

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Transportnetzberechnung zur Feststellung der Erdgasversor- gungssicherheit in Deutschland unter regulatorischem Einfluss

Jessica Rövekamp

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 26



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 26

Das EFZN ist eine wissenschaftliche
Einrichtung der



in Kooperation mit den Universitäten







**Transportnetzrechnung 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 Thüringen-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	$[m^3/s]$	Volumenfluss
Q_E	$[J/(m \cdot s)]$	Wärmefluss in das Erdreich je Einheit Rohrlänge
R	$[J/(kg \cdot K)]$	Gaskonstante
\tilde{R}	$[J/(kmol \cdot K)]$	Universelle Gaskonstante
S	$[m^2]$	Leitungsquerschnitt
t	$[s]$	Zeit
T	$[K]$	(absolute) Temperatur
T_n	$[K]$	Temperatur bei Normbedingungen
V	$[m^3]$	Volumen
\tilde{V}	$[m^3/kmol]$	Molarvolumen des Gases
w	$[m/s]$	Fließgeschwindigkeit
$W_{o,n}$	$[J/m^3]$	Oberer Wobbe-Index
$W_{u,n}$	$[J/m^3]$	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	$[J/(m \cdot K \cdot s)]$	Wärmeübergangskoeffizient
ε	$[-]$	Druckverhältnis
ξ	$[-]$	Druckverlustkoeffizient
λ	$[-]$	Rohrreibungszahl
κ	$[-]$	Isentropenexponent
μ_{JT}	$[K/Pa]$	(Differentieller) Joule-Thomson-Koeffizient
μ	$[kg/(m \cdot s)]$	Dynamische Viskosität
η	$[-]$	Wirkungsgrad
ρ	$[kg/m^3]$	Gasdichte
$\tilde{\rho}$	$[mol/dm^3]$	Molare Gasdichte
ρ_r	$[mol/dm^3]$	Reduzierte Gasdichte



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

Indizes

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