Ausgangsdruck mittels des Befehls „SPO“ oder das Soll-Druckverhältnis mittels des Befehls „SR“ festzulegen. Das Soll-Druckverhältnis muss dabei kleiner oder gleich 1 sein, damit ein Fluss über den Regler stattfindet. Ein anderes Ergebnis würde bedeuten, dass der Druck erhöht werden müsste, was ein Regler nicht leisten kann. In der Simulation führt dies dazu, dass der Regler so behandelt wird, als wäre er geschlossen. Technische Restriktionen für den maximalen Durchfluss oder das maximale Druckverhältnis sind nicht bekannt und wer-

den dementsprechend auch nicht hinterlegt und begrenzen nicht die gewählten Befehle. Maximale Randwerte sind nur für die Eingangs- und Ausgangsdrücke bekannt, da diese nicht den maximalen Leitungsnennndruck überschreiten dürfen. Auch für Regler wurden keine Widerstände hinterlegt.

Verdichter haben die gleichen Steuerungsoptionen wie Regler. Das Druckverhältnis muss allerdings größer oder gleich 1 sein, damit ein Fluss über den Verdichter erfolgt. Ein anderes Ergebnis würde in diesem Fall bedeuten, dass der Druck gesenkt werden müsste, was ein Verdichter nicht leisten kann. In der Simulation führt dies dazu, dass der Verdichter so behandelt wird, als wäre er geschlossen. Eine zusätzliche Steuerungsoption bietet der Befehl „MAX“, der bewirkt, dass *SIMONE* versucht, möglichst die maximale Verdichterleistung zu nutzen. Auch für Verdichter wurden keine Widerstände hinterlegt.

Da für die Modellierung der Verdichter mehr Informationen vorhanden sind als für Regler, können die Befehle hier durch technische Restriktionen in sinnvollen Grenzen eingeschränkt werden. Um diese Grenzwerte zu hinterlegen, muss der Verdichter mittels des Befehls „CONF“ konfiguriert werden, ansonsten ist er im „FREE MODE“, was bedeutet, dass *SIMONE* den Verdichter frei einsetzen kann. Da aber Abschätzungen über die maximale Leistung der Verdichterstation vorliegen und Annahmen über das maximale Verdichtungsverhältnis getroffen werden können, kann beides mit „POWERMAX“ bzw. „PRMAX“ hinterlegt werden. Weitere Optionen, wie die Abbildung interner paralleler oder serieller Fahrweisen (vgl. Abbildung 14, S. 84) oder die Hinterlegung von Verdichterkennfeldern werden in dieser Arbeit nicht thematisiert, da die Datenlage für eine derart detaillierte Abbildung bei weitem nicht ausreichend ist.

Tabelle 4 auf S. 87 gibt die Optionen für die unterschiedlichen Elemente auch noch einmal detailliert wieder. Die in diesem Kapitel erläuterten Befehle sind alle in der Kategorie „Steuerung“ zu finden.

9.1.3 Fahrwege von Elementgruppen

Alle Elemente können einzeln gesteuert werden. Gerade für Verdichterstationen bietet sich aber die Zusammenfassung der einzelnen aktiven Elemente zu Elementgruppen an, da Regler und Schieber, die zur Verdichterstation gehören, nur Hilfsfunktionen zur Ansteuerung der Verdichter über unterschiedliche Fahrwege erfüllen. Zur Einschränkung der Kombinatorik ist es deswegen sinnvoll, diese Ele-

mente zusammenzufassen und nur geeignete Fahrwege in Abhängigkeit der vor- und nachgelagerten Leitungen zu wählen. Anhang 12.6 zeigt ein Beispiel für eine Station und die sinnvollen Fahrwege.

Zu beachten ist, dass auf einer Station mehrere oder sogar alle Stationsmaschinen durch ein Verdichterelement abgebildet sein können. Insgesamt wurden im Topologiemodell nur maximal zwei Verdichterelemente pro Station modelliert, auch wenn mehr Maschinen auf der Station vorhanden sind. Die Fahrwege sind also abhängig von der Steuerung der einzelnen Verdichterelemente. So ist es unsinnig, ein Verdichterelement so zu steuern, dass es auf einen festgesetzten Soll-Ausgangsdruck verdichtet, aber alle zu- oder abführenden Leitungen mit Reglern oder Schiebern zu schließen. Des Weiteren ist darauf zu achten, dass die maximale Verdichtungsleistung pro Station, d. h. die Summe aller Leistungen der Einzelmaschinen, je nachdem ob mit oder ohne Reservemaschine berechnet, nicht überschritten wird. Auch eine Unterschreitung ist zu vermeiden, wenn das Szenario ansonsten nicht lösbar wäre. Gleiches gilt für das maximale Druckverhältnis.

Neben Verdichterstationen bieten sich auch in beide Richtungen betreibbare Regler an, um in einer Elementgruppe zusammengefasst zu werden. Oftmals sind sie im Topologiemodell durch einen Regler und vier Schieber modelliert. Bei solch einer Modellierung gibt es nur vier sinnvolle Fahrwege, nämlich erstens offen, zweitens geschlossen, drittens die Regelung in eine Richtung und viertens die Regelung in die andere Richtung (s. Anhang 12.7). Alle anderen Kombinationen, die möglich wären, sind nicht sinnvoll. Der Regler der Gruppe kann in der Einstellung des Druck- oder Fluss-Sollwerts wie ein Einzelelement variiert werden.

9.2 Kriterien zur Nutzung von Steuerungsplänen

Die gewonnenen Ergebnisse aus den angesteuerten Szenarien können in einer Datenbank hinterlegt werden. Dafür muss der Stand von Topologie und Software zugeordnet werden. So gibt es direkt ein Set an Einstellungen aktiver Elemente, das auf ein auszusteuernendes Szenario angewandt werden kann. Diesem Set können Kriterien zugeordnet werden, um die Berechnungszeit durch die Auswahl möglichst zu dem Szenario passender Steuerungspläne zu verkürzen. Diese Kriterien können nach einer festgelegten Reihenfolge durchlaufen werden.

Sollte keines der Sets ein zu simulierendes Szenario lösen können, können die Steuerungsbefehle der Einzelemente und Elementgruppen unterschiedlicher Szenarien neu miteinander kombiniert werden. Auch hier kann eine Priorisierung der Steuerungsbefehle erfolgen.

Die Kriterien dienen der Auswahl von Steuerungsplänen für das Gesamtnetz oder von Elementgruppen. Führt diese Vorgehensweise zu einer Lösung ohne Grenz- und Randwertverletzungen, gilt das neu zu berechnende Szenario als gelöst und der Prozess ist beendet. Führt dieses Vorgehen zu keiner Lösung, bietet sich eine Erweiterung der Steuerungspläne durch zusätzliche denkbare Steuerungsbefehle oder Fahrwege für Einzelemente oder Elementgruppen an, die noch nicht verwendet worden sind. Diese zusätzlichen Steuerungsbefehle könnten zufallsbasiert verwendet werden.

9.2.1 Nutzung bestehender Steuerungspläne für das Gesamtnetz

Für die ausgesteuerten Szenarien sind die Steuerungspläne und die Simulationsergebnisse bekannt und können mit Werten des auszusteuernenden Szenarios verglichen werden. Ergebnisse liegen für die Flüsse in allen Leitungsabschnitten und an allen einzelnen Entrys und Exits vor. Aus diesen Informationen können auch Summen für Entry- oder Exit-Gruppen geografisch benachbarter Punkte oder Punkte gleicher Punktarten gebildet werden.

Bei noch auszusteuernenden Szenarien sind die Gesamthöhe des inländischen Bedarfs und die Ausspeisemengen von einzelnen Export- oder Einspeicherungspunkten oder -gruppen bekannt. In den Szenarien können auch Einspeisemengen einzelner Entrys oder von Entry-Gruppen hinterlegt sein, wenn eine bestimmte Einspeisesituation untersucht werden soll.

Als erstes Kriterium zur Priorisierung der vorhandenen Steuerungspläne könnte die absolute Abweichung der Gesamtsumme der Ein- und damit auch Ausspeisungen des jeweils zugehörigen ausgesteuerten Szenarios mit der Gesamtmenge des auszusteuernenden Szenarios verglichen werden. Die Steuerungspläne, deren Szenarien die geringste Abweichung aufweisen, könnten zuerst für die Simulation verwendet werden.

In einer detaillierteren Betrachtung könnte auch der inländische Verbrauch verglichen werden. Dieser gibt auch eine Indikation über die Annahme der Szenarien-

temperatur wieder, so dass ein Vergleich alternativ auf Basis der Szenarietemperaturen möglich wäre. Als Kriterien bieten sich ebenso alle beschäftigten Speicher- und Grenzübergangspunkte an. Hier kann beispielsweise die Summe aller absoluten Abweichungen herangezogen werden oder die Situation mit den prozentual minimalen Abweichungen.

Ist keine Priorisierung der Steuerungspläne notwendig oder gewünscht, können die vorhandenen Steuerungspläne auch in beliebiger Reihenfolge durchlaufen werden.

9.2.2 Erstellung zusätzlicher Steuerungspläne

Führt die Nutzung bereits vorhandener Steuerungspläne für das Gesamtnetz nicht zu einer Lösung eines Szenarios ohne Rand- und Grenzwertverletzungen, können bestehende Steuerungsbefehle für Einzelelemente oder Elementgruppen unterschiedlicher ausgesteuerter Szenarien miteinander neu kombiniert werden.

Ein Kriterium für die Auswahl erfolgsversprechender Steuerungsbefehle könnte die Richtung und die Höhe der Leitungsflüsse sein. Die Leitungsflüsse für das auszusteuernde Szenario sind jedoch vor der erfolgreichen Simulation unbekannt, so dass eine Abschätzung getroffen werden müsste. Dazu kann eine Art „natürlicher Fluss“ berechnet werden, der sich einstellt, wenn alle aktiven Elemente geöffnet sind, also auch keine Druckerhöhung oder -verringerung stattfindet.

Dies bedeutet zwar, dass das Druckniveau im gesamten Netz auf einen unrealistisch hohen Werte angehoben werden muss und somit keinerlei Aussagen zu der Druckentwicklung getroffen werden kann, sich aber eine Flusssituation von den Einspeise- zu den Ausspeisepunkten mit den festgelegten Ein- und Ausspeisemengen einstellt. Für eine Verbesserung der Ähnlichkeit der Flüsse können einige Leitungen oder Verbindungen, bei denen im Vorhinein die Gewissheit herrscht, dass sie nicht verwendet werden sollen, geschlossen werden. Auch können Regler zu abgeschlossenen Gebieten, die keine Entries besitzen, auf den maximalen Leitungsdruck eingestellt werden.

Anhand des Vergleichs der Flussrichtungen der zu- und abführenden Leitungen eines Einzelelements oder einer Elementgruppe von „natürlichem Fluss“ und den ausgesteuerten Szenarien können Steuerungsbefehle mit den geringsten Abweichungen in der Flusshöhe ermittelt und priorisiert werden.

Alternativ ist auch eine zufällige Mischung der Steuerungsbefehle von Einzelelementen und Elementgruppen zu einem Gesamtsteuerungsplan möglich. Zusätzlich können einzelne Steuerungsbefehle mittels Variationen der Druck- und Flusswerte erweitert werden. Druck-Sollwerte sollten allerdings nicht über den Leitungsnenn- druck der vor- und nachgelagerten Leitungen hinaus variiert werden. Des Weiteren können auch theoretische Überlegungen über Steuerungsbefehle und Fahrwege verwendet werden.

9.3 Interpretation der Ergebnisse

Eine Berechnung umfasst mehrere Iterationsschritte und dauert so lange, bis eine Lösung ohne Rand- und Grenzwertverletzungen gefunden ist oder das Szenario als unlösbar definiert wird. Im optimalen Fall kann die Aussteuerung ohne Verletzungen durchgeführt werden, grundsätzlich können Grenzwerte aber auch als akzeptabel oder inakzeptabel eingestuft werden, beispielsweise wenn die maximale Geschwindigkeit auf einem kurzen Leitungsabschnitt überschritten wird. Ebenso könnten minimale Abweichungen vom maximalen oder minimalen Druck vernachlässigt werden, da es sich um stationäre Berechnungen handelt. Im realen Netz könnten solche Situationen beispielsweise durch die Nutzung des Leitungspuffers behoben werden.

Auch wenn ein Szenario ohne Rand- und Grenzwertverletzungen in der Simulation gelöst wird, müssen nachträglich die Ergebnisse validiert werden. Ein Fehler, den *SIMONE* nicht anzeigen würde, ist, wenn die Nutzung des Befehls „PSET“ dazu führt, dass der Fluss an einem Entry negativ wird, also der Entry in der Simulation als Exit verwendet wird. So ein Fall müsste korrigiert werden. Auch muss im Nachhinein überprüft werden, ob sich ein Entry innerhalb des in Kapitel 8.3 abgeschätzten maximalen Potentials bewegt. Anderenfalls muss eine Verlagerung zu anderen Entrys stattfinden.

9.4 Kritische Würdigung des Steuerungsmodells

Der entwickelte Vorschlag eines Steuerungsmodells basiert auf der Nutzung vorhandener Steuerungspläne, die durch die manuelle Aussteuerung von Szenarien gewonnen werden. So besteht die Möglichkeit, dass neue Szenarien ohne weitere manuelle Eingriffe angesteuert werden können.

Ein weiterer Vorteil des Konzepts wäre, dass das Steuerungsmodell mit jedem gelösten Szenario erweitert werden kann. Dazu kommt, dass das Modell durch Druck- und Flussvariationen und theoretische Überlegungen ohne neue Simulationen ergänzt werden kann. Neue Netzelemente, die durch Ausbaumaßnahmen zur Netztopologie hinzukommen, können zur Erweiterung des Steuerungsmodells ebenfalls durch die Aufnahme aller erdenklichen, theoretisch oder real möglichen Fahrwege abgebildet werden.

Der Nachteil wäre, dass neue Szenarien nicht in jedem Fall angesteuert werden können. Durch ausgebauten Infrastruktur kann sich außerdem auch die Flusssituation im Netz derart ändern, dass gegebenenfalls zusätzliche Fahrwege auch für die bestehende Netztopologie ergänzt werden müssten.

Das vorgestellte Konzept des Steuerungsmodells wäre noch ausbaufähig. Untersucht werden könnte beispielsweise auch die Möglichkeit, Steuerungspläne für Teilbereiche zu erstellen und Kopplungsbedingungen zwischen den Teilbereichen zu definieren. Vorteilhaft könnte dieses Vorgehen bei zukünftigen Netzveränderungen sein.

10 Auswertung

Insgesamt wurden 47 Szenarien berechnet, von denen 33 Basisszenarien der Untersuchung des gesamten, für den Gastransport relevanten Temperaturbereichs und 14 Spitzenlastszenarien der Analyse der Versorgungssicherheit des H-Gas-Fernleitungsnetzes dienen. Die Szenarien wurden so ausgelegt, dass alle wesentlichen Flusssituationen des Netzes abgebildet sind, so dass die alternativen Versorgungsoptionen des Netzes untersucht werden konnten und das Steuerungsmodell für neue Szenarien eine möglichst hohe Lösungsquote erreichen kann.

Für die Berechnung der Szenarien wurde von der vollständigen Verfügbarkeit der Infrastruktur ausgegangen. Dies gilt auch für die Gasspeicher, die zusätzlich mit maximaler Ein- und Ausspeicherrate verwendet wurden. Ausnahmen bilden jeweils die Infrastrukturen, deren Ausfälle explizit in den Versorgungssicherheitsszenarien untersucht wurden. Die inländische Produktion wurde für alle Szenarien konstant mit 1,15 GWh/h angesetzt.

Bei allen Szenarien konnten die maximalen Nenndrücke der Leitungen und die minimalen und maximalen Druckvorgaben für die Entry- und Exit-Punkte eingehalten werden. Eine Gasflussgeschwindigkeit von 20 m/s wurde in sämtlichen berechneten Szenarien bei fast allen Leitungssegmenten unterschritten. Ausnahmen dazu bilden zehn Leitungssegmente, bei denen Geschwindigkeiten bis zu 30 m/s ermittelt wurden. Bei acht dieser Segmente handelt es sich um Anschlussleitungen zu Letztverbrauchern, so dass die Vermutung naheliegt, dass dort geringfügig zu hohe Verbrauchswerte durch die räumliche Aufteilung der unbekanntes Zonenkapazitäten zugeteilt wurden. Bei zwei Leitungen handelt es sich um größere Transportleitungen, die allerdings nur in einzelnen Szenarien maximale Geschwindigkeiten bis 22,7 m/s aufweisen. Bei Szenarien mit Temperaturen über 10 °C gab es keine Gasgeschwindigkeitsüberschreitungen mehr.

Auch bei Verdichter- und Regelanlagen kam es im Modell zu höheren Durchflussgeschwindigkeiten als 20 m/s. In der Stationsmodellierung wurde der jeweils größte Durchmesser der zu- oder abführenden Transportleitung als Durchmesser für Stationsleitungen, Verdichter und Regler verwendet. Da aber keine Daten oder Informationen über die Richtigkeit dieser Annahmen vorliegen, sind die höheren Flussgeschwindigkeiten nicht bewertbar. In Tabelle 14 sind alle berechneten Szenarien mit ihrer Szenarietemperatur und einer kurzen Erläuterung angegeben.

Tabelle 14: Beschreibungen der Szenarien

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
H_-14_1	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, durch maximale Entry-Beschäftigung in NW, Entrys in Nord-Ost und Mitte liefern restliches Gas, NETRA transportiert von Nord nach Ost, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim GSC ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Porz METG und VS Scheidt METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
			Import:	17 GWh/h	
			Aussp.:	-17 GWh/h	
H_-14_2	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_1, Ausspeicherung an den Entrys Rehden, Etzel, Krummhörn und Jemgum um 17 GWh/h erhöht und dafür Import an den Entrys Domum, Emden und Mallnow um 17 GW/h gesenkt, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
H_-14_3	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_2, statt Export 17 GWh/h in Eynatten nun 4,7 GWh/h Import, verdrängt insbesondere Import-Entrys Domum und Bocholtz, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	-17 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	-17 GWh/h	
			Export:	-17 GWh/h	
H_-14_4	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_3, aber zusätzlicher Export in Oude von 14 GWh/h, bereitgestellt von den Import-Entrys Emden und Dronum, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	-3 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	-3 GWh/h	
			Export:	-3 GWh/h	
H_-14_5	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_4, aber zusätzlicher Import in Eynatten von 5 GWh/h, dafür 8 GWh/h weniger Ausspeicherung, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	-3 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	5 GWh/h	
			Aussp.:	-8 GWh/h	
H_-14_6	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_5, aber kein GSC-Export mehr in Eynatten, dafür in Bunde, dadurch Export um insgesamt 5 GWh/h erhöht, gleichzeitig 10 GWh/h weniger Ausspeicherung, Saldo von 15 GWh/h über Import in Eynatten, Brandov und Mallnow bereitgestellt, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	2 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	20 GWh/h	
			Aussp.:	-18 GWh/h	
H_-14_7	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_6, aber Reduktion des Exports in Oberkappel um 2 GWh/h, dementsprechend Verringerung Ausspeicherung Bierwang, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	20 GWh/h	
			Aussp.:	-20 GWh/h	
H_-14_8	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_7, aber Erhöhung der Ausspeicherung insbesondere in Etzel und Rehden, dafür Importkürzungen in Brandov, Domum und Eynatten, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	6 GWh/h	
			Aussp.:	-6 GWh/h	
H_-14_9	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_8, aber Speicher Etzel und Doettingen und Importpunkt Brandov wieder erhöht, nordwestliche Importpunkte Domum, Emden und Eynatten gesenkt, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
H_-14_10	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_9, aber Speicher Rehden und Importpunkt Eynatten um 11,4 GWh/h gesenkt, stattdessen OPAL mit 48 GWh/h und NEL mit 11,4 GWh/h beschäftigt. Keine Ausspeicherung mehr seitens Speicher Rehden!	E/E-Bilanz:	33 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	39 GWh/h	
			Aussp.:	-6 GWh/h	
			Export:	33 GWh/h	

Fortsetzung von Tabelle 14

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
			E/E-Bilanz:		
H_-14_11	-14 °C	Nord-Süd-Hauptflussrichtung, wie H_-14_10, aber NETRA transportiert nun von Ost nach West, da Speicher Etzel und Importpunkt Dornum um jeweils etwa 8 GWh/h gesenkt, stattdessen Importpunkt Mallnow um 16 GWh/h erhöht ist, OPAL mit 48 GWh/h und NEL mit 11,4 GWh/h beschäftigt. Keine Ausspeicherung mehr seitens Speicher Rehden!	E/E-Bilanz:	33 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	48 GWh/h	
			Aussp.:	-15 GWh/h	
			Export:	33 GWh/h	
H_-14_12	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_-14_11, aber Nord-West-Entrys um 24 GWh/h gesenkt, stattdessen Speicher Etzel und Nüttermoor um 9,3 GWh/h erhöht, OPAL mit 48 GWh/h und NEL mit 14,4 GWh/h beschäftigt. Keine Ausspeicherung mehr seitens Speicher Rehden!	E/E-Bilanz:	18 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	24 GWh/h	
			Aussp.:	-6 GWh/h	
			Export:	18 GWh/h	
H_-14_13	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_-14_12, aber Nord-West-Entrys Eden und Dornum vollständig abgeschaltet, stattdessen OPAL mit 48 GWh/h und NEL mit 20 GWh/h maximiert. Vollständiger Ausfall norwegischer Lieferungen! Keine Ausspeicherung mehr seitens Speicher Rehden!	E/E-Bilanz:	18 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	23 GWh/h	
			Aussp.:	-5 GWh/h	
			Export:	18 GWh/h	
H_-10_1	-10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung stark ausgelastet, wie H_-14_1, Import-Entrys relativ gleichmäßig um 12 GWh/h und Speicher-Entrys um 2 GWh/h gekürzt, Inzenham speichert 1,8 GWh/h ein, NETRA transportiert von Nord nach Ost, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	0,4 GWh/h	
			Aussp.:	-0,4 GWh/h	
H_-10_2	-10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung stark ausgelastet, wie H_-14_1 mit marginaler Verschiebung der 0,4 GWh/h von TENP auf MEGAL.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
H_-5_1	-5 °C	Nord-Süd-Flussrichtung ausgelastet, wie H_-10_2, allerdings mit Reduktion der Einspeisemenge um 17 GWh/h, NETRA transportiert von Nord nach Ost, statt Einspeicherung Inzenham jetzt Einspeicherung Bierwang mit 4 GWh/h, OPAL mit 14 GWh/h und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
			Import:	-14 GWh/h	
Aussp.:	14 GWh/h				
H_-5_2	-5 °C	Nord-Süd-Flussrichtung ausgelastet, wie H_-5_1, allerdings mit der Verlagerung von Ausspeicherung zu Import-Entry in Höhe von 14 GWh/h innerhalb des Nord-Westens.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_-14_1
H_0_1	0 °C	Nord-Süd-Flussrichtung ist nicht mehr an der Kapazitätsgrenze, wie H_-5_2, allerdings mit Import-Kürzungen in Dornum um 4,3 GWh/h, 2 GWh/h Verlagerung von Brandov nach Waidhaus, -14 GWh/h Kürzung der Ausspeicherungen, vor allem in Rehden mit -6 GWh/h und Bierwang mit -2,3 GWh/h, ansonsten relativ gleichmäßig, nur Einspeicherung Breitbrunn mit 4 GWh/h.	E/E-Bilanz:	-2 GWh/h	VS Hamborn und VS Stolberg Richtung Belgien ohne Ersatzmaschine
			Import:	-12 GWh/h	
			Aussp.:	10 GWh/h	
			Einsp.:	-2 GWh/h	
H_0_2	0 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_0_1, allerdings mit 12,4 GWh/h Verlagerung zwischen Import und Ausspeicherung, hauptsächlich Dornum gegen Ontras-Speicher um ca. 3,8 GWh/h und Überacker gegen österreichische Speicher um ca. 6,5 GWh/h getauscht, nur Einspeicherung Breitbrunn mit 4 GWh/h.	E/E-Bilanz:	-2 GWh/h	wie H_0_1
			Aussp.:	-2 GWh/h	
			Einsp.:	-2 GWh/h	
H_0_3	0 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_0_2, allerdings Verlagerung von 1 GWh/h von Nord-West-Entrys an den Ontras-Speicher Peckensen, nur Einspeicherung Breitbrunn mit 4 GWh/h.	E/E-Bilanz:	-2 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	-1 GWh/h	
			Aussp.:	-1 GWh/h	
			Einsp.:	-2 GWh/h	

Fortsetzung von Tabelle 14

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
H_0_4	0 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_0_3, allerdings mit Einspeicherung von 4 GWh/h in Breitbrunn und 2,3 GWh/h in Doettingen. Benötigte Mengen werden aus NW-Entrys mit 1 GWh/h und Speicher Rehden mit 1,3 GWh/h bereitgestellt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
H_0_5	0 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_0_4, allerdings mit Import Ellund von 2,2 GWh/h statt Export, Import Oberkappel von 6,1 GWh/h statt Export und Export Überackern von 7,5 GWh/h statt Import.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
H_5_1	5 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_0_4, allerdings mit 20 GWh/h reduzierter Ausspeicherung ohne Speicher Rehden und Bierwang, stattdessen 21 GWh/h erhöhte Einspeicherung in Haidach, Bad Lauchstädt und Bierwang. Bad Lauchstädt, Breitbrunn und Bierwang werden maximal beschäftigt, die Einspeicherung Doettingen entfällt.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	-1 GWh/h	
			Aussp.:	1 GWh/h	
H_5_2	5 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_5_1, allerdings mit erhöhtem Import Mallnow und Waidhaus um 1,6 GWh/h bzw. 1 GWh/h, dafür reduzierter Ausspeicherung, insbesondere in Epe um 2 GWh/h.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	2 GWh/h	
			Aussp.:	-2 GWh/h	
H_5_3	5 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_5_1, allerdings leichter Erhöhung des Exports insbesondere in Waidhaus und relativ gleichmäßige Reduzierung der Ausspeichermengen.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
H_10_1	10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_5_3, allerdings mit Import-Reduktion der Ost-Entrys um 11,2 GWh/h und NW-Entrys um 1,4 GWh/h, Reduktion der Ausspeicherungen um 9 GWh/h insbesondere der NW-Speicher, dafür dort Erhöhung der Einspeicherung um 18,2 GWh/h, Export in Oude um 6,6, GWh/h und Medelsheim um 1,8 GWh/h geringer.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	-8 GWh/h	
			Aussp.:	8 GWh/h	
H_10_2	10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_10_1, allerdings mit Reduktion der Exportmengen in Medelsheim um 3,4 GWh/h und Wallbach um 3 GWh/h, dadurch verringerte Mengen über MEGAL aus Waidhaus und TENP aus Bocholtz.	E/E-Bilanz:	-6 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	-14 GWh/h	
			Aussp.:	8 GWh/h	
H_10_3	10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_10_2, allerdings geringere Ausspeicherung der Süd-Speicher um 7 GWh/h, die aus Waidhaus importiert werden.	E/E-Bilanz:	-6 GWh/h	wie H_0_1
			Import:	-6 GWh/h	
			Export:	-6 GWh/h	
H_10_4	10 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_10_3, allerdings erhöher Import um 6 GWh/h erhöhter Import, insbesondere aus Emden und Bocholtz, zur Versorgung der Exportpunkte Medelsheim mit 3,4 GWh/h und Wallbach mit 3 GWh/h, Ausspeicherung verlagert von Süd-Speicher Haidach an die Gasunie-Speicher Doettingen und Jemgum zur Maximierung.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_0_1
H_16_1	16 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_10_3, allerdings mit um 31,6 GWh/h reduzierten Importen an den NW-Entrys mit 15 GWh/h, den Ost-Entrys mit 11 GWh/h und Überackern und Bocholtz mit 3 GWh/h bzw. 2,3 GWh/h, Einspeicherung in Gasunie-Speicher um 5,5 GWh/h gesenkt, stattdessen Einspeicherung Kalle mit 1 GWh/h, Kraak/Bernburg mit 5,3 GWh/h und Süd-Speicher mit 8,9 GWh/h.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	VS Stolberg Richtung Belgien ohne Ersatzmaschine
			Import:	-5 GWh/h	
			Aussp.:	5 GWh/h	

Fortsetzung von Tabelle 14

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
H_16_2	16 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_16_1, allerdings erhöhte Importe as Dornum, Emden, Mallnow und Waidhaus zum Ausgleich verringerter Ausspeisungen aus Gronau-Epe, Peckensen und Haiming.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_16_1
H_27_1	27 °C	Nord-Süd-Flussrichtung, wie H_16_2, allerdings um 40 GWh/h reduzierte Entry-/Exit-Mengen durch gleichmäßige Kürzung von 31 GWh/h der Importmengen und Abschaltung der verbleibenden Ausspeicherung von 9 GWh/h.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	wie H_16_1
H_27_2	27 °C	Süd-Nord-Flussrichtung bis Weme, durch die Kürzung der NW-Entrys auf 27,1 GWh/h, Änderung der Flussrichtung Eynatten von Export zu Import und Erhöhung der SO-Entrys Waidhaus, Oberkappel und Überackern um 22,1 GWh/h, Export nach Medelsheim und Wallbach um 9 GWh/h gesenkt, dafür Export Oberkappel um 10 GWh/h erhöht.	E/E-Bilanz:	0 GWh/h	alle laufenden Maschinen besichert
H_-14_Ausfall_Mallnow1	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_1, allerdings ohne Importe in Mallnow und Brandov, dafür Import Eynatten von 18,1 GWh/h und höhere Ausspeicherungen bei GSC-Speichern und Ontras-Speichern um 12,3 GWh/h bzw. 4,6 GWh/h, dafür Import in Bocholtz um 5,9 GWh/h eingeschränkt und Export in Bunde auf 11,5 GWh/h erhöht.	Ausfall:	-12 GWh/h	VS Rehden und VS Reckrod unbesichert, VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim Gascade ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_Mallnow2	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_Mallnow1, allerdings maximaler Import am NEL-Entry Greifswald in Höhe von 21,2 GWh/h statt Ausspeicherung am Speicher Rehden.	Ausfall:	-12 GWh/h	VS Reckrod unbesichert, VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim Gascade ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_Mallnow3	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_Mallnow2, allerdings maximaler Import von 9,5 GWh/h in Brandov, maximaler Export in Bunde in Höhe von 14,6 GWh/h, kein GSC-Import in Eynatten, sondern 7 GWh/h Export. Eine weitere Maximierung um 2 GWh/h ist aufgrund der Auslastung der WEDAL nicht möglich.	Ausfall:	-2 GWh/h	VS Rehden und VS Lippe unbesichert, VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim Gascade ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_Radeland	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_1, durch maximale Entry-Beschäftigung in NW, Entrys in NO und M liefern restliches Gas, OPAL und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt.	Ausfall:	0 GWh/h	VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim GSC ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Porz METG und VS Scheidt METG nur durch L-Gas-Maschine besichert

Fortsetzung von Tabelle 14

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
H_-14_Ausfall_Waidhaus1	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_2, allerdings sind die Entry-Mengen in Waidhaus auf 47,3 GWh/h reduziert, da sie durch die OPAL bereitgestellt werden. Die Reduktion der Entry-Menge führt zu einer Reduktion der südlichen Exit-Mengen von 6,3 GWh/h.	Ausfall:	-7 GWh/h	VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim Gascade ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_Waidhaus2	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_Waidhaus1, allerdings können bei Ausfall der Verdichterstationen Waidhaus nur 43,6 GWh/h mit ausreichendem Druck aus der OPAL in Waidhaus angestellt werden, so dass sie die zu reduzierende Exit-Menge auf 9,9 GWh/h im Süden erhöht.	Ausfall:	-10 GWh/h	wie H_-14_Ausfall_Waidhaus1
H_-14_Ausfall_Werne1	-14 °C	Wie H_-14_2, allerdings mit Nord-Süd-Flussrichtung bis Werne von Norden kommend, dadurch 32,8 GWh/h Kürzung der NW-Entrys aufgrund mangelnder Transportoptionen, Export Oude um 13,9 GWh/h erhöht, Süd-Nord-Flussrichtung bis Werne von Süden kommend, Export Eynatten von 16,7 GWh/h in Import von 9 GWh/h gewandelt, dadurch Import Bocholtz um 4,9 GWh/h zurückgedrängt, Exportpunkte Medelsheim und Wallbach zusammen um 17,4 GWh/h und Exportpunkt Oberkappel um 6,1 GWh/h gekürzt.	Ausfall:	-26 GWh/h	VS Gernsheim OGE, VS Gernsheim MEGAL, VS Rimpar OGE und VS Rimpar MEGAL unbesichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_Werne2	-14 °C	Wie H_-14_Ausfall_Werne1, allerdings mit 14,6 GWh/h zusätzlichem Export in Bunde, das vor allem durch die GSC-Speicher Rehden und Nüttermoor bereitgestellt wird.	Ausfall:	-12 GWh/h	wie H_-14_Ausfall_Werne1
H_-14_Ausfall_Werne3	-14 °C	Wie H_-14_Ausfall_Werne1, allerdings mit 14,6 GWh/h zusätzlichem Export in Bunde, das durch die NEL an dem Importpunkt Greifswald-NEL bereitgestellt wird.	Ausfall:	-12 GWh/h	wie H_-14_Ausfall_Werne1
H_-14_Ausfall_RUS1	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_1, allerdings GSC-Netz durch Abschaltung der Importpunkte Mallnow und Brandov von Nord-Ost nach Süd-West wird dadurch in eine Richtung von Nord-West nach Süd-Ost, maximale Ausspeicherung der GSC-Speicher mit 34,2 GWh/h, OPAL und NEL mit 0 GWh/h beschäftigt, Import Eynatten von insgesamt 19,4 GWh/h, Ontras-Speicher Peckensen nahe am maximalen Potential mit 4 GWh/h Ausspeicherung.	Ausfall:	-12 GWh/h	VS Rehden und VS Reckrod unbesichert, VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim GSC ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_RUS2	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_RUS1, allerdings Import statt Export in Bunde in Höhe von 12,3 GWh/h zur Rückwärtsaufspeicherung der NEL mit Mengen von 26,5 GWh/h, GSC-Endkunden um 4,3 GWh/h auf 70% des üblichen Verbrauchs gekürzt, russische Lieferungen außer 9,4 GWh/h in Deutschneudorf abgeschaltet.	Ausfall:	-47 GWh/h	VS Rehden, VS Reckrod, VS Lippe und VS Schwarzach unbesichert, VS Gernsheim OGE und VS Gernsheim GSC ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG nur durch L-Gas-Maschine besichert

Fortsetzung von Tabelle 14

Szenario-name	T	Kurzbeschreibung	Abweichungen		Besicherung der Verdichtermaschinen
H_-14_Ausfall_RUS3	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_RUS2, allerdings Export Lasow nach Polen ausgeschaltet, Import Deutschneudorf um 6,4 GWh/h reduziert, um Ontras zu stützen keine Überspeisungen mehr von MIDAL in MEGAL, deswegen Importe über Emden und Dronum um 3,4 GWh/h erhöht.	Ausfall:	-49 GWh/h	VS Rehden, VS Reckrod und VS Schwarzach unbesichert, VS Gernsheim OGE ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_RUS4	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_RUS3, allerdings ohne Export russischer Lieferungen, durch die Reduktion des Imports Deutschneudorf muss der Export Wallbach in etwa der gleichen Höhe von 3 GWh/h gesenkt werden.	Ausfall:	-51 GWh/h	VS Rehden, VS Reckrod, VS Mittelbrunn und VS Werne unbesichert, VS Gernsheim OGE ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert
H_-14_Ausfall_RUS5	-14 °C	Nord-Süd-Flussrichtung maximal ausgelastet, wie H_-14_Ausfall_RUS4, allerdings ohne Rückwärtsaufspeisung der NEL, damit Notwendigkeit weiterer Reduktion südlicher Exits in Höhe von 26,5 GWh/h.	Ausfall:	-77 GWh/h	VS Rehden, VS Reckrod und VS Werne unbesichert, VS Gernsheim Gascade ohne Ersatzmaschine, aber durch VS Gernsheim MEGAL besichert, VS Hamborn ohne Ersatzmaschine, VS Scheidt METG und VS Porz METG nur durch L-Gas-Maschine besichert

Der Abbildung 44 auf S. 175 können die aus dem Szenariengerüst ausgewählten Temperaturen mit den jeweiligen Entry-Exit-Bilanzen und der Zusammensetzung der Ein- und Ausspeisungen nach aggregierten Punktarten entnommen werden. Auf Abweichungen zwischen den Entry-Exit-Bilanzen und den simulierten Szenarien wird in Tabelle 14 hingewiesen. Da das Szenariengerüst für Flusssituationen ohne Infrastruktur- oder Lieferausfälle entwickelt wurde, sind insbesondere die Verteilungen der Einspeisungen auf die unterschiedlichen aggregierten Punktarten nicht auf Versorgungsszenarien anwendbar, können aber als Referenzen für die Höhe der notwendigen Einschränkungen verwendet werden.

Die Ergebnisse der Berechnungen werden im Folgenden detailliert getrennt nach Basisszenarien und Versorgungssicherheitsszenarien erläutert. Dabei werden die Namen von Verdichterstationen und Punkten, wie in Abbildung 19 auf S. 117 benannt, verwendet. Eine Gruppierung von Entry und Exit-Punkten findet auf der Basis der in Abbildung 45 dargestellten geografischen Regionen statt.

Die Überlappung der Gebiete Nord-Westen und Nord-Osten ist auf die NEL zurückzuführen. Zwar liegt der Einspeisepunkt der NEL in Greifswald, der Transport über die NEL führt aber ohne weitere Überspeisungen in das nordöstliche Gebiet direkt in den Nord-Westen und ist sinnvoller dieser Entry-Gruppe zuzuordnen. Die Überlappungen der Gebiete Nord-Westen, Mitte und Süd-Westen sind ebenfalls mit nicht oder wenig verbundenen Leitungen unterschiedlicher Netzbetreiber zu begründen.

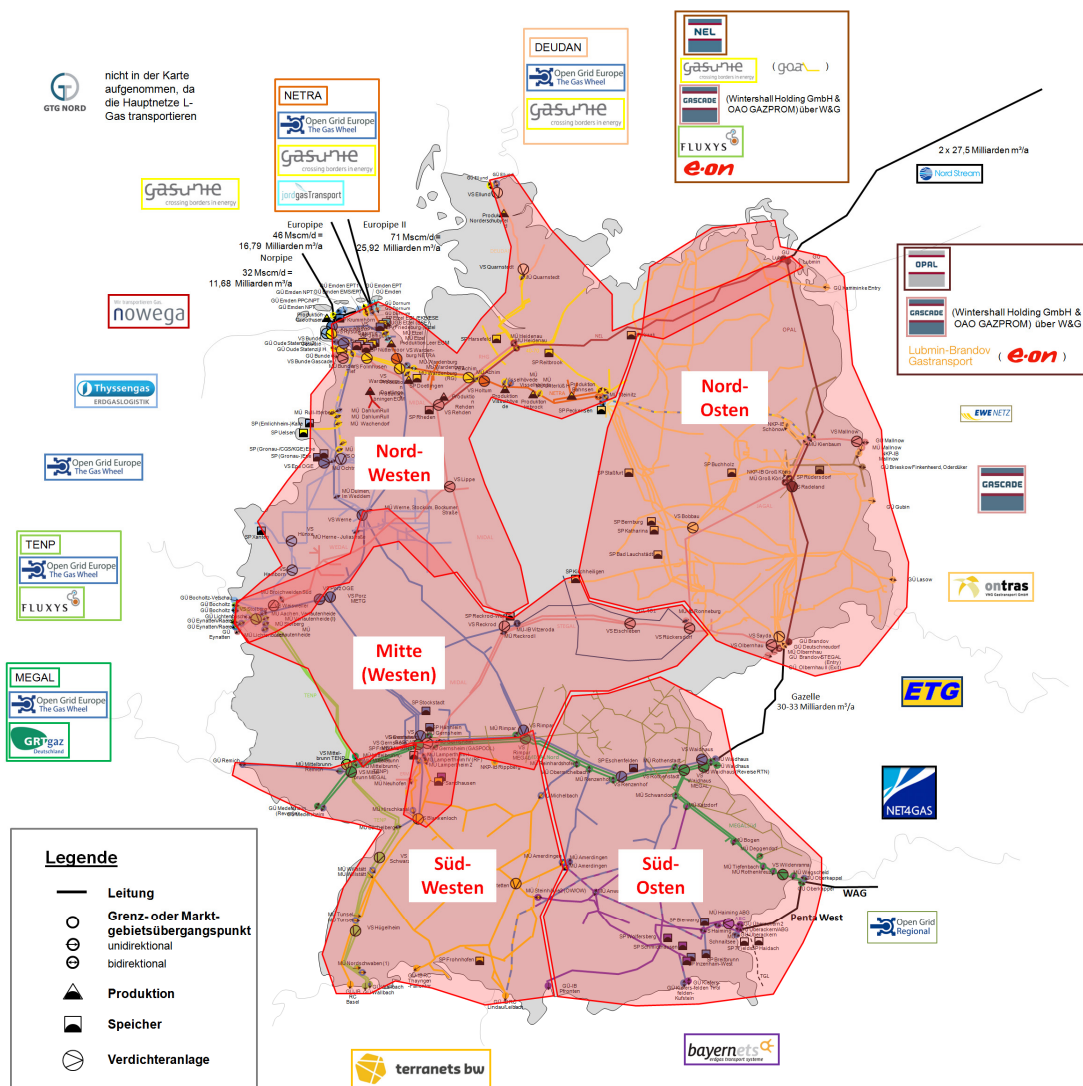


Abbildung 45: Gruppierung von Entries und Exits nach ihrer geografischen Lage

10.1 Basisszenarien

Insgesamt wurden 13 Basisszenarien simuliert, die den Spitzenlastfall abdecken, dabei aber unterschiedliche Ein- und Ausspeisebeschäftigung von Import-, Export- und Speicherpunkten berücksichtigen.

In Szenario H_-14_1 werden die Einspeisungen der Entrys im Nord-Westen Deutschlands maximiert und durch Einspeisungen von nordöstlich und westlich gelegenen Entrys ergänzt. Von diesen Entrys wird das Gas für inländische Letztverbraucher und Exportpunkte im Süden bereitgestellt. Ausnahmen zu dieser Flusssituation bilden die Ausspeisung über Oude Statenzijl in die Niederlande und Ellund nach Dänemark im Norden sowie die Einspeisung in Überackern von Österreich im Süden. Die Gründe sind, dass Dänemark bei kalten Temperaturen eher importiert als exportiert und der bayerische Raum durch österreichische Importmengen gestützt werden kann. Dabei sind die im Süden und Westen beschäftigten Exits in den meisten Fällen bis zu ihrer maximalen Grenze oder zumindest sehr stark ausgelastet.

Bei allen Spitzenlastszenarien ist die Versorgung der Schweizer Gemeinde Thayngen nur durch die Kürzung anderer Terranets-Exits in Baden-Württemberg in Höhe von etwa 560 MWh/h möglich, so dass die Versorgung in den betrachteten Szenarien über das Schweizer Gasnetz erfolgen muss.

Über die NEL, die alternativ zu Entrys von Gascade und Gasunie im Nord-Westen einspeisen würde, wird in dem Szenario kein Gas importiert. Über die OPAL werden etwa 14 GWh/h importiert, die über Tschechien nach Waidhaus gebracht werden und Gasmengen, die von Russland alternativ über die Ukraine, die Slowakei und Tschechien exportiert werden könnten, verdrängen. Die Gasmenge stellt den Spitzenlastwert im Jahr 2012 dar, auf dem das Szenariengerüst basiert. In Szenario H_-14_1 wird im Vergleich zum Szenariengerüst 16 GWh/h zu wenig ausgespeichert und stattdessen zu viel importiert.

Die verwendeten Verdichter der METG-Stationen Porz und Scheidt, die mit ihrer maximalen Leistung verdichten, werden jeweils von L-Gas-Verdichtern der gleichen Station besichert, die somit nicht oder gegebenenfalls nur eingeschränkt dem L-Gas-Transport zur Verfügung stehen. Da auf der Verdichterstation Hamborn nur ein Verdichter installiert ist, ist dieser bei seiner Verwendung nie besichert. Auch der Gascade-Verdichter in Gernsheim, der in diesem Szenario Gasmengen von 4,8 GWh/h von der MIDAL in die MEGAL überspeist, ist eine einzelne Maschine, kann aber von der Reservemaschine der Station MEGAL Gernsheim besichert werden. In dem Szenario sind ebenfalls alle Verdichtermaschinen der OGE-Station Gernsheim in Betrieb, so dass dort keine Reservemaschine vorgehalten ist und ebenfalls nur von der Reservemaschine der Station MEGAL Gernsheim besichert

werden könnte. Diese Situation führt dazu, dass insgesamt sieben Verdichter von einer Ersatzmaschine besichert werden.

Die OGE-Verdichterstation Gernsheim ist in allen Szenarien von den Tiefsttemperaturen bis 0 °C mit allen Verdichtermaschinen in Betrieb. Bei höheren Temperaturen sind die besichernden MEGAL-Maschinen in Gernsheim aber immer weniger ausgelastet. Bei -10 °C werden beispielsweise nur noch zwei der vier 13 MW Verdichtermaschinen benötigt, im -5 °C Szenario sogar nur noch einer der Verdichter.

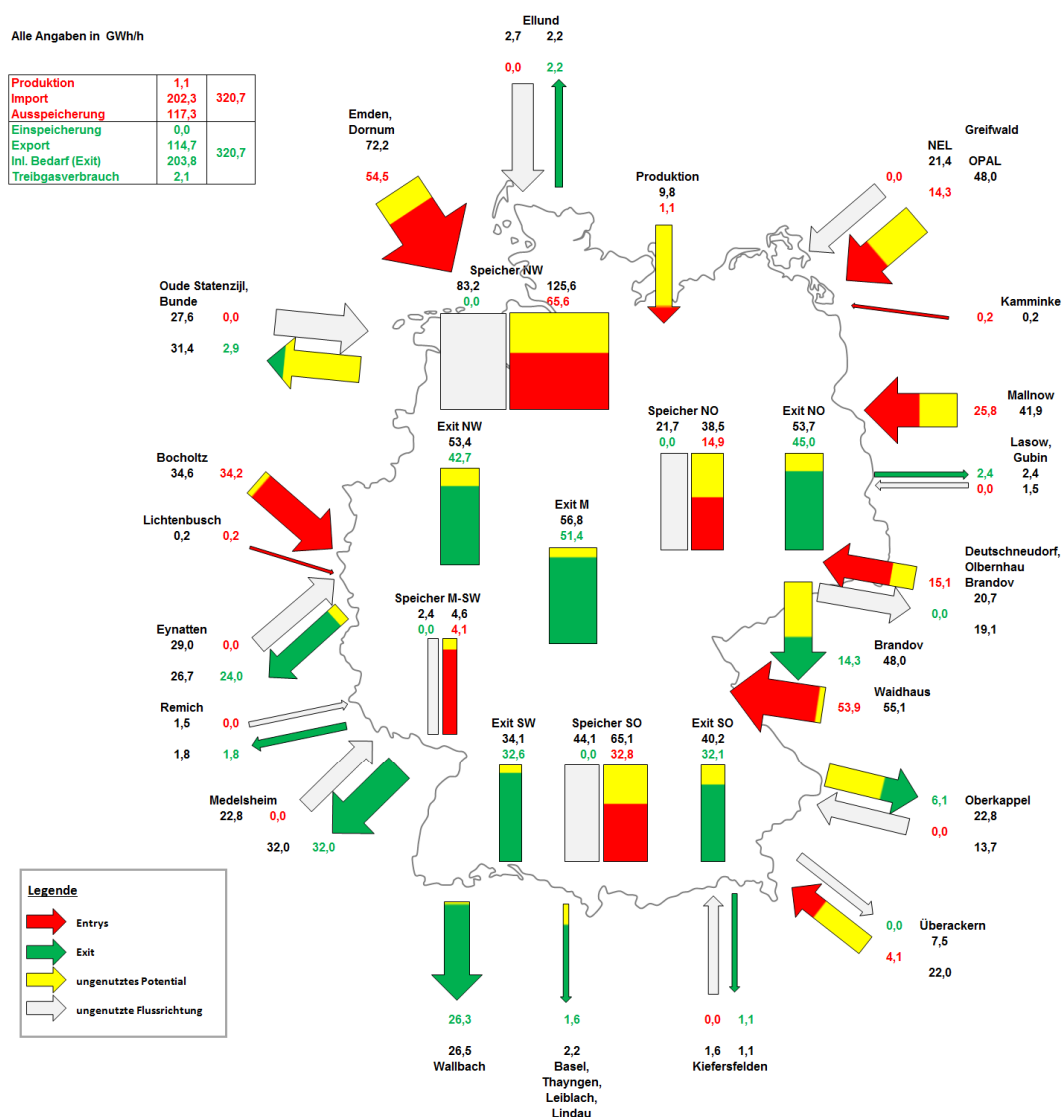


Abbildung 46: Flusssituation des Spitzlastszenarios H_-14_2

Das Szenario H_-14_Ausfall_Radeland1, mit dem in Kapitel 10.2.2 der Ausfall der Verdichterstation Radeland untersucht wird, basiert auf Szenario H_-14_1 und

weist eine identische Flusssituation auf. Die einzige Ausnahme bildet die OPAL, die aufgrund des Ausfalls der Verdichterstation Radeland nicht zum Transport verwendet werden kann. Die Flusssituation des Szenarios H_-14_Ausfall_Radeland1, die von Abbildung 62 auf S. 222 wiedergegeben wird, ist dementsprechend identisch zu der Situation des Szenarios H_-14_1 ohne die Beschäftigung der OPAL.

Die in Abbildung 46 dargestellte Flusssituation des Szenarios H_-14_2 ist der Flusssituation des Szenarios H_-14_1 ebenfalls ähnlich, nur werden in dem Szenario H_-14_2 Einspeisemengen in Höhe von annähernd 17 GWh/h anstelle der Importpunkte Dornum, Emden und Mallnow von den Nord-West-Speichern Rehden, Etzel, Krummhörn und Jemgum bereitgestellt.

Wie zu sehen, bleibt ein hohes Einspeisepotential der Import- und Speicherpunkte im Nord-Westen Deutschlands ungenutzt. Dieses theoretische Potential verfügbaren Gases kann aber aufgrund technischer Restriktionen der Leitungen und Stationen, über die das Gas in den Süden transportiert werden muss, nicht ausgeschöpft werden. Die Maschinen der für den Nord-Süd-Transport benötigten Stationen schöpfen bereits ihre maximalen Verdichtungsleistungen aus, so dass eine Maximierung der Nord-West-Entrys wiedergegeben wird. Durch den Vergleich beider Szenarien ist außerdem ein hohes Verlagerungspotential zwischen den Import- und Speicher-Entrys im Nord-Westen zu erkennen.

Ausgehend von dieser Flusssituation werden in den elf Szenarien H_-14_3 bis H_-14_13 die Variationsmöglichkeiten untersucht, die sich bei gleichbleibendem, inländischem Verbrauch durch die unterschiedliche Beschäftigung der Import-, Export- und Speicherpunkte ergeben. Diese Variationen führen letztlich zu einer Maximierung der Einspeisepunkte, die im Nord-Osten und Westen liegen.

Das Szenario H_-14_3 unterscheidet sich von dem Szenario H_-14_2 durch verringerte Einspeisungen an den Importpunkten Dornum, Emden, Bocholtz und Waidhaus um insgesamt 21,5 GWh/h, da am Grenzübergangspunkt Eynatten nicht mehr exportiert wird. Stattdessen wird in Eynatten über das TENP-System in Höhe von 4,7 GWh/h importiert. Die Entry-Exit-Bilanz des Szenariengerüsts von 320,7 GWh/h wird in dem Szenario um 17 GWh/h unterschritten.

Um die Entry-Exit-Bilanz wieder zu erhöhen, wird in Szenario H_-14_4 der Export über Oude maximiert. Das zusätzliche Gas in Höhe von 13,8 GWh/h wird von den

Importpunkten Emden und Dornum bereitgestellt, so dass die Entry-Exit-Bilanz nur noch um 2,8 GWh/h unterschritten ist.

Um die Importmengen weiter zu erhöhen, die Einspeicherung aber gleichzeitig zu senken, wird in Szenario H_-14_5 die Ausspeicherung aus dem Speicher Rehden um etwa 8,2 GWh/h verringert und durch zusätzliche Importe aus Emden, Dornum, Bocholtz und Waidhaus ersetzt. Zur Entry-Exit-Bilanz des Szenariengerüsts fehlen in dem Szenario allerdings weiterhin 2,8 GWh/h.

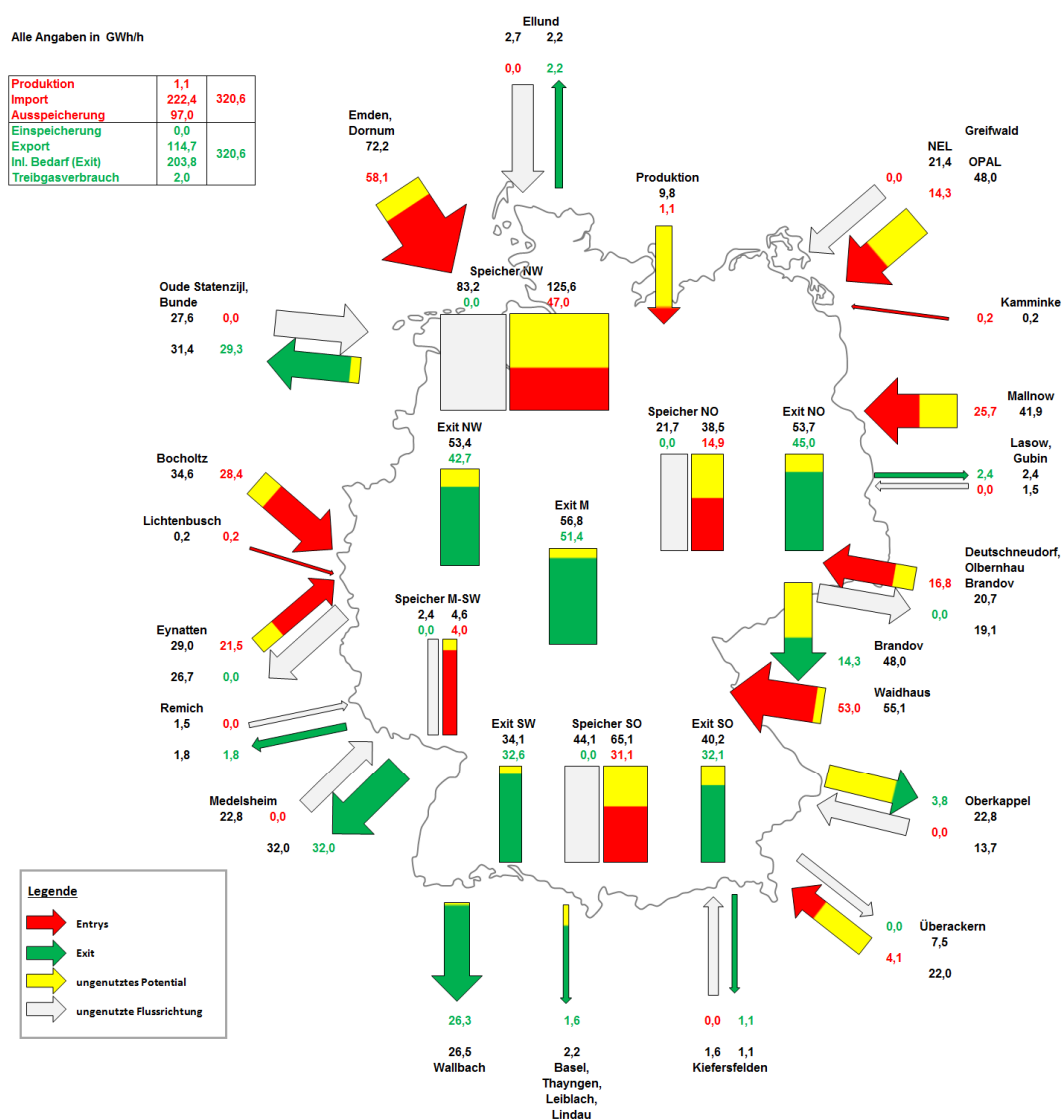


Abbildung 47: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_7

In Szenario H_-14_6 wird deswegen der Export über den Gascade-Punkt Eynatten an den Gascade-Punkt Bunde verlagert. Stattdessen wird in Eynatten importiert, was Ausspeichermengen des Speichers Rehden verdrängt. Diese Verlagerung

führt zu einer Entry-Exit-Bilanz, die um 2,3 GWh/h höher ist als im Szenariengerüst für den Auslegungsfall vorgesehen, und einer um 18,5 GWh/h zu geringen Ausspeichermenge.

Um die Entry-Exit-Bilanz wieder auf 320,7 GWh/h zu senken, wird in Szenario H_-14_7 der Export in Oberkappel um 2,3 GWh/h gesenkt, so dass diese Gasmenge weniger aus dem Speicher Bierwang ausgespeichert werden muss.

Die in den fünf beschriebenen Szenarien insbesondere an den Punkten Eynatten, Oude, Bunde und Oberkappel geänderte Import- und Exportsituation sowie die Verringerung der Ausspeicherung aus dem Nord-West-Speicher Rehden führt zu der in Abbildung 47 dargestellten Ein- und Ausspeisesituation. Die Entry-Exit-Bilanz wird in dem Szenario, so wie durch das Szenariengerüst vorgesehen, erreicht, die Verschiebung zwischen Import- und Speichermengen beträgt noch ca. 20 GWh/h.

In Szenario H_-14_8 wird mit der Umverteilung dieser Mengen von Importpunkten zu Speicherpunkten begonnen. Dabei werden insbesondere von den Speichern Friedeburg-Etzel und Rehden 14 GWh/h mehr bereitgestellt, die an den Importpunkten Brandov, Dornum und Eynatten weniger eingespeist werden mussten.

In Szenario H_-14_9 wird nochmal mehr ausgespeichert und weniger importiert, so dass die im Szenariengerüst festgelegten Mengen erreicht werden. Insbesondere die Speicher Etzel und Doetlingen werden maximiert, während die nordwestlichen Importpunkte Dornum, Emden und Eynatten gesenkt werden, der Importpunkt Brandov aber wieder erhöht wird. Die Ein- und Ausspeisesituation wird in Abbildung 48 wiedergegeben.

Auf Basis dieses Szenarios werden nun die nordöstlichen Entrys so maximiert, dass nach und nach über die nordwestlichen Entrys Dornum und Emden immer weniger und schließlich kein Gas mehr importiert werden muss, um den H-Gas-Bedarf zu decken.

Dazu wird in Szenario H_-14_10 die NEL mit 11,4 GWh/h verwendet, um den Import seitens Eynatten und die Ausspeicherung Rehden zurückzufahren. Gleichzeitig wird die OPAL vom Importpunkt Greifswald bis zum Exportpunkt Brandov bis zu ihrem maximalen Potential von 48 GWh/h beschäftigt.

Von dieser Flusssituation ausgehend wird in Szenario H_-14_11 der Importpunkt Mallnow um 16 GWh/h und damit mit seinem Maximalwert von 41,8 GWh/h ausge-

lastet. Stattdessen werden jeweils etwa 8 GWh/h am Importpunkt Dornum und am Speicher Etzel eingespeist.

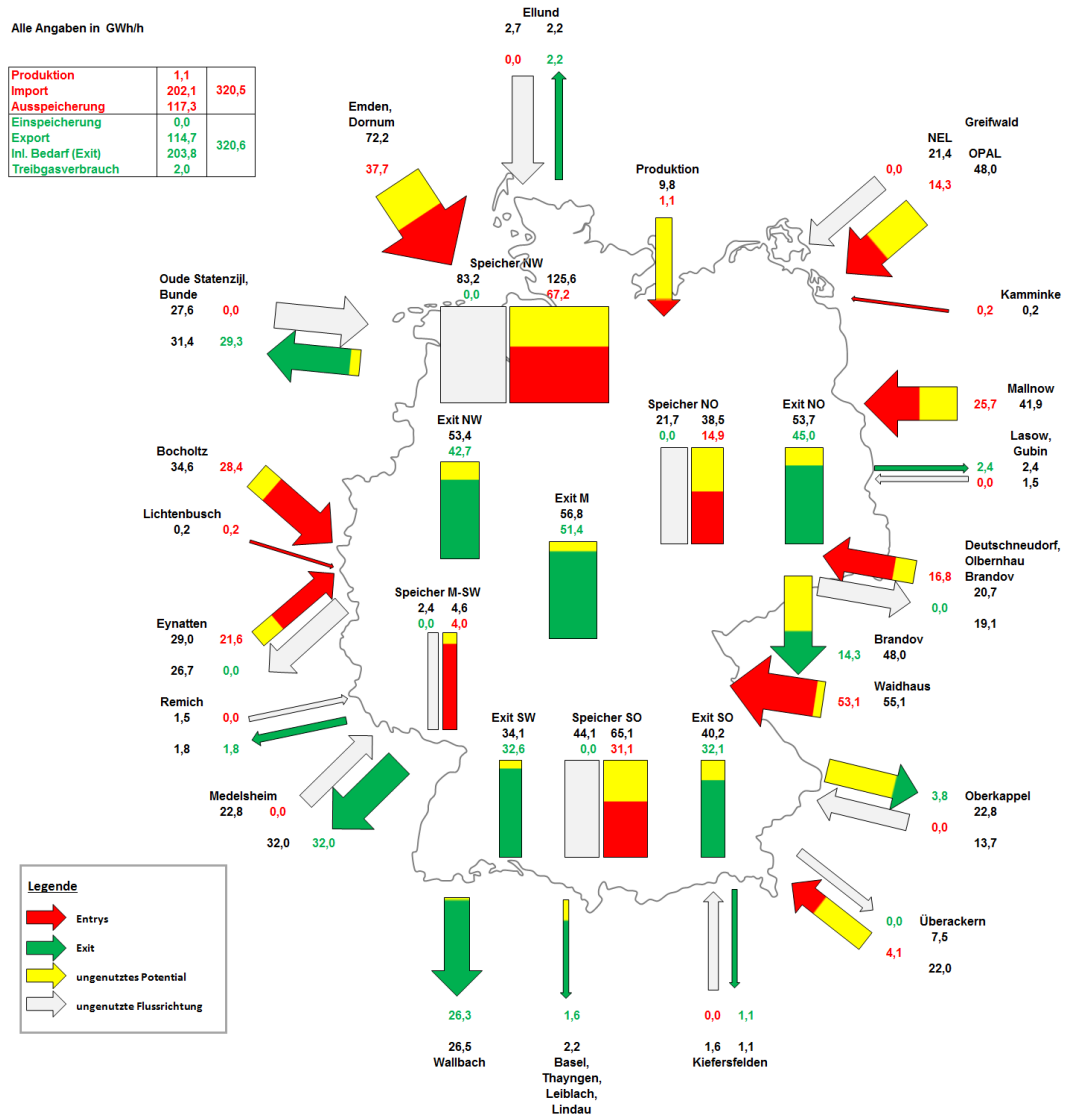


Abbildung 48: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_9

Um die nordwestlichen Entrys Emden und Dornum möglichst vollständig ausschalten zu können, werden die Speicher Etzel und Nüttermoor in Szenario H_-14_12 wieder mit 9,3 GWh/h beschäftigt. Gleichzeitig wird der OGE-Export in Oude ausgeschaltet. Die Importmengen am Entry Greifswald-NEL werden um 3 GWh/h erhöht und verdrängen die Importmengen des Entrys Mallnow.

Auf dieser Basis können nun in Szenario H_-14_13 die Importmengen am Entry Greifswald-NEL maximiert und dafür die Nord-West-Entrys Dornum und Emden vollständig abgeschaltet werden. Auch der Importpunkt Mallnow ist maximal be-

schäftigt, könnte aber auch alternativ von Brandov bis zu dessen maximaler Kapazität ersetzt werden. Auch wenn Szenario H_-14_13 kein Ausfall-Szenario ist, wird dort gleichzeitig der vollständige Ausfall der norwegischen Lieferungen über Emden und Dornum simuliert. Eine Versorgung des H-Gas-Netzes ist über die östlichen Entrys, die in diesem Fall sehr ausgelastet sind, bei gleichzeitigem Import der westlichen Entrys Bocholtz und Eynatten möglich. An den Speichern im Nord-Westen stehen alternativ zu der Beschäftigung der NEL zusätzliche Gasmengen zur Verfügung.

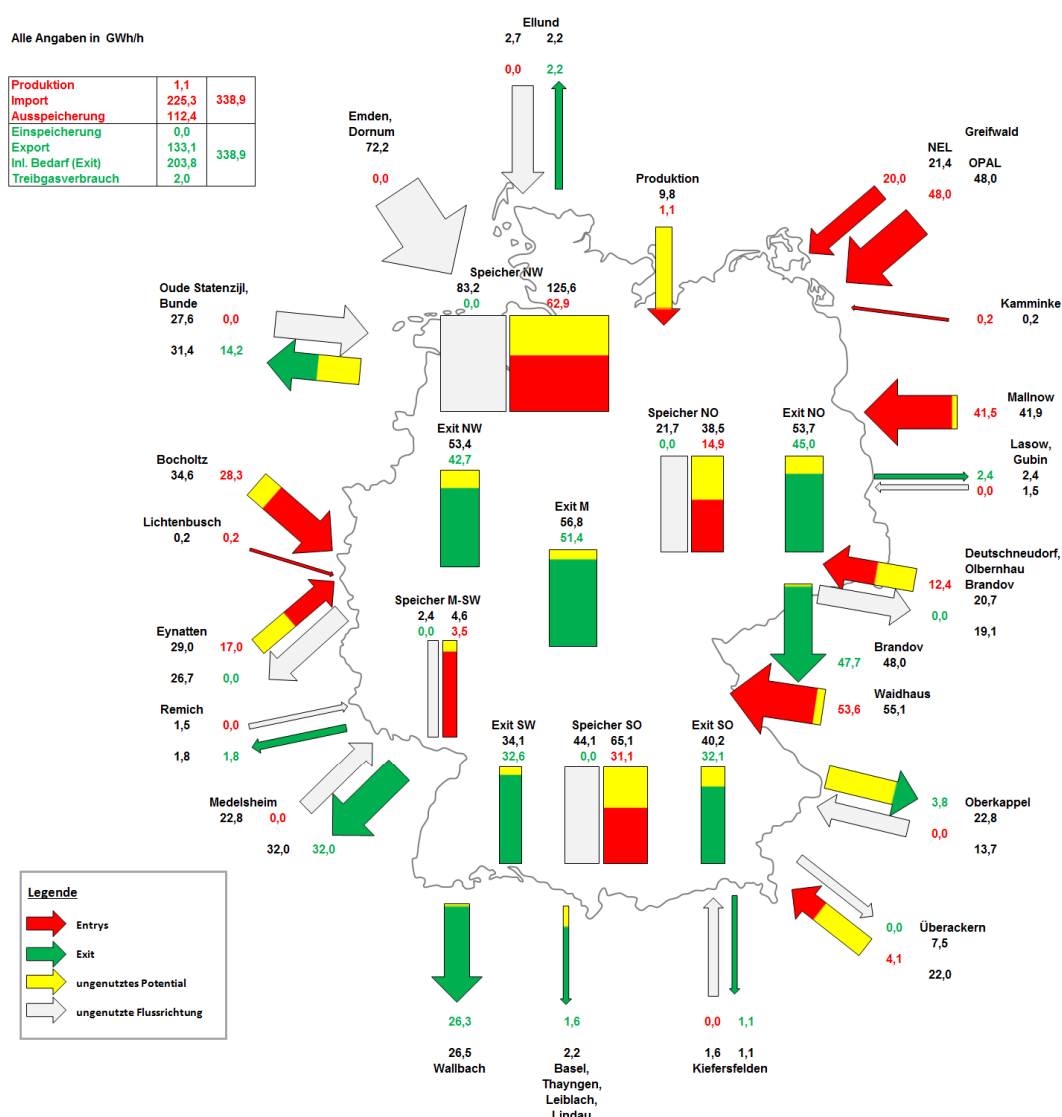


Abbildung 49: Flusssituation des Spitzenlastszenarios H_-14_13

Die Szenarien, die auf einer Temperatur von -10 °C basieren, weisen einen verringerten inländischen Verbrauch von 188,6 GWh/h zu den Spitzenlastszenarios auf. Der Export hat nach dem entwickelten Szenariengerüst die gleiche Höhe wie im

Spitzenlastfall. Außerdem wird eine Einspeichermenge von 1,8 GWh/h angesetzt, um zu überprüfen, ob eine Speicherbefüllung, wenn auch in kleinem Maße, in kalten Wintern möglich ist. Dadurch belasten die Szenarien H_-10_NW-NO-M-MAX1 und H_-10_NW-NO-M-MAX2 das H-Gas-Netz immer noch stark, wenn auch mit etwa 13 GWh/h verringertem inländischem Absatz.

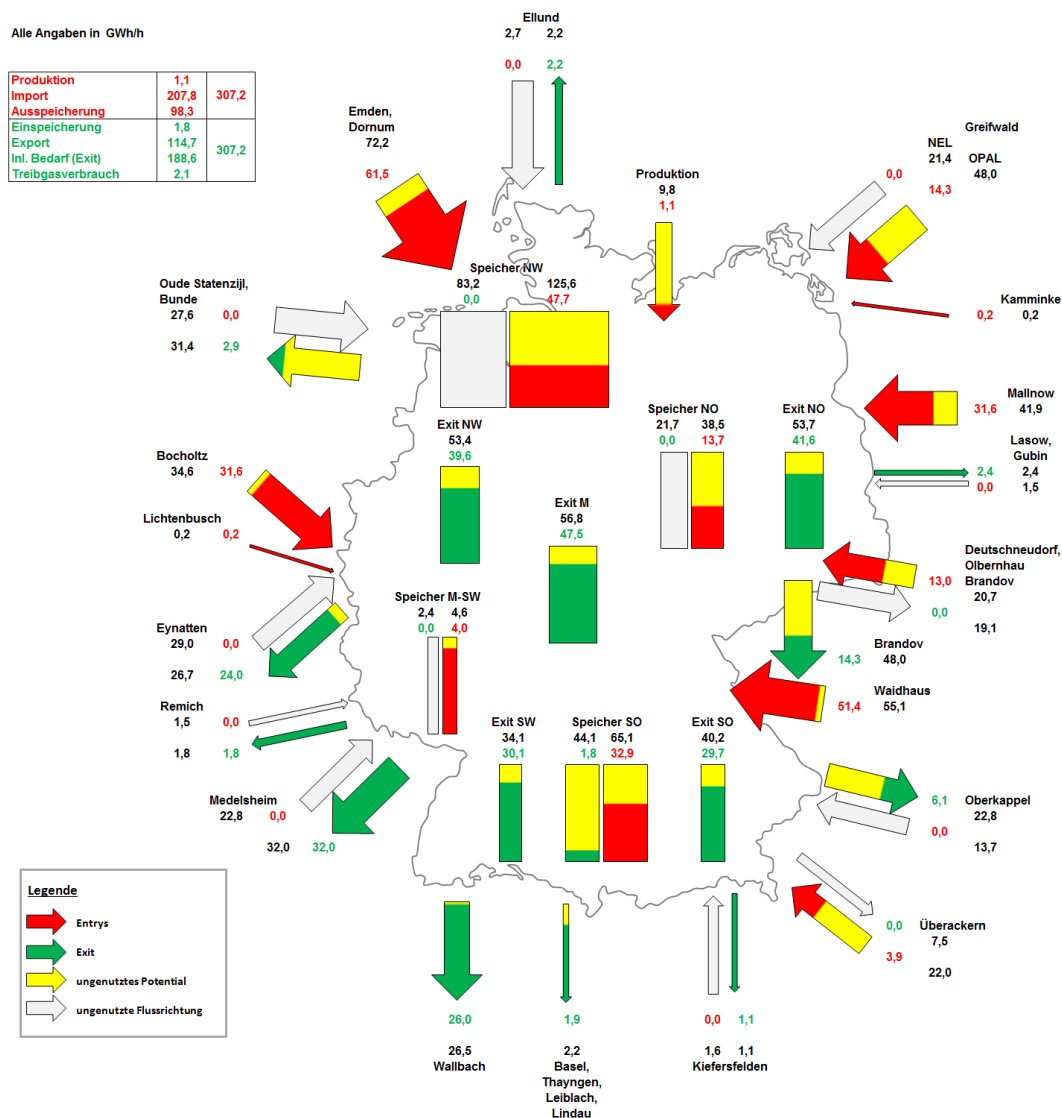


Abbildung 50: Flusssituation des Szenarios H_-10_2 bei -10 °C

Da die Ausspeicherleistung in Szenario H_-14_1, auf dem die -10 °C Szenarien basieren, in etwa dem Wert von 98,3 GWh/h entspricht, werden die Importpunkte um 12 GWh/h und die Speicher-Entrys nur um 2 GWh/h gekürzt, beide jeweils relativ gleichmäßig über das Netz verteilt. Die Einspeicherung wird in den bayerischen

Raum an den Speicher Inzenham gelegt, da der Nord-Süd-Transport weiterhin am meisten belastet ist.

Da sich die beiden Szenarien nur marginal in der Einspeisung von 0,4 GWh/h in Waidhaus statt in Bocholtz unterscheiden, wird in Abbildung 50 nur H_-10_NW-NO-M-MAX2, das der Entry-Exit-Bilanz entspricht, abgebildet.

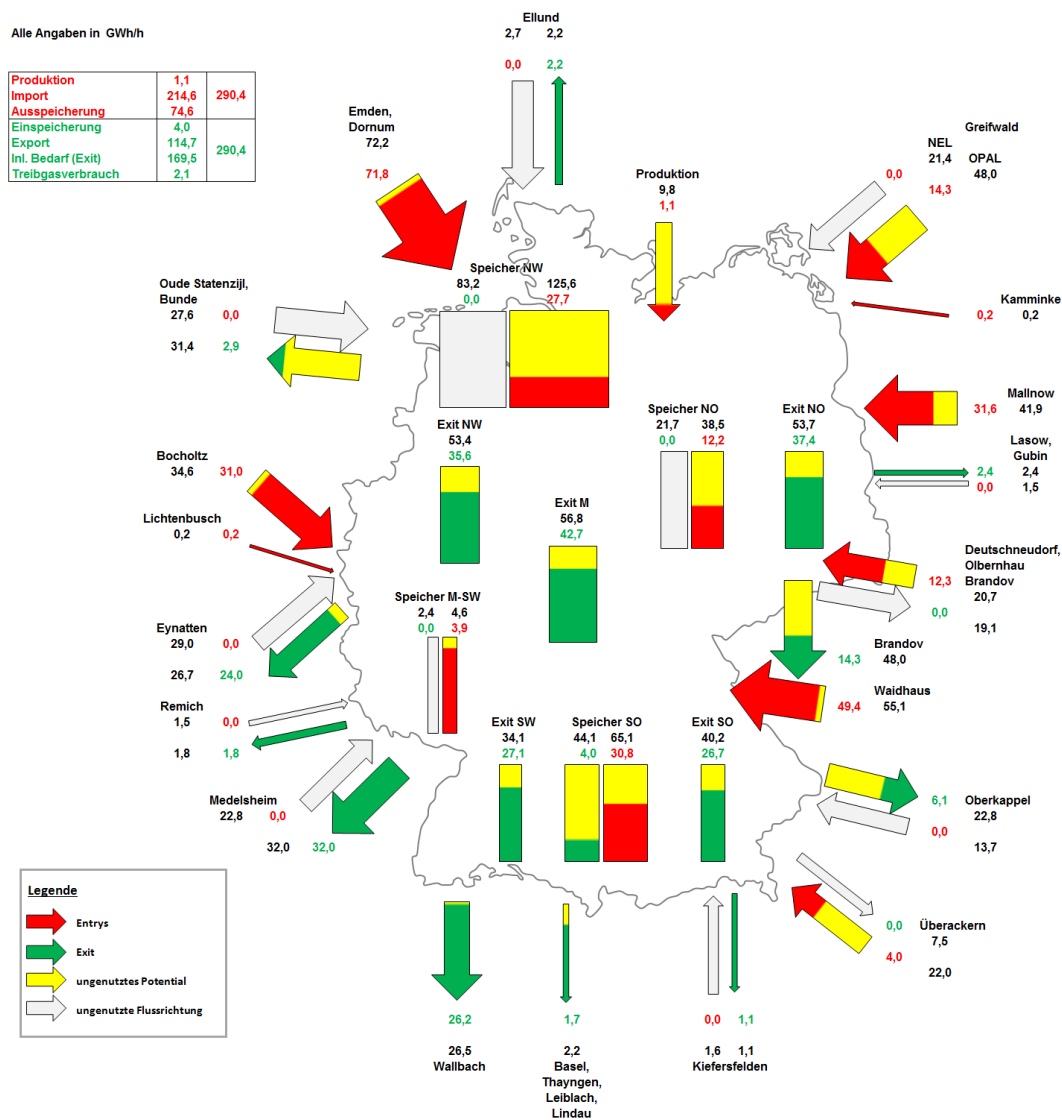


Abbildung 51: Flusssituation des Szenarios H_-5_2 bei -5 °C

Bei Temperaturen um -5 °C sinkt im Vergleich zu den -10 °C Szenarien der Bedarf auf ungefähr 170 GWh/h, während die Einspeicherleistung auf 4 GWh/h steigt und die Exportmenge mit 114,7 GWh/h als konstant angenommen wird. Dies führt bei fallender Nutzung der Speicher-Entrys zu einem um 7 GWh/h erhöhten Importbedarf. Die Reduktion der Import-Entrys wird relativ gleichmäßig vorgenommen. Die Ausspeicherungen an den Nord-Speichern werden deutlich stärker gekürzt als an

den Speichern im Süd-Osten. Die Ausspeicherung aus dem Speicher Bierwang wird vollständig gekürzt, da dieser in den -5 °C Szenarien 4 GWh/h einspeichert. Die Einspeicherung in den Speicher Inzenham wird wieder abgeschaltet.

In Szenario H_{-5_1} wird mit 88,5 GWh/h noch deutlich zu viel ausgespeichert, während die Bilanz in Szenario H_{-5_2}, das in Abbildung 51 dargestellt ist, eingehalten wird, wobei in dem Szenario die Nord-West-Entrys statt der Ausspeicher-Entrys maximiert sind.

Für die Szenarien bei einer durchschnittlichen Tageslufttemperatur von 0 °C wird weiterhin eine unverändert hohe Exportmenge von 114,7 GWh/h angenommen. Während der inländische Bedarf um etwa 19 GWh/h fällt, nimmt die Höhe der Einspeicherung um gut 2 GWh/h zu, was insgesamt zu einer um 17 GWh/h verringerten Bilanz führt.

Im Szenario H_{0_1} wird diese Reduktion hauptsächlich über die Verringerung der Importmengen aus Dornum in Höhe von 5 GWh/h erreicht. Importmengen von Brandov in Höhe von 2 GWh/h werden nach Waidhaus verlagert. Die Ausspeichermengen werden um 14 GWh/h insbesondere aus den Speichern Rehden und Bierwang um 6 GWh/h bzw. 2,3 GWh/h reduziert. Ohne Überspeisungen von der MIDAL in die MEGAL in Gernsheim ist die Verdichterstation Werne und die mittlere MEGAL bis auf die Reservemaschinen beschäftigt, das heißt der Nord-Süd-Transport ist gut, aber nicht mehr an der Kapazitätsgrenze ausgelastet. Die Verdichterstation Scheidt wird nicht mehr benötigt und in Porz METG steht wieder eine Reservemaschine zur Verfügung. Durch den maximalen Export von der TENP in Richtung Belgien wird die 2,24 MW Verdichtereinheit in Stolberg ausgelastet, die keine Besicherung hat. Verglichen mit der angestrebten Bilanz werden die Speicher in Szenario H_{0_1} um 12,4 GWh/h zu stark beschäftigt und dadurch die Importe zurückgedrängt. Um diese Situation in Szenario H_{0_2} zu ändern, übernimmt der Einspeisepunkt Dornum einen Teil der Ausspeichermengen der Ontraspeicher in Höhe von 3,8 GWh/h. In Überackern werden 6,5 GWh/h importiert, statt die österreichischen Speicher Haiming und Haidach zu nutzen. Eine Einspeicherung erfolgt nur in den bayerischen Speicher Breitbrunn.

In Szenario H_{0_3} wird insgesamt 1 GWh/h Gas weniger über die NETRA von West nach Ost transportiert, da der Ontraspeicher Peckensen wieder Mengen aus den Nord-West-Importpunkten ersetzt.

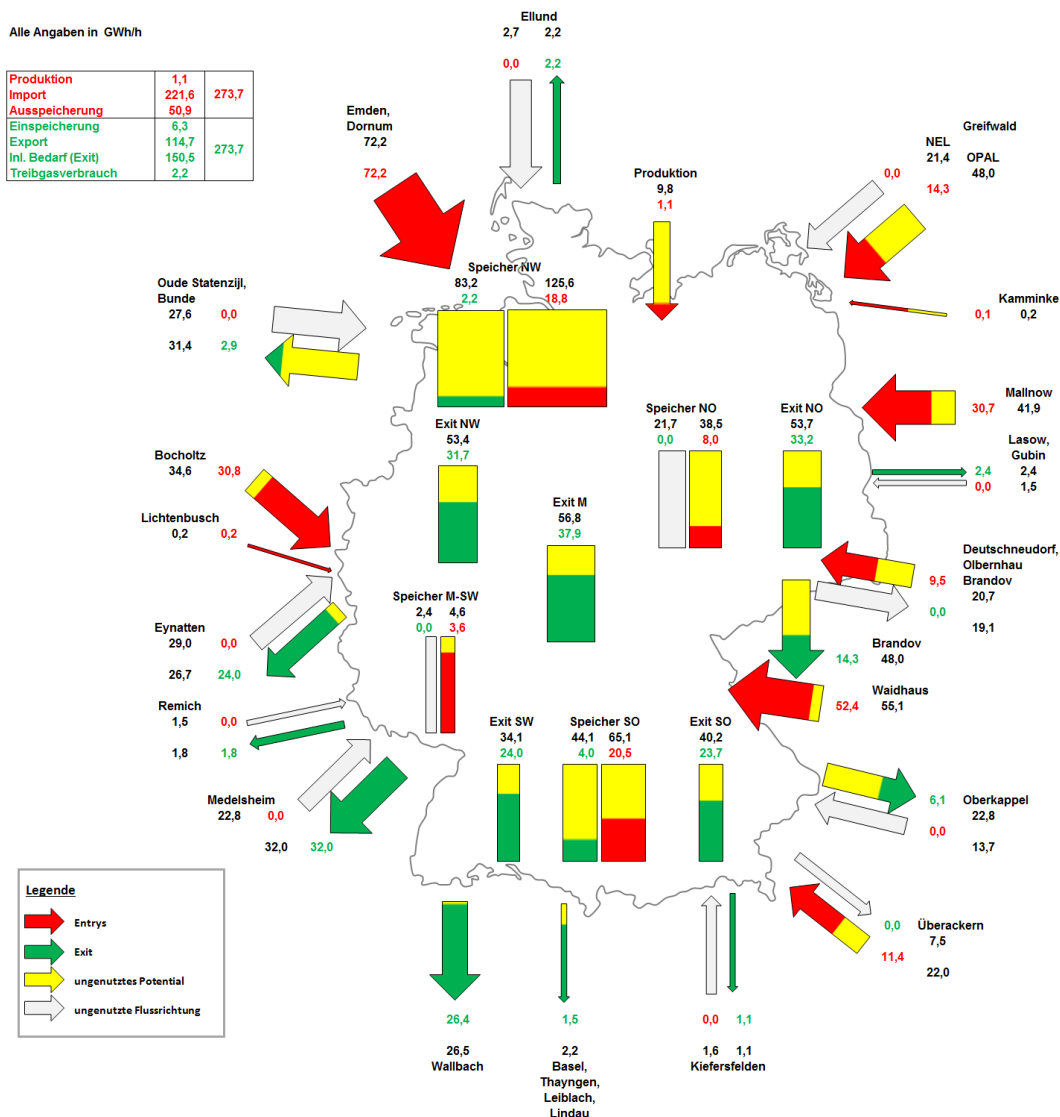


Abbildung 52: Flusssituation des Szenarios H_0_4 bei -0 °C

Um die Entry-Exit-Bilanz anzupassen, werden in Szenario H_0_4 zusätzliche Mengen in Höhe von 2,3 GWh/h in den Gasunie-Speicher Doetlingen eingespeichert, die mit 1 GWh/h aus den Nord-West-Entrys und 1,3 GWh/h aus dem Speicher Rehden zur Verfügung gestellt werden. Die sich ergebende Situation ist in Abbildung 52 dargestellt.

Da Ellund bei niedrigeren Temperaturen bisher nur als Exportpunkt und Überackern als Importpunkt gedient hat, werden die beiden Hybridpunkte in Szenario H_0_5 in jeweils anderer Flussrichtung betrieben. In Ellund führt die Einschränkung des Exports um 2,2 GWh/h und die Erhöhung des Imports auf 2,7 GWh/h auf eine zusätzliche Einspeisung von insgesamt 4,9 GWh/h. Davon werden 2 GWh/h weniger von den Nord-West-Entrys Emden und Dornum zur Verfügung gestellt, der

Rest fließt Richtung Süden. Im Süden erzeugt die Umstellung des Exports Oberkappel in Höhe von 6,1 GWh/h auf einen Import von 7,4 GWh/h für eine zusätzliche Einspeisemenge von 13,5 GWh/h. Diese Mengen werden benötigt, wenn der Hybridpunkt Überackern von einem Import von 9,6 GWh/h auf einen Export von 7,5 GWh/h umgestellt wird, was eine verringerte Einspeisemenge von 17,1 GWh/h ergibt. Zusätzlich zu den aus Norden kommenden Einspeisemengen und den 13,5 GWh/h aus Oberkappel wird die benötigte Differenz in Waidhaus angestellt.

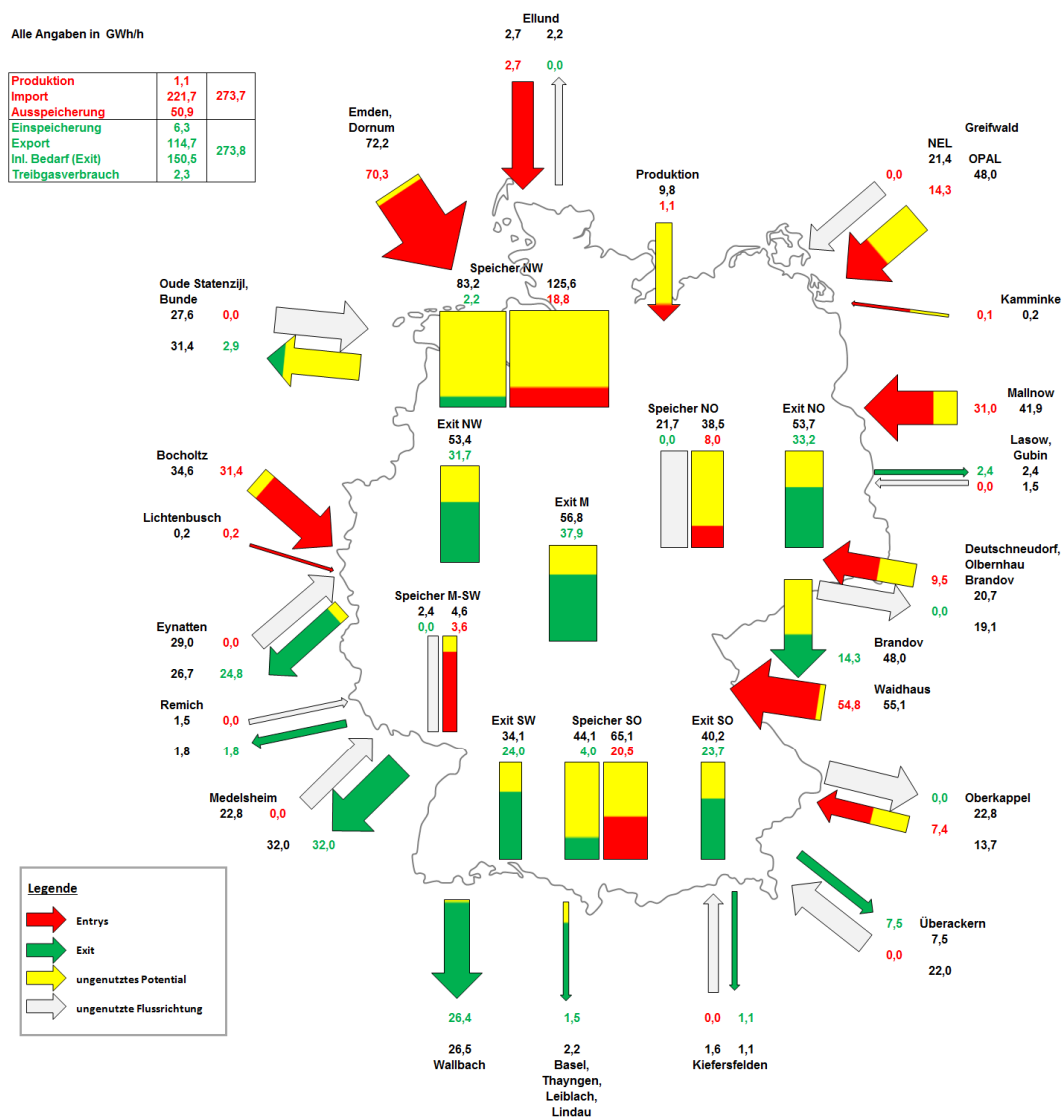


Abbildung 53: Flusssituation des Szenarios H_0_5 bei 0 °C

Szenarien bei 5 °C weisen wiederum eine um 20 GWh/h reduzierte Entry-Exit-Bilanz auf, die bei gleichbleibender Produktion von 1,15 GWh/h und gleichbleibendem Import von 221,3 GWh/h zu einer reduzierten Ausspeicherung von 30,9 GWh/h führt. Auf der Ausspeiseseite sinken inländischer Verbrauch und Export auf

118,9 GWh/h bzw. 105,7 GWh/h um insgesamt 40,6 GWh/h, so dass die Gasmenge zur Befüllung der Speicher signifikant um 20 GWh/h auf insgesamt 27,1 GWh/h steigen kann.

Das Szenario H_5_1 basiert auf dem Szenario H_0_4 und weist in etwa dieselbe Höhe des Imports auf. Durch die Nutzung von Oberkappel als Import- statt als Exportpunkt, sind die Gasflüsse allerdings innerhalb des Netzes im Vergleich zu dem 0 °C Szenario verlagert. Bocholtz, Deutschneudorf und Oberkappel weisen einen um zusammen 9,5 GWh/h erhöhten Import auf, während die Importe in Dornum, Deutschneudorf, Brandov und Waidhaus um diese Gas Mengen reduziert sind. Die Exportmengen sinken das erste Mal auf 105,7 GWh/h und werden insbesondere in Eynatten, Wallbach und Oberkappel reduziert. Dies führt dazu, dass an den Süd-Ost-Exits nicht mehr exportiert, sondern nur noch importiert wird.

Die Ausspeichermengen sind auf 30,9 GWh/h reduziert, während gleichzeitig 27,1 GWh/h eingespeichert werden. Dazu wird Speicher Rehden abgeschaltet und in Speicher Bierwang sogar mit maximaler Rate eingespeichert. Die Erhöhung der Einspeicherung um 21 GWh/h erfolgt neben Bierwang mit 10,9 GWh/h noch in den Speichern Haidach mit 5,7 GWh/h und Bad Lauchstädt bei maximaler Einspeicherung mit 6,5 GWh/h. Die Einspeicherung in den Speicher Doettingen entfällt. Für die Entry-Exit-Bilanz wird allerdings etwa 0,7 GWh/h zu viel ausgespeichert statt importiert.

In Szenario H_5_2 wird deswegen der Import angehoben und die Ausspeicherung gesenkt, allerdings sogar um jeweils 3 GWh/h. So wird in Mallnow 1,6 GWh/h und in Waidhaus 1 GWh/h mehr importiert, während insbesondere in Epe 2 GWh/h weniger ausgespeichert wird. Diese Flusssituation wird in Szenario H_5_3 wieder an den gleichen Punkten so geändert, dass die Entry-Exit-Bilanz eingehalten wird. Die sich ergebenden Ein- und Ausspeisungen gibt Abbildung 54 wieder.

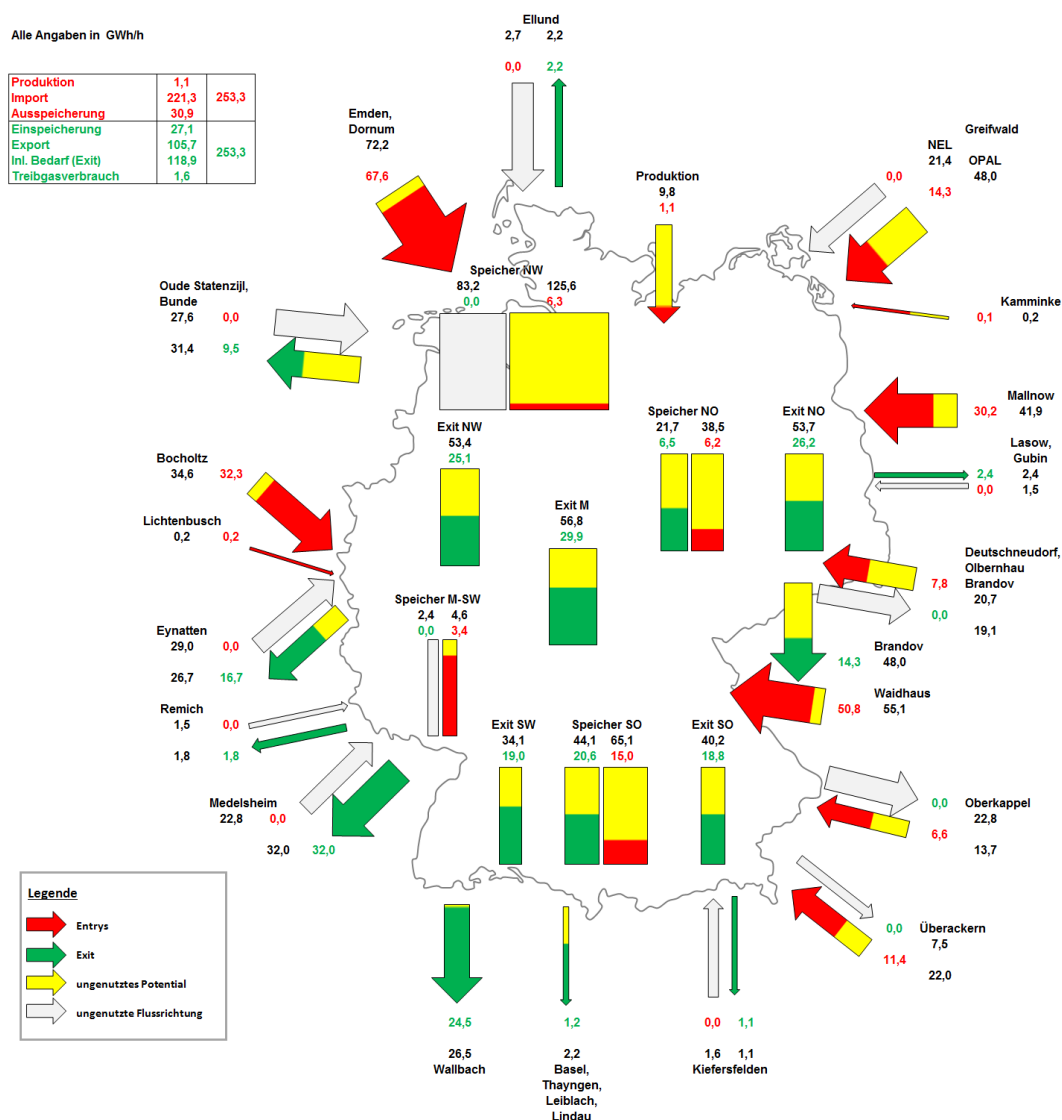


Abbildung 54: Flusssituation des Szenarios H_5_3 bei 5 °C

In den 10 °C Szenarien ist die Einspeicherung mit 45,3 GWh/h deutlich höher als die Ausspeicherung mit 13,6 GWh/h. Diese Speicherbeschäftigung dient dazu, die bei niedrigen Temperaturen verbrauchten Gasmengen wieder aufzufüllen. Zur Deckung der steigenden Einspeichermengen fallen die Importe nur um 5 GWh/h auf 216,1 GWh/h, auch wenn der inländische Verbrauch auf 87,3 GWh/h und der Export auf 96,7 GWh/h sinken.

Das Szenario H_10_1 entspricht dieser Bilanz allerdings nicht, da der Import um 8,2 GWh/h zu gering ist, was durch eine erhöhte Ausspeicherung kompensiert wird. So beträgt der Unterschied der Importmengen zum vorherigen Szenario 13,2 GWh/h, während die Ausspeichermengen nur um 9 GWh/h geringer sind. Die Importe sind in Waidhaus um 8 GWh/h, in Mallnow und Deutschneudorf um zusam-

men 3,2 GWh/h und an den Nord-West-Entrys um 1,4 GWh/h reduziert. Die Reduktion der Ausspeicherung betrifft vor allem die Nord-West-Speicher mit 4,8 GWh/h sowie die Südspeicher und die Ontras-Speicher, die jeweils relativ gleichmäßig um 3 GWh/h bzw. 1,1 GWh/h weniger ausspeichern. Die zusätzliche Einspeicherung von 18,2 GWh/h erfolgt ausschließlich an den Nord-West-Speichern. Die Exportmengen in Richtung Westeuropa an den Punkten Oude und Medelsheim sind um 6,6 GWh/h und 1,8 GWh/h geringer.

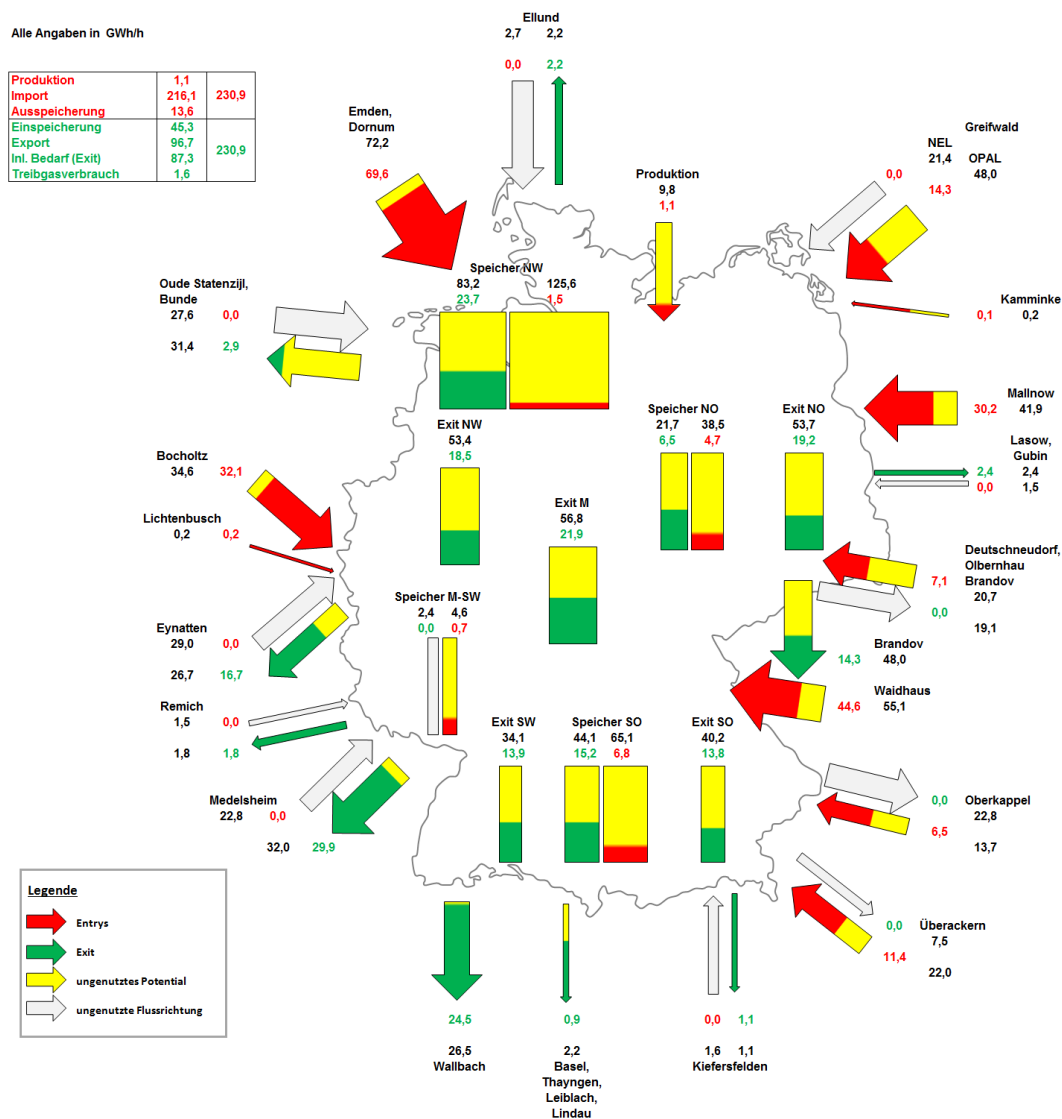


Abbildung 55: Flusssituation des Szenarios H_10_4 bei 10 °C

Die Reduktion der Exportmengen in Medelsheim um 3,4 GWh/h und in Wallbach um 3 GWh/h führt in Szenario H_10_2 sogar dazu, dass die Entry-Exit-Bilanz um 6,4 GWh/h unterschritten wird und die Importmengen weiter abnehmen. Die Men-

gen werden weniger über die MEGAL aus Waidhaus und über die TENP aus Bocholtz importiert.

In Szenario H_10_3 bleibt zwar die Abweichung von 6,4 GWh/h zur Entry-Exit-Bilanz bestehen, die Ausspeichermengen werden aber auf den angestrebten Wert reduziert, indem insbesondere die Ausspeichermengen der Süd-Speicher um etwa 7 GWh/h gesenkt werden, die stattdessen aus Waidhaus importiert werden.

Zu Bilanzierung der Flusssituation wird in Szenario H_10_4, das in Abbildung 55 dargestellt ist, der Import, insbesondere an den Entrys Emden und Bocholtz, um insgesamt 6 GWh/h erhöht. So können die Exportpunkte Medelsheim und Wallbach mit 3,4 GWh/h bzw. 3 GWh/h zusätzlich versorgt werden. Die Ausspeicherung wird von dem Süd-Speicher Haidach an die Gasunie-Speicher Doettingen und Jemgum verlagert. Zusammen speichern beide Speicher mit 5,5 GWh/h bei maximaler Einspeicherrate ein.

Während die Verbrauchs- und Ausspeichermengen bei durchschnittlichen Temperaturen von 16 °C nur noch 49,3 GWh/h und 9 GWh/h betragen, bleibt der Export mit 94,3 GWh/h weiter hoch. Zu vermuten ist, dass auch in anderen Ländern während der Sommermonate möglichst große Gasmengen eingespeichert werden. Auch in Deutschland erhöht sich die Einspeicherung auf 55 GWh/h, so dass insgesamt Importe in Höhe von 189,7 GWh/h benötigt werden.

In Szenario H_16_1 werden allerdings die Speicher im Vergleich zu Szenario H_10_4 fast konstant weiter beschäftigt und stattdessen die Importe um 31,6 GWh/h gesenkt. Die größten Kürzungen sind an den Nord-West-Entrys Dornum und Emden mit 15 GWh/h, an den Ost-Entrys von Ontras und Gascade mit knapp 11 GWh/h sowie an Importpunkten Überackern und Bocholtz mit 3 GWh/h bzw. 2,3 GWh/h erfolgt. Der Export in Eynatten ist um 2 GWh/h gesenkt. Die Einspeichermengen der Gasunie-Speicher werden um 5,5 GWh/h gesenkt, stattdessen wird in den Thyssengas-Speichers Kalle mit 1 GWh/h sowie in die Speicher Kraak und Bernburg mit zusammen 5,3 GWh/h und die Süd-Speicher mit insgesamt 8,9 GWh/h eingespeichert.

Die zu hohen Ausspeichermengen werden im Szenario H_16_1 im zweiten Schritt um die 5,2 GWh/h reduziert, die zusätzlich importiert werden sollen. Die Reduzierung der Ausspeicherungen erfolgt an den Speichern Gronau-Epe, Peckensen und

Haiming und wird ersetzt durch Import aus Dornum, Emden, Mallnow und Waidhaus, so dass sich folgende Transportsituation ergibt:

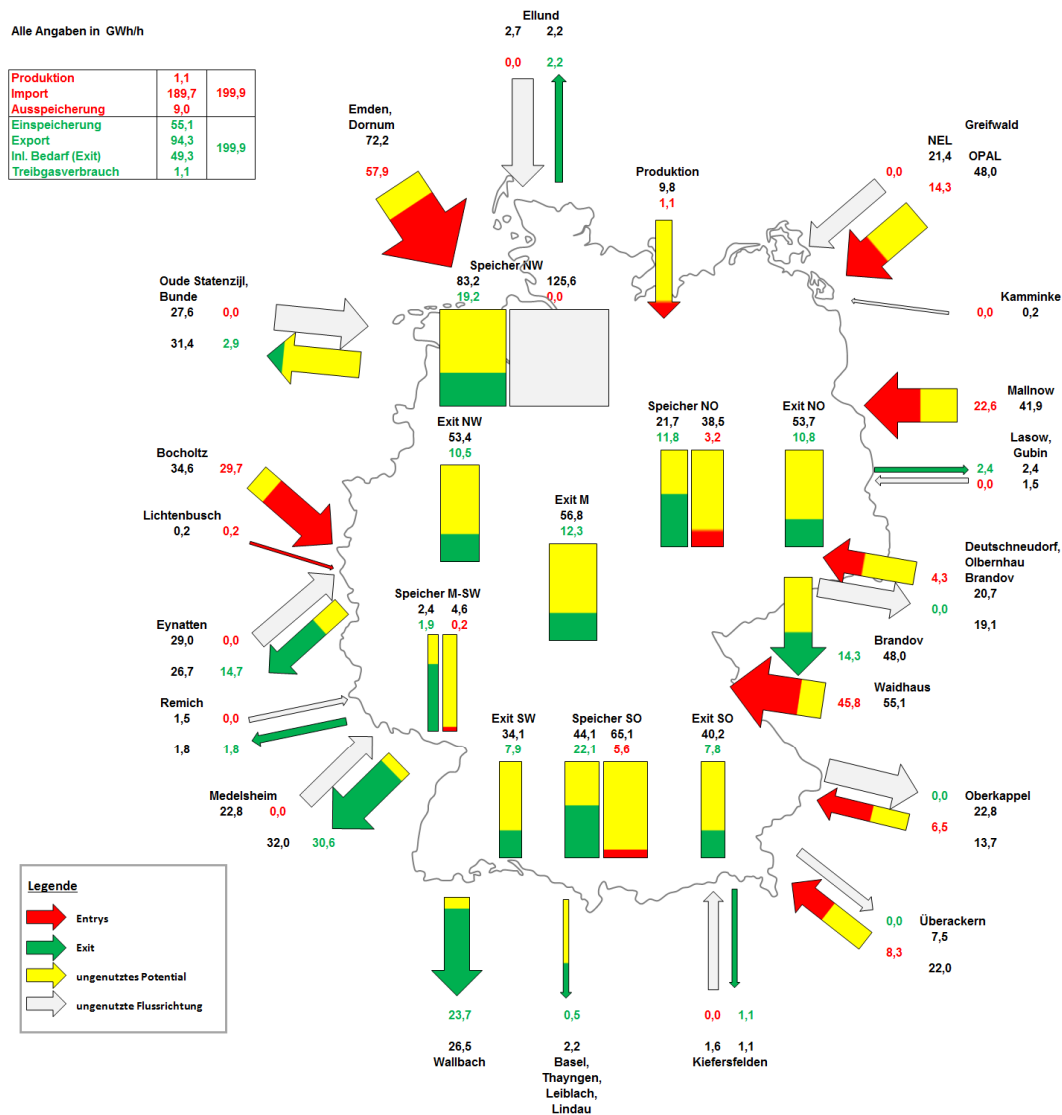


Abbildung 56: Flusssituation des Szenarios H_16_2 bei 16 °C

Bei durchschnittlichen Temperaturen von 27 °C sind die Entry- und Exit-Mengen um 40 GWh/h reduziert, die Importmengen belaufen sich aber insgesamt immer noch auf 158,7 GWh/h. In Szenario H_27_1 erfolgen die Importkürzungen von ca. 31 GWh/h gleichmäßig an den Import-Entrys. Gleichzeitig wird kein Gas mehr ausgespeichert, was einer Reduktion der Entry-Mengen um 9 GWh/h entspricht. Die sich ergebende Flusssituation ist in Abbildung 57 dargestellt.

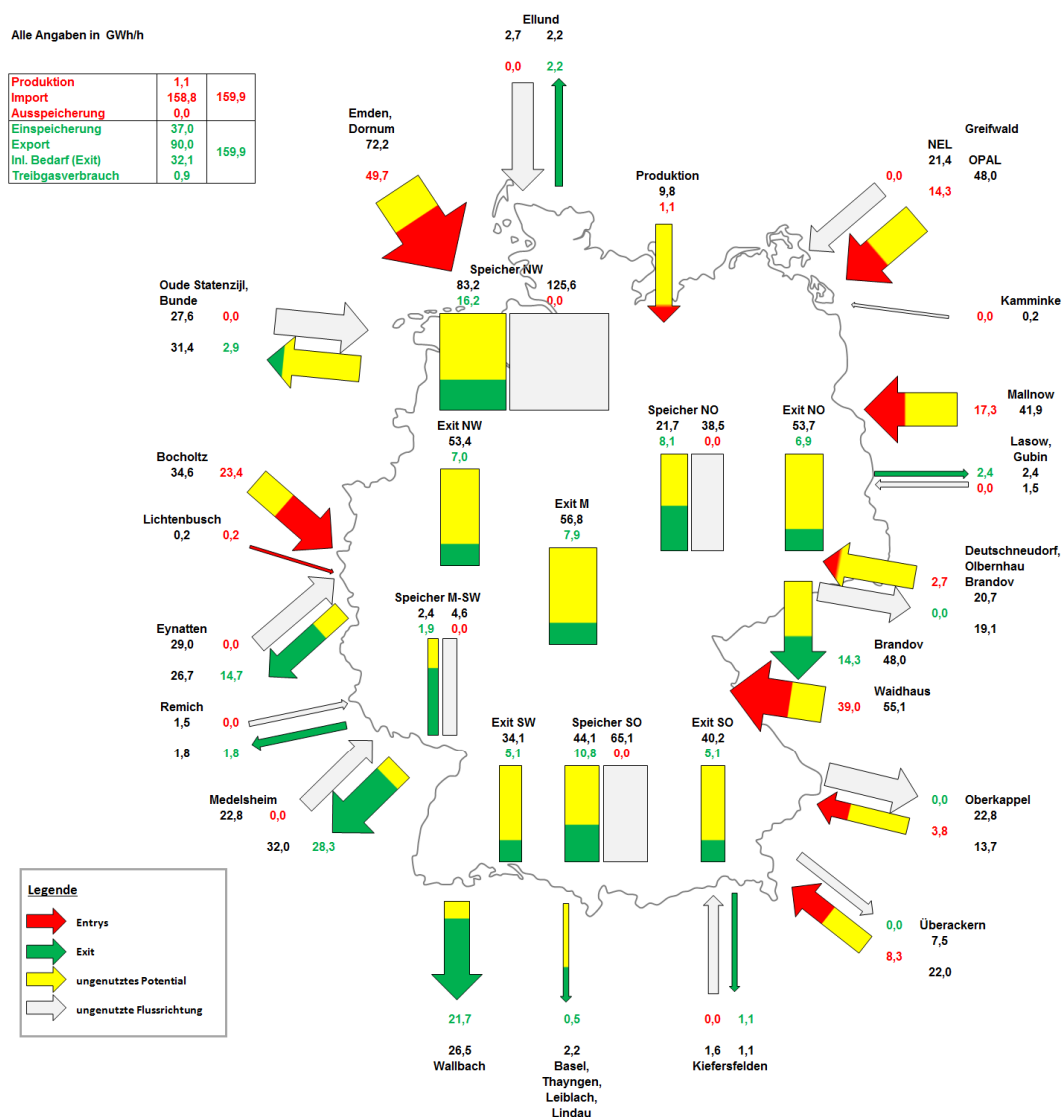


Abbildung 57: Flusssituation des Szenarios H_27_1 bei 27 °C

In Szenario H_27_2 wird die bisher vorherrschende Flussrichtung von Nord nach Süd bis zur Verdichterstation in Werne in einen Süd-Nord-Fluss gedreht. Dazu werden die Importe an den Nord-West-Entrys Dornum und Emden auf 27,1 GWh/h reduziert. Gleichzeitig wird die Flussrichtung in Eynatten von einem Export in Höhe von 14,7 GWh/h auf einen Import in Höhe von 6,2 GWh/h, der in Bocholtz weniger eingespeist wird, gedreht. Auch die Flussrichtung in Oberkappel wird von einem Import in Höhe von 3,8 GWh/h zu einem Export in Höhe von 10 GWh/h geändert. Die Exporte in Medelsheim und Wallbach werden dagegen um 9 GWh/h gesenkt. Zusätzlich werden die Ost-Entrys um 13,1 GWh/h und die Importe aus Überackern um 13,6 GWh/h und aus Waidhaus um 4,7 GWh/h erhöht. In diesem Szenario sind alle benötigten Verdichtermaschinen vollumfänglich besichert.

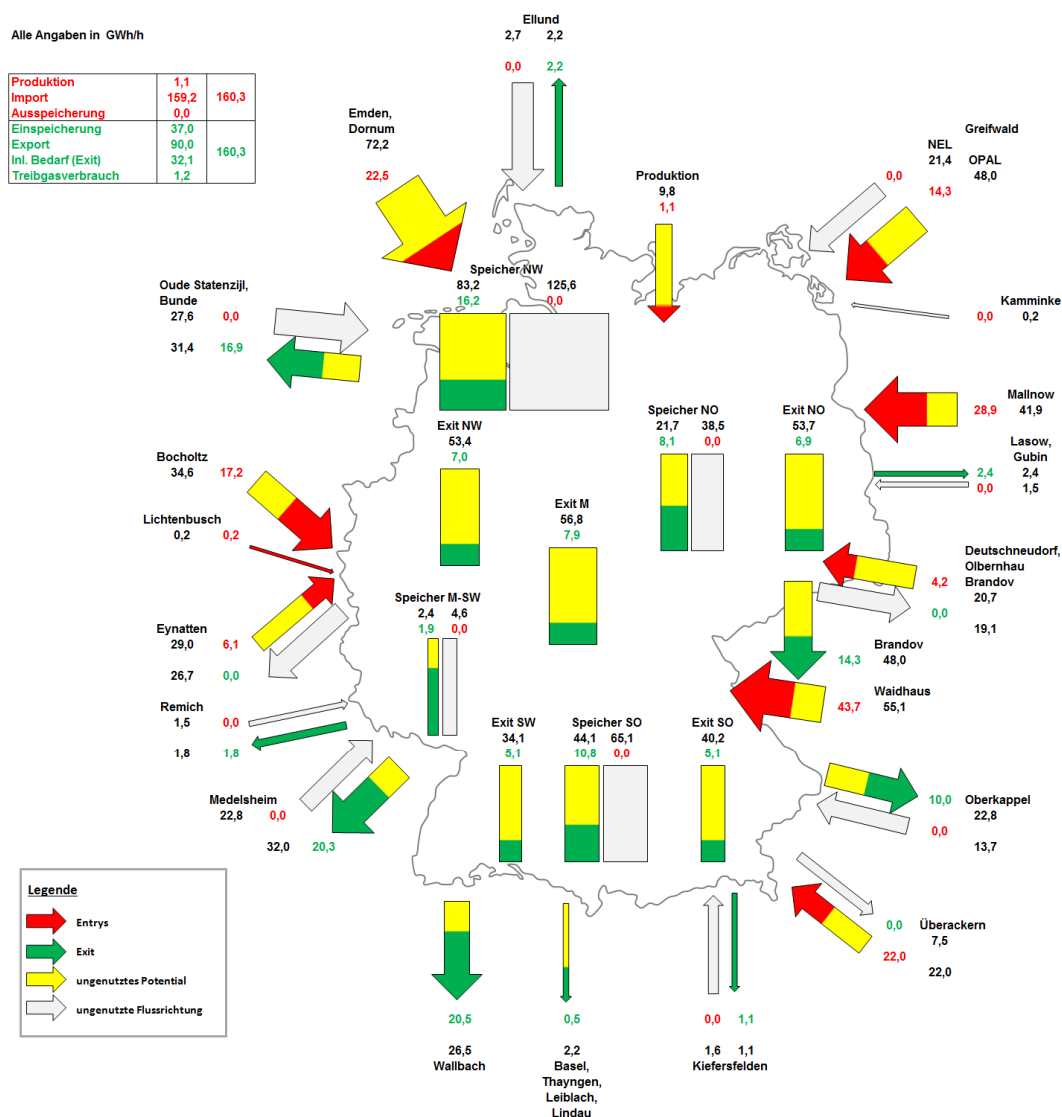


Abbildung 58: Flusssituation des Szenarios H_27_2 bei 27 °C

Mit den beschriebenen Basisszenarien werden die unterschiedlichen Flusssituationen, die im deutschen H-Gas-Netz aufgrund der verschiedenen Import-, Export- und Speicherbeschäftigungsoptionen vorherrschen können, abgebildet und simuliert. Dabei werden immer wieder andere Grenzübergangs- und Speicherpunkte gemeinsam im Rahmen ihres maximalen Potentials und der technischen Restriktionen des vor- bzw. nachgelagerten Netzes maximiert. Eine Übersicht über die wichtigsten Varianten, ergänzt um die Versorgungssicherheitszenarien, findet sich in Abbildung 69 auf S. 234.

10.2 Versorgungssicherheitsszenarien

Die größten deutschen Verdichterstationen sind Mallnow, Radeland, Waidhaus und Werne (s. Tabelle 16 in Anhang 12.1), so dass insbesondere die Ausfälle dieser vier Stationen für die Versorgungssicherheitsszenarien betrachtet werden. Der größte deutsche Speicher ist mit Abstand der Gascade-Speicher Rehden, dessen Ausfall ebenfalls untersucht wird. Neben diesen Infrastrukturausfällen werden auch die vollständigen Ausfälle der Lieferungen aus Norwegen und Russland untersucht.

10.2.1 Ausfall der Verdichterstation Mallnow

Der Ausfall der Verdichterstation Mallnow hat zur Folge, dass der Entry Mallnow mit dem größten Potential entfällt, was in Szenario H_-14_Ausfall_Mallnow1 simuliert wird. Gleichzeitig entfällt auch der Import in Brandov. Im Vergleich zu dem Basiszenario H_-14_1 wird der Export Eynatten vollständig um 24 GWh/h gekürzt, um dort stattdessen in Höhe von 18,1 GWh/h zu importieren. Dies führt zu einer Reduktion der Importmengen in Bocholtz von 5,9 GWh/h, da diese nur alternativ zu den hohen Importen aus Eynatten transportiert werden können. Um den Export wieder zu steigern, werden die Exporte in Bunde um 11,5 GWh/h erhöht. Um die dazu notwendigen Entry-Mengen im Norden auszugleichen, werden die Gascade-Speicher Rehden, Nüttermoor und Jemgum um 12,3 GWh/h und die Ontraspeicher Buchholz und Peckensen um 4,6 GWh/h erhöht.

Die Verdichterstationen Rehden und Reckrod verdichten in Szenario H_-14_Ausfall_Mallnow1 ohne Besicherung unter Volllast. Ebenfalls müssen alle drei Verdichter der Station OGE-Gernsheim eingesetzt werden. Die Verdichter der Stationen OGE-Gernsheim und Gascade-Gernsheim können aber von der Station MEGAL Gernsheim besichert werden. Da ein hoher Gasfluss in diesem Fall von Osten nach Westen auf der MEGAL realisiert werden muss, steht zur Besicherung nur eine der vier 13 MW Maschinen zur Verfügung.

Wie in Szenario H_-14_Ausfall_Mallnow2 untersucht wird, kann ein Teil der Versorgung in Höhe von 21,4 GWh/h alternativ aus dem Speicher Rehden oder der NEL erfolgen. Die Kapazität stellt das maximale Potential der NEL und damit auch des Entrys Greifswald-NEL dar. Ein Vergleich von Abbildung 59 und Abbildung 60 zeigt die Unterschiede der Entry-Verteilung.

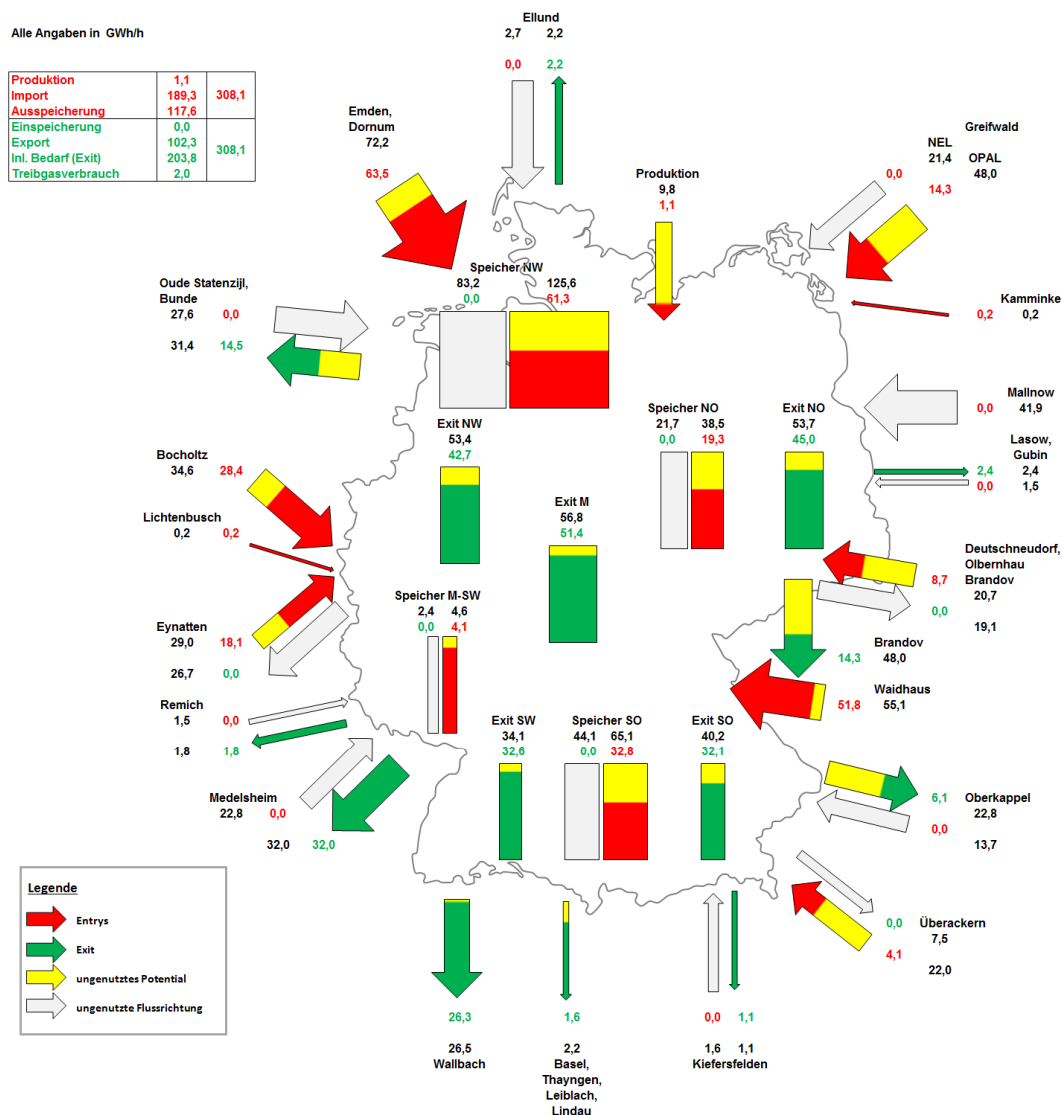


Abbildung 59: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow

Sowohl in Szenario H_-14_Ausfall_Mallnow1 als auch in H_-14_Ausfall_Mallnow2 wird außerdem kein Gas über den Gascade-Entry Brandov importiert. Trotzdem müssen die innerdeutschen Exits nicht eingeschränkt werden. Die Höhe des Exports aus dem Gascade-Netz ist um 12,4 GWh/h geringer als ohne Ausfälle, könnte aber zu einem Teil in Oude durch zusätzliche Exporte aus dem OGE-Netz kompensiert werden. Parallel zu dem Ausfall der Verdichterstation Mallnow könnte also auch die Verdichterstation Olbernhau ohne nennenswerte Einschränkungen ausfallen.

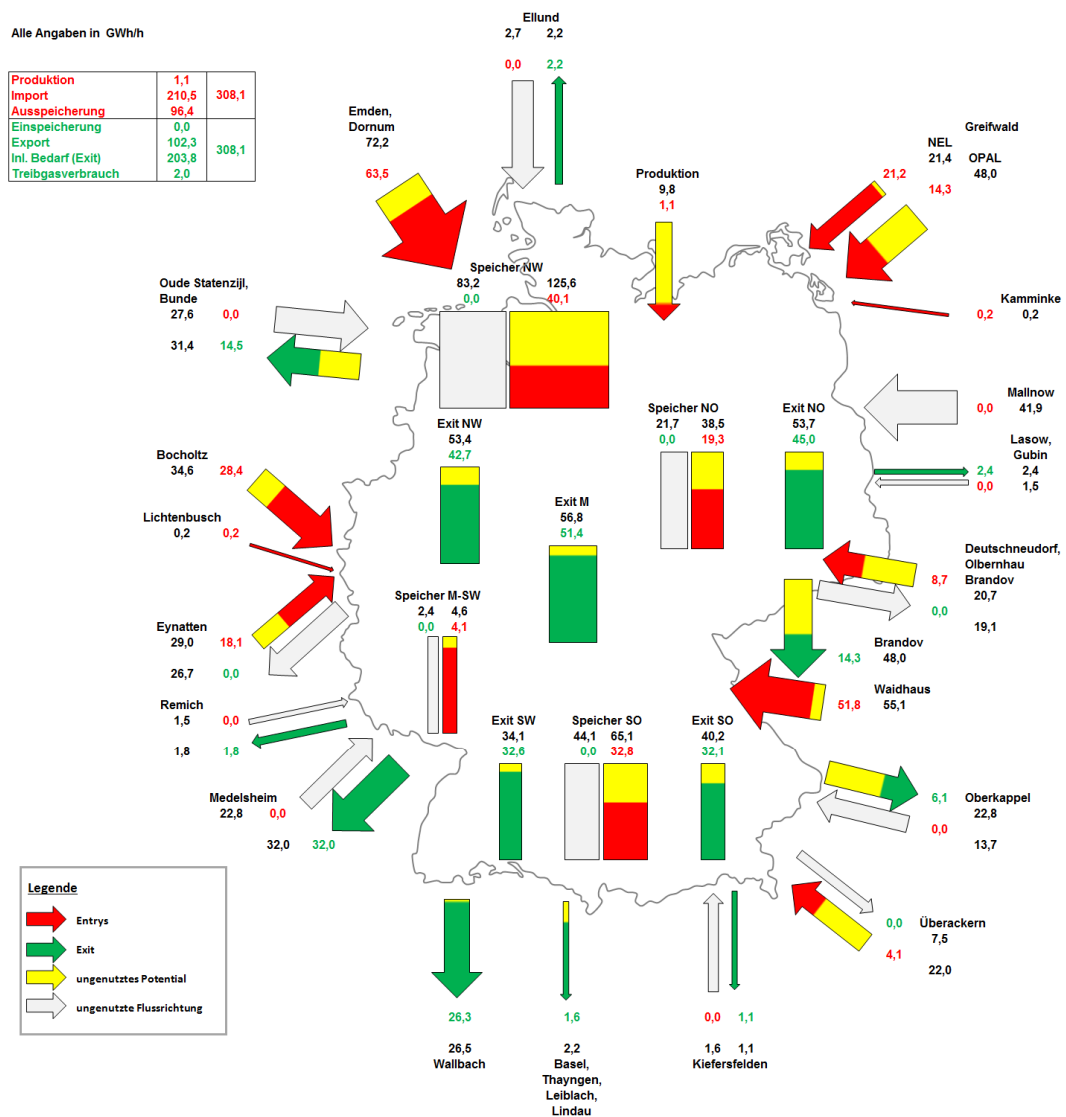


Abbildung 60: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow bei Nutzung der NEL

Wird der Importpunkt Brandov allerdings wie in Szenario H_-14_Ausfall_Mallnow3, das in Abbildung 61 dargestellt ist, maximiert, kann das maximale Export-Potential von 14,6 GWh/h in Bunde ausgeschöpft werden. Gleichzeitig kann auch ein Export an dem Cascade-Punkt Eynatten in Höhe von 7 GWh/h statt eines Imports erfolgen. Der Export kann allerdings aufgrund der stark belasteten WEDAL nicht bis zu seinem maximalen Potential von 9 GWh/h erhöht werden. Insgesamt werden deswegen 2 GWh/h weniger Exportmengen als in der Bilanz bereitgestellt.

Durch die beschriebene Flusssituation sind vor allem die Cascade-Verdichterstationen Rehden und Lippe ausgelastet und müssen ohne Besicherungen betrieben werden. In Gernsheim ist die Situation die gleiche wie in den anderen beiden Szenarien.

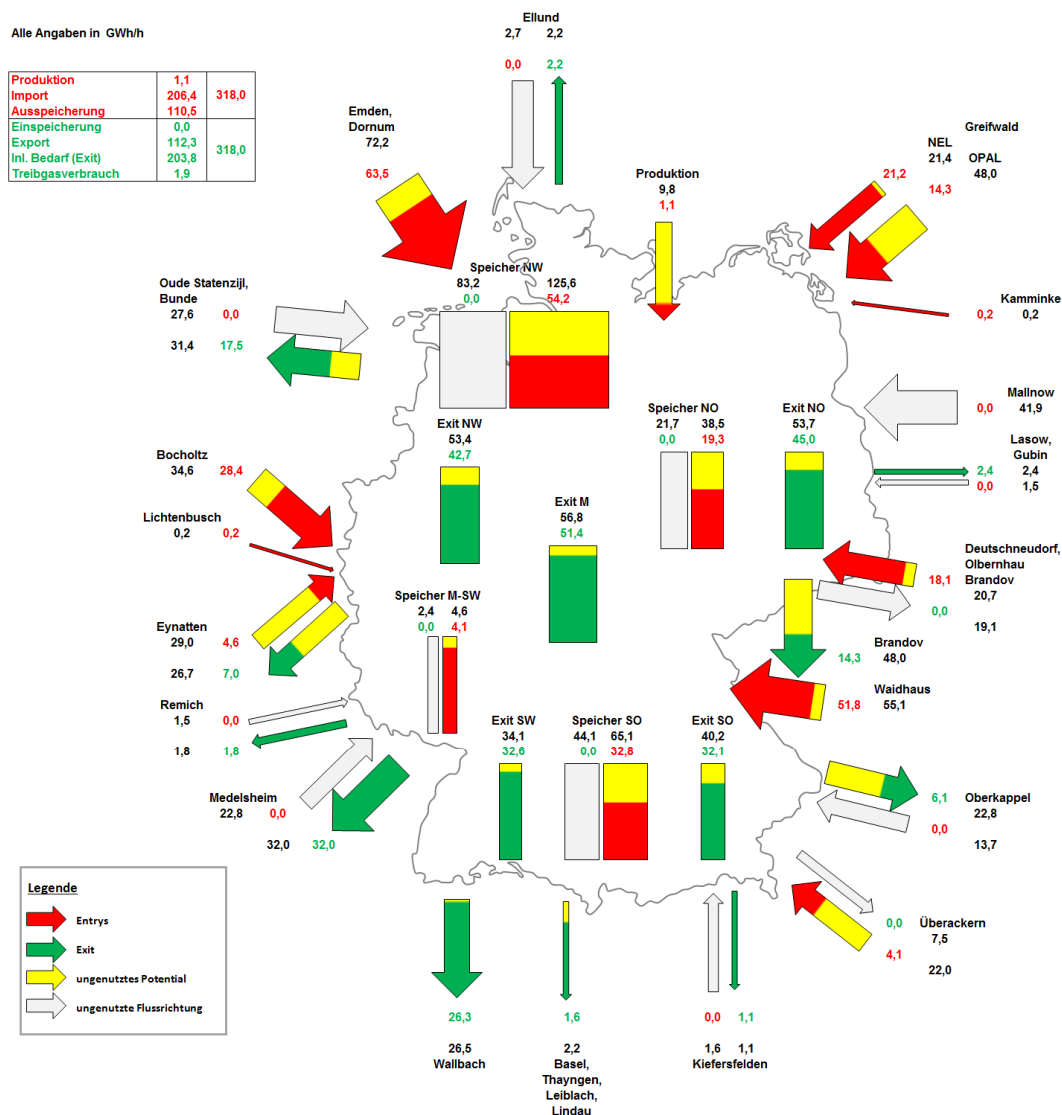


Abbildung 61: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Mallnow mit maximalem Import in Brandov

Kommt es zu keinen weiteren Ausfällen während des Ausfalls der Verdichterstation Mallnow oder sogar während des gleichzeitigen Ausfalls der Verdichterstationen Mallnow und Olbernhau, kann die Transportaufgabe ohne die Einschränkung inländischer Exits und mit höchstens kleineren Einschränkungen der üblichen Exportmengen gelöst werden.

10.2.2 Ausfall der Verdichterstation Radeland

Das Szenario H_-14_Ausfall_Radeland basiert auf dem Szenario H_-14_1 mit dem Unterschied, dass die OPAL im Fall des Ausfalls der Verdichterstation Radeland nicht beschäftigt werden kann. Die Flusssituation ergibt sich wie in der folgenden Abbildung dargestellt.

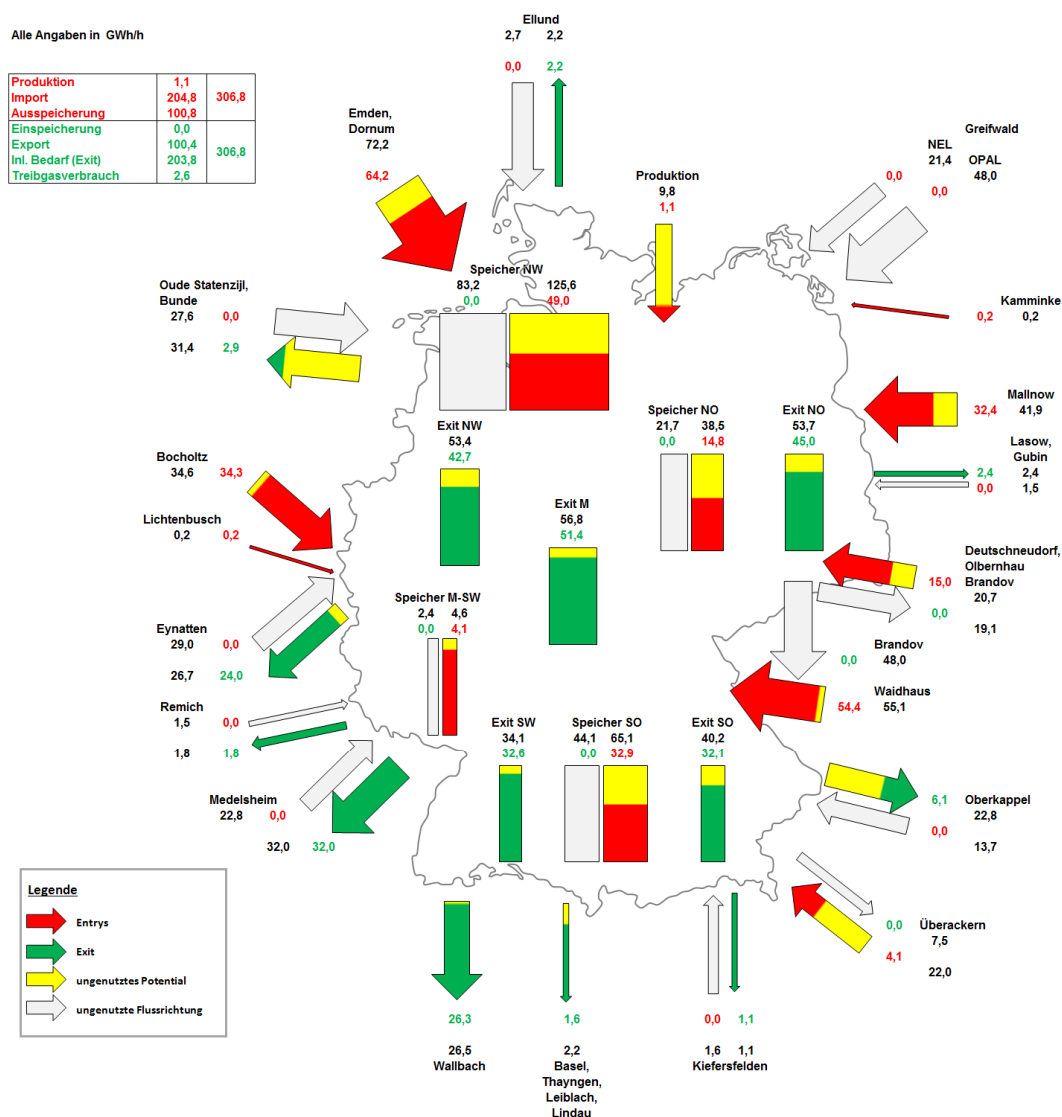


Abbildung 62: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation Radeland

Die Entry-Exit-Bilanz ist um 14 GWh/h geringer als die Bilanz in den Basisszenarien bei -14 °C, dennoch wirkt sich der Ausfall der Verdichterstation Radeland und damit der OPAL nicht vermindern auf die inländischen Exits oder die Exporte in den Süden und Westen Europas aus. Der Unterschied ist, dass das Gas in Waidhaus bei Ausfall der OPAL in voller Höhe von Russland aus über die Ukraine, die Slowakei und Tschechien importiert werden müsste, statt teilweise über die Nord Stream bereitgestellt zu werden.

10.2.3 Ausfall der Lieferungen und der Verdichterstationen Waidhaus

In Waidhaus existieren zwei relevante Möglichkeiten, von welchen Ausfällen der Importpunkt bzw. die Station betroffen sein könnte. Einerseits könnte es zu einem

vollständigen Lieferausfall des Gases kommen, das von Russland über die Ukraine, die Slowakei und Tschechien importiert wird, so wie es bereits einige Mal in der jüngeren Vergangenheit vorgekommen ist (vgl. Kapitel 3.3.3, S. 27), andererseits könnten auch die Verdichterstation Waidhaus MEGAL und OGE ausfallen.

Szenario H_-14_Ausfall_Waidhaus1 basiert auf dem Basisszenario H_-14_2. Der Lieferausfall von 54,4 GWh/h in Waidhaus kann durch die Vollauslastung der OPAL mit 47,3 GWh/h größtenteils aufgefangen werden. Die maximale Kapazität der OPAL von 48 GWh/h kann aufgrund des Treibgasverbrauchs der Verdichterstation Radeland nicht angestellt werden. Obwohl bei dieser Rechnung 7,1 GWh/h in Waidhaus fehlen, müssen in Medelsheim nur 6,3 GWh/h eingeschränkt werden. Dies liegt daran, dass durch die um 13 % eingeschränkte Transportmenge auf der MEGAL der Druck leicht abgesenkt werden kann, so dass der Treibgasverbrauch der MEGAL Verdichterstationen sinkt und gleichzeitig mehr Gas vom Norden in den Süden transportiert werden kann.

In Szenario H_-14_Ausfall_Waidhaus2 verschärft sich die Situation, da nun nicht mehr die maximal über die OPAL angestellte Gasmenge der begrenzende Faktor ist, sondern der Druck mit dem das Gas von der OPAL in Waidhaus angestellt werden kann, so dass die Mengen ohne dortige Verdichtung auf der MEGAL weitertransportiert werden können. Verlässt das Gas die Verdichterstation Radeland mit 100 bar, können maximal 43,6 GWh/h nach Waidhaus transportiert werden, ohne dass der Druck unter 62,8 bar fällt. Dieser Druck ist mindestens in dem Szenario notwendig, um alle Druckbedingungen in nachgelagerten Netzen einzuhalten. Die Menge ist also um 3,7 GWh/h geringer als in Szenario H_-14_Ausfall_Waidhaus1, wodurch sich die notwendige Reduktion der Exit-Last auf 9,9 GWh/h erhöht. Auch hier hilft die Absenkung des Druckes auf der MEGAL und die reduzierte Transportmenge, um etwas mehr Gas für den Export bereitstellen zu können.

So können in beiden Szenarien die Verdichter der Stationen OGE-Gernsheim und Gascade-Gernsheim mit Maschinen der Station MEGAL Gernsheim besichert werden. Da der Gasfluss auf der MEGAL von Osten nach Westen nicht in der üblichen Höhe stattfindet, stehen zur Besicherung sogar drei der vier 13 MW Maschinen zur Verfügung.

Da beide Situationen nur um 3,6 GWh/h Einschränkung voneinander abweichen, wird im Folgenden nur Szenario H_-14_Ausfall_Waidhaus2 abgebildet.

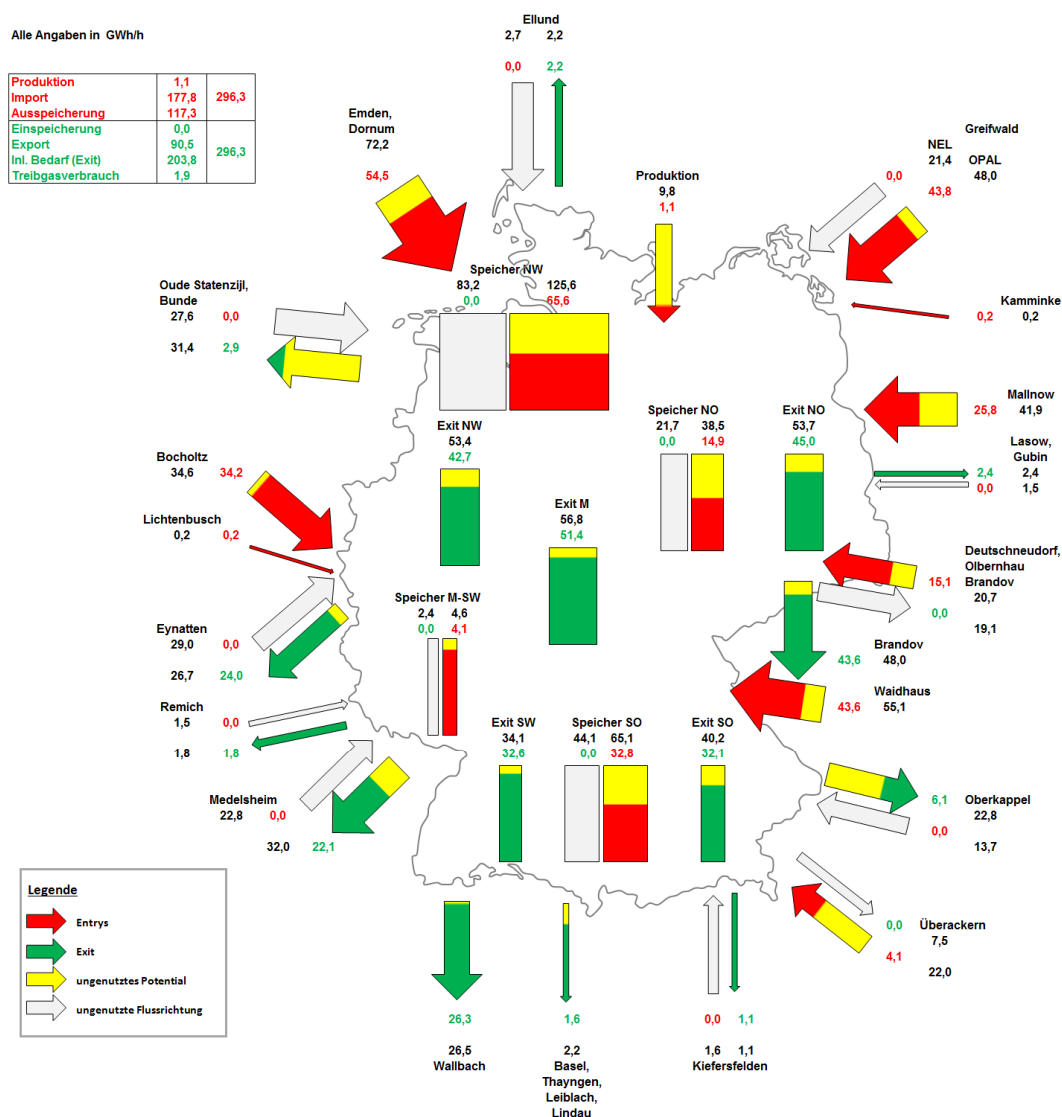


Abbildung 63: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstationen in Waidhaus

Der Lieferausfall oder die Nicht-Verfügbarkeit der Verdichterstationen Waidhaus ziehen Einschränkungen im Export von 6,3 GWh/h bzw. 9,9 GWh/h nach sich, falls die OPAL voll zur Verfügung steht und ausreichend russisches Gas über die Nord Stream I und II angestellt wird. Da die Nord-Süd-Transportrouten im deutschen Leitungssystem ausgelastet sind, können keine Gasmengen, die grundsätzlich im Norden oder Osten verfügbar wären, in den Süden transportiert werden, wodurch in beiden Szenarien die Exporte Richtung Frankreich von diesen Einschränkungen betroffen sind. Alternativ zu dem Exportpunkt Medelsheim könnten auch der Exportpunkt Wallbach in Richtung Schweiz oder inländische Exits eingeschränkt werden. Auch eine Aufteilung der Gesamtreduktion auf Exportpunkte und inländische Exits ist möglich. Steht die OPAL nicht zur Verfügung oder wird nicht genügend

Gas angestellt, muss die Reduktion um die Fehlmengen, die gegenüber den in den betrachteten Szenarien angesetzten Gasmengen von 48 GWh/h bzw. 43,8 GWh/h entsteht, ausgeweitet werden.

10.2.4 Ausfall der Verdichterstation Werne

Der Ausfall der Verdichterstation Werne bedeutet für das H-Gas-Netz der OGE eine vollständige Unterbrechung der Nord-Süd-Verbindung und damit auch des gesamten Nord-Süd-Transports. Dies führt zu einer hohen Kürzung von 32,8 GWh/h der Import- und Speicher-Entrys im Nord-Westen. Die Höhe der Kürzungen kann durch einen erhöhten Export in Oude reduziert werden. Die fehlenden Gasmengen im Süden können zum Teil durch die Nutzung des Hybridpunktes Eynatten als Importpunkt mit 9 GWh/h Einspeisemenge kompensiert werden. Durch diese Mengen werden aber bereits 4,9 GWh/h Gas am Importpunkt Bocholtz zurückgedrängt, da sie über die gleichen Transportleitungen in den Süden transportiert werden müssen. Auch die Erhöhung von Einspeisungen östlich gelegener Entrys kann die Fehlmengen nicht weiter decken, da der Ost-West-Transport auf der MEGAL ausgelastet ist. Die Verdichterstationen Rimpar und Gernsheim von OGE und MEGAL verdichten mit allen verfügbaren Maschinen, nur der Verdichter auf der Gascade-Station Gernsheim könnte mit 8 MW Leistung als Reservemaschine besichern, da ohne Verdichtung von der MIDAL in MEGAL überspeist werden kann.

Die nicht kompensierbaren Gasmengen, die insbesondere im Süd-Westen fehlen, wirken sich deswegen als Kürzungen an Exit-Punkten aus. Die Exportpunkte Medelsheim und Wallbach werden in Szenario H_-14_Ausfall_Werne1 zusammen um 17,4 GWh/h, der Exportpunkt Oberkappel um 6,1 GWh/h gekürzt. Alternativ könnten auch inländische Exits gekürzt werden.

In Szenario H_-14_Ausfall_Werne2, das in Abbildung 64 dargestellt ist, wird der Export in Bunde um 14,6 GWh/h erhöht. Die Mengen werden hauptsächlich über die Gascade-Speicher Rehden und Nüttermoor zur Verfügung bereitgestellt. In Szenario H_-14_Ausfall_Werne3 wird das in Bunde zusätzlich exportierte Gas nicht ausgespeichert, sondern über die NEL importiert.

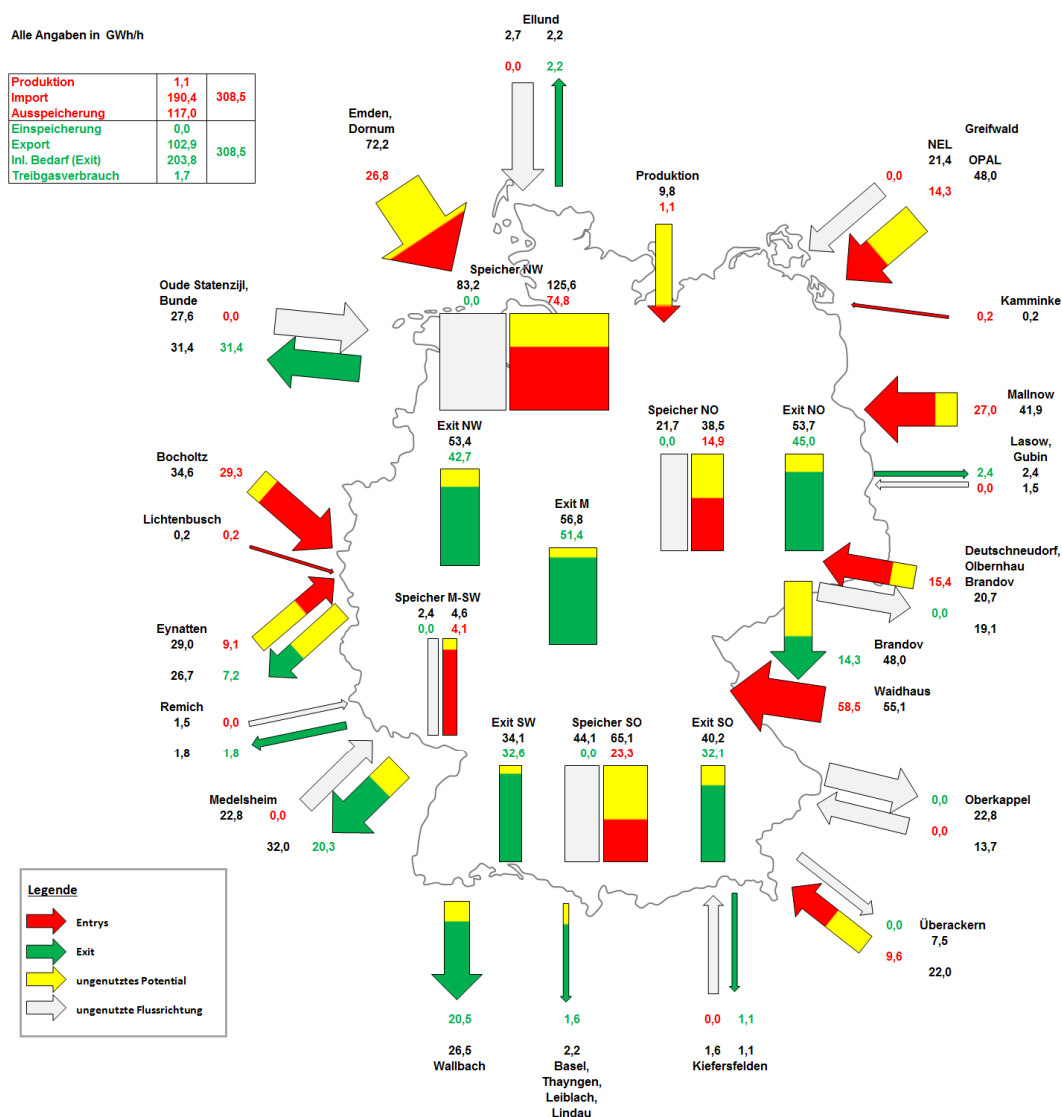


Abbildung 64: Flusssituation bei Ausfall der Verdichterstation in Werne

Der Ausfall der Verdichterstation Werne führt insbesondere in Süddeutschland zu deutlichen Einschränkungen. Werden die Einschränkungen auf Exportpunkte verlagert, sind vor allem die Exits Wallbach und Medelsheim mit insgesamt 17,4 GWh/h Gas, das nicht bereitgestellt werden kann, betroffen. Dies entspricht einem Anteil von 30 % der üblichen Gasmenge von 58,4 GWh/h. Durch die hohen Exportmengen von 17,5 GWh/h, die in Bunde und Oude in der gleichen Höhe bereitgestellt werden, besteht gegebenenfalls die Möglichkeit zu Swaps in den Leitungssystemen westlicher Netzbetreiber in den Niederlanden, Belgien und Frankreich zum Ausgleich der im Süden fehlenden Gasmengen. So bestünde die Möglichkeit, nicht nur den inländischen Bedarf ohne Einschränkungen zu decken, son-

dem eventuell auch mit Hilfe der westlichen Nachbarländer die Auswirkungen der Export-Reduktion zu vermindern.

10.2.5 Ausfall des Speichers Rehden

Dem Ausfall des Speichers Rehden kann durch andere Speicher und Importpunkte von Gascade oder auch durch Überspeisungen aus der NEL einschränkungsfrei begegnet werden. Insbesondere bieten sich zum Ausgleich nicht zur Verfügung stehender Ausspeicher-Mengen die Importpunkte Bunde und Eynatten und der Speicher Nüttermoor an. Auch Gasmengen, die über die NEL importiert werden, können die Ausspeicherung in Rehden größtenteils ersetzen. Da der Speicher Rehden in den Basisszenarien H_-14_10 bis H_-14_13 nicht beschäftigt wird, dienen diese vier Basisszenarien auch als Ausfallszenarien.

10.2.6 Ausfall norwegischer Lieferungen

Der Ausfall norwegischer Lieferungen würde nur die Importpunkte Emden und Dornum betreffen, die über die Norpipe, die Europipe I und die Europipe II beliefert werden. Das Szenario muss nicht zusätzlich modelliert und simuliert werden, da in Szenario H_-14_13 kein Gas mehr über beide Nord-West-Entrys importiert wird. Stattdessen ist in Abbildung 49 auf S. 205 zu erkennen, dass russisches Gas von den Nord-Ost-Entrys Greifswald und Mallnow alternativ die Bedarfsdeckung übernehmen kann.

10.2.7 Ausfall russischer Lieferungen

Bei einem Ausfall aller russischen Importe entfallen alle Lieferungen im Nord-Osten Deutschlands, also an den Entry-Punkten Greifswald, Mallnow, Brieskow Finkenheerd, Gubin, Lasow, Brandov, Deutschneudorf und Waidhaus. Die Belieferung des Entrys Kamminke wird aufgrund seiner Insellage über Polen beibehalten. Sollte dies nicht realisierbar sein, wäre nur ein Teil der Letztverbraucher der Insel Usedom mit ihrem Verbrauch von 215 MWh/h versorgbar.

Die genannten Lieferpunkte werden in den betrachteten Szenarien der Reihe nach stillgelegt, angefangen mit allen östlichen Importpunkten von Gascade.

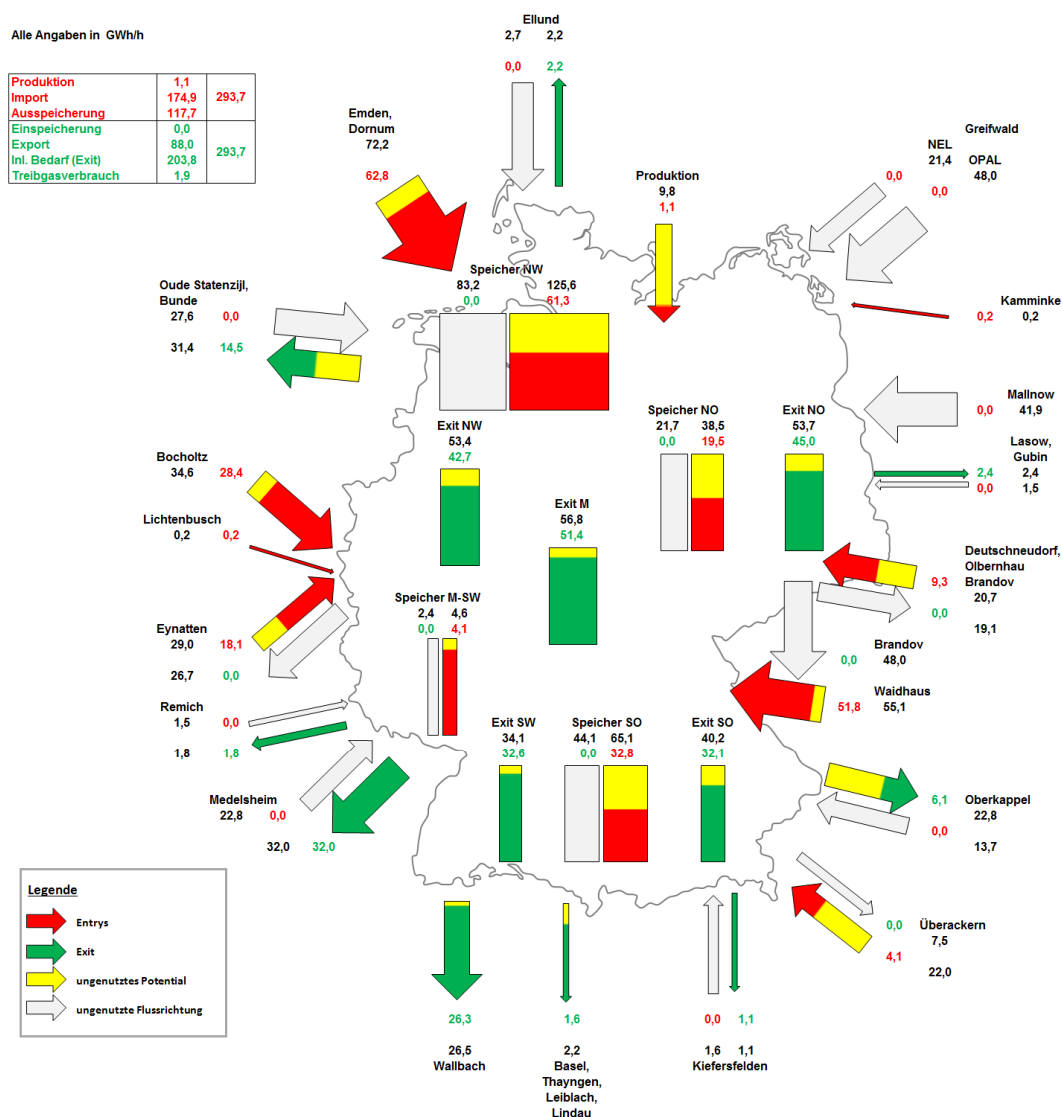


Abbildung 65: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen an Gascade und über die Nord Stream Leitungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS1

Das in Abbildung 65 dargestellte Szenario H_-14_Ausfall_RUS1 ist dem Spitzenlastszenario H_-14_1 ähnlich, nur dass über Brandov und Mallnow keine Gasmenge mehr importiert werden. Da deswegen deutlich mehr Gas aus den restlichen Import- und Speicherpunkten von Gascade bereitgestellt werden muss, werden in Eynatten 13,5 GWh/h importiert und an Gascade-Speichern insgesamt 34,2 GWh/h unter Ausnutzung des maximalen Potentials ausgespeichert. Die übliche Transportrichtung von Nord-Ost nach Süd-West wird dadurch in eine Richtung von Nord-West nach Süd-Ost gedreht.

Gleichzeitig wird über die Leitungen Nord Stream I und II und damit auch die Leitungen NEL und OPAL kein Gas mehr nach Deutschland importiert. In Eynatten

wird von OGE und Fluxys ebenfalls in Höhe von 4,5 GWh/h importiert, diese Mengen drängen aber Importe aus Bocholtz zurück. In Waidhaus werden zwar insgesamt 2,6 GWh/h weniger eingespeist, nichtsdestotrotz wird immer noch eine hohe Menge von 51,8 GWh/h russischen Gases importiert. Auch an dem Ontras-Entry Deutschneudorf werden noch 9,3 GWh/h russisches Gas importiert, obwohl der Speicher Peckensen mit 4 GWh/h bereits nahezu an seinem maximalen Potential ausspeichert. Die Einschränkung inländischer Verbraucher kann vermieden werden. In dieser Transportsituation sind auf den Gascade-Verdichterstationen Reckrod und Rehden alle Verdichtermaschinen ohne Redundanz in Betrieb. Auch auf der OGE-Station Gernsheim laufen alle Maschinen, werden aber zusammen mit der Gascade-Station Gernsheim von einer 13 MW Reservemaschine der MEGAL-Station Gernsheim besichert.

In Szenario H_-14_Ausfall_RUS2, das in Abbildung 66 zu sehen ist, wird auch am letzten verbleibenden Gascade-Hybridpunkt Bunde importiert statt exportiert, um zusätzliche Mengen für eine Aufspeisung der NEL von der Station Rehden in Richtung Greifswald bereitstellen zu können. In Greifswald könnten so 26,5 GWh/h in die OPAL überspeist werden, die einen Teil der Import-Reduktion in Waidhaus ersetzen können. Diese Versorgungssituation hat allerdings zur Folge, dass die Verbraucher, die an das Gascade-Netz angeschlossen sind, nur noch zu 70 % ihres üblichen Bedarfs bzw. mit einer Reduktion um 4,3 GWh/h versorgt werden könnten, wenn die Überspeisungen zu den anderen Netzbetreibern in der Höhe eines normalen Spitzenlastszenarios beibehalten werden. Werden die Überspeisungen eingeschränkt, gäbe es Versorgungsengpässe auf Seiten der Netzbetreiber OGE, Terranets und Thyssengas in Höhe von ca. 4,3 GWh/h. In diesem Szenario sind alle russischen Lieferungen außer nach Deutschneudorf unterbrochen. Der Exportpunkt Lasow wird noch mit 2,4 GWh/h in Richtung Polen versorgt.

Um die Flusssituation zu bewerkstelligen, müssen die OGE-Station Gernsheim, die Gascade-Stationen Rehden, Lippe und Reckrod sowie die TENP-Station Schwarzach ohne Besicherung laufen. Die Maschinen von OGE und Gascade in Gernsheim können dabei von fast allen vier 13 MW MEGAL-Verdichtern besichert werden. Dies liegt daran, dass der Fluss von Ost nach West auf der MEGAL sehr eingeschränkt ist.

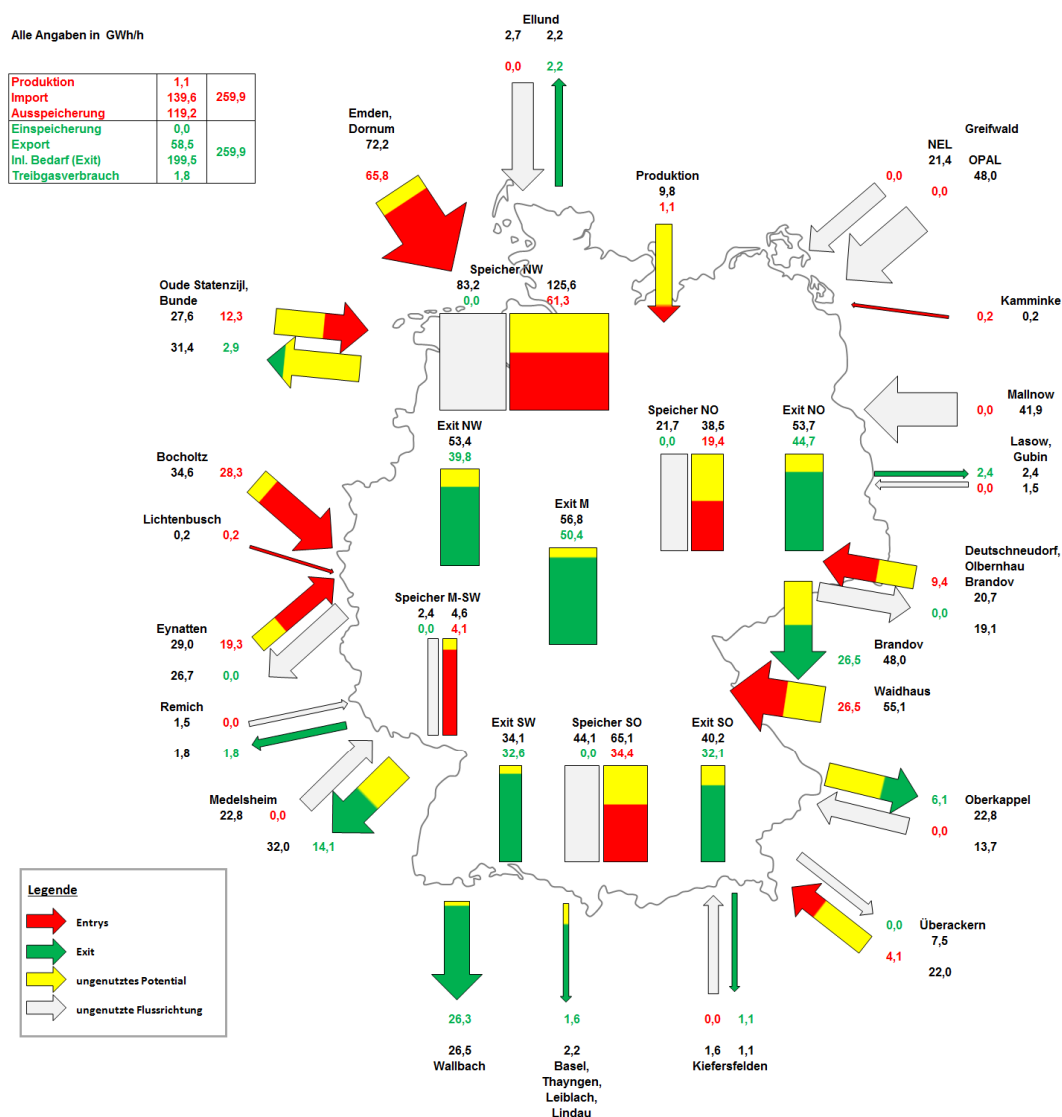


Abbildung 66: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen und Rückwärtsaufspeisung der NEL im Szenario H_-14_Ausfall_RUS2

Das Szenario H_-14_Ausfall_RUS3 unterscheidet sich nur durch die Abschaltung des Exports Lasow und der Reduktion der russischen Importe in Deutschneudorf um 6,4 GWh/h auf 3 GWh/h. Aus diesem Grund wird nicht mehr von Gascade in Gernsheim in die MEGAL überspeist, sondern Ontras gestützt. Die in Gernsheim dadurch fehlenden Mengen in Höhe von ca. 3,4 GWh/h werden an den Nord-West-Entrys Emden und Dornum importiert.

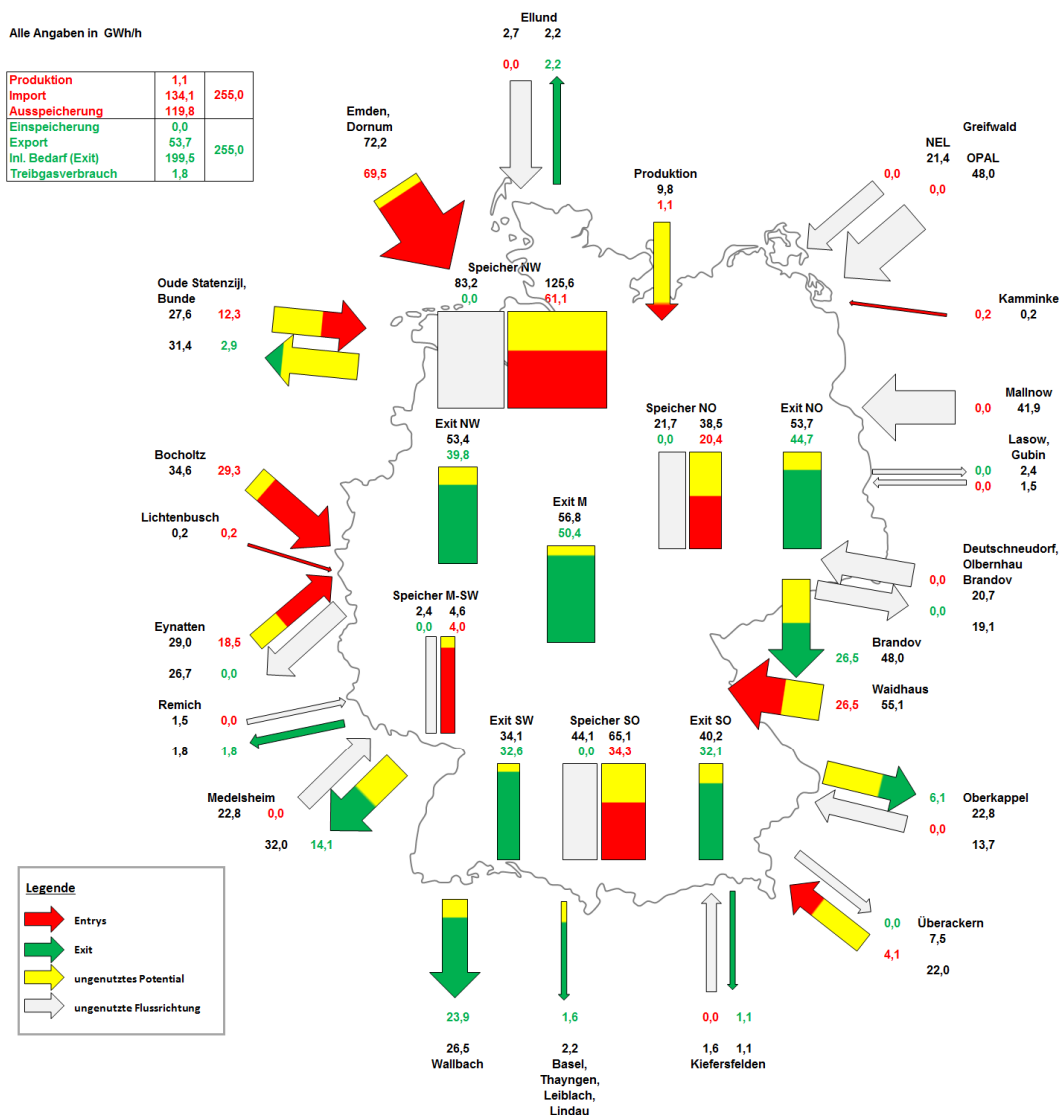


Abbildung 67: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS4

Die Flusssituation, die sich in Szenario H_-14_Ausfall_RUS4 einstellt, ist in Abbildung 67 zu sehen. Sämtliche russischen Lieferungen sind eingestellt. Auch in Deutschneudorf wird nun kein Gas mehr importiert, was eine Reduktion der Exportmengen in Wallbach in etwa der gleichen Höhe von 3 GWh/h nach sich zieht.

Die OGE-Stationen Werne und Gernsheim, die Gascade-Stationen Rehden und die TENP-Station Mittelbrunn sind in diesem Szenario ohne Besicherung in Betrieb. Die Maschinen von OGE in Gernsheim können dabei durch drei gleichzeitig laufende MEGAL-Verdichter besichert werden, was daran liegt, dass der Fluss von Ost nach West auf der MEGAL sehr eingeschränkt ist. In Reckrod ist nur eine ein-

geschränkte Besicherung mit einer einzelnen Maschine mit einer Leistung von 12,9 MW möglich, da alle Maschinen mit 25,4 MW betrieben werden müssen.

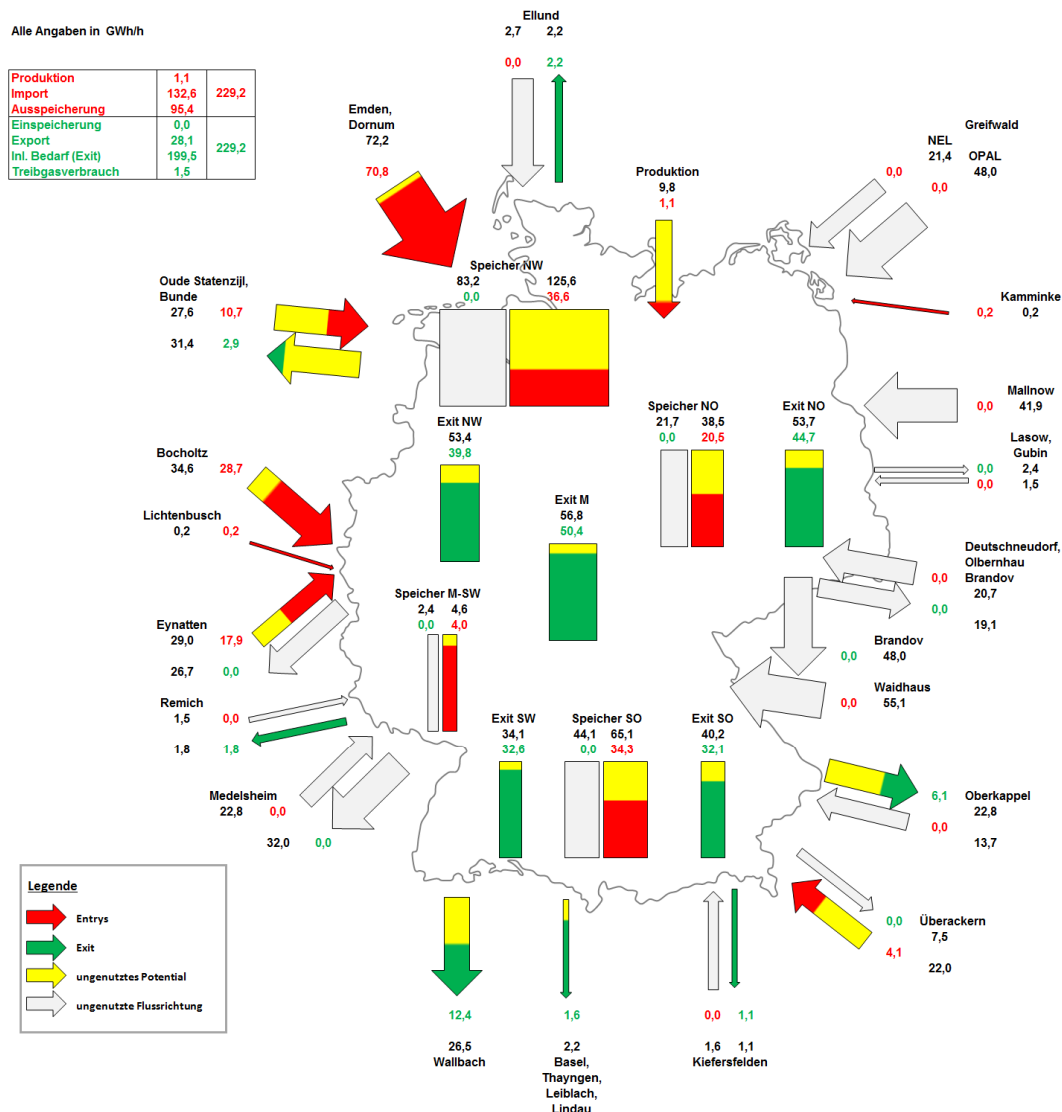


Abbildung 68: Flusssituation bei Ausfall russischer Lieferungen im Szenario H_-14_Ausfall_RUS5

Ob die beschriebene Rückwärtsaufspeicherung der NEL und die Überspeisung in die OPAL in Greifswald allerdings in der Realität als Fahrweisen zur Verfügung stehen, ist unbekannt. So wird in Szenario H_-14_Ausfall_RUS5 untersucht, welche Auswirkungen es hätte, wenn die Rückwärtsaufspeicherung nicht möglich ist. Da das H-Gas-Netz bereits stark ausgelastet ist, müsste mit dem Wegfall der Überspeisung von 26,5 GWh/h die gleiche Menge auch an den südlichen Exits gekürzt werden.

10.3 Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen, dass das deutsche H-Gas-Netz eine Vielzahl alternativer Versorgungsoptionen bietet, deren Anzahl insbesondere bei wärmeren Temperaturen und damit sinkendem inländischem Gasverbrauch steigt. Das Fernleitungsnetz bietet damit gute Voraussetzungen für die Schaffung eines Marktes, der flexibel auf unterschiedliche Faktoren, wie beispielsweise Preissignale, reagieren kann. Bei kälteren Temperaturen und steigendem Verbrauch sind die Möglichkeiten deutlich eingeschränkter, was durch Infrastruktur- oder Lieferausfälle noch verschärft wird. Abbildung 69 gibt einen Überblick über die wichtigsten Basis- und Versorgungssicherheitsszenarien, in denen das H-Gasnetz in ganz unterschiedlicher Weise belastet wird.

Durch die Versorgungssicherheitsszenarien kann weiterhin gezeigt werden, dass Deutschland grundsätzlich gut gegen Infrastruktur- oder Lieferausfälle gerüstet ist. Für die Aussteuerung der Szenarien wurden die vollständige Verfügbarkeit der Infrastruktur und ausreichende Speicherfüllstände zur Realisierung maximaler Ein- und Ausspeicherraten vorausgesetzt. Die Szenarien wurden unter der Prämisse eines größtmöglichen Erhalts der deutschen Versorgung angesteuert, auch wenn dabei massive Kürzungen der Exporte an europäische Nachbarländer notwendig waren.

Ohne Einschränkungen kann die Versorgung und der übliche Export unter Spitzenlastbedingungen fortgesetzt werden, wenn die Verdichterstation Radeland oder der Speicher Rehden ausfallen oder über einen kurzen Zeitraum die Lieferungen aus Norwegen unterbrochen werden. Sind die Ausfälle norwegischer Lieferungen von längerer Dauer, ist der Einsatz von Speichern erforderlich, so dass die Situation nur solange aufrechterhalten werden kann, bis diese entleert sind.

Auch kurzfristige Ausfälle der Verdichterstationen Mallnow, Waidhaus bzw. Werne verursachen keine Unterbrechungen inländischer Letztverbraucher, wenn der Export jeweils um 2 GWh/h, 10 GWh/h bzw. 12 GWh/h gekürzt wird.

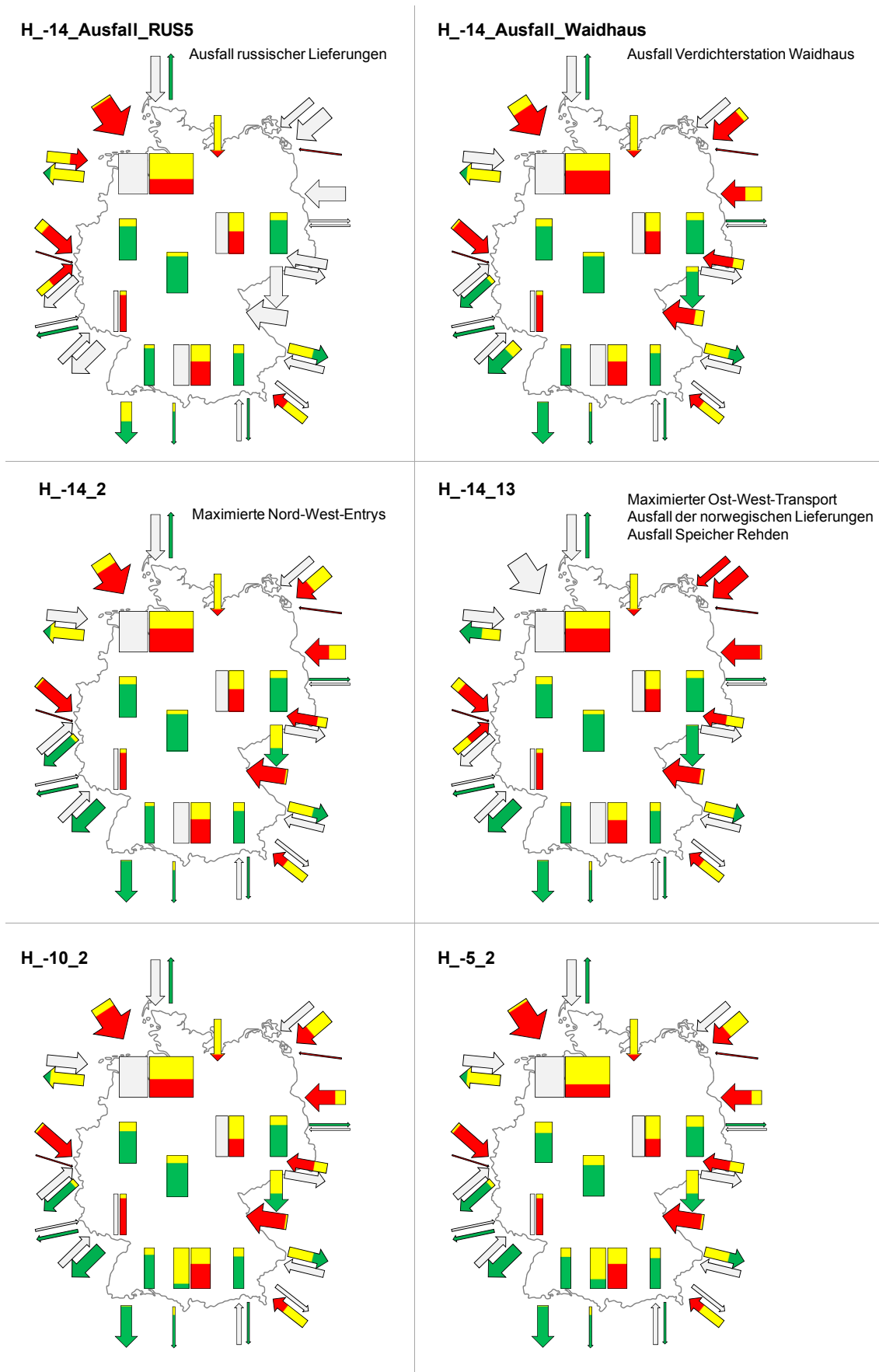
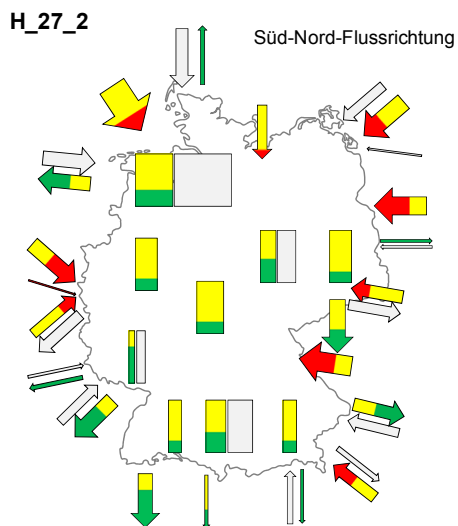
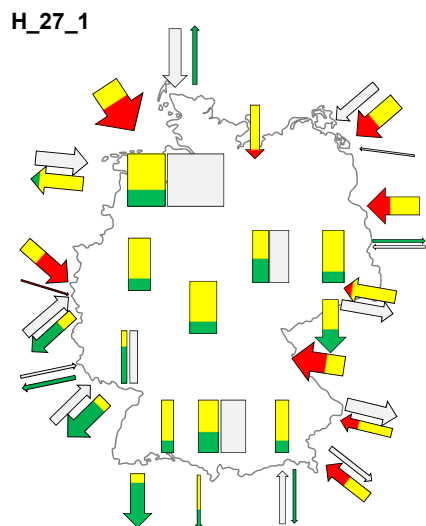
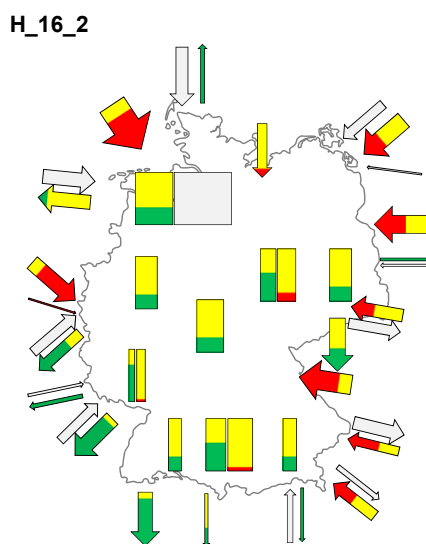
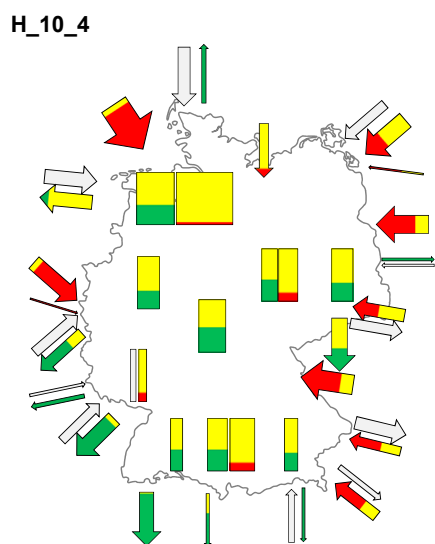
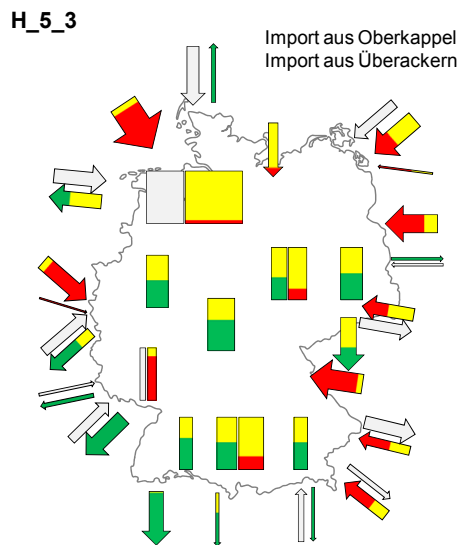
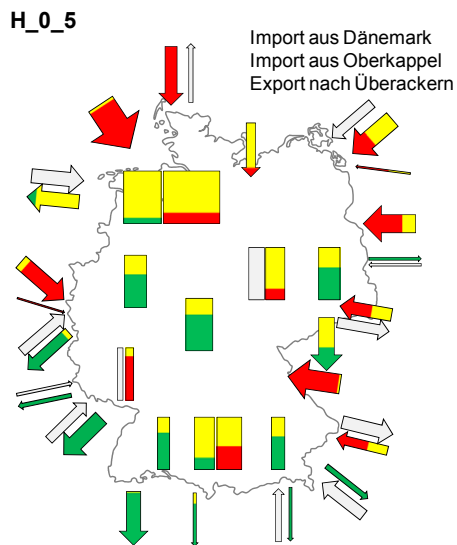


Abbildung 69: Übersicht unterschiedlicher Flusssituation

Fortsetzung von Abbildung 69:



Problematischer sind Ausfälle russischer Lieferungen, die auch unter voller Infrastruktur- und Speichergasverfügbarkeit zu größeren Einschränkungen führen. Zwar müssten auch bei dem Komplettausfall russischer Lieferungen, der die größten Auswirkungen aller untersuchten Ausfälle nach sich zieht, nur marginale Einschränkungen von maximal 4,3 GWh/h bzw. noch nicht mal 2 % des inländischen Verbrauchs vorgenommen werden, die Exporte müssten allerdings gegenüber einer normalen Spitzenlastsituation von ca. 115 GWh/h um etwa 51 GWh/h bzw. 45 % gekürzt werden. Diese Kürzungen würden insbesondere Belgien, Frankreich, Italien und die Schweiz treffen. Diesen Ländern stehen aber teilweise Alternativlieferungen über LNG-Terminals und Leitungsanbindungen zu Förderregionen in der Nordsee oder Afrika zur Verfügung (vgl. Abbildung 2, S. 18 und Abbildung 3, S. 20).

Träfe die in den Szenarien H_-14_Ausfall_RUS1 bis H_-14_Ausfall_RUS4 getroffene Annahme nicht zu, dass die NEL rückwärts aus dem Gascade-System mit etwa 26 GWh/h aufgespeist und das Gas über eine Verbindung von der NEL in die OPAL überspeist werden könnte, beliefen sich die Einschränkungen sogar auf ca. 77 GWh/h bzw. 67 % der Exportmengen.

Alternativ zu den Exporten können inländische Ausspeisungen insbesondere an geografisch nahegelegenen Exit-Punkten in gleicher Höhe gekürzt werden. Das Abschaltpotential durch nicht geschützte inländische Kunden läge im Auslegungsfall bei etwa der Hälfte des Gesamtbedarfs, also ungefähr 100 GWh/h. Derartige Abschaltungen würden die Industrie und die nicht für die Stromerzeugung systemrelevanten Gaskraftwerke treffen und einer Notversorgung Deutschlands gleichkommen. Bei einer Aufrechterhaltung des üblichen Exports ständen dann noch etwa 49 GWh/h alternativ zur Versorgung inländischer nicht geschützter Kunden, der Schonung von Speichergas oder dem Export in osteuropäische Länder zur Verfügung. Würden die Länder im Süd-Westen Europas sich zumindest teilweise alternativ versorgen können, würde das Potential wieder um die nicht in diese Regionen exportierten Gasmengen steigen. Da zu vermuten ist, dass die Unterbrechung russischer Lieferungen gerade Osteuropa, dem wenig alternative Versorgungsoptionen bereitstehen, stark treffen würde, wäre ein erhöhter Export in Richtung Osten unter der Berücksichtigung des innereuropäischen Solidaritätsprinzips wohl am wahrscheinlichsten.

Noch kritischer wären die russischen Lieferunterbrechungen, wenn sie langfristig anhielten, da nur durch den massiven Einsatz von Speichern die Einschränkungen einigermaßen begrenzt würden, die Speicher aber auf Dauer kein Gas mehr zur Verfügung stellen könnten. Die Zeit, die die vollständig gefüllten Gasspeicher bei einem derartigen Fall durch Ausspeicherung maximal überbrücken können, kann bei der stündlichen Ausspeicherleistung von 119 GWh/h, die im Szenario H_14_Ausfall_RUS4 ermittelt wurde, und dem maximalen Arbeitsgasvolumen der deutschen Speicher von etwa 216 TWh (siehe Tabelle 17 in Anhang 12.2) im besten Fall bei gleichmäßiger Nutzung auf 904 Stunden bzw. 38 Tage bis zur Erreichung von 50-prozentigen Füllständen geschätzt werden.

Zu den Ergebnissen ist anzumerken, dass sie für den Auslegungsfall bei einer durchschnittlichen Tageslufttemperatur von etwa -14 °C in der maximalen Stunde erzielt worden sind und somit eine Worst-case-Betrachtung darstellen. Werden schwankende Tagesverbrauchsprofile und wärmere, durchschnittliche Tageslufttemperaturen zugrunde gelegt, würde sich eine Entschärfung der beschriebenen Situation ergeben. So würde beispielsweise bei Betrachtung der mittleren Stunde und einer 4 °C höheren Durchschnittstemperatur der innerdeutsche Verbrauch bei ca. 168 GWh/h liegen, also um etwa 36 GWh/h sinken. Auch auf den Bedarf anderer europäischer Länder würde sich ein milderer Winter positiv auswirken, so dass sich die Gesamtsituation entschärfen würde.

Die Berechnungen ergeben, dass rein bilanzielle Analysen der potentiell verfügbaren Gasmengen an Import- und Speicherpunkten durch die Vernachlässigung der technischen Netzrestriktionen zu einer zu optimistischen Betrachtung der Versorgungssituation führen. Dies zeigt beispielsweise das Spitzenlastszenario H_-14_2, bei dem Engpässe im Nord-Süd-Transport dazu führen, dass an den Entrys im Nord-Westen Deutschlands ein theoretisches Potential von etwa 100 GWh/h verfügbaren Gases nicht zur Deckung des Bedarfs genutzt werden kann. Somit sind Untersuchungen auf bilanzieller Basis, wie sie im Präventionsplan [95] und Monitoringbericht 2012 [38] getroffen werden, lediglich als erster Anhaltspunkt zur Versorgungssicherheitsanalyse geeignet.

11 Zusammenfassung und Ausblick

Das Zusammenwachsen Europas und die Liberalisierung der Energiemärkte hat die Gasversorgung in Deutschland insbesondere in den letzten Jahren geprägt. Durch die Schaffung eines Gasbinnenmarktes und den Regulierungsprozess haben sich die Akteure und ihre Aufgaben stark verändert. Zusätzlich stellt die angestoßene Energiewende die Energieversorgung vor neue Herausforderungen. Die Versorgungssicherheit ist, nicht zuletzt durch die aktuellen politischen Konflikte, in den europäischen Fokus gerückt und wird durch ein Solidaritätsprinzip innerhalb der europäischen Staatengemeinschaft untermauert.

Vor diesem Hintergrund wurden in der vorliegenden Arbeit für Deutschland die Liefer- und Versorgungsoptionen unter normalen Bedingungen, die für einen funktionierenden Markt relevant sind, sowie die Versorgungssicherheit bei Infrastruktur- und Lieferausfällen in kalten Wintermonaten untersucht.

Dazu wurde ein Berechnungsmodell, bestehend aus einem Topologiemodell, einem Szenarienmodell und einem Netzsteuerungsmodell, auf der Basis öffentlich verfügbarer Daten erstellt. Mitarbeiter des Instituts für Erdöl- und Erdgastechnik der Technischen Universität Clausthal waren an der Erstellung des Topologiemodells maßgeblich beteiligt. Aufgrund der Verfügbarkeit und Qualität der verwendeten Daten wurden Annahmen getroffen, die auf den physikalischen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen des deutschen Gastransports beruhen. Aufgrund des Einflusses der Annahmen auf die Modelle wurden ihre Auswirkungen ausführlich in den jeweiligen Kapiteln diskutiert.

Das in dieser Arbeit verwendete Topologiemodell bildet das deutsche H-Gas-Fernleitungsnetz mit allen real existierenden Leitungen und Verdichterstationen ab und ist dadurch die erste Beschreibung des gesamtdeutschen H-Gas-Fernleitungsnetzes in dieser Detailtiefe. Es enthält 70 Verdichterelemente, 524 Regler und 585 Schieber.

Bei der Erstellung des Szenarienmodells standen die Untersuchung unterschiedlicher Flusssituationen im Netz bei gleichzeitiger Einschränkung der Rechenvarianten auf realitätsnahe Ein- und Ausspeisesituationen im Vordergrund.

Alle Ergebnisse und Steuerungspläne erfolgreich ausgesteuerter Szenarien könnten zukünftig in eine Datenbank eingehen. Durch die Nutzung der Steuerungsbe-

fehle für das Gesamtnetz, für einzelne aktive Elemente oder für Gruppen aktiver Elemente können anhand festgelegter Kriterien neue Steuerungspläne für die erfolgreiche Simulation noch auszusteuernder Szenarien erstellt werden.

Eine Indikation für die Güte des Berechnungsmodells gibt die Betrachtung des sogenannten Auslegungsfalls, für den das Gasnetz technisch dimensioniert ist. Der Auslegungsfall tritt bei Spitzenlast ein, das heißt einem inländischen Verbrauch bei einer durchschnittlichen, über zwei Tage gemittelten Lufttemperatur in Deutschland, wie sie statistisch zehnmal in 20 Jahren erreicht oder unterschritten wird. Diese durchschnittliche Lufttemperatur liegt etwa bei -14 °C in Deutschland. Die Spitzenlastszenarien werden bei voller Verfügbarkeit der Netztopologie und hohen Speicherfüllständen erfolgreich simuliert. Wie in der Realität, wird im Auslegungsfall das H-Gas-Netz dabei ausgelastet, aber nicht überlastet.

Weiterhin ergeben die Berechnungen, dass das deutsche H-Gas-Netz bei voller Verfügbarkeit der Infrastruktur viele Liefer- und Versorgungsoptionen bietet, die zur Ausgestaltung eines Gasmarktes notwendig sind. In der Arbeit wurde der Temperaturbereich von -14 °C bis 27 °C untersucht, was bedeutet, dass sowohl niedrige Winter- als auch hohe Sommertemperaturen abgedeckt sind. Während der inländische Bedarf zwar in diesem Bereich stark temperaturabhängig, aber in Lieferort und -höhe bei einer festen Temperatur kaum variabel ist, führen alternative Nutzungsoptionen bei Import- und Export-Punkten sowie Speichern zu vielen Variationsmöglichkeiten. Die Anzahl dieser Möglichkeiten nimmt mit sinkendem inländischem Verbrauch bei hohen Temperaturen zu. So ist es sogar möglich, die im Winter übliche Flussrichtung von Nord-Osten nach Süd-Westen in den Sommermonaten auf eine Süd-Nord-Flussrichtung zu drehen.

Neben der Untersuchung der Liefer- und Versorgungsoptionen liegt das Hauptaugenmerk der vorliegenden Arbeit auf der Analyse der deutschen Versorgungssicherheit bei Spitzenlast. Hierzu werden jeweils einzeln die Ausfälle der vier größten Verdichterstationen, des Speichers Rehden und der beiden wichtigsten Lieferländer Russland und Norwegen, die jeweils etwa ein Drittel des jährlichen deutschen Bedarfs decken, betrachtet.

Die Ergebnisse der Versorgungssicherheitsszenarien zeigen, dass Deutschland insgesamt gut auf einzelne Ausfälle seiner größten Gasinfrastrukturen vorbereitet ist, solange die restliche Infrastruktur voll zur Verfügung steht. Unter Beibehaltung

des inländischen Verbrauchs führen die Ausfälle der Verdichterstationen Mallnow, Waidhaus bzw. Werne zu Exporteinschränkungen in Höhe von jeweils um 2 GWh/h, 10 GWh/h bzw. 12 GWh/h. Dies entspricht lediglich Anteilen von 1,8 %, 8,8 % bzw. 10,5 % der üblichen Exportmenge in kalten Wintertagen. Dem Ausfall der Verdichterstation Radeland, des Speichers Rehden oder der norwegischen Lieferungen kann durch den Einsatz von Gasspeichern kurzfristig ohne Einschränkungen der inländischen Versorgung begegnet werden (vgl. Tabelle 15).

Tabelle 15: Ergebnisse der Versorgungssicherheitsszenarien

Ausfall	Speicher	Verdichterstationen				Lieferungen	
	Rehden	Rade-land	Mallnow	Waidhaus	Werne	Nor-wegen	Russland
Einschränkungen inl. Verbrauch (Reduktion in %)	---	---	---	---	---	---	4 GWh/h (30 %)
Einschränkungen Export (Reduktion in %)	---	---	2 GWh/h (~ 2 %)	10 GWh/h (~ 9 %)	12 GWh/h (~ 10 %)	---	51 GWh/h (45 %)
Summe Exit-Einschränkungen (Reduktion in %)	---	---	2 GWh/h (1 %)	10 GWh/h (3 %)	12 GWh/h (4 %)	---	55 GWh/h (17 %)

Ein vollständiger Ausfall russischer Lieferungen, auch wenn nur kurzfristig, würde allerdings zu massiven Einschränkungen in maximaler Höhe von Zweidritteln des üblichen Exports von etwa 115 GWh/h nach Süd- und Westeuropa führen. Bei solch hohen Einschränkungen könnte die innerdeutsche Versorgung allerdings fast einschränkungsfrei aufrechterhalten werden. Alternativ könnte aber auch die Versorgung durch die Unterbrechung nicht geschützter Kunden um maximal 50 % eingeschränkt werden, so dass für den Export wieder Gasmengen von maximal ca. 100 GWh/h zur Verfügung stünden. Dieses Potential würde wahrscheinlich größtenteils für die Versorgung osteuropäischer Staaten genutzt, da der Südwesten Europas mit Leitungsanbindungen an Gasförderungen in der Nordsee und Afrika sowie LNG-Terminals alternative Versorgungsoptionen besitzt.

Gerade Lieferunterbrechungen der russischen Importe haben schlimmere Folgen, je länger sie andauern. So können die Versorgung deutscher Endkunden und die Rettung von zumindest einem Drittel des üblichen Exports bei anfangs vollen Speichern nur etwa 38 Tage durchgehalten werden. Nach diesem Zeitraum wären die

Speicher im Durchschnitt nur noch zu 50 % gefüllt, was Reduktionen der maximalen Ausspeicherraten nach sich ziehen würde.

Es bleibt anzumerken, dass die Berechnungen auf dem Spitzenlastfall bei einer durchschnittlichen, deutschen Tagesluft-Temperatur von -14 °C beruhen. Wie oben erwähnt, werden solche niedrigen Temperaturen im Zweitagesmittel statistisch in Deutschland zehnmal in 20 Jahren erreicht. Im Jahr 2012 wurden solche Tiefsttemperaturen in Deutschland allerdings in einem mehrtägigen Zeitraum gemessen. Die Betrachtungen stellen dementsprechend eine gerade noch realistische Worst-Case-Betrachtung dar.

Die in den letzten zwei Jahren in Betrieb gegangenen Infrastrukturausbauten, insbesondere die Leitungen OPAL und NEL sowie die neue Gascade-Verdichterstation Gernsheim zur Schaffung der Überspeisemöglichkeit von der MIDAL in die MEGAL, haben die Versorgungssicherheit in Deutschland weiter erhöht. Dies zeigt sich in der starken Nutzung dieser neuen Infrastruktur in den kritischen Szenarien. Dies gilt insbesondere, wenn die NEL so eingebunden ist, dass sie aus dem Gascade-Leitungsnetz aufgespeist, und mit der OPAL so verbunden ist, dass dieses Gas in Greifswald für einen Nord-Süd-Transport übergeben werden kann.

Trotz dieser neuen Steuerungsmöglichkeiten würden zusätzliche Ausfälle der voll ausgelasteten Infrastruktur, die an den wichtigsten Verdichterstationen ohne Redundanz betrieben wird, die Versorgungssituation deutlich verschlechtern, da Russland der einzige Exporteur ist, der im Norden und Süden Deutschlands große Gasmengen anstellen kann.

Mit den vorgestellten Ergebnissen des entwickelten Berechnungsmodells sind differenziertere Aussagen über die Auswirkungen von Infrastruktur- und Lieferausfällen als mit rein bilanziellen Modellen möglich. Das entwickelte Modell bietet zudem vielfältige Erweiterungsmöglichkeiten, die die Aussagegüte erhöhen und die Abbildungsvielfalt ausweiten könnten.

Beispielsweise könnte die Modellierung um das deutsche L-Gas-Netz oder Netze europäischer Nachbarstaaten erweitert werden. Auch könnten öffentlich zugängliche Daten durch qualitativ hochwertigere und detaillierte Daten von Netzbetreibern ersetzt werden. Die vorhandene Größe und Detailtiefe des Netzes hat zwar bereits dazu geführt, dass das Modell an die Grenze der vom Hersteller Liwacom für die verwendete Simulations-Software *SIMONE 6.0* angegebenen maximalen Anzahl

verwendete Simulations-Software *SIMONE 6.0* angegebenen maximalen Anzahl an aktiven Elementen gestoßen ist, mit einer vor kurzem erschienenen höheren Version der Software könnte aber nach Herstellerangaben die zehnfache Zahl an aktiven Elementen modelliert werden. So könnte der isolierten Betrachtung der deutschen Versorgungssicherheit eine weitergehende Analyse unter Berücksichtigung der europäischen Nachbarländer angeschlossen werden. Berücksichtigt werden könnte beispielsweise, welche Reduktionspotentiale in Nachbarländern vorliegen, ob Gas von Westen nach Deutschland importiert oder für Deutschland auf alternativen Transportrouten außerhalb Deutschlands transportiert werden könnte.

Auch eine detailliertere lokalere Modellierung geschützter und nicht geschützter Kunden würde nicht nur die Aussagefähigkeit des Modells erhöhen, sondern einen stärkeren regionalen Fokus erlauben, so dass Aussagen zu besonders gefährdeten Gebieten getroffen werden könnten.

Ebenfalls könnte die Betrachtung der Versorgungssicherheit auf Szenarien mit höheren Temperaturen ausgedehnt werden. So könnten Aussagen darüber getroffen werden, ab welchen Temperaturen bei welchen Ausfällen keine Einschränkungen mehr zu erwarten wären. Darauf basierend könnten auch Aussagen über die zeitlichen Entwicklungen der Versorgungssituation getroffen werden, beispielsweise indem historische Temperaturdaten genutzt würden, um für jeden Tag des Jahres den üblichen Gasverbrauch zu ermitteln und so Fehl- oder Überschussmengen zu saldieren und die Speichernutzung zu modellieren.

Dazu wäre auch eine zeitliche und füllstandsabhängige Modellierung der Speicher sinnvoll. So könnte unter Einbeziehung maximaler Ein- und Ausspeicherraten untersucht werden, wie lange eine Teilversorgung über Speicher in Abhängigkeit des anfänglichen Füllstandes und sinkender Ausspeicherraten aufrecht erhalten werden könnte, und wiederum welche Gebiete zuerst von Infrastrukturausfällen oder Minderlieferungen betroffen wären.

Zukünftige Betrachtungen müssten zusätzliche Ausbaumaßnahmen und Netzänderungen nach 2014 berücksichtigen. So könnten die Erhöhung der Versorgungssicherheit und die Verringerung bestehender Abhängigkeiten von Lieferländern überprüft werden. Auch zukünftige Entwicklungen, etwa geändertes Kundenverhalten, abnehmender Gasverbrauch, Speicherschließungen, schwindende L-Gasimporte und damit notwendige Umstellungen von L- auf H-Gas, könnten auf

der geschaffenen Basis mit der vorgestellten Systematik mittels angepasster Szenarien analysiert werden. Die Notwendigkeit zukünftiger Anpassungen der Netztopologie wäre insbesondere gegeben, wenn sich die Europäische Union aufgrund drohender oder realer Lieferausfälle in den nächsten Jahren für den Infrastrukturausbau zur Erschließung neuer Gaslieferungen, der Förderung eigener Gasreserven oder der Nutzung alternativer Brennstoffe entscheiden würde.

12 Literaturverzeichnis

- [1] H.-G. Fasold und H.-N. Wahle, „Ein Modell zur planerischen Berechnung von Offshore-Pipelines unter Verwendung eines Personal-Computers,“ *GWF Gas Erdgas*, Nr. 139, 1998.
- [2] H.-G. Fasold und H.-N. Wahle, „Die Berechnung ungekühlter Turboverdichter für den Erdgastransport unter Verwendung eines Personal-Computers,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 127-137, März 1991.
- [3] J. Mischner, „Durchflusscharakteristika von Stellgliedern, Teil 1,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 138-147, März 2009.
- [4] J. Mischner, „Durchflusscharakteristika von Stellgliedern, Teil 2,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 200-2008, April 2009.
- [5] A. J. Osiadacz, *Simulation and analysis of gas networks*, London: E. & F.N. SPON, 1987.
- [6] T. van der Hoeven, *Math in Gas and the art of linearization*, Dissertation, Groningen: Energy Delta Institute, 2004.
- [7] R. Il'kaev, V. Seleznev, V. Aleshin und G. Klishin, *Numerical simulation of gas pipeline networks: theory, computational implementation, and industrial applications*, URSS, Moscow, 2005.
- [8] T. Koch, B. Hiller, M. E. Pfetsch, L. Schewe (Hrsg.), *Evaluating Gas Network Capacities*, Philadelphia, USA: SIAM, voraussichtlich 2015.
- [9] P. O'Neill, B. Wilkins und R. Pike, „A mathematical programming model for allocation of natural gas,“ *Operations Research* 27(5), S. 857–873, 1979.

- [10] D. De Wolf und Y. Smeers, „The gas transmission problem solved by an extension of the simplex algorithm,“ *Management Science*, Nr. 46(11), S. 1454–1465, 2000.
- [11] C. Kelling, C. Reit und E. Sekirnjak, „A practical approach to transient optimization for gas networks,“ PSIG, 2000.
- [12] M. Nowak und M. Westphalen, „A linear model for transient gas flow, in ‘Proceedings of ECOS’,“ Trondheim, Norway, SINTEF-report STF 38S03601, 2003, S. 1751–1758.
- [13] K. Ehrhardt und M. Steinbach, „Nonlinear optimization in gas networks,“ in *Modeling, Simulation and Optimization of Complex Process*, Berlin - Heidelberg - New York, Springer-Verlag, 2005, S. 139–148.
- [14] F. Tuppeck, „Die Berechnung kommunaler Gasrohrnetze - eine Voraussetzung für die Sicherheit der Gasversorgung bei wachsendem Heizgasabsatz,“ *gwf "Das Gas- und Wasserfach"*, S. 249-258, September 1963.
- [15] G. Cerbe, O. Carlowitz, G. Hölzel, G. Knauf, H. Köhler, J. Lehmann, H. Lethen und H. Mauruschat, *Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*, 3. Auflage, G. Cerbe, Hrsg., München Wien: Carl Hanser Verlag, 1988.
- [16] PSI Aktiengesellschaft für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, „PSI Ganesi,“ Dircksenstraße 42-44; 10178 Berlin, Deutschland, [Online]. Verfügbar unter: www.psi.de. [Zugriff am 3 August 2014].
- [17] Liwacom Informationstechnik GmbH und SIMONE Research Group s.r.o., *SIMONE Software - Gleichungen und Methoden*, Essen, Prag, 2004.

-
- [18] DNV GL AS, „Stoner Pipeline Simulator,“ 1322 Høvik, Norwegen, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.dnv.com/services/software/products/sps/>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [19] Schlumberger Limited, „PIPEFLO und PIPESIM,“ 17th floor, 5599 San Felipe, Houston, TX 77056, United States, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.software.slb.com/pages/neotec.aspx>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [20] Gregg Engineering, „WinTran,“ 403 Julie Rivers Drive, Sugar Land, Texas 77478 USA, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.greggeng.com/index.php/products/winflow-wintran-product->. [Zugriff am 3 August 2014].
- [21] William J. Turner Pty Ltd, „FlowTran,“ ABN 27 056 858 738, 26 Angwin Street, East Fremantle WA 6158, Australia, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.flowtran.com.au/>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [22] Ingenieurbüro Fischer-Uhrig, „Stanet,“ Württembergallee 27, 14052 Berlin, Deutschland, [Online]. Verfügbar unter: <http://stafu.de/>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [23] Applied Flow Technology, „AFT Arrow/Titan,“ 2955 Professional Place, Suite 301, Colorado Springs, CO 80904 USA, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.aft.com/products>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [24] Fraunhofer-Institut für Algorithmen und Wissenschaftliches Rechnen SCAI, „MYNTS-Gas,“ Schloss Birlinghoven, 53754 Sankt Augustin, Deutschland, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.scai.fraunhofer.de/geschaeftsfelder/high-performance-analytics/produkte/mynts.html>. [Zugriff am 3 August 2014].
- [25] Energy Solutions International Inc., „PipelineStudio,“ 7904 North Sam Houston Parkway West, Suite 100, Houston, Texas 77064 USA, [Online]. Verfügbar unter: <http://www.energy-solutions.com/products/pipelinestudio/>. [Zugriff am 3 August 2014].

- [26] Gasunie transport services B.V., „Multi Case Approach,“ Concourslaan 17, 9727 KC Groningen, [Online]. Verfügbar unter: www.gasunietransportservices.nl. [Zugriff am 3 August 2014].
- [27] L. Huke, Energetische Optimierung der öffentlichen Gasversorgung, Dissertation, Freiberg, 2002.
- [28] B. Li, Simulation and capacity calculation in real German and European interconnected gas transport systems, Dissertation, Technische Universität Clausthal, 2012.
- [29] W. Lise, B. F. Hobbs und F. v. Oostvoorn, „Security of supply in the liberalized European gas market, simulation results with the dynamic GASTALE model,“ in *7. IAEE Europe Energy Conference Proceedings*, Bergen, Norwegen, 2005.
- [30] S. Lochner, C. Dieckhöner und D. Lindenberger, „Model-based Analysis of Infrastructure Projects and Market Integration in Europe with Special Focus on Security of Supply Scenarios, Final Report,“ EWI, Köln, Mai 2010.
- [31] GASCADE Gastransport GmbH, „Berechnung technischer Kapazitäten,“ 2 März 2012. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/kapazitaetsplanung/GASCAD E_Berechnung_technische_Kapazitaet_120302.pdf](https://www.gascade.de/fileadmin/downloads/kapazitaetsplanung/GASCAD_E_Berechnung_technische_Kapazitaet_120302.pdf). [Zugriff am 4 August 2014].
- [32] Terranets bw GmbH, „Verfahren zur Ermittlung der technischen Ein- und Ausspeisekapazitäten,“ 2103. [Online]. Verfügbar unter: http://www.terranets-bw.de/fileadmin/public/redakteure/pdf/Verfahren_Berechnung_der_technischen_Kapazit%C3%A4t.pdf. [Zugriff am 4 August 2014].
- [33] Thyssengas GmbH, „Kapazitätsermittlung,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.thyssengas.com/netzauskunft/transparenzinformation/kapazitaetsermittlung/>. [Zugriff am 4 August 2014].

-
- [34] Energinet.dk, „Gas in Denmark 2010 – Security of supply and development,“ 2010. [Online]. Verfügbar unter: www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Gas/Gas%20i%20Danmark%20UK.pdf. [Zugriff am 4 August 2014].
- [35] National Grid plc, „Gas Capacity Methodologies,“ 3 März 2011. [Online]. Verfügbar unter: <http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/gas-capacity-methodologies/>. [Zugriff am 4 August 2014].
- [36] Net4Gas, s.r.o., „Calculations of technical capacities of the transmission system of Net4Gas,“ 3 Juli 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.net4gas.cz/en/media/Calculation_technical_capacities.pdf?jis=20140703164135. [Zugriff am 4 August 2014].
- [37] Liwacom Informationstechnik GmbH, „SIMONE,“ Berliner Platz 6-8, 45127 Essen, Deutschland, [Online]. Verfügbar unter: www.liwacom.de. [Zugriff am 3 August 2014].
- [38] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Monitoringbericht 2012,“ 5 Februar 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 4 August 2014].
- [39] Fernleitungsnetzbetreiber, „Entwurf Netzentwicklungsplan 2013,“ 1 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/20130401_netzentwicklungsplan_gas_2013_entwurf.pdf. [Zugriff am 10 April 2013].
- [40] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, „Energiestudie 2013,“ Dezember 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energiestudie_2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5. [Zugriff am 18 April 2014].

- [41] Umweltbundesamt, „Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland,“ Dezember 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/pdfs/stellungnahme_fracking.pdf. [Zugriff am 14 Mai 2014].
- [42] Süddeutsche Zeitung Digitale Medien GmbH, „EU ebnet Weg für Fracking,“ 15 Januar 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/schiefergasfoerderung-eu-ebnet-weg-fuer-fracking-1.1863180>. [Zugriff am 21 April 2014].
- [43] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Biogas-Monitoringbericht 2013,“ 2013 Mai 31. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/130819_BiogasMonitoringbericht2013.pdf;jsessionid=047654C40A9EB609525C1A360823230A?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 18 April 2014].
- [44] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland,“ 1 April 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egashist.pdf. [Zugriff am 17 April 2014].
- [45] Europäische Kommission, „Key Figures,“ Juni 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/energy/observatory/countries/doc/key_figures.pdf. [Zugriff am 17 April 2014].
- [46] Frankfurter Allgemeine Zeitung GmbH, *Die Biogas-Branche sieht den Buhmann in der Politik*, 22 Juni 2014.
- [47] Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), „EEG-Reform: 7 wichtige Änderungen für die Bioenergie-Branche,“ 18 Juli 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=26710>. [Zugriff am 21 August 2014].

-
- [48] Biogasrat e.V., „EEG 2014: Operation der Biogasbranche am offenen Herzen,“ 27 Juni 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.biogasrat.de/index.php/biogasrat-aktuell/550-eeG-2014-operation-der-biogasbranche-am-offenen-herzen>. [Zugriff am 21 August 2014].
- [49] W. Hauenherm, „Konstruktion von überregionalen Gasverteilungsleitungen,“ in *Handbuch der Gas-Rohrleitungs-Technik*, 2. Auflage, K. Homann und R. Hüning, Hrsg., München Wien, Oldenbourg Verlag, 1977, S. 181-202.
- [50] H.-G. Fasold, „Langfristige Gasbeschaffung für Europa – Pipelineprojekte und LNG-Ketten,“ *GWF Gas Erdgas*, Nr. 151, S. 528-535, September 2010.
- [51] J. Mischner, „Zur analytischen Berechnung des Temperaturverlaufs in Gastransportleitungen – Teil 1,“ *GWF Gas Erdgas*, Nr. 150, S. 592-601, Oktober 2009.
- [52] O. Streicher und A. Feßmann, „Konstruktion von Gasverteilungsleitungen,“ in *Handbuch der Gas-Rohrleitungstechnik*, 2. Auflage, K. Homann und R. Hüning, Hrsg., München Wien, Oldenbourg Verlag, 1977, S. 203-240.
- [53] International Energy Agency, „Gas Trade Flows in Europe,“ 27 Mai 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.iea.org/gtf/index.asp>. [Zugriff am 27 Mai 2014].
- [54] Nord Stream, „Homepage,“ [Online]. Verfügbar unter: www.nord-stream.com. [Zugriff am 3 April 2013].
- [55] South Stream, „Homepage,“ [Online]. Verfügbar unter: <http://south-stream.info>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [56] NEL, „Homepage,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.nel-pipeline.de. [Zugriff am 3 April 2013].
- [57] OPAL, „Homepage,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.opal-pipeline.com. [Zugriff am 3 April 2013].

- [58] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Übersicht Strom- und Gasnetzbetreiber,“ 29 Januar 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/NetzbetreiberStammdaten/UerbersichtGasnetzbetreiber_xls.xls?__blob=publicationFile&v=6. [Zugriff am 21 April 2014].
- [59] BP p.l.c., „Statistical Review of World Energy June 2013,“ Juni 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf. [Zugriff am 19 April 2014].
- [60] G. Knauf, „Gewinnung und Aufbereitung der Brenngase,“ in *Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*, 3. Auflage, G. Cerbe, Hrsg., München Wien, Carl Hanser Verlag, 1988, S. 1-26.
- [61] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein - (DVGW), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.dvgw.de/gas/gase-und-gasbeschaffenheiten/lng/>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [62] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG), „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland,“ *Erdöl, Erdgas. Kohle*, Bd. Heft 11, Nr. 129 Jg. 2013, 1 Januar 2013.
- [63] Eurostat, 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&init=1&plugin=1&language=de&pcode=tsdcc320.9>. [Zugriff am 17 April 2014].
- [64] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), „Ausgewählte Statistiken,“ April 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egashist.pdf. [Zugriff am 17 April 2014].

-
- [65] Fernleitungsnetzbetreiber, „Entwurf Netzentwicklungsplan 2014,“ 1 April 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/nep_gas_2014_entwurf_2014-04-01.pdf. [Zugriff am 22 April 2014].
- [66] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein - (DVGW), „DVGW Arbeitsblatt G260“.
- [67] Gazprom Germania GmbH, „Gazprom im Überblick – Geschichte,“ April 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gazprom.de/about/history/>. [Zugriff am 22 April 2014].
- [68] K. Westphal, „SWP-Studie: Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit,“ Juli 2009. [Online]. Verfügbar unter: http://www.swp-berlin.org/de/common/get_document.php?asset_id=6144. [Zugriff am 22 April 2014].
- [69] Verlag Der Tagesspiegel GmbH, „Putin stellt der Ukraine ein Ultimatum - und die EU warnt,“ 17 April 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/ukraine-putin-stellt-der-ukraine-ein-ultimatum-und-die-eu-warnt/9778686.html>. [Zugriff am 22 April 2014].
- [70] Spiegel Online GmbH, „Krim-Krise: EU verschärft Sanktionen gegen Russland ein bisschen,“ 21 März 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/krim-krise-eu-weitert-sanktionen-gegen-russland-aus-a-959942.html>. [Zugriff am 22 April 2014].
- [71] Spiegel Online GmbH, „Nach EU-Sanktionen: Moskau kündigt höhere Energiepreise für Europa an,“ 30 Juli 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.spiegel.de/politik/ausland/sanktionen-russland-droht-europa-mit-hoeheren-energiepreisen-a-983698.html>. [Zugriff am 17 August 2014].

- [72] W. Groenendijk, „European LNG terminals activities,“ 15 Oktober 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gie.eu/index.php/publications/gle/doc_download/21202-gle-presentation-at-the-24th-meeting-of-the-european-gas-regulatory-forum-madrid-15-16-october-2013-lng-terminal-activities. [Zugriff am 22 April 2014].
- [73] Council of European Energy Regulators (CEER), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT/CEER. [Zugriff am 3 April 2013].
- [74] Europäische Kommission, „Forum Gas Madrid,“ 19 Dezember 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/forum_gas_madrid_en.htm. [Zugriff am 19 Dezember 2011].
- [75] Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie (GEODE), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.geode-eu.org/>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [76] CEDEC - European Federation of Local Energy Companies, 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.cedec.com/About/EN>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [77] European Federation of Energy Traders (EFET), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.efet.org/GetFile.aspx?file=2680. [Zugriff am 3 April 2011].
- [78] EASEE Gas, 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.easee-gas.org/background.aspx>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [79] Gas Infrastructure Europe (GIE), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gie.eu.com/index.php/about-us/who-we-are>. [Zugriff am 3 April 2013].

-
- [80] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.entsog.eu/aboutus.html>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [81] Bundeskartellamt, 26 Mai 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/DE/UeberUns/ueberuns_node.html;jsessionid=7C0A8EEF299C3C57F6A879A808F506BF.1_cid387. [Zugriff am 26 Mai 2014].
- [82] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/UeberDieAgentur/UeberDieAgentur_node.html. [Zugriff am 3 April 2013].
- [83] Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bdi.eu/Mandat.htm>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [84] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://vik.de/>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [85] EFET Deutschland - Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V., 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.deutschland.efet.org/>. [Zugriff am 3 April 2013].
- [86] GEODE Deutschland, „Wir über uns,“ 26 Mai 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.geode.de/wir-ueber-uns.html>. [Zugriff am 26 Mai 2014].
- [87] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/8E3FVZ-DE_Ueber-uns. [Zugriff am 3 April 2013].
- [88] Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), 3 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.vku.de/ueber-uns.html>. [Zugriff am 3 April 2013].

- [89] European Gas Regulatory Forum, „Recommendations on Guidelines for Good Practice to TPA Services, Tarification, Balancing, etc.“, 7 Februar 2002. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.eesc.europa.eu/self-and-coregulation/documents/codes/private/101-private-act.pdf>. [Zugriff am 5 Oktober 2011].
- [90] European Regulators' Group for Electricity and Gas (EREG), „Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators“, 23 März 2005. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ereg.org/portal/page/portal/EREG_HOME/EREG_DOCS/EREG_DOCUMENTS_NEW/GAS_FOCUS_GROUP/GGPSSO_2005-03-23_FINAL.PDF. [Zugriff am 6 Juli 2011].
- [91] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Entscheidung zum Netzzugangsmodell“, 17 November 2006. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2006/061117gGas.html. [Zugriff am 26 Mai 2014].
- [92] U. Micke, C. Niehörster und B. Waschulewski, „Beschaffung von Erdgas im Großhandelsmarkt – Speicherzugang zur Strukturierung von Erdgaslieferungen“, *GWF Gas Erdgas*, Nr. 147, Februar 2006.
- [93] J. von Achenbach, „Komitologie“, in *Handlexikon der Europäischen Union*, 4. Auflage, J. Bergmann, Hrsg., Baden-Baden, Helbing & Lichtenhahn, facultas.wuv Verlag, 2012.
- [94] ACER, „Framework Guidelines & Network Codes“, 26 Mai 2014. [Online]. Verfügbar unter: http://www.acer.europa.eu/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/default.aspx. [Zugriff am 26 Mai 2014].

-
- [95] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/praeventionsplan-gas-fuer-die-bundesrepublik-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. [Zugriff am 7 August 2014].
- [96] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/notfallplan-gas-bundesrepublik-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. [Zugriff am 7 August 2014].
- [97] Energy Exchange Austria, „Tradenews Energy,“ 1 Juli 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.exaa.at/exaa/pressestimmen/st-20140701.pdf>. [Zugriff am 17 August 2014].
- [98] Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), „Gaspreisszenario 2013 - die (Online-)Informationsangebote des VIK,“ Februar 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://service.gasportal.info/aktuelles/presse/material/auszug-vik-mitteilungen_02_2013. [Zugriff am 17 August 2014].
- [99] LBD Beratungsgesellschaft, „Notleidende Gasspeicherverträge,“ 20 Dezember 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.lbd.de/cms/2.0-energie-und-emissionen/notleidene-gasspeichervertraege-lv2062.htm>. [Zugriff am 17 August 2014].
- [100] Becker Büttner Held, „Gasspeicher in Europa – Eine Momentaufnahme der Regulierer,“ 27 Januar 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/gasspeicher-in-europa-eine-momentaufnahme-der-regulierer/>. [Zugriff am 17 August 2014].

- [101] WirtschaftsBlatt Medien GmbH, „Der freie Gasmarkt steht auf der Probe,“ 05 August 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://wirtschaftsblatt.at/home/meinung/kommentare/1438413/Der-freie-Gasmarkt-steht-auf-der-Probe>. [Zugriff am 17 August 2014].
- [102] M. Rövekamp, *Energiewende – Raus aus dem Chaos*, Münster: Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat, 2014.
- [103] R. Eberhard und R. Hüning, *Handbuch der Gasversorgungstechnik – Gastransport und Gasverteilung*, 2. Auflage, K. Homann und R. Hüning, Hrsg., München Wien: Oldenbourg Verlag, 1984.
- [104] K. Homann und R. Hüning, *Handbuch der Gas-Rohrleitungstechnik*, 2. Auflage, K. Homann und R. Hüning, Hrsg., München Wien: Oldenbourg Verlag, 1977.
- [105] H.-G. Fasold und H.-N. Wahle, „Physikalische Grundlagen des Transports von Fluiden in Rohrleitungen mit Folgerungen für die Leitungsplanung,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 725-729, Dezember 1992.
- [106] H.-G. Fasold und H.-N. Wahle, „Einfluß der Rohrreibungszahl auf die Transportkapazität und die spezifischen Kosten von Gasrohrleitungen,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 109-118, März 1996.
- [107] J. Mischner, „Zur Berechnung des Druckverlaufs in Gasrohrleitungen,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 266-277, Mai 2009.
- [108] J. Mischner, „Zur Ermittlung von Stoffdaten für die hydraulische Berechnung von Gasrohrleitungen,“ *GWF Gas Erdgas*, S. 210-223, April 2009.
- [109] W. Bohl, *Technische Strömungslehre*, 10. Auflage, Hrsg., Würzburg: Vogel, 1994.
- [110] INGAS - Integrated GAS Powertrain, „Sustainable Surface Transport,“ 13 September 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ingas-eu.org/docs/DB0.1.pdf>. [Zugriff am 13 Juni 2014].

-
- [111] G. Vogel, „Gasverdichteranlagen,“ in *Handbuch der Gasversorgungstechnik – Gastransport und Gasverteilung*, 2. Auflage, K. Homann und R. Hüning, Hrsg., München Wien, Oldenbourg Verlag, 1984, S. 393-444.
- [112] H. Köhler, „Rohrnetzberechnung,“ in *Grundlagen der Gastechnik - Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*, 3. Auflage, G. Cerbe, Hrsg., München Wien, Carl Hanser Verlag, 1988, S. 107-154.
- [113] W. Conrad, „Gas-Druckregelanlagen,“ in *Handbuch der Gasversorgungstechnik - Gastransport und Gasverteilung*, R. Eberhard und R. Hüning, Hrsg., München Wien, Oldenbourg Verlag, 1984, S. 445-586.
- [114] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. - Technisch-wissenschaftlicher Verein - (DVGW), Lexikon der Gastechnik, Essen: Vulkan-Verlag, 1990.
- [115] H. Lethen, „Gastransport - Gasverteilung,“ in *Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*, München Wien, Carl Hanser Verlag, 1988, S. 155-206.
- [116] G. Knauf, „Ausgleich der Verbrauchsspitzen,“ in *Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung*, 3. Auflage, München Wien, Carl Hanser Verlag, 1988, S. 207-242.
- [117] H.-G. Haddenhorst, „Gasspeicherung,“ in *Handbuch der Gasversorgungstechnik – Gastransport und Gasverteilung*, 2. Auflage, München, R. Oldenbourg Verlag GmbH, 1984, S. 587-654.
- [118] H. Recknagel, „Planung und Berechnung von Gasversorgungssystemen,“ in *Handbuch der Gasversorgungstechnik – Gastransport und Gasverteilung*, R. Eberhard und R. Hüning, Hrsg., München Wien, Oldenbourg Verlag, 1984, S. 83-194.
- [119] Liwacom Informationstechnik GmbH und SIMONE Research Group s.r.o., Benutzerhandbuch SIMONE Version 6.0, Essen, Prag, 2012.

- [120] Deutsches Emissionshandelsregister, „Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2008-2012,“ 28 Februar 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/NAP%20II/20110228-NAP-Tabelle.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 13 Dezember 2011].
- [121] Deutsches Emissionshandelsregister, „Angaben zu den Konten, Betreibern, Kontakten und Erfüllungsstatus,“ 28 Februar 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.register.dehst.de/crweb/report/public/accountOhDispatch.do?event=pdfCheck>. [Zugriff am 14 Dezember 2011].
- [122] Open Grid Europe GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xchg/SID-E29586D2-2992CE25/open-grid-europe-internet/hs.xsl/2105.htm>. [Zugriff am 1 Mai 2013].
- [123] Open Grid Europe GmbH, „Leitungskarte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://entriplus.open-grid-europe.com/mts.web/egt/Leitungskarte/index>. [Zugriff am 3 Februar 2013].
- [124] Open Grid Europe GmbH, „Beteiligung,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xchg/SID-3093F2A0-977C07C1/open-grid-europe-internet/hs.xsl/2889.htm>. [Zugriff am 7 Februar 2013].
- [125] Open Grid Europe GmbH, „Entry-Exit-Information,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://entriplus.open-grid-europe.com/mts.web/egt/Leitungskarte/index>. [Zugriff am 17 Januar 2013].
- [126] E.ON Ruhrgas AG, „Unternehmensporträt,“ Oktober 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xbcr/SID-3F57EEF5-25451972/er-corporate/ER_GB_2005_gesamt_D.pdf. [Zugriff am 16 März 2012].

-
- [127] Elpro GmbH, „Referenzen,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.elpro.de>. [Zugriff am 16 März 2012].
- [128] Open Grid Europe GmbH, „Ermittlung des langfristigen Kapazitätsbedarfs 2011,“ 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/xbcr/SID-50920494-BF1AA5DA/open-grid-europe-internet/ELKB_3103.pdf. [Zugriff am 14 März 2012].
- [129] Echo online, „Auch beim Gastransport fallen die Schranken,“ 9 November 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.echo-online.de/region/gross-gerau/gernsheim/Auch-beim-Gastransport-fallen-die-Schranken;art1236,114947>. [Zugriff am 1 Juni 2014].
- [130] Pipeline Systems, „NETRA compressor station Wardenburg,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.pipelinesystems.com/english/pipeline-pdf/referenzen-wiro/05_PD_349_wr_Wardenburg.pdf. [Zugriff am 14 März 2012].
- [131] MAN Diesel & Turbo SE, „Gas turbine-compressor unit for the Werne natural gas compressor station,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.mandieselturbo.com/files/news/files/12086/turbo823e.pdf>. [Zugriff am 25 März 2012].
- [132] Bezirksregierung Arnsberg, „Amtsblatt,“ 12 Juni 2010. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/a/amtsblatt/2010/abl_23_10.pdf. [Zugriff am 16 März 2012].
- [133] PR Center, „Open Grid Europe investiert in Werne,“ 4 Mai 2011. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.prcenter.de/Open-Grid-Europe-investiert-in-Werne.253182.html>. [Zugriff am 16 März 2012].

- [134] PLEcon Pipeline Engineering Consulting GmbH, „Neubau Maschineneinheiten 11 und 12, Verdichterstation Porz,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.plecon.de/de/referenzen.html>. [Zugriff am 16 März 2012].
- [135] GASCADE Gastransport GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=fernleitungsnetz>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [136] GASCADE Gastransport GmbH, „Gascade Fernleitungsnetz,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gascade.de/fileadmin/downloads/GASCADE_Gasfernleitungsnetz_120302.pdf. [Zugriff am 30 September 2012].
- [137] GASCADE Gastransport GmbH, „Die GASCADE-Infrastruktur,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=infrastruktur>. [Zugriff am 30 September 2012].
- [138] GASCADE Gastransport GmbH, „Netzdaten,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://gascade.biz/ivo/>. [Zugriff am 23 Januar 2013].
- [139] GASCADE Gastransport GmbH, „Verdichterstationen,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=verdichterstationen>. [Zugriff am 9 März 2012].
- [140] MAN Diesel & Turbo SE, „Erdgasverdichterstation Mallnow,“ Januar 2009. [Online]. Verfügbar unter: http://mandieselturbo.com/files/news/files/12086/96dpi_MTM_Mallnow_Projekt%201004d.pdf. [Zugriff am 9 März 2012].
- [141] ONTRAS Gastransport GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ontras.com/cms/index.php?id=strukturdaten>. [Zugriff am 11 April 2013].

-
- [142] ONTRAS Gastransport GmbH, „Netzkarte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.ontras.com/cms/index.php?id=netzkarte. [Zugriff am 3 Februar 2013].
- [143] ONTRAS Gastransport GmbH, „Leitungsnetz,“ Februar 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.vng.de/VNG-Internet/de/zz_Mediacenter/zz_grafiken/VNG_Ontras_Leitungsnetz_2011_02.pdf. [Zugriff am 12 Februar 2013].
- [144] ONTRAS Gastransport GmbH, „Transparenz-Tool,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ontras.com/cms/transparenz/transparenz-tool/>. [Zugriff am 13 Juli 2013].
- [145] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gasunie.de/main-menu/erdgastransport/leitungsnetz/das-gasunie-leitungsnetz/details-zum-gasleitungsnetz>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [146] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Das Gasunie Leitungsnetz,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gasunie.de/main-menu/erdgastransport/leitungsnetz/das-gasunie-leitungsnetz>. [Zugriff am 21 September 2012].
- [147] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Tages- und Stundenwerte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://toast.gasunie.de/GUD/Search.aspx>. [Zugriff am 7 Juli 2013].
- [148] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Integrated Open Season,“ 20 November 2008. [Online]. Verfügbar unter: <https://selvbetjening.preprod.energinet.dk/NR/rdonlyres/F11C0399-7DFF-4147-87EF-3872E8F8BD14/0/Gasunie201108.pdf>. [Zugriff am 17 März 2012].

- [149] Gasunie Deutschland GmbH & Co. KG, „Erdgas für Morgen,“ 3 Februar 2011. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.erdgas-fuer-morgen.de/uploads/bestanden/845bb719-13f2-4cef-8a3e-c1c8efd11207..> [Zugriff am 14 März 2012].
- [150] WESER-KURIER Mediengruppe Bremer Tageszeitungen AG , „Verdichterstation Achim hat hohen Stellenwert,“ 5 April 2011. [Online]. Verfügbar unter: www.weser-kurier.de/Artikel/Region/Landkreis-Verden/354473/Verdichterstation-Achim-hat-hohen-Stellenwert.html. [Zugriff am 21 März 2012].
- [151] Bilfinger, „Souveräne Zusammenarbeit dreier BIS Gesellschaften,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bis.bilfinger.com/index.php?id=105>. [Zugriff am 21 März 2012].
- [152] Energie Spektrum, „Virtueller Handel wird Realität,“ November 2005. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.energiespektrum.de/index.cfm?pid=1442&pk=26266>. [Zugriff am 1 Juni 2014].
- [153] Thyssengas GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.thyssengas.com/web/cms/de/241814/thyssengas/netzauskunft/transparenzinformation/strukturdaten/>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [154] Thyssengas GmbH, „Netzkarten,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.thyssengas.com/web/cms/de/241776/thyssengas/netzauskunft/transparenzinformation/netzkarten/>. [Zugriff am 3 Februar 2013].
- [155] Thyssengas GmbH, „Infoassistent,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: www.thyssengas.com/netzauskunft/transparenzinformation/infoassistent/. [Zugriff am 5 Mai 2013].

-
- [156] Thyssengas GmbH, „RWE Transportnetz Gas modernisiert Erdgasverdichter,“ 16 Juli 2008. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.thyssengas.com/web/cms/mediablob/de/243182/data/508298/1/thyssengas/presse/pressemitteilung/16.07.2008.pdf>. [Zugriff am 21 März 2012].
- [157] Thyssengas GmbH, „Erdgaslogistik – unser Part in der neuen Energiewelt,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.thyssengas.com/web/cms/mediablob/de/332774/data/332766/4/thyssengas/presse/imagebroschuere/Imagebroschuere-als-PDF-runterladen.pdf>. [Zugriff am 14 März 2012].
- [158] Terranets bw GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.terranets-bw.de/fileadmin/public/redakteure/pdf/NETZSTRUKTUR.pdf>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [159] Terranets bw GmbH, „GVS Netzkarte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.terranets-bw.de/fileadmin/public/redakteure/pdf/GVS_Netzkarte.pdf. [Zugriff am 2 Februar 2013].
- [160] Terranets bw GmbH, „Technische Beschreibung,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.terranets-bw.de/de/erdgastransport/gasnetz/technische-beschreibung.html>. [Zugriff am 3 Januar 2013].
- [161] P. Behmer, „Verdichterstation Ochtrup mit Elektroantrieb und regelbarem Planetengetriebe,“ *GWF Gas Erdgas*, S. S. 462-465, Juli/August 2002.
- [162] GVS, „Herbsttagung der Ortsvorsteher in Scharenstetten,“ 15 Oktober 2009. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gvs-erdgas.de/ueber-die-gvs/presse/presse-detail/news/Herbsttagung%20der%20Ortsvorsteher%20in%20Scharenstetten-1230/1808/neste/1.html>. [Zugriff am 1 Juni 2014].

- [163] Bayernets GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter:
http://www.bayernets.de/start_netzinformation.aspx?int_name=_70410.
[Zugriff am 4 April 2013].
- [164] Bayernets GmbH, „Netzinformation,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
http://www.bayernets.de/start_netzinformation.aspx?int_name=_70403.
[Zugriff am 3 Februar 2013].
- [165] Bayernets GmbH, „BN Grid Info,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
<http://kapazitaet.bayernets.de/BNGridInfo/default.aspx>. [Zugriff am 28 März 2013].
- [166] Gastransport Nord GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gtg-nord.de/de/transparenz/strukturdaten.php>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [167] Gastransport Nord GmbH, „Netzauskunft,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
http://www.gtg-nord.de/de/transparenz/netzkarte__netzauskunft.php.
[Zugriff am 3 Februar 2013].
- [168] Gastransport Nord GmbH, „Transparenztool,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gtg-nord.de/de/transparenz/transparenztool.php>. [Zugriff am 6 Mai 2013].
- [169] Jordgas Transport GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://jordgastransport.de/de/netzplan.html>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [170] Jordgas Transport GmbH, „Netzplan,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
<http://jordgastransport.de/de/netzplan.html>. [Zugriff am 7 Februar 2013].
- [171] Jordgas Transport GmbH, „Kapazitätsinfo,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
<http://jordgastransport.de/de/kapazitaetsinfo.html>. [Zugriff am 2 Januar 2013].

-
- [172] Nowega GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.nowega.de/pdf_files/04_netztransparenz/strukturmerkmale-des-gasversorgungsnetzes_2012-12-31.pdf. [Zugriff am 4 April 2013].
- [173] Nowega GmbH, „Grundlagen Netzzugang,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.nowega.de/netzzugang/grundlagen_netzzugang/grundlagen_netzzugang.html. [Zugriff am 3 Februar 2013].
- [174] Nowega GmbH, „Downloads Netztransparenz,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.nowega.de/downloads/downloads.html>. [Zugriff am 14 Mai 2013].
- [175] GRTgaz Deutschland GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.grtgaz-deutschland.de/de/content/pipeline-System/technischebeschreibung>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [176] GRTgaz Deutschland GmbH, „Leitungskarten,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/120>. [Zugriff am 30 September 2012].
- [177] GRTgaz Deutschland GmbH, „Pipelinesystem,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.grtgaz-deutschland.de/sites/default/files/shared/karten/megal_map_gassflussrichtung_de_1202.pdf. [Zugriff am 30 September 2012].
- [178] GRTgaz Deutschland GmbH, „Kapazitätsübersicht,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.grtgaz-deutschland.de/netzzugang/kapazitaetsuebersicht>. [Zugriff am 13 Mai 2013].
- [179] OPAL, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://opal-nel-transport.de/ivo/info.jsp>. [Zugriff am 4 April 2013].

- [180] OPAL, „Netzdaten,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://opal-gastransport.biz/ivo/>. [Zugriff am 8 August 2013].
- [181] OPAL NEL Transport GmbH, „Verdichterstation Radeland,“ 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.opal-nel-transport.de/verdichterstation_radeland.html. [Zugriff am 14 Dezember 2011].
- [182] NEL, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.nel-gastransport.de/>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [183] NEL, „Netzdaten,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <https://nel-gastransport.biz/ivo/>. [Zugriff am 1 Juni 2013].
- [184] LBGT, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.lbtg.de/cps/rde/xchg/SID-5E8EAF49-EA964990/lbtg/hs.xml/341.htm>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [185] GOAL, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.goal-tso.de/hoofdmenu/erdgastransport/leitungsnetz/details-zum-gasleitungsnetz>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [186] Fluxys Deutschland GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.fluxys.com/nel/>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [187] Fluxys Deutschland GmbH, „Commercial available capacities,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://gasdata.de.fluxys.com/sdpde/Pages/Reports/CapacitiesFlows.aspx>. [Zugriff am 1 Juni 2014].
- [188] Fluxys TENP GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.fluxys.com/tenp/de/TenpSystemInfo/InfrastructureInfo/InfrastructureInfo1>. [Zugriff am 4 April 2013].

-
- [189] Fluxys TENP GmbH, „Koordinierter Marktprozess zur Buchung langfristiger Gastransportkapazitäten zwischen Italien, Schweiz, Deutschland und Belgien,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.fluxys.com/tenp/de/TenpSystemInfo/SouthNorthProject/ReverseFlow>. [Zugriff am 30 Mai 2014].
- [190] Fluxys TENP GmbH, „More Info TENP System,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fluxystenp.com/en/tenpsysteminfo/~/_media/FluxysTENP/Files/Mo relInfoTENPSystem%20pdf.ashx. [Zugriff am 3 Januar 2013].
- [191] EWE Netz GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ewe-netz.de/gas/strukturmerkmale.php>. [Zugriff am 25 Juni 2013].
- [192] EWE Netz GmbH, „Erdgasnetzgebiet der EWE NETZ GmbH,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.ewe-netz.de/gas/netzkarten.php>. [Zugriff am 30 Mai 2014].
- [193] EWE Netz GmbH, „Netzpunkte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.ewe-netz.de/pdf_n/2014_01_08_RVN_Netzpunkte.xlsx. [Zugriff am 7 August 2013].
- [194] EWE Netz GmbH, „Tatsächliche Lastflüsse,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://edm-moin.ewe.de/ec3/lastfluesse_gas.php?lastgang=Tats%E4chliche%20Lastfl%C3%BCsse&na_art=ESP&speriode=in%20Tagen. [Zugriff am 1 Juni 2104].
- [195] Open Grid Regional GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.open-grid-regional.com/cps/rde/xchg/SID-7FE41B71-6AE5A889/open-grid-regional-internet/hs.xsl/348.htm>. [Zugriff am 6 Mai 2013].

- [196] Open Grid Regional GmbH, „Leitungskarte OGR,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.open-grid-regional.com/cps/rde/xbcr/SID-7FE41B71-6AE5A889/open-grid-regional-internet/Leitungskarte_OGR_DE.pdf. [Zugriff am 30 September 2012].
- [197] Erdgastransportgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (ETG), „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.etg-thueringen.de/etg/servlet/OpenPortal>. [Zugriff am 4 April 2013].
- [198] Erdgastransportgesellschaft Thüringen-Sachsen mbH (ETG), „Open Portal,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.etg-thueringen.de/etg/servlet/OpenPortal>. [Zugriff am 3 Februar 2013].
- [199] Gas-Union Transport GmbH & Co. KG, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gas-union-transport.de/download.php?datei=aprilbericht_2011.pdf. [Zugriff am 4 April 2013].
- [200] Gas-Union Transport GmbH & Co. KG, „Netzkarte,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gas-union-transport.de/58-0-Netzkarte.html>. [Zugriff am 12 Februar 2013].
- [201] E.ON Avacon, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.eon-avacon.com/cms/Default.aspx?id=6030&ch=9&n=eb6b537f82f743b780c2dfd6b4d29fdf#2>. [Zugriff am 25 Juni 2013].
- [202] Westnetz GmbH, „Netzstrukturdaten,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.westnetz.de/web/cms/de/1626090/westnetz/netz-gas/netzkennzahlen/strukturmerkmale/>. [Zugriff am 25 Juni 2013].

-
- [203] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Gasnetzkarte,“ 2010. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gasnetzkarte.de/>. [Zugriff am 9 September 2010].
- [204] VGE Verlag GmbH, „VGE Gasversorgungsnetze in Deutschland,“ WGI Verlag, Dortmund, 2009.
- [205] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), „Transparency Platform,“ 17 Januar 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gas-roads.eu/gte_tp/html/route/end. [Zugriff am 17 Januar 2013].
- [206] GASCADE Gastransport GmbH, „Netzinformationen zu STEGAL (Go West: Russisches Erdgas für Deutschland),“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=stegal>. [Zugriff am 15 Mai 2014].
- [207] GRTgaz Deutschland GmbH, „MEGAL Parallelleitung offiziell in Betrieb genommen,“ 11 Oktober 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.grtgaz-deutschland.de/de/node/429>. [Zugriff am 15 Mai 2014].
- [208] GASCADE Gastransport GmbH, „GASCADE leistet Vorarbeit für Erweiterung der MIDAL,“ 17 September 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=pi-120917&L=0>. [Zugriff am 15 Mai 2014].
- [209] GRTgaz Deutschland GmbH, „Newsletter Nr. 1 Mai 2012 - GRTgaz Deutschland GmbH,“ 1 Mai 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://drupal.grtgaz-deutschland.de/node/391>. [Zugriff am 15 Mai 2014].
- [210] GASCADE Gastransport GmbH, „Neuer Markgebietsübergangspunkt geht in Betrieb,“ 22 Januar 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gascade.de/index.php?id=pi-140122>. [Zugriff am 15 Mai 2014].

- [211] Fernleitungsnetzbetreiber, „Anlage 1 zum Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013,“ Inputliste Modellierung, 1 April 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.fnb-gas.de/files/anlage_1_nep-gas-2013_inputliste_modellierung_2013-04-01.xls. [Zugriff am 10 April 2013].
- [212] Trac-X Primary, „Netzpunkte,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <https://primary.trac-x.de/pkp/net/nodes.xhtml?conversationContext=2>. [Zugriff am 30 Januar 2012].
- [213] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Maßgebliche Punkte der Fernleitungsnetzbetreiber gemäß Art. 18 Abs. 4 VO 715/2009,“ 30 Juni 2011. [Online]. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011_001bis100/BK7-11-012_bis_023_BKV/BK7-11-012-023_Tabelle.xls?__blob=publicationFile. [Zugriff am 16 Januar 2013].
- [214] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), „Capacity Data Map,“ Juni 2010. [Online]. Verfügbar unter: http://www.entsog.eu/download/maps_data/ENTSOG_CAP_MapData_June_2010_final.xls. [Zugriff am 26 Januar 2012].
- [215] B. Sauer, Versorgungssicherheit trotz Rückgang des L-Gas-Aufkommens: Entwicklung einer Methodik zur transparenten Anpassungsplanung von Gasversorgungssystemen, Dissertation, TU Clausthal, voraussichtlich 2015.
- [216] Gassco AS, „Pipelines and platforms,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gassco.no/en/our-activities/pipelines-and-platforms/>. [Zugriff am 29 Mai 2014].
- [217] RWE AG, „Versorgung der Tschechischen Republik und der EU gestärkt: Gaspipeline GAZELLE in Betrieb genommen,“ 14 Januar 2013. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.rwe.com/web/cms/de/37110/rwe/presse-news/pressemitteilungen/pressemitteilungen/?pmid=4008828>. [Zugriff am 22 August 2014].

-
- [218] Net4Gas, s.r.o., „Gazelle FAQ,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.net4gas.cz/en/faq-gazela/>. [Zugriff am 29 Mai 2014].
- [219] Gas Infrastructure Europe, „GSE Gas Storage Map,“ Mai 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.gie.eu.com/download/maps/GSE_STOR_MAPDATA_MAY2012.xls. [Zugriff am 15 Januar 2013].
- [220] Google Inc., „Google Earth,“ 2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.google.de/intl/de/earth/>. [Zugriff am 21 März 2012].
- [221] Deutsches Emissionshandelsregister, „Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte,“ 3 August 2004. [Online]. Verfügbar unter: http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/Archiv/Zuteilung_2005-2007/Zut2007_Emissionsfaktoren_C-Gehalte.pdf?__blob=publicationFile. [Zugriff am 9 März 2012].
- [222] Deutscher Wetterdienst, „Ausgabe von Klimadaten zum "Download" Tageswerte,“ 31 Dezember 2012. [Online]. Verfügbar unter: http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=_dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigation%2FOeffentlichkeit%2FKlima__Umwelt%2FKlimadaten%2FKlIdaten__kostenfrei%2Fausgabe__tageswerte__node.html%3. [Zugriff am 15 Juli 2013].
- [223] Betreiber der Gasversorgungsnetze in Deutschland, „Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen,“ 2012.
- [224] Statistisches Bundesamt, „Gasabsatz, Erlöse: Deutschland, Jahre, Abnehmergruppen,“ 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/logon?language=de&sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=43341-0001>. [Zugriff am 21 Februar 2014].

- [225] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bericht zum Stand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12,“ 3 Mai 2012. [Online]. Verfügbar unter:
www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/NetzBericht_ZustandWinter11_12pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. [Zugriff am 22 August 2014].
- [226] International Energy Agency, „Monthly gas data survey,“ 2013. [Online]. Verfügbar unter:
<http://www.iea.org/statistics/relatedsurveys/monthlygasdatasurvey/>. [Zugriff am 23 Februar 2014].

Anhang

12.1 Verdichterstationen und Maschinenleistungen

Bei der folgenden Tabelle handelt es sich um eine Abschätzung der Anzahl der Verdichtermaschinen und ihrer Leistungen auf den jeweiligen Stationen in Deutschland. Die Angaben können von der Realität abweichen.

Tabelle 16: Abschätzung der Anzahl und Leistung der Stationsverdichter

Beschreibung	Eigentümer	Station	Verdichter	Antriebsart	Leistung [MW]	Summenleistung [MW]
VS Krummhörn	OGE	H	H	Gasturbine	12	61,4
			H	Gasturbine	12	
			H	Gasturbine	12	
			H	Gasturbine	12	
			H	Gasturbine	13,4	
VS Bunde OGE	OGE	H	H	Gasturbine	3	11
			H	Gasturbine	4	
			H	Gasturbine	4	
VS Epe OGE	OGE	H/L	H	Gasturbine	17,5	35
			L	Gasturbine	17,5	
VS Emsbüren	OGE	L	L	Gasturbine	12	24
			L	Gasturbine	12	
VS Gescher	OGE	L	L	Gasturbine	12	24
			L	Gasturbine	12	
VS Elten	NETG	L	L	Gasturbine	10	30
			L	Gasturbine	10	
			L	Gasturbine	10	
VS St. Hubert		L	L	Gasturbine	10	20
			L	Gasturbine	10	
VS Werne	OGE	H/L	H	Gasturbine	25	98
			H	Gasturbine	25	
			H	Gasturbine	7,7	
			H	Gasturbine	7,7	
			L	Gasturbine	8,3	
			L	Gasturbine	8,3	
			L	Gasturbine	8	
L	Gasturbine	8				
VS Porz OGE	OGE	H	H	Elektromotor	16,4	32,8
			H	Elektromotor	16,4	

Fortsetzung von Tabelle 16

Beschreibung	Eigentümer	Station	Verdichter	Antriebsart	Leistung [MW]	Summenleistung [MW]
VS Porz METG	METG	H/L	H	Gasturbine	20	68
			H	Gasturbine	20	
			L	Gasturbine	13	
			L	Gasturbine	5	
			L	Gasturbine	5	
VS Scheidt METG	METG	H/L	H	Gasturbine	5	20
			H	Gasturbine	5	
			L	Gasturbine	5	
			L	Gasturbine	5	
VS Gernsheim	OGE	H	H	Gasturbine	5	15
			H	Gasturbine	5	
			H	Gasturbine	5	
VS Rimpar	OGE	H	H	Gasturbine	13	26
			H	Gasturbine	13	
VS Renzenhof	OGE	H	H	Gasturbine	9,5	19
			H	Gasturbine	9,5	
VS Waidhaus	OGE	H	H	Gasturbine	10	30
			H	Gasturbine	10	
			H	Gasturbine	10	
VS Ellund	DEUDAN	H	H	Gasturbine	5,5	16,5
			H	Gasturbine	5,5	
			H	Gasturbine	5,5	
VS Quarnstedt	DEUDAN	H	H	Gasturbine	2,8	8,4
			H	Gasturbine	2,8	
			H	Gasturbine	2,8	
VS Holtum	NETRA	H	H	Gasturbine	10	20
			H	Gasturbine	10	
VS Wardenburg NETRA	NETRA	H	H	Gasturbine	7,9	23,7
			H	Gasturbine	7,9	
			H	Gasturbine	7,9	
VS Ochtrup	Thyssengas	H	H	Elektromotor	4,8	9,6
			H	Elektromotor	4,8	
VS Hünxe	Thyssengas	H	H	Gasturbine	6,3	18,6
			H	Gasturbine	6,3	
			H	Elektromotor	6	
VS Hamborn	Thyssengas	H/L	H/L	Elektromotor	18	18
VS Rysum TG	Thyssengas	H	H	Gasturbine	10,3	34,3
VS Rysum	Gasunie	H	H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	

Fortsetzung von Tabelle 16

Beschreibung	Eigentümer	Station	Verdichter	Antriebsart	Leistung [MW]	Summenleistung [MW]
VS Bunde Gasunie	Gasunie	H	H	Gasturbine	1	4
			H	Gasturbine	1	
			H	Gasturbine	1	
			H	Gasturbine	1	
VS Folmhusen	Gasunie	H/L	H/L	Gasturbine	5,3	18,1
			H/L	Gasturbine	5,3	
			L	Gasturbine	7,5	
VS Wardenburg	Gasunie	H/L	H/L	Elektromotor	7	14
			L	Elektromotor	7	
VS Achim	Gasunie	H/L	H	Gasturbine	5,5	21,8
			H	Gasturbine	5,5	
			H/L	Gasturbine	5,5	
			L	Gasturbine	5,3	
VS Bunde Gascade	Gascade	H	H	Elektromotor	6,4	12,8
			H	Elektromotor	6,4	
VS Rehden	Gascade	H	H	Elektromotor	11	22
			H	Elektromotor	11	
VS Lippe	Gascade	H	H	Gasturbine	12,9	40,8
			H	Gasturbine	12,9	
			H	Gasturbine	15	
VS Weisweiler	Gascade	H	H	Elektromotor	12,5	50,5
			H	Elektromotor	12,5	
			H	Elektromotor	12,5	
			H	Elektromotor	13	
VS Reckrod	Gascade	H	H	Gasturbine	12,9	77
			H	Gasturbine	12,9	
			H	Gasturbine	12,9	
			H	Gasturbine	12,9	
			H	Gasturbine	25,4	
VS Eischleben	Gascade	H	H	Gasturbine	30,1	85,6
			H	Gasturbine	30,1	
			H	Gasturbine	25,4	
VS Rückersdorf	Gascade	H	H	Gasturbine	25,4	76,2
			H	Gasturbine	25,4	
			H	Gasturbine	25,4	
VS Olbernhau	Gascade	H	H	Gasturbine	9,45	28,35
			H	Gasturbine	9,45	
			H	Gasturbine	9,45	
VS Mallnow	Gascade	H	H	Gasturbine	25,4	96,2
			H	Gasturbine	25,4	
			H	Gasturbine	25,4	
			H	Dampfturbine	20	

Fortsetzung von Tabelle 16

Beschreibung	Eigentümer	Station	Verdichter	Antriebsart	Leistung [MW]	Summenleistung [MW]
VS Gernsheim Gascade	Gascade	H	H	Gasturbine	8	8
VS Bobbau	Ontras	H	H	Gasturbine	10	20
			H	Gasturbine	10	
VS Sayda	Ontras	H	H	Gasturbine	6	18
			H	Gasturbine	6	
			H	Gasturbine	6	
VS Radeland	OPAL	H	H	Gasturbine	31,7	99,1
			H	Gasturbine	33,7	
			H	Gasturbine	33,7	
VS Mittelbrunn MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	8	40
			H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	
VS Gernsheim MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	13	52
			H	Gasturbine	13	
			H	Gasturbine	13	
			H	Gasturbine	13	
VS Rimpar MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	6	18
			H	Gasturbine	6	
			H	Gasturbine	6	
VS Rothenstadt MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	8	24
			H	Gasturbine	8	
			H	Gasturbine	8	
VS Waidhaus MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	17	120
			H	Gasturbine	17	
			H	Gasturbine	17	
			H	Gasturbine	17	
			H	Gasturbine	26	
			H	Gasturbine	26	
VS Wildenranna MEGAL	MEGAL	H	H	Gasturbine	7	21
			H	Gasturbine	7	
			H	Gasturbine	7	
			H	Gasturbine	7	
VS Stolberg	TENP	H	H	Gasturbine	9,86	44,86
			H	Gasturbine	9,86	
			H	Gasturbine	22,9	
			H	Gasturbine	2,24	
VS Mittelbrunn	TENP	H	H	Gasturbine	14	56
			H	Gasturbine	14	
			H	Gasturbine	14	
			H	Gasturbine	14	

Fortsetzung von Tabelle 16

Beschreibung	Eigentümer	Station	Verdichter	Antriebsart	Leistung [MW]	Summenleistung [MW]
VS Schwarzach	TENP	H	H	Gasturbine	10	30
			H	Gasturbine	10	
			H	Gasturbine	10	
VS Hügelheim	TENP	H	H	Gasturbine	10	35,5
			H	Gasturbine	10	
			H	Gasturbine	4	
			H	Gasturbine	11,5	
VS Blankenloch	Terranets	H	H	Gasturbine	4	18
			H	Gasturbine	5	
			H	Gasturbine	5	
			H	Elektromotor	4	
VS Scharenstetten	Terranets	H	H	Gasturbine	5	15
			H	Gasturbine	5	
			H	Gasturbine	5	
VS Haiming	Bayernets	H	H	Gasmotor	8	19
			H	Gasturbine	11	

12.2 Daten der Untergrundgasspeicher

Tabelle 17: Speicher sortiert nach Arbeitsgasvolumen (Mai 2012)

GSE Nr.	Anlage	Eigentümer /Betreiber	Typ	Gas	Arbeitsgasvolumen [kWh]	
					vorhanden	projektiert
85	Rehden	Wingas	Erschöpftes Feld	H	47.040.000.000	
10	Haidach	RAG/Wingas/Gazprom Export	Erschöpftes Feld (Gas)	H	29.568.000.000	
9	Haidach 5	RAG	Erschöpftes Feld (Gas)	H	179.200.000	
53	Epe EGS H-Gas	E.ON. Gas Storage GmbH	Salzkaverne	H	17.472.000.000	526.400.000
57	Bierwang	E.ON. Gas Storage GmbH	Erschöpftes Feld (Gas)	H	16.240.000.000	
11	7Fields (Austria)	RAG / E.ON. Gas Storage	Erschöpftes Feld (Gas)	H	13.048.000.000	10.192.000.000
75	Bad Lauchstädt	VNG Gasspeicher GmbH	Salzkaverne/Erschöpftes Feld	H	12.723.200.000	2.184.000.000
59	Etzel Erdgas Lager EGL	E.ON. Gas Storage GmbH (Anteil)	Salzkaverne	H	11.715.200.000	
74	Bernburg	VNG Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	H	11.580.800.000	
68	Breitbrunn	E.ON. Gas Storage GmbH	Erschöpftes Feld (Gas)	H	11.110.400.000	
87	Huntorf L	EWE	Salzkaverne	L	10.690.000.000	
88	Nüttermoor L	EWE	Salzkaverne	L		
66	Uelsen	Storengy Deutschland	Erschöpftes Feld (Gas)	H	8.400.000.000	
84	Inzenham-West	RWE Dea	Erschöpftes Feld	H	5.600.000.000	
62	Epe RGS H-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	H	5.219.200.000	
58	Etzel ESE	E.ON. Gas Storage GmbH	Salzkaverne	H	5.208.000.000	8.612.800.000
58	Etzel ESE	OMV Gas Storage GmbH (Anteil)	Salzkaverne	H	2.576.000.000	4.144.000.000
58	Etzel ESE	VNG Gasspeicher GmbH (Anteil)	Salzkaverne	H		1.792.000.000
58	Etzel ESE	Gas Union (Anteil)	Salzkaverne	H	381.920.000	761.600.000

Fortsetzung von Tabelle 17:

GSE Nr.	Anlage	Eigentümer /Betreiber	Typ	Gas	Arbeitsgasvolumen [kWh]	
					vorhanden	projektiert
89	Nüttermoor H	EWE	Salzkaverne	H	4.984.000.000	
54	Epe EGS L-Gas	E.ON. Gas Storage GmbH	Salzkaverne	L	4.630.000.000	
83	Wolfersberg	Bayerngas / RWE Dea	Erschöpftes Feld	H	4.088.000.000	
61	Epe RGS L-Gas	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	L	3.740.000.000	1.700.000.000
65	Stassfurt	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	H	3.337.600.000	5.600.000.000
98	Kraak	E.ON. Gas Storage GmbH/E.ON Hanse (Eigentümer)	Salzkaverne	H	3.225.600.000	
52	Krummhörn	E.ON. Gas Storage GmbH	Salzkaverne	H	2.643.200.000	
69	Peckensen	Storengy Deutschland	Salzkaverne	H	2.464.000.000	1.792.000.000
63	Kalle	RWE Gasspeicher GmbH	Aquiferspeicher	H	2.408.000.000	
76	Kirchheiligen	VNG Gasspeicher GmbH	Erschöpftes Feld	H	2.128.000.000	
64	Xanten	RWE Gasspeicher GmbH	Salzkaverne	H	2.083.200.000	
94	Bremen-Lesum	Bremen Stadtwerke	Salzkaverne	L	750.000.000	
94	Bremen-Lesum	Storengy Deutschland	Salzkaverne	L	2.040.000.000	
73	Buchholz	VNG Gasspeicher GmbH	Aquiferspeicher	H	1.960.000.000	
82	Empelde	GHG	Salzkaverne	L	1.587.000.000	
56	Stockstadt	E.ON. Gas Storage GmbH	Aquiferspeicher	H	1.512.000.000	
67	Harsefeld	Storengy Deutschland	Salzkaverne	H	1.332.800.000	
100	Reckrod	Gas Union	Salzkaverne	H	1.232.000.000	
77	Katharina	Erdgasspeicher Peissen GmbH	Salzkaverne	H	1.181.600.000	7.044.800.000
55	Hähnlein	E.ON. Gas Storage GmbH	Aquiferspeicher	H	896.000.000	

Fortsetzung von Tabelle 17:

GSE Nr.	Anlage	Eigentümer /Betreiber	Typ	Gas	Arbeitsgasvolumen [kWh]	
					vorhanden	projektiert
95	Frankenthal	Enovos - - Creos	Aquiferspeicher	H	705.600.000	
79	Eschenfelden	E.ON. Gas Storage GmbH (Anteil)	Aquiferspeicher	H	537.600.000	
79	Eschenfelden	N-ERGIE (Anteil)	Aquiferspeicher	H	268.800.000	
90	Rüdersdorf H	EWE	Salzkaverne	H	403.200.000	
70	Fronhofen-Trigonodus	Storengy Deutschland	Erschöpftes Feld (Gas)	H	246.400.000	
60	Sandhausen	E.ON. Gas Storage GmbH (Anteil)	Aquiferspeicher	H	168.000.000	
60	Sandhausen	Terranets (Anteil)	Aquiferspeicher	H	168.000.000	
80	Etzel Crystal	EDF - EnBW	Salzkaverne	H		4.457.600.000
81	Etzel EKB	Gazprom Germania/BP/DON G	Salzkaverne	H		3.987.200.000
86	Jemgum	E.ON. Gas Storage GmbH	Salzkaverne	H		22.400.000.000
86	Jemgum	Wingas	Salzkaverne	H		11.200.000.000
86	Jemgum	EWE	Salzkaverne	H		3.584.000.000
Summe Deutschland					216.677.320.000	79.786.400.000
Summe inkl. der Speicher Haidach und 7F (AU)					259.472.520.000	89.978.400.000

Fortsetzung von Tabelle 17:

GSE Nr.	Anlage	Auspeicherrate [kWh/h]		Einspeicherrate [kWh/h]	
		vorhanden	projektiert	vorhanden	projektiert
85	Rehden	26.880.000		15.680.000	
10	Haidach	12.320.000		11.200.000	
9	Haidach 5	224.000		224.000	
53	Epe EGS H-Gas	19.366.667		13.440.000	
57	Bierwang	13.440.000		8.960.000	
11	7Fields (Austria)	6.799.333	5.306.000	4.536.000	2.664.667
75	Bad Lauchstädt	10.304.000		6.486.667	
59	Etzel Erdgas Lager EGL	14.560.000		6.720.000	
74	Bernburg	10.318.000		5.091.333	
68	Breitbrunn	5.824.000		2.800.000	
87	Huntorf L	13.000.000		4.850.000	
88	Nüttermoor L				
66	Uelsen	5.040.000		3.360.000	
84	Inzenham-West	3.920.000		1.568.000	
62	Epe RGS H-Gas	9.744.000		2.520.000	
58	Etzel ESE	8.260.000	8.633.333	8.260.000	8.073.333
58	Etzel ESE	2.940.000		2.940.000	
58	Etzel ESE				
58	Etzel ESE				
89	Nüttermoor H	8.176.000		4.648.000	
54	Epe EGS L-Gas	11.958.333		5.916.667	
83	Wolfersberg	3.360.000		1.568.000	
61	Epe RGS L-Gas	5.000.000	4.000.000	2.000.000	2.000.000
65	Stassfurt	2.800.000	?	1.120.000	?
98	Kraak	4.480.000		1.899.333	
52	Krummhörn	3.360.000		980.000	
69	Peckensen	5.600.000	3.266.667	1.773.333	700.000
63	Kalle	5.040.000		2.240.000	
76	Kirchheiligen	1.400.000		1.568.000	

Fortsetzung von Tabelle 17:

GSE Nr.	Anlage	Ausspeicherrate [kWh/h]		Einspeicherrate [kWh/h]	
		vorhanden	projektiert	vorhanden	projektiert
64	Xanten	3.136.000		1.120.000	
94	Bremen-Lesum				
94	Bremen-Lesum				
73	Buchholz	896.000		560.000	
82	Empelde	3.900.000		930.000	
56	Stockstadt	1.493.333		1.008.000	
67	Harsefeld	3.360.000		1.008.000	
100	Reckrod				
77	Katharina	886.667		513.333	
55	Hähnlein	1.120.000		653.333	
95	Frankenthal				
79	Eschenfelden	980.000		373.333	
79	Eschenfelden	466.667		186.667	
90	Rüdersdorf H	1.568.000		672.000	
70	Fronhofen-Trigonodus	840.000		224.000	
60	Sandhausen	233.333		112.000	
60	Sandhausen	233.333		112.000	
80	Etzel Crystal		6.720.000		3.360.000
81	Etzel EKB				
86	Jemgum				
86	Jemgum		11.200.000		7.840.000
86	Jemgum		2.800.000		2.240.000
	Summe Deutschland	213.884.333	36.620.000	113.862.000	24.213.333
	Summe inkl. der Speicher Haidach und 7F (AU)	233.227.667	41.926.000	129.822.000	26.878.000

12.3 Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des L-Gas-Fernleitungsnetzes

Das maximale Potential der jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte entspricht im Jahr 2014 dem maximalen Potential des Jahres 2012.

Tabelle 18: Angenommene Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des L-Gas-Fernleitungsnetzes

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Elten/Zevenaar	OGE/THY	Entry	Import	22.687.126	27.028.286
Vreden/Winterswijk	OGE/THY	Entry	Import	14.871.934	15.341.558
Oude Stanzijl L	GUS	Entry	Import	7.023.228	10.652.454
Oude Stanzijl	GTG	Entry	Import	3.786.205	3.854.490
Tegelen	OGE	Entry	Import	103.292	206.000
Haanrade	THY	Entry	Import	44.859	205.262
			Summe Import	48.516.645	57.288.050
Bad Bentheim	OGE	Entry	Produktion	1.113.046	1.113.046
Schneeren	NOW	Entry	Produktion	1.000.000	1.000.000
Frenswegen	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Lehringen	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Rehden_EGM	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Unterlüß LL-Gas	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Steinbrink EGM	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Voigtei EGM	NOW	Entry	Produktion	754.603	1.747.711
Doetlingen UE L	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Husum	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Lehringen RI Lutlum	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Lehringen RI Voigtei	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Unterluess LL	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Schneeren	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Voigtei	GUS	Entry	Produktion	482.019	1.598.793
Sulingen	GTG	Entry	Produktion	301.834	728.900
Steinbrink Produktion	OGE	Entry	Produktion	194.252	2.875.477
Steinfeld-Düpe	GTG	Entry	Produktion	162.544	728.900
Biogas	alle NB	Entry	Produktion	60.000	60.000
			Summe Produktion	10.733.422	28.184.144

Fortsetzung von Tabelle 18:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Po- tential 2012 [kWh/h]
Epe L	OGE	Entry	Ausspeicherung	7.373.080	19.100.000
Gronau-Epe L1	OGE	Entry	Ausspeicherung	1.002.476	5.000.000
Gronau-Epe L2	OGE	Entry	Ausspeicherung	928.509	4.000.000
Nüttermoor	GTG	Entry	Ausspeicherung	3.849.212	6.500.000
Huntorf	GTG	Entry	Ausspeicherung	2.476.706	6.500.000
Lesum	GUS	Entry	Ausspeicherung	1.475.891	2.151.101
Nüttermoor L	GUS	Entry	Ausspeicherung	1.117.569	1.397.524
Thoense L	GUS	Entry	Ausspeicherung	1.000.000	1.000.000
Empelde	NOW	Entry	Ausspeicherung	483.204	3.900.000
			Summe Ausspeicherung	19.706.647	49.548.625
Epe L	OGE	Exit	Einspeicherung	0	5.916.667
Gronau-Epe L1	OGE	Exit	Einspeicherung	0	2.040.000
Gronau-Epe L2	OGE	Exit	Einspeicherung	0	2.000.000
Nüttermoor	GTG	Exit	Einspeicherung	0	2.659.046
Huntorf	GTG	Exit	Einspeicherung	0	2.554.419
Lesum	GUS	Exit	Einspeicherung	0	1.195.835
Nüttermoor L	GUS	Exit	Einspeicherung	0	980.000
Thoense L	GUS	Exit	Einspeicherung	0	0
Empelde	NOW	Exit	Einspeicherung	0	1.339.943
			Summe Einspeicherung	0	18.685.910
Zevenaar	THY	Exit	Export	0	4.000.001
Oude Stanzijl	GTG	Exit	Export	0	189.000
Oude Stanzijl L	GUS	Exit	Export	0	1.021.603
Elten	OGE	Exit	Export	0	8.361.992
Tegelen	OGE	Exit	Export	0	0
Vreden	OGE	Exit	Export	0	5.318.945
			Summe Export	0	18.891.540
			Summe incl. Verbrauch	78.956.714	90.093.147
		Summe Entry		78.956.714	135.020.819
		Summe Exit		78.956.714	127.670.597

12.4 Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des H-Gas-Fernleitungsnetzes

Das maximale Potential der jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkte entspricht im Jahr 2014 an den meisten Punkten dem maximalen Potential des Jahres 2012. Differenzen, die sich durch Ausbaumaßnahmen ergeben, sind jeweils in Klammern in der Spalte „Max. Potential 2012“ ergänzt.

Tabelle 19: Angenommene Spitzenlastflüsse Anfang Februar 2012 und Maximalpotentiale des H-Gas-Fernleitungsnetzes

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Greifswald-OPAL	OPL	Entry	Import	12.821.551	12821551 (2014: 47.990.000)
Greifswald-NEL	NEL	Entry	Import	0	0 (2014: 21.428.000)
Ellund	GUS	Entry	Import	0	1.190.652
Ellund	OGE	Entry	Import	0	1.471.616
Dornum	JDG	Entry	Import	12.767.000	12.767.000
Dornum	OGE	Entry	Import	23.518.303	24.386.000
Dornum	GUS	Entry	Import	190.000	190.000
Emden PPC/ NPT	THY	Entry	Import	0	188.000
Emden EMS/ EPT	THY	Entry	Import	1.450.000	2.884.000
Emden-NPT	GUS	Entry	Import	1.074.288	1.374.960
Emden-EPT1	GUS	Entry	Import	7.401.722	13.698.411
Emden NPT	OGE	Entry	Import	5.995.521	8.093.515
Emden EPT	OGE	Entry	Import	7.991.661	16.923.453
Emden	JDG	Entry	Import	5.964.400	10.876.802
Oude Stanzijl	OGE	Entry	Import	6.372.731	12.510.731
Oude Stanzijl 2	OGE	Entry	Import	0	0
Oude Stanzijl H	GUS	Entry	Import	2.533.383	2.678.462
Bunde	GSC	Entry	Import	378.642	12.419.667
Bocholtz	OGE	Entry	Import	19.813.005	18.428.500
Bocholtz	FLX	Entry	Import	17.535.000	15.456.056
Bocholtz - Vetschau	THY	Entry	Import	181.302	678.607
Lichtenbusch	THY	Entry	Import	218.522	218.522
Eynatten	GSC	Entry	Import	2.069.694	14.403.893
Eynatten	OGE	Entry	Import	0	12.982.000
Eynatten	FLX	Entry	Import	0	1.591.000
Remich	OGE	Entry	Import	0	1.510.000
Medelsheim	OGE	Entry	Import	0	5.479.529
Medelsheim	GRT	Entry	Import	0	17.337.265

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Wallbach	OGE	Entry	Import	0	0
Wallbach	FLX	Entry	Import	0	0
Kiefersfelden- Kufstein	OGE	Entry	Import	707.896	707.896
Kiefersfelden Tirol	BNN	Entry	Import	0	890.400
Überackern	OGE	Entry	Import	0	1.799.172
Überackern 2	BNN	Entry	Import	4.438.809	10.573.985
Überackern/ABG	BNN	Entry	Import	348.748	9.589.000
Oberkappel	OGE	Entry	Import	0	6.873.278
Oberkappel	GRT	Entry	Import	0	6.873.278
Waidhaus	GRT	Entry	Import	9.075.138	19.082.000
Waidhaus	OGE	Entry	Import	25.360.148	35.988.066
Deutschneudorf	ONT	Entry	Import	0	11.266.019
Brandov-STEGAL	GSC	Entry	Import	8.307.220	9.458.990
Mallnow	GSC	Entry	Import	23.966.841	41.891.180
Lasow	ONT	Entry	Import	0	1.490.827
Kamminke Entry	ONT	Entry	Import	28.891	215.000
			Summe Import	200.510.416	379.259.283 (2014: 435.855.732)
Doetlingen UE H	GUS	Entry	Produktion	675.506	6.760.000
Groothusen	GUS	Entry	Produktion	675.506	120.000
Bahnsen	GUS	Entry	Produktion	675.506	675.506
Imbrock	GUS	Entry	Produktion	675.506	75.000
Leer EGM	GUS	Entry	Produktion	675.506	168.000
Visselhövede MEEG	GUS	Entry	Produktion	675.506	665.600
Loeningen EGM	NOW	Entry	Produktion	421.867	421.867
Biogas	alle NB	Entry	Produktion	346.822	918.571
Rehden EGM	GSC	Entry	Produktion	0	0
Norderschubyfeld	GUS	Entry	Produktion	0	0
			Summe Produktion	4.821.724	9.804.544
Rehden	GSC	Entry	Ausspeicherung	15.666.299	26.760.000
Etzel	OGE	Entry	Ausspeicherung	12.563.380	8.020.002
Etzel	GUS	Entry	Ausspeicherung	1.526.250	1.526.250
ETZEL EGL	JDG	Entry	Ausspeicherung	0	2.000.000
ETZEL EKB	JDG	Entry	Ausspeicherung	0	1.000.000
ETZEL ESE	JDG	Entry	Ausspeicherung	0	427.628
Etzel ESE	GUS	Entry	Ausspeicherung	0	2.000.000

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4	OGE	Exit	Ausspeicherung	0	0 (2014: 2.000.000)
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2	OGE	Exit	Ausspeicherung	0	0 (2014: 600.000)
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 3	OGE	Exit	Ausspeicherung	0	0 (2014: 7.811.000)
Epe H	OGE	Entry	Ausspeicherung	11.460.530	3.448.149
Gronau-Epe H1	OGE	Entry	Ausspeicherung	3.371.368	3.371.368
Gronau - Epe - 1	THY	Entry	Ausspeicherung	815.200	4.300.500
Gronau - Epe - 3	THY	Entry	Ausspeicherung	815.200	4.300.500
Gronau - Epe - 7	THY	Entry	Ausspeicherung	0	1.675.500
Gronau - Epe - 9	THY	Entry	Ausspeicherung	0	1.675.500
Gronau - Epe - 11	THY	Entry	Ausspeicherung	0	0
Gronau - Epe - 13	THY	Entry	Ausspeicherung	0	0
CGS Epe	THY	Entry	Ausspeicherung	0	0
KGE Epe	THY	Entry	Ausspeicherung	0	6.143.000
Nüttermoor	GSC	Entry	Ausspeicherung	1.586.753	4.620.000
Nüttermoor	OGE	Entry	Ausspeicherung	0	0
Nüttermoor H	GUS	Entry	Ausspeicherung	0	812.000
Leer - Mooräcker - 1 (Nüttermoor H)	THY	Entry	Ausspeicherung	0	1.218.000
Leer - Mooräcker - 3 (Jemgum I)	THY	Entry	Ausspeicherung	0	0 (2014: 1.218.000)
Jemgum	GUS	Entry	Ausspeicherung	0	2.800.000
Jemgum-EWE	GSC	Entry	Ausspeicherung	0	2.800.000
Jemgum I (Plan)	GSC	Entry	Ausspeicherung	0	0 (2014: 11.200.000)
Bernburg	ONT	Entry	Ausspeicherung	12.431.264	12.431.264
Bierwang	OGE	Entry	Ausspeicherung	11.936.144	19.881.000
Bad Lauchstädt	ONT	Entry	Ausspeicherung	9.625.576	10.304.000
Peckensen	ONT	Entry	Ausspeicherung	5.011.720	7.278.298
Haidach	BNN	Entry	Ausspeicherung	4.992.759	12.934.055
Haidach, Stufe II	OGE	Entry	Ausspeicherung	0	0
Haiming 2 7F	OGE	Entry	Ausspeicherung	4.316.319	7.542.000
Haiming 2-7F/bn	BNN	Entry	Ausspeicherung	3.000.000	5.306.000
Uelsen	GUS	Entry	Ausspeicherung	4.094.244	4.144.266
Breitbrunn	OGE	Entry	Ausspeicherung	3.754.273	7.821.000
Wolfersberg	BNN	Entry	Ausspeicherung	2.702.069	5.342.200
Harsefeld	GUS	Entry	Ausspeicherung	1.471.876	3.360.000

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Steißfurt	ONT	Entry	Ausspeicherung	1.116.763	3.503.596
Stockstadt	OGE	Entry	Ausspeicherung	798.449	1.388.000
Kirchheilingen	ONT	Entry	Ausspeicherung	663.337	2.151.600
Fronhofen 1	TEN	Entry	Ausspeicherung	521.088	840.000
Buchholz	ONT	Entry	Ausspeicherung	500.513	1.137.600
Eschenfelden	OGE	Entry	Ausspeicherung	489.610	1.456.000
Sandhausen 1	TEN	Entry	Ausspeicherung	447.258	501.750
Doetlingen	GUS	Entry	Ausspeicherung	357.167	4.536.000
Hähnlein	OGE	Entry	Ausspeicherung	332.310	1.861.000
Xanten - 1	THY	Entry	Ausspeicherung	0	2.968.000
Emlichheim - Kalle - 1	THY	Entry	Ausspeicherung	0	5.265.000
Krummhörn	OGE	Entry	Ausspeicherung	0	3.591.000
Kraak	ONT	Entry	Ausspeicherung	0	810.000
Katharina	ONT	Entry	Ausspeicherung	0	898.100
Burggraf- Bernsdorf	ONT	Entry	Ausspeicherung	0	0
Frankenthal Nord	GSC	Entry	Ausspeicherung	0	0
Reckrod-Wölf	GSC	Entry	Ausspeicherung	0	0
Inzenham West	OGE	Entry	Ausspeicherung	0	1.960.000
Inzenham-West	BNN	Entry	Ausspeicherung	0	2.870.000
Schmidthausen	BNN	Entry	Ausspeicherung	0	0
			Summe Ausspeicherung	116.367.719	210.980.126 (2014: 233.809.126)
Rehden	GSC	Exit	Einspeicherung	0	19.249.814
Etzel	OGE	Exit	Einspeicherung	0	3.630.305
Etzel	GUS	Exit	Einspeicherung	0	2.415.805
ETZEL EGL	JDG	Exit	Einspeicherung	0	0
ETZEL EKB	JDG	Exit	Einspeicherung	0	0
ETZEL ESE	JDG	Exit	Einspeicherung	0	0
Etzel ESE	GUS	Exit	Einspeicherung	0	0
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 4	OGE	Exit	Einspeicherung	0	0 (2014: 850.000)
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 2	OGE	Exit	Einspeicherung	0	0
Friedeburg-Etzel, Bitzenlander Weg 3	OGE	Exit	Einspeicherung	0	0 (2014: 9.316.000)
Epe H	OGE	Exit	Einspeicherung	0	13.265.000
Gronau-Epe H1	OGE	Exit	Einspeicherung	0	2.900.000
Gronau-Epe H3	OGE	Exit	Einspeicherung	0	198.000

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Gronau - Epe - 2	THY	Exit	Einspeicherung	0	949.501
Gronau - Epe - 4	THY	Exit	Einspeicherung	0	949.501
Gronau - Epe - 8	THY	Exit	Einspeicherung	0	558.500
Gronau - Epe - 10	THY	Exit	Einspeicherung	0	558.500
CGS Epe	THY	Exit	Einspeicherung	0	0
KGE Epe	THY	Exit	Einspeicherung	0	1.899.000
Nüttermoor	GSC	Exit	Einspeicherung	0	1.710.000
Nüttermoor	OGE	Exit	Einspeicherung	0	0
Nüttermoor H	GUS	Exit	Einspeicherung	0	812.000
Leer - Mooräcker - 2 (Nüttermoor H)	THY	Exit	Einspeicherung	0	0
Leer - Mooräcker - 4 Jemgum I)	THY	Exit	Einspeicherung	0	0
Jemgum	GUS	Exit	Einspeicherung	0	2.307.000
Jemgum-EWE	GSC	Exit	Einspeicherung	0	2.240.000
Jemgum I (Plan)	GSC	Exit	Einspeicherung	0	0 (2014: 7.840.000)
Bernburg	ONT	Exit	Einspeicherung	0	5.091.333
Bierwang	OGE	Exit	Einspeicherung	0	11.131.000
Bad Lauchstädt	ONT	Exit	Einspeicherung	0	6.486.667
Peckensen	ONT	Exit	Einspeicherung	0	3.902.185
Haidach	BNN	Exit	Einspeicherung	0	12.210.000
Haidach, Stufe II	OGE	Exit	Einspeicherung	0	0
Haiming 2 7F	OGE	Exit	Einspeicherung	0	4.263.000
Haiming 2-7F/bn	BNN	Exit	Einspeicherung	0	2.664.667
Uelsen	GUS	Exit	Einspeicherung	0	1.572.612
Breitbrunn	OGE	Exit	Einspeicherung	0	5.730.000
Wolfersberg	BNN	Exit	Einspeicherung	0	3.116.000
Harsefeld	GUS	Exit	Einspeicherung	0	1.008.000
Steißfurt	ONT	Exit	Einspeicherung	0	1.687.000
Stockstadt	OGE	Exit	Einspeicherung	0	1.115.000
Kirchheilingen	ONT	Exit	Einspeicherung	0	1.662.476
Fronhofen 2	TEN	Exit	Einspeicherung	0	223.000
Buchholz	ONT	Exit	Einspeicherung	0	562.300
Eschenfelden	OGE	Exit	Einspeicherung	0	914.000
Sandhausen 2	TEN	Exit	Einspeicherung	0	220.000
Doetlingen	GUS	Exit	Einspeicherung	0	4.374.000
Hähnlein	OGE	Exit	Einspeicherung	0	805.000
Xanten - 2	THY	Exit	Einspeicherung	0	1.060.001
Emlichheim - Kalle - 2	THY	Exit	Einspeicherung	0	2.549.288
Krummhörn	OGE	Exit	Einspeicherung	0	980.000
Kraak	ONT	Exit	Einspeicherung	0	1.715.840

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Katharina	ONT	Exit	Einspeicherung	0	516.500
Burggraf- Bernsdorf	ONT	Exit	Einspeicherung	0	0
Frankenthal Nord	GSC	Exit	Einspeicherung	0	0
Reckrod-Wölf	GSC	Exit	Einspeicherung	0	0
Inzenham West	OGE	Exit	Einspeicherung	0	1.799.140
Inzenham-West	BNN	Exit	Einspeicherung	0	2.250.000
Schmidthausen	BNN	Exit	Einspeicherung	0	0
			Summe Einspeicherung	0	133.251.934 (2014: 151.262.934)
Ellund	GUS	Exit	Export	290.336	833.501
Ellund	OGE	Exit	Export	140.250	1.332.000
Dornum	OGE	Exit	Export	0	0
Dornum	GUS	Exit	Export	0	0
Oude Stanzijl	OGE	Exit	Export	0	15.063.001
Oude Stanzijl 2	OGE	Exit	Export	0	0
Oude Stanzijl H	GUS	Exit	Export	0	1.795.971
Bunde	GSC	Exit	Export	0	14.574.426
Bocholtz	OGE	Exit	Export	0	0
Bocholtz	FLX	Exit	Export	0	0
Bocholtz - Vetschau	THY	Exit	Export	0	0
Lichtenbusch	THY	Exit	Export	0	0
Emden-NPT	GUS	Exit	Export	0	0
Emden-EPT1	GUS	Exit	Export	0	0
Emden NPT	OGE	Exit	Export	0	0
Emden EPT	OGE	Exit	Export	0	0
Eynatten	GSC	Exit	Export	0	9.090.000
Eynatten	OGE	Exit	Export	12.991.536	14.250.000
Eynatten	FLX	Exit	Export	3.396.000	3.396.000
Remich	OGE	Exit	Export	2.526.421	1.781.900
Medelsheim	GRT	Exit	Export	16.291.052	21.867.000
Medelsheim	OGE	Exit	Export	7.672.199	10.110.000
Wallbach	OGE	Exit	Export	23.478.647	11.058.214
Wallbach	FLX	Exit	Export	12.100.256	15.420.000
Basel- Kleinhüningen	TEN	Exit	Export	198.146	225.000
Basel-Klybeck	TEN	Exit	Export	198.146	225.000
Thayngen- Fallentor	TEN	Exit	Export	566.086	566.086
Leiblach Grenze	TEN	Exit	Export	460.214	551.000
Lindau-Grenze	TEN	Exit	Export	460.214	551.000
Pfronten	BNN	Exit	Export	55.000	55.000

Fortsetzung von Tabelle 19:

Punktname	NB	Fluss	Punktart	Fluss [kWh/h]	Max. Potential 2012 [kWh/h]
Kiefersfelden-Kufstein	OGE	Exit	Export	0	0
Kiefersfelden Tirol	BNN	Exit	Export	998.048	1.109.277
Überackern	OGE	Exit	Export	0	5.000
Überackern 2	BNN	Exit	Export	0	6.709.000
Überackern/ABG	BNN	Exit	Export	0	820.000
Oberkappel	OGE	Exit	Export	7.511.175	13.848.690
Oberkappel	GRT	Exit	Export	7.366.528	8.938.414
Waidhaus	OGE	Exit	Export	0	0
Waidhaus	GRT	Exit	Export	0	0
Deutschneudorf	ONT	Exit	Export	5.512.133	4.498.400
Brandov	OPL	Exit	Export	12.821.551	12.821.551 (2014: 47.990.000)
Olbernhau II	GSC	Exit	Export	0	14.558.106
Mallnow	GSC	Exit	Export	0	0
Gubin	ONT	Exit	Export	18.433	22.492
Lasow	ONT	Exit	Export	1.898.577	2.407.954
Summe Export				116.950.947	188.483.984 (2014: 223.652.433)
Summe inl. Verbrauch				204.748.910	238.203.692
Summe Entry				321.699.860	600.043.953 (2014: 679.469.402)
Summe Exit				321.699.858	559.939.610 (2014: 613.119.058)

12.5 Relationen

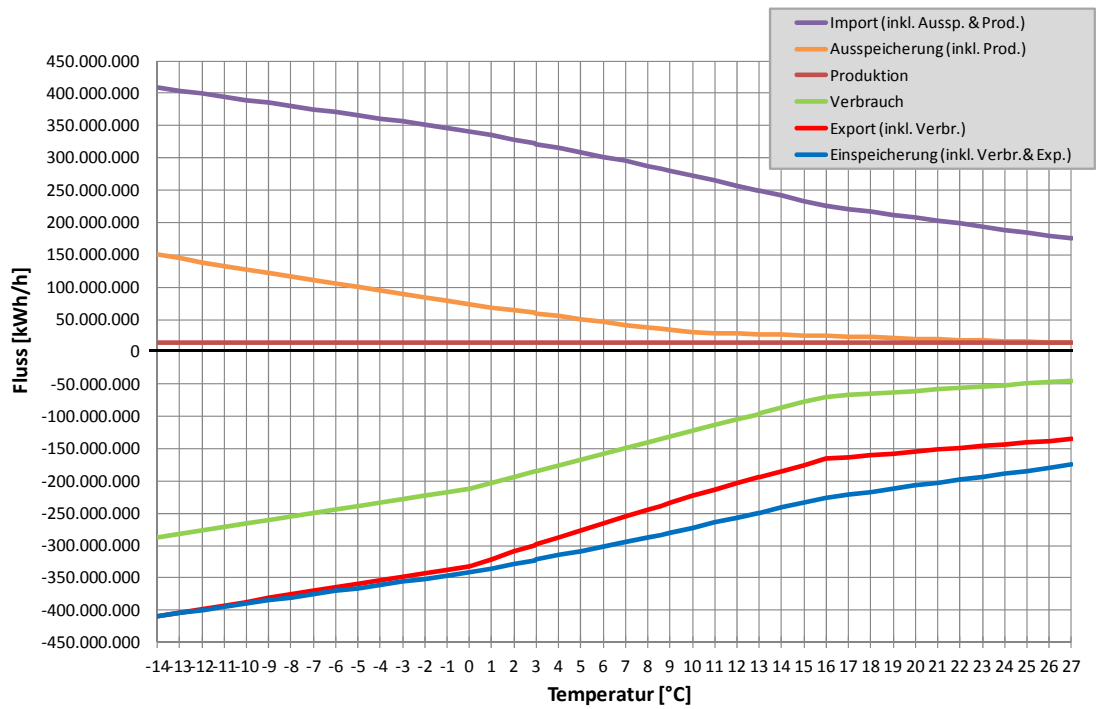


Abbildung 70: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der maximalen Stunde

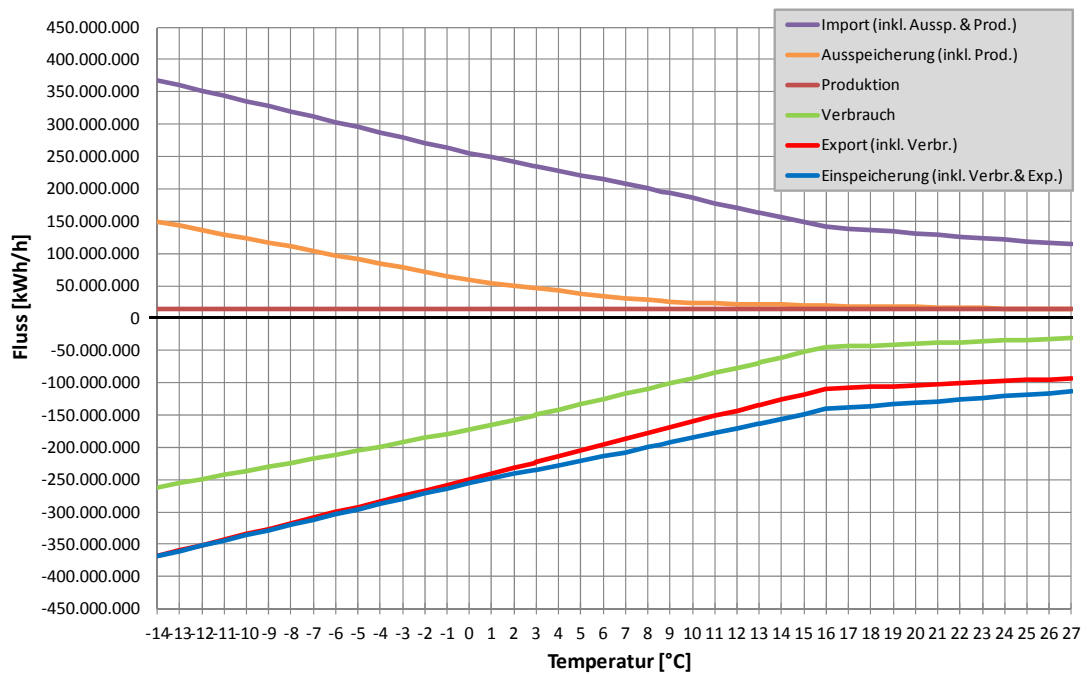


Abbildung 71: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der mittleren Stunde

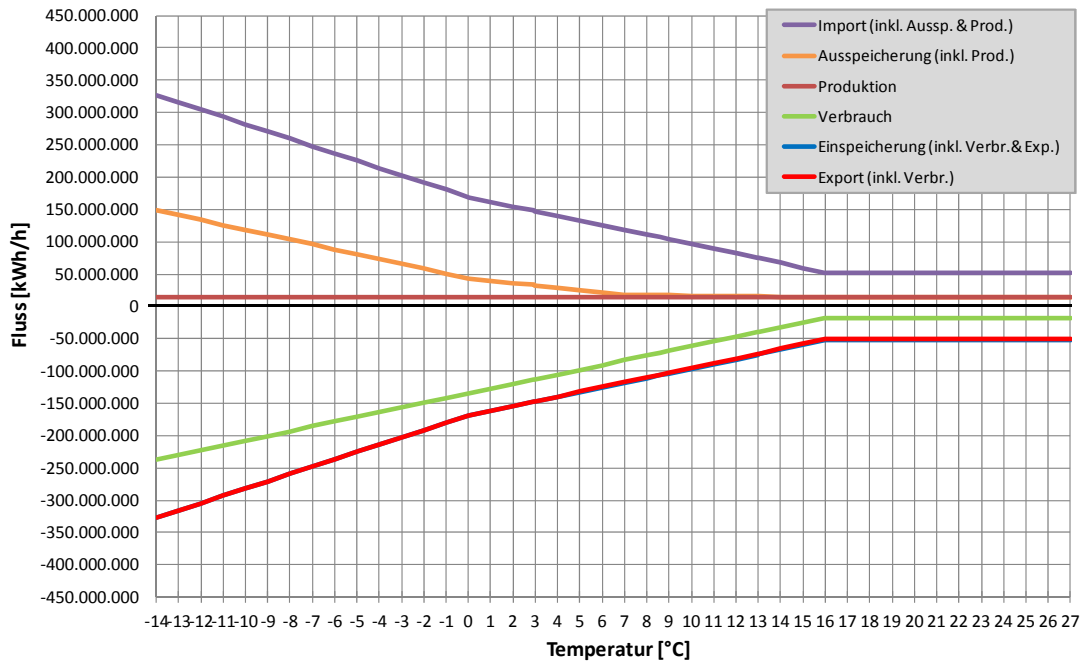


Abbildung 72: Entry- und Exit-Bilanz für H- und L-Gas in der minimalen Stunde

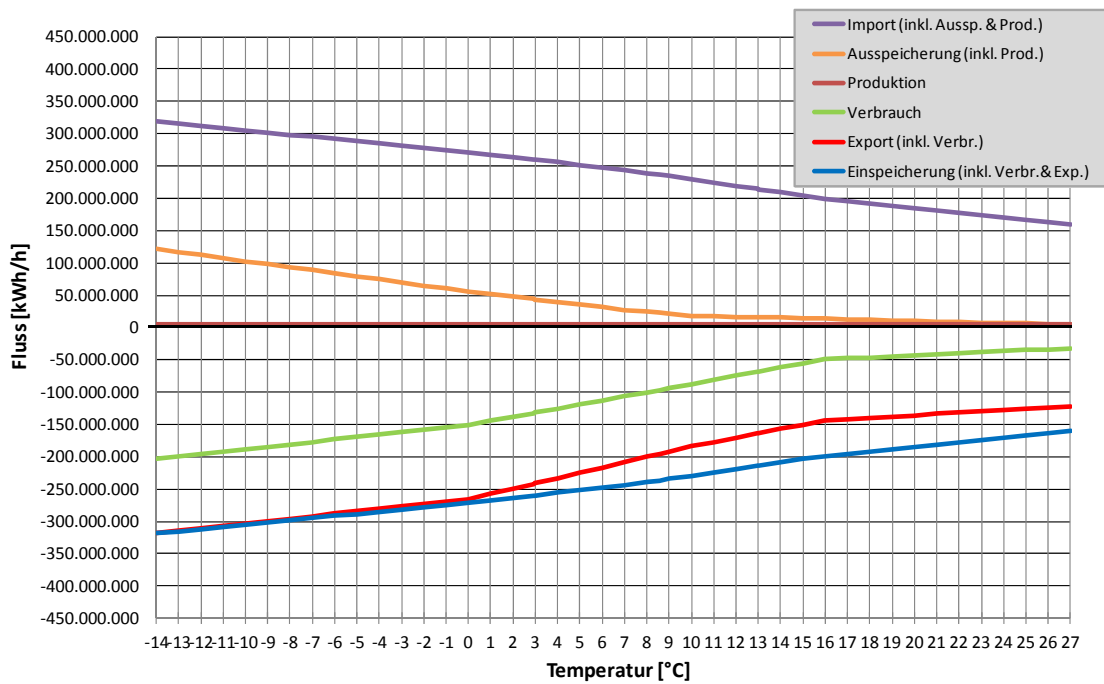


Abbildung 73: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der maximalen Stunde

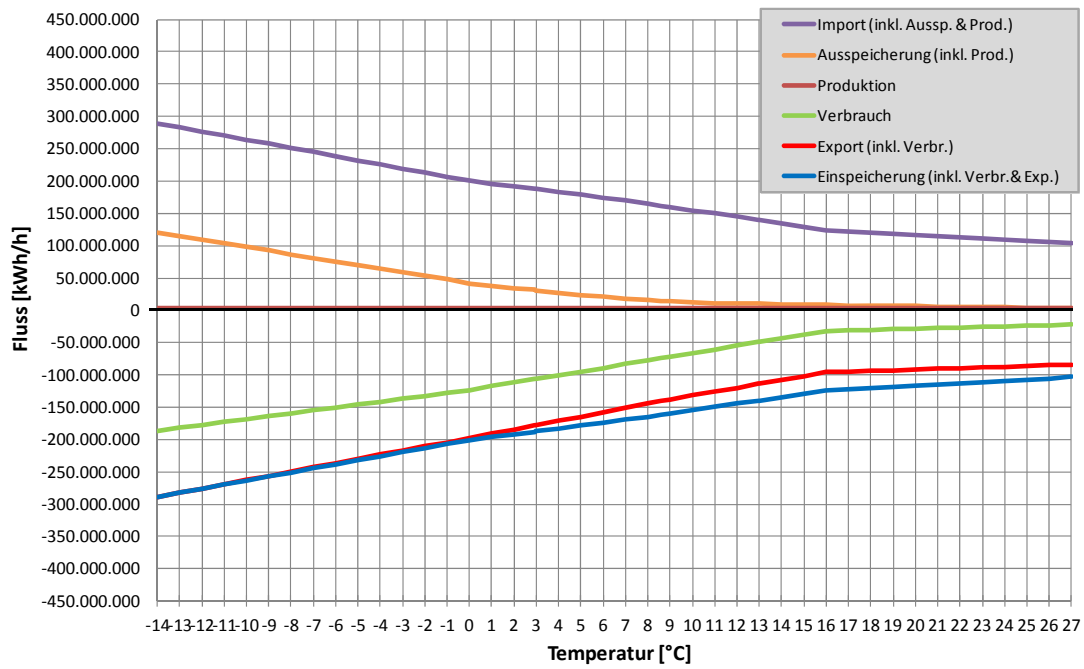


Abbildung 74: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der mittleren Stunde

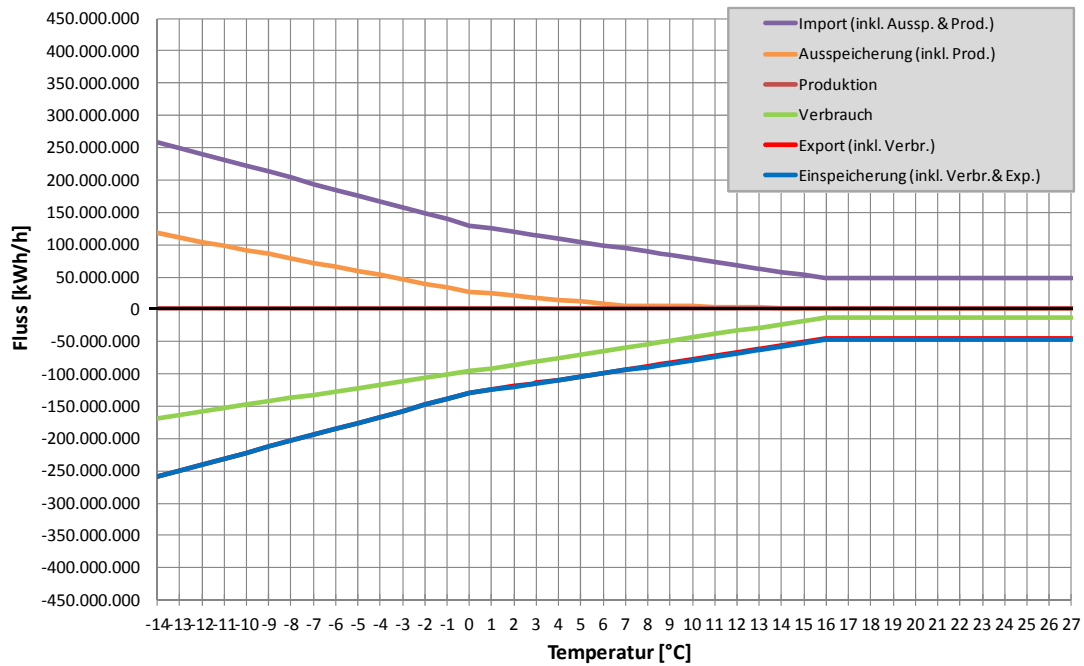


Abbildung 75: Entry- und Exit-Bilanz für H-Gas in der minimalen Stunde

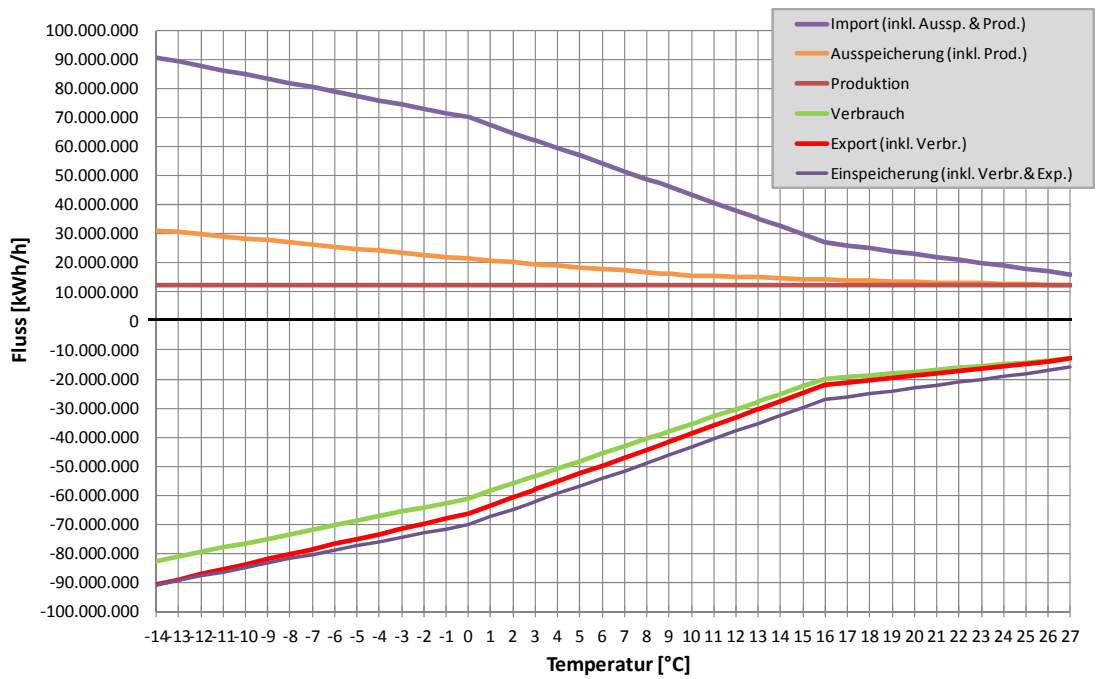


Abbildung 76: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der maximalen Stunde

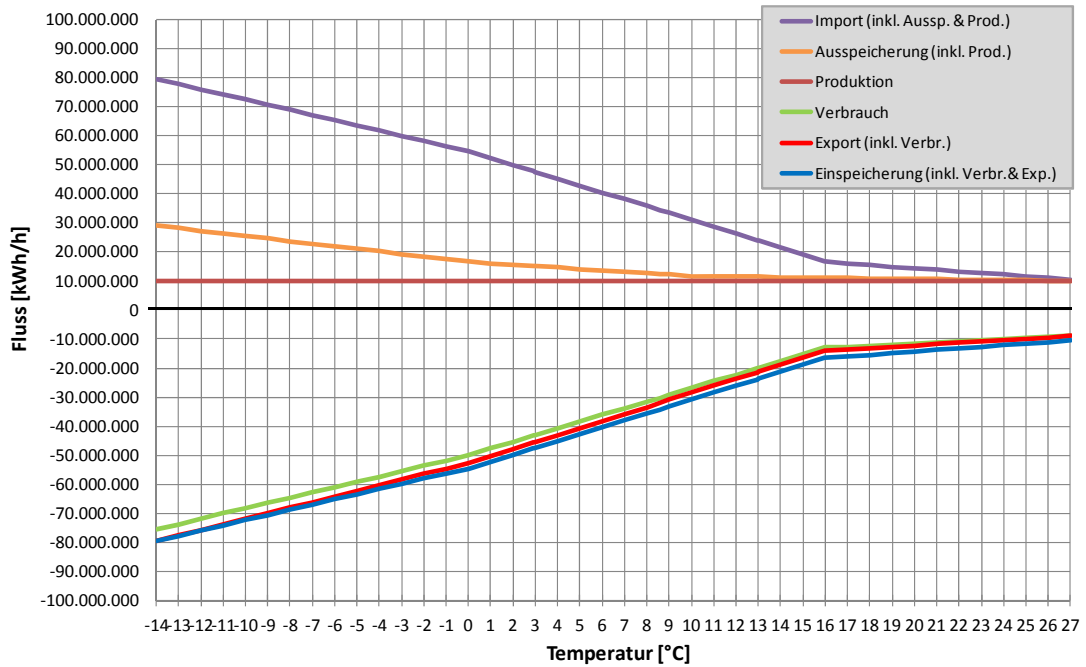


Abbildung 77: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der mittleren Stunde

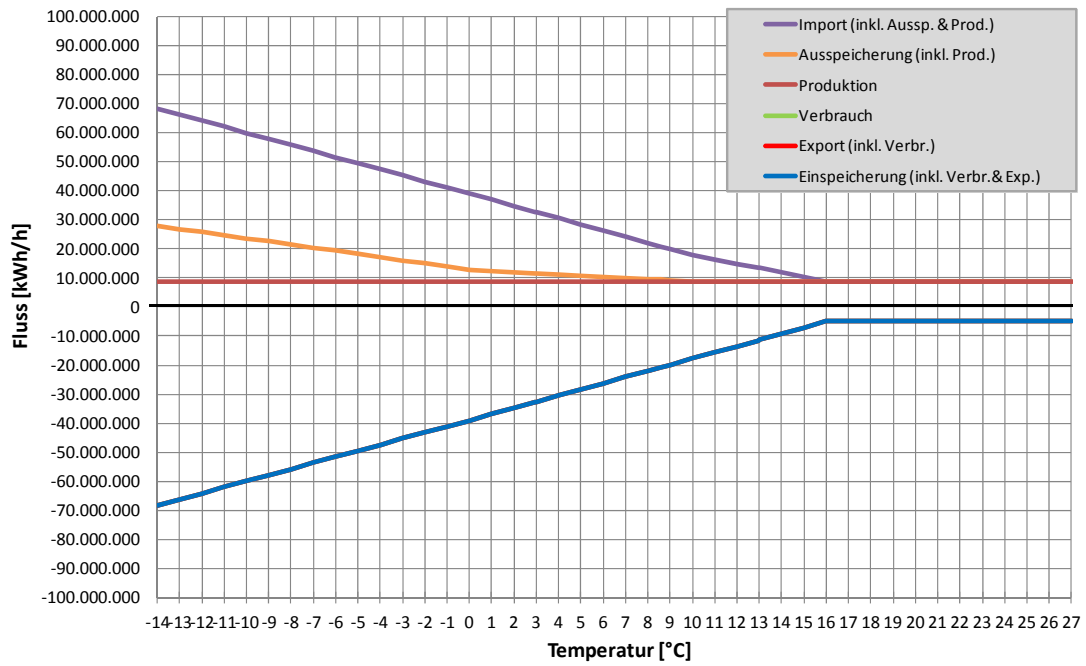


Abbildung 78: Entry- und Exit-Bilanz für L-Gas in der minimalen Stunde

12.6 Modellierte Fahrwege der Verdichterstation Krummhörn

Tabelle 20: Verdichterstation Krummhörn

Station	Stationsmaschinen	Einsatz	Leistung [MW]	ϵ_{\max}	Maschinenart
VS Krummhörn	CS_OGE_01_M1	H	12	1,5	Gasturbine
	CS_OGE_01_M2	H	12	1,5	Gasturbine
	CS_OGE_01_M3	H	12	1,5	Gasturbine
	CS_OGE_01_M4	H	12	1,5	Gasturbine
	CS_OGE_01_M5 (Ersatzmaschine EM)	H	13,4	1,5	Gasturbine

Die Station Krummhörn hat fünf Maschinen, wobei die fünfte als größte Maschine die anderen Maschinen besichert. Von diesen Maschinen können die ersten vier Maschinen besichert in den Verdichterelementen CS_OGE_01A oder CS_OGE_01B eingesetzt werden. Je nach Anzahl der in einem Szenario verwendeten Maschinen werden die Einzelleistungen summiert und die Verdichtungsverhältnisse ϵ miteinander multipliziert. Wird die fünfte Maschine eingesetzt, liegt keine Besicherung mehr vor.

Tabelle 21: Fahrwegsbeschreibungen

Fahrweg	Beschreibung	ME	CS_OGE_01A				CS_OGE_01B			
			$P_{\max} \leq$	$\epsilon_{\max} \leq$	mit EM: $P_{\max} \leq$	mit EM: $\epsilon_{\max} \leq$	$P_{\max} \leq$	$\epsilon_{\max} \leq$	mit EM: $P_{\max} \leq$	mit EM: $\epsilon_{\max} \leq$
FW1	Station geschlossen	zu	inaktiv				inaktiv			
FW2	Station Bypass	zu	inaktiv				inaktiv			
FW3	L1 (geregelt/bypass) → L2, L3 inaktiv	zu	inaktiv				inaktiv			
FW4	L1 → (verdichtet mit EM) L3	max 4 ME + 1 EM	48 MW	5,1	61,4 MW	7,6	inaktiv			
FW5	L1 → (verdichtet mit EM) L3 & (geregelt/bypass) L2	max 4 ME + 1 EM	48 MW	5,1	61,4 MW	7,6	inaktiv			
FW6	L1 → L2 & L3 (verdichtet mit EM)	max 4 ME + 1 EM	48 MW	5,1	61,4 MW	7,6	inaktiv			
FW7	L1 → L2 → L3 (verdichtet mit EM)	max 4 ME + 1 EM	12 MW - 36 MW	1,5 - 3,4	12 MW - 49,4	1,5 - 5,1	48 MW - ME A	1,5 - pi ME A	61,4 MW - ME A	1,5 - pi ME A
FW8	L1 & L2 → L3 (verdichtet mit EM)	max 4 ME + 1 EM	12 MW - 36 MW	1,5 - 3,4	12 MW - 49,4	1,5 - 5,1	48 MW - ME A	1,5 - pi ME A	61,4 MW - ME A	1,5 - pi ME A
FW9	L3 → L2 (geregelt/bypass), L1 inaktiv	zu	inaktiv				inaktiv			
FW10	L3 → L2 (verdichtet mit EM), L1 inaktiv	max 4 ME + 1 EM	inaktiv				48 MW	5,1	61,4 MW	7,6
FW11	L1 (geregelt/bypass) & L3 (geregelt/bypass) → L2	zu	inaktiv				inaktiv			
FW12	L1 (verdichtet) & L3 (geregelt/bypass) → L2	max 4 ME + 1 EM	48 MW	5,1	61,4 MW	7,6	inaktiv			
FW13	L1 (geregelt/bypass) & L3 (verdichtet) → L2	max 4 ME + 1 EM	inaktiv				48 MW	5,1	61,4 MW	7,6
FW14	L1 (verdichtet) & L3 (verdichtet) → L2	max 4 ME + 1 EM	12 MW - 36 MW	1,5 - 3,4	12 MW - 49,4	1,5 - 5,1	48 MW - ME A	1,5 - pi ME A	61,4 MW - ME A	1,5 - pi ME A

Fortsetzung von Tabelle 21

Fahrweg	Beschreibung	VA_O GE_01 _01	VA_O GE_01 _02	VA_O GE_01 _03	VA_O GE_01 _04	VA_O GE_01 _05	VA_O GE_01 _06	VA_O GE_01 _07	CV_O GE_01 _01	CV_O GE_01 _02	CV_O GE_01 _03
FW1	Station geschlossen	zu	zu	zu	zu	zu	zu	zu	zu	zu	zu
FW2	Station Bypass	zu	zu	zu	auf	zu	zu	auf	auf	zu	auf
FW3	L1 (geregelt/bypass)→ L2, L3 inaktiv	zu	zu	zu	zu	zu	zu	auf	zu	zu	auf oder aktiv
FW4	L1 → (verdichtet mit EM) L3	zu	zu	zu	zu	auf	zu	auf	zu	zu	zu
FW5	L1 → (verdichtet mit EM) L3 & (geregelt/bypass) L2	zu	zu	zu	zu	auf	zu	auf	zu	auf oder aktiv	zu
FW6	L1 → L2 & L3 (verdichtet mit EM)	auf	zu	zu	zu	auf	zu	auf	zu	zu	zu
FW7	L1 → L2 → L3 (verdichtet mit EM)	auf	zu	auf	zu	zu	auf	auf	zu	zu	zu
FW8	L1 & L2 → L3 (verdichtet mit EM)	zu	zu	zu	zu	auf	auf	auf	zu	zu	zu
FW9	L3 → L2 (geregelt/bypass), L1 inaktiv	zu	zu	zu	auf	zu	zu	zu	auf oder aktiv	zu	zu
FW10	L3 → L2 (verdichtet mit EM), L1 inaktiv	zu	auf	zu	auf	zu	zu	zu	zu	zu	zu
FW11	L1 (geregelt/bypass) & L3 (geregelt/bypass) → L2	zu	zu	zu	auf	zu	zu	zu	auf oder aktiv	auf oder aktiv	zu
FW12	L1 (verdichtet) & L3 (geregelt/bypass) → L2	auf	zu	zu	auf	zu	zu	zu	auf oder aktiv	zu	zu
FW13	L1 (geregelt/bypass) & L3 (verdichtet) → L2	zu	auf	zu	auf	zu	zu	zu	zu	auf oder aktiv	zu
FW14	L1 (verdichtet) & L3 (verdichtet) → L2	auf	auf	zu	auf	zu	zu	zu	zu	zu	zu

Die in Tabelle 21 beschriebenen Fahrweisen und Einstellungen der jeweiligen Elemente werden in der folgenden Abbildung grafisch wiedergegeben.

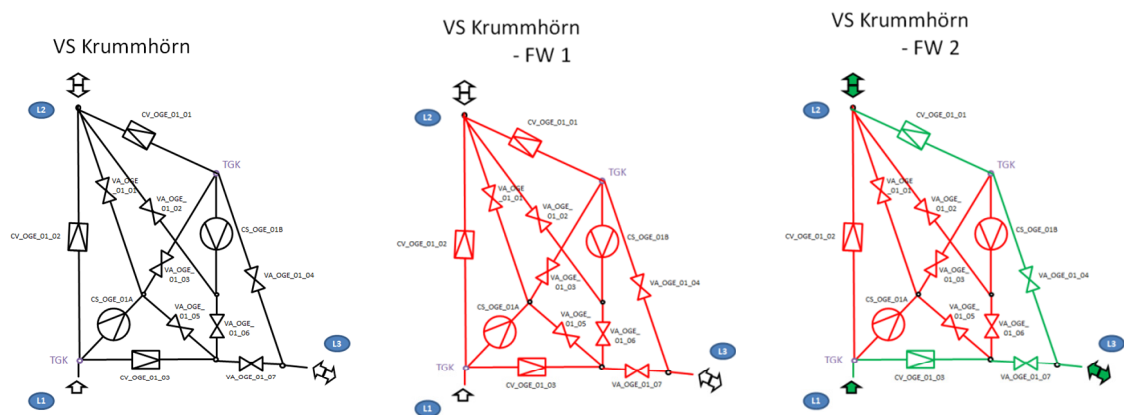
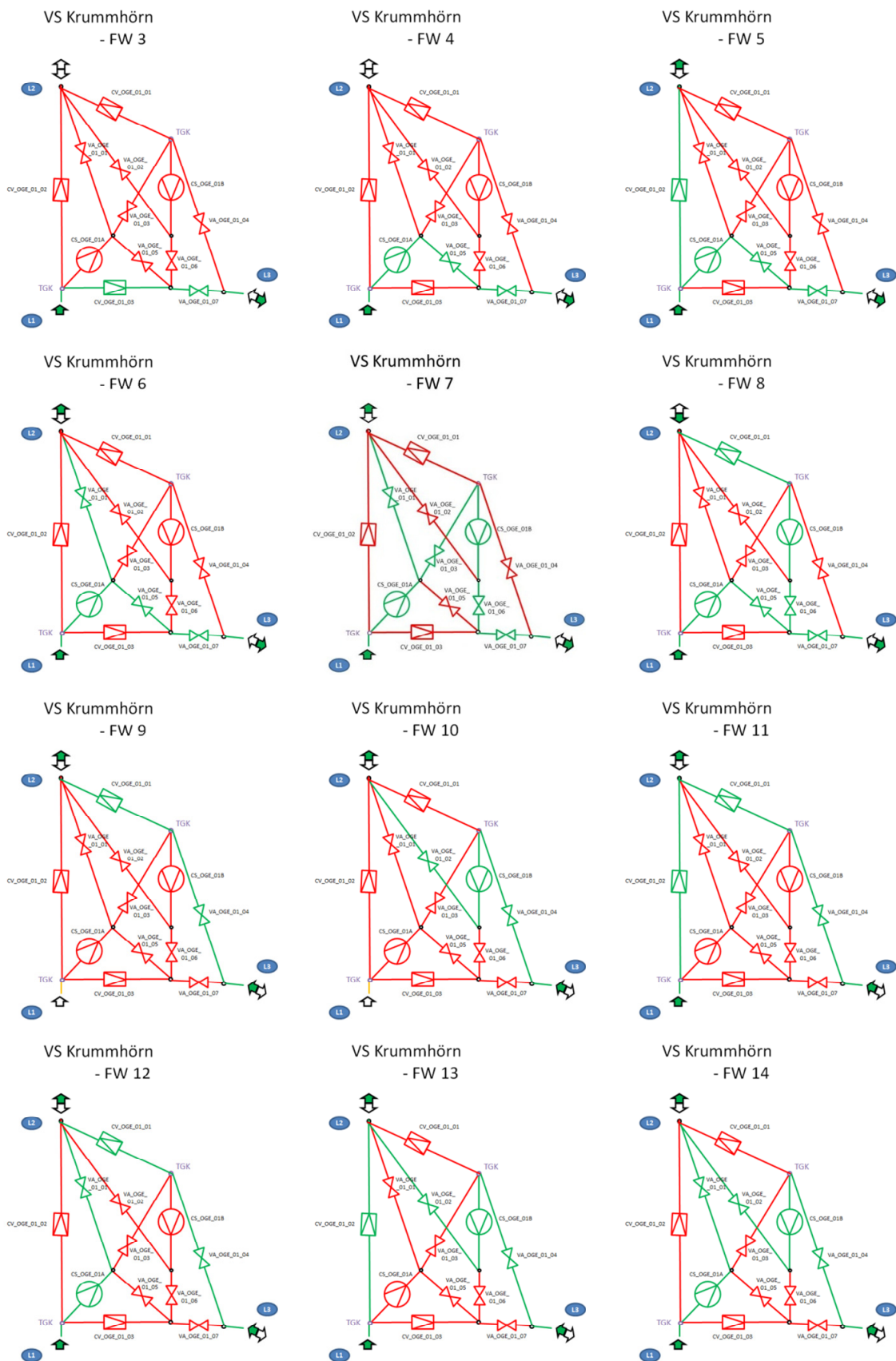


Abbildung 79: Fahrwege der Verdichterstation Krummhörn

Fortsetzung von Abbildung 79



12.7 Kombinatorik eines Reglerkreuzes

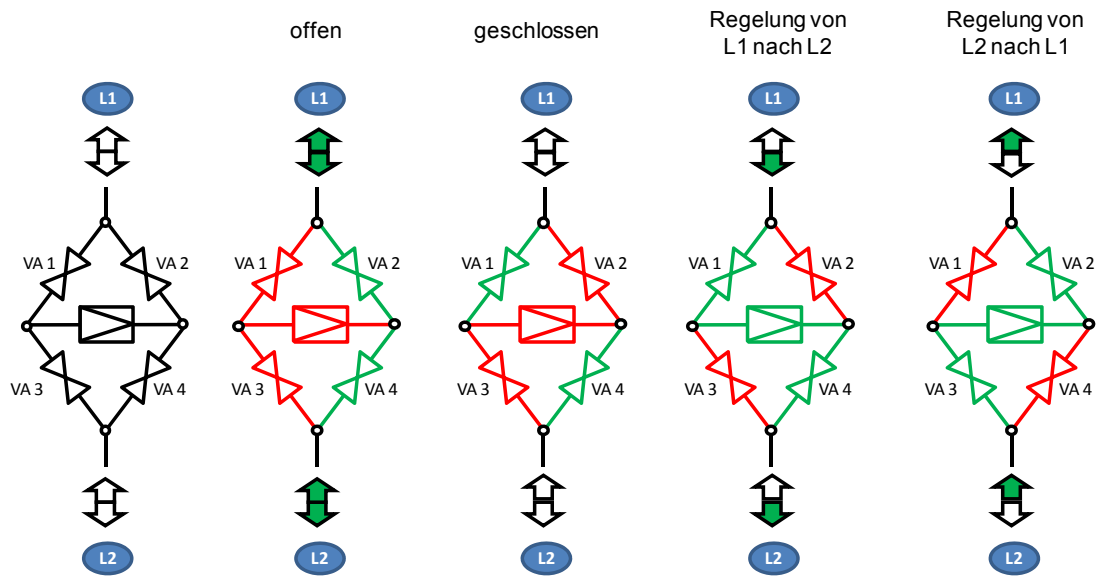


Abbildung 80: Fahrwege eines Reglerkreuzes

12.8 Leitungskapazität

Am einfachen Beispiel einer Leitung mit einer Zwischen- und einer Endabnahme kann veranschaulicht werden, wie sich die Gesamtkapazität ohne Zwischenabnahme Q_{oZ} zu der Gesamtkapazität mit Zwischenabnahme Q_{mZ} in Abhängigkeit der Höhe und des Ortes der Zwischenabnahme bei gleichem Anfangs- und Enddruck verhält.

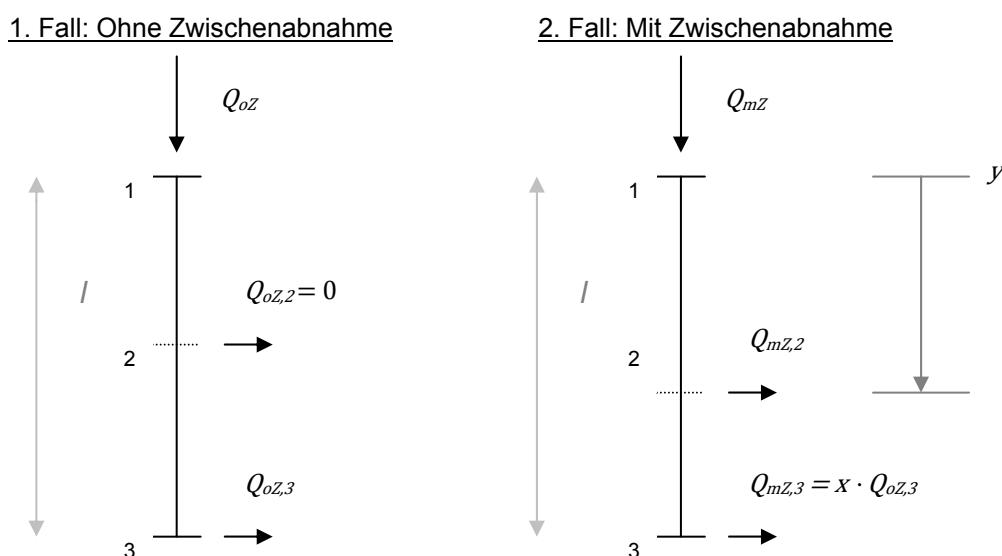


Abbildung 81: Modell zur Berechnung der Leitungskapazität mit und ohne Zwischenabnahme

Für die Betrachtung gelten folgende Variablen:

- | | |
|------------|--|
| x | Anteil der Transitmenge bei Existenz einer Unterwegsabnahme in Bezug auf die reine Transitmenge, $0 \leq x \leq 1$ |
| y | Anteil der Wegverlagerung des Ausspeisepunktes 2 vom Einspeisepunkt ab betrachtet in Richtung Punkt 3, $0 \leq y \leq 1$ |
| Q_{oZ} | Maximale technisch verfügbare Kapazität in Fall 1 |
| $Q_{oZ,2}$ | Unterwegsabnahme in Fall 1 |
| $Q_{oZ,3}$ | Ausspeiseleistung am Endpunkt 3 in Fall 1 |
| Q_{mZ} | Maximale technisch verfügbare Kapazität in Fall 2 |
| $Q_{mZ,2}$ | Unterwegsabnahme in Fall 2 |
| $Q_{mZ,3}$ | Ausspeiseleistung am Endpunkt 3 in Fall 2 |

Zur Herleitung des Verhältnisses wird die Zwischenabnahme $Q_{oZ,2}$ im ersten Fall auf den Wert 0 gesetzt, so dass die Endabnahme der Gesamtkapazität entspricht. Im zweiten Fall findet eine Unterwegsabnahme am Punkt 2 statt, wobei sowohl die räumliche Lage von Punkt 2 als auch die Ausspeiseleistung in Punkt 3 und somit auch in Punkt 2 variabel sind. Die Eingangsdrücke p_1 und Ausgangsdrücke p_2 sollen in beiden Fällen jeweils identisch sein.

Nach dem Druckabfall-Gesetz von Darcy und Weisbach ohne Höhenkorrektur unter Annahme konstanten Durchmessers d , konstanter Temperatur T und konstanter Rohrreibungszahl λ gilt nach *Fasold et al.* (1996) [106] für den ersten Fall:

$$p_1^2 - p_3^2 = z \cdot C \cdot l \cdot Q_{oZ}^2 \quad (\text{Glg. 75})$$

$$Q_{oZ} = Q_{oZ,3} \quad (\text{Glg. 76})$$

Für den zweiten Fall gilt:

$$p_1^2 - p_2^2 = z \cdot C \cdot y \cdot l \cdot Q_{mZ}^2 \quad (\text{Glg. 77})$$

$$p_2^2 - p_3^2 = z \cdot C \cdot (1 - y) \cdot l \cdot Q_{mZ,3}^2 = z \cdot C \cdot (1 - y) \cdot l \cdot x^2 \cdot Q_{oZ,3}^2 \quad (\text{Glg. 78})$$

Es ergibt sich

$$p_1^2 - p_3^2 = z \cdot C \cdot y \cdot l \cdot Q_{mZ}^2 + z \cdot C \cdot (1 - y) \cdot l \cdot x^2 \cdot Q_{oZ}^2 \quad (\text{Glg. 79})$$

mit

$$z \quad \text{Kompressibilitätsfaktor} \quad [-]$$

$$C \quad \text{Konstante (bei konstantem } d, T \text{ und } \lambda \text{)}$$

Daraus folgt

$$z \cdot C \cdot l \cdot Q_{oZ}^2 = z \cdot C \cdot y \cdot l \cdot Q_{mZ}^2 + z \cdot C \cdot (1 - y) \cdot l \cdot x^2 \cdot Q_{oZ}^2 \quad (\text{Glg. 80})$$

und schließlich

$$\frac{Q_{mZ}}{Q_{oZ}} = \sqrt{\frac{1 - (1 - y) \cdot x^2}{y}} \quad (\text{Glg. 81})$$

Mit Hilfe von Gleichung 81 lässt sich die Kapazitätsänderung aufgrund der Verlagerung des Punktes 2 (y -Abhängigkeit) und aufgrund der veränderten Ausspeisemenge an Punkt 3 (x -Abhängigkeit) wie in Abbildung 10 auf S. 45 darstellen.

