

Umweltforschungsplan des  
Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

Forschungskennzahl 371241344  
UBA-FB-00 [trägt die UBA-Bibliothek ein]

## **Treibhausgas-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur**

von

Stefan Schütz  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Charlotte Große  
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Leipzig

Cindy Kleinickel  
DBI Gastechnologisches Institut gGmbH, Freiberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

November 2015

---

## Kurzbeschreibung

Im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA) werden im Rahmen des Projektes „Treibhausgas-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur“ Methanemissionen untersucht, welche durch den Import von Erdgas nach und die Verteilung in Deutschland entstehen.

Durch die Nutzung fossiler Rohstoffe werden Treibhausgase in unterschiedlicher Menge emittiert. Hinsichtlich des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes pro erzeugter Kilowattstunde Strom weist Erdgas mit 398 - 543 g CO<sub>2</sub>/kWh die geringsten Emissionen auf (Braunkohle 969 - 1.062 g CO<sub>2</sub>/kWh, Steinkohle 898 - 934 g CO<sub>2</sub>/kWh) (VDI, 2007, S. 46). Für den Gesamt-Benchmark ist zusätzlich die Freisetzung und der Einfluss von Methan (CH<sub>4</sub>) entscheidend, welches über einen Zeitraum von 100 Jahren das 25-fache GWP (=Global Warming Potential, dt.: Treibhauspotential) von CO<sub>2</sub> besitzt (UNFCCC, 2014, S. 24).

Die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH erfasst ausgewählte Haupt-Erdgas-Transportrouten und bilanziert die spezifischen CH<sub>4</sub>-Emissionen in der gesamten Wertschöpfungskette Förderung-Transport-Speicherung-Verteilung. Des Weiteren sind Maßnahmen zur Reduzierung dieser Verluste zu nennen und zu bewerten. Dabei werden sowohl der Transport über Rohrleitungen als auch flüssiges Erdgas (LNG) betrachtet und die Emissionen im Normal- und Sonderbetrieb sowie bei Versorgungsstörungen quantifiziert.

## Abstract

On behalf of the Federal Environment Agency (UBA) methane emissions arising from the import of natural gas to and the transmission within Germany are examined in the scope of the project “Greenhouse Gas Reduction Potential of the European Gas Infrastructure”.

Conventional energy carriers cause greenhouse gas emissions of different levels. In terms of CO<sub>2</sub>-emissions per generated kWh electricity, natural gas has the lowest emission values (lignite 969 – 1,062 g CO<sub>2</sub>/kWh, hard coal 898 -934 g CO<sub>2</sub>/kWh, natural gas 398 - 543 g CO<sub>2</sub>/kWh) (VDI, 2007, S. 46). However, for the total benchmark the emission and influence of methane (CH<sub>4</sub>) is crucial, because it has 25 times the global warming potential (GWP) of CO<sub>2</sub> (UNFCCC, 2014, S. 24).

DBI Gas- und Umwelttechnik identifies in this report selected main transport routes of natural gas and accounts the emissions along the total lifecycle extraction-transport-storage and distribution. Furthermore, measures for the reduction of these losses are specified and assessed. For that purpose, pipeline transport as well as transport as liquid natural gas (LNG) are examined and the emissions at different operating modes (standard and special operation as well as on supply disturbance) are quantified.

---

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	5
Abbildungsverzeichnis .....	8
Tabellenverzeichnis .....	11
Abkürzungsverzeichnis .....	15
Formelzeichenverzeichnis .....	16
Gleichungsverzeichnis.....	17
1 Einleitung.....	18
2 Erdgastransport.....	19
2.1 Grundlagen.....	19
2.1.1 Transportrouten und Förderstandorte .....	19
2.1.2 Definition der Betriebsarten .....	23
2.1.3 Häufig verwendete Studien und Berichte .....	23
2.2 Aufbau, Funktionsweise und mögliche Emissionsquellen einzelner Bestandteile beim Gastransport .....	26
2.2.1 Transportleitungen.....	26
2.2.2 Verdichterstationen.....	26
2.2.3 Absperrstationen .....	29
2.2.4 Molchstationen .....	30
2.3 Emissionen beim Erdgastransport.....	31
2.3.1 Betrachtung über die Schadenshäufigkeit.....	31
2.3.2 Betrachtung mittels Emissionsfaktoren .....	38
2.4 Methanbilanzen der Transportrouten .....	50
2.4.1 Beschreibung der Methodik anhand einer Beispielroute .....	51
2.4.2 Weitere Transportrouten.....	58
2.4.3 Zusammenfassung der CH <sub>4</sub> -Emissionen auf den Transportrouten.....	68
3 Gastransport und -verteilung innerhalb Deutschlands.....	82
3.1 Aufbau wichtiger Bestandteile des Gasnetzes in Deutschland.....	82
3.1.1 Erdgasleitungen .....	82
3.1.2 Gasdruckregel(mess)anlagen.....	82
3.1.3 Verdichterstationen.....	83
3.2 Emissionen innerhalb Deutschlands.....	84
3.2.1 Erdgasleitungen .....	84
3.2.2 Gasdruckregelanlagen.....	89
3.2.3 Verdichterstationen.....	94
3.3 Methanbilanz – Gastransport und -verteilung innerhalb Deutschlands.....	95

---

4	LNG-Transport .....	97
4.1	LNG-Transportlogistik.....	97
4.2	Emissionen beim LNG-Transport .....	98
4.2.1	Emissionen im Normalbetrieb .....	98
4.2.2	Emissionen im Sonderbetrieb.....	100
4.2.3	Emissionen bei Versorgungsstörung .....	100
4.2.4	Zusammenfassung .....	101
5	Erdgasförderung und Speicherung.....	102
5.1	Russland .....	102
5.1.1	Timan-Pechora-Becken .....	102
5.1.2	Yamal-Halbinsel und Westsibirisches Becken.....	103
5.1.3	Wolga-Ural-Becken.....	108
5.1.4	Kohlenwasserstoff Reserven .....	109
5.1.5	Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen.....	110
5.2	Norwegen .....	114
5.2.1	Norwegische See .....	114
5.2.2	Norwegische Nordsee.....	116
5.2.3	Kohlenwasserstoff Reserven .....	117
5.2.4	Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen.....	120
5.3	Niederlande .....	125
5.3.1	Geologie Niederlande .....	125
5.3.2	Kohlenwasserstoff Reserven .....	127
5.3.3	Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen.....	128
5.4	Untergroundspeicher Deutschland .....	131
6	Quantifizierung der Einzelemission in Kohlenwasserstoff-Reservoiren .....	133
6.1	Geologische Verluste .....	133
6.2	Technische Verluste .....	133
6.2.1	Onshore und offshore Bohrungen.....	133
6.2.2	Bohreruption, Bohren, Fördern-Workover .....	134
6.2.3	Freifördern, Ausblasen und Abfackeln.....	137
6.2.4	Undichtheiten an Obertageanlagen und Bohrungen .....	142
6.3	Auswertung der Ergebnisse.....	145
6.4	Zusammenfassung.....	148
7	Zusammenfassung Erdgasförderung, Transport, Speicherung und Verteilung .....	149
8	Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen.....	155
8.1	Erdgasförderung und Speicherung.....	155

---

8.1.1	Nutzungsmöglichkeiten von Erdölbegleitgas .....	155
8.1.2	Bohrungsreparatur .....	156
8.1.3	Kostenabschätzung der Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen.....	157
8.2	Erdgastransport und -Verteilung .....	159
8.2.1	Minderung von CH <sub>4</sub> -Emissionen an Verdichterstationen.....	159
8.2.2	Minderung von CH <sub>4</sub> -Emissionen an Rohrleitungen .....	162
8.2.3	Bewertung der Maßnahmen.....	165
9	Zusammenfassung .....	168
10	Quellenverzeichnis .....	170
	Anhang .....	I

---

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Erdgasimportwege nach Deutschland.....	19
Abbildung 2:	Übersicht der Erdgas-Transportrouten von Russland nach Deutschland .....	21
Abbildung 3:	Übersicht der Erdgas-Transportrouten von Norwegen nach Deutschland .....	22
Abbildung 4:	Übersicht der Erdgas-Transportrouten von den Niederlanden nach Deutschland .....	22
Abbildung 5:	Aufbau einer Verdichterstation.....	27
Abbildung 6:	Aufbau eines Radialverdichters .....	28
Abbildung 7:	Verdichter außer Betrieb und entspannt - schematisch.....	29
Abbildung 8:	Verdichter außer Betrieb und unter Druck - schematisch.....	29
Abbildung 9:	Schema eines Schieberknotens .....	30
Abbildung 10:	Molchschleuse .....	31
Abbildung 11:	Schadenshäufigkeit an Rohrleitungen bezogen auf den Nenndurchmesser .....	32
Abbildung 12:	Schadenshäufigkeit an Rohrleitungen bezogen auf den Baubeginn .....	33
Abbildung 13:	SRTO-Torzhok und Yamal-Europa-Leitung .....	51
Abbildung 14:	Auszug aus der VGE-Gas-Pipeline-Karte Route 1 .....	59
Abbildung 15:	Bovanenkova-Ukhta-Torzhok-Leitung.....	60
Abbildung 16:	Gryazovets-Vyborg-Pipeline .....	61
Abbildung 17:	Nord Stream.....	62
Abbildung 18:	Route 4.....	64
Abbildung 19:	Das Gastransportsystem Norwegens .....	66
Abbildung 20:	Gasförderung und Transport in den Niederlanden .....	67
Abbildung 21:	Schema einer Regelstrecke innerhalb der Gasdruckregel(mess)anlagen.....	83
Abbildung 22:	Darstellung der LNG-Transportlogistik.....	97
Abbildung 23:	Sedimentbecken mit Erdöl/Erdgas- führenden Gebieten und ausgewählten Feldern .....	102
Abbildung 24:	Timan-Pechora-Becken mit Gas- und Ölfeldern .....	103
Abbildung 25:	Gasfelder der Halbinsel Yamal.....	104
Abbildung 26:	Gasfelder Halbinsel Yamal und Schelfbereich.....	104
Abbildung 27:	Vereinfachte Geologische Karte des Westsibirischen Beckens.....	106
Abbildung 28:	Stratigraphie Westsibirisches Becken.....	106
Abbildung 29:	Gas- und Ölfelder Westsibiriens.....	107
Abbildung 30:	Lage des Wolga-Ural-Beckens .....	108
Abbildung 31:	Schematischer Querschnitt der Wolga-Ural Region.....	108

Abbildung 32:	Gas-, Kondensat- und Ölreserven in Russland der Gazprom Gruppe für die Kategorien A+B+C1 (2008 bis 2012).....	110
Abbildung 33:	Produktion Kohlenwasserstoffe Gazprom Gruppe 2008 bis 2012 .....	110
Abbildung 34:	Föderationskreise Russland mit den definierten Fördergebieten.....	111
Abbildung 35:	Entwicklung Produktionskapazität Russland (Gazprom) 2008-2012.....	113
Abbildung 36:	Lithostratigraphie der Nordsee .....	116
Abbildung 37:	Gasreserven und Gasproduktion Norwegen 1980 bis 2012.....	117
Abbildung 38:	Überblick Fördergebiete auf dem Norwegischen Kontinentalschelf im Bereich der Nordsee und der Norwegischen See mit Transportwegen .....	121
Abbildung 39:	Produktionsfelder in der südlichen Nordsee.....	121
Abbildung 40:	Produktionsfelder im nördlichen Bereich der Nordsee.....	121
Abbildung 41:	Produktionsfelder im Bereich der mittleren Nordsee .....	121
Abbildung 42:	Produktionsfelder in der Norwegischen See.....	122
Abbildung 43:	Bohrungen (Stand 18.09.2013) auf dem Norwegischen Kontinentalschelf im Bereich Nordsee und Norwegischer See.....	122
Abbildung 44:	Verteilung der Bohrungsanteile in der Norwegischen See (Haltenbanken) und der Norwegischen Nordsee .....	123
Abbildung 45:	Produktion Kohlenwasserstoffe und Wasser für Norwegen gesamt.....	125
Abbildung 46:	Öl-und Gasfelder der Niederlande (Stand 01.06.2013) .....	126
Abbildung 47:	Geologischer Querschnitt durch das Feld Groningen.....	127
Abbildung 48:	Entwicklung der Produktion und Prognose der Reserven .....	128
Abbildung 49:	Gasproduktion 1960-2012 Niederlande.....	128
Abbildung 50:	Gliederung der Gasbohrungen des Feldes Groningen .....	129
Abbildung 51:	Gliederung der Offshore Gasbohrungen der Niederlande .....	129
Abbildung 52:	Bohrungen Feld Groningen und Niederländische Nordsee (Stand 19.09.2013).....	130
Abbildung 53:	Produktionsbohrungen 1960 bis 2012 .....	130
Abbildung 54:	UGS Speicherlokationen in Deutschland .....	131
Abbildung 55:	Entwicklung der Methanemission für Deutschland im Bereich der Erdöl- und Erdgasgewinnung 2006 bis 2010.....	132
Abbildung 56:	Prinzipieller Aufbau einer Offshore-Bohrung der zentralen Nordsee .....	134
Abbildung 57:	Typischer Bohrungsaufbau für das onshore Wankorfeld Russland.....	134
Abbildung 58:	Methanemission im Überblick für Norwegen, Niederlande und Russland.....	147
Abbildung 59:	Emission der Exportländer Russland, Niederlande und Norwegen durch Abfackeln.....	147
Abbildung 60:	Anteile der Emissionen in den spezifischen Bereichen der Erdgaswertschöpfungskette .....	154

---

Abbildung 61:	Technologieskizze möglicher Polymerinjektionen in den Zementmantel zur Sekundärabdichtung der Zementierung.....	157
Abbildung 62:	Gasdichtung (Darstellung adaptiert).....	160
Abbildung 63:	Hot Tapping Verfahren.....	163
Abbildung 64:	Mobile Verdichterstation.....	164
Abbildung 65:	Auszug aus dem Excel-Berechnungstool für ausströmende Gasmengen .....	VII



---

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Verlauf der betrachteten Transportrouten.....	20
Tabelle 2:	Definition der Betriebsarten .....	23
Tabelle 3:	Vergleich der verwendeten Studien.....	25
Tabelle 4:	CH <sub>4</sub> -Emissionen bei einer geplanten Leitungsentlastung und Wiederinbetriebnahme.....	37
Tabelle 5:	Berechnung der CH <sub>4</sub> -Emissionen pro km im Sonderbetrieb .....	38
Tabelle 6:	Umrechnungsfaktoren.....	39
Tabelle 7:	Emissionen durch Leckagen an Wellendichtungen von Kompressoren - bereinigte Mittelwerte .....	41
Tabelle 8:	Emissionen des Sperrölsystems eines Verdichters .....	42
Tabelle 9:	Emissionen im Normalbetrieb an einer Verdichterstation pro MW installierter Verdichterleistung .....	44
Tabelle 10:	Emissionen im Normalbetrieb an einer Transportleitung pro Kilometer Leitungslänge.....	45
Tabelle 11:	Emissionen durch Leckagen an einem „Schieberknoten“ .....	45
Tabelle 12:	Berechnung der Emissionen durch Absperrstationen.....	47
Tabelle 13:	Emissionen im Sonderbetrieb an einer Verdichterstation pro MW installierter Verdichterleistung .....	47
Tabelle 14:	Betriebsbedingte Emissionen einzelner Vorgänge an einer Verdichterstation.....	48
Tabelle 15:	Emissionen im Sonderbetrieb an einer Transportleitung pro Kilometer Leitungslänge.....	49
Tabelle 16:	Emissionen durch Havarien an einer Transportleitung.....	50
Tabelle 17:	Emissionen durch Leckagen an Verdichterstationen.....	52
Tabelle 18:	Emissionen durch Verdichterstationen im Normalbetrieb auf Route 3b.....	53
Tabelle 19:	Emissionen durch Verdichterstationen im Normalbetrieb auf Route 3b, Zuordnung zu deutschen Erdgasimporten .....	56
Tabelle 20:	Emissionen durch deutsche Erdgasimporte auf Route 3b.....	57
Tabelle 21:	Längen und Leistungen der einzelnen Transportrouten in Russland.....	69
Tabelle 22:	CH <sub>4</sub> -Emissionen auf den einzelnen Transportrouten in Russland .....	70
Tabelle 23:	CH <sub>4</sub> -Emissionen auf den einzelnen Transportrouten in Norwegen und den Niederlanden.....	71
Tabelle 24:	Zuteilung der CH <sub>4</sub> -Emissionen zu deutschen Gasimporten.....	72
Tabelle 25:	Zuteilung der CH <sub>4</sub> -Emissionen zu deutschen Gasimporten - Fortsetzung .....	73
Tabelle 26:	CH <sub>4</sub> -Emissionen durch deutsche Gasimporte.....	74
Tabelle 27:	CH <sub>4</sub> -Emissionen durch deutsche Gasimporte - Fortsetzung.....	75

Tabelle 28:	Methanemissionen der Transportrouten im Vergleich zur Produktionsmenge und zur Importkapazität.....	78
Tabelle 29:	Methanemissionen der Transportrouten im Vergleich zur Landwirtschaft und den Gesamtmethanemissionen Deutschlands.....	80
Tabelle 30:	Schäden an Erdgasleitungen in Deutschland.....	86
Tabelle 31:	CH <sub>4</sub> -Emissionen im Normalbetrieb durch Leckagen.....	87
Tabelle 32:	CH <sub>4</sub> -Emissionen durch Permeation an PE-Leitungen.....	87
Tabelle 33:	Mindestüberprüfungszeiträume für Gasleitungen.....	88
Tabelle 34:	CH <sub>4</sub> -Emissionen im Sonderbetrieb.....	88
Tabelle 35:	CH <sub>4</sub> -Emissionen bei einer Versorgungsstörung.....	89
Tabelle 36:	Gasemissionen an Gasdruckregel(mess)anlagen je Vorgang.....	90
Tabelle 37:	Gasemissionen an Gasdruckregel(mess)anlagen, jährlich.....	91
Tabelle 38:	Anzahl der Anlagen auf Gasleitungen unterschiedlichen Druckniveaus.....	92
Tabelle 39:	Anzahl der Anlagen in 500 km Leitungsnetz.....	92
Tabelle 40:	Gasemissionen an Gasdruckregelanlagen auf einer Strecke von 500 km Leitungsnetz.....	93
Tabelle 41:	Emissionen von GDR(M)A in den unterschiedlichen Betriebsarten.....	94
Tabelle 42:	Mögliche Emissionen der Verdichterstation Emsen.....	95
Tabelle 43:	Methanemissionen bei der Gasverteilung innerhalb Deutschlands.....	96
Tabelle 44:	Darstellung der möglichen Methanemissionsquellen.....	99
Tabelle 45:	Spezifische Methanemissionswerte in Abhängigkeit der Komponente.....	99
Tabelle 46:	Darstellung der spezifischen Methanemissionswerte im Normalbetrieb in Abhängigkeit der Anlage.....	100
Tabelle 47:	Kohlenwasserstoff Reserven in Russland der Gazprom Gruppe.....	109
Tabelle 48:	Produktion Kohlenwasserstoffe Gazprom Gruppe 2008 bis 2012.....	111
Tabelle 49:	Zuordnung der Fördergebiete zu den Föderationskreisen.....	112
Tabelle 50:	Gasproduktion der Föderationskreise.....	112
Tabelle 51:	Bohrungsanzahl der Fördergebiete (anteilig berechnet).....	114
Tabelle 52:	Ursprüngliche gewinnbare und verbleibende Reserven der Förderregionen (Stand 31.12.2013).....	118
Tabelle 53:	Produktion und Ressourcen Ende 2012.....	119
Tabelle 54:	Produktionsbohrungen Norwegische See (Haltenbanken).....	123
Tabelle 55:	Produktionsbohrungen Norwegischen Nordsee.....	123
Tabelle 56:	Jährliche Produktion der Gas- und Ölfelder der definierten Fördergebiete mit Bohrungsanzahl für das Jahr 2012.....	124
Tabelle 57:	Gasproduktion Niederlande zum Stand vom 1. Januar.....	129
Tabelle 58:	Produktionsbohrungen Groningen.....	130
Tabelle 59:	Produktionsbohrungen Niederlande Offshore.....	130

Tabelle 60:	Blowoutdauer offshore, Daten für Golf von Mexiko und Nordsee .....	135
Tabelle 61:	Ergebnisse der Kalkulation für Blowout-Emissionen Norwegens .....	136
Tabelle 62:	Ergebnisse für Kalkulation für Blowout-Emissionen der Niederlande .....	136
Tabelle 63:	Ergebnisse der Kalkulation für Blowout-Emissionen Russlands .....	137
Tabelle 64:	Fackelvolumen aus Satellitdaten .....	139
Tabelle 65:	Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen Norwegens .....	139
Tabelle 66:	Ergebnisse der Kalkulation für Abfackelemissionen Norwegens .....	140
Tabelle 67:	Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen der Niederlande.....	140
Tabelle 68:	Abfackelmissionen der Niederlande.....	141
Tabelle 69:	Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen Russlands.....	141
Tabelle 70:	Ergebnisse der Kalkulation der Abfackelemissionen Russlands für 2011 .....	141
Tabelle 71:	Mögliche Leckageursachen von Bohrungen.....	142
Tabelle 72:	Kalkulation der Leckagemissionen von Bohrungen Norwegens.....	143
Tabelle 73:	Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen der Obertageanlagen Norwegens .....	143
Tabelle 74:	Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen von Bohrungen der Niederlande.....	143
Tabelle 75:	Ergebnisse der Kalkulation für Anzahl der Obertageanlagen der Niederlande.....	144
Tabelle 76:	Kalkulation der Emission der Obertage-Anlagen der Niederlande .....	144
Tabelle 77:	Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen der Bohrungen Russlands .....	144
Tabelle 78:	Kalkulation der Anzahl der Obertage-Anlagen Russlands .....	145
Tabelle 79:	Kalkulation der Emission der Obertage-Anlagen Russlands.....	145
Tabelle 80:	Zusammenfassung der Emissionen der Länder Norwegen, Niederlande und Russland nach den Fördergebieten.....	146
Tabelle 81:	Emissionen der Erdgaswertschöpfungskette .....	150
Tabelle 82:	Gegenüberstellung möglicher Leckageursachen und Lösungen.....	156
Tabelle 83:	Zusammenfassung Methanemissionen und CO <sub>2</sub> -Emissionen durch Abfackeln.....	158
Tabelle 84:	Bewertung der möglichen CH <sub>4</sub> -Einsparmaßnahmen an Verdichterstationen.....	166
Tabelle 85:	Bewertung der möglichen CH <sub>4</sub> -Einsparmaßnahmen an Rohrleitungen .....	167
Tabelle 86:	Schadenshäufigkeiten bezogen auf den Nenndurchmesser .....	IV
Tabelle 87:	Schadenshäufigkeiten bezogen auf das Baujahr .....	V
Tabelle 88:	Basisdaten für die Berechnung ausströmender Gasmengen .....	VI
Tabelle 89:	Gasdichtung .....	VIII
Tabelle 90:	Sperröldichtung .....	IX

---

Tabelle 91:	Schadenshäufigkeiten .....	XI
Tabelle 92:	Emissionen durch Risse und Löcher $\geq 2\text{cm}$ und $\leq$ Leitungsdurchmesser .....	XII
Tabelle 93:	Berechnung der gesamten Emissionen im Sonderbetrieb (inklusive Reparaturen) .....	XIII
Tabelle 94:	Schadenshäufigkeiten .....	XIV
Tabelle 95:	Emissionen im Normalbetrieb und bei Versorgungsstörungen durch Risse, Löcher und Brüche.....	XIV
Tabelle 96:	Zusätzliche Emissionen im Normalbetrieb durch Absperrschieber und gesamte Emissionen im Normalbetrieb .....	XV
Tabelle 97:	Emissionen durch Risse und Löcher $\geq 2\text{cm}$ und $\leq$ Leitungsdurchmesser .....	XV
Tabelle 98:	Berechnung der gesamten Emissionen im Sonderbetrieb (inklusive Reparaturen) .....	XVI
Tabelle 99:	Berechnung der CH <sub>4</sub> -Emissionen im Sonderbetrieb – Stahlleitung (207 km) .....	XVIII
Tabelle 100:	Berechnung der CH <sub>4</sub> -Emissionen pro km im Sonderbetrieb – PE- Leitung (293 km).....	XVIII

---

## Abkürzungsverzeichnis

### Abkürzungen

<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>BAFA</b>	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
<b>BUT</b>	Bovanenkova-Ukhta-Torzhok
<b>CH<sub>4</sub></b>	Methan
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlendioxid
<b>DVGW</b>	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien
<b>EGIG</b>	European Gas Pipeline Incident Data Group
<b>EPA</b>	Environmental Protection Agency
<b>GRI</b>	Gas Research Institute
<b>GWP</b>	Global Warming Potential (=Treibhauspotential)
<b>LNG</b>	Liquefied Natural Gas (=flüssiges Erdgas)
<b>N<sub>2</sub>O</b>	Distickstoffmonoxid (=Lachgas)
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>UBA</b>	Umweltbundesamt

## Formelzeichenverzeichnis

<b>A</b>	Querschnitt [m <sup>2</sup> ]
<b>E</b>	Emissionsfaktor [m <sup>3</sup> /a] oder [m <sup>3</sup> /km·a]
<b>e<sub>M</sub></b>	spezifische Emissionen der Maßnahme [t/a]
<b>e<sub>Ref</sub></b>	spezifische Emissionen der Referenz [t/a]
<b>F</b>	Anteil an Methan im Gas [-]
<b>J</b>	Überprüfungszeitraum [a]
<b>j</b>	Beseitigungszeitraum [a]
<b>k<sub>M</sub></b>	spezifische Kosten der Maßnahme [€/a]
<b>k<sub>Ref</sub></b>	spezifische Kosten der Referenz [€/a]
<b>k<sub>V</sub></b>	statische Vermeidungskosten [€/t]
<b>l</b>	Länge [km]
<b>m<sub>CH4</sub></b>	emittierte CH <sub>4</sub> -Menge [t]
<b>ṁ</b>	Massenstrom des ausströmenden Gases [kg/s]
<b>N</b>	Anzahl [-]
<b>p<sub>0</sub></b>	Atmosphärendruck [bar]
<b>p<sub>a</sub></b>	Druck außen [bar]
<b>p<sub>An</sub></b>	Betriebsdruck der Anlage [bar]
<b>p<sub>i</sub></b>	Druck innen [bar]
<b>R</b>	Mittlere Leckmenge [l/h]
<b>S</b>	Schadenshäufigkeit [1/km] oder [1/1.000km]
<b>t<sub>A</sub></b>	Ausströmdauer [s]
<b>T<sub>0</sub></b>	Normtemperatur [K]
<b>T<sub>An</sub></b>	Anlagentemperatur [K]
<b>V</b>	Volumen [m <sup>3</sup> ]
<b>V<sub>An</sub></b>	geometrisches Volumen der Anlage [m <sup>3</sup> ]
<b>Ṡ</b>	Volumenstrom [m <sup>3</sup> /s]
<b>X<sub>CH4</sub></b>	CH <sub>4</sub> -Gehalt im Gas [Vol.- %]
<b>Z (p<sub>An</sub>, T<sub>An</sub>)</b>	Realgasfaktor abhängig von p <sub>A</sub> und T <sub>A</sub> [-]
<b>κ</b>	Isentropenexponent [-]
<b>μ</b>	Ausflusszahl [-]
<b>ρ<sub>CH4</sub></b>	Dichte CH <sub>4</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]
<b>ρ<sub>i</sub></b>	Dichte innen [kg/m <sup>3</sup> ]
<b>ρ<sub>n</sub></b>	Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]
<b>ψ</b>	Ausflussfunktion [-]

---

## Gleichungsverzeichnis

<b>Gleichung 1: Massenstrom des ausströmenden Gases.....</b>	<b>34</b>
<b>Gleichung 2:</b> ..... <b>Ausflussfunktion.....</b> ..... <b>34</b>	
<b>Gleichung 3: kritisches Druckverhältnis.....</b>	<b>34</b>
<b>Gleichung 4: Massenstrom bei überkritischen Druckverhältnissen.....</b>	<b>35</b>
<b>Gleichung 5: Massenstrom bei unterkritischen Druckverhältnissen.....</b>	<b>35</b>
<b>Gleichung 6: Volumenstrom des ausströmenden Gases.....</b>	<b>35</b>
<b>Gleichung 7: Volumen des ausströmenden Gases.....</b>	<b>35</b>
<b>Gleichung 8:</b> ..... <b>Emissionsfaktor.....</b> ..... <b>35</b>	
<b>Gleichung 9: Gasaustritt bei einer Leitungsentlastung.....</b>	<b>36</b>
<b>Gleichung 9a: Methananteil des Gasaustritts bei einer Leitungsentlastung.....</b>	<b>36</b>
<b>Gleichung 10: Gasaustritt bei einer Leitungsentlastung (inklusive Spülen der Leitung).....</b> ..... <b>36</b>	
<b>Gleichung 10a: Methananteil des Gasaustritts bei einer Leitungsentlastung (inklusive Spülen der Leitung).....</b>	<b>36</b>
<b>Gleichung 11:</b> ..... <b>Emissionsfaktor.....</b> ..... <b>80</b>	
<b>Gleichung 12: permeierendes Gasvolumen.....</b>	<b>85</b>
<b>Gleichung 13: statische Vermeidungskosten.....</b>	<b>165</b>

---

## 1 Einleitung

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, den Mindest-Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf 80 % zu erhöhen (BMW, BMU, 2010). Solange der Netzausbau jedoch nicht genügend vorangeschritten ist bzw. eine Residuallast abzudecken ist, sind fossile Energieträger unentbehrlich, um die fluktuierende Einspeisung der EE zu kompensieren.

Die konventionellen Energieträger verursachen Treibhausgasemissionen in unterschiedlicher Höhe. Hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro erzeugter kWh Strom weist Erdgas die besten Emissionswerte vor (Braunkohle 969 - 1.062 g CO<sub>2</sub>/kWh, Steinkohle 898 - 934 g CO<sub>2</sub>/kWh, Erdgas 398 - 543 g CO<sub>2</sub>/kWh) (VDI, 2007, S. 46). Für den Gesamt-Benchmark ist jedoch auch die Freisetzung und der Einfluss von Methan (CH<sub>4</sub>) entscheidend, welches über einen Zeitraum von 100 Jahren das 25-fache GWP (=Global Warming Potential, dt.: Treibhauspotential) von CO<sub>2</sub> besitzt (UNFCCC, 2014, S. 24).

Laut Nationalem Inventarbericht entstanden entlang der Erdgas-Wertschöpfungskette<sup>1</sup> in Deutschland im Jahr 2012 diffuse CH<sub>4</sub>-Emissionen in Höhe von ca. 255 Gg (= 255.000 t) und durch Entlüftungs- und Abfackelungsvorgänge weitere 6,29 Gg (=6.290 t) (UBA, 2014). Um mögliche Emissionsminderungen zu erreichen, müssen die relevanten Bereiche der Wertschöpfungskette Förderung-Transport-Speicherung-Verteilung separat untersucht werden. Hierfür werden anhand von ausgewählten Haupt-Erdgas-Transportrouten aus Russland, Norwegen und den Niederlanden exemplarisch die möglichen Emissionsquellen in Abhängigkeit der Betriebsart identifiziert, die jeweiligen Emissionen bilanziert und abschließend spezifische Maßnahmen zur Minderung aufgeführt sowie bewertet.

Der Bericht ist in drei Abschnitte unterteilt:

1. Technischer Überblick über die CH<sub>4</sub>-Emissionen bei Förderung, Transport/Verteilung und Speicherung von Erdgas
2. Bilanzierung der Emissionen entlang der definierten Transportrouten
3. Potentielle Maßnahmen zur Minderung CH<sub>4</sub>-Emissionen.

---

<sup>1</sup> Betrachtet wurden Exploration, Produktion und Aufbereitung, Transport, Verteilung und andere Leckagen (industrielle Anlagen, Kraftwerke, Haushalte und Gewerbe).



## 2 Erdgastransport

### 2.1 Grundlagen

#### 2.1.1 Transportrouten und Förderstandorte

##### 2.1.1.1 Allgemeiner Überblick

Laut dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) bezieht Deutschland Erdgas hauptsächlich aus Russland (38,2 %<sup>2</sup>), Norwegen (34,8 %<sup>2</sup>) und den Niederlanden (22,4 %<sup>2</sup>). Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich daher auf diese drei Länder.

Es werden pro Land zwei bis vier Förderstandorte und die angeschlossenen Transportleitungen untersucht. Dadurch sollen die CH<sub>4</sub>-Emissionen bestimmt werden, die sich durch unterschiedliche Förderstandorte, Leitungslängen, Alter der Leitungen und Leistung der zugehörigen Obertageanlagen der Gasförderungs- bzw. Transportanlagen ergeben.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die betrachteten Transportrouten. Eine Aufstellung der Start- und Endpunkte erfolgt in Tabelle 1. Die Endpunkte in Deutschland sind den Entry-Points<sup>3</sup> gleichzusetzen.

Abbildung 1: Erdgasimportwege nach Deutschland



Quelle: (DBI, 2014) auf Basis von Google Earth

<sup>2</sup> Bezogen auf den Gesamt-Erdgas-Import. Datengrundlage ist dabei das Jahr 2012. (Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle, 2013)

<sup>3</sup> Erdgas-Übernahmestationen

Tabelle 1: Verlauf der betrachteten Transportrouten

Bezeichnung Route/Abzweig	Beginn	Ende
1	Timan-Pechora-Becken (Ukhta)	Gryazovets
2	Yamal-Halbinsel (Bovanenkova-Feld)	Gryazovets
3	Westsibirisches Becken (Urengoi-Feld)	Gryazovets
a	Gryazovets	Greifswald
b	Gryazovets	Mallnow
4	Westsibirisches Becken (Urengoi-Feld)	Dol. Dunajovice
5	Wolga-Ural Becken (Karashur)	Dol. Dunajovice
c	Dol. Dunajovice	Sayda
d	Dol. Dunajovice	Waidhaus
6	Haltenbanken (Asgard)	Dornum
7	norwegische Nordsee (Ekofisk)	Emden
8	norwegische Nordsee (Statfjord)	Emden
9	Groningen	Oude Statenzijl
10	Niederländische Nordsee	Oude Statenzijl

Quelle: (DBI, 2014)

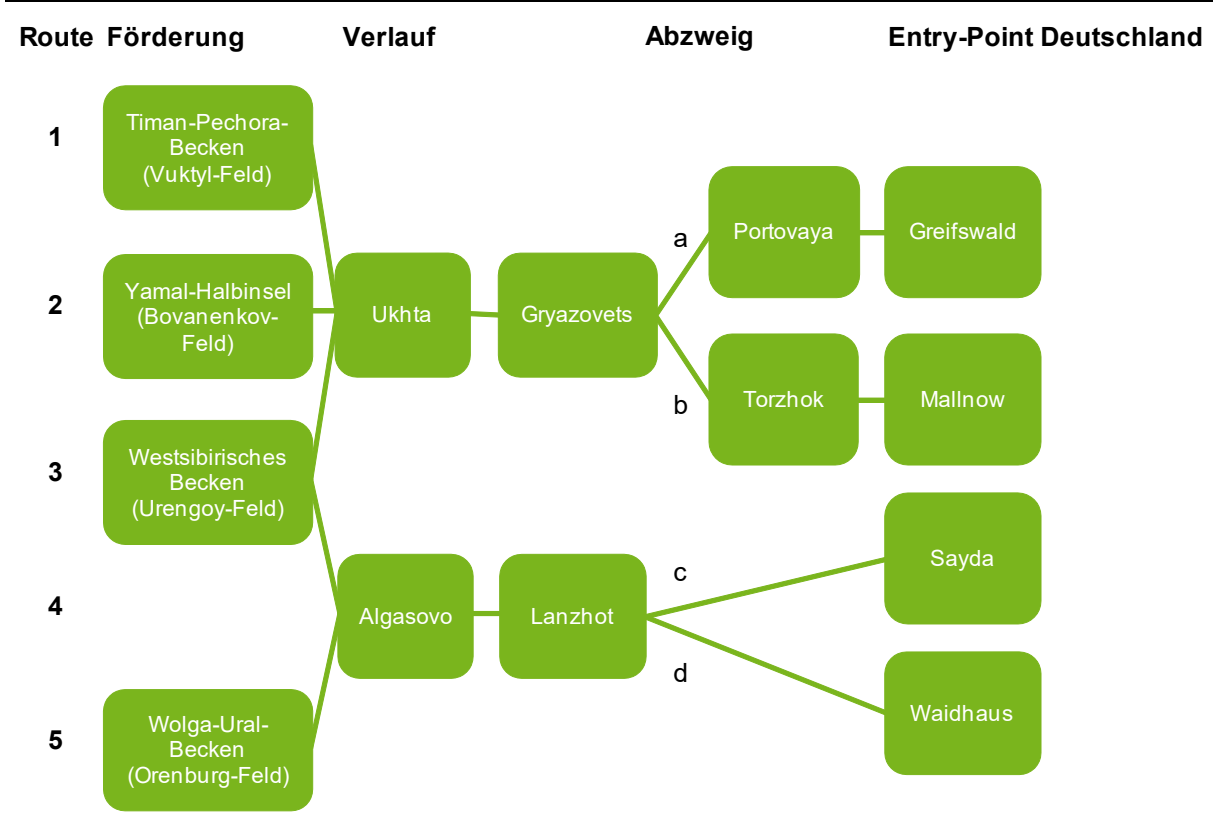
Die Transportrouten 3 und 5 verzweigen sich in ihrem Verlauf, so dass jeweils zwei Transportwege berücksichtigt werden.

Hinsichtlich der entstehenden Methanemissionen sind außerdem die unterschiedlichen Gaszusammensetzungen sowie der Brennwert von Bedeutung (siehe Anlage 1). Auf diese wird in den nachfolgenden Berechnungen Bezug genommen.

### 2.1.1.2 Russland

Als Russische Förderstandorte werden das Timan-Pechora-Becken, das Westsibirische Becken, das Wolga-Ural-Becken und die Yamal-Halbinsel betrachtet (siehe Abbildung 2).

Abbildung 2: Übersicht der Erdgas-Transportrouten von Russland nach Deutschland

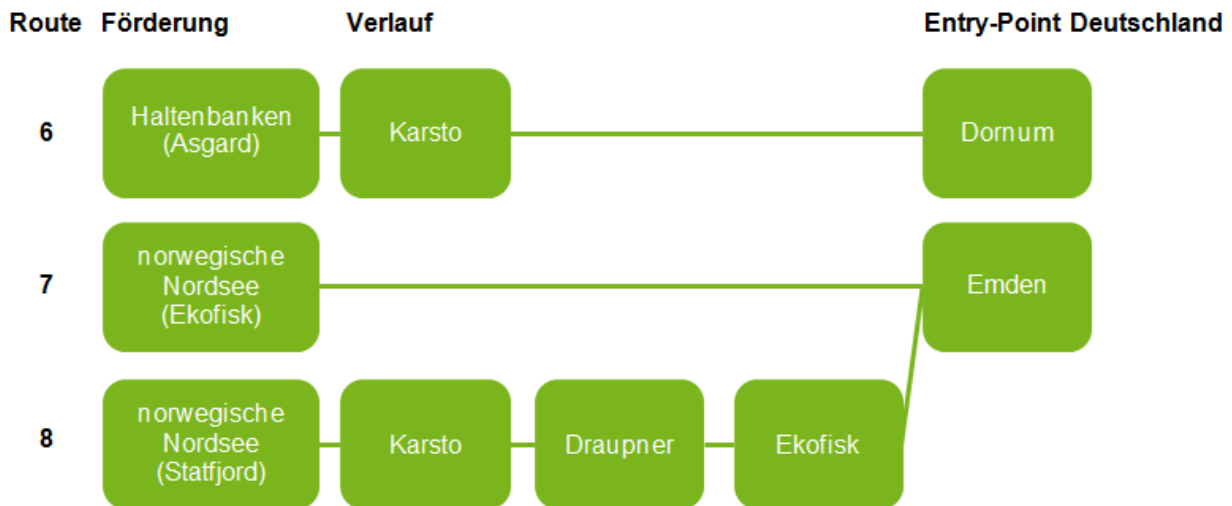


Quelle: (DBI, 2014)

### 2.1.1.3 Norwegen

In Norwegen wurden mit den Gasfeldern Haltenbanken, Ekofisk und Statfjord beispielhaft drei Förderstandorte in der Nordsee gewählt. Aus ihnen verlaufen unterschiedliche Rohrleitungen nach Deutschland zu den Entry-Points Dornum und Emden (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Übersicht der Erdgas-Transportrouten von Norwegen nach Deutschland

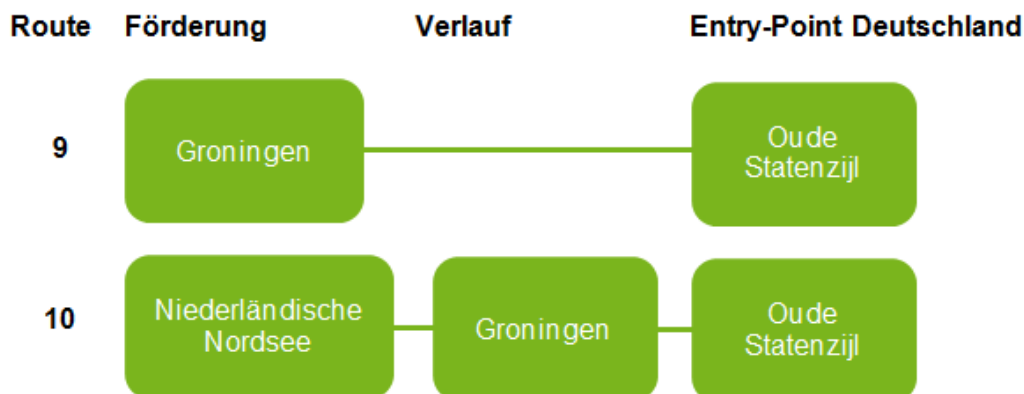


Quelle: (DBI, 2014)

### 2.1.1.4 Niederlande

In dieser Ausarbeitung werden zwei mögliche Standorte der Gasförderung in den Niederlanden beispielhaft betrachtet. Dies ist die Gasförderung aus dem Gasfeld Groningen oder aus einem der zahlreichen Gasfelder in der niederländischen Nordsee. Beide Routen haben den Entry-Point Oude Statenzijl (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Übersicht der Erdgas-Transportrouten von den Niederlanden nach Deutschland



Quelle: (DBI, 2014)

## 2.1.2 Definition der Betriebsarten

Zur Bewertung der CH<sub>4</sub>-Emissionen beim Erdgastransport wurden drei Betriebsarten festgelegt:

- Sonderbetrieb
- Normalbetrieb
- Versorgungsstörung

Diese lehnen sich an die Statistiken der European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG)<sup>4</sup> an, in der die Begriffe „kleines Loch, bzw. Riss“, „Loch“ und „Ruptur“ definiert werden (EGIG, 2011, S. 10). Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Schäden an Rohrleitungen und einzelnen Anlagenkomponenten, die in den verschiedenen Betriebsarten auftreten können.

Tabelle 2: Definition der Betriebsarten

Betriebsart	mögliche Vorfälle an Rohrleitungen	mögliche Vorfälle an Anlagen	Versorgung
Normalbetrieb	Risse und Löcher </= 2 cm (Bezeichnung „Risse“)	Undichtheiten an Anlagenteilen (z. B. Flanschen, Verschraubungen, Dichtungen der Verdichter-Antriebswelle)	kein Versorgungsausfall
Sonderbetrieb	Risse und Löcher > 2 cm bis Leitungsdurchmesser (Bezeichnung „Löcher“)	Reparaturen und Instandhaltungen	kurzfristige/geplante Versorgungs-minderung bzw. -unterbrechung
Versorgungs-störung	Risse und Löcher > Leitungs-durchmesser (Bezeichnung „Brüche“)	Abschaltung	ungeplante Versorgungs-minderung bzw. -unterbrechung

Quelle: (DBI, 2014)

Die Anzahl der auftretenden Schäden ist ebenfalls von Bedeutung. Bei einer Transportleitung mit sehr vielen einzelnen Rissen und Löchern liegt kein Normalbetrieb mehr vor. Dies ist jedoch aufgrund der in Kapitel 2.3.1.1 vorgestellten Schadenshäufigkeiten nicht zu erwarten.

## 2.1.3 Häufig verwendete Studien und Berichte

Die im Projekt verwendeten Daten bzw. aufgestellten Annahmen z.B. für zu erwartende Leckagen basieren in der Regel auf folgenden näher dargestellten Literaturquellen.

<sup>4</sup> Eine nähere Erläuterung erfolgt in Abschnitt 2.1.3.6.

---

### 2.1.3.1 Studie des Wuppertalinstituts

Das Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie und das Max-Planck-Institut für Chemie in Mainz haben 2005 die Studie „Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems“ veröffentlicht. Darin wurden die CH<sub>4</sub>-, CO<sub>2</sub>- und NO<sub>2</sub>-Emissionen von russischem Erdgas bei der Prozesskette Förderung-Aufbereitung-Transport bewertet. Es fanden Untersuchungen an fünf Verdichterstationen und 2.380 km Rohrleitungen, sowie 25 Absperrstationen in Russland statt (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 10). Aus den festgestellten Leckagen eines Anlagentyps simulierte das Wuppertalinstitut „die für die Exportkorridore zu erwartenden Emissionen dieser Bauteile in einer eigenen Monte-Carlo-Rechnung“<sup>5</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 19). Es ergaben sich so Erwartungswerte<sup>6</sup> und eine zugehörige Wahrscheinlichkeitsdichteverteilung.

Die übrigen Messergebnisse wurden unter Einbeziehung von statistischen Daten der Gazprom aufbereitet. Die Emissionsfaktoren, die in dieser Studie ermittelt wurden, werden daher als repräsentativ angesehen und sind für die Berechnungen der Gesamt-CH<sub>4</sub>-Emissionen auf den Routen 1 bis 5 (russische, weißrussische und ukrainische Leitungen) mit berücksichtigt wurden.

### 2.1.3.2 Dedikov

Bei diesem Bericht handelt es sich um einen Artikel aus der Fachzeitschrift „Atmospheric Environment“ von 1999 mit dem Titel „Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia“. Beschrieben werden Messungen, die von der Ruhrgas AG und der RAO Gazprom 1996 an zwei Verdichterstationen in Westsibirien durchgeführt wurden.

Zusätzlich fanden 1997 Untersuchungen an rund 630 km Rohrleitungen des Uzghorod Korridors statt (J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a., 1998, S. 3294). Die Emissionsfaktoren, die dabei für Transportleitungen und Kompressorstationen ermittelt wurden, werden in den nachfolgenden Ausführungen vergleichend aufgeführt und zur Mittelwertbildung genutzt.

### 2.1.3.3 Gazprom

Im Jahr 2010 wurde in Moskau vom „Laboratory of Environmental Protection and Resource Saving“, ein Vortrag über die Maßnahmen gehalten, die Gazprom bereits unternommen hat, um CH<sub>4</sub>-Emissionen zu reduzieren (G.S. Akopova, 2010). Der Vortrag basiert auf Daten der Gazprom und des VNIIGaz Instituts. Es werden u.a. Messgeräte und –methoden vorgestellt, die zur Bestimmung von Leckagen und betriebsbedingten Emissionen an Erdgasförder- und Aufbereitungsanlagen, Verdichterstationen und Transportleitungen zum Einsatz kamen. Die Messungen fanden zwischen 2005 und 2008 statt. Es werden minimale und maximale Emissionsfaktoren aufgeführt und den Resultaten des Wuppertalinstituts und der früheren Untersuchung von Gazprom und der Ruhrgas AG vergleichend gegenübergestellt. Die Maximalwerte liegen mit einer Ausnahme stets über den Angaben unabhängiger Institute.

### 2.1.3.4 EPA & Gazprom

Die Studie „Methane Leak Measurements at Selected Natural Gas Pipeline Compressor Stations in Russia“ wurde von der amerikanischen „Environmental Protection Agency“ (EPA)

---

<sup>5</sup> Die Monte-Carlo-Methode wird laut Wuppertalstudie, 2011 „international als die am besten geeignete Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten von Treibhausgasinventaren angesehen.“ (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 19).

<sup>6</sup> „Erwartungswert“ ist ein Begriff aus der Stochastik. Es handelt sich um den Wert, den die Zufallsvariable (hier die Emission) im Mittel annimmt.

zusammen mit Gazprom durchgeführt. 1996 wurden dafür Messungen an vier Verdichterstationen in Russland vorgenommen und Leckagen an einzelnen Komponenten der Stationen bestimmt (EPA & Gazprom, 1996, S. 9).

### 2.1.3.5 Gas STAR

Das Natural Gas STAR Programm umfasst verschiedene Kurzberichte zu den CH<sub>4</sub>-Emissionen der amerikanischen Gasindustrie und den Möglichkeiten, diese zu mindern. Dabei werden die Erfahrungen, die diverse Partner gemacht haben, vorgestellt und anhand dieser auch Kostenabschätzungen für bestimmte Maßnahmen aufgeführt (EPA, 2006), (EPA, 2003), (EPA, 2006).

Diese Kostenabschätzungen können allerdings nicht exakt auf die in dieser Ausarbeitung betrachteten Transportrouten angewendet werden. Teilweise werden Maschinen betrachtet, die in Europa und Russland nicht zum Einsatz kommen. Ebenso bestehen Differenzen bei Betriebsstundenzahlen und Gaspreisen.

### 2.1.3.6 EGIG-Statistik

Die European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG) ist eine Organisation aus 15 großen Gasnetzbetreibern aus Westeuropa (u.a. N. V. Nederlandse Gasunie, NET4GAS und Open Grid Europe). Diese erfassen Vorfälle an ihren Rohrleitungen, um den Erdgastransport sicherer zu gestalten (European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG), 2013). Alle drei Jahre wird von der EGIG ein zusammenfassender Bericht über die registrierten Schadensfälle veröffentlicht. In der vorliegenden Arbeit werden Angaben aus dem 8. EGIG-Report (Dezember 2011) berücksichtigt.

Tabelle 3: Vergleich der verwendeten Studien

Studie	Veröffentlichung	Autor	betrachtete Elemente	Betrachtetes Land
Wuppertal	2005	Institut	Transportleitungen, Absperrstationen, Verdichterstationen	Russland
Dedikov	1999	Netzbetreiber	Transportleitungen, Verdichterstationen	Russland
Gazprom	2010	Netzbetreiber, Institut	Erdgasförder- und Aufbereitungsanlagen, Transportleitungen, Verdichterstationen	Russland
EPA& Gazprom	1996	Netzbetreiber, Institut	Verdichterstationen	Russland
Gas STAR	2003 - 2011	Netzbetreiber, Institut	gesamtes Gasnetz	USA
EGIG	2011	Netzbetreiber	Transportleitungen	Europa

Quelle: (DBI, 2014)

---

## 2.2 Aufbau, Funktionsweise und mögliche Emissionsquellen einzelner Bestandteile beim Gastransport

Das Gastransportnetz besteht aus Rohrleitungen, Verdichterstationen, Absperrstationen und Molchstationen. Nachfolgend werden der Aufbau und die Funktionsweise der einzelnen Anlagen erläutert und mögliche Emissionspotentiale aufgezeigt.

### 2.2.1 Transportleitungen

Erdgas wird über sehr weite Strecken transportiert, leitungsgebunden bis ca. 4.000 km und flüssiger Transport per LNG-Tanker mehrere tausend Kilometer. Die deutsche Erdgasversorgung erfolgt bei den Importen hauptsächlich leitungsgebunden über große Stahlrohrleitungen mit Nennweiten bis zu 1.600 mm und Drücken größer 100 bar.

Die Verlegung von Pipelines ist nicht nur auf dem Land (onshore), sondern auch auf dem Meeresgrund (offshore) möglich. Hinsichtlich der Emissionen besteht zwischen beiden Transportvarianten ein großer Unterschied. Bei dem offshore Transport sind keine Zwischenverdichterstationen, ebenso keine Absperrstationen oder sonstige Einrichtungen vorhanden, welche bei onshore-Leitungen Quellen für Emissionen darstellen. Die Messung und Regelung erfolgt nur an den Einspeise- und Anlandeterminals. Zwar kann es durch äußere Einflüsse oder Korrosion wie auch bei erdverlegten Pipelines zu Rissen, Löchern und Brüchen kommen (siehe Abschnitt 2.3.1), jedoch wird die Wahrscheinlichkeit für Schäden an offshore-Leitungen als deutlich geringer eingeschätzt, da noch intensiver bei der Planung und Ausführung auf präventive Maßnahmen wie Pipelineumhüllung geachtet wird. Grundsätzlich werden bei onshore und offshore Pipelines die einzelnen Rohrleitungsabschnitte verschweißt und mittels Ultraschall auf Dichtheit überprüft, an den Verbindungsstellen sind demnach keine Emissionen zu erwarten.

### 2.2.2 Verdichterstationen

Verdichterstationen befinden sich an onshore-Transportleitungen alle 100 bis 200 km, um den Gasdruck, der durch Reibung der Gasmoleküle an der Rohrwand abnimmt, wieder anzuheben (International Gas Union-Program Committee A:Sustainability, 2012, S. 45), (Cerbe, 2008, S. 243).

In Abbildung 5 ist der prinzipielle Aufbau einer s. g. „Verdichterhalle“ dargestellt. Dieser erfolgt modular, um auf fluktuierende Gasströme reagieren zu können. Meist befinden sich dafür Antriebe unterschiedlicher Leistungsklassen in einer Station. So wird der Teillastbetrieb vermieden und eine möglichst hohe Effizienz gewährleistet (International Gas Union-Program Committee A:Sustainability, 2012, S. 47).

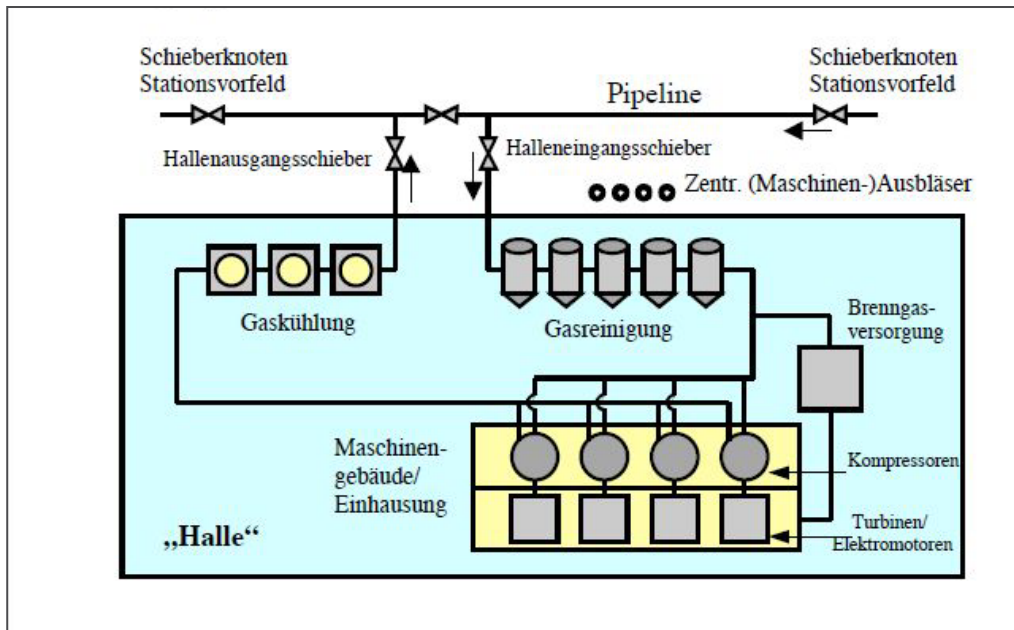
Das zu transportierende Erdgas wird aus der Erdgasleitung kommend über die „Halleneingangsschieber“<sup>7</sup> zunächst über die Filter geführt. Partikel, die während des Transports in den Rohren mitgerissen wurden und die Verdichter beschädigen könnten, werden hier herausgefiltert. Anschließend wird das Gas in das Maschinengebäude geleitet, wo sich die Verdichter mit ihren zugehörigen Antrieben befinden. Der Antrieb kann durch einen Elektromotor, einen Gasmotor oder eine Gasturbine erfolgen. Letztere ist die am häufigsten eingesetzte Variante. Die erforderliche Energie in Form von Erdgas kann direkt aus der Erdgasleitung entnommen werden. Die Verdichter komprimieren das Erdgas auf den notwendigen Transportdruck. Die Kompression verursacht eine Erwärmung des Gases. Zur Einhaltung konstanter Transportbedingungen ist eine Gaskühlung notwendig.

---

<sup>7</sup> Hierbei handelt es sich um einen Sammelbegriff, auch Kugel- oder Nadelventile kommen häufig zum Einsatz (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 13).



Abbildung 5: Aufbau einer Verdichterstation



Quelle: (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 13)

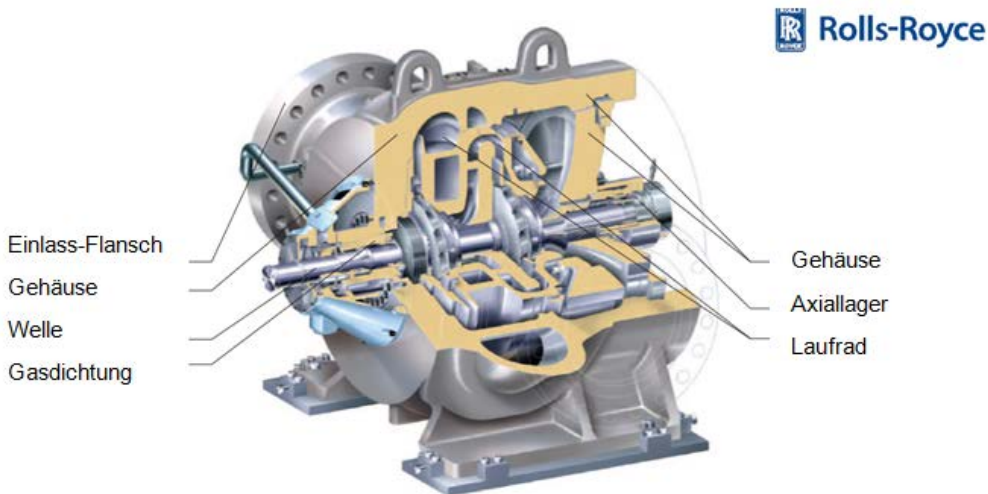
Verdichterstationen sind aufgrund der Vielzahl einzelner Komponenten die Hauptverursacher von  $\text{CH}_4$ -Emissionen während des Erdgastransports. Sowohl die einzelnen Verdichter als auch undichte Flansche, geschraubte Verbindungsstücke oder Armaturen können Leckagen aufweisen. Außerdem wird über s.g. Ausbläser gezielt Erdgas in die Atmosphäre entlassen. Darauf wird in Kapitel 2.3.2.2.1 und 6.3.1 detaillierter eingegangen.

### 2.2.2.1 Aufbau von Verdichtern für den Erdgastransport

Erdgastransportleitungen sind onshore für Drücke um 80 bar und offshore für bis zu 220 bar ausgelegt (Gazprom, 2009, S. 35). „Eingesetzt werden Turboverdichter radialer Bauart. Kolbenverdichter verlieren an Bedeutung zu Gunsten moderner, schnell laufender und kompakter Radialkompressoren...“ (Cerbe, 2008, S. 243). Turboverdichter eignen sich besonders für große Volumenströme, Kolbenverdichter finden dagegen eher bei hohen Druckverhältnissen und kleinen Volumenströmen Anwendung (Cerbe, 2008, S. 242).

Das bestätigte auch die Recherche zur vorliegenden Arbeit. Für alle betrachteten Förder- und Transitländer wurden ausschließlich Angaben zu Radialverdichtern im Transportsystem gefunden (Foltin & Zvara, S. 2), (EPA & Gazprom, 1996, S. 7), (Hydrocarbons Technology, 2012). Lediglich in Amerika werden häufig auch Kolbenverdichter für den Erdgastransport angewendet (Harrison, Galloway, Hendler, Shires, & u.a., 2011, S. 49-50).

Bei Turboverdichtern werden grundsätzlich zwei Bauformen unterschieden: die radiale und die axiale. Wie bereits erwähnt, kommt beim Erdgastransport über Rohrleitungen vorwiegend die radiale Bauart zum Einsatz. Nachfolgend wird die radiale Bauart näher erläutert.



Quelle: (Rolls-Royce, 2010, S. 5)

Bei einem Radialverdichter beruht die Verdichtung auf mit Schaufeln versehenen Laufrädern, die das Gas im Inneren beschleunigen und über die Zentrifugalkraft einen hohen Druck erzeugen. Die Laufräder sind auf einer rotierenden Welle montiert, die mit der Antriebsmaschine verbunden ist. Damit an diesem Übergang kein Gas austreten kann, befinden sich Dichtungen auf der Welle. In Abbildung 6 handelt es sich dabei um Gasdichtungen. Bei älteren Kompressoren kommen aber auch Sperröldichtungen vor.

Besonders an Sperröldichtungen können sehr hohe Emissionen entstehen. Zum einen kann eine gewisse Menge Gas durch Undichtigkeiten entweichen, zum anderen wird durch das Schmieröl aber auch ein erheblicher Anteil des Gases absorbiert. Das aufgenommene  $\text{CH}_4$  wird später bei der Ölaufbereitung abgetrennt und in die Atmosphäre abblasen (Harrison, Galloway, Hendler, Shires, & u.a., 2011, S. 8).

Bei Gasdichtungen werden sowohl die „Schmierung“, als auch die Abdichtung von unter hohem Druck stehendem Gas übernommen (z.B. Stickstoff). Dabei kann eine geringe Menge des zu verdichtenden Erdgases entweichen, der absorbierte Anteil entfällt jedoch. Ein Vergleich der Emissionen erfolgt in Abschnitt 2.3.2.2.1. Auf die Vorteile von Gasdichtungen wird im Kapitel 8.2.1 detaillierter eingegangen.

#### 2.2.2.2 Emissionen der Verdichter in unterschiedlichen Betriebsarten

Verdichterstationen sind in ihrer Leistung i.d.R. ausgelegt für extreme Wintersituationen mit langen und harten Frostperioden, wie sie nur aller 50 Jahren zu erwarten sind (Marcogaz, 2012, S. 3). Somit sind nicht alle Verdichter-Einheiten das gesamte Jahr in Betrieb.

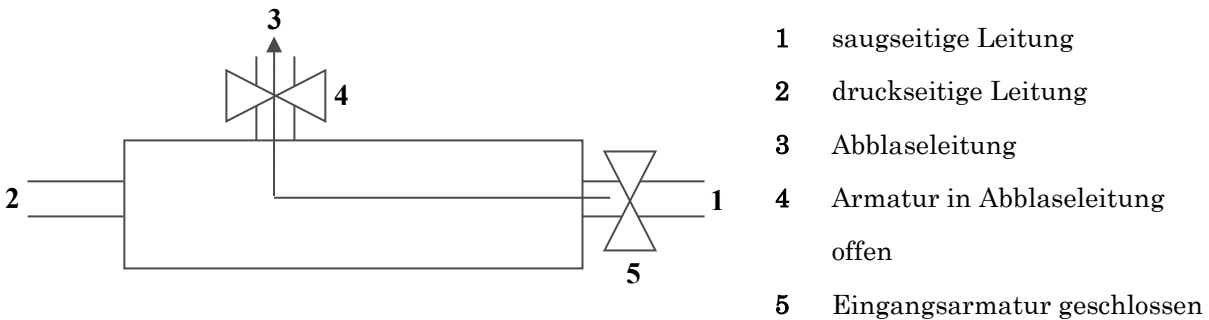
Üblicherweise befindet sich je ein Verdichter einer Station im Stand-by-Modus, um auf Bedarfsspitzen oder Ausfälle der übrigen Einheiten reagieren zu können (Environmental Protection Agency, S. 69).

Die Emissionen der Verdichter sind von der Betriebsart abhängig. Im Betrieb entstehen Emissionen besonders an den Dichtungen des Kompressors, worauf in Kapitel 2.3.2.2.2 detailliert eingegangen wird.

Wird eine Maschine aufgrund niedrigen Bedarfs nicht zur Verdichtung benötigt, wird sie zumeist in den Stand-by-Modus geschaltet, um bei Bedarf schnell wieder anfahren zu können. Im diesem Modus entstehen ebenso Emissionen. Es ist hierbei zu differenzieren, ob der Verdichter unter Druck gehalten oder entlastet wird.

Wird der Verdichter entspannt, liegt vor der geschlossenen Eingangsarmatur noch Druck an, dahinter nicht. Es entsteht eine Leckage an der Armatur, die nicht vollständig dicht gegen den Gasdruck aus der Rohrleitung ist. Gas gelangt weiterhin in den Verdichter und durch die offene Armatur der Abblaseleitung in die Atmosphäre (siehe Abbildung 7).

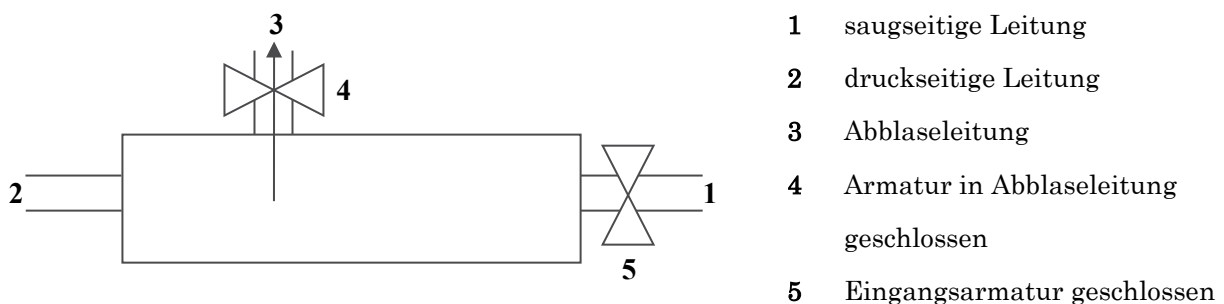
Abbildung 7: Verdichter außer Betrieb und entspannt - schematisch



Quelle: Eigene Darstellung nach EPA (EPA, 2006, S. 2)

Wird der Verdichter dagegen unter Druck gehalten, steht an der Eingangsarmatur von beiden Seiten Druck an (siehe Abbildung 8). Zwar kommt es in diesem Fall zu Leckagen an der Armatur der Abblaseleitung und an den Dichtungen, diese sind jedoch wesentlich geringer (siehe Abschnitt 2.3.2.2.1). Ursache dafür sind die Größenverhältnisse der Armaturen.

Abbildung 8: Verdichter außer Betrieb und unter Druck - schematisch



Quelle: Eigene Darstellung nach EPA (EPA, 2006, S. 2)

### 2.2.3 Absperrstationen

Absperrstationen dienen dem Verschließen eines bestimmten Rohrleitungsabschnitts bei Reparaturarbeiten oder Havarien. Die Angaben bezüglich des Abstands zweier Stationen, variieren in diversen Quellen:

- ▶ 15 bis 30 km laut Wuppertalstudie (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 14)
- ▶ 10 bis 18 km nach DVGW-Arbeitsblatt G 463 (nur für Deutschland zutreffend) (DVGW, 2001, S. 13).

Eine solche Station besteht aus einer Hauptarmatur und mehreren Umgangsarmaturen (siehe Abbildung 9). Zusätzlich ist mindestens ein Ausbläser oder Inertisierungsstutzen installiert<sup>8</sup> (siehe Anlage 2). Die Armaturen können als Schieber, Hähne oder Klappen

<sup>8</sup> Dient dem Spülen der Leitung mit einem Inertgas.

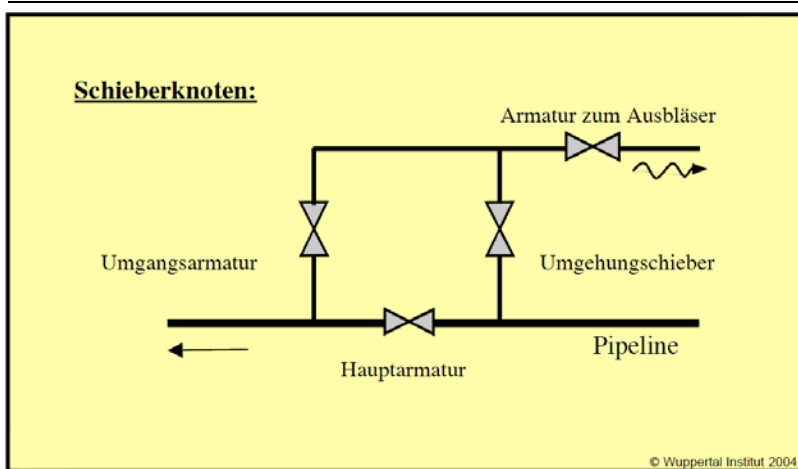
ausgeführt sein. In erdverlegten Leitungen kommen jedoch größtenteils Kugelhähne zum Einsatz (Cerbe, 2008, S. 181).

Leckagen entstehen:

- ▶ an den Spindelpackungen der Armaturen, die sich durch die Drehbewegung abnutzen und somit undicht werden
- ▶ und an Flanschen, sofern diese als Verbindungsstücke eingesetzt werden.

Falls der Antrieb der Armaturen pneumatisch erfolgt, wird zusätzlich bei jedem Ventilhub eine gewisse Menge Gas in die Atmosphäre entlassen und kann bei Undichtigkeiten kontinuierlich aus dem Ventilsteuergerät austreten (Theresa M. Shires, 1996, S. 10). Die Quantifizierung der entstehenden Emissionen erfolgt in Abschnitt 2.3.2.2.4.

Abbildung 9: Schema eines Schieberknotens



Quelle: (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 14)

#### 2.2.4 Molchstationen

Ablagerungen von Erdgasbegleitstoffen führen zu erhöhter Rohrrauigkeit in den Transportleitungen und damit zu Druckverlusten. Transportleitungen werden deswegen regelmäßig in bestimmten Wartungsintervallen von innen gereinigt und oder auf mögliche Schadstellen „gemolcht“<sup>9</sup>. An den Ein- und Ausgangsschleusen kann dabei eine geringe Menge Erdgas entweichen. Diese wurde jedoch in den vorliegenden Studien nicht betrachtet. Weitere Untersuchungen sind zur exakten Bestimmung notwendig. Im Gegensatz zu den anderen in dieser Arbeit aufgeführten Emissionsquellen werden die Molchstationen allerdings als vernachlässigbar angesehen.

<sup>9</sup> In den Molch eingebaute Ultraschall- oder Wirbelstromsonden können Aufschluss zum Korrosionszustand und zu möglichen Schadenstellen (z.B. Rissen) der Transportleitung geben.



Quelle: (Lohr, T., 2010)

## 2.3 Emissionen beim Erdgastransport

### 2.3.1 Betrachtung über die Schadenshäufigkeit

Durch den Transport von Erdgas verursachte Emissionen können quantifiziert werden, indem die Häufigkeit, mit der Schäden einer bestimmten Größe an einer Rohrleitung auftreten, berücksichtigt wird. Anschließend wird berechnet wie viel Gas im jeweiligen Schadensfall austritt. Entsprechende Daten finden sich z. B. in der EGIG-Statistik von 2011. Darin werden die folgenden Ursachen für Schäden an Rohrleitungen genannt:

- ▶ Äußere Einflüsse (z. B.: Eingriff durch Dritte bei Baumaßnahmen, etc.),
- ▶ Korrosion,
- ▶ Konstruktions- oder Materialdefekte,
- ▶ Fehlerhaftes Hot Tapping<sup>10</sup> und Bodenbewegungen.

In der entsprechenden EGIG-Statistik wird allerdings nur ein Teil der insgesamt entstehenden Emissionen berücksichtigt, da weder Verdichterstationen, noch Absperrstationen auf diese Weise beurteilt werden können. Auf jene wird in Abschnitt 2.3.2 näher eingegangen.

#### 2.3.1.1 Schadenshäufigkeit

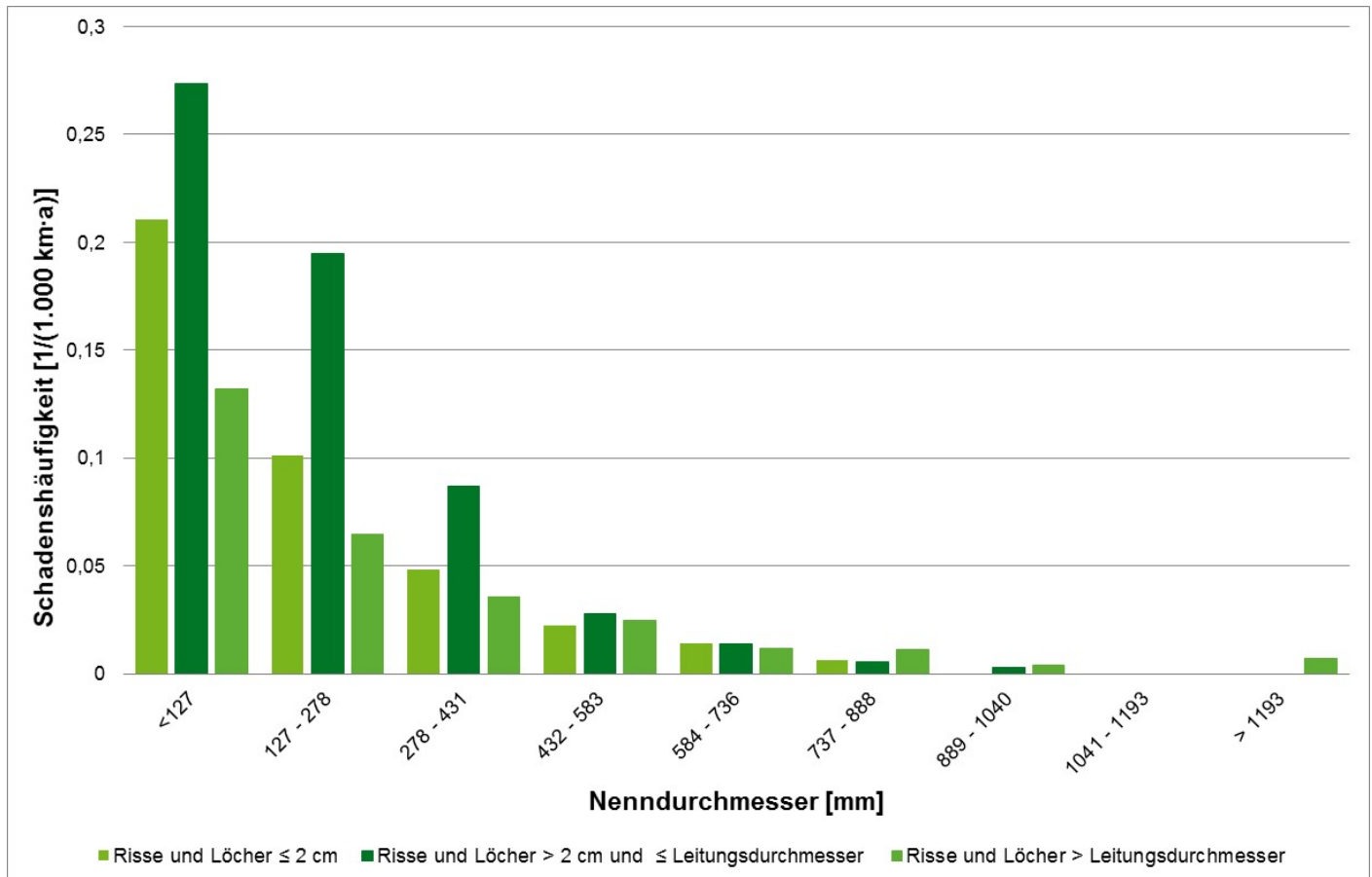
Zwischen 1970 und 2010 kam es laut EGIG-Statistik (Jahr 2011) zu 1.249 Vorfällen an den Rohrleitungen der mitwirkenden Betreiber (15 große Gasnetzbetreiber aus Westeuropa). Insgesamt wurden 135.211 km Leitungsnetz in die Betrachtungen einbezogen (EGIG, 2011, S. 13 und 42). Schadensdaten in Bezug zum Durchmesser, bzw. zum Baujahr der Leitungen geben Auskunft über die Schadenshäufigkeit pro 1.000 km und Jahr. Hinsichtlich der unterschiedlichen Betriebsdrücke existieren keine Aussagen, da diese durch unterschiedliche Durchsätze saisonal schwanken können und auch nicht über die gesamte Transportleitung konstant bleiben. Außerdem hat eine Studie der EPA belegt, dass beim Vergleich einer Rohrleitung mit niederen gegenüber einer mit höheren Betriebsdrucks kein erkennbarer Anstieg der Schadenshäufigkeit im Normalbetrieb auftritt (Campbell, 1996, S. 39).

<sup>10</sup> Das Hot Tapping ist ein Verfahren, bei dem die Leitung während des Betriebs angebohrt und ein Bypass gelegt wird, um Schadstellen auszubessern (vgl. Kapitel 8.2.2.2.2).

### 2.3.1.1.1 Relation zum Rohrleitungs-Durchmesser

Es werden drei verschiedene Ursachen für Schäden in Relation zum Nenndurchmesser gesetzt: äußere Einwirkung, fehlerhaftes Hot Tapping und Bodenbewegungen. In Abbildung 11 wurden diese für diverse Durchmesserbereiche zusammengefasst. Die einzelnen Häufigkeiten können in Anlage 3, Tabelle 86 nachgelesen werden.

Abbildung 11: Schadenshäufigkeit an Rohrleitungen bezogen auf den Nenndurchmesser<sup>11</sup>



Quelle: Eigene Darstellung nach EIG-Statistik (EIG, 2011, S. 26,35-36)

Erwartungsgemäß ist mit steigendem Durchmesser eine Abnahme der Schadensfälle zu beobachten. Ursache dafür sind unter anderem die zunehmende Wandstärke und die damit verbundene geringere Anfälligkeit der Transportleitungen gegen die bereits aufgeführten Einflüsse und die ggf. tiefere Verlegung der Transportleitungen.

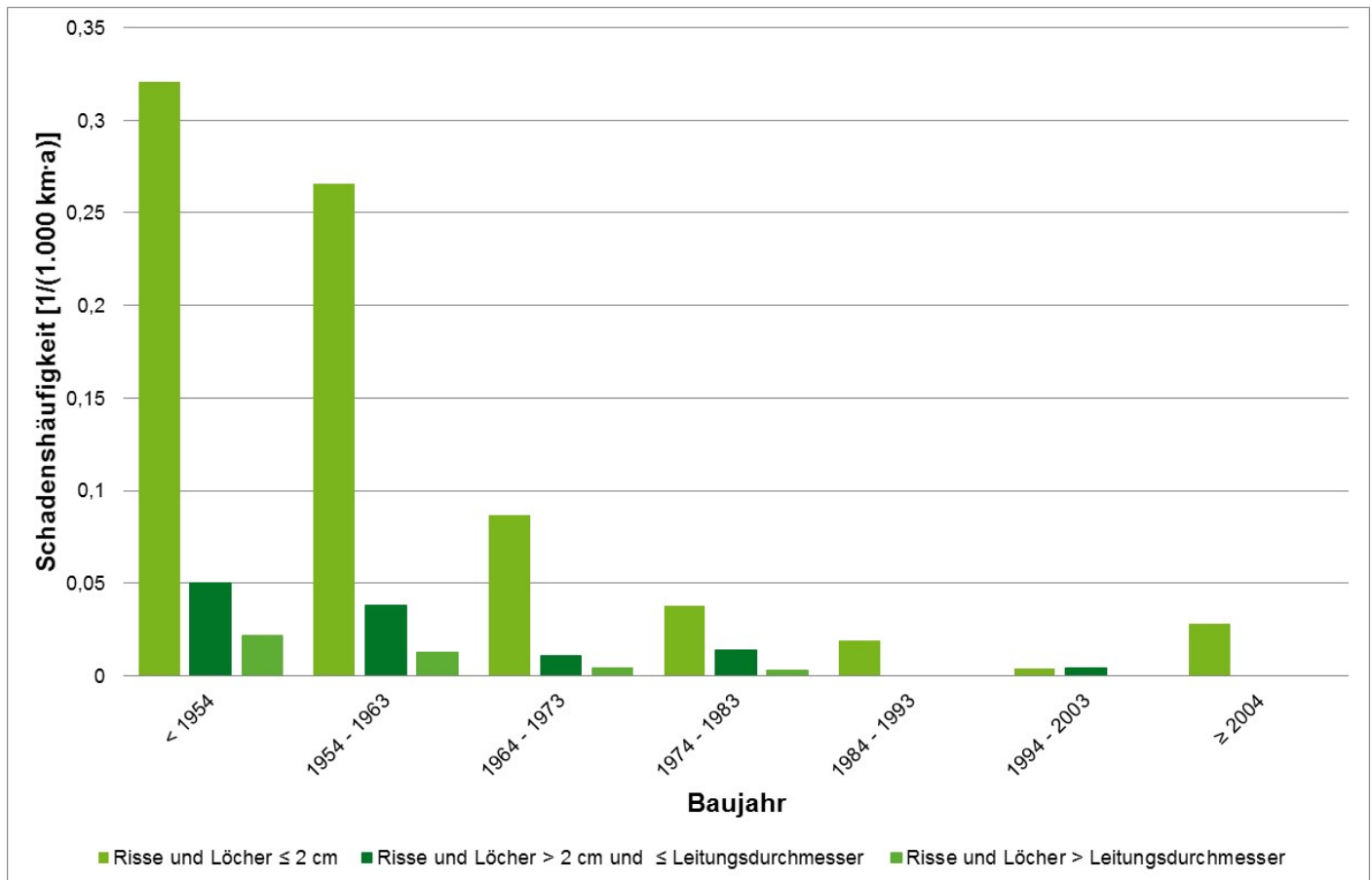
<sup>11</sup> Die Grenzen ergeben sich durch Umrechnung der Originaleneinheit Zoll auf Millimeter (1" = 25,4 mm).

### 2.3.1.1.2 Relation zum Rohrleitungs-Baujahr

Im Zusammenhang zum Rohrleitungsbaubaujahr lassen sich v.a. Tendenzen bezüglich der Schäden durch Korrosion bzw. durch Material- und Konstruktionsfehler erkennen. Beide wurden in der Abbildung zusammengefasst, einzelne Häufigkeiten befinden sich in Anlage 3.

, Tabelle 87. Es wird deutlich: je neuer die Rohrleitung, desto geringer die Schadenshäufigkeit (siehe Abbildung 9).

Abbildung 12: Schadenshäufigkeit an Rohrleitungen bezogen auf den Baubeginn



Quelle: Eigene Darstellung nach EGIG-Statistik (EGIG, 2011, S. 30 und 33)

Korrosion breitet sich über Jahre hinweg aus, bevor sie letztlich zu einem Riss oder Loch führt. Deswegen kann sie bei älteren Leitungen häufiger beobachtet werden. In neuerer Zeit wurden die Materialien und die Technik des Korrosionsschutzes jedoch verbessert, sodass Korrosion an neueren Leitungen im Regelfall in den betrachteten Ländern nicht zu beobachten ist.

Bei den Material- und Konstruktionsfehlern kann man die Verbesserungen auf die ständige Weiterentwicklung der Werkstoffe und den wachsenden Erfahrungsschatz beim Rohrleitungsbau zurückführen. Der letzte Datensatz widerspricht dieser Tendenz, kann aber als Ausnahme angesehen werden. Er wird dennoch in die nachfolgenden Betrachtungen einfließen.

### 2.3.1.2 Berechnung der entstehenden Emissionen

#### 2.3.1.2.1 Emissionen bei Rissen, Löchern und Brüchen

---

Laut DVGW Arbeitsblatt G 465-3 ist die Leckmenge abhängig von „der Größe der Austrittsstelle, dem Betriebsdruck, sowie der Bodenart“ (DVGW, 2000, S. 11).

Folgende Vereinfachungen werden für die Berechnung festgelegt:

- Da in der EGIG-Statistik für jede Schadstelle ein Durchmesserbereich angegeben wird, werden alle Leckagen als kreisrund angenommen.
- Die Temperatur des Gases im Rohr kann mit der Temperatur des umgebenden Bodens gleichgesetzt werden.
- Der Druck im Rohr liegt im Durchschnitt bei 80 bar.
- Außerhalb des Rohrs herrscht Normdruck (1,01325 bar).

Die Bodentemperaturen unterscheiden sich deutlich in den einzelnen Regionen. Die Leckmengen werden daher für eine mittlere Bodentemperatur von 5 °C (Russisches Gas) und 10 °C (Niederländisches und Norwegisches Gas und Verteilung innerhalb Deutschlands) berechnet. Die Austrittsmenge ergibt sich laut Quelle (von Böckh, P., 2004, S. 188) nach folgender Gleichung<sup>12</sup>:

$$\dot{m} = \mu \cdot A \cdot \Psi \cdot \sqrt{2 \cdot p_i \cdot \rho_i} \quad (1)$$

$\dot{m}$  - Massenstrom des ausströmenden Gases [kg/s]

$\mu$  - Ausflusszahl<sup>13</sup> [-]

$A$  - Querschnitt der Leckage [m<sup>2</sup>]

$\Psi$  - Ausflussfunktion [-]

$p_i$  - Druck des Gases im Rohr [Pa]

$\rho_i$  - Dichte des Gases im Rohr [kg/m<sup>3</sup>]

Der Faktor  $\Psi$  ist die s.g. „Ausflussfunktion“. Diese ist stets anzuwenden wenn es sich um Strömungen kompressibler Gase handelt (Cousin, R., 2003). Sie wird mittels Gleichung (2) berechnet:

$$\Psi = \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa-1} \cdot \left( \frac{p_a}{p_i} \right)^{\frac{2}{\kappa}} \cdot \frac{p_a}{p_i} \frac{\kappa+1}{\kappa}} \quad (2)$$

$\kappa$  - Isentropenexponent [-]

$p_a$  - Außendruck [bar]

$p_i$  - Druck des Gases im Rohr [bar]

Die Ausflussfunktion besitzt ein Maximum beim kritischen Druckverhältnis. Bei überkritischer Strömung bleibt die Ausflussfunktion und damit der Massenstrom konstant (Cousin, R., 2003). Bei der Berechnung ist in Formel (2) das kritische Druckverhältnis (siehe Gleichung 3) einzusetzen (von Böckh, P., 2004, S. 189).

$$\left( \frac{p_a}{p_i} \right)_{krit} = \left( \frac{2}{\kappa+1} \right)^{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \quad (3)$$

Durch Einsetzen von (3) in (2) und (2) in (1) ergibt sich für den Massenstrom bei überkritischen Strömungsverhältnissen Gleichung (4):

---

<sup>12</sup> In den nachfolgenden Berechnungen handelt es sich um eine Extremwertbetrachtung, da der maximale Betriebsdruck und stationäre Druckverhältnisse über die gesamte Ausströmzeit zu Grunde gelegt werden.

<sup>13</sup> Maß für die Scharfkantigkeit der Austrittsstelle. Bei Rohrschäden laut Quelle (von Böckh, P., 2004)  $\mu=0,62$



$$\dot{m} = \mu \cdot A \cdot \left(\frac{2}{\kappa+1}\right)^{\frac{1}{\kappa-1}} \cdot \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa+1}} \cdot \sqrt{2 \cdot p_i \cdot \rho_i} \quad (4)$$

Bei unterkritischen Strömungsverhältnissen wird lediglich Gleichung (2) in Gleichung (1) eingesetzt. Daraus resultiert Gleichung 5. Derartige Strömungsverhältnisse sind bei Erdgas nur bei Leitungsdrücken < 2 bar zu erwarten<sup>14</sup>.

$$\dot{m} = \mu \cdot A \cdot \sqrt{\frac{\kappa}{\kappa-1}} \cdot \left(\frac{p_a}{p_i}\right)^{\frac{2}{\kappa}} \cdot \left(\frac{p_a}{p_i}\right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa}} \cdot \sqrt{2 \cdot p_i \cdot \rho_i} \quad (5)$$

Der Massenstrom wird mittels der Normdichte auf einen Volumenstrom umgerechnet.

$$\dot{V} = \dot{m} \cdot \rho_n \quad (6)$$

$\dot{V}$  - Volumenstrom des ausströmenden Gases [m<sup>3</sup>/s]

$\rho_n$  - Normdichte des Erdgases [kg/m<sup>3</sup>]

Von Interesse ist aber nicht nur, welche Emissionen sich pro Stunde oder pro Jahr ergeben, sondern auch pro Kilometer Rohrleitung im Jahr. Der berechnete Volumenstrom wird daher mittels definierter Ausströmdauern zunächst in ein Volumen umgerechnet (siehe Gleichung 7).

$$V = \dot{V} \cdot t_A \quad (7)$$

V - Volumen des ausströmenden Gases [m<sup>3</sup>]

t<sub>A</sub> - Ausströmdauer [s]

Anschließend wird mit den in Kapitel 2.3.1.1 beschriebenen Schadenshäufigkeiten und der Länge einer Leitung das resultierende Volumen in eine Emission pro Jahr umgewandelt wie Gleichung 8 zeigt.

$$E = V \cdot \frac{S}{1000} \cdot l \quad (8)$$

E - Emissionsfaktor [m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a]

S - Schadenshäufigkeit [1/km] oder [1/1.000 km]

l - Länge einer Leitung [km]

Alle Berechnungen werden mit einem Exceltool durchgeführt, in welchem Basisdaten aus dem Berechnungsprogramm Gascalc hinterlegt wurden (siehe Anlage 4).

#### Annahmen zur Ausströmdauer

Zur Berechnung der Gasaustritte pro Jahr durch Risse, Löcher und Rupturen über die Massenströme, ist die Ausströmdauer festzulegen.

Sobald in der Leitstelle eines Gasversorgungsunternehmens (GVU) eine Störmeldung eingeht, muss in Deutschland innerhalb von 30 Minuten „... organisatorisch und/oder technisch die Einleitung erster Sicherungsmaßnahmen vor Ort durch das GVU selbst oder beauftragte Dritte möglich sein.“ (DVGW, 2001, S. 2). Ein Leitungsabriss wird in der nächsten Messstelle oder Verdichterstation durch einen extremen Druckabfall schnell erkannt. Die Leitung wird jedoch zumeist nicht sofort abgesperrt, sondern zunächst besichtigt, um eventuelle Fehlfunktionen von Messgeräten auszuschließen. Es wird daher für alle zu betrachtenden Transportrouten eine maximale Ausströmdauer von einer Stunde bei einem Leitungsabriss angenommen.

<sup>14</sup> Eigene Berechnung mittels kritischem Druckverhältnis und einem mittleren Kappa (κ) für Erdgas von 1,4.

Risse und Löcher  $\leq 2$  cm werden dagegen z.B. erst bei der nächsten Begehung entdeckt, in Deutschland somit spätestens nach vier Monaten (DVGW, 2002, S. 10). Wenn die Leckage verhältnismäßig wenig Gas emittiert und keine Gefährdung der Umgebung sowie großer wirtschaftlicher Verlust besteht, wird sie i.d.R. erst bei der nächsten planmäßigen Wartung behoben. Da jedoch nicht bekannt ist, ob die Reparaturintervalle international einheitlich sind, wird die konservative Annahme getroffen, dass eine solche Fehlstelle maximal ein halbes Jahr lang Erdgas freisetzen kann.

### 2.3.1.2.2 Emissionen bei einer einzelnen Reparaturmaßnahme

Zur Bestimmung, welche Emissionen bei der Reparatur einer Rohrleitung entstehen, wird der „WEG<sup>15</sup>-Leitfaden zur Erfassung von Umweltdaten der WEG Mitgliedsfirmen“ herangezogen. (WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2006, S. 8). Dieser enthält eine Formel für die Entlastung von Anlagen und Leitungen, mit der die austretende Gasmenge berechnet werden kann. Durch Einbeziehung des Anteils an CH<sub>4</sub> im Erdgas ergeben sich die Methan-Emissionen (siehe Gleichung 9 und 9a).

$$V_{Erdgas} = \frac{V_{An} \cdot p_{An} \cdot T_0}{p_0 \cdot T_{An} \cdot Z(p_{An}, T_{An})} \quad (9)$$

$$V_{CH_4} = V_{Erdgas} \cdot X_{CH_4} \quad (9a)$$

$V_{Erdgas}$	- Austritt an Erdgas [m <sup>3</sup> ]
$V_{CH_4}$	- Austritt an CH <sub>4</sub> [m <sup>3</sup> ]
$V_{An}$	- geometrisches Volumen der Anlage [m <sup>3</sup> ]
$p_{An}$	- Betriebsdruck der Anlage [bar]
$T_0$	- Normtemperatur 273 [K]
$p_0$	- Atmosphärendruck 1,013 [bar]
$T_{An}$	- Anlagentemperatur [K]
$Z(p_{An}, T_{An})$	- Realgasfaktor in Abhängigkeit von $p_{An}$ und $T_{An}$ [-]
$X_{CH_4}$	- Anteil CH <sub>4</sub> im Gas [-]

Bevor die Leitung allerdings den Betrieb wieder aufnehmen kann, muss sie noch mit dem 1,5-fachen ihres Leitungsvolumens gespült werden (DVGW, 1992). Dieser Vorgang wird mit Erdgas durchgeführt. Das verwendete Spülgas wird in die Atmosphäre abgegeben. Daher wird der Gleichung 9 der Faktor 2,5 beigefügt, um die Gesamtmenge aus bei der Reparatur entlüftetem Erdgas und Spülgas zu erhalten.

$$V_{Erdgas} = \frac{V_{An} \cdot p_{An} \cdot T_0}{p_0 \cdot T_{An} \cdot Z(p_{An}, T_{An})} \cdot 2,5 \quad (10)$$

$$V_{CH_4} = V_{Erdgas} \cdot X_{CH_4} \quad (10a)$$

Beispiel: Wenn eine Leitung mit DN 1400, einem Betriebsdruck von 80 bar und einem Abstand von 100 m zwischen zwei Absperrreinrichtungen entlastet wird, müssen die Faktoren aus Tabelle 4 in Gleichung (10 und 10a) eingesetzt werden und es resultiert daraus ein freigesetztes CH<sub>4</sub>-Volumen von ca. 19.200 m<sup>3</sup> pro Leitungsentlastung.

15 Der WEG ist der Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. und „vertritt die Interessen der deutschen Erdöl- und Erdgasproduzenten, der Betreiber von Untergrundgasspeichern sowie der in dieser Industrie tätigen Dienstleister.“ (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG), 2013).

Tabelle 4: CH<sub>4</sub>-Emissionen bei einer geplanten Leitungsentlastung und Wiederinbetriebnahme

Bezeichnung	Symbol	Wert
Volumen der Leitung	$V_{An}$	154 m <sup>3</sup>
Leitungsdruck	$p_{An}$	80,000 bar
Temperatur in der Leitung	$T_{An}$	278,000 K
Realgasfaktor	$Z(p_{An}, T_{An})$	0,827 <sup>16</sup>
Spülfaktor	-	2,500
CH <sub>4</sub> -Gehalt im Gas	$X_{CH_4}$	97,790 %
<b>Austretendes Volumen an CH<sub>4</sub></b>	<b><math>V_{CH_4}</math></b>	<b>ca. 36.000 m<sup>3</sup></b>

Quelle: (DBI, 2014)

### 2.3.1.2.3 Emissionen in den unterschiedlichen Betriebsarten

Nachfolgend werden mit den ermittelten Ausströmdauern, unter Einbeziehung der Schadenshäufigkeiten aus Abschnitt 2.3.1.1, beispielhaft die Emissionen berechnet, die auf einer bestimmten Transportroute entstehen. Es wurde wiederum Route 3b gewählt (Begründung siehe Kapitel 2.4.1). Alle weiteren Leitungen werden darauf basierend im Abschnitt 1.3.2ff in Tabellenform dargestellt.

### 2.3.1.2.4 Beispiel: Transportroute 3b

Mit dem Bau der Transportroute 3b wurde 1994 begonnen. Die verlegten Leitungen besitzen die Durchmesser DN 1200 bzw. DN 1400. Folgende Schadenshäufigkeiten ergeben sich nach EGIG-Statistik, 2011 in den unterschiedlichen Betriebsarten:

- ▶ **Normalbetrieb:** Bei Betrachtung des Baujahres<sup>17</sup> ergeben sich  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$  durch Korrosion, die zu Rissen und Löchern  $\leq 2$  cm führten.
- ▶ **Sonderbetrieb:** Bei Betrachtung des Baujahres<sup>17</sup> ergeben sich  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$  durch Material- und/ oder Konstruktionsfehler, die Risse und Löcher  $> 2$  cm und  $\leq$  Leitungsdurchmesser verursachten.
- ▶ **Versorgungsstörung:** Bei Betrachtung des Nenndurchmessers<sup>18</sup> ergeben sich  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ , durch Bodenbewegungen, die zu Leitungsabrissen führten.

Wie bereits erwähnt, werden bei einem Leitungsabriss nach spätestens einer Stunde die nächstgelegenen Absperrschieber geschlossen. Bei einer Versorgungsstörung müssen allerdings verschiedene Ausströmmengen betrachtet werden:

<sup>16</sup> Eigene Berechnung mit dem Programm Gascalc (eon Ruhrgas, 2008).

<sup>17</sup> Bei Betrachtung des Durchmessers der entsprechenden Leitung traten laut EGIG-Statistik, 2011 keine Schäden im Normalbetrieb bzw. Sonderbetrieb auf

<sup>18</sup> Bei Betrachtung des Baujahrs der entsprechenden Leitung traten laut EGIG-Statistik, 2011 keine Versorgungsstörungen auf.

1. Das Gas, was bis zum Schließen der Absperrschieber austritt
2. Das Gas, was nach dem Absperrren der Leitung noch ausströmt, bis die Leitung entspannt ist
3. Das Gas was zum Spülen der Leitung vor der Wiederinbetriebnahme erforderlich ist.

Der Gasaustritt, der durch die Punkte zwei und drei entsteht, kann annähernd mit dem Entspannen einer Leitung für Wartungsarbeiten gleichgesetzt werden. Die Berechnung erfolgt in Kapitel 2.3.1.2.2. Für eine Leitung DN 1400 (Absperrstationen 20 km entfernt) mit einem Betriebsdruck von 80 bar ergeben sich danach 7.148.000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/Leitungsabriss.

Das Leckagevolumen beträgt entsprechend Gleichung (1) **294 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a**.

Es strömen **zusätzlich** nach Gleichung (3) nach dem Schließen der Absperrorgane 7.148.000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/Leitungsabriss aus, dies kann durch Einbeziehen der Schadenshäufigkeit auf **29 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a** umgerechnet werden. Daraus resultiert eine Summe von **323 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a**.

Für den Sonderbetrieb wird eine Mittelwertbildung aus den Gesamt-CH<sub>4</sub>-Emissionen des Normalbetriebs und der Versorgungsstörung vorgenommen, da die Größe der Austrittsstelle im Bereich von 20 mm bis 1400 mm liegen kann. Lediglich die Schadenshäufigkeit wird direkt auf den Sonderbetrieb bezogen ( $=0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ ).

Es ergibt sich somit aus Normalbetrieb und Versorgungsstörung ein Mittelwert von **293 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a** für die Emissionen im **Sonderbetrieb** (siehe Tabelle 5).

Tabelle 5: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Emissionen pro km im Sonderbetrieb

Betriebsart	Lochgröße [mm]	CH <sub>4</sub> -Emission [ $\frac{\text{m}^3 \text{CH}_4}{\text{h}}$ ]	Ausström-dauer [h]	Häufigkeit [ $\frac{1}{1.000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ ]	Gesamt-CH <sub>4</sub> -Emission [ $\frac{\text{m}^3 \text{CH}_4}{\text{km}\cdot\text{a}}$ ]
Sonderbetrieb	Datenbasis: Versorgungsstörung			Datenbasis: Sonderbetrieb	
	1.400	73.617.315	1	0,004	294
				zuzüglich	29
	Datenbasis: Normalbetrieb			Summe	323
	20	15.024	4380 (= 6 Monate)	0,004	263
	Mittelwert				

Quelle: (DBI, 2014)

## 2.3.2 Betrachtung mittels Emissionsfaktoren

### 2.3.2.1 Annahmen

Nachfolgend werden Emissionsfaktoren aus diversen Quellen aufgezeigt. Folgende Annahmen wurden zur Umrechnung getroffen:

- ▶ Alle Emissionen, welche in m<sup>3</sup> angegeben sind, beziehen sich auf den Normzustand (m<sup>3</sup> i.N.)
- ▶ Die Werte des Wuppertalinstituts und von Gazprom und Dedikov beziehen sich auf einen CH<sub>4</sub>-Gehalt, wie er für russisches Gas typisch ist (= 98 Vol.-%).
- ▶ Verwendete Umrechnungsfaktoren zeigt Tabelle 6.

Tabelle 6: Umrechnungsfaktoren

Originalangabe	Umrechnung	Bemerkung
1 Mcf (thousand standard cubic feet)	28,317 m <sup>3</sup> <sup>19</sup>	Bei p <sub>0</sub> = 1,01325 bar Und T <sub>0</sub> = 15 °C
1 scf (standard cubic feet)	0,028317 m <sup>3</sup>	Bei p <sub>0</sub> = 1,01325 bar Und T <sub>0</sub> = 15 °C
1 a	8.760 h	-
	365 d	-

Quelle: (DBI, 2014)

Für Emissionsangaben in Kubikmeter (m<sup>3</sup>), kann nach Bedarf eine Umrechnung mit den Faktoren in Anlage 1 in Tonnen oder CO<sub>2</sub>-Äquivalente erfolgen.

### 2.3.2.2 Emissionen im Normalbetrieb

Im Normalbetrieb können durch Leckagen CH<sub>4</sub>-Emissionen verursacht werden. Verursacher können z.B. undichte Ventile, Verbindungsstücke, Kompressordichtungen oder Flansche sein, aber auch Risse und Löcher an Rohrleitungen (Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation), 2009, S. 1-5), (Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation), 2009, S. 6-26), (J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a., 1998, S. 3295).

#### 2.3.2.2.1 Emissionen an einer Verdichterstation

An Verdichterstationen befindet sich eine Vielzahl von einzelnen Komponenten, die CH<sub>4</sub>-Emissionen verursachen können. Dabei werden laut Mandra und Novakivska „70 % der gesamten Leckagen an jeder Station, ..., von 20 % der emittierenden Komponenten verursacht.“ (Mandra, O., Novakivska, N., 2004). Auch von EPA gibt es die

*„70 % der gesamten Leckagen an jeder Station werden von 20 % der emittierenden Komponenten verursacht.“* (Mandra, O., Novakivska, N., 2004)

*„Die größten 10 % der Leckagen führen zu mehr als 90 % der Emissionen.“* (EPA, 2003, S. 5)

Aussage, dass die größten 10 % der Leckagen zu mehr als 90 % der Emissionen führen (EPA, 2003, S. 5). In beiden Quellen wird nicht explizit angegeben, um welche Komponenten es sich dabei handelt. Nachfolgend werden daher einige Bestandteile der Verdichterstationen näher betrachtet und deren Emissionspotential vorgestellt.

#### 2.3.2.2.2 Wellendichtungen von Kompressoren

Den Wellendichtungen der Kompressoren kommt hinsichtlich der Emissionen eine sehr hohe Bedeutung zu. In der EPA & Gazprom-Studie werden für Dichtungen zwar keine Messwerte angegeben, in der Auswertung der Ergebnisse wird allerdings angemerkt, dass hier wahrscheinlich ein sehr hohes Leckage-Potential besteht und dass daher weitere Untersuchungen notwendig sind (EPA & Gazprom, 1996, S. 23). Andere Studien haben sich

<sup>19</sup> Angegeben in (Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation), 2009, S. 3-15).

---

bereits mit diesem Thema auseinandergesetzt. Dabei wurde festgestellt, dass die Emissionen an Dichtungen von entspannten Verdichtern als vernachlässigbar angesehen werden können (Hummel, Campbell, & Harrison, 1996, S. 59).

Unter Druck entstehen jedoch sowohl im Betrieb, als auch bei Maschinen, die außer Betrieb sind, Leckagen (siehe Tabelle 7). Besonders Sperröldichtungen können sehr hohe CH<sub>4</sub>-Emissionen verursachen, da das Öl im Betrieb eine erhebliche Menge CH<sub>4</sub> absorbiert. Diese Menge muss in regelmäßigen Abständen entfernt (desorbiert) werden und wird zumeist nach der Desorption in die Atmosphäre abgegeben. Derartige Dichtungen werden u.a. aufgrund ihrer hohen Emissionen heutzutage kaum noch installiert, sind aber besonders in älteren Verdichterstationen noch vorzufinden.

Tabelle 7: Emissionen durch Leckagen an Wellendichtungen von Kompressoren - bereinigte Mittelwerte

Element	Emissionsfaktor Originalangabe		Emissionsfaktor, umgerechnet auf $\left[\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot a}\right]$	CH <sub>4</sub> -Gehalt [Vol. – %]	Quelle
	Wert	Einheit			
<b>Radialverdichter - Verdichter im Betrieb</b>					
Gasdichtung	0,41 <sup>20</sup>	$\frac{m^3_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	2,48	k.A.	Gazprom, 2008 <sup>21</sup>
	0,50	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	5,31	k.A.	EPA,2006 <sup>22</sup>
Gasdichtung		Mittelwert	3,89		
Sperröldichtung	12,50 <sup>20</sup>	$\frac{m^3_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	74,92	94	Gazprom, 2008 <sup>21</sup>
	40,00	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	424,72	94	EPA,2006 <sup>22</sup>
	75,00	$\frac{mcf_{CH_4}}{Dichtung \cdot d}$	553,03	94	EPA,2006 <sup>22</sup>
	8137,00	$\frac{mcf_{CH_4}}{Dichtung \cdot a}$	165,44	k.A.	Harrison, et al., 2011 <sup>23</sup>
Sperröldichtung Mittelwert			304,53		
<b>Radialverdichter - Verdichter nicht in Betrieb, aber unter Druck</b>					
Gasdichtung	1,80 E-04	$\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	1,58	93,4	Shires, et al., 2009 <sup>24</sup>
Sperröldichtung	5,69 E-04	$\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	4,98	93,4	Shires, et al., 2009 <sup>24</sup>

Die Übersicht zeigt, dass die Angaben in Abhängigkeit der Literaturquellen v.a. bei den Sperröldichtungen signifikant variieren. In der Studie des Wuppertalinstituts existiert noch eine weitere Angabe zu den Emissionen der Sperrölsysteme der Verdichter (siehe Tabelle 8).

<sup>20</sup> Die Datengrundlage befindet sich in Anlage 5

<sup>21</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 15)

<sup>22</sup> (EPA, 2006, S. 1)

<sup>23</sup> (Harrison, Galloway, Hendler, Shires, & u.a., 2011, S. 42)

<sup>24</sup> (Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation), 2009, S. 6-32)

Tabelle 8: Emissionen des Sperrölsystems eines Verdichters

Element	Emissionsfaktor	95 %-Konfidenzintervall		Einheit
		min.	max.	
Sperröl-system	27.693	13.101	68.885	$\frac{m^3_{CH_4}}{Verdichter \cdot a}$
Sperröl-system <sup>25</sup>	19,88	9,41	49,46	$\frac{t_{CH_4}}{Verdichter \cdot a}$

Quelle: (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 20)

Die Angaben können mit denen von Gazprom verglichen werden. Zu beachten ist dabei aber, dass die Werte in Tabelle 8 pro Verdichter gegeben sind. Damit liegt selbst die Obergrenze des Konfidenzintervalls mit **49,46 t<sub>CH<sub>4</sub></sub>/Verdichter·a** viel niedriger, als der Gazprom-Mittelwert aus Tabelle 7 mit **74,92 t CH<sub>4</sub>/Dichtung·a**, der jeweils für ein einzelnes Element eines Verdichters gegeben ist. Eine mögliche Ursache hierfür ist, dass die Werte der Studie des Wuppertalinstituts schon aus dem Jahr 2003 stammen, die Gazprom-Werte aus 2008. Durch Abnutzung der Dichtungen könnten höhere Emissionen entstanden sein. Es ist allerdings auch nicht bekannt, wie lange die einzelnen Dichtungen in beiden Quellen jeweils in Gebrauch waren.

Zusammenfassend lässt sich für die Dichtungssysteme der Verdichterantriebswellen feststellen, dass es auf Grund der Vielzahl unterschiedlicher Systeme unmöglich ist, einen bestimmten Emissionsfaktor festzulegen. Die freigesetzten Mengen sind davon abhängig, ob es sich um Gas- oder Sperröldichtungen handelt, wie alt das System ist, wie oft der jeweilige Verdichter im Jahr in Betrieb ist und ob er entspannt oder unter Druck gehalten wird, wenn er nicht in Betrieb ist.

Die Übersichten bestätigen jedoch, dass an den Dichtungssystemen ein hohes Emissionspotential besteht. Es wird daher im Kapitel 8.2.1 noch einmal auf die Vorteile von Gasdichtungen eingegangen und deren Nachrüstung als Verbesserungsmaßnahme wirtschaftlich und ökologisch bewertet.

### 2.3.2.2.3 Faktoren für die Berechnung

Wie viele einzelne Verdichter an einer Verdichterstation installiert sind, ist oftmals nicht öffentlich zugänglich. Die Anzahl variiert zwischen zwei und 80 Maschinen (International Gas Union-Program Committee A:Sustainability, 2012, S. 47). Eine Abschätzung der CH<sub>4</sub>-Emissionen über die einzelnen Komponenten wäre mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.

Dagegen wird die installierte Verdichterleistung i.d.R. durch die Betreiber angegeben. Sowohl in der Wuppertalstudie als auch in Gazprom, 2008 finden sich auf die installierte Verdichterleistung bezogene Emissionsfaktoren (siehe

<sup>25</sup> Umrechnung von m<sup>3</sup> auf t mittels Normdichte von CH<sub>4</sub> (=0,718 kg/m<sup>3</sup>)



---

Tabelle 9).

Tabelle 9: Emissionen im Normalbetrieb an einer Verdichterstation pro MW installierter Verdichterleistung

Betriebsart	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
Normalbetrieb	44.191	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Wuppertalstudie, 2005 <sup>26</sup>
	40.000	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Min. Gazprom, 2008 <sup>27</sup>
	60.000	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Max. Gazprom, 2008 <sup>27</sup>
<b>Mittelwert</b>	<b>48.064</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	<b>Eigene Berechnung</b>

Es ist anzunehmen, dass in der Wuppertalstudie von 2005 (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 24) die untersuchten Verdichterstationen vollständig mit Sperröldichtungen ausgestattet waren, da nicht gesondert auf Gasdichtungen eingegangen wird.

Auf Basis von Daten der Gazprom (von 2008) konnte ermittelt werden, dass im Veröffentlichungsjahr 4,86 % der Transportstationen von Gazprom mit Gasdichtungen ausgestattet waren (G.S. Akopova, 2010, S. 13). Diese Angabe wird für Stationen, die bis dahin auf russischem Territorium errichtet wurden, in die Methanbilanz einbezogen. Laut Branchenaussagen werden Verdichterstationen seit einigen Jahren nahezu ausschließlich mit Gasdichtungen ausgestattet. Für alle Stationen ab Baujahr 2009 werden daher die minimalen Emissionen von Gazprom, angesetzt.

<sup>26</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 24)

<sup>27</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 8)

### 2.3.2.2.4 Emissionen an einer Transportleitung

Leckagen an einer Transportleitung entstehen im normalen Betrieb einerseits durch Risse und Löcher in der Leitung andererseits an den Absperrstationen. Tabelle 12 gibt einen Überblick welches Volumen an CH<sub>4</sub> jährlich pro Kilometer Transportleitung emittiert wird.

Tabelle 10: Emissionen im Normalbetrieb an einer Transportleitung pro Kilometer Leitungslänge

Betriebsart	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
Normalbetrieb	2.425	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Wuppertalstudie, 2005 <sup>28</sup>
	2.700	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Dedikov, et al., 1998 <sup>29</sup>
	1.600	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Min. Gazprom, 2008 <sup>30</sup>
	3.000	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Max. Gazprom, 2008 <sup>30</sup>
<b>Mittelwert</b>	<b>2.431</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	<b>Eigene Berechnung</b>

In der Wuppertalstudie sind außerdem die CH<sub>4</sub>-Emissionen ausgewiesen, die an einer einzelnen Absperrstation, bzw. an einem „Schieberknoten“ entstehen können (siehe Tabelle 11). Da die Anzahl der einzelnen Absperrstationen auf einer Transportleitung bekannt ist oder mit guter Näherung berechnet werden kann, kann mit den nachfolgenden Faktoren berechnet werden, welcher Anteil der Emissionen durch Leckagen an Absperrstationen verursacht wird und welcher Anteil durch Risse und Löcher entsteht. Dieser kann wiederum mit den Daten der EGIG-Statistik verglichen werden.

Tabelle 11: Emissionen durch Leckagen an einem „Schieberknoten“

Element	Emissionsfaktor	95 %-Konfidenzintervall		Einheit
		min.	max.	
Ausbläser	43.310	27.074	77.829	$\frac{m^3_{CH_4}}{\text{Schieberknoten} \cdot a}$
Armaturen	3.535	2.455	5.711	$\frac{m^3_{CH_4}}{\text{Schieberknoten} \cdot a}$
<b>gesamt (Ausbläser und Armaturen)<sup>31</sup></b>	<b>46.845</b>	<b>29.529</b>	<b>83.540</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{\text{Schieberknoten} \cdot a}$

Quelle: (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 20)

<sup>28</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 24)

<sup>29</sup> (J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a., 1998, S. 3297)

<sup>30</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 8)

<sup>31</sup> eigene Berechnung



Beispielrechnung:

- ▶ Leitung mit Länge L = 1.000 km
- ▶ Absperrstation alle 15 km
- ▶ Bzw. Absperrstation alle 20 km

Tabelle 12: Berechnung der Emissionen durch Absperrstationen

Leitungslänge [km]	Abstand Absperrstationen [km]	Anzahl Absperrstationen	Emissionsfaktor $\left[\frac{m^3_{CH_4}}{Schieberknoten \cdot a}\right]$	Emission $\left[\frac{m^3_{CH_4}}{a}\right]$
1000	15	68 <sup>32</sup>	46.845	3.185.460
1000	20	51 <sup>32</sup>	46.845	2.389.095
			<b>Mittelwert</b>	<b>2.787.278</b>

Für die Beispielleitung ergibt sich mit dem Emissionsfaktor aus Tabelle 11 ein CH<sub>4</sub>-Ausstoß von 2.787.278 m<sup>3</sup>, verursacht durch Absperrstationen. Vergleicht man diesen Wert mit den Emissionen, die insgesamt durch Leckagen an einer Transportleitung entstehen (Emissionsfaktor aus Tabelle 10), so lässt sich feststellen, dass wahrscheinlich maximal aller 20 km eine Absperrstation vorhanden ist und nahezu die gesamten CH<sub>4</sub>-Emissionen im Normalbetrieb an den Schieberknoten entstehen. Nur ein sehr geringer Teil kommt durch Risse und Löcher zu Stande.

### 2.3.2.3 Emissionen im Sonderbetrieb

#### 2.3.2.3.1 Emissionen an einer Verdichterstation

Im Sonderbetrieb entstehen Emissionen an einer Verdichterstation durch Reparaturarbeiten, bei denen einzelne oder auch alle Verdichter und die zugehörigen Anlagen entspannt werden müssen. Außerdem kann bei diesen Reparatur- oder Wartungsarbeiten durch das Freiblasen bestimmter Armaturen und durch Molchungen CH<sub>4</sub> freigesetzt werden (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 22).

Tabelle 13: Emissionen im Sonderbetrieb an einer Verdichterstation pro MW installierter Verdichterleistung

Betriebsart	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
Sonderbetrieb	5.227	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Wuppertalstudie, 2005 <sup>33</sup>
	4.500	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Min. Gazprom, 2008 <sup>34</sup>
	5.500	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	Max. Gazprom, 2008 <sup>34</sup>
<b>Mittelwert</b>	<b>5.076</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{MW \cdot a}$	<b>Eigene Berechnung</b>

Neben den Reparaturarbeiten gibt es weitere Vorgänge, die an einer Verdichterstation im Sonderbetrieb stattfinden können. Durch Bedarfsschwankungen werden im Verlauf eines

<sup>32</sup> Die Länge der Leitung wurde durch den Abstand der Absperrstationen dividiert und eins hinzugerechnet, um Anfang und Ende zu erfassen.

<sup>33</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Plank-Institut für Chemie, 2005, S. 24)

<sup>34</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 8)

Jahres einzelne Maschinen außer Betrieb genommen und wieder gestartet. Dabei entstehen s.g. Start-/Stopp-Emissionen. Die Verdichter und Turbinen werden beim Abfahren mit Luft oder Stickstoff und beim Anfahren mit Erdgas „gespült“. Das „Spülgemisch“ und somit das enthaltene Gas wird anschließend in die Atmosphäre ausgeblasen. Die Häufigkeit der Startvorgänge ist an jeder Station unterschiedlich. Ein Betreiber hat z. B. die Angabe gemacht, dass es pro Anlage ca. 25 Turbinenstarts im Jahr gibt. Dabei ist aber zu beachten, dass es auch Verdichter mit elektrischen Antrieben gibt, bei denen kein Startgas anfällt.

Weiterhin müssen die Filter einer Verdichterstation in gewissen Abständen gereinigt werden, wobei beim Freiblasen auch Erdgas freigesetzt wird. Die Menge ist abhängig von der Anzahl und Größe der Filter und auch von der Verunreinigung des Gasstroms.

Aufgrund der individuellen Anzahl an Verdichterstationen, sowie deren Ausstattung und Betriebsweise, fallen bei jedem Betreiber unterschiedlich hohe Emissionen im Sonderbetrieb an. In der Wuppertalstudie (siehe Tabelle 14) wurde zwar eine Quantifizierung der CH<sub>4</sub>-Emissionen vorgenommen, die einzelne Vorgänge im Sonderbetrieb verursachen, diese sind aber durch die beschriebenen Differenzen als rein informativ anzusehen.

Die Faktoren aus Tabelle 13 wurden dagegen auf Basis von „Betriebsdaten zu Brenngaseinsätzen, Wartungsrhythmen, Maschinenstarts und -laufzeiten, sowie mittels typischer Auslegungskennwerte für die russischen Maschinen“ errechnet (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 16). Sie werden daher für Russland als repräsentativ angesehen. Da keine anderen Daten zur Verfügung stehen, werden diese Angaben auch auf die übrigen Transitländer angewendet.

Tabelle 14: Betriebsbedingte Emissionen einzelner Vorgänge an einer Verdichterstation

Vorgang	Emissionsfaktor	Einheit
Emissionen pro Maschine		
Start-/Stoppemissionen	15.400	$\frac{m^3_{CH_4}}{Maschine \cdot a}$
Emissionen pro Halle		
Hallenentspannung	105.000	$\frac{m^3_{CH_4}}{Halle \cdot a}$
Freiblasen von Filtern	44.359	$\frac{m^3_{CH_4}}{Halle \cdot a}$

Quelle: (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 17)

### 2.3.2.3.2 Bisher nicht quantifizierte Emissionen im Sonderbetrieb an einer Verdichterstation

Es konnten weitere Vorgänge identifiziert werden, die Emissionen verursachen, aber nicht explizit in den vorliegenden Studien aufgeführt werden:

- Probenahmen durch Prozessgaschromatographen (PGC)
- Tiefpunktentwässerungen.

Das transportierte Gas wird z.B. bei Übernahmestationen (z.B. eine Verdichterstation zwischen Netzbetreiber a und b) auf die Gaszusammensetzung hin überprüft. Hierfür kommen s.g. PGCs zum Einsatz. Die Probe wird aus dem Gasstrom kontinuierlich (ca. alle 3-5 min) entnommen, analysiert und anschließend in die Atmosphäre entlassen (ca. 40 l/h und Trennsäule).

Weiterhin können Emissionen durch Tiefpunktentwässerungen entstehen. Damit ist das Ablassen von Kondensat gemeint, welches sich am tiefsten Leitungspunkt sammelt, wenn ein Verdichter außer Betrieb bzw. im Standby-Modus ist. Durch die Öffnung des eigens dafür installierten Ventils strömt während der Kondensatausschleusung Erdgas aus.

Es ist jedoch nicht möglich, ohne entsprechende Messkampagnen eine Abschätzung dieser Emissionen vorzunehmen.

### 2.3.2.3.3 Emissionen an einer Transportleitung

Transportleitungen müssen bei Schäden repariert und außerdem in regelmäßigen Abständen gewartet werden. Dazu wird der betreffende Rohrleitungsabschnitt abgesperrt und entleert, um das Risiko einer Explosion auszuschließen. Das enthaltene Erdgas wird zumeist in die Atmosphäre abgelassen, kann aber auch über eine Fackel geführt, oder durch eine mobile Verdichterstation umgeleitet werden. Danach wird der entsprechende Leitungsabschnitt mit einem Inertgas gespült, repariert oder erneuert und anschließend mit Erdgas gespült. Das Spülgas wird ebenfalls an die Umgebung abgegeben oder abgefackelt. Die Emissionen, die bei diesen Vorgängen entstehen, zeigt Tabelle 18. Da nicht bekannt ist, wie bei jeder einzelnen Reparaturmaßnahme mit dem in der Rohrleitung befindlichen Gas umgegangen wird, handelt sich bei den Angaben um repräsentative Durchschnittswerte, die sich innerhalb eines Jahres ergeben können.

Tabelle 15: Emissionen im Sonderbetrieb an einer Transportleitung pro Kilometer Leitungslänge

Betriebsart	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
Sonderbetrieb	3.750	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Wuppertalstudie, 2005 <sup>35</sup>
Sonderbetrieb	4.800	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Dedikov, et al., 1998 <sup>36</sup>
<b>Mittelwert</b>	<b>4.275</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	<b>Eigene Berechnung</b>

### 2.3.2.4 Emissionen bei Versorgungsstörungen

#### 2.3.2.4.1 Emissionen an einer Verdichterstation

Für eine Verdichterstation existieren keine Daten zu Emissionen bei Versorgungsstörungen. Es ist durchaus möglich, dass einzelne Verdichter oder Antriebe technische Defekte aufweisen und/oder ausfallen können. Dann können aber auf Grund der bereits beschriebenen Redundanzen andere Aggregate die Arbeit verrichten und die entsprechende defekte Anlage kann außer Betrieb genommen werden. Es werden daher für diese Betriebsart keine speziellen Emissionen definiert.

<sup>35</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 17)

<sup>36</sup> (J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a., 1998, S. 3297)

### 2.3.2.4.2 Emissionen an einer Transportleitung

Für Havarien existieren sowohl in der Studie des Wuppertalinstituts als auch von Gazprom Angaben zur Höhe der Emissionen. Aus diesen wurde wiederum ein Mittelwert gebildet.

Mit der in Kapitel 2.3.1.2 vorgestellten Methode und der EGIG-Statistik konnten außerdem die Emissionen, die bei Leitungsabrissen entstehen, berechnet werden. Das Ergebnis der Berechnung ist in Tabelle 16 den Literaturwerten gegenübergestellt.

Tabelle 16: Emissionen durch Havarien an einer Transportleitung

Element	Emissionsfaktor	Einheit	Quelle
Havarien <sup>37</sup>	284	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Wuppertalstudie, 2005 <sup>38</sup>
	700	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Dedikov, 1998 <sup>39</sup>
	250	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Min. Gazprom, 2008 <sup>40</sup>
	900	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	Max. Gazprom, 2008
<b>Havarien Mittelwert</b>	<b>534</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	<b>eigene Berechnung</b>
<b>EGIG-Leitungsabriss</b>	<b>323</b>	$\frac{m^3_{CH_4}}{km \cdot a}$	<b>eigene Berechnung</b>

Aus den Literaturwerten ergab sich ein Mittelwert von 534 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a. Aus der Berechnung auf Basis der EGIG-Daten ein Wert von 323 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a. Damit unterschreitet der Berechnungswert den Studien-Mittelwert zwar deutlich, liegt aber innerhalb der in der Literatur angegebenen Spannweite.

Für Russland, Weißrussland, Polen, die Slowakei und die Ukraine wird der Mittelwert für Havarien als repräsentativ angesehen. Außerdem wird er für die Tschechische Republik verwendet, da die dortigen Leitungen ein ähnliches Alter wie die russischen aufweisen. Die Berechnung auf Grundlage der EGIG wird für andere Länder (Norwegen, Niederlande) und deren Transportrouten verwendet.

## 2.4 Methanbilanzen der Transportrouten

Nachfolgend werden die Methanbilanzen der einzelnen Transportrouten vorgestellt. Dazu wird anhand eines Beispiels die Methodik ausführlich erläutert. Für die anderen Routen erfolgt eine verkürzte Darstellung.

Für die Beispielrechnung wurde Route 3b ausgewählt. Hintergründe für diese Wahl waren:

- Die Beispielrechnung sollte möglichst ausführlich sein, daher kamen weder niederländische und noch norwegische Routen in Frage, da sich auf Ihnen keine Verdichterstationen befinden.
- Russland ist aktuell Hauptlieferant für Erdgas nach Deutschland

<sup>37</sup> Wird in Gazprom, 2008 mit „Emissionen“ bezeichnet (G.S. Akopova, 2010, S. 8). Da aber der direkte Vergleich zu Wuppertalstudie, 2005 erfolgt, wird angenommen, dass es sich um Emissionen bei einer Havarie handelt.

<sup>38</sup> (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie, 2005, S. 24)

<sup>39</sup> (J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a., 1998, S. 3297)

<sup>40</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 8)



- Unter den russischen Transportwegen bestand die Auswahl zwischen den Routen 1 bis 5. Auf Route 2 sind eher neue Leitungen und Verdichterstationen vorzufinden, auf den Routen 4 und 5 dagegen vergleichsweise alte. Daher stellten die Routen 1 und 3 einen Mittelweg und damit einen guten Überblick dar.
- Route 1 hat annähernd denselben Verlauf wie Route 3, ist aber kürzer, da sie an einem anderen Förderstandort beginnt. In der Berechnung werden daher die Emissionen von Route 3 herangezogen und nur auf die kürzere Distanz zurückgerechnet.

Weiterhin bestand die Auswahl zwischen den Abzweigen a und b. Da der Abzweig a jedoch offshore verläuft (und damit keine Emissionen bestimmt werden), wurde Abzweig b gewählt.

#### 2.4.1 Beschreibung der Methodik anhand einer Beispielroute

Die Transportroute 3b hat ihren Förderstandort im Urengoi-Feld des Westsibirischen Beckens. Sie verläuft über die SRTO-Torzhok-Leitung (nachfolgend als „SRTO“ bezeichnet) entlang der Städte Nadym, Pipolyarnaya, Ukhta und Gryazovets bis nach Torzhok. Dort schließt sie an die Yamal-Europa-Leitung (nachfolgend als „Yamal“ bezeichnet) an und verläuft über Minsk und Slonim (Weißrussland) durch Kondraki und Wloclawek (Polen) bis zur Übernahmestation Mallnow in Deutschland (siehe Abbildung 13).

Abbildung 13: SRTO-Torzhok und Yamal-Europa-Leitung



Quelle: (Gazprom, 2013) , (Gazprom, 2013)

Auf Route 3b befinden sich insgesamt 26 Verdichterstationen verschiedener Leistungsbereiche, die einen maximalen Betriebsdruck von 83 bar auf den Transportleitungen ermöglichen. Folgende Angaben sind zur Emissionsberechnung notwendig:

- Länge der Route: 4.198 km<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Eigene Berechnung, basierend auf dem Programm ArcGis (Lutum und Tappert, 2012).

- ▶ Baubeginn der Leitungen:
  - SRTO: 1995 (Gazprom, 2013)
  - Yamal: 1994 (Gazprom, 2013)
- ▶ Installierte Verdichterleistung:
  - SRTO: 968 MW (Gazprom, 2013)
  - Yamal (russischer Teil): 288 MW<sup>42</sup>
  - Yamal (weißrussischer Teil): 400 MW<sup>42</sup>
  - Yamal (polnischer Teil): 600 MW (EUROPOLGAZ, 2010)

#### 2.4.1.1 Emissionen im Normalbetrieb

##### 2.4.1.1.1 Verdichterstationen

Die nachfolgenden Emissionsfaktoren wurden in Abschnitt 2.3.2.2.1 berechnet und sind in Tabelle 17 noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 17: Emissionen durch Leckagen an Verdichterstationen

Bezeichnung		Emissionsfaktor $\left[\frac{m^3 CH_4}{MW \cdot a}\right]$
„Wert 1“	minimale Emissionen durch Leckagen an Verdichterstationen	40.000
„Wert 2“	mittlere Emissionen durch Leckagen an Verdichterstationen	48.064

Quelle: (DBI, 2014)

In Abschnitt 2.3.2.2.1 wurde zudem erläutert, dass 4,86 % der Transportstationen von Gazprom im Jahr 2008 mit Gasdichtungen ausgestattet waren. Folgende Annahmen werden getroffen:

Berechnung über „Wert 1“:

- ▶ Stationen, die nach 2008 in Betrieb genommen wurden
- ▶ Stationen, von denen bekannt ist, dass die Verdichter nur Gasdichtungen besitzen
- ▶ 4,86 % der russischen Stationen, die nicht unter Punkt eins oder zwei fallen.

Berechnung über „Wert 2“:

- ▶ russische Stationen, die nicht über „Wert 1“ berechnet werden
- ▶ nicht-russische Stationen, die vor 2008 in Betrieb genommen wurden.

Auf der SRTO befinden sich 13 Verdichterstationen mit einer Gesamtleistung von 968 MW (Gazprom, 2013). Von drei Anlagen ist dabei bekannt, dass sie erst 2012 fertig gestellt wurden (Gazprom, 2011). Bezüglich der einzelnen Leistungen waren keine Angaben verfügbar, folgende Zuordnung wird demnach vorgenommen:

- ▶ 13 Stationen besitzen insgesamt 968 MW
  - 3 Stationen (=223 MW) mit „Wert 1“ berechnet ( (a) in Tabelle 16))
  - von den anderen zehn Stationen 4,86 % der Leistung (=36 MW) mit „Wert 1“ berechnet ((b) in Tabelle 16))
  - Rest (= 709 MW) mit „Wert 2“ berechnet. ((c) in Tabelle 16))

<sup>42</sup> Erläuterung nachfolgend

Auf dem russischen Teil der Yamal befinden sich drei Verdichterstationen, die alle vor 2008 in Betrieb genommen wurden. Lediglich für eine davon konnte mit 96 MW eine Angabe zur Leistung ausfindig gemacht werden (Stroytransgaz, 2013). Durch alle drei Stationen verläuft jedoch dieselbe Anzahl paralleler Leitungsstränge (2 x DN 1400 und 3 x DN 1200) (VGE Verlag GmbH, 2009), dementsprechend wird davon ausgegangen, dass alle drei Verdichterstationen die gleiche Leistung aufweisen. Es ergeben sich:

- insgesamt 3 x 96 MW = 288 MW
  - davon 4,86 % (=14 MW) mit „Wert 1“ berechnet
  - Rest (=274 MW) mit „Wert 2“ berechnet.

In Weißrussland gibt es fünf Verdichterstationen auf der Yamal. Von vier dieser Stationen ist bekannt, dass sie eine Leistung von je 80 MW besitzen (Stroytransgaz, 2013). Von der fünften gibt es keine Angabe, es wird daher dieselbe Leistung unterstellt. Es ergeben sich insgesamt 400 MW Verdichterleistung. Da nicht bekannt ist, ob eine Umrüstung auf Gasdichtungen stattfand und die Stationen alle zwischen 2000 und 2005 in Betrieb genommen wurden, wird mit „Wert 2“ gerechnet (siehe Tabelle 18 (f)).

In Polen gibt es auf der Yamal ebenfalls fünf Verdichterstationen, die eine kumulierte Leistung von 600 MW besitzen (EUROPOLGAZ, 2010). Es ist außerdem bekannt, dass alle Verdichter dieser Stationen mit Gasdichtungen ausgestattet sind (Dresser-Rand, 2000, S. 4). Daher wird für die gesamten 600 MW „Wert 1“ angesetzt (siehe Tabelle 18 (g)).

Zusammenfassend ergeben sich auf Route 3b CH<sub>4</sub>-Emissionen von **101.392.512 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a**. Diese sind aber nicht komplett den deutschen Erdgasimporten zuzuordnen, da sowohl von der Yamal, als auch von der SRTO immer wieder Leitungen abzweigen, die Gas nach Russland, Weißrussland oder Polen befördern.

Tabelle 18 gibt einen Überblick über die insgesamt installierten Leistungen auf den einzelnen Abschnitten sowie die Anteile, welche mit „Wert 1“ bzw. „Wert 2“ zu berechnen sind.

Tabelle 18: Emissionen durch Verdichterstationen im Normalbetrieb auf Route 3b

Bezeichnung / Streckenabschnitte	Leistung [MW]	Emissionen $\left[\frac{m^3 CH_4}{MW \cdot a}\right]$	Emissionen $\left[\frac{m^3 CH_4}{a}\right]$
<b>SRTO</b>			
(a)	223	40.000	8.920.000
(b)	36	40.000	1.440.000
(c)	709	48.064	34.077.376
gesamt	968		44.437.376
<b>Yamal (russischer Abschnitt)</b>			
(d)	14	40.000	560.000
(e)	274	48.064	13.169.536
gesamt	288		13.729.536
<b>Yamal (weißrussischer Abschnitt)</b>			
(f)	400	48.064	19.225.600
<b>Yamal (polnischer Abschnitt)</b>			

(g)	600	40.000	24.000.000
<b>Route 3b gesamt</b>			
SRTO	968	-	44.437.376
Yamal	1.288	-	56.955.136
Summe Route 3b	2.256	-	101.392.512

Quelle: (DBI, 2014)

#### 2.4.1.1.2 Zuordnung der Emissionen von Verdichterstationen im Normalbetrieb zu deutschen Importen

Erdgastransportleitungen für den internationalen Gashandel verlaufen i.d.R. durch viele Transit- und Importländer. Somit sind Emissionen, die entlang einem Leitungsverlauf entstehen nur anteilig den deutschen Importen zuzurechnen. Dieser Anteil kann unterschiedlich bestimmt werden.

- ▶ Genaue Betrachtung der Gasmengen, die pro Jahr tatsächlich transportiert und abgenommen werden. Dafür stehen jedoch von den vorgelagerten Netzbetreibern nicht ausreichend Daten zur Verfügung.
- ▶ Stattdessen werden daher die Bemessungskapazitäten, die theoretisch maximal möglichen Mengen betrachtet, die über einzelne Leitungsabschnitte pro Jahr transportiert werden könnten. Diese werden anschließend in Relation zur maximalen Kapazität gestellt, die am Entry-Point in Deutschland übernommen werden könnte. Damit werden die Emissionen nicht nur für die verbrauchte Menge an Erdgas bestimmt, sondern auch für den Transit.

Die folgenden Bemessungskapazitäten konnten recherchiert werden:

- ▶ Yamal: 32,9 Mrd.m<sup>3</sup>/a (Gazprom, 2013)
- ▶ SRTO: 20,5 bis 28 Mrd.m<sup>3</sup>/a (Gazprom, 2013)
- ▶ Mallnow: 3,34 Mio.m<sup>3</sup>/h  $\approx$  29,3 Mrd.m<sup>3</sup>/a (Gascade, 2013).

In Mallnow könnte damit der gesamte Durchsatz der SRTO, aber nur ein Teil des Durchsatzes der Yamal (89,1 %) übernommen werden<sup>43</sup>.

Diese Verteilung wird auf die Transportroute angewendet. Auf Route 3 verläuft lediglich die SRTO, auf dem Abzweig b die Yamal sowie ein Teil der SRTO.

Die Emissionen, die auf Route 3 entstehen, werden folglich vollumfänglich deutschen Importen zugeordnet.

Der Abzweig b erfordert eine genauere Betrachtung. Dieser verläuft von Torzhok bis nach Mallnow über die Yamal. Die Verdichterleistung wurde auf dieser Strecke mit 1.288 MW bestimmt. Davon werden aber nur 89,1 % der Emissionen deutschen Importen angerechnet. Hinzu kommen die Stationen Torzhok und Myshkino der SRTO-Leitung. Für diese existieren

<sup>43</sup> Die Yamal weist eine größere Dimensionierung als SRTO auf, da sie nicht nur Gas aus der SRTO, sondern auch aus der Bovanenkova-Ukhta-Torzhok-Leitung übernimmt

---

keine Angaben bezüglich der Leistung, daher wird mit einer mittleren Leistung von jeweils 74MW<sup>44</sup> gerechnet. Folgendes ist zu beachten:

- ▶ Auf Abzweig b beträgt die gesamte Verdichterleistung 1.436 MW (=1.288 MW + 2 x 74 MW)
- ▶ 1.288 MW Verdichterleistung entsprechen 90 %
  - Von den durch die zugehörigen Maschinen verursachten Emissionen können auf Grundlage der Kapazitäten nur 89,1 % deutschen Importen zugerechnet werden.
- ▶ 148 MW (=2 x 74 MW) Verdichterleistung entsprechen 10 % der Leistung auf Abzweig b
  - Von den durch die zugehörigen Maschinen verursachten Emissionen müssen auf Grundlage der Kapazitäten 100 % deutschen Importen zugerechnet werden.
- ▶ Damit müssen 90,2 %<sup>45</sup> der Emissionen des Abzweigs b deutschen Importen zugerechnet werden.

Weiterhin beibehalten wird die Unterscheidung, welche dieser Emissionen mit „Wert 1“ und welche mit „Wert 2“ zu berechnen sind.

Von den insgesamt auf der SRTO installierten 968 MW müssen 148 MW für die beiden Stationen Torzhok und Myshkino abgezogen werden. Es verbleiben 820 MW. Von drei der Stationen (223 MW) ist bekannt, dass sie erst 2012 fertig gestellt wurden (Gazprom, 2011). Sie werden mit minimalen Emissionen („Wert 1“) berechnet. Von den restlichen 597 MW werden 4,86 % (=29 MW) mit minimalen Emissionen berechnet. Daraus resultieren 252 MW (siehe Tabelle 19 (a)). Die übrigen 568 MW werden mit mittleren Emissionen („Wert 2“) berechnet (siehe Tabelle 19 (b)).

Auf Abzweig b werden von 148 MW Verdichterleistung der SRTO 4,86 % (= 7 MW) mit minimalen („Wert 1“) und 141 MW mit mittleren Emissionen („Wert 2“) berechnet. Hinzu kommen 1.288 MW Verdichterleistung auf der Yamal, die bereits in Tabelle 18 aufgeteilt wurden. Zusammenfassend ergibt sich für Abzweig b:

- Berechnung über „Wert 1“:
  - 7 MW der SRTO
  - 14 MW des russischen Abschnitts der Yamal (siehe Tabelle 18 (d))
  - 600 MW des polnischen Abschnitts der Yamal (siehe Tabelle 18 (g))
  - insgesamt: 621 MW (siehe Tabelle 19 (c))
- Berechnung über „Wert 2“:
  - 141 MW der SRTO
  - 141 MW des russischen Abschnitts der Yamal (siehe Tabelle 18 (e))
  - 400 MW des weißrussischen Abschnitts der Yamal (siehe Tabelle 18 (f))
  - insgesamt: 815 MW (siehe Tabelle 19 (d))

Es ergeben sich insgesamt auf **Route 3b Emissionen von theoretisch maximal 95.119.320 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a durch deutsche Gasimporte.**

---

<sup>44</sup> Auf der SRTO gibt es 13 Verdichterstationen mit insgesamt 968 MW Leistung. Im Durchschnitt besitzt eine Station damit 74 MW Verdichterleistung.

<sup>45</sup>  $89,1 \cdot 0,9 + 100 \cdot 0,1 = 90,2$

Tabelle 19: Emissionen durch Verdichterstationen im Normalbetrieb auf Route 3b, Zuordnung zu deutschen Erdgasimporten

Bezeichnung	Route/ Abzweig	Installierte Verdichterleistung [MW] <sup>46</sup>	Emission [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /MW·a]	Anteil deutscher Importe [-]	CH <sub>4</sub> -Emission [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
a	3	252	40000	1,000	10.080.000
b	3	568	48064	1,000	27.300.352
c	b	621	40000	0,902	22.405.680
d	b	815	48064	0,902	35.333.288
	Summe	2.256			95.119.320

Quelle: (DBI, 2014)

### 2.4.1.1.3 Transportleitungen

Vom Urengoi-Feld aus transportieren mehrere parallele Leitungsstränge mit den Nenndurchmessern DN 1400 und DN 1200 Erdgas in Richtung Deutschland. In Mallnow liegt jedoch nur noch ein Leitungsstrang (DN 1400) an. Somit wird auch nur dessen Länge in die Berechnungen für CH<sub>4</sub>-Emissionen durch Transportleitungen einbezogen. Die ermittelte Länge beträgt 4.198 km<sup>47</sup>. Dabei ist nur der lineare Teil der Leitungen inbegriffen. Bögen, Umlenkungen, u. ä. werden als vernachlässigbar angesehen.

Im Normalbetrieb wurden für Leckagen an der Rohrleitung und an den Absperrschiebern im Kapitel 2.3.2.2.4 Emissionen von 2.431 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a ermittelt. Es ergeben sich demnach für Route 3b Verluste von **insgesamt 10.205.338 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a**.

### 2.4.1.2 Emissionen im Sonderbetrieb

#### 2.4.1.2.1 Verdichterstationen

In Kapitel 2.3.2.3.1 wurden die betriebsbedingten Emissionen durch Reparaturen und Wartungen an einer Verdichterstation zu durchschnittlich 5.076 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/MW·a bestimmt. Bezogen auf die gesamte Route 3b ergeben sich somit für 2.256 MW installierter Leistung im Sonderbetrieb CH<sub>4</sub>-Emissionen von **11.451.456 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a**, die allerdings wiederum nicht komplett den deutschen Erdgasimporten zugerechnet werden können. Die Zuteilung erfolgt wie schon in Abschnitt 2.4.1.1 in Abhängigkeit der Kapazitäten. Es ergeben sich dadurch **maximal 10.737.131 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a**.

#### 2.4.1.2.2 Transportleitungen

Bei Transportleitungen sind in dieser Betriebsart zwei Emissionsquellen zu beachten:

- ▶ Risse und Löcher > 2 cm und <= Leitungsdurchmesser → **293 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a**.
- ▶ Reparaturen und Wartungen → **4.275 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a**.

Die Höhe der Emissionen wurde in 2.3.1.2.1 und 2.3.1.2.2 ermittelt. Bezogen auf Route 3b resultieren daraus für 4.198 km Leitungslänge:

- ▶ 1.230.014 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a durch Risse und Löcher > 2 cm und <= Leitungsdurchmesser

<sup>46</sup> Die Summen ergeben sich aus den einzelnen Werten aus Tabelle 18 und Tabelle 19.

<sup>47</sup> Eigene Berechnung, basierend auf dem Programm ArcGis und den notwendigen Kartendaten (Lutum und Tappert, 2012).

- ▶ 17.946.450 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a durch Reparaturen und Wartungen
- ▶ **insgesamt 19.176.464 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a.**

### 2.4.1.3 Emissionen bei Versorgungsstörungen

#### 2.4.1.3.1 Verdichterstationen

Es konnten keine Emissionen quantifiziert werden (vgl. Kapitel 2.3.2.4.1).

#### 2.4.1.3.2 Transportleitungen

Emissionen durch Versorgungsstörungen an Transportleitungen wurden in Kapitel 2.3.2.2.4 ermittelt, es ergaben sich dabei **534 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/km·a.** Auf Route 3b entsteht in dieser Betriebsart demnach eine Emission von **insgesamt 2.241.732 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a.**

#### 2.4.1.4 Gesamtbilanz

Eine Zusammenfassung der beim Erdgastransport über Rohrleitungen auf Route 3b festgestellten Emissionen in allen Betriebsarten ist in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20: Emissionen durch deutsche Erdgasimporte auf Route 3b

Betriebsart	Emissionen $\left[\frac{\text{m}^3 \text{CH}_4}{\text{a}}\right]$		Emissionen $\left[\frac{\text{m}^3 \text{CH}_4}{\text{a}}\right]$
<b>Normalbetrieb</b>			
Verdichterstationen	95.119.320	gesamt	<b>105.324.658</b>
Transportleitungen	10.205.338		
<b>Sonderbetrieb</b>			
Verdichterstationen	10.737.121	gesamt	<b>29.913.585</b>
Transportleitungen	19.176.464		
<b>Versorgungsstörung</b>			
Verdichterstationen	-	gesamt	<b>2.241.732</b>
Transportleitungen	2.241.732		
<b>Bilanz Route 3b</b>			
alle Betriebsarten	Verdichterstationen		105.856.441 (=77 %)
	Transportleitungen		31.623.534 (=23 %)
	<b>gesamt</b>		<b>137.479.975</b>

Quelle: (DBI, 2014)

#### 2.4.1.5 Auswertung der CH<sub>4</sub>-Emissionen auf der Route 3b

Bezogen auf die maximal zu importierende Menge an Erdgas in Mallnow entstehen auf **Route 3b Verluste von 0,48 %.** Zum Vergleich: In der Wuppertalstudie wurde 2005 ein „Emissionskennwert von ca. 1 % (...) mit einer Schwankungsbreite von 0,6 bis 2,4 %“ berechnet (Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für

Chemie, 2005, S. 31). Dieser bezieht sich allerdings auf die gesamten russischen Erdgasexporte nach Deutschland und beinhaltet auch die Erdgasförderung.

***maximal mögliche Verluste bei maximal möglichem Erdgasimport für die Übernahmestation Mallnow:***

- ▶ maximal möglicher Import: 29,3 Mrd. m<sup>3</sup>Erdgas/a
- ▶ entspricht bei russischem Gas: 28,6 Mrd. m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a
- ▶ maximale Verluste: 137.479.975 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a
- ▶ Anteil Verluste: 0,48 %.

**Transportleitungen** verursachen **ca. ein Fünftel** der in der vorliegenden Arbeit berechneten CH<sub>4</sub>-Emissionen. Davon entfällt ein Drittel auf Leckagen, die v. a. an den Absperrstationen existieren. Die meisten Emissionen entstehen an Transportleitungen aber im Sonderbetrieb, da bei Reparaturarbeiten und Wartungen teilweise sehr viel Erdgas in die Atmosphäre ausgeblasen wird.

Die **Verdichterstationen** haben einen **Anteil von 77 %** an den Emissionen des Gastransports, der zu knapp 90 % durch Leckagen im Normalbetrieb zu Stande kommt. Ursache dafür ist die Vielzahl der einzelnen Elemente an diesen Stationen, die Undichtigkeiten aufweisen können. Hier besteht demnach auch das größte Potential für eine Minderung des CH<sub>4</sub>-Ausstoßes.

Die Berechnung der Verluste erfolgte stets auf Basis von Emissionsfaktoren. Es wurde dabei auch erörtert, dass diese Faktoren von einer Vielzahl an Rahmenbedingungen abhängig sind. Jeder Gasnetzbetreiber hat individuelle Überwachungs- und Instandhaltungsmaßnahmen, jeder Betreiber besitzt unterschiedliche Wartungsrythmen und jede Anlage eine andere Betriebsweise. Die Anwendung der gleichen Emissionsfaktoren auf verschiedene Länder ist daher mit Unsicherheiten behaftet. Solange jedoch nicht jeder Betreiber detaillierte Daten zu seinem eigenen System veröffentlicht bzw. nicht in jedem Land Messkampagnen durchgeführt werden, ist diese Methode dennoch am besten geeignet, um CH<sub>4</sub>-Emissionen zu bestimmen.

Anscheinend ist der CH<sub>4</sub>-Ausstoß beim Erdgastransport letztendlich wirtschaftlich akzeptabel, stellt für die Umwelt aber dennoch eine hohe Belastung dar. Es existieren allerdings Maßnahmen, die ökologisch betrachtet eine erhebliche Verbesserung darstellen und zumeist trotz hoher Investitionskosten letztendlich zu finanziellen Einsparungen führen würden. Diese werden in Kapitel 8 vorgestellt.

## **2.4.2 Weitere Transportrouten**

Die Methodik der Berechnung wurde für Route 3b ausführlich erläutert. Im weiteren Verlauf werden die Emissionen lediglich tabellarisch zusammengefasst, nachdem sie unter Zuhilfenahme eines Exceltools berechnet wurden. Die Bestimmung der verwendeten Längen der Pipelines erfolgte mittels einer Software von Lutum und Tappert (Lutum und Tappert, 2012). Es wurde wiederum jeweils nur ein Leitungsstrang betrachtet. Bezüglich der Verdichterstationen waren allerdings einige Besonderheiten zu beachten, welche nachfolgend erläutert werden.

### **2.4.2.1 Russland**

#### **2.4.2.1.1 Route 1**

Route 1 beginnt im Timan-Pechora-Becken (Uhkta) und verläuft, wie auch Route 3, über die SRTO-Torzhok und die Yamal-Europe-Leitung bis nach Gryazovets (siehe Abbildung 14). Die entstehenden Emissionen wurden daher als dieselben wie auf Route 3 angenommen und nur an die entsprechende Länge und Verdichterleistung angepasst.



Ausgehend davon, dass auf der SRTO 13 Verdichterstationen mit einer Leistung von 968 MW auf einer Länge von 2.200 km vorhanden sind, befindet sich im Durchschnitt auf 170 km eine Station mit einer Leistung von 74 MW. Dies ist nicht exakt, da die Stationen oft sehr unterschiedliche Leistungen aufweisen, genügt jedoch einer überschlägigen Berechnung. Auf der Strecke von Uhkta bis nach Gryazovets (887 km) befinden sich damit fünf Stationen mit einer Verdichterleistung von insgesamt 370 MW. Davon wurden analog Kapitel 2.4.1.1.1 im Normalbetrieb 4,86 % (=18 MW) mit minimalen Emissionen („Wert 1“) angesetzt und die übrigen 352 MW mit mittleren.

Auch die Schadenshäufigkeiten (vgl. Kapitel 2.3.1.1) für Risse, Löcher und Brüche konnten von Route 3 übernommen werden:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$

Abbildung 14: Auszug aus der VGE-Gas-Pipeline-Karte Route 1



Quelle: (VGE Verlag GmbH, 2009)

#### 2.4.2.1.2 Route 2

Route 2 hat ihren Förderstandort auf der Yamal-Halbinsel und verläuft über die Bovanenkova-Uhkta-Torzhok-Leitung (BUT) bis nach Torzhok, wurde aber nur bis nach Gryazovets betrachtet (siehe Abbildung 15). Sie besitzt den Nenndurchmesser DN 1400.

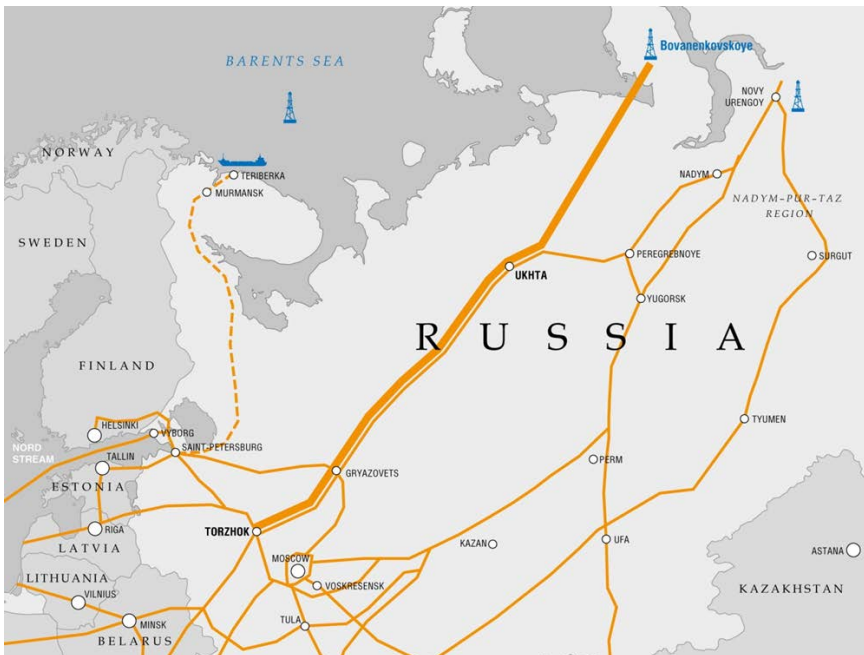
Obwohl der Verlauf ab Vuktyl dem der Route 3 gleicht, mussten hier andere Emissionen berechnet werden, da die BUT ihre eigenen Verdichterstationen besitzt. Einige dieser Stationen wurden zwischen den Jahren 2012 und 2014 in Betrieb genommen, andere sind bis zu diesem Zeitpunkt nicht fertig gestellt (Gazprom, 2014). Auf der Leitung wird nach Abschluss der Bauarbeiten eine Verdichterleistung von 1.901 MW installiert sein (Gazprom, 2013, S. 46). Da die letzte Station in Gryazovets steht, ist die gesamte Leistung der Route 2 zuzurechnen. Es ist davon auszugehen, dass alle Stationen mit Gasdichtungen ausgestattet

sind und daher im Normalbetrieb minimale Emissionen verursachen. Sie wurden mit „Wert 1“ berechnet.

Bezüglich der Schadenshäufigkeit wurde für die BUT mit DN 1400 und Baujahr nach 2004 folgendes angenommen<sup>48</sup>:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,028 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,000 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$

Abbildung 15: Bovanenkova-Ukhta-Torzhok-Leitung



Quelle: (Gazprom, 2014)

### 2.4.2.1.3 Route 3

Route 3 verläuft vom Urengoi-Feld des Westsibirischen Beckens über die SRTO-Torzhok-Leitung bis nach Gryazovets und wurde im Kapitel 2.4 ausführlich behandelt und beschrieben. Die Schadenshäufigkeiten betragen:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$

### 2.4.2.1.4 Abzweig a

Der Abzweig a führt von Gryazovets nach Greifswald über die Gryazovets-Vyborg-Pipeline (Abbildung 16) und die Nordstream (Abbildung 17).

Die Gryazovets-Vyborg-Pipeline besteht aus zwei parallelen Leitungssträngen vom Durchmesser DN 1200 und DN 1400 mit einer Kapazität von 59 Mrd. m<sup>3</sup>/a. Sie wurde inklusive ihrer sieben Verdichterstationen erst im Jahr 2011 fertig gestellt. Daher ist davon auszugehen, dass alle dieser Verdichterstationen minimale Emissionen verursachen.

<sup>48</sup> Datenbasis siehe Anlage 3

Insgesamt ist eine Verdichterleistung von 1.155 MW installiert. (Gazprom, 2012), (Gazprom, 2014)

Folgende Schadenshäufigkeiten wurden ermittelt:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,028 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,000 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$

Abbildung 16: Gryazovets-Vyborg-Pipeline



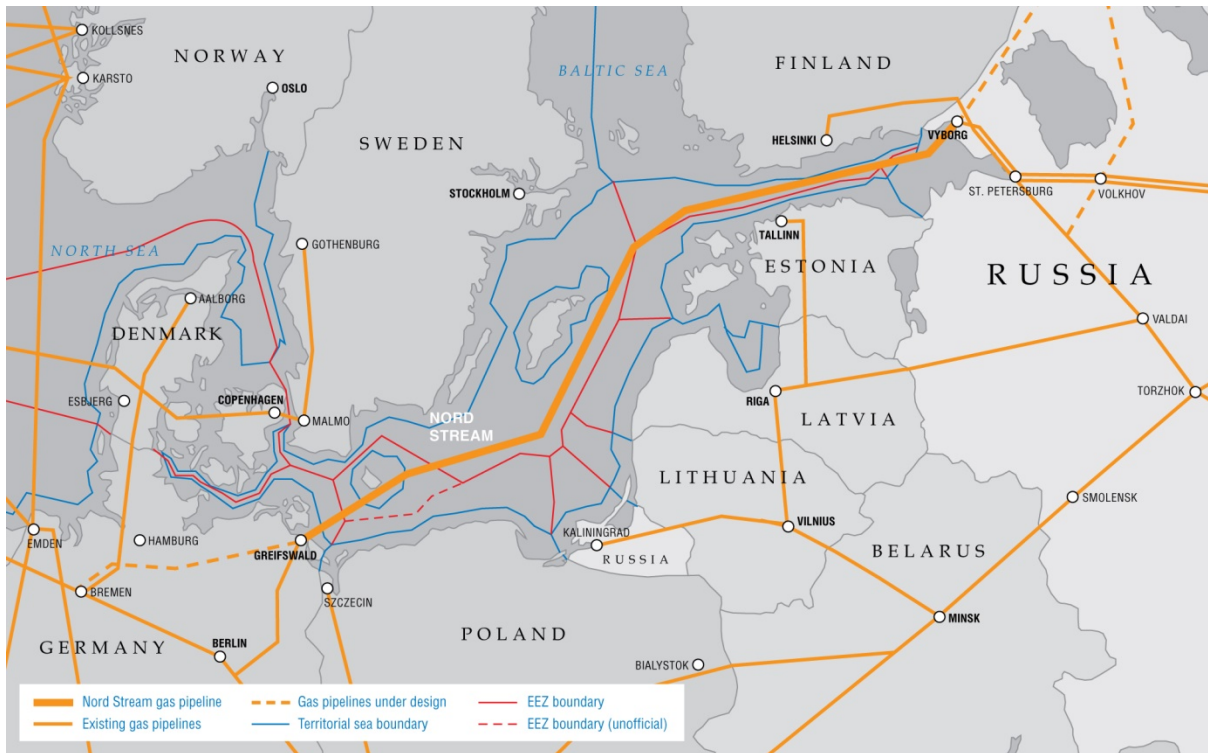
Quelle: (Gazprom, 2014)

Die Nord Stream verläuft von Vyborg bis nach Greifswald komplett unter dem Meer. Sie wurde 2012 fertig gestellt und besitzt eine Nennkapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas pro Jahr (Gazprom, 2014).

Es befinden sich weder Verdichterstationen noch Absperrereinrichtungen auf der Leitung. Das Gas wird in der Station Portovaya auf einen Druck von bis zu 220 bar verdichtet und bis zur Gasübernahmestation in Greifswald transportiert. (Müller, J., 2011) Die Station Portovaya wurde bezüglich der Emissionen der Grayzovets-Vyborg-Pipeline zugerechnet, die Übernahmestation in Greifswald ist in den Emissionen der Gasverteilung in Deutschland (siehe Kapitel 3.2) enthalten.

„Während der konzipierten 50-jährigen Mindestbetriebszeit der Nord Stream-Pipeline sind dank der hohen Materialqualität und des konservativen Designs der Pipeline Reparaturen nicht zu erwarten.“ (Müller, J., 2011) Auch Leitungsabbrisse sind aufgrund der Umgebung der Pipeline auszuschließen. Emissionen treten daher lediglich am Beginn und Ende der Leitung an den Molchschleusen auf. Diese konnten jedoch, wie in Kapitel 2.2.4 beschrieben, bisher nicht quantifiziert werden.

Abbildung 17: Nord Stream



Quelle: (Gazprom, 2014)

#### 2.4.2.1.5 Abzweig b

Abzweig b verläuft von Gryazovets bis nach Mallnow über die SRTO-Torzhok-Leitung und die Yamal-Europa-Leitung (beide DN 1400) und wurde in Abschnitt 2.4 ausführlich beschrieben. Die Auswertung der Schadensstatistik ergab:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$

#### 2.4.2.1.6 Route 4

Route 4 hat ihren Förderstandort ebenso wie Route 3 im Urengoi-Feld des Westsibirischen Beckens (siehe Abbildung 18) und endet in Dolina Dunajovice, wo sie sich in die Abzweige c und d aufteilt. Es ist nicht genau bestimmbar, über welche Gasleitung sie verläuft, da in der Region viele Leitungen nebeneinander liegen und viele unterschiedliche Bezeichnungen auftreten (z. B. *Brotherhood*, *Bratstvo*, *Urengoi-Pomary-Uzghorod-Pipeline*, *Trans-Siberian-Pipeline* oder *Progress-Pipeline*). Je nach Quelle unterscheiden sich daher auch die Angaben zur Anzahl der Verdichterstationen, der installierten Verdichterleistung und der Kapazität der Leitungen. Festgelegt wurde nach (Gazprom, 2014) eine jährliche maximale Kapazität von 100 Mrd. m<sup>3</sup> Gas und eine Anzahl von 42 Verdichterstationen nach (Hardt, J., 1982).

Neun Stationen mit einer Leistung von 675 MW befinden sich auf der Urengoy-Pomary-Uzghorod-Pipeline auf ukrainischem Territorium. Über diesen Abschnitt können maximal 27,9 Mrd. m<sup>3</sup> Gas transportiert werden. (Obozrevatel, 2011), (East European Gas Analysis, 2014) Von Ukrtransgas wurde im Jahr 2002 ein umfangreiches Modernisierungsprogramm

---

zur Minderung der Methanemissionen an Verdichterstationen begonnen (vgl. (Mandra, O., Novakivska, N., 2004)). Da die Erdgasemissionen in der Ukraine allerdings allgemein in früheren Untersuchungen als sehr hoch eingestuft wurden (vgl. (EPA, 2006, S. A3)), wurde eine konservative Schätzung mit mittleren Emissionen („Wert 2“) angenommen.

Vier weitere Verdichterstationen befinden sich in der Slowakei. Sie besitzen eine Gesamtleistung von ca. 600 MW (eustream, 2009). Allerdings sind diese vier Stationen für den Transport von ca. 118 Mrd. m<sup>3</sup> Gas pro Jahr verantwortlich, die maximal an der ukrainischen Grenze übernommen werden können (International Energy Agency, 2015). Dies liegt daran, dass auch andere Ukrainische Leitungen an den Entry Points Velke Kapusany und Budince Gas einspeisen können, welches anschließend durch die Slowakei sowohl in Richtung Tschechische Republik als auch Österreich transportiert wird. Betrachtet werden sollen aber nur die maximal möglichen 27,9 Mrd. m<sup>3</sup>, die **über Route 4** aus der Ukraine nach Tschechien transportiert werden können. Es ergibt sich ein Verhältnis von  $27,9:117,9 = 0,237$ . Nur dieser Anteil an Verdichterleistung ist in der Slowakei Route vier zuzurechnen. Daraus resultieren  $0,237 \cdot 600 \text{ MW} = 142 \text{ MW}$ , die zu betrachten sind. Die Stationen wurden im Jahr 2010 bzw. 2012 überholt, sodass minimale Emissionen („Wert 1“) im Normalbetrieb angesetzt werden (Foltin & Zvara, Upgrading of high-capacity gas transmission system).

Auch auf russischem Gebiet wurden einige Verdichterstationen erneuert. Daher wurden von der Leistung der 38 Stationen 4,86 % mit minimalen Emissionen berechnet, der Rest mit mittleren. Allerdings gab es keine Angabe zur insgesamt installierten Leistung, sodass eine Annahme getroffen werden musste. Es erfolgte ein Vergleich zur SRTO-Leitung. Diese besitzt eine maximale Kapazität von 28,5 Mrd. m<sup>3</sup> Erdgas, für die 968 MW Verdichterleistung installiert sind. Die Leitungen auf Route 4 haben eine Kapazität von 100 Mrd. m<sup>3</sup>. Es ergibt sich somit eine nötige Leistung von ca. 3.400 MW, was bei 29<sup>49</sup> verbleibenden Verdichterstationen ca. 117 MW pro Station entspricht.

---

<sup>49</sup> Insgesamt existieren 42 Stationen, 4 davon in der Slowakei, 9 in der Ukraine, übrige (=29) in Russland.

Abbildung 18: Route 4



Quelle: (Holland, A., 2011)

Die verlegten Leitungen besitzen Durchmesser von DN 1200 und DN 1400 (VGE Verlag GmbH, 2009). Es handelt sich hierbei um die ältesten der betrachteten Leitungen. Die Fertigstellung erfolgte bereits in den 60er und 70er Jahren (Borisocheva, K., 2007, S. 7) Schäden ergaben sich damit in Anlehnung an die EGIG-Statistik (Anlage 2) wie folgt:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,087 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,011 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007^{50} \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}}$

#### 2.4.2.1.7 Route 5

Route 5 hat denselben Verlauf wie Route 4. Sie endet in Dolina Dunajovice, beginnt aber erst im Wolga-Ural-Becken bei Karashur. Die Emissionen wurden daher wie auf Route 4 berechnet und an die Länge der Leitung angepasst. Die Anpassung der Verdichterleistung erfolgte entsprechend der Vorgehensweise auf Route 1.

<sup>50</sup> Bei Betrachtung des Baujahres 0,004, bei Betrachtung des Durchmessers 0,007. Hier Annahmen der maximal möglichen Schäden.

Im russischen Teil der Route 4 wurde auf einer Länge 3.045 km eine Leistung von 3.400 MW ermittelt. Die Transportstrecke hat insgesamt eine Länge von 2.850 km und verläuft davon 1.318 km auf russischem Gebiet, auf welchem sich näherungsweise 1.470 MW installierter Verdichterleistung befinden. Hinzu kommen der ukrainische und der slowakische Teil analog Route 4. Die Schadenshäufigkeiten ergaben sich ebenfalls wie auf Route 4:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,087 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,011 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,007^{51} \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ .

#### 2.4.2.1.8 Abzweig c

Innerhalb der Tschechischen Republik verlaufen die Abzweige c und d. Abzweig c liegt nördlich und endet mit dem Entry-Point Sayda in Deutschland. Darauf befinden sich lediglich die Verdichterstationen Kourim und Kralice mit einer Leistung von jeweils 56 MW (NET4GAS, 2012). Die Leitungen wurden 1973 in Betrieb genommen, jedoch fanden an den Verdichterstationen in den Jahren 2005 und 2010 Reparaturarbeiten statt, wodurch sie mit minimalen Emissionen („Wert 1“) berechnet wurden. Es sind Leitungen mit dem Durchmesser DN 900 und DN 1000 verlegt. (NET4GAS, 2011), (EKOL, 2010)

Bezüglich des Baujahrs und des Leitungsdurchmesser ergaben sich nach EGIG-Statistik folgende Schäden:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,087 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,011^{52} \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,004 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ .

#### 2.4.2.1.9 Abzweig d

Abzweig d verläuft südlich und endet mit dem Entry-Point Waidhaus in Deutschland. Auf den Leitungen befinden sich die Verdichterstationen Breclav (77 MW), Hostim (54 MW) und Veseli (54 MW). Die Transportleitungen wurden 1973 in Betrieb genommen aber es fanden Reparaturarbeiten in den Jahren 2007 und 2009 an den Verdichterstationen statt. (NET4GAS, 2012), (EKOL, 2010) Daher wurde auch hier mit minimalen Emissionen („Wert 1“) gerechnet.

In der Region sind drei parallele Leitungsstränge mit den Durchmessern DN 800, DN 1000 und DN 1400 verlegt. (NET4GAS, 2011) Da nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, über welchen Strang das Gas fließt, wurden alle drei Durchmesserklassen sowie das Baujahr nach EGIG ausgewertet und der maximal-Wert genommen, um die maximal möglichen Emissionen abzubilden (siehe Anlage 2). Es ergaben sich die folgenden Schadenshäufigkeiten:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,087 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,011 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,011 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$ .

<sup>51</sup> Bei Betrachtung des Baujahres 0,004, bei Betrachtung des Durchmessers 0,007. Hier Annahme der maximal möglichen Schäden.

<sup>52</sup> Bei Betrachtung des Baujahres 0,011, bei Betrachtung des Durchmessers 0,0029. Hier Annahme der maximal möglichen Schäden.

### 2.4.2.2 Norwegen

Die Erdgasleitungen zwischen Norwegen und Deutschland (Routen 6 bis 8) verlaufen ausschließlich in der Nordsee (siehe Abbildung 19). Ähnlich wie bei der Nord Stream ist auch an diesen Leitungen davon auszugehen, dass im normalen Betrieb keine Emissionen auftreten und regelmäßige Reparaturen nicht stattfinden (die Einwirkung durch Dritte und eine damit verbundene Versorgungsstörung kann nahezu ausgeschlossen werden).

Abbildung 19: Das Gastransportsystem Norwegens



Quelle: (iea, 2014)

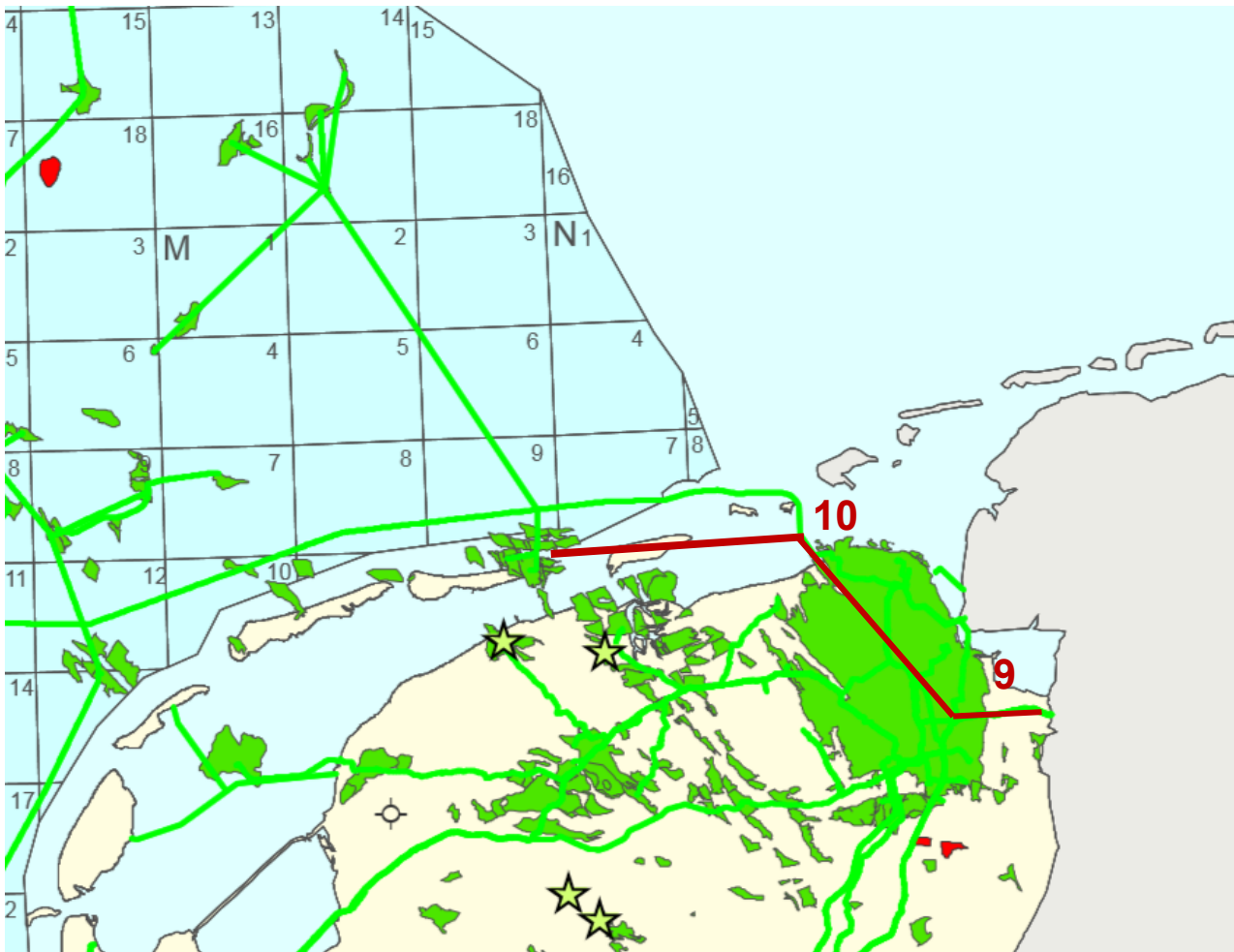
Es gibt eine Verdichterstation (B11-Plattform) auf der Norpipe. Diese wird aber momentan zurückgebaut, da sie nicht mehr gebraucht wird. (Gassco, 2012) Weitere Stationen konnten nicht ermittelt werden. Emissionen entstehen daher nur bei der Erdgasaufbereitung und an den jeweiligen Übernahmestationen (siehe Kapitel 3.2.2 und 6.4).

### 2.4.2.3 Niederlande

Über die Erdgasleitungen in den Niederlanden liegen nur wenige Informationen vor. Weder Namen, noch Alter oder Durchmesser sind bekannt. Lediglich der Verlauf und die Entry- und Exit-Points konnten exakt bestimmt werden (siehe Abbildung 20). Für die Berechnung der Emissionen durch den Erdgastransport mussten daher einige Annahmen getroffen werden, die nachfolgend erläutert werden.



Abbildung 20: Gasförderung und Transport in den Niederlanden



Quelle: (Gasunie, 2012)

#### 2.4.2.3.1 Route 9

Das Groningen-Feld als Förderstandort der Route 9 wurde bereits 1959 erschlossen. (ExxonMobil, 2009) Es gibt allerdings keine Angaben zum Baujahr der Leitungen, die von dort aus nach Deutschland verlaufen. Daher wurde die EGIG-Statistik anhand des Durchmessers der Leitungen ausgewertet, die im Bereich zwischen DN 700 und DN 1200<sup>53</sup> liegen. Folgende Werte wurden ermittelt:

- ▶ Normalbetrieb:  $0,0060 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Sonderbetrieb:  $0,0053 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$
- ▶ Versorgungsstörung:  $0,0113 \frac{\text{Schäden}}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}$

Der Entry-Point Oude Statenzijl liegt vom Förderfeld Groningen nur ca. 50 km entfernt. Damit sind auf dieser Strecke keine Verdichterstationen notwendig. Weitere Emissionen entstehen somit nur an der Übernahmestation und werden in Kapitel 3.2 erläutert.

<sup>53</sup> Für die Berechnung der Emissionen durch Risse und Löcher wurde DN 900 als repräsentativer Durchmesser gewählt, da dieser in (VGE Verlag GmbH, 2009) verzeichnet war.

---

Hervorzuheben ist, dass die Berechnung der Emissionen im Normalbetrieb hier nicht genauso durchgeführt wurde, wie auf den Routen 1 bis 5. In Kapitel 0 wurde erläutert, dass die Emissionsfaktoren der Wuppertalstudie für die osteuropäischen Leitungen als repräsentativ angesehen werden können, für die Niederlande jedoch die Werte auf Basis der EGIG-Statistik zutreffender sind. Die EGIG-Emissionsfaktoren beziehen jedoch nur Gasverluste durch Risse und Löcher an Leitungen ein, nicht aber durch Undichtigkeiten an den Schieberstationen. Da an diesen allerdings der größte Teil der Emissionen an Transportleitungen freigesetzt wird (vgl. Abschnitt 2.3.2.2.4), musste eine zusätzliche Berechnung erfolgen. Für Schieberknoten auf Transportleitungen stand in der Wuppertalstudie ein Wert zur Verfügung, der in den Berechnungen der niederländischen Emissionen zu Grunde gelegt wurde (siehe Anlage 8).

#### **2.4.2.3.2 Route 10**

Route 10 hat ihren Förderstandort in der niederländischen Nordsee und endet ebenfalls am Entry-Point in Oude Statenzijl. Die Emissionen werden wie auf Route 9 berechnet, wobei nur die onshore-Leitungen betrachtet werden. Bei den offshore-Leitungen wird davon ausgegangen, dass keine Emissionen auftreten (vgl. Kapitel 2.4.2.2).

### **2.4.3 Zusammenfassung der CH<sub>4</sub>-Emissionen auf den Transportrouten**

#### **2.4.3.1 Maximale CH<sub>4</sub>-Emissionen auf den einzelnen Routen**

Tabelle 21 gibt einen Überblick über die Längen der betrachteten Routen und Abzweige sowie deren spezifische Verdichterleistungen. Diese Daten sind nötig, um die beim Erdgastransport entstehenden Methanemissionen zu berechnen, die in Tabelle 22 und Tabelle 23 dargestellt sind.

Tabelle 21: Längen und Leistungen der einzelnen Transportrouten in Russland

Route / Abzweig	Länge [km]	Anzahl Verdichterstationen	Gesamt installierte Leistung [MW]	Davon Leistung mit minimalen Emissionen („Wert 1“) im Normalbetrieb [MW]	Davon Leistung mit mittleren Emissionen („Wert 2“) im Normalbetrieb [MW]
1	887	5	370	18	352
2	1.880	17	1.901	1.901	0
3	2.248	11	820	252	568
a	2.022	7	1.055	1.055	0
b	1.950	15	1.436	621	815
4	4577	42	4.217	307	3.909
russischer Teil	3.045	29	3.400	165	3.234
ukrainischer Teil	1.122	9	675	0	675
slowakischer Teil	410	4	142	142	0
5	2850	26	2.287	213	2.074
russischer Teil	1.318	13	1470	71	1399
ukrainischer Teil	1.122	9	675	0	675
slowakischer Teil	410	4	142	142	0
c	323	2	112	112	0
d	337	3	185	185	0

Quelle: (DBI, 2014)

Tabelle 22: CH<sub>4</sub>-Emissionen auf den einzelnen Transportrouten in Russland

Route / Abzweig	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /a]							
	Normalbetrieb		Sonderbetrieb		Versorgungsstörung		gesamt	
	TL <sup>54</sup>	VS <sup>55</sup>	TL	VS	TL	VS	TL	VS
1	2.156.297	17.638.528	4.051.816	1.878.120	473.658	0	6.681.771	19.516.648
2	4.570.280	76.040.000	10.516.720	9.649.476	1.003.920	0	16.090.920	85.689.476
3	5.464.888	37.380.352	10.268.864	4.162.320	1.200.432	0	16.934.184	41.542.672
a <sup>56</sup>	1.966.679	42.200.000	4.525.546	5.355.180	432.006	0	6.924.231	47.555.180
b	4.740.450	64.012.160	8.907.600	7.289.136	1.041.300	0	14.689.350	71.301.296
4	11.126.687	200.162.176	23.258.026	21.405.492	2.444.118	11.126.687	200.162.176	23.258.026
russischer Teil	7.402.395	162.038.976	15.473.168	17.258.400	1.626.030	7.402.395	162.038.976	15.473.168
ukrainischer Teil	2.727.582	32.443.200	5.701.443	3.426.300	599.148	2.727.582	32.443.200	5.701.443
slowakischer Teil	996.710	5.680.000	2.083.415	720.792	218.940	996.710	5.680.000	2.083.415
5	6.928.350	108.204.736	14.482.275	11.608.812	1.521.900	6.928.350	108.204.736	14.482.275
russischer Teil	3.204.058	70.081.536	6.697.417	7.461.720	703.812	3.204.058	70.081.536	6.697.417
ukrainischer Teil	2.727.582	32.443.200	5.701.443	3.426.300	599.148	2.727.582	32.443.200	5.701.443
slowakischer Teil	996.710	5.680.000	2.083.415	720.792	218.940	996.710	5.680.000	2.083.415
c	785.213	4.480.000	1.570.911	568.512	172.482	0	2.528.606	5.048.512
d	819.247	7.400.000	1.712.466	939.060	179.958	0	2.711.671	8.339.060

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>54</sup> TL = Transportleitungen

<sup>55</sup> VS = Verdichterstationen

<sup>56</sup> Die Emissionen der Transportleitung wurden nur für eine Länge von 809 km (Gryazovets bis Portovaya) berechnet.

Tabelle 23: CH<sub>4</sub>-Emissionen auf den einzelnen Transportrouten in Norwegen und den Niederlanden

Route / Abzweig	Länge [km]	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /a]							
		Normalbetrieb		Sonderbetrieb		Versorgungsstörung		gesamt	
		TL <sup>57</sup>	VS <sup>58</sup>	TL	VS	TL	VS	TL	VS
6	1.365	0	0		0		0		0
7	440	0	0		0		0		0
8	1.179	0	0		0		0		0
9	50	155.735	0	223.950	0	14.900	0	394.585	0
10	150 <sup>59</sup>	264.625	0	447.900	0	29.800	0	742.325	0

Quelle: (DBI, 2014)

#### 2.4.3.2 Zuordnung der Emissionen zu deutschen Gasimporten

Um eine Zuteilung der Emissionen zu deutschen Importen vorzunehmen, werden die berechneten Werte für die Verdichterstationen analog der Vorgehensweise in Kapitel 2.4 in Relation zu jährlichen Kapazitäten gesetzt. Es wird die maximal mögliche Importmenge am Entry-Point in Deutschland im Vergleich zur maximalen Kapazität auf der Transportleitung betrachtet.<sup>60</sup> Dabei ist wiederum der Transit, also Gas, welches zwar von Deutschland importiert, aber nicht verbraucht wird, enthalten. Es ergeben sich bezüglich der Emissionen somit Maximalwerte. Tabelle 24 und Tabelle 25 zeigen eine Übersicht der Import- und Transportkapazitäten auf den einzelnen Routen.

<sup>57</sup> TL = Transportleitungen

<sup>58</sup> VS = Verdichterstationen

<sup>59</sup> Die Emissionen der Transportleitung wurden nur für eine Länge von 100 km (ohne offshore-Anteil) berechnet.

<sup>60</sup> Dies ist eine Extremwertbetrachtung. Ende des Jahres 2014 wurde z.B. von der Slowakei nach Tschechien überhaupt kein Gas übernommen, dies ändert sich aber monatlich. (vgl. (International Energy Agency, 2015))

Tabelle 24: Zuteilung der CH<sub>4</sub>-Emissionen zu deutschen Gasimporten

Route/ Abzweig	Kapazität am Beginn der Route [Mrd. m <sup>3</sup> /a]	Quelle	Anteil bezogen auf die Verdichter-leistung [%]	Entry-Point	Kapazität Entry-Point [Mrd.m <sup>3</sup> /a]	Faktor <sup>61</sup>
1	28,5	(Gazprom, 2013, S. 45)	100	Greifswald	55,0	1,000
				Mallnow	29,3	1,000
2	60	(Gazprom, 2013, S. 46)	100	Greifswald	55,0	0,917
				Mallnow	29,3	0,488
3	28,5	(Gazprom, 2013, S. 45)	100	Greifswald	55,0	1,000
				Mallnow	29,3	1,000
a	59	(Gazprom, 2013, S. 45)	100	Greifswald	55,0	0,932
b	28	(Gazprom, 2013, S. 45)	10 <sup>62</sup>	Mallnow	29,3	1,000
	32,9 gesamt	(Gazprom, 2013)	90 <sup>63</sup>			0,891
						0,902
4	100	(Gazprom, 2014)	100	Sayda	6,8	0,068
				Waidhaus	36,8	0,368
5	100	(Gazprom, 2014)	100	Sayda	6,8	0,068
				Waidhaus	36,8	0,368

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>61</sup> Verhältnis der maximal in Deutschland importierbaren Menge zur maximalen Anfangskapazität der Leitung, höchstens 1,000

<sup>62</sup> Zwei Verdichterstationen mit einer mittleren Leistung von 148 MW (siehe Abschnitt 2.4.2.1.5)

<sup>63</sup> Übrige Leistung des Abzweigs: 1.288 MW (siehe Abschnitt 2.4.2.1.5)

Tabelle 25: Zuteilung der CH<sub>4</sub>-Emissionen zu deutschen Gasimporten - Fortsetzung

Route/ Abzweig	Kapazität am Beginn der Route [Mrd. m <sup>3</sup> /a]	Quelle	Anteil bezogen auf die Verdichter-leistung [%]	Entry-Point	Kapazität Entry-Point [Mrd.m <sup>3</sup> /a]	Faktor <sup>64</sup>
c	94 <sup>65</sup>	(Klepac, 2009, S. 4)	100	Sayda	6,8	0,072
d	94 <sup>65</sup>	(Klepac, 2009, S. 4)	100	Waidhaus	36,8	0,391
9	Keine Angabe	-	-	Oude Statenzijl	8,7 <sup>66</sup>	1,000
10	Keine Angabe	-	-	Oude Statenzijl	8,7 <sup>66</sup>	1,000

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>64</sup> Verhältnis der maximal in Deutschland importierbaren Menge zur maximalen Anfangskapazität der Leitung, höchstens 1,000

<sup>65</sup> Angabe für das Transportsystem der Slowakei, da für die Tschechische Republik kein Wert vorhanden war.

<sup>66</sup> Bestimmt anhand realer Lastdaten, maximal mögliche Menge nicht gegeben

Tabelle 26: CH<sub>4</sub>-Emissionen durch deutsche Gasimporte

Route / Abzweig	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]						
	gesamt <sup>67</sup>			bezogen auf deutsche Importe			
	TL	VS	gesamt	TL	Faktor für VS <sup>68</sup>	VS	gesamt
1	6.681.771	19.516.648	26.198.419	6.681.771	1,000	19.516.648	26.198.419
2	16.090.920	85.689.476	101.780.396	16.090.920	0,917 <sup>69</sup> 0,488 <sup>70</sup>	78.577.249 41.816.464	94.668.169 57.907.384
3	16.934.184	41.542.672	58.476.856	16.934.184	1,000	41.542.672	58.476.856
a	6.924.231	47.555.180	54.479.411	6.924.231	0,932	44.321.428	51.245.659
b	14.689.350	71.301.296	85.990.646	14.689.350	0,902	64.313.769	<b>79.003.119</b>
4	36.828.831	221.567.668	258.396.499	36.828.831	0,068 <sup>71</sup> 0,368 <sup>72</sup>	15.066.601 81.536.902	51.895.432 106.038.494
russischer Teil	24.501.593	179.297.376	203.798.969	24.501.593	0,068 <sup>71</sup> 0,368 <sup>72</sup>	12.192.222 65.981.434	36.693.815 90.483.027
ukrainischer Teil	9.028.173	35.869.500	44.897.673	9.028.173	0,068 <sup>71</sup> 0,368 <sup>72</sup>	2.439.126 13.199.976	11.467.299 22.228.149
slowakischer Teil	3.299.065	6.400.792	9.699.857	3.299.065	0,068 <sup>71</sup> 0,368 <sup>72</sup>	435.254 2.355.491	3.734.319 5.654.556

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>67</sup> Aus Tabelle 2222 und Tabelle 23 23

<sup>68</sup> Aus Tabelle 2424 und Tabelle 2525

<sup>69</sup> In Kombination mit Abzweig a

<sup>70</sup> In Kombination mit Abzweig b

<sup>71</sup> In Kombination mit Abzweig c

<sup>72</sup> In Kombination mit Abzweig d



Tabelle 27: CH<sub>4</sub>-Emissionen durch deutsche Gasimporte - Fortsetzung

Route / Abzweig	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]						
	gesamt <sup>73</sup>			bezogen auf deutsche Importe			
	TL	VS	gesamt	TL	Faktor für VS <sup>74</sup>	VS	gesamt
5	22.932.525	119.813.548	142.746.073	22.932.525	0,06875 0,36876	8.147.321 44.091.386	31.079.846 67.023.911
russischer Teil	10.605.287	77.543.256	88.148.543	10.605.287	0,06875 0,36876	5.272.941 28.535.918	15.878.228 39.141.205
ukrainischer Teil	9.028.173	35.869.500	44.897.673	9.028.173	0,06875 0,36876	2.439.126 13.199.976	11.467.299 22.228.149
slowakischer Teil	3.299.065	6.400.792	9.699.857	3.299.065	0,06875 0,36876	435.254 2.355.491	3.734.319 5.654.556
c	2.528.606	5.048.512	7.577.118	2.528.606	0,072	363.493	2.892.099
d	2.711.671	8.339.060	11.050.731	2.711.671	0,391	3.260.572	5.972.243
6	0	0	0	0	-	0	0
7	0	0	0	0	-	0	0
8	0	0	0	0	-	0	0
9	394.585	0	394.585	394.585	-	0	394.585
10	742.325	0	742.325	742.325	-	0	742.325

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>73</sup> Aus Quelle: (DBI, 2014)

Tabelle 2222 und Tabelle 2323

<sup>74</sup> Aus Tabelle 2424 und Tabelle 2525

<sup>75</sup> In Kombination mit Abzweig c

<sup>76</sup> In Kombination mit Abzweig d

### 2.4.3.3 Auswertung der berechneten Emissionen

Um eine Auswertung der berechneten Emissionen auf den einzelnen Routen vornehmen zu können, wird der Aufbau von Tabelle 26 und Tabelle 27 nachfolgend erläutert.

Für Route 2, 4 und 5 sind im Gegensatz zu den restlichen Routen und Abzweigen mehrere mögliche CH<sub>4</sub>-Emissionen berechnet worden. Ursache hierfür sind die möglichen Übernahmepunkte jeweils am Ende der Route, bzw. Abzweige und deren maximale Importkapazitäten.

Bei Route 1 und 3 kann unabhängig vom Entry-Point die maximale Kapazität der Leitung von 28,5 Mrd.m<sup>3</sup>/a abgenommen werden. Route 2 weist jedoch eine wesentlich höhere Kapazität von 60 Mrd.m<sup>3</sup> auf. Während über Mallnow maximal 29,3 Mrd. m<sup>3</sup>/a importiert werden können, kann die maximale Abnahme in Greifswald bis zu 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a betragen. Diese Kapazität erfordert eine höhere Verdichterleistung auf der Transportstrecke und generiert damit höhere Gesamtemissionen.

Ähnlich verhält es sich bei den Routen 4 und 5. Bei diesen sind beim Import über den Entry-Point Waidhaus (jeweils zweite Zeile) die Emissionen relativ hoch im Vergleich zum Entry-Point Sayda (jeweils erste Zeile). In Sayda können pro Jahr maximal 6,8 Mrd.m<sup>3</sup> Erdgas übernommen werden, in Waidhaus dagegen bis zu 36,8 Mrd.m<sup>3</sup>.

Auffällig ist weiterhin der extrem hohe Emissionswert auf Route 4. Dieser ist auf die hohe Anzahl an Verdichterstationen (42) sowie deren Alter zurückzuführen. Die insgesamt angenommene Verdichterleistung beträgt auf dieser Route über 4.000 MW. Entsprechend verhält es sich bei Route 5. Auf Route 2, die mit dem Entry-Point Greifswald nach Route 5 die dritthöchsten Emissionen aufweist, sind zwar nur 1.900 MW installiert, jedoch kann hier die 1,5-fache Menge an Erdgas abgenommen werden.

Die niedrigsten Emissionen wurden (mit Ausnahme von den norwegischen Routen) auf den niederländischen Transportrouten berechnet. Diese benötigen durch ihre Länge von maximal 150 km keine Verdichterstationen um Erdgas nach Deutschland zu transportieren.

Auf den norwegischen Transportleitungen wurden dagegen keine Emissionen bestimmt. Da die Leitungen unter dem Meeresboden verlegt sind und keine Verdichterstationen benötigt werden, wird angenommen, dass keine Methanemissionen entstehen. Grundsätzlich sind damit Leitungen, die offshore verlegt sind, emissionsärmer.

Allgemein ist festzustellen, je länger die Transportdistanz wird, desto mehr Elemente befinden sich auf dem Weg, die Emissionen verursachen, solange es sich um onshore-Leitungen handelt. Maßgeblichen Einfluss auf die Emissionen hat allerdings die installierte Verdichterleistung, die neben der Transportstrecke auch von der transportierten Kapazität abhängt. Des Weiteren hat das Alter der vorhandenen Verdichterstationen einen großen Einfluss auf die Emissionen.

Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die auf den Transportrouten berechneten Methanemissionen in Tabelle 28 in Tonnen Methan und in Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent ausgewiesen. Zudem wurde die Relation zur Produktionsmenge an Erdgas im jeweiligen Förderfeld (vgl. Kapitel 5) und zur maximalen Importkapazität an den Entry-Points der jeweiligen Transportleitungen bestimmt. In Relation zur Produktion ergeben sich dabei folgende mittlere Verluste:

Bezogen auf maximale Importkapazität:

- ▶ Russland: 0,30 %
- ▶ Norwegen: 0,00 %
- ▶ Niederlande: 0,01 %
- ▶ alle betrachteten Routen: 0,20 %

---

Der Anteil der Methanemissionen an der gesamten Produktion eines Erdgasfeldes wurde nicht bestimmt,

Der Vergleich der insgesamt transportierten Menge an Erdgas zu den Verlusten wäre daher sinnvoll, gestaltet sich jedoch schwierig, da die tatsächlichen Transportmengen der vorgelagerten Netzbetreiber innerhalb eines Jahres nicht bekannt sind. Daher wurden die maximalen Importmengen an den jeweiligen Entry-Points (analog Abschnitt 2.4.1.4 am Bsp. der Route 3b) betrachtet und ins Verhältnis zu den Verlusten gesetzt. Auch bei dieser Betrachtungsweise ergibt sich eine Fehlerquelle, da die Übernahmestationen häufig überdimensioniert sind. Jedoch wurden die Verluste ebenfalls unter der Annahme bestimmt, dass die Verdichterstationen auf den Transportstrecken unter Vollast fahren, daher ergibt sich eine gute Gegenüberstellung der maximal möglichen Verluste zu den maximal möglichen Importmengen.

Tabelle 28: Methanemissionen der Transportrouten im Vergleich zur Produktionsmenge und zur Importkapazität

Route/ Abzweig	Förderstandort	Ende	Methan- Emissionen beim Erdgas- transport [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Methan- Emissionen beim Erdgas- transport [tCH <sub>4</sub> /a]	Methan- Emissionen beim Erdgas- transport [tCO <sub>2</sub> eq/a]	Anteil an der maximal möglichen Import- kapazität [%]
1a	Nordwestrussland (Timan-Pechora-Becken)	Greifswald	77.444.078	55.566	1.389.153	0,14
1b	Nordwestrussland (Timan-Pechora-Becken)	Mallnow	105.194.408	75.477	1.886.925	0,37
2a	Ural (Yamal-Halbinsel)	Greifswald	145.913.828	104.693	2.617.329	0,27
2b	Ural (Yamal-Halbinsel)	Mallnow	136.903.373	98.228	2.455.704	0,48
3a	Ural (Westsibirisches Becken)	Greifswald	109.722.515	78.726	1.968.148	0,20
3b	Ural (Westsibirisches Becken)	Mallnow	137.472.845	98.637	2.465.919	0,48
4c	Ural (Westsibirisches Becken)	Sayda	57.506.539	41.261	1.031.524	0,20
4d	Ural (Westsibirisches Becken)	Waidhaus	60.586.683	43.471	1.086.774	0,17
5c	Wolga (Wolga-Ural Becken)	Sayda	36.687.684	26.323	658.085	0,55

5d	Wolga (Wolga-Ural Becken)	Waidhaus	39.767.828	28.533	713.335	0,11
Mittelwert Transportouten RU						0,30
6	Haltenbanken (Asgard)	Dornum	0	0	0	0,00
7	norwegische Nordsee (Ekofisk)	Emden	0	0	0	0,00
8	norwegische Nordsee (Statfjord)	Emden	0	0	0	0,00
Mittelwert Transportouten NO						0,00
9	Groningen	Oude Statenzijl	394.585	283	7.078	0,01
10	Niederländische Nordsee	Oude Statenzijl	742.325	533	13.315	0,01
Mittelwert Transportouten NL						0,01
Mittelwert						0,20

Quelle: (eigene Zusammenstellung)

In Tabelle 29 werden die auf den Transportrouten berechneten Methanemissionen in das Verhältnis zu den insgesamt für Deutschland im Nationalen Inventarreport (NIR) für 2012 ausgewiesenen Methanemissionen sowie in Relation zu den Methanemissionen der Landwirtschaft gesetzt. Durchschnittlich ergibt sich im Vergleich zur Landwirtschaft ein Verhältnis von ca. 1:28 und im Vergleich zu den gesamten CH<sub>4</sub>-Emissionen Deutschlands von ca. 1:56.

Tabelle 29: Methanemissionen der Transportrouten im Vergleich zur Landwirtschaft und den Gesamtmethanemissionen Deutschlands

Route/ Abzweig	Förderstandort	Ende	Methan- Emissionen beim Erdgas- transport [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Relation zu den CH <sub>4</sub> - Emissionen der Landwirt- schaft [%] <sup>77</sup>	Relation zu den gesamten CH <sub>4</sub> - Emissionen Deutschlands [%] <sup>78</sup>
1a	Nordwestrussland (Timan-Pechora- Becken)	Greifswald	77.444.078	4,52	2,40
1b	Nordwestrussland (Timan-Pechora- Becken)	Mallnow	105.194.408	6,14	3,25
2a	Ural (Yamal-Halbinsel)	Greifswald	145.913.828	8,51	4,51
2b	Ural (Yamal-Halbinsel)	Mallnow	136.903.373	7,99	4,23
3a	Ural (West-sibirisches Becken)	Greifswald	109.722.515	6,40	3,39
3b	Ural (West-sibirisches Becken)	Mallnow	137.472.845	8,02	4,25
4c	Ural (West-sibirisches Becken)	Sayda	57.506.539	3,35	1,78
4d	Ural (West-sibirisches Becken)	Waidhaus	60.586.683	3,53	1,87
5c	Wolga (Wolga-Ural Becken)	Sayda	36.687.684	2,14	1,13

<sup>77</sup> CH<sub>4</sub>-Emissionen der Landwirtschaft im Jahr 2012: 1.230.000 t CH<sub>4</sub> (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015)

<sup>78</sup> Gesamte CH<sub>4</sub>-Emissionen Deutschlands im Jahr 2012: 2.320.000 t CH<sub>4</sub> (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015)

5d	Volga (Volga-Ural Becken)	Waidhaus	39.767.828	2,32	1,23
6	Haltenbanken (Asgard)	Dornum	0	0,00	0,00
7	norwegische Nordsee (Ekofisk)	Emden	0	0,00	0,00
8	norwegische Nordsee (Statfjord)	Emden	0	0,00	0,00
9	Groningen	Oude Statenzijl	394.585	0,02	0,01
10	Niederländische Nordsee	Oude Statenzijl	742.325	0,04	0,02
Mittelwert				3,53	1,87

Quelle: (eigene Zusammenstellung)

---

## 3 Gastransport und -verteilung innerhalb Deutschlands

### 3.1 Aufbau wichtiger Bestandteile des Gasnetzes in Deutschland

Exemplarisch wird für die spezifischen Emissionsangaben für Deutschland eine nationale Erdgasverteilungslänge von 500 km definiert.

#### 3.1.1 Erdgasleitungen

Das an den Entry-Points (Import-Übernahmestationen) übernommene Erdgas wird in Deutschland über die drei Netzebenen (Transport-, Verteilungs- und Ortsnetz) weiter transportiert. Die in den Erdgasnetzen verbauten Rohrmaterialien sind hauptsächlich Kunststoffe<sup>79</sup> mit 58,6 % und Stahl<sup>80</sup> mit 41,4 % (DBI, 2014). Die nachfolgenden Berechnungen hinsichtlich der Leckage und Permeation beziehen sich ausschließlich auf die Materialien PE und Stahl mit der zugehörigen prozentualen Verteilung.

#### 3.1.2 Gasdruckregel(mess)anlagen

Beim Übergang von unterschiedlichen Netz- bzw. Druckebenen ist unter anderem eine Druckregelung in Gasdruckregel(mess)anlagen (GDR(M)A) notwendig. Der prinzipielle Aufbau der unterschiedlichen Anlagen ist unabhängig vom Druck- und Volumenbereich.

Abbildung 21 zeigt die Regelstrecke einer GDR(M)A. Neben mehreren Druckmessern und Reglern besitzt eine GDR(M)A mindestens ein Sicherheitsabsperrentil (SAV) und ein Sicherheitsabblaseventil (SBV). Das SAV sperrt den Gasdurchfluss, sobald der Betriebsdruck unzulässig hoch oder tief ist. Dieser Fall tritt nicht nur bei Störungen auf, sondern auch wenn der Gasbezug sehr schnell bzw. vollständig zurückgeht. Wenn das SAV ausgelöst ist, ist ein automatisches Öffnen nicht mehr möglich. Die Anlage muss vor Ort untersucht und der Fehler behoben werden. Um ein unnötiges Ansprechen des SAV zu vermeiden, befindet sich daher auf der Anlage das SBV. Dieses ist mit einer Abblaseleitung ausgestattet, die es erlaubt, bei kurzzeitig erhöhtem Druck eine bestimmte Menge Gas in die Atmosphäre zu entlassen. (Cerbe, 2008, S. 214-215)

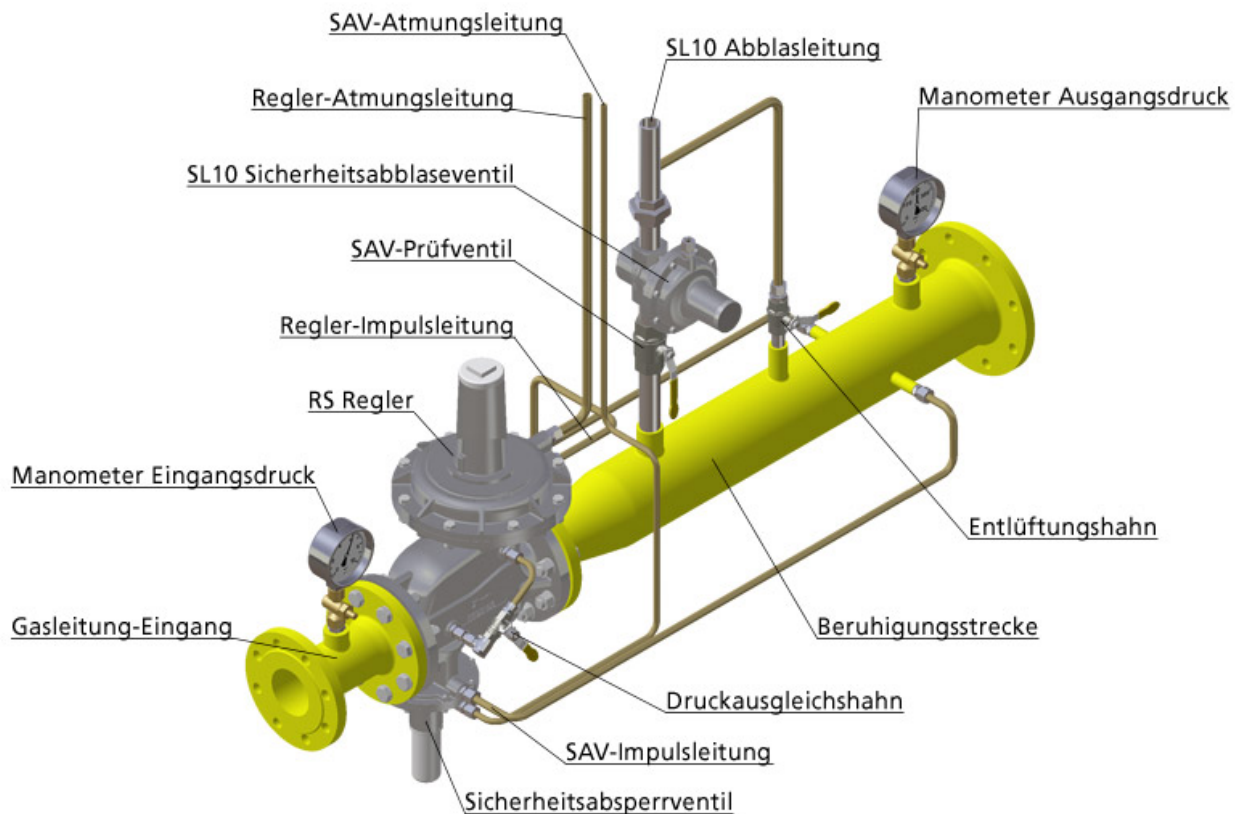
---

<sup>79</sup> Mehrheitlich Polyethylen (PE 80 und PE 100)

<sup>80</sup> Inklusive einem geringen Anteil von Duktil- und Grauguss



Abbildung 21: Schema einer Regelstrecke innerhalb der Gasdruckregel(mess)anlagen



Quelle: (Medenus Gas-Druckregeltechnik GmbH, 2014)

### 3.1.3 Verdichterstationen

Der grundsätzliche Aufbau von Verdichterstationen in Deutschland gleicht dem von Stationen in Russland (siehe Kapitel 2.2). Sie werden auf Fernleitungstrassen ca. aller 100 km errichtet (Gasunie, 2014). Verdichterstationen und Absperrstationen/Schieber<sup>81</sup> werden auf der beispielhaften Transportstrecke nicht berücksichtigt, da deren Funktion zum Teil von den GDR(M)A übernommen wird.

<sup>81</sup> Im Gegensatz zum Erdgastransport über große Entfernungen (z.B. Russland) übernehmen in Deutschland mehrheitlich GDR(M)A die Aufgabe bestimmte Leitungsabschnitte bei Bedarf abzusperren.

---

## 3.2 Emissionen innerhalb Deutschlands

### 3.2.1 Erdgasleitungen

#### 3.2.1.1 Berechnungsgrundlagen

##### 3.2.1.1.1 Leckagen

Die Bestimmung von Gasverlusten durch Leckagen kann auf unterschiedliche Art und Weise durchgeführt werden. Nachfolgend werden zwei Methoden vorgestellt.

In einer Studie des Fraunhofer Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung aus dem Jahr 2000 wurden die Methanemissionen des Gasnetzes in Deutschland bestimmt. Sie wurden anhand folgender Formel berechnet:

$$E = 8,76 \cdot R \cdot N \cdot F \cdot (J + j)/2 \quad (11)$$

- $E$  - Emissionsfaktor [ $\text{m}^3_{\text{CH}_4}/\text{km}\cdot\text{a}$ ]
- 8,76 - Umrechnungsfaktor von l/h auf  $\text{m}^3/\text{a}$
- $R$  - mittlere Leckmenge [l/h]
- $N$  - Anzahl Leckagen [1/km]
- $F$  - Anteil an Methan im Gas [-]
- $J$  - Überwachungszeitraum [a]
- $j$  - Beseitigungszeitraum [a]

Die Anzahl bzw. Häufigkeit an Leckagen im deutschen Gasnetz wurde dabei der DVGW Schadensstatistik entnommen<sup>82</sup>. Der Anteil an Methan im Erdgas ergab sich in Abhängigkeit vom jeweiligen Importland. Für den Überwachungszeitraum wurden die vom DVGW vorgeschriebenen Kontrollzeiträume für Gasnetze zu Grunde gelegt. Die Zeit, die bis zur Beseitigung eines Lecks verstreichen darf, ist abhängig von der Nähe zu Wohngebieten und v.a. der Größe des Schadens und variiert von wenigen Stunden bis zu einem Jahr. In der Studie wurde ein Durchschnittswert von einem halben Jahr angenommen.

Problematisch ist die mittlere Leckmenge  $R$ , die in die Formel einbezogen werden muss. Sie ist von der Größe der Leckage, dem Druck auf der Rohrleitung und dem umgebenden Boden abhängig und fällt damit höchst unterschiedlich aus, wie Untersuchungen der FH Gelsenkirchen sowie der Ruhrgas AG zeigten. Es ergab sich eine Bandbreite von  $< 0,1$  l/h bis zu  $> 600$  l/h (vgl. (Reichert & Schön, 2000, S. 6)). In der Studie wurde aufgrund der Messwerte und der Bodenbeschaffenheit in Deutschland ein mittlerer Wert von 140 l/h festgelegt, mit dem die weiteren Berechnungen durchgeführt wurden (Reichert & Schön, 2000, S. 7).

Eine weitere, ähnliche Methode zur Berechnung der Emissionen aus Leckagen wurde bereits im Kapitel 2.3.1.2.1 beschrieben. Hierbei wird, wie auch bei der ersten Methode, der Ausfluss aus einer Schadstelle in einem bestimmten Zeitraum bestimmt. Der Unterschied zwischen beiden Methoden besteht in der Verwendung eines Faktors für die mittlere Leckmenge. Während dieser bei Methode 1 mit 140 l/h festgelegt ist, kann er bei Methode 2 in Abhängigkeit vom Druck auf der Leitung und vor allem vom Durchmesser der Schadstelle berechnet werden. Erst dadurch wird die Unterteilung in die drei Betriebsarten Normalbetrieb, Sonderbetrieb und Versorgungsstörung möglich, die in der vorliegenden Untersuchung anzugeben ist.

---

<sup>82</sup> Galt für die Alten Bundesländer. Die Leckstellenhäufigkeit der Neuen Bundesländer wurde auf Basis von Messwerten eines Unternehmens ermittelt. (vgl. (Reichert & Schön, 2000, S. 6))

Zusätzlich werden die angenommenen Überprüfungs- und Beseitigungszeiträume deutlich nach unten korrigiert, da gerade im Hochdruckbereich auch kleinste Leckagen zu großen Verlusten führen können. Sowohl aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen als auch wegen der Minimierung von Gefährdungen für Anwohner ist davon auszugehen, dass in Deutschland Schäden in weniger als 6 Monaten behoben werden. Die nachfolgenden Berechnungen basieren daher auf Methode 2.

### 3.2.1.1.2 Permeation

Permeation ist der Durchgang eines gasförmigen Stoffes durch einen festen Körper. Die Permeation von Methan durch Stahl ist vernachlässigbar gering, für Methan durch PE ist sie jedoch um ein Vielfaches höher und wird daher in die Emissionsberechnung einbezogen.

Es erfolgt eine druck- und durchmesserabhängige Berechnung mit einem

Permeationskoeffizienten von  $0,056 \frac{\text{cm}^3}{\text{m}\cdot\text{bar}\cdot\text{d}}$  nach Basell (siehe Gleichung 12). (Basell, 2002)

Dieser gilt nur für CH<sub>4</sub>-Emissionen. Daneben permeieren auch noch höhere Kohlenwasserstoffe, diese werden in der vorliegenden Arbeit jedoch nicht betrachtet.

$$V = 0,056 \frac{\text{cm}^3}{\text{m}\cdot\text{bar}\cdot\text{d}} \cdot \left( \frac{\pi \cdot d_a \cdot l \cdot p_{\text{CH}_4} \cdot t}{s} \right) \quad (12)$$

$V$  - permeierendes Volumen [cm<sup>3</sup>]

$d_a$  - Außendurchmesser der Leitung [m]

$l$  - Länge der Leitung [m]

$p_{\text{CH}_4}$  - Partialdruck (absolut) von CH<sub>4</sub> in der Leitung [bar]

$t$  - Zeitraum [d]

$s$  - Wanddicke des Rohrs [m]

### 3.2.1.2 Emissionen in den einzelnen Betriebsarten

Nachfolgend wird exemplarisch der Transport über 500 km betrachtet. Gemäß der Aufteilung aus Abschnitt 3.1.1 wird angenommen, dass davon 207 km aus Stahl bestehen und 293 km aus Polyethylen.

Für die folgenden Berechnungen wurde auf Basis der Datenerfassung aus (DBI, 2014) jeweils ein mittlerer Durchmesser und ein mittlerer Betriebsdruck für Stahl- bzw. PE-Leitungen festgelegt.

- Polyethylen:
  - Mittlerer Nenndurchmesser: DN 100
  - Mittlerer Betriebsdruck: PN 4
- Stahl:
  - Mittlerer Nenndurchmesser: DN 400
  - Mittlerer Betriebsdruck: PN 64

#### 3.2.1.2.1 Leckstellenhäufigkeit in Deutschland

Einer Studie des DBI unter Einbeziehung von Daten des DVGW zufolge gab es im Jahr 2010 insgesamt 14.797 Schäden unterschiedlicher Größe an deutschen Gasleitungen. Davon

wurden 9.474 an Stahlleitungen und 4.255 an PE-Leitungen festgestellt. Erfasst wurde eine Leitungslänge von 430.607 km<sup>83</sup>. (DBI, 2014, S. 15, 22) Dadurch ergibt sich eine Schadenshäufigkeit von

- $0,0187 \frac{\text{Schäden}}{\text{km}\cdot\text{a}}$  an Stahlleitungen<sup>84</sup>
- $0,0565 \frac{\text{Schäden}}{\text{km}\cdot\text{a}}$  an PE-Leitungen<sup>84</sup>

Basierend auf der Datenerfassung in derselben Studie wurde eine Aufteilung der gesamten Schäden in Risse, Löcher und Brüche<sup>85</sup> vorgenommen (siehe Tabelle 30).

Tabelle 30: Schäden an Erdgasleitungen in Deutschland

Material	Leitungslänge [km]	Anzahl Schäden	Häufigkeit der Schäden [Schäden/km·a]			
			Risse ≤ 2cm	Löcher > 2cm	Brüche	insgesamt
PE <sup>86</sup>	252.766	4.718	0,0159	0,0024	0,0003	<b>0,01867</b>
Stahl <sup>87</sup>	177.841	10.079	0,0486	0,0013	0,0067	<b>0,05667</b>
insgesamt	430.607	14.797	0,0642	0,0098	0,0014	<b>0,07534</b>

Quelle: (DBI, 2014)

### 3.2.1.2.2 Normalbetrieb

Im Normalbetrieb treten Leckagen durch Risse/kleine Löcher bis 2 cm und für PE-Leitungen zusätzlich durch Permeation auf. Für die Emissionen durch Leckagen ist die Schadenshäufigkeit zu beachten. Sie ergibt sich nach Tabelle 30 zu:

- $0,0159 \frac{\text{Schäden}}{\text{km}\cdot\text{a}}$  an PE-Leitungen
- $0,0486 \frac{\text{Schäden}}{\text{km}\cdot\text{a}}$  an Stahlleitungen.

Risse und kleine Löcher bis 2 cm werden durch entsprechende Überwachungssysteme (z.B. Differenzdruckmessung) in den Hochdruckebenen i.d.R. sofort detektiert. Laut DVGW Regelwerk ist eine Gefährdung von Personen durch eine unverzügliche Reaktion auszuschließen. (DVGW, 2000) Auf Basis von Erfahrungswerten bedarf es nach der Identifizierung eines Lecks ca. 6 h bis der entsprechende Rohrabschnitt der Rohrleitung freigelegt und die Leckstelle verschlossen ist<sup>88</sup>. Somit ergeben sich analog Kapitel 2.3.1.2.1 die Schäden bzw. Emissionen nach Tabelle 31.

Es wird darauf hingewiesen, dass kleinste Risse z.B. auf der Transportnetzebene erst durch die regelmäßig wiederkehrende Molchung der Transportleitungen detektiert werden können und bis dahin Leckagen nicht unterbunden werden können. Aufgrund der Schadensdefinition in Anlehnung an die EGIG-Statistik und der verfügbaren Daten kann für den

<sup>83</sup> Inklusive Hausanschlussleitungen

<sup>84</sup> Es wurde entsprechend der Original-Einteilung für PE ein Druckbereich von 1 bis 5 bar und für Stahl von > 16 bar zu Grunde gelegt. Außerdem wurden alle Durchmesserbereiche betrachtet, um einen Mittelwert abzubilden. Leckagen unbekannter Größe wurden außer Acht gelassen.

<sup>85</sup> Im Originaldokument als *sehr kleiner, deutlicher* und *sehr großer Gasaustritt* bezeichnet, hier aber in Anlehnung an Kapitel 2.1.2

<sup>86</sup> Inklusive PVC, entsprechend Abschnitt 3.1.1

<sup>87</sup> Inklusive duktilem Guss und Grauguss, entsprechend Abschnitt 3.1.1

<sup>88</sup> Reparaturen erfolgen z. B. durch das Anbringen von Rohrschellen, die auf schadhafte Rohrabschnitte aufgebracht und mit diesen verschweißt werden. Diese Reparaturmaßnahme erfolgt im Betrieb. Im Hochdruckbereich wird jedoch ggf. der Betriebsdruck für die Reparaturmaßnahme abgesenkt.

Schadensbereich  $\leq 2$  cm aber keine weitere Differenzierung der Ausströmzeit vorgenommen werden.

Tabelle 31: CH<sub>4</sub>-Emissionen im Normalbetrieb durch Leckagen

Material	Länge der Leitungen [km]	Schadenshäufigkeit [Schäden/a]	Ausströmzeit [h]	Maximale CH <sub>4</sub> -Emissionen Herkunft des Gases		
				RU	NL	NO
PE	293	4,66	6	21.146	16.524	17.068
Stahl	207	10,06	6	702.922	549.814	581.578
<b>Gesamt</b>	<b>500</b>			<b>724.068</b>	<b>566.338</b>	<b>598.646</b>

Quelle: (DBI, 2014)

Zusätzlich tritt an PE-Leitungen im Normalbetrieb der Fall der Permeation auf. Auf der betrachteten Strecke mit dem mittleren Leitungsdruck von 4 bar und dem mittleren Nenndurchmesser von 100 mm ergibt sich nach Gleichung 12 ein permeierendes Volumen von ca. **941 m<sup>3</sup>/a** unter der Annahme, dass 100 % CH<sub>4</sub> durch die Leitung fließen (Berechnung in Anlage 8). Bezogen auf die in Deutschland vorkommenden Gaszusammensetzungen ergeben sich die Verluste nach Tabelle 32.

Tabelle 32: CH<sub>4</sub>-Emissionen durch Permeation an PE-Leitungen

Herkunft des Gases	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> /a]
RU	919
NL	782
NO	811

Quelle: (DBI, 2014)

Zum Vergleich: Techem ermittelt seit 1977 Energiekennwerte wie z.B. den witterungsbereinigten Energieverbrauch im Wohngebäudebestand. Dieser belief sich 2012 deutschlandweit auf einen Wert von 146 kWh/m<sup>2</sup>. (Kähler, 2013) Bei einer Wohnung mit 100 m<sup>2</sup> Wohnfläche und einem mittleren Brennwert von Erdgas von 11 kWh/m<sup>3</sup> ergibt sich somit ein jährlicher Erdgasbedarf von 1.330 m<sup>3</sup>. Dieser könnte zu rund zwei Drittel durch die Permeation, welche auf der betrachteten Strecke im Jahr auftritt, gedeckt werden.

### 3.2.1.2.3 Sonderbetrieb

Planmäßige Überprüfungen werden in Deutschland in Abhängigkeit des Nenndrucks der Leitung durchgeführt. Dabei gelten zwei Vorschriften:

- Für Gasleitungen < 4 bar DVGW Arbeitsblatt G 465-1
- Für Gasleitungen > 5 bar DVGW Arbeitsblatt G 466-1.

Es ergeben sich danach die in Tabelle 33 aufgeführten Überprüfungszeiträume. Bei einer Überprüfung kommen zunächst nur Gasspür- und Gasmessgeräte zum Einsatz, um die Bodenluft und die Umgebung der Gasleitung zu untersuchen. (DVGW, 1997, S. 11) Erst wenn eine Leckstelle festgestellt wird, kommt es zu einer Wartung. Die dabei in die Umgebung abgegebene Gasmenge wird analog Kapitel 2.3.1.2.2 berechnet.

Tabelle 33: Mindestüberprüfungszeiträume für Gasleitungen

Druckbereich [bar]	Leckstellenhäufigkeit [n/km]			Innerhalb von Bebauungen	Unbebautes Gebiet
	≤ 0,1	≤ 0,5	≤ 1 <sup>89</sup>		
	Überprüfungszeitraum [a]			Überprüfungszeitraum [Monate]	
≤ 0,1	6*	4	2	-	-
0,1 bis 1	4*	2	1	-	-
> 1 bis 4	2*	1	0,5	-	-
>5				2	4

\* Nur für PE-Leitungen und kathodisch geschützte Stahlleitungen

Quelle: DVGW Arbeitsblatt G 465-1 und G 466-1

Des Weiteren sind dem Sonderbetrieb Schäden durch Löcher und Risse > 2 cm und kleiner als der Rohrleitungsdurchmesser zuzuordnen. Die Emissionen werden hierzu wiederum als Mittelwert aus den Emissionen für den Normalbetrieb und die Versorgungsstörung bestimmt (vgl. Kapitel 0) und sind in Tabelle 34 zusammengefasst.

Tabelle 34: CH<sub>4</sub>-Emissionen im Sonderbetrieb<sup>90</sup>

Material	Länge der Leitungen [km]	Schadenshäufigkeit [Schäden/a]	Maximale CH <sub>4</sub> -Emissionen		
			RU	NL	NO
PE	293	0,71	21.545	16.836	17.390
Stahl	207	0,28	211.109	168.285	179.245
<b>gesamt</b>	<b>500</b>		<b>232.654</b>	<b>185.121</b>	<b>196.635</b>

Quelle: (DBI, 2014)

### 3.2.1.2.4 Versorgungsstörung

Die Berechnung der bei Versorgungsstörungen entstehenden Emissionen erfolgt analog Kapitel 2.3.1.2 (siehe Tabelle 35). Allerdings müssen für Deutschland wiederum andere Schadenshäufigkeiten und Ausströmzeiten angenommen werden.

Bei Stahlleitungen kann davon ausgegangen werden, dass sich spätestens aller 15 km eine Regelanlage mit einer Schiebergruppe befindet, die bei Leitungsabrissen geschlossen werden kann. Kommt es zu einem Vorfall, dauert es erfahrungsgemäß bis zu 15 min. ehe die Leitung abgeschiebert wird<sup>91</sup>. Danach strömt noch die Gasmenge aus, die sich im betreffenden Abschnitt befindet.

PE-Leitungen müssen dagegen abgequetscht werden um weiteren Gasaustritt zu vermeiden. Gas kann so bis zu 3 h ausströmen. Das Abquetschen erfolgt nahe der Schadstelle, sodass die ausströmende Gasmenge nach dem Verschließen der Leitung vernachlässigbar gering ist. Betrachtet werden nur die Emissionen, die bis dahin entstehen.

<sup>89</sup> Bei einer Leckstellenhäufigkeit >1 n/km sollten die Zeiträume verkürzt werden

<sup>90</sup> Ausführliche Berechnung in Anlage 10

<sup>91</sup> Je nach Art des Schiebers und der Regelung kann die Zeit auch kürzer ausfallen.

Tabelle 35: CH<sub>4</sub>-Emissionen bei einer Versorgungsstörung

Material	Länge der Leitungen [km]	Schadenshäufigkeit [Schäden/a]	Ausströmzeit [h]	Maximale CH <sub>4</sub> -Emissionen		
				RU	NL	NO
PE	293	0,10	3	4.987	3.897	4.025
Stahl	207	1,39	0,25	337.480	263.971	279.221
			zusätzlich <sup>92</sup>	96.967	82.650	90.091
			gesamt	434.447	346.621	369.312
gesamt	500			439.434	350.518	373.337

Quelle: (DBI, 2014)

### 3.2.2 Gasdruckregelanlagen

#### 3.2.2.1 Überblick

Der Übergang vom Transport zum Verteilnetz ist in der Regel durch eine Übernahmestation gekennzeichnet. Dort wird der Druck erheblich reduziert. Die nachfolgenden Verteilnetze weisen zumeist Drücke unterhalb von 16 bar auf. Innerhalb der Verteilnetze wird der Druck noch mehrmals weiter reduziert, bis er schließlich am Hausanschluss nur noch wenige Millibar (mbar) beträgt. Die verschiedenen Regelstationen verursachen Emissionen durch Funktionsprüfungen, Wartungen, Ansprechen des SBV sowie Störungen. Die Häufigkeit dieser Vorgänge, sowie die pro Vorgang austretende Gasmenge sind in Tabelle 36 dargestellt. Tabelle 37 zeigt die jährlichen Emissionen der Anlagen.

<sup>92</sup> Menge, die aus 15 km-Abschnitt noch ausströmt, nach Gleichung (siehe Anhang).

Tabelle 36: Gasemissionen an Gasdruckregel(mess)anlagen je Vorgang

Netzebene	Art der Anlage	Kategorie	Druckbereich [bar] <sup>93</sup>	Häufigkeit				Austretende Gasmenge [m <sup>3</sup> /Vorgang]		
				Funktionsprüfung <sup>93</sup>	Wartung <sup>93</sup>	An-sprechen SBV	Stör-ungen pro Jahr <sup>94</sup>	Funktionsprüfung <sup>93</sup>	Wartung <sup>93</sup>	Ansprechen SBV Ausströmungszeit 5 s / 30 s / 1 min
Transport-netz	Über-gabe-station		> 16	Halb-jährlich	Zwei-jährlich	monatlich		≥ 10	≥ 100	4/25/50
Verteil-netz	Regel-station	groß	> 16	Halb-jährlich	Zwei-jährlich	monatlich	0,0318	10	80	2,5/15/30
		mittel	5 bis 16	jährlich	Zwei-jährlich	monatlich		7	50	1,25/7,5/15
		klein	≤ 5	Zwei-jährlich	Vier-jährlich	monatlich		3,5	30	0,7/3,8/7,5

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>93</sup> Nach DVGW Arbeitsblatt G 495, S.15

<sup>94</sup> Berechnet auf Basis der Daten von vier Netzbetreibern zu ihren eigenen Anlagen



Tabelle 37: Gasemissionen an Gasdruckregel(mess)anlagen, jährlich

Netzebene	Art der Anlage	Kategorie	Druckbereich [bar]	Austretende Gasmenge [m <sup>3</sup> /Jahr]				Leckagen [m <sup>3</sup> /a] <sup>95</sup>
				Funktionsprüfung	Wartung	SBV Mittel <sup>96</sup>	SBV max. <sup>97</sup>	
Transportnetz	Übergabestation		> 16	20,0	50,0	316,0	1,6	924,0
Verteilnetz	Regelstation	groß	> 16	20,0	40,0	190,0	1,0	924,0
		mittel	5 bis 16	7,0	25,0	95,0	0,5	472,3 <sup>98</sup>
		klein	≤ 5	1,8	7,5	48,0	0,2	225,0

Quelle: (DBI, 2014)

Auf den betrachteten 500 km Erdgasleitung befinden sich mit Ausnahme der Übergabestation jeweils mehrere Anlagen einer Art. Um die Anzahl zu berechnen, wurde die dem AN vorliegende Gas-Wasser-Statistik des DVGW mit dem Bezugsjahr 2012 zu Grunde gelegt. Darin haben die Netzbetreiber angegeben, wie viele Anlagen einer bestimmten Druckstufe sie besitzen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 38 zusammengefasst.

<sup>95</sup> In amerikanischen Studien (vgl. GasStar) werden teilweise wesentlich höhere Emissionen durch Leckagen angegeben. Ursachen hierfür sind maßgeblich die zum Einsatz kommende Technik und abweichende Wartungs- und Instandhaltungspläne. Es werden Werte einer Studie des Fraunhofer ISI Instituts verwendet (Reichert & Schön, 2000).

<sup>96</sup> Berechnet mit mittlerer ausströmender Menge am SBV und monatlichem Ansprechen

<sup>97</sup> Berechnet aus maximaler Menge, die an SBV ausströmt und Häufigkeit für den Störfall

<sup>98</sup> Mittelwert aus den beiden Angaben des Fraunhofer ISI (Reichert & Schön, 2000) unter Beachtung der exponentiellen Zunahme der Menge austretenden Gases bei zunehmenden Drücken.

Tabelle 38: Anzahl der Anlagen auf Gasleitungen unterschiedlichen Druckniveaus

Druckstufe [bar]	Anzahl der Anlagen	Verteilung [%]
≤ 5	25.425	52
5 bis 16	18.058	37
> 16	5.636	11
<b>Summe</b>	<b>49.119</b>	<b>100</b>

Quelle: (DVGW, 2012)

Des Weiteren wurden Daten des BDEW zur Länge der Gasnetze in Deutschland für das entsprechende Bezugsjahr zu Grunde gelegt, die ausweisen, welche Anzahl an Kilometer Leitung in der jeweiligen Druckstufe verlegt waren (BDEW, 2014). Demnach befanden sich

- ▶ im Hochdrucknetz 97.397 km Leitung
- ▶ im Mitteldrucknetz 138.967 km Leitung
- ▶ im Niederdrucknetz 126.024 km Leitung.

Es ergibt sich daraus eine Gesamtlänge des deutschen Gasnetzes von 362.388 km Leitung. Mit den bereits berechneten 49.119 Anlagen ergibt sich daraus eine Häufigkeit von 0,136 Anlagen pro Kilometer Leitung. Dies entspricht ca. 68 Anlagen in einem Netz von 500 km Leitungslänge. Wendet man die in Tabelle 38 berechnete Verteilung auf diese 68 Anlagen an, ergeben sich die in Tabelle 39 berechneten Anzahlen an Anlagen in den unterschiedlichen Druckstufen.

Tabelle 39: Anzahl der Anlagen in 500 km Leitungsnetz

Art der Anlage	Druckstufe [bar]	Anzahl der Anlagen <sup>99</sup>
Übergabestation	> 16	1
Regelstation groß	> 16	7 <sup>100</sup>
Regelstation mittel	5 bis 16	25
Regelstation klein	< 5	35

Quelle: (DBI, 2014)

Nach Vereinigung der Daten aus Tabelle 39 mit den in Tabelle 37 berechneten Emissionen ergeben sich damit auf 500 km Leitungsnetz die jährlichen Gasaustritte nach Tabelle 40.

<sup>99</sup> Hierfür wurde die Verteilung der Bereiche aus Tabelle 38 angesetzt

<sup>100</sup> Hierfür wurde die Verteilung des Bereichs > 16 bar aus Tabelle 38 angesetzt und eine Station abgezogen, die durch die Übergabestation dargestellt wird. Der Wert wurde anschließend aufgerundet, um die Gesamtanzahl 68 zu erreichen.

Tabelle 40: Gasemissionen an Gasdruckregelanlagen auf einer Strecke von 500 km Leitungsnetz

Netzebene	Art der Anlage	Kategorie	Anzahl	Austretende Gasmenge [m <sup>3</sup> /Jahr] <sup>101</sup>				Leckagen [m <sup>3</sup> /a]
				Funktionsprüfung <sup>93</sup>	Wartung <sup>93</sup>	SBV Mittel <sup>102</sup>	SBV max. <sup>103</sup>	
Transportnetz	Übergabestation		1	20,0	50,0	316,0	1,6	924,0
Verteilnetz	Regelstation	groß	7	140,0	280,0	1.330,0	6,7	6.468,0
		mittel	25	175,0	625,0	2.375,0	11,9	11.807,5
		klein	35	61,3	262,5	1.680,0	8,3	
Summe			<b>68</b>	396,3	1.217,5	5.701,0	28,5	27.074,5

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>101</sup> Berechnet mit den jeweiligen Mengen aus Tabelle 37 und der Anzahl an Anlagen

<sup>102</sup> Berechnet mit mittlerer ausströmender Menge am SBV und monatlichem Ansprechen

<sup>103</sup> Berechnet mit maximaler Menge, die an SBV ausströmt und Häufigkeit für den Störfall

### 3.2.2.2 Emissionen in den einzelnen Betriebsarten

#### 3.2.2.2.1 Normalbetrieb

Im Normalbetrieb treten Emissionen v.a. durch Funktionsprüfungen und gewöhnliches Ansprechen des SBV auf. Wie oft und wie lange das SBV anspricht ist hierbei von Anlage zu Anlage höchst unterschiedlich. Um dennoch eine Abschätzung der durchschnittlichen jährlichen Emissionen vornehmen zu können, wird angenommen, dass ein SBV einmal monatlich auslöst. Für die dabei ausgestoßenen Gasmengen wird der Mittelwert aus den Mengen für fünf Sekunden, 30 Sekunden und einer Minute gebildet.

#### 3.2.2.2.2 Sonderbetrieb

GDR(M)A müssen regelmäßig gewartet werden. Je nach Größe der Anlage ergeben sich die Wartungszeiträume nach Tabelle 36.

#### 3.2.2.2.3 Versorgungsstörung

Bei Versorgungsstörungen spricht zunächst das SBV an, bevor das SAV die Anlage absperrt. Sie muss anschließend vollständig gasfrei gemacht werden, um Reparaturarbeiten durchzuführen. Die Emissionen hierbei sind mit denen der Wartung gleichzusetzen, wobei für die Häufigkeit allerdings das Auftreten einer Störung und nicht der regelmäßige Wartungszyklus angesetzt werden muss.

#### 3.2.2.3 Zusammenfassung Emissionen GDR(M)A

Zusammenfassend ergeben sich in an GDR(M)A in den jeweiligen Betriebsarten Emissionen, nach Tabelle 41.

Tabelle 41: Emissionen von GDR(M)A in den unterschiedlichen Betriebsarten

Betriebsart	Gasemissionen [m <sup>3</sup> /a]					CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> /a]		
	Funktionsprüfung	Wartung	Ursache		Summe	Herkunft des Gases		
SBV			Leckagen	RU		NL	NO	
Normalbetrieb	396	-	5.701	27.075	<b>33.172</b>	32.439	27.586	28.611
Sonderbetrieb	-	1.218	-	-	<b>1.218</b>	1.191	1.012	1.050
Versorgungsstörung	-	94	29	-	<b>123</b>	120	102	106
alle Betriebsarten						33.749	28.700	29.767

Quelle: (DBI, 2014)

### 3.2.3 Verdichterstationen

Es ist davon auszugehen, dass Verdichterstationen in Deutschland, bedingt durch strengere nationale Regeln und Normen sowie durch den vermehrten Einsatz von Gasdichtungen und elektrischen Startern, im Gegensatz zu Russland geringere CH<sub>4</sub>-Emission aufweisen.

Von der im Bau befindlichen Verdichterstation Embsen standen im Zuge des Genehmigungsverfahrens Daten zu den erwarteten Emissionen zur Verfügung (siehe Tabelle 42).

Tabelle 42: Mögliche Emissionen der Verdichterstation Embsen

Betriebsart	Vorgang	Max. Erdgas-Emission
Normalbetrieb	Sperrgasemissionen	736.000 Nm <sup>3</sup> /a
Sonderbetrieb <sup>104</sup>	Wartung und Entlastung eines Verdichters	2.900 Nm <sup>3</sup>
Versorgungsstörung <sup>104</sup>	Entlastung der Station	34.000 Nm <sup>3</sup>

Quelle: (ILF, 2012, S. 12)

Außerdem sind folgende Anlagendaten bekannt:

- ▶ Anzahl Verdichter: 3
- ▶ Gesamt installierte Verdichterleistung: 23 MW
- ▶ Kapazität gesamt: max. 1,16 Mio. m<sup>3</sup><sub>Erdgas</sub>/h (Gasunie, 2012)
- ▶ Sperrgas: Erdgas (ILF, 2012, S. 12).

Diese Angaben ermöglichen die Berechnung der Sperrgasemissionen pro MW installierter Verdichterleistung. Es ergeben sich 32.000 Nm<sup>3</sup>/MW·a. Je nachdem, welches Erdgas zum Einsatz kommt, liegen die CH<sub>4</sub>-Emissionen entsprechend dem CH<sub>4</sub>-Gehalt noch niedriger. Zum Vergleich: In der Wuppertalstudie war für Emissionen im Normalbetrieb an Verdichterstationen ein Wert von 44.191 m<sup>3</sup><sub>CH<sub>4</sub></sub>/MW·a angegeben. Dieser enthält allerdings noch weitere Leckagen und nicht Sperrgas- sondern Sperrölemissionen, welche bereits in Abschnitt 2.3.2.2.1 als wesentlich höher identifiziert werden konnten.

Es wird für die Beispielrechnung angenommen, dass auf den betrachteten 500 km Transportstrecke keine Verdichterstation integriert ist. Somit werden die in diesem Abschnitt betrachteten CH<sub>4</sub>-Emissionen nicht in die Gesamt-Berechnung aufgenommen.

### 3.3 Methanbilanz – Gastransport und -verteilung innerhalb Deutschlands

In Tabelle 43 sind die Emissionen, die im vorhergehenden Kapitel bei der beispielhaften Gasverteilung innerhalb Deutschlands berechnet wurden, noch einmal zusammengefasst.

<sup>104</sup> Es wurde keine Angabe dazu gemacht, wie oft Entlastungsvorgänge pro Jahr stattfinden könnten, da dies vom Transportbedarf und der Fahrweise der Station abhängig ist. (ILF, 2012, S. 12)

Tabelle 43: Methanemissionen bei der Gasverteilung innerhalb Deutschlands

Betriebsart	Anlage	Emissionen [ $\frac{m^3 CH_4}{a}$ ]		
		RU	NL	NO
Normalbetrieb	Erdgasleitungen			
	Leckagen	724.068	566.338	598.646
	Permeation	919	782	811
	GDR(M)A	32.439	27.586	28.611
	<b>gesamt</b>	<b>757.426</b>	<b>594.706</b>	<b>628.068</b>
Sonderbetrieb	Erdgasleitungen	232.654	185.121	196.635
	GDR(M)A	1.191	1.012	1.050
	<b>gesamt</b>	<b>233.845</b>	<b>186.133</b>	<b>197.685</b>
Versorgungs- störung	Erdgasleitungen	439.434	350.518	373.337
	GDR(M)A	120	102	106
	<b>gesamt</b>	<b>439.554</b>	<b>350.620</b>	<b>373.443</b>
Alle Betriebsarten	Erdgasleitungen	1.397.075	1.102.759	1.169.429
	GDR(M)A	33.749	28.700	29.767
	<b>gesamt</b>	<b>1.430.824</b>	<b>1.131.459</b>	<b>1.199.196</b>

Quelle: (DBI, 2014)

**Der Großteil der CH<sub>4</sub>-Emissionen (98 %) wurde an den Erdgasleitungen festgestellt.** Die GDR(M)A haben dagegen nur einen Anteil von 2 % und sind nahezu vernachlässigbar. Zwischenverdichterstationen wurden im Bereich des inländischen Gastransports/-verteilung nicht berücksichtigt, da für diese Beispielbetrachtung nur eine kurze Transportentfernung auf der Transportnetzebene angenommen wurde.

**Hauptursache der Verluste an Leitungen sind Leckagen** im Normalbetrieb, die für ungefähr 50 % der Emissionen verantwortlich sind. Im Vergleich zu anderen Studien, die die Gasverteilung innerhalb Deutschlands untersuchen (z.B. Battelle und FH ISI) ist dieser Anteil zwar gering, jedoch ist auch keine direkte Vergleichbarkeit gegeben, da die diese Studien zum einen andere Systemgrenzen besitzen und zum anderen den „Normalbetrieb“ anders definieren. (vgl. (Dipl.-Ing. Schneider-Fresenius, W., et al., 1989), (Reichert & Schön, 2000)).

Hinsichtlich der Herkunftsländer würde für dieses Transportbeispiel russisches Erdgas die höchsten CH<sub>4</sub>-Emissionen verursachen, was auf den höheren CH<sub>4</sub>-Gehalt (97,79 Vol.-%) als für niederländisches (83,16 Vol.-%) und norwegisches Erdgas (86,25 Vol.-%) zurückzuführen ist.

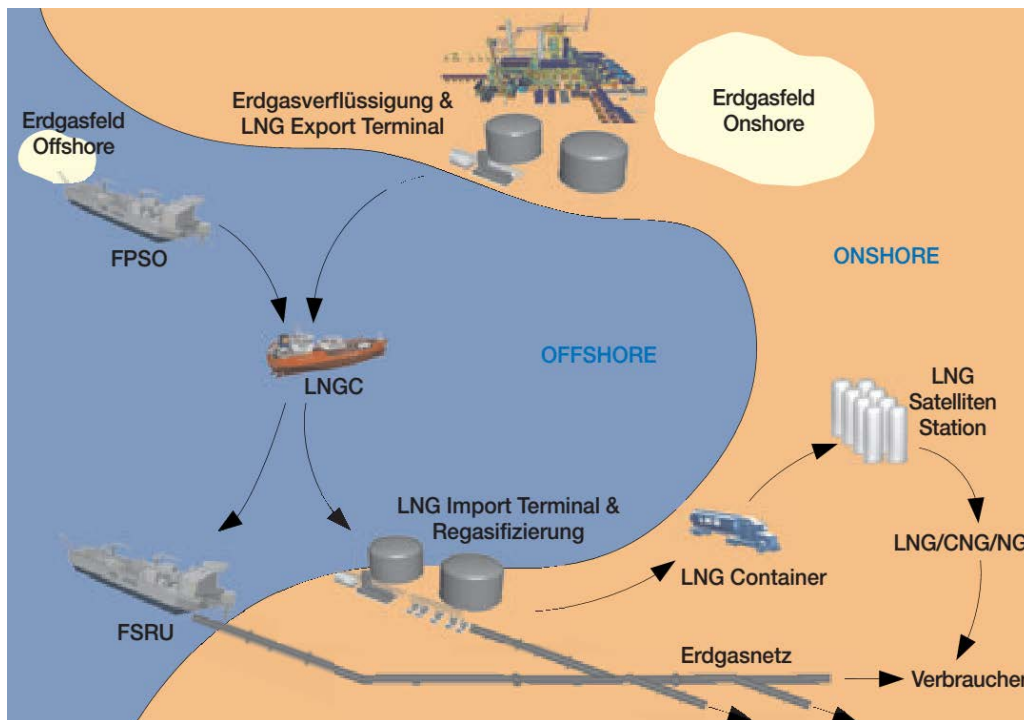
## 4 LNG-Transport

### 4.1 LNG-Transportlogistik

Der Transport von Erdgas über Pipelines ist aus ökonomischer Sicht vor allem für offshore-Pipelines auf eine maximale Entfernung begrenzt. Die aktuell längste offshore-Pipeline „Nord Stream“ mit ca. 1.200 km verläuft von Wyborg (Russland) bis nach Lubmin (Deutschland). Erdgasimporte z.B. aus Afrika, dem Nahen Osten oder Australien können dagegen nur durch den LNG-Transport per Tankerschiff wirtschaftlich dargestellt werden. In Abbildung 22 wird die gesamte LNG-Transportlogistik von der Verflüssigungsanlage am Export-Terminal bis hin zum Import-Terminal inklusive Regasifizierung und den nachgelagerten Verwendungen dargestellt.

In Deutschland existiert, trotz einiger in der Vergangenheit angestrebter Planungen, derzeit kein einziger Import-Terminal. Spezifische Methanemissionen, die dem deutschen LNG-Import direkt zuzurechnen wären, können demnach nicht ermittelt werden.

Abbildung 22: Darstellung der LNG-Transportlogistik



Quelle: (TGE Gas Engineering GmbH, 2009)

Die folgenden Betrachtungen zu den Methanemissionen beim Normal- und Sonderbetrieb sowie bei Versorgungsstörungen beziehen sich ausschließlich auf die Anlagen:

- ▶ Verflüssigungsanlage<sup>105</sup>
- ▶ LNG-Tank (Export- und Import-Terminal)
- ▶ Piping/Ladearm (Export- und Import-Terminal)
- ▶ Tankerschiff (Transport)
- ▶ Regasifizierung

<sup>105</sup> Vor der Verflüssigung erfolgt die Aufbereitung und Trocknung des Erdgases. Dabei wird eine gewisse Menge CH<sub>4</sub> absorbiert/adsorbiert und später in die Atmosphäre abgegeben. Die Menge ist allerdings von vielen Faktoren abhängig (z. B. welcher Trocknungsprozess verwendet wird, welcher Druck und welche Temperatur vorliegt). Sie wird hier nicht betrachtet.

---

## 4.2 Emissionen beim LNG-Transport

Die Methanemissionen sind beim Erdgastransport als LNG gemeinhin geringer als beim Transport über Rohrleitungen, da:

- ▶ Verbindungsstücke an Leitungen und Tanks bevorzugt geschweißt, nicht geflanscht werden (API, 2009, S. 59),
- ▶ die meisten Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen Stickstoff als Sperrgassystem nutzen, sodass es keine flüchtigen Methanemissionen an den Dichtungen gibt (API, 2009, S. 60),
- ▶ die Tanks an den Terminals typischerweise doppelwandig und gut isoliert sind (API, 2009, S. 16).

### 4.2.1 Emissionen im Normalbetrieb

Unabhängig der bekannten Leckagen beim Pipelinetransport z.B. an Armaturen, Flanschen, und Verdichtern (Pumpen), die auch zum Teil für den LNG Transport zutreffen, existiert entlang der LNG-Logistikkette der sogenannte „Boil-Off“. Obwohl das bei ca. -161 °C verflüssigte Erdgas (LNG) stets gekühlt wird und die Pipelines, LNG-Tanks und LNG-Tankerschiffe isoliert sind, verdampft durch den externen Wärmeeintrag ein Teil des LNG. Es entsteht Boil-Off-Gas (BOG). Die Menge an BOG entlang der Logistikkette ist abhängig von der:

- ▶ Anzahl und Größe der LNG-Tanks
- ▶ Dauer der Zwischenspeicherung
- ▶ Anzahl der Transfers zwischen den LNG-Tanks bzw. den LNG-Tankerschiffen
  - Hauptquelle ist der sogenannte „Flash Loss“. Beim Transfer von einem Tank mit hohem Druck in einen Tank mit niedrigerem Druck führt überschüssige Wärme zum Verdampfen von LNG.
- ▶ Länge der Pipelines
- ▶ Dauer des Transports mit dem Tankerschiff

Für alle aufgeführten BOG-Quellen wäre die spezifische Emission von Methan so groß, dass aus wirtschaftlichem Anreiz Technik eingesetzt wird, um das BOG größtenteils „aufzufangen“. Es wird anschließend verdichtet und in das Gasnetz eingespeist oder wieder verflüssigt oder Endanwendungen wie dem Schiffsantrieb zugeführt<sup>106</sup> (API, 2009, S. 53). Die direkten Methanemissionen können somit fast vollständig (bis auf wenige Abblase- oder Abfackel- und Spülvorgänge<sup>107</sup>) vermieden werden.

---

<sup>106</sup> Zum Teil werden auch direkt angebundene CNG-Tankstellen bedient.

<sup>107</sup> Sowohl die Ladearme- als auch die Tanks werden vor dem Befüllen und nach dem Entleeren mit LNG gespült. Dies dient der Kühlung und der Prävention vor Explosionen.



Tabelle 44: Darstellung der möglichen Methanemissionsquellen

Anlage/ Vorgang	mögliche Methanemissionsquellen
Verflüssigungsanlage	Leckage z.B. an Pumpen, Ventilen, Flanschen und Fittingen
LNG-Tank (Export- und Import-Terminal)	BOG, Armaturen
Piping/Ladearm (Export- und Import-Terminal)	BOG, Armaturen
Tankschiff (Transport)	BOG, Armaturen
Regasifizierung	Leckage z.B. an Pumpen, Ventilen, Flanschen und Fittingen,

Quelle: (DBI, 2014)

In der Literatur sind für spezifische Hauptkomponenten gemittelte Methanemissionswerte aufgeführt, anhand derer für gesamte Anlagenteile mit der zugehörigen Angabe zur Anzahl an Komponenten einer LNG-Anlage die Gesamtemission berechnet werden könnte (siehe Tabelle 45).

Tabelle 45: Spezifische Methanemissionswerte in Abhängigkeit der Komponente

Komponente	CH <sub>4</sub> -Emission [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /a·Komponente]
Ventil	295,19
Abdichtung Pumpe	992,23
Verbindungen (geschraubt oder geflanscht)	84,34
BOG Verdichter	1034,40

Quelle: (DBI, 2014)

In der Tabelle 46 sind für die LNG-Logistikkette spezifische Methanemissionswerte für komplette Anlagenteile aufgeführt. Zum Teil konnten in der Literatur unterschiedliche max. und min. Werte identifiziert werden. Für die Beispielrechnung in der Zusammenfassung wurde, wenn vorhanden, der Mittelwert verwendet oder ein Mittelwert generiert (siehe Abschnitt 4.2.4).

Tabelle 46: Darstellung der spezifischen Methanemissionswerte im Normalbetrieb in Abhängigkeit der Anlage

Anlage/ Vorgang	Leckage/Emission	Einheit	Literaturquelle
Verflüssigungsanlage	„low“ 0,005 „medium“ 0,050 „high“ 0,100	% des Durchsatzes	(IPCC, 2001, S. 2.91)
LNG-Tank (Export- und Import-Terminal)	0,050	% des Tankvolumens	(API, 2009, S. 59)
Piping/Ladearm (Export- und Import-Terminal)	0,0006 <sup>108</sup> 0,0012 <sup>108</sup>	% des Durchsatzes pro km	(API, 2009, S. 59)
Tankschiff (Transport)	0,150	% des Tankvolumens pro Tag	(API, 2009, S. 59)
Regasifizierung	„low“ 0,005 „medium“ 0,050 „high“ 0,100	% des Durchsatzes	(IPCC, 2001, S. 2.91)

Quelle: (DBI, 2014)

#### 4.2.2 Emissionen im Sonderbetrieb

Im Sonderbetrieb treten an LNG-Anlagen vor allem Emissionen durch An- und Abfahrvorgänge sowie durch Entlüftungen vor Reparatur- und Instandhaltungsmaßnahmen auf. Allerdings konnten für diese Vorgänge weder Häufigkeiten noch ausgestoßene Methanmengen aufgefunden werden.

#### 4.2.3 Emissionen bei Versorgungsstörung

Versorgungsstörungen könnten im Zusammenhang mit LNG zum Beispiel auftreten durch:

- ▶ Explosionen von Tanks oder Leitungen
- ▶ Abriss der Ladearme
- ▶ Schiffsunglücke

Allerdings traten zwischen 1959 und 2009, bei über 45.000 LNG-Frachten keine großen Unfälle oder Sicherheitsprobleme auf See oder im Hafen auf. Zwar gab es Kollisionen und Unglücke, aber keine dieser führte zu großen Ausflüssen. Auch an über 40 Terminals und weiteren 150 LNG Speichereinrichtungen wurden zwischen 1944 und 2009 lediglich dreizehn schwere Unfälle im direkten Zusammenhang mit LNG erfasst. (Parfomak, P., Vann, A., 2009, S. 6) Die Häufigkeit für Versorgungsstörungen an einer LNG-Anlage ist demnach als sehr gering einzustufen. Zudem ist nicht bekannt, welche Emissionen die einzelnen Vorfälle generierten, sodass hier keine Quantifizierung erfolgen kann.

<sup>108</sup> Abhängig von der Art der Isolation, daher wurde in die Berechnung ein Mittelwert einbezogen.

---

Im Mai 2014 gab es jedoch einen Vorfall auf dem LNG-Terminal in Hammerfest. Dieser hatte laut der *Petroleum Safety Authority Norway* ein hohes Gefahrenpotential. Es gab ein Leck an einem Verdichter, aus dem laut den Schätzungen der PSA 250 bis 750 kg LNG austraten. Es wurde zwar niemand verletzt und es gab keine Materialschäden, dennoch wurde die Produktion für drei Tage unterbrochen. (LNG World News, 2014)

#### 4.2.4 Zusammenfassung

Für eine Abschätzung der Methanemission für einen Exportterminal, dem nachgelagerten Transport und der Regasifizierung an den Importterminals wurden nach (TGE Gas Engineering GmbH, 2009, S. 14) folgende Annahmen getroffen:

- ▶ jährliche LNG-Ausspeisemenge: 5,6 Mrd. m<sup>3</sup> (i.N.) Erdgas<sup>109</sup>
  - Entspricht ca. 9,3 Mio. m<sup>3</sup> LNG.
- ▶ durchschnittliche LNG-Kapazität pro Tankschiff: 145.000 m<sup>3</sup>
- ▶ pro Jahr legen 64<sup>110</sup> Tankschiffe am Exportterminal ab
- ▶ Länge der Lade- und Entladearme am Export- und an den Importterminals jeweils 1 km
- ▶ Methangehalt LNG: 98,6 Vol.-%
- ▶ Spezifische Methanemissionswerte aus Tabelle 45 für die einzelnen Anlagenelemente an den Export- und Importterminals (mit Ausnahme von LNG-Tank und Tankschiff, da hier angenommen wird, dass das entweichende Gas komplett aufgefangen wird).

In Summe ergeben sich direkte Methanemissionen (ohne jegliche Versorgungsstörung und Reparaturmaßnahmen) von ca. 5,6 Mio. m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> pro Jahr, was 0,1 % der jährlichen Ausspeisemenge des Exportterminals entspricht (siehe Anlage 9). Damit werden beim Flüssigerdgastransport nur ca. halb so hohe Emissionen verursacht wie beim Erdgastransport über Rohrleitungen (mittlere Verluste ca. 0,2 %, vgl. Kapitel 2.4.3.3).

---

<sup>109</sup> Auf Basis der Anlage in Hammerfest

<sup>110</sup> Berechnet aus der Ausspeisemenge und der Kapazität eines Schiffs

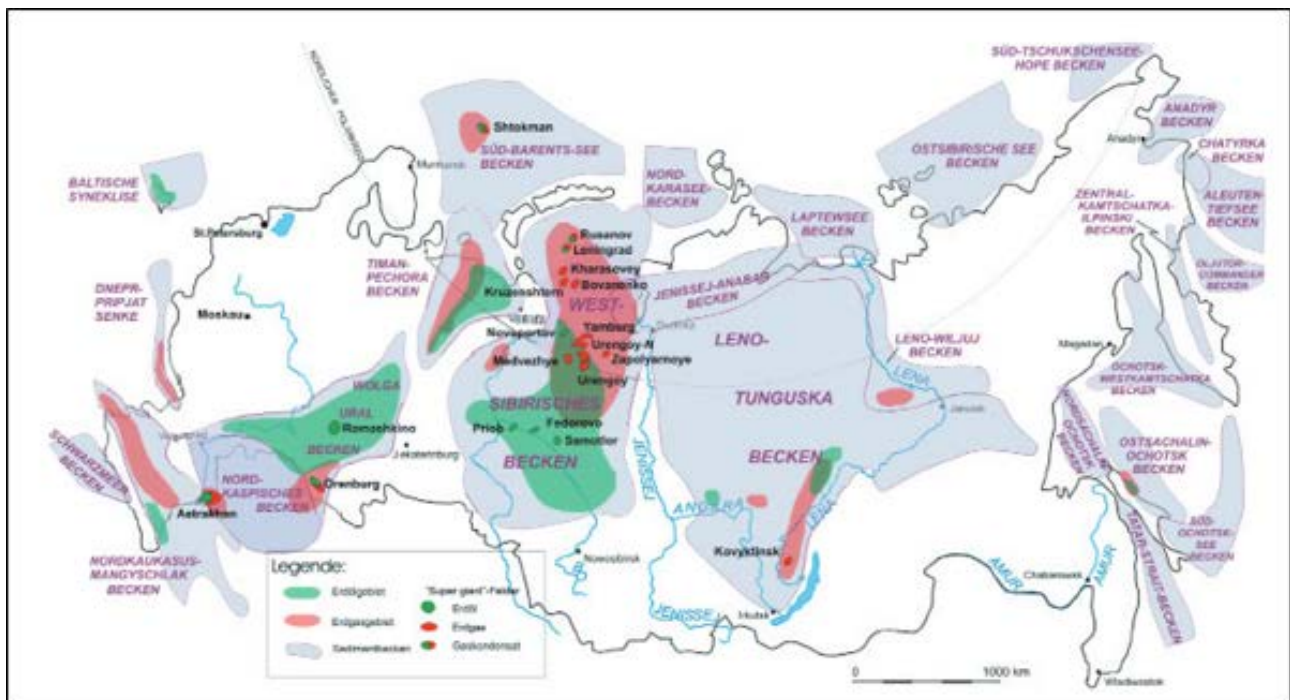
## 5 Erdgasförderung und Speicherung

Für die Abschätzung von möglichen Leckagen ist es nötig, die Anzahl der Bohrungen in der Region zu bestimmen. Das Alter der Bohrungen spielt dabei ebenfalls eine Rolle, sowie die durchgeführten Arbeiten an jeder einzelnen Bohrung. Auch der Aufbau einer Bohrung kann die Neigung zu Leckagen beeinflussen, denn dieser bestimmt die Anzahl der möglichen Leckage Wege. Dabei ist zu beachten, dass die Bohrungsstandards sich in den einzelnen Ländern unterscheiden.

Die Erdgasqualität lässt sich in H-Gas und L-Gas unterscheiden. H-Gas hat einen Methananteil zwischen 87 und 99,1 %, dieser Gastyp weist nur einen geringen Anteil an Stickstoff und Kohlenstoffdioxid auf. L-Gas weist hingegen einen niedrigeren Methananteil auf, dieser liegt zwischen 79,8 und 87 %. L-Gas trifft man in deutschen und niederländischen Lagerstätten an. H-Gas wird aus den Lagerstätten Russlands und der Nordsee gewonnen, zu diesen zählen auch die Lagerstätten vor den Niederlanden und Norwegens.

### 5.1 Russland

Abbildung 23: Sedimentbecken mit Erdöl/Erdgas-führenden Gebieten und ausgewählten Feldern

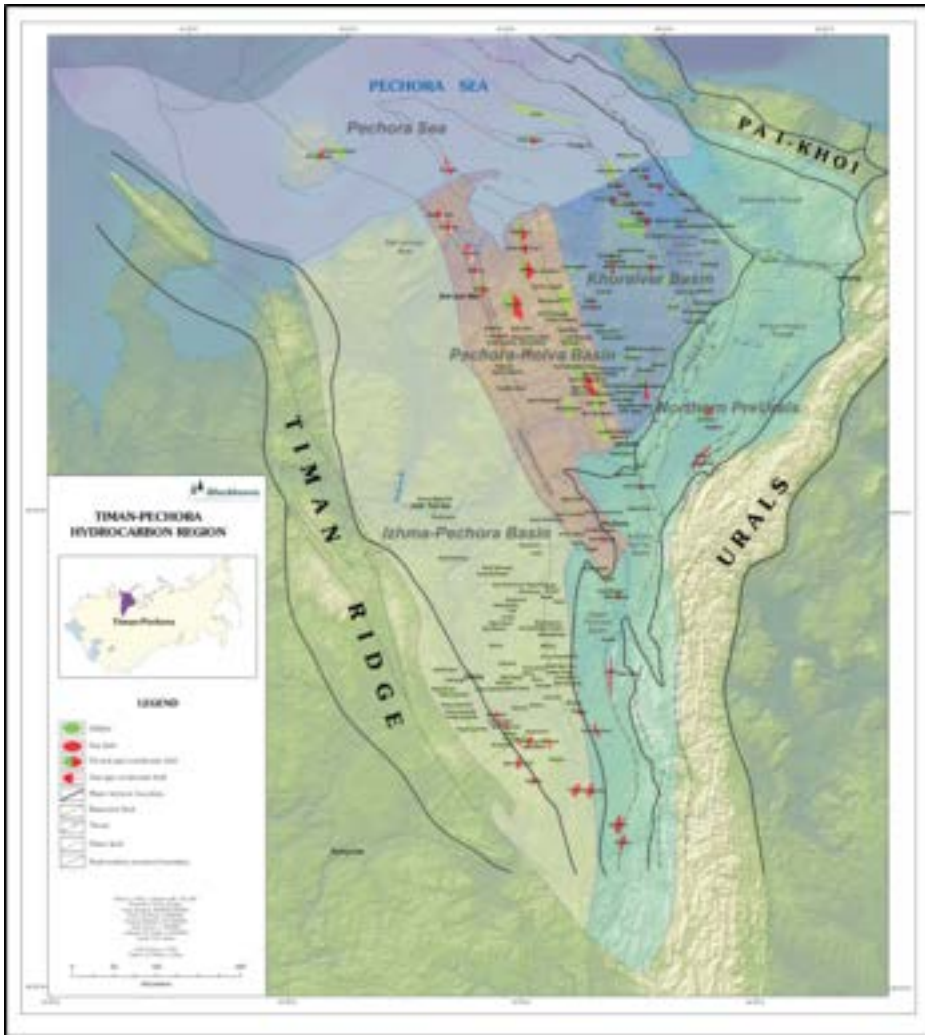


Quelle: (Elsner, 2009)

#### 5.1.1 Timan-Pechora-Becken

Das Timan-Pechora-Becken ist ein Sedimentbecken (520.000 km<sup>2</sup>) im äußersten Nordosten der Osteuropäischen Plattform. Der Ablagerungsrahmen spiegelt die tektonische Entwicklung von aktiver Subsidenz durch die Kompression während der Gebirgsbildung wider. Das Timan-Pechora Becken stellt ein Relikt eines inaktiven (konsolidierten) Riphean-Vendian Beckens dar, das sich zu einem Randbecken entwickelt hat. Durch eine Gesamtabenkung des Beckens bis zu 14 km kommt es zur Entwicklung einer Vielzahl von primären und sekundären Ablagerungsstrukturen mit vermehrt auftretenden Störungen.

Abbildung 24: Timan-Pechora-Becken mit Gas- und Ölfeldern



Quelle: (Blackbourn Geoconsulting, 2013)

### 5.1.2 Yamal-Halbinsel und Westsibirisches Becken

Die Halbinsel Yamal liegt im nördlichen Teil des Westsibirischen Beckens und grenzt an das Kara Meer. Die Sedimentabfolge besteht aus 2 bis 9 km mächtigen Sedimenten von Jura bis Paläogen. Im südlichen Teil der Halbinsel wurden Unterjura und Mitteljura (Tyumen Formation) alluvial-lakustrine Sedimente unter flachmarinen Bedingungen sedimentiert, im mittleren und nördlichen Teil unter Tiefseebedingungen. Die Tyumen Formation umfasst einen unregelmäßigen Wechsel von Sandsteinen, Silt und Argillite. Die Sedimente der Oberjura sind schwarze Organik reiche Argillite der Bazhenov Formation und enthalten Typ-II-Kerogen. Die Ablagerungen des Hauterivian, Barremian, Aptian, Albian und Cenomanian Alter in der Megion, Tanopchin, Khanty-Mans, Pokur und Kuznetsov Formation sind durch kontinentale Unterwasser Fazies charakterisiert mit hohem Gehalt an organischer Substanz lakustrinen kontinentalen Ursprungs. Im Liegenden befindet sich ein metamorphes paläozoisches Basement, das diskordant von den mächtigen Sedimenten überlagert wird (Chakhmakhche, 1994). Die Muttergesteine der Kreide weisen einen TOC-Gehalt von 0,77 bis 5,83 % auf und in der Jura eine überdurchschnittliche Anreicherung von TOC > 1 Gew. % (Katz, 2003). Auf Yamal können zwei Fluidfamilien unterschieden werden, zum einen naphthenisches Öl und Kondensat aus flachen Albium-Cenomanium Schichten (Unterkreide/Oberkreide) und Paraffinöle und Kondensate des Jura. Die Öl- und Gasvorkommen treten in einfachen Antiklinalen oder in Kombination mit lithologischen

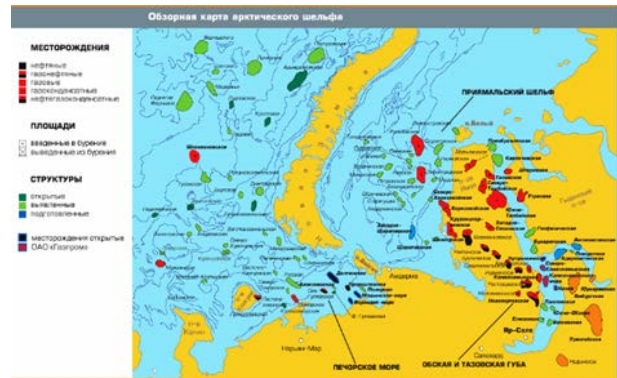
Fallen auf, wobei die Antiklinalen mit Hochlagen des Basements zusammenfallen (Katz, 2003).

Abbildung 25: Gasfelder der Halbinsel Yamal



Quelle: (East European Gas Analysis, 2013)

Abbildung 26: Gasfelder Halbinsel Yamal und Schelfbereich



Quelle: (East European Gas Analysis, 2013)

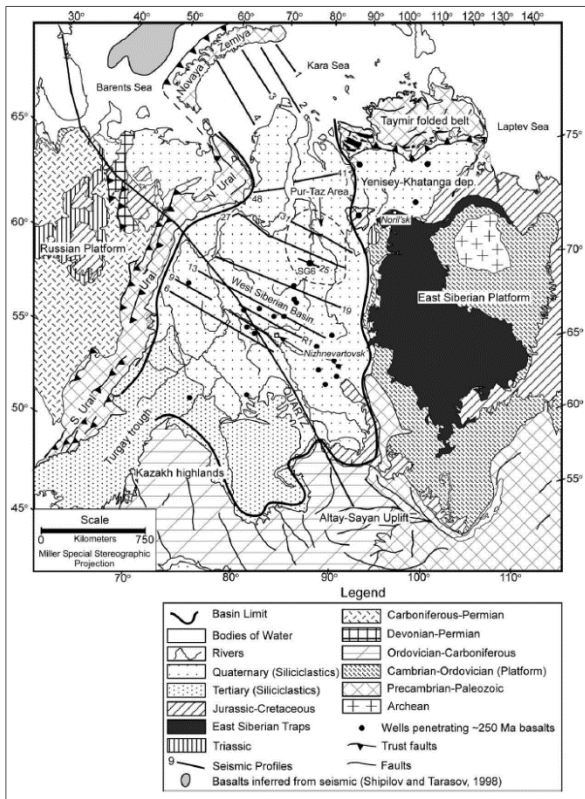
Das Westsibirische Becken ist eines der größten innerkratonischen Becken der Welt (3,5 Mio. km<sup>2</sup>) und eine wichtige Kohlenwasserstoff Provinz für Russland. Das Becken wird von Nowaya Semlja und dem Ural im Westen, dem Turgay Becken im Südwesten, dem kasachischen Hochland im Süden, dem Altay-Sayan Gebirge im Südosten, der Ostsibirischen Plattform im Osten und Taymir und Jenissei–Chatanga Becken im Nordosten begrenzt (Abbildung 27). Zur Kara- und Barentssee nach Norden ist das Becken geöffnet und bildet einen riesigen Mesozoischen-Känozoischen Sedimentablagerungsraum.

Die Entwicklung des Westsibirischen Beckens ist durch die Grabenbildung (nordöstlicher Bereich und Kara See), siliziklastische Ablagerungen, beckenweiten Senkungen, relative Hebungen der Beckenränder, die Entwicklung von lokalen Hebungen und Depressionen sowie Blattverschiebung mit Bildung von sub-vertikalen Störungen charakterisiert. Ein wesentliches Ereignis in der Geologie Sibiriens ist die Einlagerung von Flutbasalten vor ca. 250 Mio. Jahren (Perm/Trias), die sich sehr großräumig über einen Zeitraum von ca. 1 Mio. Jahre ausgebreitet haben. Bei diesem Flutbasalt wird von einem Mantelplume ausgegangen der sich unter Eurasien als Folge der paläozoischen-frühen mesozoischen globalen Plattengrenzen Reorganisation mit tiefreichenden Schollen und neuen Subduktionszonen entwickelt hat. Die durchschnittliche Mächtigkeit in Ostsibirien beträgt 1 km, mit einem Maximum bis 3 km und Ausdünnungen bis zu einigen zehner Metern in südöstlicher Richtung. Die kontinentalen Ablagerungen direkt über den Flutbasalten bestehen im Wesentlichen aus hellgrauen Sandsteinen, Schiefer und Silt mit dünnen Schichten von Kohle und Konglomeraten. Darauf folgte eine marine Transgression von Nord nach Süd, in dessen Folge die kontinentalen Ablagerungen in marine wechselten (Tyumen Formation). Die Sedimente der Tyumen Formation sind dunkelgraue oder schwarze Schiefer und in Teilen

---

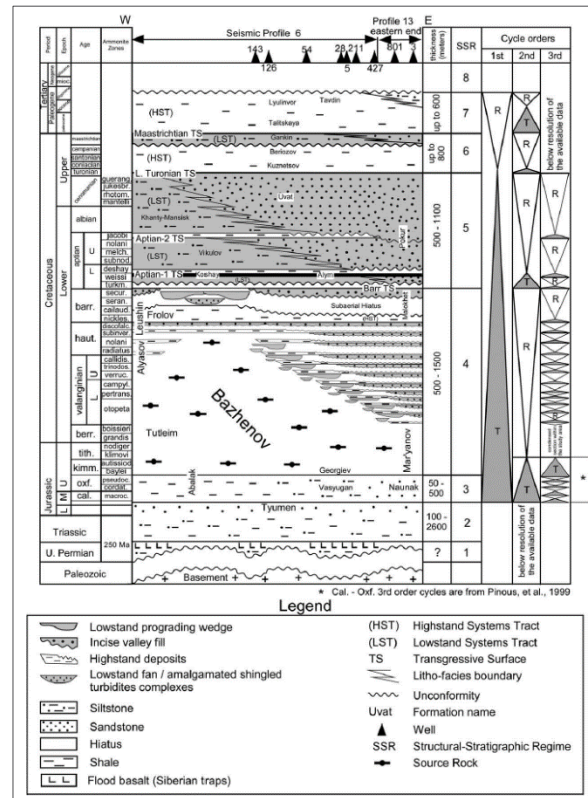
bituminös und glaukonitisch. Im zentralen Teil des Beckens ist diese relativ dünn (50 m) ausgeprägt, in nord-östlicher Region nimmt diese Einheit bis 500 m zu und determiniert die Transgression und Anfang von marinen Rahmenbedingungen. Mit dem Beginn der beckenweiten Transgression in der Oberjura lagerten sich bis zu 50 m mächtige Organik reiche bräunliche bis schwarze Schiefer der Bazhenov Formation ab, die als wesentliche Quelle für die Kohlenwasserstoffvorkommen angesehen wird. Die Schiefer sind vor allem von Ammoniten und Foraminiferen aufgebaut und repräsentieren eine Paläowassertiefe von ca. 1200 m im Becken (Vyssotski & et al., 2006). Der Input der klastischen Sedimente erfolgte hauptsächlich von der Sibirischen Plattform im Osten und zu Teilen aus dem Ural im Westen. Diese Sedimentationsfolge besteht im Wesentlichen aus siliziklastischen Sedimenten von nichtmarinen, flachmarinen und marinen Ablagerungen die in dieser Zeit von einhergehenden signifikanten Hebungen und Senkungen begleitet wurden. Sie besitzen eine Mächtigkeit zwischen 0,5 bis 1,5 km und bilden die Hauptreservoire der Ölvorkommen. Die hangenden Schichten der Unterkreide bilden sich aus drei nach Westen progradierenden transgressiven-regressiven zusammengesetzten Sequenzen, kontinental im Osten und marin im Westen. Die Lithologien variieren von nichtmarinen Sandsteinen und Schiefer mit Einlagerungen von Kohle und Bernstein im Osten bis marine Schiefer mit gelegentlichen Einschaltungen von dünnen Sandsteinlagen, Siltstein und Kalkstein im Westen. Sie bilden die primären Gaslagerstätten, insbesondere im nördlichen Teil des Beckens. Darüber lagern ca. 800 m mächtige marine und kontinentale Schiefer, Siltsteine, Feinsandstein und Mergel. Im Eozän wurde das Westsibirische Becken zu 80 % durch das Meer überdeckt. Dieses paläogeographische Umfeld änderte sich schlagartig an der Grenze zum Oligozän (Vyssotski & et al., 2006). Durch die beginnenden Hebungen im Eozän erhielt das Becken seinen kontinentalen Charakter zurück.

Abbildung 27: Vereinfachte Geologische Karte des Westsibirischen Beckens



Quelle: (Vyssotski & et al., 2006)

Abbildung 28: Stratigraphie Westsibirisches Becken

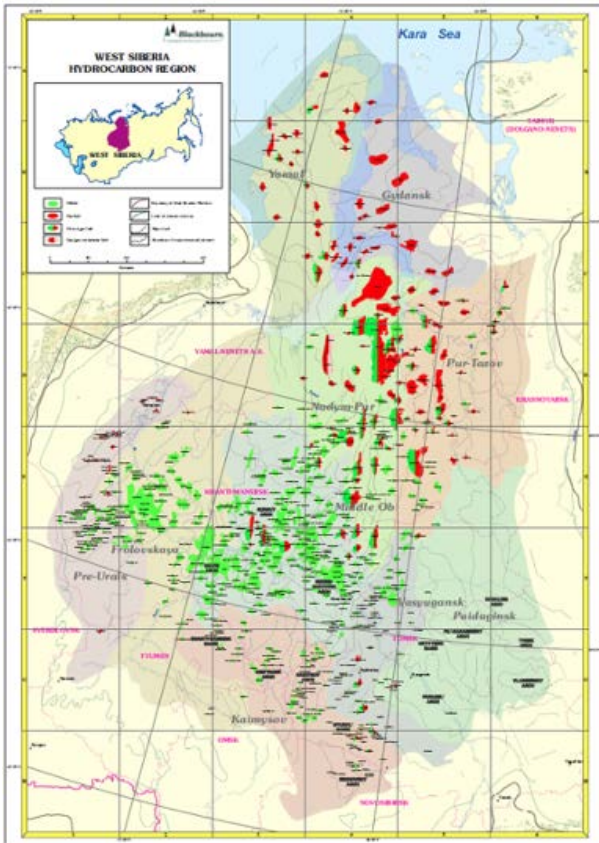


Quelle: (Vyssotski & et al., 2006)

Bemerkenswert ist die überregionale Abdeckung/Abdichtung durch die marinen transgressiven Schiefer, die mit gleichbleibender Mächtigkeit in tektonischen Ruhephasen entstanden sind (Kontorovich, 2009). Zur Bildung von aktiven Verwerfungen kam es durch die Bildung des Koltogory–Urengoi Grabens und dadurch zu Diskontinuitäten, die die gesamte Meso-Känozoische Sedimentdecke des Becken durchziehen. Ein regionales Störungssystem über Hunderte Kilometer wurde mit Bildung von Öl- und Gasfallen vor allem im Berriassian–Aptian und post-Turonian geschaffen (Abbildung 28).



Abbildung 29: Gas- und Ölfelder Westsibiriens



Quelle: (Blackbourn Geoconsulting, 2013)

Die ersten Explorations nach Öl und Gas begannen im Jahr 1948 und stiegen in den 1960er Jahren stark an. Der erste kommerzielle Ölfund wurde 1961 im Reservoir der unteren Kreidezeit des Feldes Megion und im folgenden Jahr (1962) der erste kommerzielle Gasfund in den Ablagerungen der Oberkreide des gleichen Feldes entdeckt.

Derzeit sind mehr als 600 Öl- und Gasfelder im Westsibirischen Becken bekannt (Vyssotski & et al., 2006), wobei die Ölfelder im zentralen und südlichen Teil dominieren und die Gasfelder häufig im Norden vorkommen. Diese Verteilung wird durch die thermische Reife der Muttergesteine (Bazhenov Formation) von Süden nach Norden bestimmt. Laut einer Schätzung befinden sich ursprünglich 188 Mrd. Tonnen Öl und Kondensat und über 115 Billion m<sup>3</sup> Gas in dieser Region. Die meisten Kohlenwasserstoffe werden in strukturellen Fallen von siliziklastischen Sedimenten der Kreide gefangen.

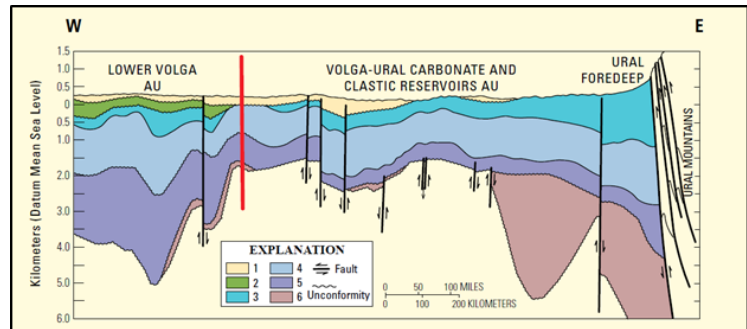
### 5.1.3 Wolga-Ural-Becken

Abbildung 30: Lage des Wolga-Ural-Beckens



Quelle: (Klett & et al., 2010)

Abbildung 31: Schematischer Querschnitt der Wolga-Ural Region



Quelle: (Klett & et al., 2010)

Die Wolga-Ural-Erdöl und Erdgasregion ist im Allgemeinen koinzident mit dem Wolga-Ural Hoch, ein breiter ansteigender Teil der Ost-zentralen Russischen (osteuropäischen)-Plattform. Der zentrale Teil der Region wird von der Tatar Antiklinale bestimmt, die den größten Teil der Ölfelder der Region beinhaltet. Die Perm-Bashkir und die Zhigulevsko-Orenburg Antiklinale prägen den Nordosten und Süden dieser Region und überlagern in sieben Hauptsedimentationszyklen das kristalline Grundgebirge (Peterson & et al., 1983).

1. Riphean (lower Bavly) - kontinentaler Sandstein, Schiefer und Konglomeratschichten von 500 bis 5000 m Mächtigkeit.
2. Vendian (upper Bavly) - kontinentaler und mariner Schiefer und Sandstein bis zu 3000 m mächtig.
3. Mitteldevonische transgressive Ablagerung mit Sandstein, Siltstein mit Schiefer und im oberen Teil und Karbonaten im unteren Teil (300-1000 m). Im Bereich der Karbonate existiert ein Rinnensystem aus schmalen verbundenen Tiefseerinnen.
4. Der Visean-Namurian-Bashkirian Zyklus (50-800 m) überlagert den vorangegangenen Zyklus mit Klastika, verfüllt die durch Erosion entstanden Rinnen und wurde im Folgenden von marinen Karbonaten überdeckt.
5. Im frühen Perm lagern sich terrigene klastische Sedimente und marine Karbonate mit Mächtigkeiten zwischen 1000 und 3000 m ab.
6. Diese Phase ist geprägt durch die Hebung des Urals und der damit verbundenen Bildung des Ural Beckens. Abgelagert wurden Evaporite, marine Kalke und Dolomite, die sich ostwärts mit klastischen Sedimenten des Urals verzahnen.
7. An den Rändern im Süden, Südwesten und Norden der Russischen Plattform haben sich Redbed Sedimente der Trias mit kontinentalen und marinen Sedimenten des Jura und der Kreide abgelagert, in der Region Wolga-Ural fehlt diese Sedimentationsfolge allerdings vollständig.

Im Wolga-Ural-Becken existieren mehr als 600 Öl- und Gasfelder.

### 5.1.4 Kohlenwasserstoff Reserven

Mineralische Rohstoffe und Energierohstoffe nehmen in Russland eine wirtschaftliche Schlüsselstellung ein. Aufgrund dieses Reichtums kann Russland im Gegensatz zu vielen anderen Staaten seinen Eigenbedarf an Energierohstoffen selbst abdecken und zusätzlich große Mengen exportieren. Russland ist mit ca. 22 % weltgrößter Erdgasproduzent, dabei hat der föderale Bezirk Ural über 90 % der russischen Förderung erbracht (Elsner, 2009).

Gazprom ist damit einer der weltgrößten Energieversorger und nimmt eine führende Position der Öl- und Gas Unternehmen ein.

Aufgrund der monopolistischen Position des mehrheitlich staatlichen Gas- und Ölkonzerns Gazprom in Russland, das mit Abstand die höchste Produktionsrate an der Gesamtproduktion (für Gas) aller beteiligten Gasunternehmen in Russland in 2010 hatte, wird sich in den weiteren Ausführung und Abschätzungsansätzen auf diese Unternehmenszahlen bezogen.

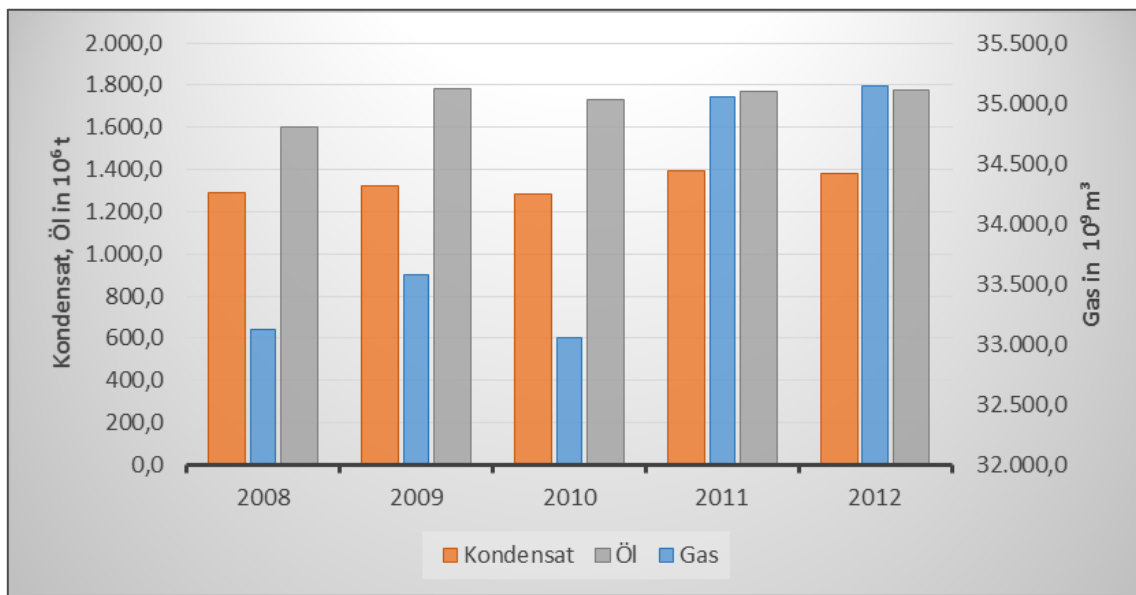
Der Anteil der Erdgasreserven an den weltweiten und russischen nachgewiesenen Reserven entfallen auf Gazprom mit 18 bzw. 72 %. Die russischen Reserven basieren auf der Analyse der geologischen Eigenschaften der Reserven und berücksichtigen die tatsächlichen vorkommenden Kohlenwasserstoffen in geologischen Formationen. Erkundete Reserven werden von den Kategorien A+B+C1 vertreten. Weiterführend werden vorläufig geschätzte und prognostizierte Reserven unterschieden. Für die Reserven der Kategorie A+B+C1 entfallen 94 % Gas, 89 % Gas Kondensat und 88 % Öl die mit 35,1 Billionen Kubikmeter Gas, 1,4 Millionen Tonnen Gas Kondensat und 1,8 Millionen Tonnen Öl angegeben werden (Tabelle 47). Die Entwicklung in den Jahren von 2008 bis 2012 ist grafisch in Abbildung 32 und tabellarisch in Anlage 17 dargestellt.

Tabelle 47: Kohlenwasserstoff Reserven in Russland der Gazprom Gruppe

	2008	2009	2010	2011	2012
	<b>Gas, 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup></b>				
Kategorie A+B+C1	33.123,2	33.578,4	33.052,3	35.046,9	35.143,5
Reserven (nachgewiesen)	18.187,8	18.609,9	18.991,3	19.212,6	19.114,1
Reserven (wahrscheinlich)	3.088,2	3.338,1	3.529,0	3.631,5	4.251,0
	<b>Gas Kondensat, 10<sup>6</sup> t</b>				
Kategorie A+B+C1	1.287,1	1.325,1	1.284,8	1.395,5	1.382,9
Reserven (nachgewiesen)	587,9	586,0	572,1	605,2	633,8
Reserven (wahrscheinlich)	141,9	141,2	147,2	152,6	174,9
	<b>Öl, 10<sup>6</sup> t</b>				
Kategorie A+B+C1	1.601,7	1.785,0	1.732,9	1.767,3	1.778,1
Reserven (nachgewiesen)					
Reserven (wahrscheinlich)	713,2	718,5	717,4	723,9	713,9
Kategorie A+B+C1	565,0	435,5	464,5	492,2	523,8

Quelle: (GAZPROM)

Abbildung 32: Gas-, Kondensat- und Ölreserven in Russland der Gazprom Gruppe für die Kategorien A+B+C1 (2008 bis 2012)



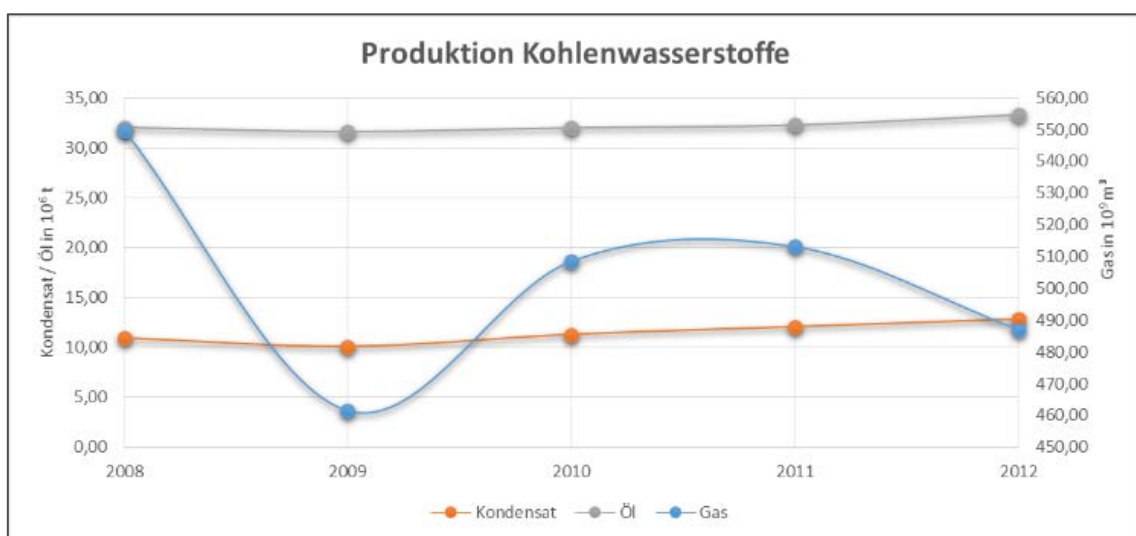
Quelle: (GAZPROM, 2013)

### 5.1.5 Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen

Im Jahr 2012 produzierte der Gazprom-Konzern 487 Mrd. m<sup>3</sup> Erd- und Begleitgas (Abbildung 33, Tabelle 48), das entspricht einem Anteil von 74 % der russischen Gasproduktion.

Der Wandel des globalen Erdgasmarktes aufgrund der Produktionsausweitung von unkonventionellen Erdgas und dem Exportbeginn von Flüssigerdgas (LNG) in großem Umfang führte zwangsläufig zur Reduzierung der Nachfrage nach russischem Gas. Dennoch hat die niedrigere Gasproduktion nicht die tägliche Gasproduktion beeinträchtigt. Aufgrund der kontinuierlichen Bemühungen von Gazprom für den Aufbau von Gasproduktionskapazitäten konnte ein fünf-Jahres-Rekordhoch von 1658 Mio. m<sup>3</sup> Gas pro Tag erreicht werden. Im Zeitraum von 2001 bis 2012 in Betrieb genommene Felder erreichen eine Gesamtjahreskapazität über 350 Mrd. m<sup>3</sup> Gas (GAZPROM).

Abbildung 33: Produktion Kohlenwasserstoffe Gazprom Gruppe 2008 bis 2012



Quelle: (GAZPROM)

Tabelle 48: Produktion Kohlenwasserstoffe Gazprom Gruppe 2008 bis 2012

	Produktion				
	2008	2009	2010	2011	2012
	$10^9 \text{ m}^3$				
Gas	549,73	461,52	508,59	513,17	487,02
	$10^6 \text{ t}$				
Gas Kondensat	10,93	10,07	11,29	12,07	12,85
	$10^6 \text{ t}$				
Öl	32,05	31,62	32,01	32,28	33,33

Quelle: (GAZPROM)

Die Förderstandorte Timan-Pechora Becken, Halbinsel Yamal, Westsibirisches Becken und Wolga-Ural Becken sind als die wichtigsten Fördergebiete für den deutschen Gasimport zur Grobabstimmung im Vorfeld definiert wurden. In Abbildung 34 sind diese Gebiete gemeinsam mit den Föderationskreisen Russlands abgebildet. Grundlage für die von Gazprom erstellten Unternehmensberichte und Statistiken bilden die Föderationskreise, die nicht in vollem Maße den definierten Fördergebieten entsprechen. Aus diesem Grund und zur besseren Verwertbarkeit der recherchierten Daten werden für die weiteren Betrachtungen und Berechnungen die Fördergebiete den Förderkreisen zugeordnet (Tabelle 49).

Abbildung 34: Föderationskreise Russland mit den definierten Fördergebieten



Quelle: (Wikipedia, 2014)

Tabelle 49: Zuordnung der Fördergebiete zu den Föderationskreisen

Fördergebiet	Föderationskreis
Timan-Pechora-Becken	Nordwestrussland
Yamal-Halbinsel	Ural
West-sibirisches Becken	Ural
Wolga-Ural-Becken	Wolga

Quelle: (DBI, 2014)

Die wichtigste Förderregion für Gas ist der Föderationskreis Ural (vorwiegend Westsibirien) mit fast 90 % der Jahresförderung (Tabelle 50), gefolgt von dem FK Wolga (Wolga-Ural Becken). Aus den Feldern Orenburg, Urengoy und Medvezhye, die das bisherige Rückgrat der russischen Erdgasförderung bildeten, sind schon über 50 % der ursprünglichen Reserven gefördert, und ihre Produktion ist rückläufig. Das Yamburg-Feld hat annähernd die Hälfte der ursprünglichen Reserven gefördert. Zur Kompensation dieser zu erwartenden Förderausfälle stehen noch unerschlossene Erdgasreserven vor allem in den Polargebieten (Yamal-Halbinsel) und Offshore (Stokman-Feld in der Barentssee) zur Verfügung (Elsner, 2009).

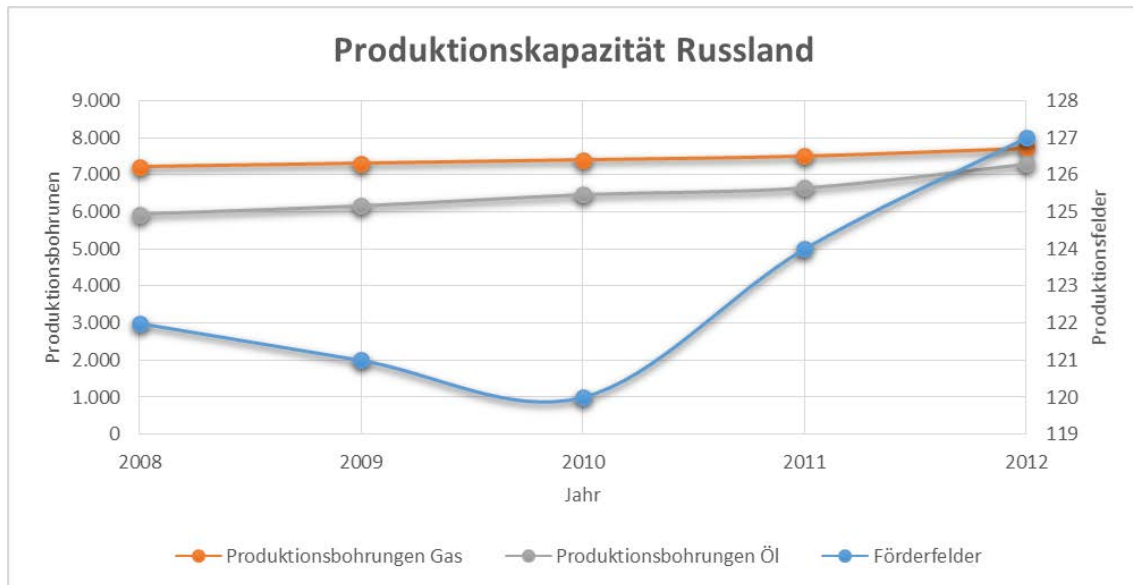
Tabelle 50: Gasproduktion der Föderationskreise

Russland / Föderationskreise	Produziertes Gas 2008, in Mrd. sm <sup>3</sup>	Produziertes Gas 2009, in Mrd. sm <sup>3</sup>	Produziertes Gas 2010, in Mrd. sm <sup>3</sup>	Produziertes Gas 2011, in Mrd. sm <sup>3</sup>	Produziertes Gas 2012, in Mrd. sm <sup>3</sup>
Ural	512,17	427,44	471,67	476,53	450,83
Nordwest-russland	2,64	2,54	2,52	2,40	2,33
Südrussland und Nordkaukasus	13,23	10,76	13,01	13,21	12,89
Wolga	18,71	17,85	18,59	17,94	17,52
Sibirien und ferner Osten	2,98	2,93	2,80	3,09	3,45
<b>Gesamt</b>	<b>549,73</b>	<b>461,52</b>	<b>508,59</b>	<b>513,17</b>	<b>487,02</b>

Quelle: (GAZPROM)

Die Strategie und Entwicklung von neuen Gasfeldern hängt vor allem von der Wirtschaftlichkeit des Aufbaus der Obertageanlagen ab und deren Synchronisation, Transmission, Aufbereitung und Speicherkapazitäten. Seit 2010 bis Ende 2012 sind 7 Produktionsfelder mit insgesamt 155 000 m Bohrmeter in Betrieb gegangen. Weitere entwicklungsfähige Felder sind in Planung und werden in den kommenden 5 bis 10 Jahren vor allem den Bereich der Gasproduktion deutlich aufstocken. Damit ist der Anstieg an Produktionsbohren verbunden, so dass die Entwicklung der in Abbildung 35 dargestellten Bohrungsanzahl weiter ansteigen wird.

Abbildung 35: Entwicklung Produktionskapazität Russland (Gazprom) 2008-2012



Quelle: (GAZPROM, kein Datum)

Um die Aufstellung des Mengengerüsts für Russland und die sich darauf aufbauende Quantifizierung der Einzelemissionen abschätzen zu können, kann die Ermittlung der Bohrungsanzahl je Fördergebiet aufgrund der eingeschränkt frei verfügbaren Daten nur proportional zur jeweiligen Gesamtproduktion des zugeordneten Förderationskreises erfolgen (Tabelle 51).

Tabelle 51: Bohrungsanzahl der Fördergebiete (anteilig berechnet)

	Bohrungen 2012 gesamt	Föderationskreise Gazprom		Definierte Fördergebiete	Bohrungen anteilig [berechnet]
<b>Gasproduktion 2012 gesamt [109 sm<sup>3</sup>]</b>					
487,02	7226	Ural	450,83	Yamal-Halbinsel	6689
				West-sibirisches Becken	
		Nordwestrussland	2,33	Timan-Pechora- Becken	34
		Wolga	17,52	Wolga-Ural-Becken	260
		Sibirien und ferner Osten	3,45	-	52
		Südrussland und Nordkaukasus	12,89	-	191
<b>Ölproduktion 2012 gesamt [106 t]</b>					
33,33	6738	Ural	29,13	Yamal-Halbinsel	5889
				West-sibirisches Becken	
		Nordwestrussland	0,04	Timan-Pechora- Becken	8
		Wolga	1,23	Wolga-Ural-Becken	249
		Sibirien und ferner Osten	2,77	-	560
		Südrussland und Nordkaukasus	0,16		32

Quelle: eigene Berechnung

Die bedeutendste Förderregion ist der Föderationskreis Ural, der mit über 90 % der Gasproduktion den wesentlichsten Teil an der Jahresgesamtförderung ausmacht. Unter Annahme der gleichen Produktivität aller Bohrungen ergeben sich daraus für das Westsibirische Becken und die Halbinsel Yamal eine Anzahl von etwa 6689 Gasbohrungen und 5889 Ölbohrungen. Eine Gliederung zwischen diesen beiden Fördergebieten ist zum jetzigen Stand der Veröffentlichungen nicht möglich.

## 5.2 Norwegen

### 5.2.1 Norwegische See

Das Haltenbanken-Gebiet ist eine bedeutende Kohlenwasserstoff-Provinz in jurassischen Sandsteinen. Die Region liegt mittig am Norwegischen Schelf und wird von drei ausgeprägten Störungen (N, NO und NW) begrenzt und durch die Strukturmerkmale Kreidebasis, Halten Ebene, Trøndelag Plattform, Nordland Ridge und Vøring Becken charakterisiert. Der zentrale Teil des Haltenbanken, die Halten Ebene, wurde während mittlere Jura bis Unterkreide durch Dehnungsprozesse geformt. Pre-Triassische-Sedimente wurden in den Bohrungen der Region Haltenbanken nicht erbohrt, sondern aus den Daten der seismischen Untersuchungen gewonnen. Die triassischen Sedimente sind genetisch mit denen der Nordsee im Norwegischen und Dänischen Becken verwandt. Aufgrund des eustatischen Niedrigstands

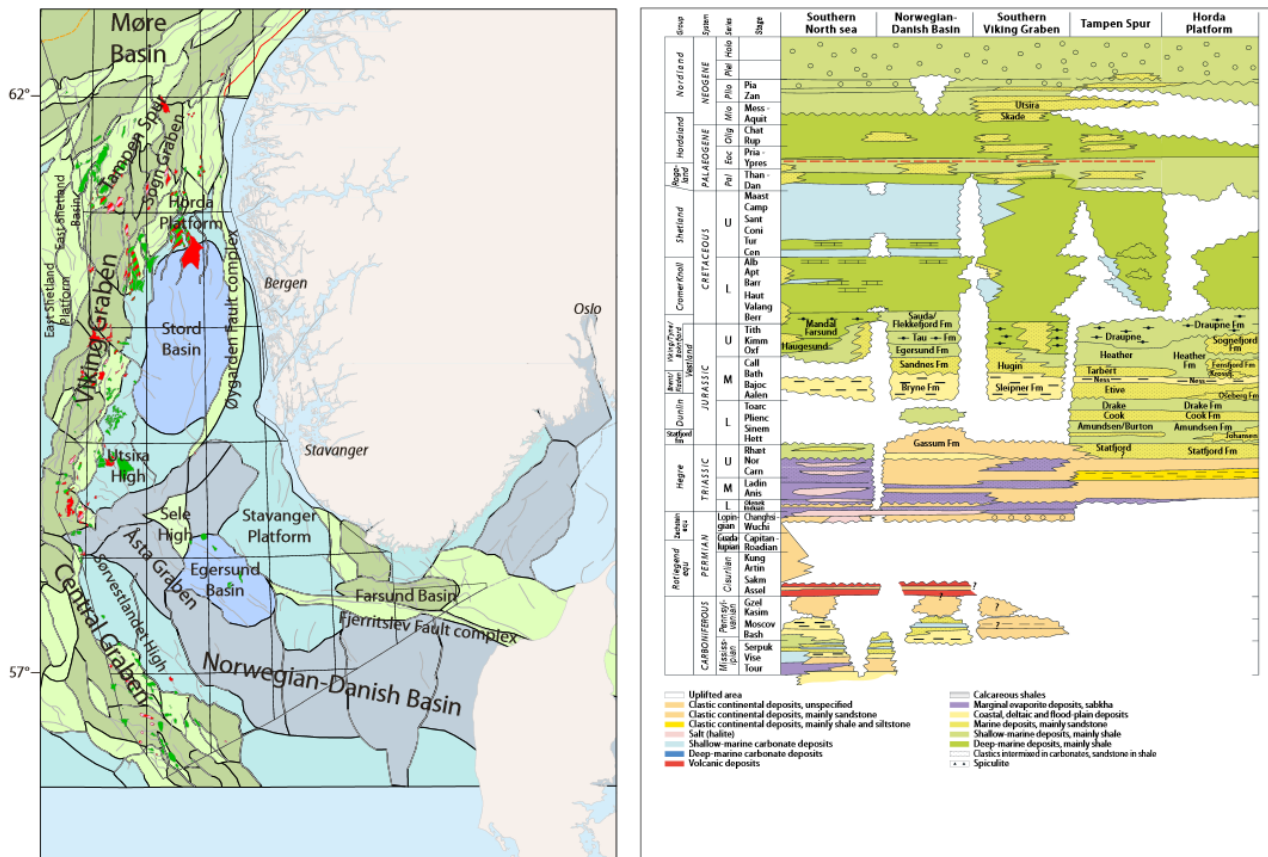


---

wurden die kontinentalen Schichten (red beds) über die Halten Ebene und die Trøndelag Plattform während der mittleren Trias und der frühen Jura abgelagert. Die Ablagerungen bestehen aus roten Silt, Schiefer und Sandsteinen, die in einem fluviatilen Regime sedimentierten, wobei die frühen Triasschichten hauptsächlich aus Schiefer und Sand bestehen mit eingelagertem Silt (grey Beds). Darüber wurde eine mächtige Sequenz von Evaporiten, Schiefer und Halit akkumuliert. Die beiden Halit Einheiten mit einer Mächtigkeit von jeweils 400 m aus Mittel- und Spättrias sind wahrscheinlich durch das Eindringen vom marinen Bereich des Barentsschelf, entlang von Armen des Atlantik Grabensystems, entstanden. Das untere Jura zeigt im Allgemeinen eine transgressive Situation und bildet die Båt Gruppe mit den drei Formationen Åre, Tilje und Ror. Der mittlere Rhatien (Obertrias) bis Pliensbachian (Unterjura) besteht aus Sandsteinen, Schiefer und Kohle. Die Sedimente sind vor allem fluviatil (Deltasedimente) mit marinen Einschaltungen geprägt. Die Åre Formation geht im Hangenden allmählich in die Tilje Formation über und ist aufgrund von tektonischen Aktivitäten im Westen durch einen erhöhten Zustrom von Sanden charakterisiert. Die Tilje Formation ist 75 (Osten) bis 150 m (Westen) mächtig. Nach diesen Ablagerungen kommt es zu einer verstärkten Transgression des offenen Meeres und resultiert in der 53 bis 73 m mächtigen Ror Formation, die generell eine Vergrößerung zum Hangenden aufweist. Mit der Regression im mittleren Jura und die schnellen Veränderungen des Meeresspiegels durch Transgression und Regression entsteht die Ile, Not und Garn Formation. Ein scharfer Erosionskontakt trennt die Not von der darüber liegenden Garn Formation, die mit Mächtigkeiten von 14 bis 114 m variiert und Porositäten von ca. 22 % aufweist. Im Oberjura der Viking Group, einschließlich Melke, Spekk und Rogn Formationen sind vorwiegend marine Schiefer sowie Schiefer mit Silt, Tonstein und feinen Sandsteinlagen und Karbonaten ausgeprägt. Diese Bildungen sind reich an an TOC (1 bis 4 %). Die Spekk Formation mit TOC bis 8 % sind eine wichtige Quelle der Kohlenwasserstoffproduktion in dieser Region. Die Rogn Formation tritt als ein Linse beschränkt lateraler Ausdehnung innerhalb der Spekk Formation im Feld Draugen im östlichen Teil von Haltenbanken auf. Es sind flachmarine Ablagerungen mit 50 m Mächtigkeit und 40 bar Reservoirdruck. Die Sedimentierung zeigt eine Graduierung von Schiefer und Silt an der Basis und Sandstein im Top. Während der Kreide wurden im Wesentlichen kalkhaltige Schiefer mit gelegentlichen Einschaltungen von turbiditischen Sandsteinen abgelagert. Das Hauptmuttergestein der Haltenbanken Region sind die Spekk (Schiefer) und Åre (Kohle und Schiefer) Formation (Sletten, 2003). Nach langen regionalen passiven Senkungen während der Trias und der Jura wurde Haltenbanken als Folge des spätjurassischen Ost-West Rifting und der frühen und mittleren Kreidezeit als eine Nord-Süd dextrale Verschiebung geformt. Bis zum Miozän haben sich durch wiederkehrende Senkungen große Wassertiefen entwickelt, die im Pliozän durch die Hebung des fennoskandischen Schild mit westlicher Verschiebung und Sedimentation von bis zu 1000 m Mächtigkeit führte. Die rasche Sedimentbelastung führte zu großem Überdruck in der Oberjura und zu einer Abdichtung des mittleren und unteren Jura Sandsteinreservoirs. Gas, Gas-Kondensat und Öl wird in den Speicherformationen und im Jura gebildeten Kippschollen gefangen (Swiecicki & et al., 1997).

## 5.2.2 Norwegische Nordsee

Abbildung 36: Lithostratigraphie der Nordsee



Quelle: (Halland & et al.)

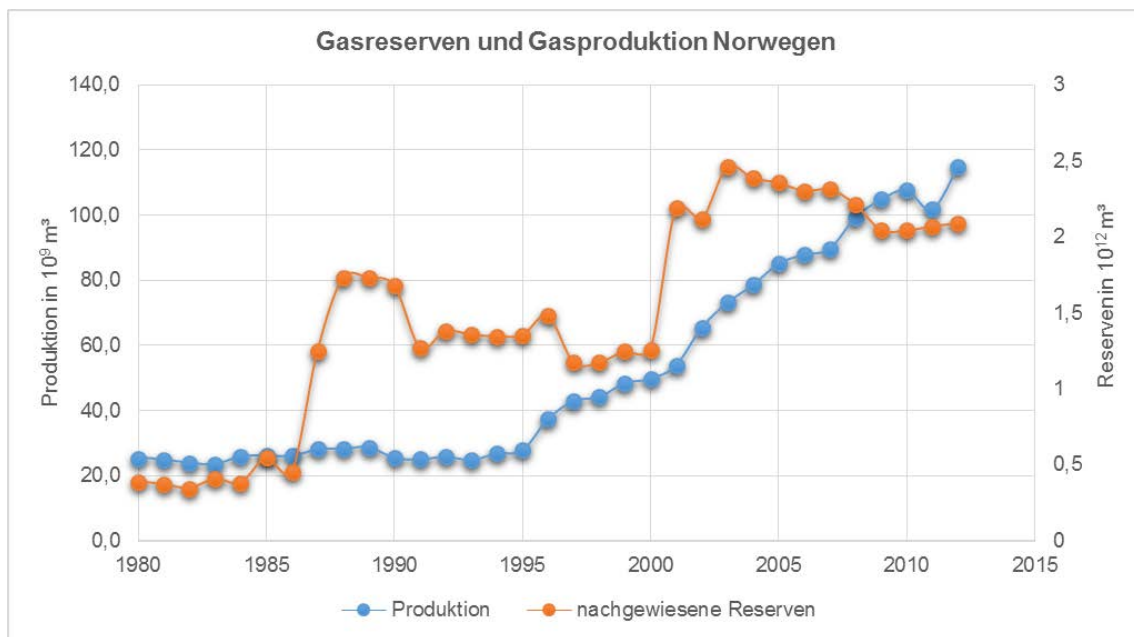
Das Gebiet der Nordsee bildet grundsätzlich den strukturellen Rahmen der Oberjura/Unterkreide Kontinentaldrift mit einer Nord-Süd gerichteten Depression. Im Karbon/Perm wird durch das Rifting mit Extrusion von Basisvulkanismus und den Ablagerungen von äolischen und fluviatilen Sandsteinen (Rotliegend) bestimmt. Dabei entwickelten sich zwei Becken in denen sich Zechsteinsequenzen ausbilden konnten und durch jüngere Sedimente überlagert wurden. Während der Trias drehte das Rifting von Nord-Süd auf Nordost-Südwest und wurde von Ablagerungen mächtiger grober Flusssedimente begleitet, wobei der Feinkornanteil Richtung Beckenzentrum zunimmt. Diese Statfjord Formation zeigt große regionale Mächtigkeitsschwankungen aufgrund der differenzierten Subsidenz und ist durch semi-aride alluviale Flächen bis hin zu dominanten Sandsteinen mit vereinzelt marinen Einfluss im oberen Teil ausgebildet. Im Allgemeinen liegt diese Formation in ca. 2000 m Tiefe und besitzt Porositäten zwischen 16-28 % und Permeabilitäten zwischen 250 und 4000 mD. Diese Formation ist äquivalent zur Gassum Formation im norwegisch-dänischen Becken. Der Übergang zwischen Trias und Jura bestimmt eine ausgedehnte marine Transgression, sowohl von Norden als auch von Süden. Nach dieser Transgression entwickelte sich ein vulkanischer Dom, der die Hebung und damit Erosion verursachte. Dabei bildeten sich große Deltagebiete mit Sand, Schiefer und Kohle. Die Dunlin Gruppe überlagert die Statfjord Formation und stellt die wichtigste marine Transgressionssequenz dar, die in Amundsen, Johansen, Burton, Cook und Drake Formation gegliedert ist. Diese Gruppe ist mit Mächtigkeiten zwischen 222 m und 255 m erbohrt wurden und kann im nördlichen Viking Graben bis zu 1000 m und im westlichen Teil (Horda Plattform) bis 600 m erreichen. Die wichtigste Riftphase für die Nordsee erfolgte in der Oberjura und dauerte bis zur Unterkreide. Während dieser tektonischen Phase entstanden

große Verwerfungen mit Bildung von Blöcken und deren Kippung, die erheblich die lokale Topographie beeinflussen und charakterisieren. Die Viking Gruppe lagert diskordant über der Dunlin Gruppe und besitzt sehr unterschiedliche Mächtigkeiten (einige Meter bis 1039 m), das auf die große Anzahl von Störungen mit den Kippschollen zurückzuführen ist. Die Tiefe schwankt zwischen 1500 und 1600 m auf der Horda Plattform und mehr als 3500 im Sogn Graben. Sie weisen eine Porosität von 19 bis 34 % und 1 bis 1000 mD Permeabilität (Feld Troll) auf. In der Oberkreide kann man zwei Lithologien gut voneinander trennen. Südlich von 61° ist vor allem Kalk abgelagert, während im Norden die Carbonate und tondominierenden Sedimente vorherrschen. Das Känozoikum ist bestimmt durch größere Erdbewegungen, dem Uplift der Beckenränder und Bildung von submarinen Sedimentfächern. Während der quartären glazialen Erosion des norwegischen Festlandes wurden mächtige Sequenzen in die Nordsee eingetragen (Halland & et al.).

### 5.2.3 Kohlenwasserstoff Reserven

Norwegen ist der größte Öl Produzent und Exporteur in Westeuropa. In den meisten Fällen dominiert das Unternehmen Statoil den Öl- und Gassektor in Norwegen. Eine Vielzahl von internationalen Firmen wie ExxonMobil, ConocoPhillips, Total oder Shell haben eine hohe Präsenz als Partner von Statoil. Norwegen gehört nach Russland und Katar zu den drei größten Gas Exportländern der Welt mit einem Anteil von 9,4 % (British Petrol).

Abbildung 37: Gasreserven und Gasproduktion Norwegen 1980 bis 2012



Quelle: (British Petrol)

Aus den Feldern in der Nordsee und der Norwegischen See wurden im Jahr 2012 220 Mio.  $\text{sm}^3$  o.e. mehr gefördert und exportiert als im Jahr 2011 (Abbildung 37). Die verbleibenden Reserven stiegen um 124 Mio  $\text{sm}^3$  gegenüber dem Vorjahr (Norwegian Petroleum Directorate, 2013), aufgrund der Entwicklungen neuer Felder durch die Lizenznehmer. Von den aktiven Feldern Ende 2012/Anfang 2013 liegen 61 in der Nordsee und 14 in der Norwegischen See. Insgesamt wurde seit dem Beginn der Produktion auf dem norwegischen Kontinentalschelf aus 88 Feldern produziert. In der Tabelle 52 sind die ursprünglich gewinnbaren und verbleibenden Reserven entsprechend der Fördergebiete zusammengestellt, sowie die Produktion bis Ende 2012 in den beiden Fördergebieten Norwegische See (Haltenbanken) und Norwegische Nordsee in Tabelle 53.

Tabelle 52: Ursprüngliche gewinnbare und verbleibende Reserven der Förderregionen (Stand 31.12.2013)

	Ursprünglich gewinnbar Öl [106 sm <sup>3</sup> ]	Ursprünglich gewinnbar Gas [109 sm <sup>3</sup> ]	Ursprünglich gewinnbar NGL [106 t]	Ursprünglich gewinnbar Kondensat. [106 sm <sup>3</sup> ]	Verbleibende Reserven Öl [106 sm <sup>3</sup> ]	Verbleibende Reserven Gas [109 sm <sup>3</sup> ]	Verbleibende Reserven NGL [106 t]	Verbleibende Reserven Kondensat [106 sm <sup>3</sup> ]
Barentssee	30,20	184,00	6,70	22,60	30,20	164,20	5,70	19,00
Norwegische See (Haltenbanken)	661,7	758,6	85,1	38,1	147,3	464,9	47,9	9,1
Norwegische Nordsee	3974,7	2850,8	193	77,7	676,5	1398,5	80,6	6,5
gesamt	4666,6	3793,4	284,8	138,4	854	2027,6	134,2	34,6

Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Tabelle 53: Produktion und Ressourcen Ende 2012

Norwegische See (Haltenbanken)	Gas 10 <sup>9</sup> sm <sup>3</sup>	Öl 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup>	NGL (Flüssiggas) 10 <sup>6</sup> tonnen	Kondensat 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> o.e. (oil equivalent)
<b>Produziert</b>	294	514	37	29	908
<b>Reserven verbleibend</b>	510	147	48	810	759
<b>Ressourcen in Feldern</b>	43	40	6	0	95
<b>Ressourcen erforscht</b>	127	46	6	3	183
<b>Unerforscht</b>	445	300		35	780
<b>Gesamt</b>	1419	1048	94	78	2724
<b>Produziert</b>	1452	3298	113	72	5036
<b>Reserven verbleibend</b>	1415	712	85	8	2296
<b>Ressourcen in Feldern</b>	105	292	10	1	417
<b>Ressourcen erforscht</b>	145	457	10	14	636
<b>Unerforscht</b>	235	595		20	850
<b>Gesamt</b>	3353	5353	218	114	9234

Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

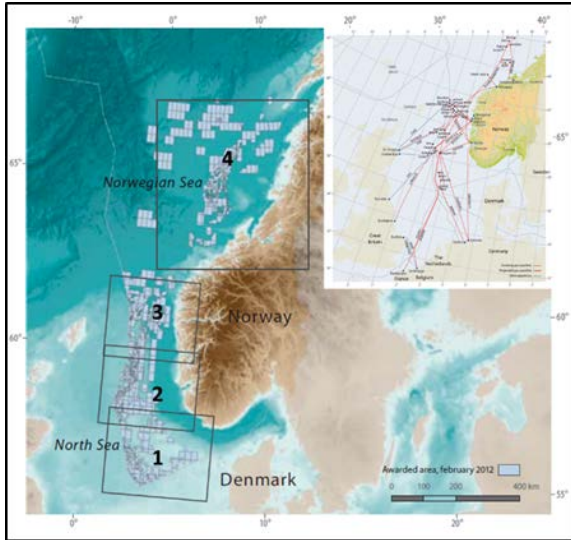
---

#### **5.2.4 Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen**

Seit der Erschließung der Öl- und Gasreserven Anfang der 70er des letzten Jahrhunderts hat Norwegen eine enorme wirtschaftliche Entwicklung vollzogen. Bereits 1975 waren eine Erdölleitung vom Ekofiskfeld nach Teesside in England und 1977 eine Gasleitung nach Emden in Deutschland fertiggestellt. Das Förder- und Exportvolumen stieg von da an stetig weiter (Abbildung 37).

Die Welterdgasproduktion im Jahr 2012 hat sich um 1,9 % erhöht, wobei die USA den größten nationalen Anstieg verzeichnen können. In allen Regionen von Europa und Eurasien, wo vor allem die Produktion in Russland und Großbritannien zurückging, stand ein Gewinn von 12,6 % von Norwegen gegenüber (British Petrol).

Abbildung 38: Überblick Fördergebiete auf dem Norwegischen Kontinentalschelf im Bereich der Nordsee und der Norwegischen See mit Transportwegen



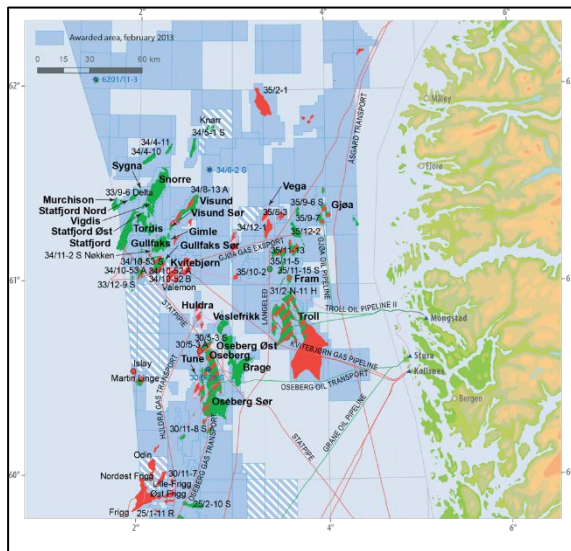
Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) verändert

Abbildung 39: Produktionsfelder in der südlichen Nordsee



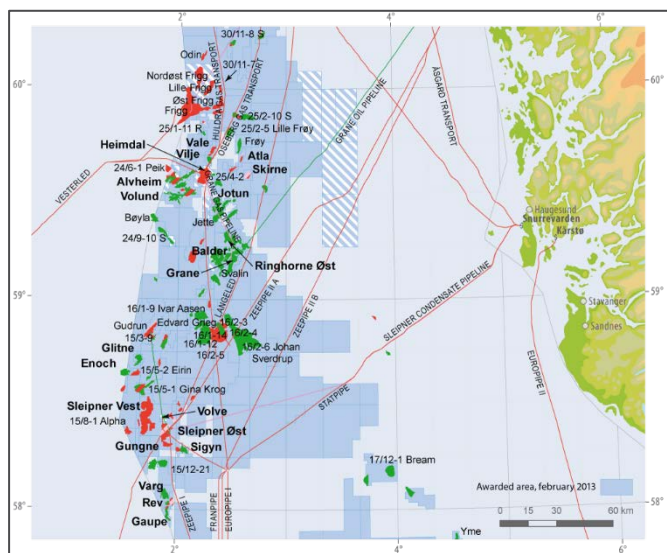
Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) (Fördergebiet 1 aus Abbildung 38)

Abbildung 40: Produktionsfelder im nördlichen Bereich der Nordsee



Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) (Fördergebiet 3 aus Abbildung 38)

Abbildung 41: Produktionsfelder im Bereich der mittleren Nordsee



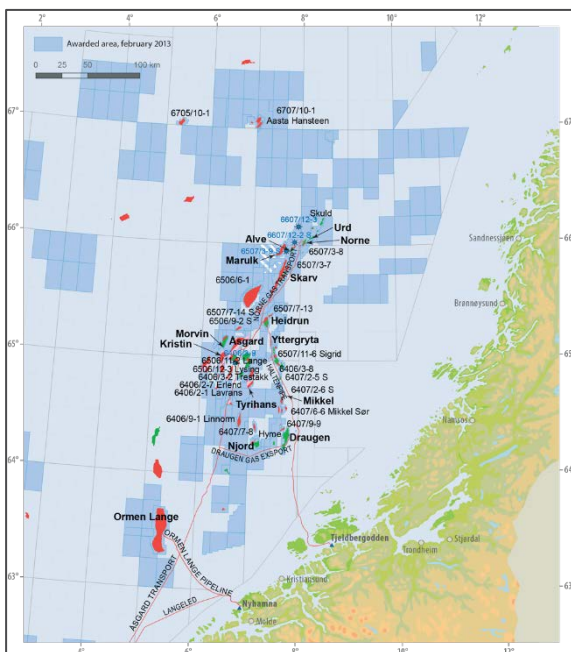
Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) (Fördergebiet 2 aus Abbildung 38)

Das Feld Troll ist Norwegens größtes Erdgasfeld, das 2010 ein Viertel der gesamten Gasproduktion erbracht hat, mit den drei weiteren Feldern Ormen Lange, Asgard und Sleipner Ost werden über 60 % der Gesamtproduktion Norwegens abgedeckt. Norwegen ist in

der Lage, 96 % seiner Gasproduktion zu exportieren. Die Lage der Gas- und Ölfelder sowie alle Bohrungen auf dem Kontinentalrad sind in der Abbildung 38 bis Abbildung 42 dargestellt.

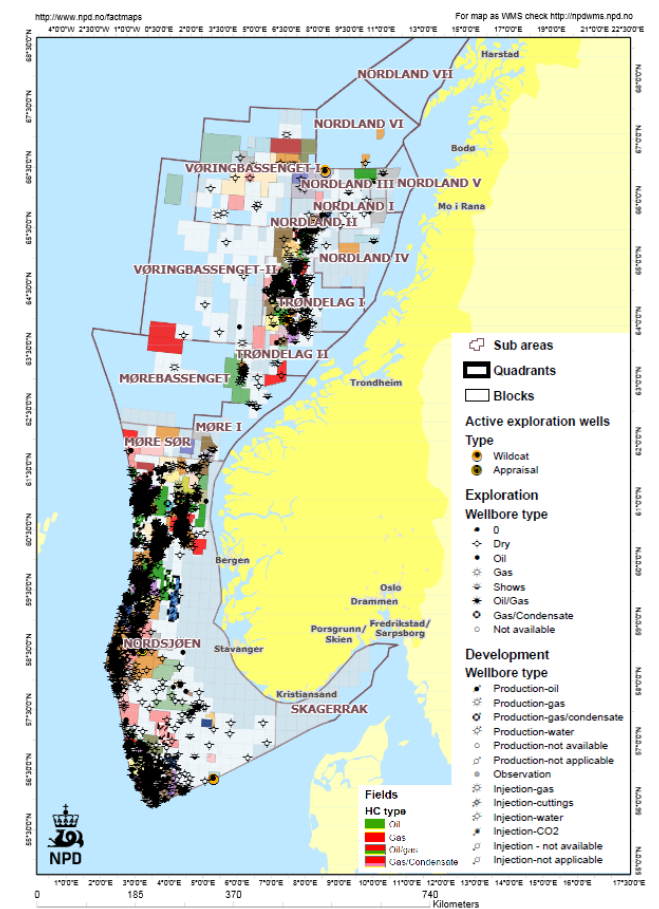
Der südliche Teil der Nordsee (Abbildung 39) ist noch immer eine wichtige Erdöl Region für Norwegen. Es sind 13 Felder in Produktion, Oselvar ging im April 2012 in Produktion und zwei weitere Felder werden entwickelt. Insgesamt wurden in der südlichen Nordsee 7 Felder heruntergefahren und die Anlagen zurückgebaut. Es gibt erheblich verbleibende Reserven, insbesondere in den großen Kalksteinfeldern im Süden der Region, die die Produktion für die nächsten 40 Jahre sichern.

Abbildung 42: Produktionsfelder in der Norwegischen See



Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) (Fördergebiet 4 aus Abbildung 38)

Abbildung 43: Bohrungen (Stand 18.09.2013) auf dem Norwegischen Kontinentalschelf im Bereich Nordsee und Norwegischer See



Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Die Abbildung 41 zeigt den zentralen Teil der Nordsee in dem derzeit 21 Felder in Produktion sind, nachdem Alva und Gaupe 2012 angeschlossen waren. Weitere 5 Felder befinden sich in Planung oder Bau. Verschiedene Erkundungen befinden sich in der Planungsphase. Das Sleipner Feld ist ein wichtiger Knotenpunkt für das Gastransportnetz auf dem norwegischen Kontinentalschelf.

Der nördliche Teil der Nordsee umfasst zwei Hauptbereiche, zum einen die Tampen Region und den Oseberg/Troll Bereich (Abbildung 40). Momentan sind 26 Felder in Produktion, 3 Felder werden gegenwärtig entwickelt und mehrere befinden sich in der Planungs- und



Erkundungsphase für zukünftige Felder. Auch nach 30 Jahren Produktion gibt es diesem Bereich noch entscheidendes Ressourcenpotential.

Die norwegische See (Abbildung 42) ist eine weniger entwickelte Kohlenwasserstoffregion als die Nordsee. Das Feld Draugen ging 1993 als erstes in die Förderung, 15 weitere folgten. Das Gas wird über die Åsgard Transport Pipeline nach Kårstø in Rogaland und in Haltenpipe nach Tjeldbergodden in Møre und Romsdal transportiert. Das Öl aus diesen Feldern wird mit Hilfe von Tankern befördert.

Zum Ende des Jahres 2012 sind insgesamt 3928 Bohrungen auf dem norwegischen Kontinentalschelf (ohne Barentssee) registriert. Davon liegen 483 Bohrungen in der Norwegischen See (Haltenbanken) und über 85 % im Bereich der Nordsee (Tabelle 54 und Tabelle 55).

Der größte Teil der Bohrungen, in beiden Regionen über 50 %, sind Ölbohrungen. Im Verhältnis zur Gesamtbohrungszahl ist in der Region Haltenbanken nur jede 6. Bohrung eine Gasbohrung. Ähnlich sieht die Verteilung in der norwegischen Nordsee aus, nur knapp 10 % sind Gasbohrungen (Abbildung 44).

Tabelle 54: Produktionsbohrungen Norwegische See (Haltenbanken)

Norwegische See (Haltenbanken)	Anzahl	Mittleres Alter in Jahren	Mittlere gemessene Teufe in m
Produzierende Erdgasbohrungen	47	8	3800
Produzierende Bohrungen	331	9	4400
Bohrungen insgesamt	483	9	4300

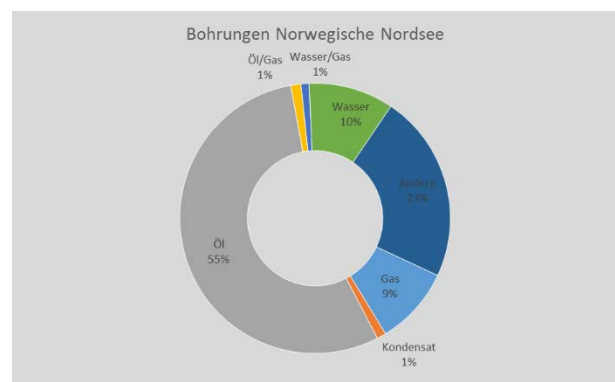
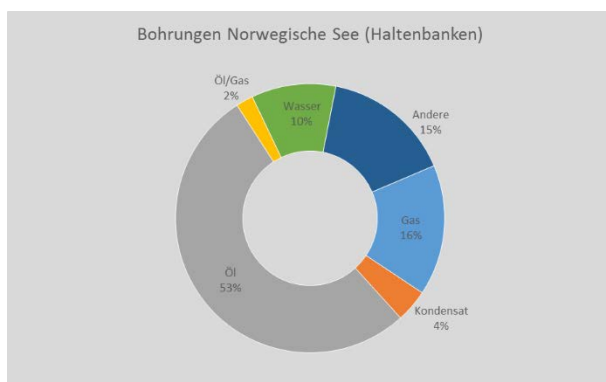
Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Tabelle 55: Produktionsbohrungen Norwegischen Nordsee

Norwegische Nordsee	Anzahl	Mittleres Alter in Jahren	Mittlere gemessene Teufe in m
Produzierende Erdgasbohrungen	245	21	3200
Produzierende Bohrungen	2541	15	4200
Bohrungen insgesamt	3445	14	4100

Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Abbildung 44: Verteilung der Bohrungsanteile in der Norwegischen See (Haltenbanken) und der Norwegischen Nordsee



Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

1980 wurden die ersten Explorationsbohrungen in der Norwegischen See (Haltenbanken) abgeteuft. In (Heum & Larsen, 1990) wird berichtet, dass in der Region Haltenbanken potentiell 310 Mio.  $\text{sm}^3$  Öl und Kondensate sowie 305 Mrd.  $\text{sm}^3$  Gasreserven erkundet wurden. Dafür wurden 25 Explorationsbohrungen abgeteuft, von denen 14 nicht fündig waren.

Insgesamt wurden in dieser Region 483 Bohrungen (Tabelle 54) abgeteuft, davon sind 76 Erdgasbohrungen, von denen 47 Gas fördern (Stand 18.09.2013). Die Bohrungen liegen im Durchschnitt 450 m unter dem Meeresspiegel und tauchen dann in die unterschiedlich tiefen Reservoirs ab. Die Erdgasbohrungen in der Region Haltenbanken weisen eine durchschnittliche Teufe (MD) von 4000m auf (Norwegian Petroleum Directorate, 2013), wobei die Bohrungen ein mittleres Alter von ca. 10 Jahren haben. Die produzierenden Erdgasbohrungen machen nur etwa 15 % aller Förderbohrungen in diesem Gebiet aus.

In der norwegischen Nordsee befinden sich von insgesamt 3445 Bohrungen 245 produzierende Erdgasbohrungen (Tabelle 55), mit einer durchschnittlichen Teufe (MD) von 3200 m. Die Bohrungen liegen im Mittel 140m unter dem Meeresspiegel und sind im Durchschnitt ca. 14 Jahre alt (Norwegian Petroleum Directorate, 2013). Wie in der Region Haltenbanken haben auch im Bereich der norwegischen Nordsee die gasproduzierenden Bohrungen gegenüber den weiteren Förderbohrungen einen deutlich geringen Anteil (ca. 10 %).

Die jährliche Produktion der Gas- und Ölfelder der definierten Fördergebiete und deren Bohrungszahlen sind für das Jahr 2012 in Tabelle 56 dargestellt. Die Einzelbetrachtung der Fördergebiete zeigt, dass die Gasproduktion deutlich über der Ölförderung liegt.

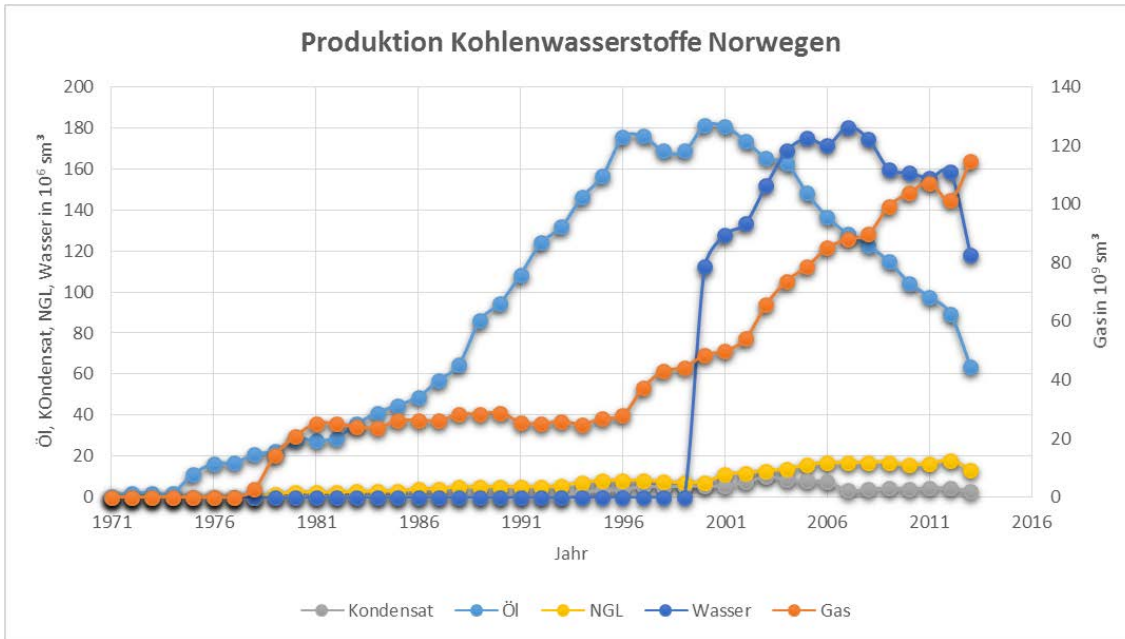
Während die norwegische Erdölproduktion seit Anfang des Jahrzehntes sinkt, nimmt die vor ca. 30 Jahren begonnene Gasförderung kontinuierlich zu (Abbildung 45).

Tabelle 56: Jährliche Produktion der Gas- und Ölfelder der definierten Fördergebiete mit Bohrungszahl für das Jahr 2012

	Öl	Gas	NGL	Kondensat	Wasser	Bohrung Öl	Bohrung Gas	Bohrung Kondensat	Bohrung Öl/Gas
	$10^6 \text{ sm}^3$	$10^9 \text{ sm}^3$	$10^6 \text{ sm}^3$	$10^6 \text{ sm}^3$	$10^6 \text{ sm}^3$	Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl
Norwegische See (Haltenbanken)	19,25	40,84	7,64	1,73	23,21	238	68	19	10
Norwegische Nordsee	69,95	69,22	9,70	2,05	135,33	1885	322	38	42
Gesamt	89,20	110,06	17,38	3,78	158,53	2123	390	57	52

Quelle: Daten aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) ohne Barentssee

Abbildung 45: Produktion Kohlenwasserstoffe und Wasser für Norwegen gesamt



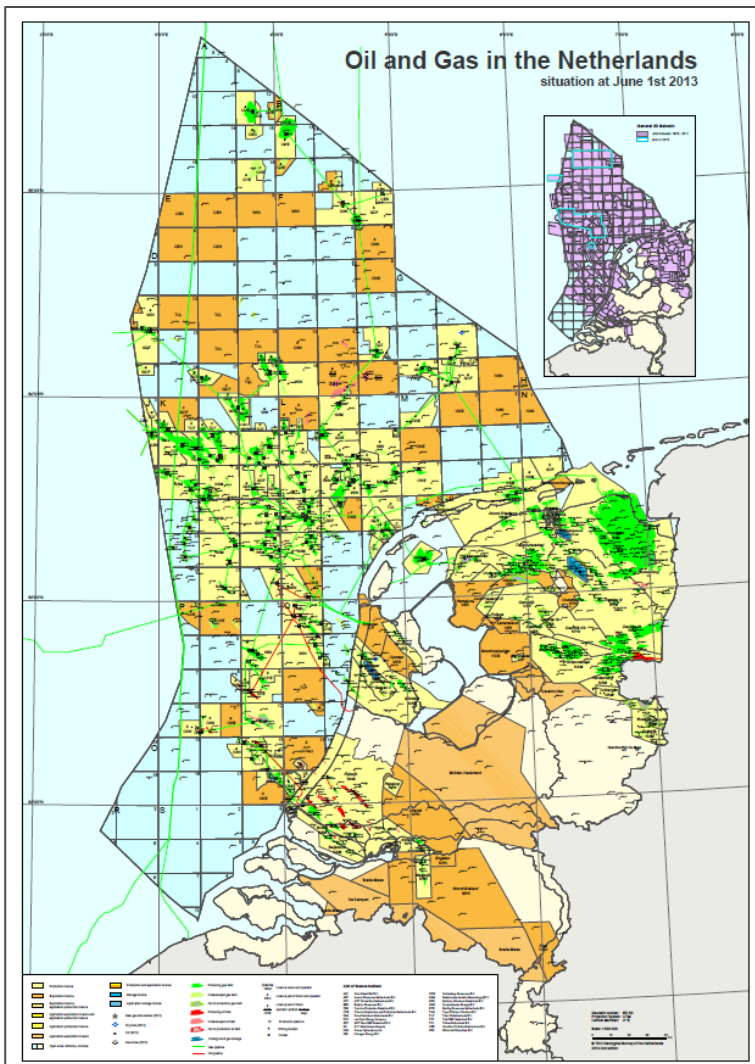
Quelle: Daten aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

## 5.3 Niederlande

### 5.3.1 Geologie Niederlande

Das Niederländische und Nordwestdeutsche Becken sind zusammenhängende geologische Provinzen, zu denen die onshore und offshore Bereiche von Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden gehören. Die Elemente, die zur Bildung von Kohlenwasserstofflagerstätten führten, sind vor allem das Ergebnis der Struktur- und Sedimentereignisse während des Karbons und dem Perm. Kohlen- und kohlenstoffhaltige Schiefer des Westphalium (Karbon) sind die Hauptquelle für die Gasakkumulation in der südlichen Nordsee und den angrenzenden Gebieten. Die Reservoirqualität ist stark von den Ablagerungsbedingungen des Rotliegenden abhängig (Gautier, 2003).

Abbildung 46: Öl- und Gasfelder der Niederlande (Stand 01.06.2013)

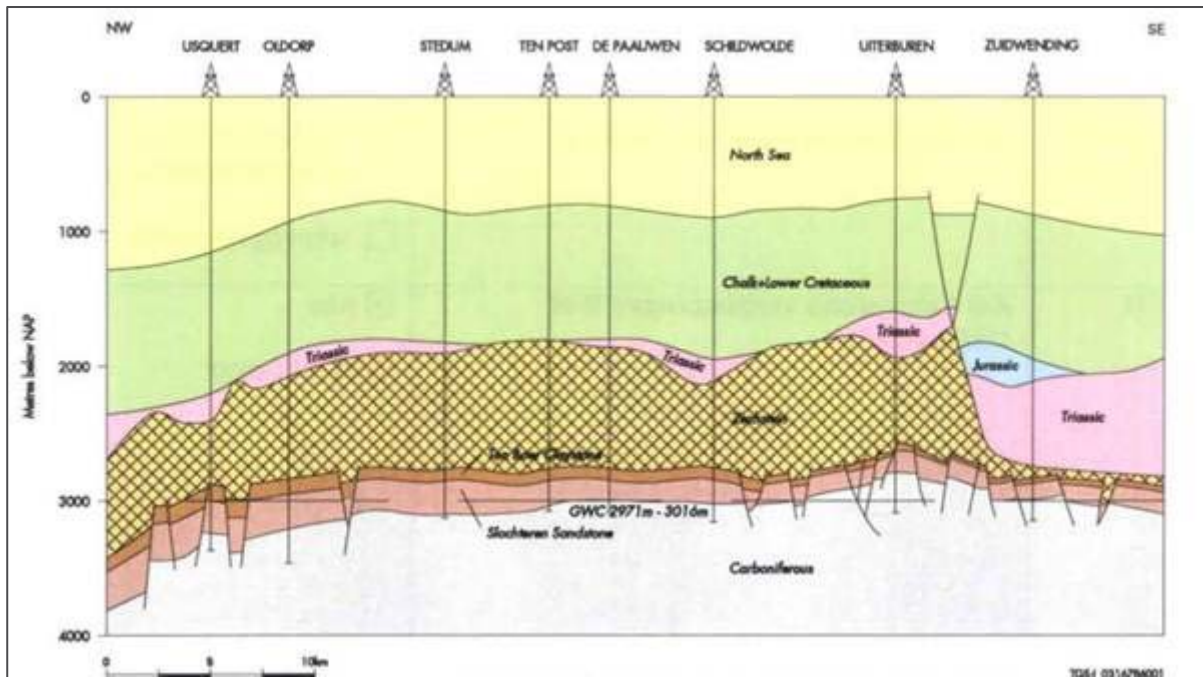


Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Das Gasfeld Groningen wurde erstmals 1959 erkundet und befindet sich im Nordosten der Niederlande, das während der späten tektonischen Phase der Oberjura-Unterkreide gebildet wurde. Es gibt aber auch Hinweise, dass diese Struktur bereits in früheren Perioden, während der Trias oder möglicherweise sogar im Oberkarbon, existierte.

Das Reservoir Groningen liegt diskordant über dem trunkierten und stark gestörten Kohlelager der Pennsylvania Schichten, die als Hauptquelle des Groningen Gasvorkommens betrachtet wird. Die Speicherschichten bestehen aus fluviatilen und äolischen Sandstein und Konglomerat des Rotliegenden und besitzen eine Mächtigkeit 300-600 m. Das Reservoir wird von mächtigen Zechstein Evaporiten, insbesondere Steinsalz und mit Teilen von Anhydrit und Dolomit abgedeckt. Aufgrund von intensiven Salzbewegungen schwankt die mesozoische und känozoische Abdeckung zwischen 900 und 2000 (Stauble & Milius, 1968).

Abbildung 47: Geologischer Querschnitt durch das Feld Groningen



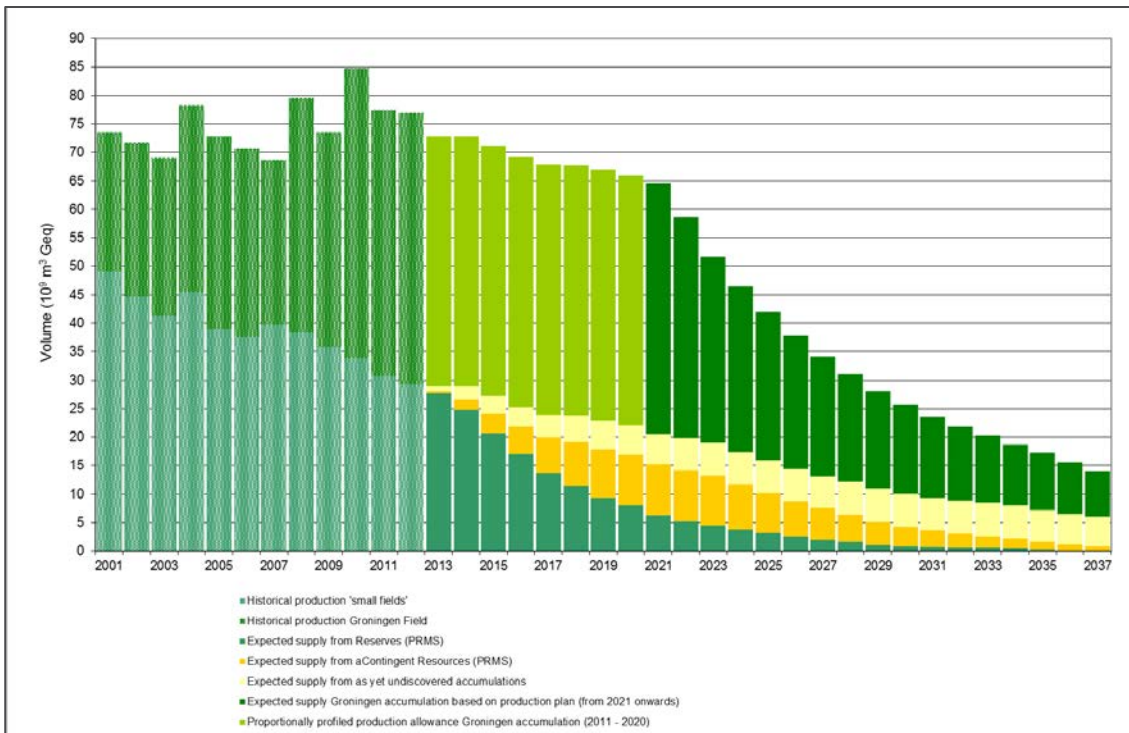
Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Das Reservoir liegt in einer Tiefe von etwa 3000 m und besitzt eine effektive Mächtigkeit von 130 bis 140 m. Die Sandsteine des Rotliegenden mit bis zu 18 % Porosität weisen eine Ausdehnung von etwa 1125 km<sup>2</sup> auf. Der initiale Reservoirdruck beträgt 350 bar. Er ist im Laufe der Produktionsdauer auf 130 bar gesunken (Botter, 2009).

### 5.3.2 Kohlenwasserstoff Reserven

Nach Angaben aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013) belaufen sich die verbleibenden nachgewiesenen Reserven in den niederländischen Gasfeldern auf 1130 Mrd. sm<sup>3</sup>. Von diesen Reserven entfallen 824 Mrd. sm<sup>3</sup> auf das große onshore Feld Groningen und 307 Mrd. sm<sup>3</sup> auf alle anderen Felder. Derzeit sind 265 Gasfelder in Produktion, davon 113 auf dem niederländischen Festland und 152 auf dem Gebiet der niederländischen Nordsee. Im Jahr 2012 wurden 6 weitere Bohrungen erfolgreich abgeteuft, die 3,5 Mrd. sm<sup>3</sup> der Ressourcen erschließen. Die bisherige Produktion und die Entwicklung der Reserven in der Zukunft ist in Abbildung 48 dargestellt.

Abbildung 48: Entwicklung der Produktion und Prognose der Reserven

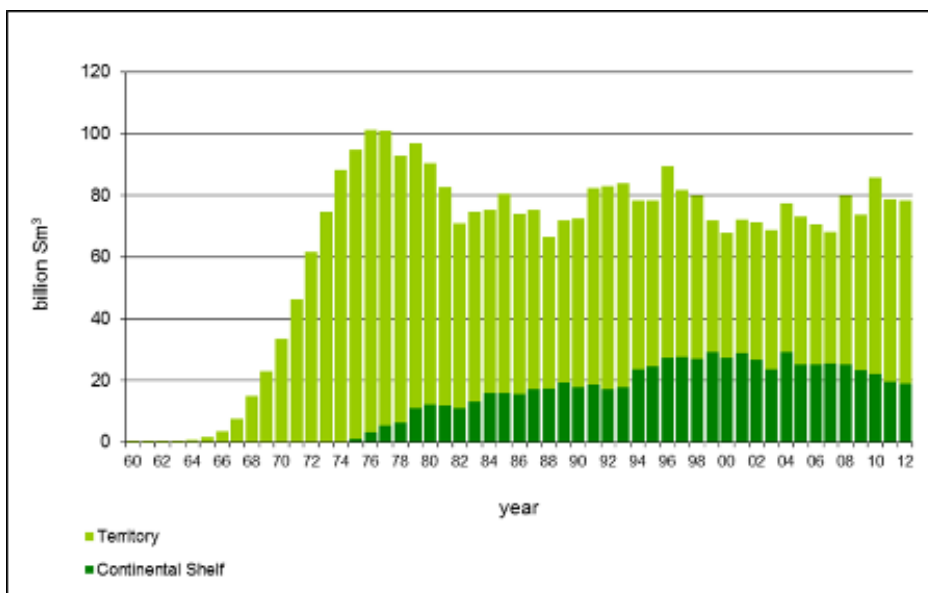


Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Mit einem ursprünglichen Volumen über 2800 Mrd. m<sup>3</sup> Gas ist Groningen eines der größten Gasfelder der Welt und begann 1963 mit der Produktion, aus dem zum jetzigen Zeitpunkt bereits 60 % des Gases gefördert wurden

### 5.3.3 Produktionskapazität, Produktion und Produktionsbohrungen

Abbildung 49: Gasproduktion 1960-2012 Niederlande



Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Die gesamte Erdgasproduktion im Jahr 2012 beläuft sich auf insgesamt 78,2 Mrd. sm<sup>3</sup>, wobei der Großteil mit 52,2 Mrd. m<sup>3</sup> aus dem Feld Groningen und 18,9 Mrd. m<sup>3</sup> aus den offshore Feldern (Abbildung 49 und Tabelle 57) stammen.

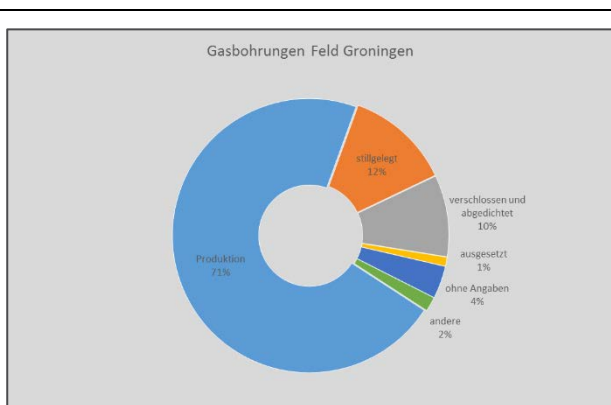
Tabelle 57: Gasproduktion Niederlande zum Stand vom 1. Januar

	Gasproduktion 2010 10 <sup>9</sup> sm <sup>3</sup>	Gasproduktion 2011 10 <sup>9</sup> sm <sup>3</sup>	Gasproduktion 2012 10 <sup>9</sup> sm <sup>3</sup>
Groningen	53,7	49,5	52,1
Nordsee / Schelf	22,1	19,6	18,9
Andere Regionen	10,2	9,4	7,2
Niederlande gesamt	86,0	78,5	78,2

Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

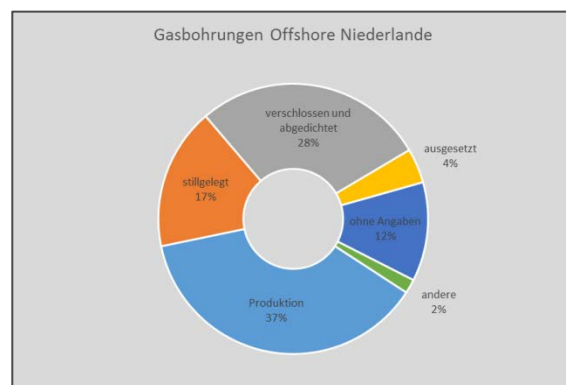
Insgesamt sind 6201 Kohlenwasserstoffbohrungen in den Niederlanden abgeteuft wurden. Davon befinden sich 620 auf dem Feld Groningen und 1976 im offshore Bereich des niederländischen Kontinentalschelfs (NL Oil and Gas Portal, 2013). Die Produktion des Feldes Groningen wird mit ca. 70 % der Bohrungen realisiert, über 20 % sind bereits stillgelegt oder verschlossen und abgedichtet (Abbildung 50). Deutlicher sieht die Entwicklung im offshore Bereich aus. Hier ist etwa die Hälfte der Gasbohrungen stillgelegt, ausgesetzt oder verschlossen und abgedichtet. Reichlich ein Drittel der Gasbohrungen produziert am Ende des Jahres 2012 Gas (Abbildung 51).

Abbildung 50: Gliederung der Gasbohrungen des Feldes Groningen



Quelle: Daten aus (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Abbildung 51: Gliederung der Offshore Gasbohrungen der Niederlande



Quelle: Daten aus (NL Oil and Gas Portal, 2013)

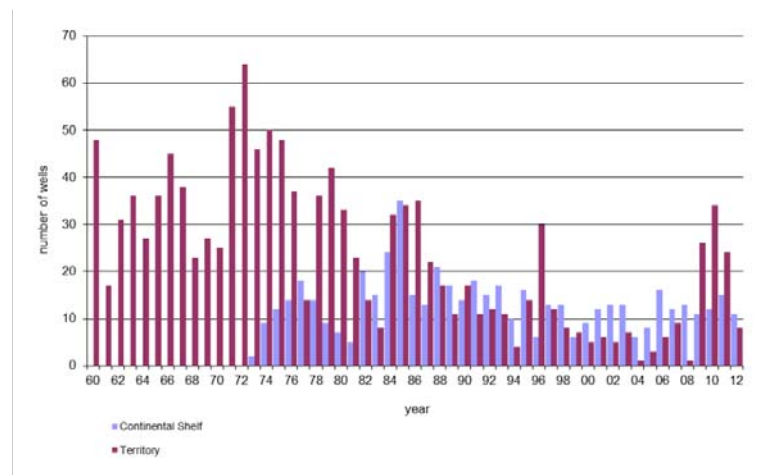
Die Produktionsbohrungen zeigen einen generell abnehmenden Trend seit den 70er bzw. 80er Jahren, wie in der Abbildung 53 ersichtlich und in Abbildung 49 deutlich wird. Auch in Zukunft wird die Bohrungsanzahl weiter sinken.

Abbildung 52: Bohrungen Feld Groningen und Niederländische Nordsee (Stand 19.09.2013)



Quelle: (DBI, 2013)

Abbildung 53: Produktionsbohrungen 1960 bis 2012



Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Im Feld Groningen befinden sich 334 produzierende Erdgassonden (Tabelle 58), welche eine durchschnittliche Teufe (MD) von 3000 m aufweisen. Das mittlere Alter der Bohrungen liegt bei 39 Jahren. Insgesamt sind in der Region 620 Sonden (mittel 36 Jahre) im Einsatz, davon produzieren 366 (Tabelle 58). Diese Bohrungen befinden sich auf dem Festland und können somit ein abweichendes Leckageverhalten aufweisen im Vergleich zu Offshore-Bohrungen (NL Oil and Gas Portal, 2013).

Tabelle 58: Produktionsbohrungen Groningen

Groningen	Anzahl	Mittleres Alter in Jahre	Mittlere gemessene Teufe in m
Produzierende Erdgassonden	334	39	3000
Produzierende Sonden	366	39	2900
Sonden insgesamt	620	36	4100

Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

In der niederländischen Nordsee befinden sich 335 produzierende Erdgassonden, welche eine durchschnittliche Teufe (MD) von 4200 m aufweisen. Das mittlere Alter der Bohrungen liegt bei 21 Jahren. Insgesamt sind in der Region 1976 Sonden (mittleres Alter 23 Jahre) im Einsatz, davon produzieren 479 (mittleres Alter 21 Jahre) (NL Oil and Gas Portal, 2013).

Tabelle 59: Produktionsbohrungen Niederlande Offshore

Niederländische Nordsee	Anzahl	Mittleres Alter in Jahre	Mittlere gemessene Teufe in m
-------------------------	--------	--------------------------	-------------------------------



Produzierende Erdgassonden	336	21	4200
Produzierende Sonden	479	21	3700
Sonden insgesamt	1976	23	3300

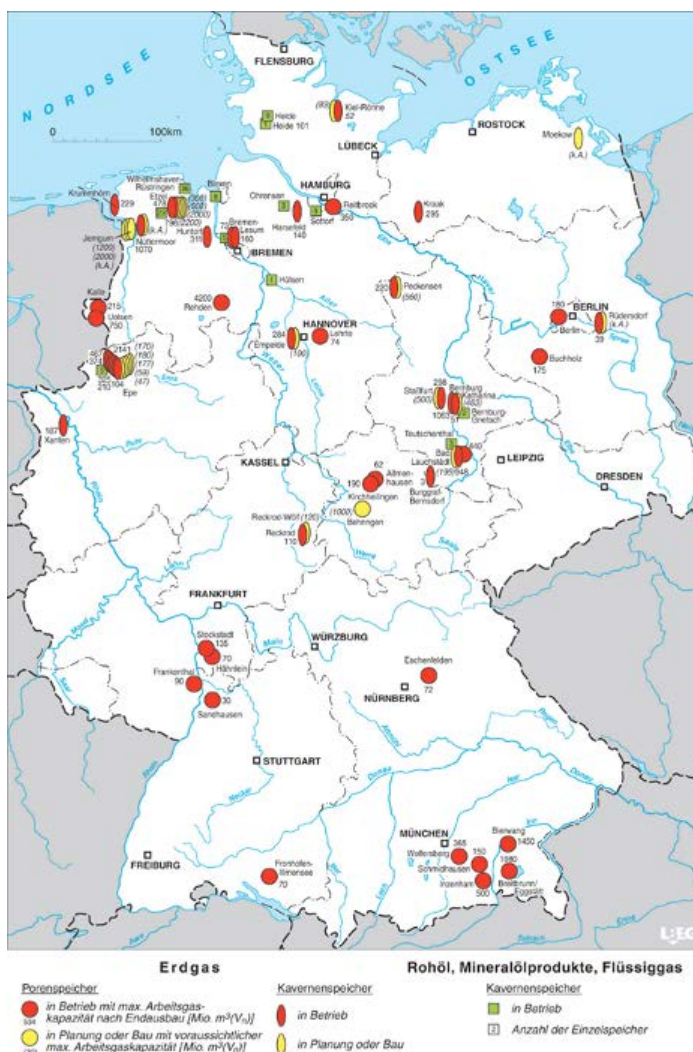
Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

## 5.4 Untergrundspeicher Deutschland

Parallel zu den Ermittlungen der Mengengerüste für die Abschätzung der Methanemissionen der einzelnen Bohrungen der definierten Exportländer erfolgt die Recherche zu den Erdgasspeichern hinsichtlich undichter Bohrungen und Migrationsverhalten von Methan als Gas und in Lösung mit Lagerstättenwasser. Abbildung 54 gibt einen Überblick über die Erdgasspeicher in Deutschland, umfassend nach Porenspeicher und Kavernenspeicher. Gasvolumen und Ausspeiseraten dieser Speicher sind in Anlage 13 tabellarisch zusammengestellt.

Deutschland ist derzeit das Land, in welchem die meisten Untergrundspeicher Europas existieren. Die Speichertechnik wird in Deutschland bereits sehr lange angewandt, es existieren somit viele Erfahrungen. Deshalb stellt der Speicherbetrieb keine großen Schwierigkeiten mehr dar. In folgender Abbildung werden die Standorte deutscher Untergrundspeicher dargestellt.

Abbildung 54: UGS Speicherlokationen in Deutschland



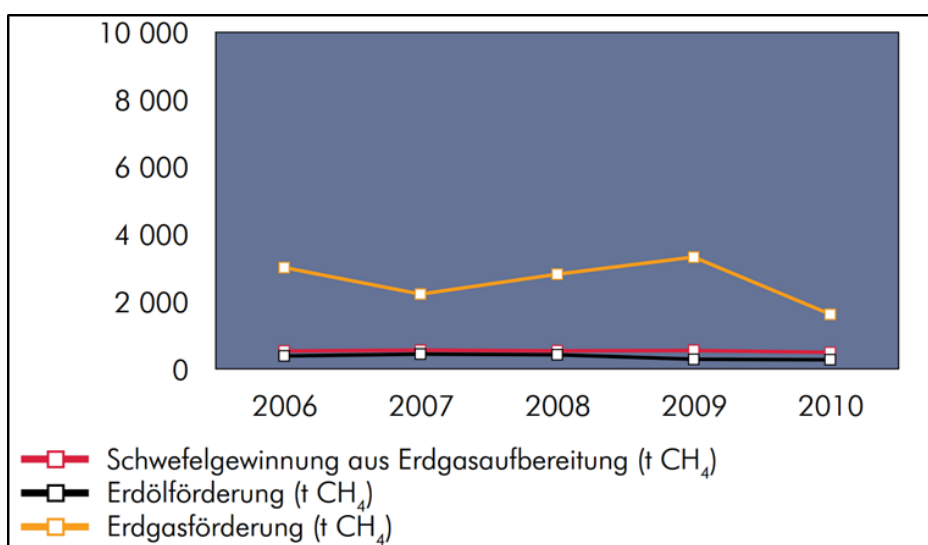
Quelle: (LBEG, 2012)

Für Aquiferspeicher wäre es theoretisch möglich, dass durch Gasanstieg sich sekundäre Lagerstätten bilden oder auch sich das Gas in Grundwasser löst. Bisher ist jedoch kein Fall bekannt, in dem das bei einem deutschen Speicher aufgetreten ist. Zudem müssen Erdgasspeicher in Deutschland gasdicht sein, um bergrechtlich genehmigt zu werden. Ein intensives und kontinuierliches Monitoringprogramm stellt die Sicherheit an deutschen Erdgasspeichern dar. Veröffentlichungen bezüglich Leckageraten für deutsche Untergrundspeicher sind derzeit nicht bekannt.

Informationen für einen Störfall konnten nicht gefunden werden, da es für Deutschland diesbezüglich keine Daten wie Leckageraten bzw. Leckagedauer gibt. Somit steht keine Datenbasis zu Verfügung, die eine belastbare Abschätzung erlaubt. Grund hierfür ist, dass es nur sehr wenige Unfälle mit Untergrundspeichern gibt. Es existieren jedoch umfangreiche Maßnahmen für das Monitoring von Untergrundspeichern, damit ist es möglich, kurzfristig eventuelle Leckagen zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu treffen. Aus Erfahrungen lässt sich jedoch schlussfolgern, dass der Anteil der eventuellen Emissionen durch deutsche Untergrundspeicher im Vergleich zum Gas-Flaring verschwindend gering ist und als Quelle von Treibhausgasen vernachlässigt werden kann.

Des Weiteren kann für eine grobe Einschätzung der Situation auch die deutsche E&P Branche betrachtet werden. Die deutsche E&P Industrie ist nur für einen sehr geringen Teil der Methan-Emission verantwortlich. Lediglich 0,11 % der Gesamt-Methan-Emissionen Deutschlands sind hierauf zurückzuführen (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2010). In der folgenden Tabelle ist das emittierte Volumen der Erdöl- und Erdgasförderung Deutschlands dargestellt.

Abbildung 55: Entwicklung der Methanemission für Deutschland im Bereich der Erdöl- und Erdgasgewinnung 2006 bis 2010



Quelle: (Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2010)

Im Vergleich zu den Niederlanden, Norwegen und Russland weist Deutschland die geringste Menge an emittierten Methan auf. Diese geringen Werte können als Indiz herangezogen werden, dass in Deutschland auf Emissionen geachtet und umweltschonend gehandelt wird und diese Betrachtung auch für die deutschen Untergrundspeicher gilt.

---

## 6 Quantifizierung der Einzelemission in Kohlenwassertsoff-Reservoiren

### 6.1 Geologische Verluste

Geologische Verluste sind bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht quantifizierbar. Wenn sie jemals eintreten sollten für die bisherigen 50 Jahre UGS-Betriebszeit, dann bleiben sie im Vergleich zu Öl/Gas-Lagerstätten, deren Entstehungszeit in mehreren 10-100 Mio. Jahre gegeben ist, verschwindend bzw. vernachlässigbar gering.

### 6.2 Technische Verluste

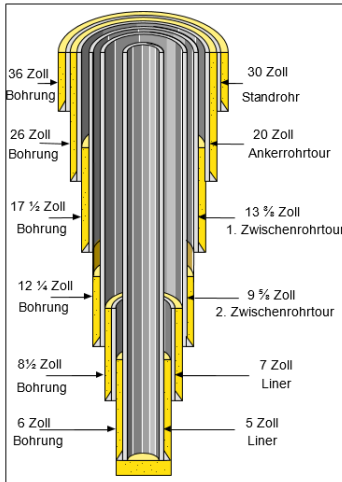
Der Aufbau einer Bohrung ist sehr unterschiedlich. Das Design richtet sich nach Geologie, Reservoirbedingungen und Nutzung. Dadurch benötigt eine Bohrung mehrere Rohrtouren, um die Lagerstätte zu erschließen. Hierbei werden diese zwischen Standrohrtour, Ankerrohrtour, Zwischenrohrtour(en), Produktionsrohrtour und Liner unterschieden. In Russland findet vorrangig der GOST-Standard Anwendung, während in Norwegen und den Niederlanden die API-Norm herangezogen wird.

Bei den betrachteten Exportländern kommen zwei verschiedene Bohrkonzepte zum Tragen, einen die offshore (Norwegen, Niederlande) und die onshore Bohrtechnik (Russland, Niederlande).

#### 6.2.1 Onshore und offshore Bohrungen

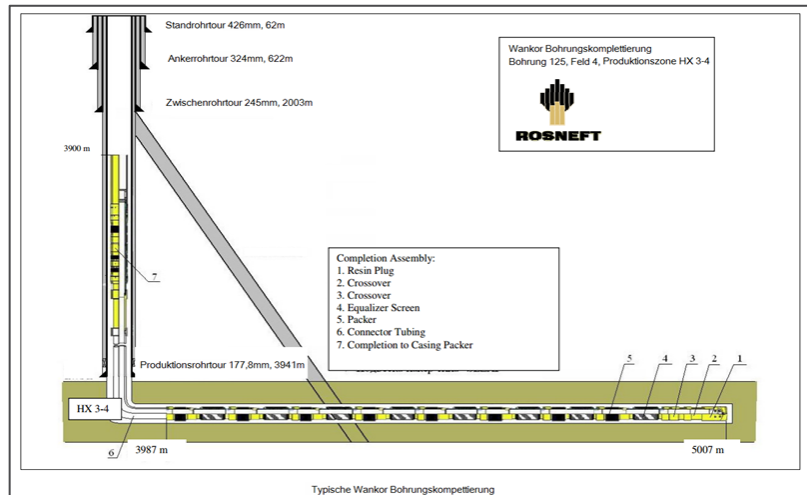
Im Vergleich mit den onshore-Bohrungen (Abbildung 57) existieren für den offshore-Bereich (Abbildung 56) einige Besonderheiten. Auf dem Meeresgrund wird für das Bohren eine Plattform platziert, diese stellt den Bohransatzpunkt dar. Beim Bohren im Meer wird zusätzlich zu Landbohrungen der „Marine Riser“ benötigt. Der Marine Riser ist ein Rohr, das ein Vermischen von Meerwasser und Bohrgut verhindert, zudem fördert dieser die Bohrspülung und das Bohrklein wieder über dem Meeresspiegel. Der Marine Riser ist am Meeresgrund mit dem Blowout Preventer verbunden und ist beweglich mit der Bohrinself verbunden. Die flexible Verbindung soll die Bewegungen der Bohranlage, die durch Wellen verursacht werden, ausgleichen. Für offshore-Bohrungen werden häufiger „Rotary steerable systems“ verwendet. Mit diesem komplexen Bohrwerkzeug ist es möglich, längere Horizontalbohrungen abzuteufen und damit auch mehr zu fördern. Die Förderung geschieht oft über auf dem Meeresgrund befestigte Anlagen, die mit dem Pipelinennetz verbunden sind. Bei den onshore-Bohrungen in Russland weisen die Standrohrtour und Ankerrohrtour deutlich kleinere Durchmesser als bei den offshore Bohrungen in Westeuropa auf.

Abbildung 56: Prinzipieller Aufbau einer Offshore-Bohrung der zentralen Nordsee



Quelle: (Aadnoy, 1997)

Abbildung 57: Typischer Bohrungsaufbau für das onshore Wankorfeld Russland



Quelle: (Bochkarev, Vorostov, & et al., 2010)

## 6.2.2 Bohreruption, Bohren, Fördern-Workover

Bei Bohrungen kann es bei unterschiedlichen Operationen zu Eruptionen und damit zu unkontrolliertem Austritt von Bohrspülung, Erdöl und/oder Erdgas aus dem Bohrloch kommen.

Eine Häufung tritt bei Workoverarbeiten auf. Beim Workover wird die Bohrung überarbeitet oder erweitert, dabei werden verschiedene Techniken angewandt. Ebenfalls kann es bei Wireline Arbeiten zu Unglücken kommen. Hierbei werden zum Beispiel Einstellungen bzw. Messungen durchgeführt oder Ausrüstungen platziert. Eine Übersicht zu den Häufigkeiten und deren Dauer kann Tabelle 60 entnommen werden.

Bei den Blowouts muss unterschieden werden, wo und ob die Region bereits erkundet ist oder nicht. Ist die Region nicht erkundet, werden zuerst Explorationsbohrungen niedergebracht, um die Anomalien des Gebirges sicher handhaben zu können. Jedoch ist hierbei meist unklar, ob und wann mit z.B. Hochdruckhorizonten zu rechnen ist. Dadurch kommt es zu mehr Blowouts im Vergleich zu Erschließungsbohrungen in erkundeten Regionen. Für den offshore-Bereich führen Swabbing (Fluidbewegung durch Bewegen des Bohrstranges z.B. Trippen) und unerwartet hohe Drücke der Formation öfter zu Blowouts während des Bohrens. Swabbing ist der Hauptgrund, wieso es bei Erschließungsbohrungen zu Blowouts kommt. Zu niedriger hydrostatischer Druck während des Zementierens ist ebenfalls ein Eruptionsgrund. Ein weiteres Problem tritt auf, wenn oberflächennah auf Gas gestoßen wird. In tieferen Bohrungen sind das Versagen von Blowoutpreventer, Sicherheitsventilen sowie Casing Leckagen weitere Gründe für Blowouts. Bei Workover-Blowouts kommt es hauptsächlich durch Swabbing, zu leichte Spülung und eingeschlossenes Gas zu Problemen. Das Versagen von Blowoutpreventer, den Sicherheitsventilen ist an Workover-Blowouts beteiligt. Bei Eruptionen wird hauptsächlich Gas freigesetzt, Blowouts mit Öl sind deutlich seltener (Holand, 1997).

Tabelle 60: Blowoutdauer offshore, Daten für Golf von Mexiko und Nordsee

Blowoutdauer/ Ursachen	<10 min	10-40 min	40- 120 min	2-12 Std.	12 Std. – 2 Tage	2 – 5 Tage	>5 Tage	Unbe- kannt	Gesamt
Explorationsbohrung geringe Teufe	-	1	2	4	2	7	8	8	32
Explorationsbohrung größere Teufe	-	-	1	2	6	4	4	6	23
Erschließungsbohrung geringe Teufe	-	-	3	2	4	4	4	6	23
Erschließungsbohrung größere Teufe	-	-	1	2	1	1	1	2	8
Kompletterierung	-	-	-	1	3	1	4	1	10
Workover	-	1	-	4	9	2	4	3	23
Produktion	-	-	-	-	4	2	2	1	9
Wireline	1	-	-	2	1	-	-	-	4
Unbekannt	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Gesamt	1	2	7	17	30	21	27	28	133
Anteil [ %]	0,8	1,5	5,3	12,8	22,6	15,8	20,3	21,1	

Quelle: (Holand, 2011)

Aus der Tabelle 60 ist zu erkennen, dass ungefähr 50 % der Blowouts ca. 2 Tage andauern. Aus diesen statistischen Angaben lässt sich ein ungefährender Mittelwert abschätzen, dieser wird mit 3 Tagen angenommen.

### 6.2.2.1 Norwegen

Für Norwegen werden in der Literatur insgesamt 35 Offshore-Blowouts bzw. Kicks angegeben (Holand, 2011). Bei Kicks handelt es sich jedoch nicht direkt um einen Blowout, denn ein Kick kann kontrolliert werden und auch das zu Tage strömende Volumen ist deutlich geringer als bei einem Blowout. Aus dem in der Literatur angegebenen Wert lässt sich eine Wahrscheinlichkeit ableiten, indem die Anzahl der Offshore-Blowouts, inklusive Kicks, ins Verhältnis zu den Gesamtbohrungen aller norwegischen Produktionsfelder gesetzt wird.

$$Risiko(\text{Blowout}) = \frac{\text{Anzahl Blowout}}{\text{Anzahl Bohrungen}} = \frac{35}{3945} = 0,89\%$$

Demnach kommt es mit einer Wahrscheinlichkeit von 0,89 % zu einem Blowout. Dieser Wert berücksichtigt Ereignisse von 1970 bis 2010, das heißt es haben im Schnitt 0,89 % der norwegischen Bohrungen innerhalb von 40 Jahren einen Blowout.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Blowouts wird nun auf die definierten Förderregionen Norwegens angewendet. Die Emissionsrate für einen Blowout wird bei dem Unfall der Elgin Plattform in der Nordsee mit 200 000 m<sup>3</sup>/Tag angegeben (TOTAL, 2012) und soll damit als publizierter Wert in die nachfolgende Rechnung eingehen und das emittierte Volumen bestimmt werden.

Methanemission = Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit \* Emissionsrate \* Dauer

$$V_{CH_4} = 483 \cdot 0,0089 \cdot 200000 \frac{m^3}{d} \cdot 3d = \underline{2,6 \cdot 10^6 m^3} \quad (\text{für 40 Jahre})$$

$$V_{CH_4} = 2,6 \cdot 10^6 m^3 \div 40a = \underline{\underline{65 \cdot 10^3 \frac{m^3}{a}}}$$

Die Ergebnisse der Abschätzung zur Methanemission während eines Blowouts sind in der Tabelle 61 zusammengestellt.

Tabelle 61: Ergebnisse der Kalkulation für Blowout-Emissionen Norwegens

Methanemission Blowout Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Wahrscheinlichkeit in %	Emissionsrate in m <sup>3</sup> /d	Dauer in d	Methanemission (40 Jahre) in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Methanemission in 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /a
Haltenbanken	483	0,89	200 000	3	2,6	65
Norwegische Nordsee	3445	0,89	200 000	3	18,4	460

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Unter der Berücksichtigung, dass die recherchierte Anzahl an Blowouts sich auf den Zeitraum der letzten 40 Jahre beziehen werden demnach pro Jahr in der Region Haltenbanken 65 Tm<sup>3</sup> Methan und in der Norwegischen Nordsee 460 Tm<sup>3</sup> Methan emittiert.

### 6.2.2.2 Niederlande

Analog zu den in Betrachtungen im Kapitel 6.2.2.1 kann eine Abschätzung bezüglich der Blowout-Wahrscheinlichkeit und der Emissionsrate pro Jahr auch für die Niederlande durchgeführt werden.

Für die Niederlande werden insgesamt 2 Offshore-Blowouts angegeben (Norwegian Petroleum Directorate, 2013). Die Datengrundlage bezieht sich auf den Zeitraum von 1980 bis 2010. Aus diesem Wert lässt sich eine Wahrscheinlichkeit ableiten, indem ebenfalls die Anzahl der Blowouts ins Verhältnis zu der Anzahl der Offshore-Bohrungen (Tabelle 62) gesetzt wird.

$$Risiko(Blowout) = \frac{\text{Anzahl Blowout}}{\text{Anzahl Bohrungen}} = \frac{2}{1976} = 0,10\%$$

Die Eintrittswahrscheinlichkeit für einen Blowout in der niederländischen Nordsee liegt bei dieser Datengrundlage bei 0,10 %. Dieser Wert erscheint jedoch im Vergleich zu Norwegen ungewöhnlich klein. Deshalb wird geschätzt, dass die Wahrscheinlichkeit in Bezug auf Blowouts eher mit 0,40 % anzusetzen ist. Die Emissionsrate wird ebenfalls mit 200 000 m<sup>3</sup>/Tag (TOTAL, 2012) wie bei der Abschätzung in Norwegen eingehen.

Methanemission = Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit \* Emissionsrate \* Dauer

$$V_{CH_4} = 620 \cdot 0,004 \cdot 200000 \frac{m^3}{d} \cdot 3d = 1,49 \cdot 10^6 m^3$$

$$V_{CH_4} = 1,49 \cdot 10^6 m^3 \div 30a = 49 \cdot 10^3 \frac{m^3}{a}$$

Die Ergebnisse der Abschätzung zur Methanemission während eines Blowouts sind in der Tabelle 62 zusammengestellt.

Tabelle 62: Ergebnisse für Kalkulation für Blowout-Emissionen der Niederlande

Methanemission Blowout Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Wahrscheinlichkeit in %	Emissionsrate in m <sup>3</sup> /d	Dauer in d	Methanemission (30 Jahre) in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Methanemission 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /a
Groningen	620	0,40	200 000	3	1,49	49
Niederländische Nordsee	1976	0,40	200 000	3	4,74	158

### 6.2.2.3 Russland

Analog zu beiden vorangegangenen Kapiteln soll auch die Abschätzung für Russland durchgeführt werden. Die Datenlage in Russland bezüglich der detaillierten Bohrungs-, Feld- und Produktionsdaten ist bei weitem nicht so transparent und offen zugänglich wie in den beiden anderen betrachteten Exportländern Norwegen und Niederlande. Aufgrund der vermutlich geringeren Qualitätsanforderungen und Standards im Bereich der Bohrungsausrüstung und die damit verbundene Bohrungssicherheit wird abgeschätzt, dass in Russland die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Blowouts bei ca. 1 % aller Bohrungen liegt. Die Emissionsrate für solch ein Ereignis wird analog mit 200 000 m<sup>3</sup>/Tag (TOTAL, 2012) angenommen.

Methanemission = Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit \* Emissionsrate \* Dauer

$$V_{CH_4} = 12578 \cdot 0,01 * 200000 \frac{m^3}{d} * 3d = 75,5 \cdot 10^6 m^3$$

$$V_{CH_4} = 75,5 \cdot 10^6 m^3 \div 30a = \underline{\underline{2517 \cdot 10^3 \frac{m^3}{a}}}$$

Die Ergebnisse der Abschätzung zur Methanemission während eines Blowouts sind in der Tabelle 63 zusammengestellt.

Tabelle 63: Ergebnisse der Kalkulation für Blowout-Emissionen Russlands

Methanemission Blowout Abschätzung	Anzahl Bohrungen (berechnet Tabelle 49)	Wahrscheinlichkeit in %	Emissionsrate in m <sup>3</sup> /d	Dauer in d	Methanemission (30 Jahre) in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Methanemission 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /a
Ural	12578	1	200 000	3	75,5	2517
Nordwestrussland	42	1	200 000	3	0,25	8,3
Wolga	509	1	200 000	3	3,1	103

Quelle: eigene Berechnung

### 6.2.3 Freifördern, Ausblasen und Abfackeln

Erdgas wird durch Bohrungen entweder in reinen Erdgasfeldern gewonnen oder als Nebenprodukt bei der Erdölförderung. Da das Erdgas in der Regel unter hohem Druck steht, fördert es sich sozusagen von selbst, sobald das Reservoir erschlossen ist. Im Laufe der Zeit nimmt der Gasdruck der Lagerstätte stetig ab, um aber eine stetige Produktion zu gewährleisten, sind oftmals entsprechende Bohrungsbehandlungen erforderlich. Mit Hilfe eines mobilen Erdgaskompressors können Blockierungen wie z.B. Wasserblöcke, Ablagerungen usw., die die Produktion einer Bohrung verringern und einen geringen Lagerstättendruck erzeugen, beseitigt werden. Dabei wird Gas in die Bohrung injiziert und anschließend mit einem speziellen Verfahren zur Trennung von Flüssigkeiten, Gasen und Feststoffen wieder zu Tage gefördert, das so genannte technische Freifördern gegen Atmosphäre. In diese Kategorie fallen ebenso Komplettierungs- und Messarbeiten. Dazu zählen zum Beispiel Arbeiten an Kompressoren oder an Gastrocknungsanlagen, zudem ist es üblich, das Bohrloch nach hydraulischer Stimulation freizufördern.

Auf der anderen Seite werden technisch nicht verwertbare oder überschüssige Gase durch Abbrennen beseitigt. Bei dieser Verbrennung wird Methan annähernd vollständig zu Kohlendioxid umgesetzt, so dass es sich hierbei nicht mehr um Methan- sondern

---

Kohlendioxidemissionen handelt welche bedingt durch die große Menge im Bericht berücksichtigt werden.

Vor allem beim Fördern von Erdöl wird Gas frei gesetzt, das durch die Betreiberunternehmen abgefackelt wird. Das Erdölbegleitgas ist ein fossiles Brenngas, deren Zusammensetzung je nach geografischer Lage sowie Art und Tiefe der Lagstätte unterschiedlich ist. Ungereinigtes Begleitgas enthält Wasserdampf, Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Stickstoff, Edelgase und andere Bestandteile. Dies fordert höhere Investitionskosten und größeren technischen Aufwand, das Gas vom Rohöl abzutrennen als bei der konventionellen Erdgasgewinnung. Das Abfackeln wird vor allem dann eingesetzt, wenn die Betreiberfirmen eine Nutzung der Begleitgase nach den Erfordernissen der Technik als zu aufwendig oder aufgrund niedriger Marktpreise als nicht lukrativ erachten.

Für die Mengen, die weltweit abgefackelt werden, gibt es keine verlässlichen Angaben der einzelnen Konzerne. Oft sind auch in Staaten, in denen große Mengen Gas abgefackelt werden, keine zuverlässigen Messinstrumente installiert. Nach einer Schätzung von den indirekten Aufnahmen der Wettersatelliten der National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) werden weltweit 140 Mrd. m<sup>3</sup> (Tabelle 64) Erdölbegleitgas pro Jahr nutzfrei verbrannt (National Geophysical Data Center, 2013). Da sich die meisten Produktionsfelder in entlegenen Gebieten befinden, treten die Gasfackeln in deutlichen Bildern hervor. Aus der Lichtintensität werden über spezielle Rechenalgorithmen und Kalibrierung mit Messwerten die verbrannte Gasmenge und die Entstehung von CO<sub>2</sub> berechnet.



Tabelle 64: Fackelvolumen aus Satellitdaten

Fackelvolumen ermittelt aus Satellitendaten in $10^9 \text{ m}^3$					
	2007	2008	2009	2010	2011
Russia	52,3	42,0	46,6	35,6	37,4
Nigeria	16,3	15,5	14,9	15,0	14,6
Iran	10,7	10,8	10,9	11,3	11,4
Iraq	6,7	7,1	8,1	9,0	9,4
USA <sup>1</sup>	2,2	2,4	3,3	4,6	7,1
Algeria	5,6	6,2	4,9	5,3	5,0
Kazakhstan <sup>2</sup>	5,5	5,4	5,0	3,8	4,7
Angola	3,5	3,5	3,4	4,1	4,1
Saudi Arabia <sup>3</sup>	3,9	3,9	3,6	3,6	3,7
Venezuela	2,2	2,7	2,8	2,8	3,5
China	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6
Canada	2,0	1,9	1,8	2,5	2,4
Libya	3,8	4,0	3,5	3,8	2,2
Indonesia	2,6	2,5	2,9	2,2	2,2
Mexico <sup>4</sup>	2,7	3,6	3,0	2,8	2,1
Qatar	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7
Uzbekistan	2,1	2,7	1,7	1,9	1,7
Malaysia	1,8	1,9	1,9	1,5	1,6
Oman	2,0	2,0	1,9	1,6	1,6
Egypt	1,5	1,6	1,8	1,6	1,6
Total top 20	132	124	127	118	121
Rest of the world	22	22	20	20	19
Global flaring level	154	146	147	138	140

Quelle: (National Geophysical Data Center, 2013)

### 6.2.3.1 Norwegen

Es wird angenommen, dass 10 % der Bohrungen in den definierten Fördergebieten aufgrund unterschiedlicher Ursachen freigefördert werden müssen. Wird ein durchschnittliches Methanemissionsvolumen von  $10\,000 \text{ m}^3$  pro Bohrung je Freiförderaktion angenommen, lässt sich daraus eine jährliche Emissionsrate bestimmen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 65 dargestellt.

Methanemission = Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit \* Emissionsrate

$$V_{CH_4} = 483 \cdot 0,1 \cdot 10000 \text{ m}^3 = \underline{\underline{483 \cdot 10^3 \frac{\text{m}^3}{\text{a}}}}$$

Tabelle 65: Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen Norwegens

Methanemission Freifördern/ Ausblasen Abschätzung	Anzahl Bohrungen aus Tabelle 54 und Quelle: (Norwegian Petroleum	Wahrscheinlichkeit in %/Jahr	Emissionsrate je Freiförderung in $\text{m}^3$	Methanemission in $10^3 \text{ m}^3/\text{a}$
---	--	------------------------------	--	---

	Directorate, 2013) Tabelle 55			
Haltenbanken	483	10	10 000	483
Norwegische Nordsee	3445	10	10 000	3445

Quelle: eigene Berechnung

Die Auswertung der Satellitdaten des National Geophysical Data Center weist für Norwegen ein Abfackelvolumen für das Jahr 2010 von 315,3 Mio. m<sup>3</sup> aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013). Dieser Wert dient als Grundlage für die Abschätzung des abgefackelten Volumens in Norwegen.

$$V_{\text{CH}_4} = \frac{V_{\text{CH}_4 \text{ abgefackelt}}}{\text{Anzahl Bohrungen}} = \frac{315,3 \text{ Mio. m}^3}{3945} = 79915 \frac{\text{m}^3}{\text{Bohrung}}$$

Das abgefackelte Volumen ist nicht zwangsläufig auf alle Bohrungen übertragbar, da sich der Prozess des Abfackelns technisch grundsätzlich nur auf Ölbohrungen bezieht, dies aber bei der Bestimmung der Flaringdaten nicht unterschieden werden kann. Es ist aber über die Bohrungsanzahl der Regionen möglich, das abgefackelte Volumen für die definierten Förderregionen abzuschätzen. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 66: Ergebnisse der Kalkulation für Abfackelemissionen Norwegens

Methanemission Abfackeln Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Abgefackeltes Volumen je Sonde in m <sup>3</sup>	Abgefackeltes Volumen in Mio. m <sup>3</sup>
Haltenbanken	483	79.915	38,6
Norwegische Nordsee	3.445	79.915	275,3

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

### 6.2.3.2 Niederlande

Für den technischen Prozess des Freiförderns und Ausblasen wird derselbe Ansatz wie für die Abschätzung in Norwegen gewählt. Es wird angenommen, dass 10 % der Bohrungen bei diesem Prozess 10 000 m<sup>3</sup> Methan freisetzen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 67 zusammengestellt.

Tabelle 67: Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen der Niederlande

Methanemission Freifördern/ Ausblasen Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Wahrschein- lichkeit in %	Emission je Freiförderung in m <sup>3</sup>	Methan- emission in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a
Groningen	620	10	10 000	0,62
Niederländische Nordsee	1976	10	10 000	1,976

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Über die Menge des abgefackelten Gases macht NOAA für die Niederlande keine Angaben. Aufgrund der Transparenz und der Vielzahl frei verfügbarer Daten ist es möglich, aus (NL Oil and Gas Portal, 2013) entsprechende Volumen für Emission durch Abfackeln darzustellen (Tabelle 50).

Tabelle 68: Abfackelmissionen der Niederlande

Methanemission Abfackeln Abschätzung	Abfackeln 2010 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup>	Abfackeln 2011 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup>	Abfackeln 2012 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup>	Mittelwert 10 <sup>6</sup> sm <sup>3</sup> /a
Onshore	25,9	32,6	30,4	29,6
Offshore	18	23,2	20,9	20,7

Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Die Datenlage lässt keine Gliederung der Emissionsraten auf Produktionsfelder zu. Entsprechend der Anmerkung zum Emissionsvolumen bei Norwegen gilt auch hier, dass nicht bei Gasbohrungen abgefackelt wird.

### 6.2.3.3 Russland

Auch für das Exportland Russland wird angenommen, dass 10 % der Bohrungen in den definierten Fördergebieten aufgrund unterschiedlicher Ursachen freigefördert werden müssen. Wird ein durchschnittliches Methanemissionsvolumen von 10.000 m<sup>3</sup> pro Bohrung je Freiförderaktion angenommen, lässt sich daraus ebenfalls eine jährliche Emissionsrate bestimmen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 69 dargestellt.

Tabelle 69: Ergebnisse der Kalkulation für Freiförderemissionen Russlands

Methanemission Freifördern/ Ausblasen Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Wahrschein- lichkeit je Jahr in %	Emission je Freiförderung in m <sup>3</sup>	Methan-emission in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a
Ural	12.578	10	10.000	12,6
Nordwestrussland	42	10	10.000	0,042
Wolga	509	10	10.000	0,51

Quelle: (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Russland ist das Land, das weltweit mit Abstand das meiste Gas abfackelt (Tabelle 64). Um den Anteil der definierten Fördergebiete an diesem Volumen bestimmen zu können, wird das gesamte abgefackelte Volumen entsprechend der Bohrungsanzahl proportional aufgeteilt. In diesen Fördergebieten existieren insgesamt 13.964 Produktionsbohrungen von Gazprom und eine nicht definierte Anzahl von Bohrungen weiterer kleiner Unternehmen, die in diese Abschätzung nicht mit einfließen können. Russland soll nach Angaben aus (National Geophysical Data Center, 2013) und (U.S. Energy Information Administration) im Jahr 2011 37,4 Mrd. m<sup>3</sup> Gas abgefackelt haben, das anteilig im Folgenden in der Tabelle 70 auf die Bohrungsanzahlen aus Kapitel 5.1.5 übertragen wird.

Tabelle 70: Ergebnisse der Kalkulation der Abfackelemissionen Russlands für 2011

Methanemission Abfackeln Abschätzung	Anzahl Bohrungen	Anteil Sonden von „Gesamt- russland“ [%]	Mittelwert [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Ural	12.578	90	33.660
Nordwestrussland	42	0,3	112,2
Wolga	509	3,7	1.383,8

Quelle: eigene Darstellung

## 6.2.4 Undichtheiten an Obertageanlagen und Bohrungen

Für Offshore Bohrungen werden die Hauptursachen der Integritätsprobleme in SPE/IADC 112535 beschrieben. Der größte Teil der Probleme wird durch folgende Bohrungsbestandteile hervorgerufen (Vigens & Aadnoy, 2008):

- ▶ Leckagen im Produktionstubing über dem Untertagesicherheitsventil
- ▶ Tubing zu Ringraum Leckagen
- ▶ Dichtungsprobleme der Tubingaufhängung

Weitere Schwerepunkte, die zu Undichtheiten führen können, sind (Vigens & Aadnoy, 2008):

- ▶ Ringraumsicherheitsventil (Leckage bzw. Versagen)
- ▶ Casing (keine gasdichten Verbinder, Kollaps)
- ▶ Zement (Mikroringräume, kein Zement hinter Casing)
- ▶ Bohrlochkopf (Leckage durch falsche Dichtung im Bohrlochkopf)

Diese Integritätsprobleme müssen jedoch nicht zwangsläufig zu einer Gasfreisetzung führen. Einige mögliche Ursachen, die zu Undichtheiten führen können, sind in folgender Tabelle gegenübergestellt.

Tabelle 71: Mögliche Leckageursachen von Bohrungen

Ursache	Beschreibung
Casing-Zement-Fehler	Ist der Casing nicht mit dem eingepressten Zement verbunden, können Hohlräume/Fließwege entstehen.
Zement-Gebirge-Fehler	Ist das Gebirge nicht mit dem eingepressten Zement verbunden, können auch hier Hohlräume/Fließwege entstehen.
Schlecht abgebundener Zement, Schrumpfung des Zements	Zement schrumpft durch Abbindung, dadurch können Fließwege entstehen.
Zementplatzierung bei Horizontalbohrungen	Bei Horizontalbohrungen kann der Zement unter Umständen nicht gleichmäßig um das Casing herum platziert werden. Zudem kann sich im oberen Querschnitt in der Horizontalsektion Wasser sammeln.
Zu hoher Druck im System	Bei zu schwere, Spülung/Zement besteht die Gefahr, dass Gebirge bzw. Zement gefract wird.
Korrodierte/beschädigte Casingabschnitte	Durch aggressive Lagerstättenfluide kann der eingebaute Casing mit der Zeit beschädigt werden.
Korrosionsstabilität von Zementstein	Durch aggressive Lagerstättenfluide kann auch der verpresste Zement mit der Zeit beschädigt werden.
Korrosions-Leckagen treten oft über dem Zementkopf auf	Oberhalb des Zementkopfs fehlt die Schutzwirkung des Zements und somit kann eine Korrosion einsetzen.

Quelle: eigene Darstellung

Hält man sich an die Vorschriften und legt die Bohrungskomplettierung entsprechend aus, ist nicht mit Leckagen zu rechnen.

Zur Abschätzung der Undichtheiten wird angenommen, dass pro Förderanlage (Obertageanlage, OTA) im Jahr ca. 10.000 m<sup>3</sup> Methan durch Undichtheiten in die Atmosphäre entweichen und im Untertageteil (Bohrung) 20 % aller Bohrungen eine Leckagerate von ca. 3 m<sup>3</sup>/d aufweisen.

Methanemission(Bohrung)=Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit \* 365 Tage

$$V_{CH_4} = 483 \cdot 0,2 \cdot 3 \frac{m^3}{d} \cdot 365d = 0,106 \cdot 10^6 \frac{m^3}{a} \quad (\text{Beispiel: Haltenbanken})$$

Methanemission(Obertageanlage)=Bohrungsanzahl \* Wahrscheinlichkeit

$$V_{CH_4} = 125 \cdot 10000 \frac{m^3}{a} = 1,25 \cdot 10^6 \frac{m^3}{a} \quad (\text{Beispiel: Haltenbanken})$$

Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden im Folgenden für die Länder Norwegen, Niederlande und Russland kurz tabellarisch dargestellt. Die Berechnung erfolgt wie am Beispiel von Haltenbanken.

#### 6.2.4.1 Norwegen

Tabelle 72: Kalkulation der Leckagemissionen von Bohrungen Norwegens

Methanemission Leckage Bohrungen	Anzahl Bohrungen	Wahrscheinlichkeit [%]	Emissionsrate [m <sup>3</sup> /d]	Methanemission [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Haltenbanken	483	20	3	0,106
Norwegische Nordsee	3.445	20	3	0,754

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

Die quantitative Bestimmung der Obertageanlagen erfolgte aus den Rohdaten (Norwegian Petroleum Directorate, 2013). Dabei ist zu beachten, dass eine Vielzahl der offshore Bohrungen über Unterwasseranlagen angeschlossen ist, dadurch verringert sich die Bohrungsanzahl pro Förderplattform.

Tabelle 73: Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen der Obertageanlagen Norwegens

Methanemission Obertage-Anlagen	Anzahl Obertageanlagen	Emission je Obertageanlage [m <sup>3</sup> /a]	Methanemission in [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Haltenbanken	125	10.000	1,25
Norwegische Nordsee	519	10.000	5,19

Quelle: Anzahl der Obertageanlagen entnommen aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

#### 6.2.4.2 Niederlande

Tabelle 74: Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen von Bohrungen der Niederlande

Methanemission Leckage Bohrungen	Anzahl Bohrungen	Wahrscheinlichkeit [%]	Emissionsrate [m <sup>3</sup> /d]	Methanemission [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Groningen	620	20	3	0,136
Niederländische Nordsee	1.976	20	3	0,433

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Die Abschätzung der Anzahl von Förderanlagen für den offshore Bereich der Niederlande erfolgt aus den norwegischen offshore Daten. Hierzu wird die Anzahl der Förderanlagen über das Verhältnis, *Bohrungsanzahl pro Förderanlage*, ermittelt und auf die Niederlande

übertragen, so dass für ähnliche offshore Gebiete die Anzahl der Obertageanlagen (OTA) der Niederlande bestimmt werden kann (Norwegian Petroleum Directorate, 2013).

$$\frac{OTA_{NOR}}{Bohrung_{NOR}} = \frac{644}{3928} = 0,164$$

Für das onshore Feld Groningen konnten die Förderanlagen aus dem Kartenmaterial (NL Oil and Gas Portal, 2013) ausgezählt werden. Die Produktion im offshore Bereich wird zum größten Teil über Horizontalbohrungen realisiert, die zum Vergleich eine Produktivität wie ca. 4 onshore Vertikalbohrungen erreichen.

Tabelle 75: Ergebnisse der Kalkulation für Anzahl der Obertageanlagen der Niederlande

Obertageanlagen	Anzahl Bohrungen	OTA pro Bohrungen	Obertage-anlagen
Groningen	620	-	53
Niederländische Nordsee	1.976	0,164	324

Quelle: Anzahl der Bohrungen entnommen aus (NL Oil and Gas Portal, 2013)

Aus der kalkulierten Anzahl der Förderanlagen kann nun die Methanemission analog zu Norwegen bestimmt werden.

Tabelle 76: Kalkulation der Emission der Obertage-Anlagen der Niederlande

Methanemission Obertageanlagen	Anzahl Obertageanlagen	Emission je Obertageanlage [m <sup>3</sup> /a]	Methanemission [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Groningen	53	10.000	0,53
Niederländische Nordsee	324	10.000	3,24

Quelle: Anzahl der Obertageanlagen entnommen aus (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)

### 6.2.4.3 Russland

Tabelle 77: Ergebnisse der Kalkulation für Leckagemissionen der Bohrungen Russlands

Methanemission Leckage Bohrungen	Anzahl Bohrungen (Tabelle 51)	Wahrscheinlichkeit [%]	Emissions-rate [m <sup>3</sup> /d]	Methanemission [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Ural	12.578	20	3	2,754
Nordwestrussland	42	20	3	0,009
Wolga	509	20	3	0,111

Quelle: eigene Darstellung

Die Anzahl der Obertageanlagen in den Fördergebieten Russlands wird über das Verhältnis OTA/Bohrung abgeschätzt. Dabei wird angenommen, dass 40 Bohrungen zu einer OTA geführt werden.

Tabelle 78: Kalkulation der Anzahl der Obertage-Anlagen Russlands

Anlagenermittlung	Anzahl Bohrungen (Tabelle 51)	Anlage je Bohrung	Anzahl Obertageanlagen
Ural	12.578	0,164	2.063
Nordwestrussland	42	0,164	7
Wolga	509	0,164	83

Quelle: eigene Darstellung

Tabelle 79: Kalkulation der Emission der Obertage-Anlagen Russlands

Methanemission Leckage Obertageanlagen	Anzahl Obertageanlagen (Tabelle 78)	Emission je Obertageanlage [m <sup>3</sup> /a]	Methanemission [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Ural	314	10.000	3,14
Nordwestrussland	1	10.000	0,01
Wolga	13	10.000	0,13

Quelle: eigene Darstellung

### 6.3 Auswertung der Ergebnisse

In der Tabelle 80 sind die Ergebnisse aus den Berechnungen und Abschätzungen zur Quantifizierung von Einzelemissionen für die Leckageszenarien Blowout, Freifördern/Ausblasen, Abfackeln sowie Undichtheiten von Bohrungen und Obertageanlagen gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind anteilig auf die definierten Fördergebiete gemäß der vorangegangenen Kapitel bestimmt worden.

Tabelle 80: Zusammenfassung der Emissionen der Länder Norwegen, Niederlande und Russland nach den Fördergebieten

Übersicht Methan-emission	Blowout [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	Freifördern/ Ausblasen [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	Abfackeln [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	Undicht-heiten Bohrung [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	Undicht-heiten Obertage-anlage [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]	Gesamt [10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a]
Norwegen						
Haltenbanken	0,07	0,48	38,60	0,11	1,25	40,51
Norwegisch Nordsee	0,46	3,45	275,30	0,75	5,19	285,15
Gesamt	0,53	3,93	313,90	0,86	6,44	325,66
Niederlande						
Groningen	0,05	0,62	29,60	0,14	0,53	30,94
Nieder-ländische Nordsee	0,16	1,98	20,70	0,43	3,24	26,51
Gesamt	0,21	2,60	50,30	0,57	3,77	57,45
Russland						
Ural	2,52	12,60	33.660,00	2,75	3,14	33.81,01
Nordwest-russland	0,01	0,04	112,20	0,01	0,01	112,27
Wolga	0,10	0,51	1.383,80	0,11	0,13	1.384,65
Gesamt	2,63	13,15	35.156,00	2,87	3,28	35.177,93

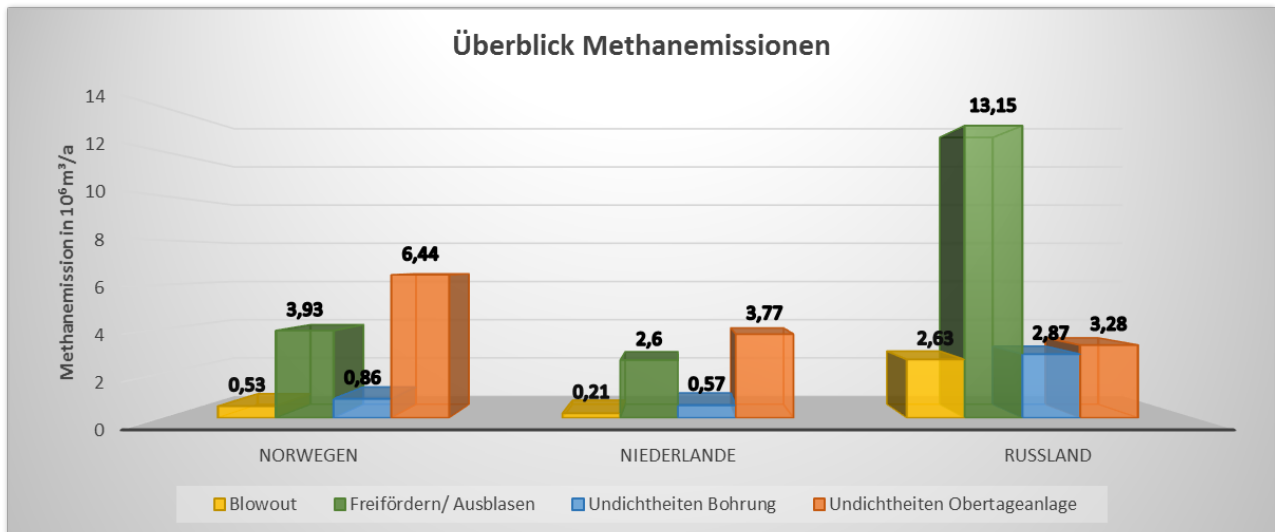
Quelle: eigene Darstellung

Die Leckageszenarien zeigen, dass die technischen Verluste an Obertageanlagen und Bohrungen mit ca. 6 Mio m<sup>3</sup>/a in Russland, 4,3 Mio m<sup>3</sup>/a in den Niederlanden und ca. 7 Mio m<sup>3</sup>/a in Norwegen einen ähnlichen Anteil am Verlust von Methan bei der Gasproduktion haben. Der im Vergleich fast doppelt so hohe Verlust an Obertageanlagen in Norwegen bildet nicht den tatsächlichen Verlust ab, da eine Vielzahl der Bohrungen über untermeerische Stationen und Knotenpunkte das Gas an das Festland transportieren. Deshalb entsteht bei der Abschätzung ein großes Verhältnis zwischen Bohrungsanzahl und Obertageanlage (Plattform). Auf eine Plattform entfallen somit nur ca. 6-7 Bohrungen. Da im offshore Bereich vorrangig Horizontalbohrungen zum Einsatz kommen, die eine 4-mal höhere Produktivität als onshore Vertikalbohrungen wie z.B. in Russland haben, würde dies im Vergleich etwa 30 Bohrungen pro OTA bedeuten.

Das Ereignis eines Blowouts ist ein statistisch ermittelter Wert, der bei einer großen Bohrungsanzahl, wie in Russland, entsprechend höher ist als in den betrachteten Vergleichsländern Norwegen und Niederlande. Kann ein Blowout nicht gestoppt werden, gelangen große Mengen an Öl und Gas unkontrolliert in die Atmosphäre. Aufgrund der technischen Sicherheitsstandards (Blowout-Preventer, Annular-Blowout-Preventer, shear rams) die unmittelbar über dem Bohrloch und bei offshore Bohrungen direkt am Meeresboden angebracht werden, sind Blowoutereignisse selten und im Regelfall innerhalb von 7 Tagen unter Kontrolle. Unter extrem schwierigen Rahmenbedingungen können Blowouts auch länger anhalten bevor sie gestoppt werden können. Die Häufigkeit von Blowouts liegt im Europäischen Bereich (Norwegen, Niederlande) bei > 1:10 000 (Reichstedter, 2011).



Abbildung 58: Methanemission im Überblick für Norwegen, Niederlande und Russland

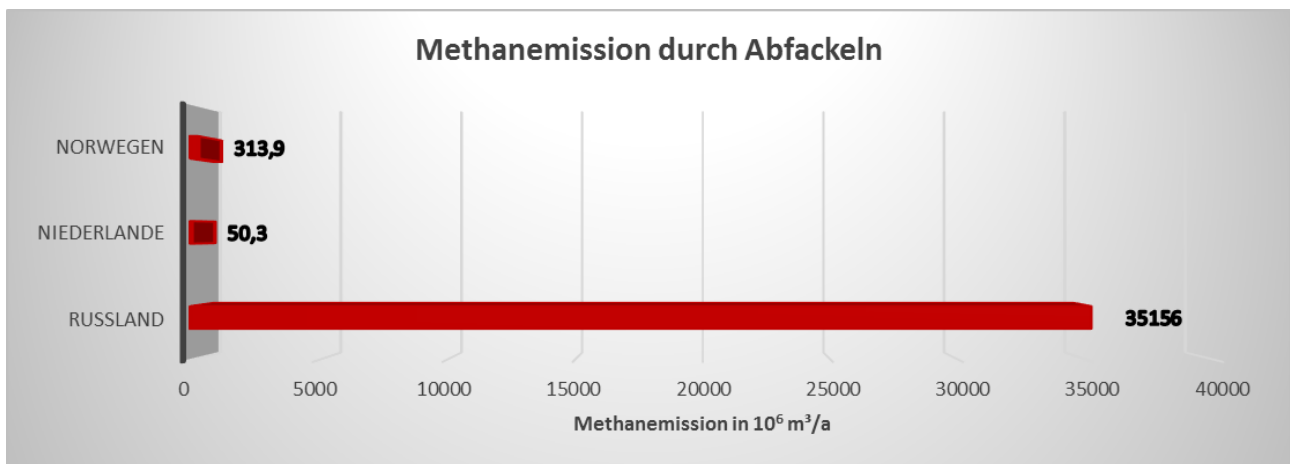


Quelle: eigene Darstellung

Beim Freifördern bzw. Ausblasen entweicht mehr Methan in die Atmosphäre als über die Undichtheiten an Bohrungen und Obertageanlagen (Abbildung 58). Etwa 10 % aller Bohrungen pro Produktionsfeld müssen im Laufe eines Betriebsjahres durch Freifördern oder Ausblasen behandelt werden. Durch die hohe Anzahl der Produktionsbohrungen in Russland sind proportional dazu auch die Emissionen durch Freifördern und Ausblasen entsprechend höher.

Die Zahlen der Tabelle 80 und die Darstellung in Abbildung 59 zeigt dagegen deutlich, dass das Abfackeln von Begleitgas fast den gesamten Anteil der betrachteten Szenarien beherrscht. Auch wenn diese Mengen an Methanemission nur im Bereich der Erdölproduktion relevant ist und bei der Gasproduktion und dem Gastransport nicht als übergeordnete Rolle angesehen wird, verlieren technischen Bemühungen und Anforderungen an Standards ihre Relevanz, wenn etwa 90 % in Norwegen und den Niederlanden und sogar nahezu 99 % der Emissionen in Russland durch Abfackeln entsteht.

Abbildung 59: Emission der Exportländer Russland, Niederlande und Norwegen durch Abfackeln



Quelle: eigene Darstellung

Diese Studie zeigt, dass Russland mit Abstand das Land der höchsten Gesamtemission in diesem Vergleich aber auch weltweit ist. Aus den Mengen an weltweit verbranntem Gas

---

resultieren im Jahr 2011 360 Mio. t CO<sub>2</sub>-Emissionen (Donner & Winter, 2012). Die global abgefackelte Menge Gas entspricht dabei ca. 30 % des Gasverbrauches Europas. Insgesamt sind weniger als 20 Länder für mehr als 70 % des weltweit verschwendeten Begleitgases verantwortlich und nur 4 Länder allein für ca. 50 % (National Geophysical Data Center, 2013).

Zu Mengen an abgefackelten Gas kommen noch Mengen an unverbranntem Begleitgas, zu denen allerdings keine belastbaren Daten vorliegen.

## 6.4 Zusammenfassung

Ergebnisse der intensiven Recherchen zeigen für Norwegen und die Niederlande eine transparente und gut verfügbare Datenlage. Die Gliederung der einzelnen Fördergebiete lässt sich detailliert mit Bohrungsanzahl, Teufen und Alter belegen und bilden eine gute Grundlage für die sich anschließende Gasverlustrechnung. Für das Exportland Russland ist die Datenlage in Bezug auf genaue Angaben zu Förderbohrungen mit Teufe, Alter, Bohrungszustand und Bohrungsanzahl ungleich der europäischen Exportländer. Eine detailliertere Betrachtung Russlands wäre in Zukunft denkbar, wenn die Daten der Erdöl- und Erdgasproduktionskonzernen transparent und frei zugänglich gestaltet werden.

Über die publizierten Daten konnten für die Erdgas-Exportländer Norwegen, Niederlande und Russland Mengengerüste, Reserven, Produktionskapazitäten und Produktivität ermittelt und Methanemissionen abgeschätzt werden.

Im Vorfeld der Mengengerüste und Leckageabschätzungen erfolgte die geologische Einordnung der Reservoirs, speziell der definierten Fördergebiete. Durch die Betrachtung von onshore und offshore Regionen wird deutlich, dass nicht nur der geologische und reservoirmechanische, sondern vor allem der technische und wirtschaftliche Aspekte von großer Bedeutung sind. Unter immer schwierigeren werdenden Bedingungen, vor allem im offshore Bereich, werden weitere Reserven erschlossen die in Produktion gehen. Die Bohrungsanzahl in den Produktionsfeldern hat sich in den bisherigen Produktionsjahren stetig entwickelt. Neben den Explorations- und neuen Produktionsbohrungen mussten bereits viele stillgelegt, abgedichtet und verschlossen werden. Das Mengengerüst der Bohrungen ist deshalb zeitlich variabel und stellt in dieser Studie nur eine Momentaufnahme dar. Unter der Verwendung von Rohdaten konnten vor allem die relevanten Produktionsbohrungen selektiert werden und als Basis in die Verlustrechnungen eingehen. Da für die einzelnen Produktionsfelder der Fördergebiete keine aufgeschlüsselten Angaben zu Gasmengen gemacht werden konnten, wurden als Grundlage die jeweiligen nationalen Reserven und Produktionsmengen herangezogen. Über die entsprechenden Verhältnisse und Berechnungen konnten Abschätzungen zu Methanverlusten durch Blowout, Freifördern/Ausblasen, Abfackeln und Undichtheiten gegeben werden.

---

## 7 Zusammenfassung Erdgasförderung, Transport, Speicherung und Verteilung

Die Tabelle 81 gibt einen Überblick über die Emissionen, die durch Förderung, Transport, Speicherung und Gastransport und -verteilung infolge deutscher Gasimporte auf den jeweiligen Transportrouten entstehen (siehe dazu auch Anlage 11). In Abbildung 60 sind zudem die prozentualen Anteile der einzelnen Bereiche der Wertschöpfungskette dargestellt.

Der Anteil deutscher Importe an den Emissionen der Förderung wurde analog Kapitel 2.4.3.2 anhand der Produktionsmengen in den jeweiligen Gasfeldern und der in Deutschland maximal abnehmbaren Kapazität an den Übernahmestationen berechnet.

Es wird darauf hingewiesen, dass die ermittelten CH<sub>4</sub>-Emissionen auf Basis getroffener Annahmen, identifizierter Literaturwerte, aufgestellter Mengengerüste und verwendeter Regelwerke erarbeitet wurden und somit nicht im vollen Umfang auf die realen Emissionen übertragen werden können. Besonders wird auf die CH<sub>4</sub>-Emissionen bei der Förderung im Ural (Russland) hingewiesen, sie werden hauptsächlich beim Abfackeln von Gas bei der Förderung von sowohl Erdgas als auch Erdöl hervorgerufen und stellen somit eine Gesamtsumme dar. Die Differenzierung zwischen Erdgas und Erdöl ist anhand der Literaturquellen nicht möglich. Es wird dennoch davon ausgegangen, dass die realen Gesamtemissionen der Erdgasförderung für dieses Fördergebiet sich signifikant geringer darstellen.

Um die Emissionen vergleichen zu können, wird nachfolgend eine Auswertung auf Basis der Klimawirksamkeit vorgenommen. Dabei werden die Emissionen des Abfackelns als CO<sub>2</sub>-Emissionen betrachtet (auf Basis einer vereinfachten Verbrennungsrechnung) und für alle anderen Bereiche die Emissionen in Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent berechnet, wobei ein CO<sub>2</sub>-Äquivalent von 25 für CH<sub>4</sub> angesetzt wurde (IPCC, 2007).

Tabelle 81: Emissionen der Erdgaswertschöpfungskette

Route/ Abzweig	Förderstandort	Ende	Emissionen [tCO <sub>2</sub> eq/a]			gesamt
			Förderung	Transport bis Deutschland	inländischer Transport und -verteilung	
1a	Nordwestrussland (Timan-Pechora-Becken)	Greifswald	207.826	1.389.153	25.665	1.622.644
1b	Nordwestrussland (Timan-Pechora-Becken)	Mallnow	207.826	1.886.925	25.665	2.120.416
2a	Ural (Yamal-Halbinsel)	Greifswald	7.481.660	2.617.329	25.665	10.124.655
2b	Ural (Yamal-Halbinsel)	Mallnow	3.740.830	2.455.704	25.665	6.222.200
3a	Ural (Westibirisches Becken)	Greifswald	7.481.660	1.968.148	25.665	9.475.473
3b	Ural (Westibirisches Becken)	Mallnow	3.740.830	2.465.919	25.665	6.232.415
4c	Ural (Westibirisches Becken)	Sayda	1.246.943	1.031.524	25.665	2.304.132
4d	Ural (Westibirisches Becken)	Waidhaus	4.987.773	1.086.774	25.665	6.100.212
5c	Wolga (Wolga-Ural Becken)	Sayda	999.538	658.085	25.665	1.683.288
5d	Wolga (Wolga-Ural Becken)	Waidhaus	2.562.917	713.335	25.665	3.301.918
6	Haltenbanken (Asgard)	Dornum	66.358	0	21.511	87.869
7	norwegische Nordsee (Ekofisk)	Emden	157.213	0	21.511	178.723
8	norwegische Nordsee	Emden	157.213	0	21.511	178.723

	(Statfjord)					
9	Groningen	Oude Statenzijl	13.351	7.078	20.296	40.725
10	Niederländische Nordsee	Oude Statenzijl	65.470	13.315	20.296	99.081

Quelle: (eigene Zusammenstellung)

---

Die gesamten Emissionen auf den Routen betragen zwischen ca. 41.000 und 10 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Zum Vergleich: Dies entspricht durchschnittlich 12,87 %<sup>111</sup> der Methanemissionen der Landwirtschaft (in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten) und durchschnittlich 6,81 %<sup>112</sup> der gesamten für Deutschland im Nationalen Inventarreport 2014 ausgewiesenen Methanemissionen (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015).

In der nachfolgenden Abbildung 60 sind die in Tabelle 81 bestimmten Emissionen als Diagramm dargestellt, um die prozentualen Anteile der einzelnen Bereiche aufzuzeigen (Untergrundgasspeicher werden für Deutschland als technisch dicht betrachtet (vgl. Abschnitt 5.4)). Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass unter „inländischer Gastransport und Verteilung“ nicht die Gasverteilung zu verstehen ist, wie sie in anderen ganzheitlichen Abschätzungen für Deutschland<sup>113</sup> dargestellt wird. Im vorliegenden Bericht wird sowohl der Transport des Erdgases ab dem Entry-Point in Deutschland als auch die Verteilung bis zum Endkunde betrachtet. Hierfür wird eine mittlere Rohrleitungslänge von 500 km für diesen Bereich unterstellt.

Des Weiteren ist anzumerken, dass das Diagramm nur beschränkt aussagekräftig ist, da es sich für jede Route um eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung handelt. Es werden Anhaltspunkte zur Abschätzung der Emissionen auf den einzelnen Routen geliefert, die jedoch jeweils nur für die theoretische Betrachtung gültig sind, dass in die Transportleitungen auf einer Route nur jeweils an einem Punkt eine Ein- bzw. Ausspeisung stattfindet. Bedingt durch die Komplexität einer gesamtheitlichen Betrachtung wurde für die Abschätzung der Emissionen diese Vereinfachung angewendet.<sup>114</sup>

In der Grafik sind zu 100 % gestapelte Säulen dargestellt. Dadurch wird deutlich, wie sich die Anteile der Emissionen der einzelnen Bereiche der Erdgaswertschöpfungskette auf den einzelnen Routen unterscheiden, jedoch sind die absoluten Zahlen untereinander nicht vergleichbar.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass, mit Ausnahme von Route 9, der Anteil der Förderung an den Emissionen der Höchste ist (> 50 %), wobei bereits in diesem Kapitel darauf hingewiesen wurde, dass die Emissionen wahrscheinlich zu hoch abgeschätzt sind, da keine Trennung der bei der Erdgas- bzw. Erdölförderung entstehenden Emissionen vorgenommen werden konnte.

Des Weiteren haben, besonders auf den russischen Routen (2a bis 5c), die Emissionen beim Transport vom Förderstandort bis zur deutschen Grenze einen sehr großen Anteil. Vor allem ist dies durch die große Distanz (4.000 bis 5.000 km) zwischen Förderstandort und Entry Point und die vorhandenen Verdichter- und Absperrstationen begründet (vgl. Kapitel 2.4.3.3). Der Anteil der Gasverteilung (500 km) ist in diesem Kontext nahezu vernachlässigbar.

Ein anderer Sachverhalt stellt sich bei den Routen 6 bis 10 dar. Auf diesen haben die Emissionen des Transports- sowie der Verteilung innerhalb Deutschlands einen vergleichsweise hohen Anteil. Ursache hierfür ist bei den Routen 6, 7 und 8 einerseits, dass

---

<sup>111</sup> Methanemissionen der Landwirtschaft: 25,78 Mio. tCO<sub>2eq</sub> (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015)

<sup>112</sup> gesamte Methanemissionen Deutschlands: 48,71 Mio. tCO<sub>2eq</sub> (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015)

<sup>113</sup> beispielsweise im Rahmen der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention für die vereinten Nationen

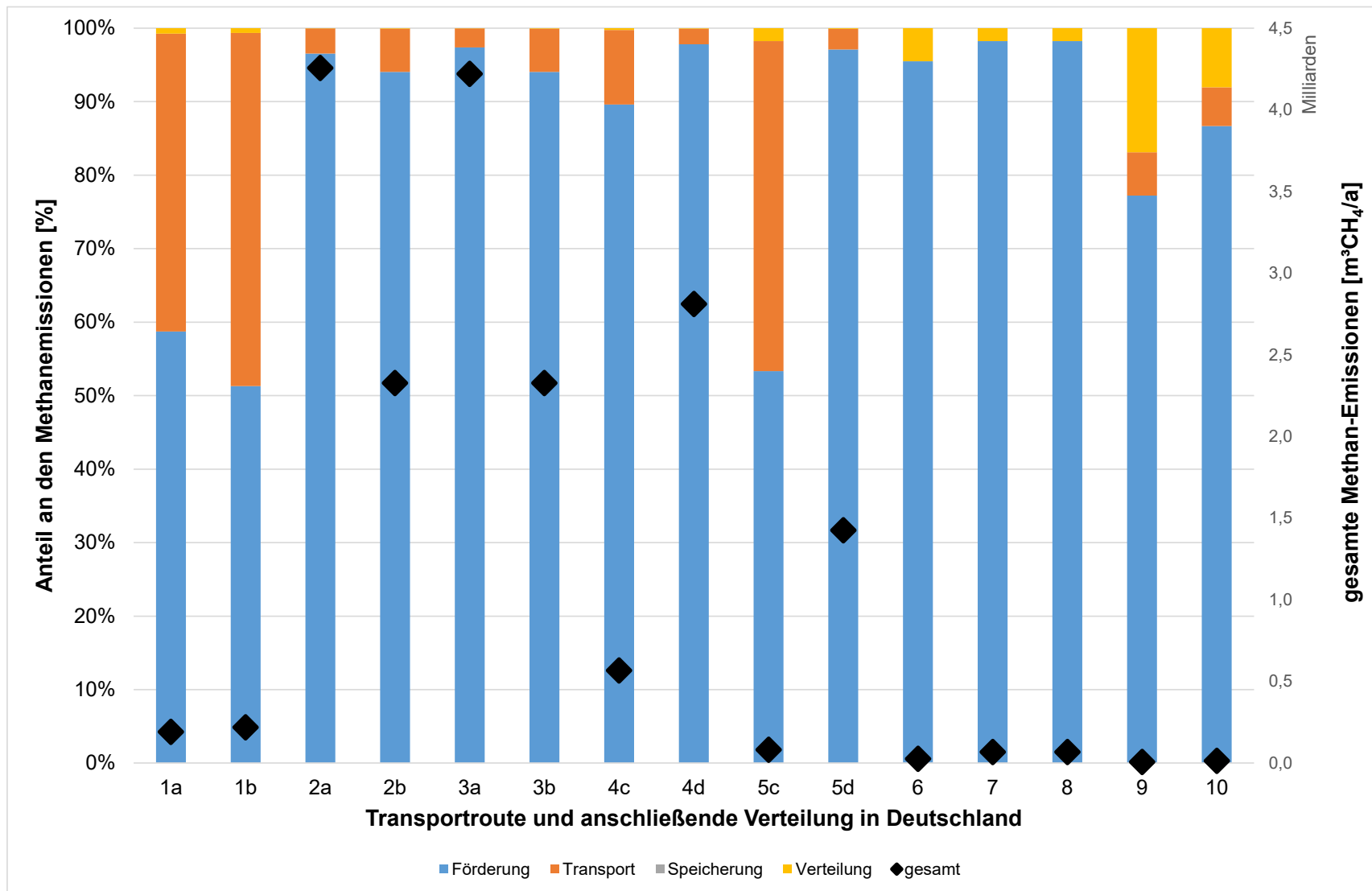
<sup>114</sup> Aus diesem Grund wurden die Routen 1a und 1b sowie 5d auch nicht in die vergleichende Darstellung übernommen, da hier von den Importterminals mehr Gas aufgenommen werden könnte, als in den Förderfeldern überhaupt produziert wird. Es speisen also noch andere Förderfelder in die entsprechenden Transportleitungen ein, die jedoch in der Berechnung nicht enthalten sind. Die Anteile der einzelnen Bereiche würden dadurch extrem verzerrt und die Vergleichbarkeit wäre nicht mehr gegeben, da der Anteil der Förderemissionen im Vergleich zu den anderen Routen zu gering dargestellt werden würde.

---

die Transportleitungen offshore verlegt sind und weder Verdichterstationen noch Schieber besitzen (der Anteil der Emissionen des Transports bis Deutschland beträgt daher null). Andererseits sind die absoluten Emissionen der Förderung in Norwegen wesentlich geringer als in Russland (fünf- bis sechsstellig im Gegensatz zu siebenstellig), hingegen sie für Norwegen im Bereich der Emissionen durch Transport und Verteilung innerhalb Deutschlands (fünfstellig) sind und damit deutlicher hervortreten.

Letzteres wirkt sich auch bei Route 9 und 10 deutlich aus. Außerdem ist auffällig, dass der Anteil der Emissionen des Transports und der Verteilung innerhalb Deutschlands sogar höher ist als der des Transports bis Deutschland. Hier wird wiederum der Effekt der betrachteten Leitungslängen deutlich, allerdings mit umgekehrten Verhältnissen im Vergleich zu Russland: 50 bis 150 km Rohrleitung bis Deutschland, aber 500 km innerhalb Deutschlands.

Abbildung 60: Anteile der Emissionen in den spezifischen Bereichen der Erdgaswertschöpfungskette



Quelle: (eigene Darstellung)



---

## 8 Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen

Nachdem die CH<sub>4</sub>-Emissionen, die durch das Gasnetz verursacht werden, erläutert wurden, wird nachfolgend auf einige Maßnahmen eingegangen, die ergriffen werden können, um diese Emissionen zu mindern. Zur Abschätzung der Kosten und Nutzen wurde eine Literaturstudie durchgeführt.

Alle der beschriebenen Maßnahmen sind der Gasbranche bekannt. Inwieweit einzelne Betreiber die Maßnahmen bereits aktuell umsetzen bzw. in Zukunft umsetzen könnten, kann aufgrund der Vielzahl an technischen und wirtschaftlichen individuellen Rahmenbedingungen innerhalb dieser Studie nicht bewertet werden. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

### 8.1 Erdgasförderung und Speicherung

Die Berechnungen der vorangegangenen Kapitel ergaben, dass auf den meisten Routen die höchsten Methanemissionen bei der Förderung des Erdgases verursacht werden. Nachfolgend werden einige Maßnahmen genannt, wie diese Emissionen gemindert werden können.

#### 8.1.1 Nutzungsmöglichkeiten von Erdölbegleitgas

Für die Nutzung von Erdölbegleitgas gibt es verschiedene technische Möglichkeiten, die bei der Erdgasförderung Stand der Technik sind. Realistisch sind Reinjektion, Aufbereitung und anschließende Stromerzeugung, Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie sowie Herstellung von Flüssiggas (Schulz & Leckebusch, 2013).

Die Reinjektion stellt dabei die einfachste Nutzung von Begleitgas dar, da das Gas bei der Reinjektion zum Druckaufbau und damit zur Erhöhung der Ölförderung in die Lagerstätten zurückgepresst wird. Dafür muss im Vorfeld die Abtrennung und Kompression des Gases erfolgen. Unter Umständen kann die Reinjektion die Erdölförderung auch beeinträchtigen oder im Sinne der Wirtschaftlichkeit nicht sinnvoll sein. Falls eine Reinjektion nicht erreicht werden kann, wird bisweilen das Begleitgas auch in geeignete Formationen in den Untergrund verpresst.

Eine Nutzung des Begleitgases mit Gasaufbereitung und anschließender Stromerzeugung ist bei großen Erdölvorkommen naheliegend. Damit könnte verhältnismäßig unkompliziert und wirtschaftlich für die Energieerzeugung der Ölförderanlagen selbst bzw. für Siedlungen und Industrieanlagen in der Umgebung gesorgt werden. Erdölbegleitgas wird bereits in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Stromerzeugung eingesetzt.

Für die Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie ist vor allem die Verwendung des darin enthaltenen Methans interessant. Die Investition in industrielle Anlagen mit entsprechenden Produktionsprozessen in der Nähe bietet sich dafür an. Da die Ölfelder oftmals in sehr entlegenen Gebieten liegen, ist die Entfernung zu weit und würde Investitionen in Pipelinenetze und andere Infrastruktur bedeuten.

Auch die Einspeisung in bereits bestehende Netze wird als schwierig betrachtet, da die Netzbetreiber hohe Gebühren für kleinere Einspeisemengen verlangen oder nur wenig für Gas bzw. Strom entrichten.

Die Herstellung von Flüssiggas wird vor allem für den offshore Bereich relevant, da die weltweiten relevanten Erdölreserven sich unter dem Meer befinden und der Aufwand unter immer schwieriger werdenden Bedingungen des Abtransportes gegenüber zeigt. Dabei stellt die Weiterleitung des Begleitgases zum Festland das Hauptproblem dar, da dafür gesondert verlegte Gasleitungen notwendig werden, was mit Investitionskosten verbunden ist. Es existieren bereits technische Lösungen, bei denen das Gas abgekühlt, verdichtet und verflüssigt wird.

## 8.1.2 Bohrungsreparatur

Bereits in der Planung bzw. bei nicht korrekter Abstimmung der Bohrung auf das Gebirge existieren Ursachen, die zu einer Leckage führen können. Einige mögliche Ursachen und deren Lösung werden in folgender Tabelle gegenübergestellt.

Tabelle 82: Gegenüberstellung möglicher Leckageursachen und Lösungen

Ursache	Lösung
Casing-Zement-Fehler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raue Oberfläche des Rohres (leichter Rost, Sandstrahlen)</li> <li>• Sauber und Öl-freie Oberfläche</li> </ul>
Zement-Gebirge-Fehler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bohrspülungsrückstände durch mechanische bzw. hydraulische Reinigung der Bohrlochwand entfernen</li> <li>• Zementschlämme (Filtratwasser) kann Salz lösen → Aussalzen möglichst mit Formationssalz</li> <li>• Portlandzement ist Magnesiuminstabil (MgCl als Formationssalz) → Sorrelzement nehmen</li> </ul>
Schlecht abgebundener Zement, der Zement schrumpft durch Abbindung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quellzement</li> <li>• Salzzemente</li> <li>• Schaumzemente (gasdicht, geeignet um Gaszutritt zu vermeiden)</li> <li>• Sind diese Mikroringräume bereits vorhanden, lassen sich diese nur schwer reparieren evtl. ist eine Hochdruckzementation möglich</li> </ul>
Bei Horizontalbohrungen kann der Zement unter Umständen nicht gleichmäßig um das Casing herum platziert werden. Zudem kann sich im oberen Querschnitt in der Horizontalsektion Wasser sammeln.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zentrilizer verwenden</li> <li>• Viskosität des Zements erhöhen</li> <li>• Sedimentationsstabilen Zement verwenden</li> <li>• Gelzement bindet Wasser (Puzzolane, Bentonit [Bentonit hat Gelwirkung])</li> <li>• Polymere verwenden</li> </ul>
Zu schwere Spülung/Zement, dadurch besteht die Gefahr, dass Gebirge bzw. Zement gefract wird.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Linkszementation/spülung verringert den Druck</li> <li>• Leichtere Spülung verwenden</li> <li>• Dichte von Zement verringern: Puzzolane und Bentonit verwenden (binden Wasser chemisch) und Zement mit hohen Wasser/Zement Verhältnis</li> </ul>
Korrodierte/beschädigte Casingabschnitte	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tie-Back-Liner (Liner wird im beschädigten Bereich zementiert)</li> <li>• Bereich abpackern, den Bereich auffräßen und zementieren</li> </ul>
Korrosionsstabilität von Zementstein	<ul style="list-style-type: none"> <li>• saure Gebirgswässer lösen Zement → Puzzolane, Braunkohlefilterasche</li> </ul>
Korrosions-Leckagen treten oft über dem Zementkopf auf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bis an Oberfläche zementieren</li> <li>• Höhere/geeignete Stahlqualität</li> </ul>

Quelle: (DBI, 2014)

Hier gilt nach Detektion einer Leckagestelle in der Bohrung die entsprechende Reparaturtechnik auszuwählen.

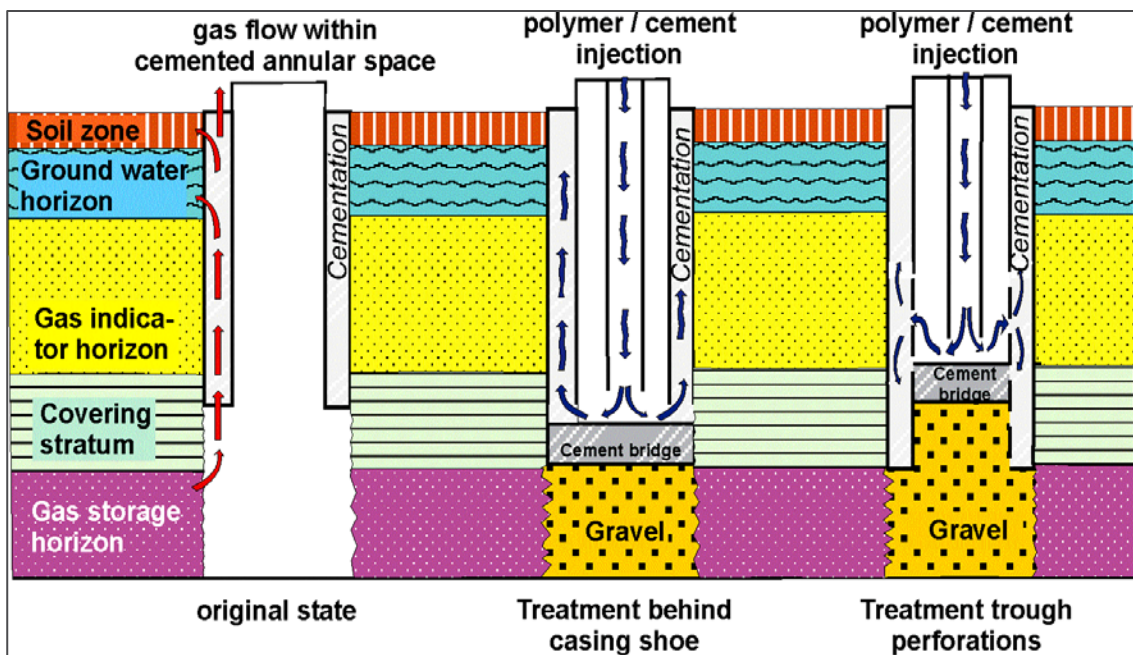
Innen-Rohrreparaturen ist die nachträgliche in-situ-Abdichtung von undichten Rohren (Casing, Tubing) infolge von Löchern in der Verrohrung oder undichter Gewindeverbinder verstanden. Die Abdichtung erfolgt mit der Patching-Methode, indem von innen eine Metallhülse auf die

undichte Stelle gewalzt und mit dem Originalrohr verklebt wird. Patching-Abdichtungen werden bereits seit ca. 20 Jahren durchgeführt und seither immer weiterentwickelt. Die aktuellen Techniken werden beispielsweise in (Oberascher & et al., 2009) und (Überer & et al., 2004) beschrieben. Squeezing-Methoden, da Einpressen von flüssigen Reparaturmaterialien (Zement, Polymere) in die undichten Bohrungsbereiche, haben dagegen eher selten einen Abdichtungserfolg gebracht.

Die Hochdruckzementation ist ein spezielles Verfahren, was darauf abzielt, eine schlechte Zementierung zu reparieren. Sie ist ein vergleichsweise kostengünstiges Verfahren, um Leckagen zu bekämpfen. Hierbei wird ein geeigneter Bohrlochabschnitt, der über dem Gasreservoir liegt, aufgefräst und anschließend die Zementsuspension in Leckagewege verpresst. Durch den Zement werden nun die Fließwege im bohrlochnahen Bereich verschlossen.

Sind die Leckagen bzw. Risse sehr klein, besteht die Möglichkeit, dass eine Hochdruckzementation nicht erfolgreich ist, da die Injizierbarkeit der Zementschlämme begrenzt ist. In diesen Fällen kann eine Polymerinjektion vorgenommen werden.

Abbildung 61: Technologieskizze möglicher Polymerinjektionen in den Zementmantel zur Sekundärabdichtung der Zementierung



Quelle: (Oberascher & et al., 2009)

Für Altbohrungen kann ebenfalls neben der Hochdruckzementation bzw. Verfüllung des Bohrlochs auch eine Polymerinjektion erfolgen. Hierbei können Barrieren als Polymerblock im Reservoir, Gelzementblock im unteren Teil der Bohrung oder ein Bridge-Plug aufgebaut werden.

### 8.1.3 Kostenabschätzung der Maßnahmen zur Reduzierung von Methanemissionen

Die Maßnahmen für Bohrungsreparaturen und Instandhaltungsarbeiten sind nicht nur in ihrer Art variabel sondern auch von vielen Faktoren abhängig. Zum einen spielen vor allem die geologischen Gegebenheiten wie Teufe, Reservoirbedingungen und Deckgebirgseigenschaften eine Rolle und zum anderen die bohrtechnische Ausrüstung, wobei der größte Unterschied zwischen onshore und offshore Bohrungen zu sehen ist. Mit Vertikal-, Horizontal- oder Multilateral-Bohrungen und den unterschiedlichen Bohrungsausrüstungen und Komplettierungen bestehen sehr spezielle und für jedes Förderfeld andere Bedingungen,

dass im Rahmen solch einer Studie für individuelle und differenzierte Anforderungen keine einheitliche Kostenabschätzung möglich ist. Die Möglichkeit von Bohrungsreparaturen und deren Einsatz ist von Fall zu Fall zu betrachten. Es muss für jede Bohrung einzeln ein Reparaturkonzept bezüglich der Bohrungsintegrität erstellt werden. Im Hinblick auf die Ausgestaltung von Bohrplätzen, Bohrungen und des Förderungsprozesses gibt es keine allgemein gültige Vorgehensweise, da in unterschiedlichen Staaten verschiedene Vorschriften und lokale Bestimmungen gelten, wird eine differenzierte Herangehensweise notwendig.

Tabelle 83: Zusammenfassung Methanemissionen und CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Abfackeln

Übersicht Methanemission	Gesamt in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a	Ohne Abfackeln in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a	Abfackeln in 10 <sup>3</sup> t/a	Abfackeln in CO <sub>2</sub> in 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /a	Abfackeln in CO <sub>2</sub> in 10 <sup>3</sup> t/a
<b>Norwegen</b>					
Haltenbanken	40,51	1,91	1,28	37,96	71,07
Norwegisch Nordsee	285,15	9,85	6,61	270,75	506,85
Gesamt	325,66	11,76	7,89	308,71	577,91
<b>Niederlande</b>					
Groningen	30,94	1,34	0,9	29,11	54,5
Niederländische Nordsee	26,51	5,81	3,9	20,36	38,11
Gesamt	57,45	7,15	4,8	49,47	92,61
<b>Russland</b>					
Ural	33.681,01	21,01	14,1	33.103,8	61.970,3
Nordwestrussland	112,27	0,07	0,047	110,35	206,57
Wolga	1.384,65	0,85	0,57	1.360,93	2.547,67
Gesamt	35.177,93	21,93	14,72	34.575,08	64.724,54

Quelle: Zusammenstellung durch DBI

Aus der Menge an verbranntem Gas resultieren im Jahr 2011 etwa 65 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> für die Fördergebiete, die in der Tabelle 83 zusammengestellt sind.

Abfackeln und Freifördern/Ausblasen sind in zweierlei Hinsicht von Bedeutung, denn sie verursachen einen beträchtlichen Teil der Treibhausgasemissionen und Methan und CO<sub>2</sub> wird ein maßgeblicher Teil an der globalen Erwärmung zugeschrieben. Erdgas ist eine ökonomisch bedeutende endliche Ressource, deshalb ist das Abfackeln ohne weitere Nutzung zudem ein hoher wirtschaftlicher Verlust. Aber nicht nur Unternehmen verlieren mögliche Gewinne, sondern auch die Staaten büßen Steuern und Abgaben, die auf das Erdgas entfallen würden, ein.

Bei dem derzeitigen Preisniveau für Öl und Gas besteht für die Energiekonzerne allerdings kein Anreiz, in zusätzliche Infrastruktur für eine Gas-Verwertung zu investieren. Ausnahmen sind erste Projekte in Entwicklungsländern, die die Weltbank fördert. Dort wird die alternative Nutzung des Gases mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten belohnt - ein zusätzlicher finanzieller Anreiz. Eine Eindämmung des Abfackelns wird auch über Gesetze auf nationaler und internationaler Ebene angestrebt. Doch die Projekte kommen nur schleppend voran und sind gemessen an ihrem eher geringen Umfang nahezu wirkungslos.

---

## 8.2 Erdgastransport und -Verteilung

Die nachfolgenden Informationen entstammen größtenteils dem Natural Gas STAR-Programm der US-Amerikanischen Environmental Protection Agency (EPA). Daher handelt es sich um amerikanische Anlagen und Preise<sup>115</sup>. Die Darstellungen können aufgrund länderspezifischer Kosten für Gas und Strom sowie Anlagen bzw. durch die Verwendung anderer Maschinen (z. B. Kolbenverdichter) nicht uneingeschränkt als repräsentativ für die in diesem Bericht betrachteten Transportrouten angesehen werden. Jedoch liefern sie erste Anhaltspunkte, sodass eine Bewertung der ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der Maßnahmen vorgenommen werden kann. Die einzelnen Möglichkeiten werden zunächst anhand eines Beispiels beschrieben und am Ende in einer Bewertungsmatrix verglichen.

### 8.2.1 Minderung von CH<sub>4</sub>-Emissionen an Verdichterstationen

In Kapitel 2.3.2.2.1 wurden die Emissionen einer Verdichterstation erläutert. Laut einer ukrainischen Studie werden „70 % der gesamten Leckagen an jeder Station von 20 % der emittierenden Komponenten verursacht“ (Mandra, O., Novakivska, N., 2004). Für Betreiber ist es demnach erstrebenswert, an ihren Anlagen Messungen durchzuführen und große Leckagen zu beheben. Oftmals nicht nur aus ökologischen sondern auch aus ökonomischen Gründen.

#### 8.2.1.1 Normalbetrieb

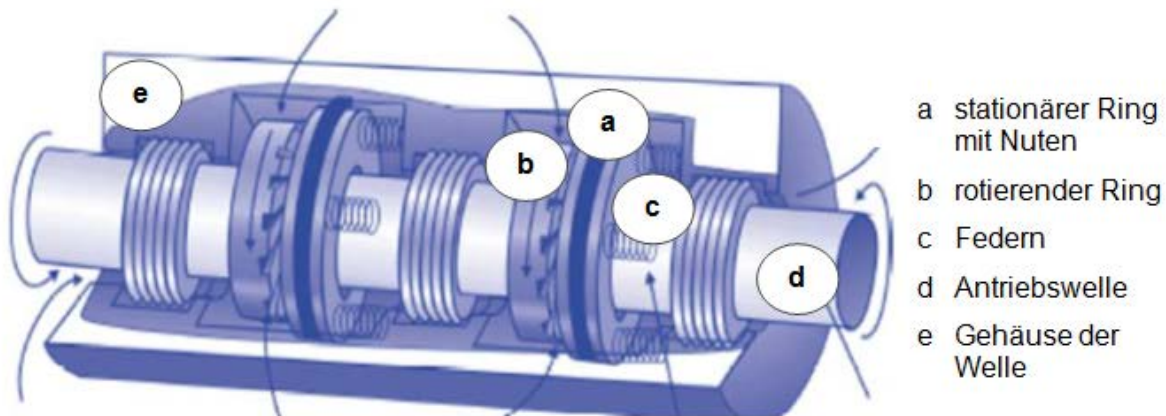
##### 8.2.1.1.1 Gasdichtungen

Es konnte gezeigt werden, dass an den Wellendichtungen der Verdichter ein hohes Emissionspotential besteht, besonders wenn Sperröldichtungen zum Einsatz kommen. Der Austausch alter Dichtungssysteme ist daher eine wirksame Maßnahme, um CH<sub>4</sub>-Emissionen im Normalbetrieb zu mindern. Besonders Gasdichtungen besitzen aufgrund ihrer Funktionsweise erheblich verminderte Leckagen und finden aktuell bereits Einsatz. Im Jahr 2008 waren z. B. bereits 4,86 % der Verdichterstationen von Gazprom mit Gasdichtungen ausgestattet (G.S. Akopova, 2010, S. 13). Mittlerweile könnte diese Prozentzahl bereits deutlich höher liegen, jedoch standen keine aktuelleren Daten zur Verfügung. Auch über die Verbreitung von Gasdichtungen in Deutschland liegen dem AN keine genauen Zahlen vor, jedoch geben die Hersteller von Dichtungssystemen an, dass aktuell hauptsächlich Gasdichtungen eingesetzt werden.

---

<sup>115</sup> Die Umrechnung von \$ in € wurde mit einem Wechselkurs von 1 \$ = 0,81 € vorgenommen (European Central Bank, 2014).

Abbildung 62: Gasdichtung (Darstellung adaptiert)



Quelle: (EPA, 2006)

Gasdichtungen bestehen zumeist aus zwei Dichtungsringen. Es gibt einen stationären Ring, der mit dem Gehäuse des Verdichters verbunden ist (a), und einen rotierenden der direkt auf der Welle montiert ist (b).

Wenn der Verdichter außer Betrieb ist (die Welle sich nicht dreht), wird der stationäre Ring über Federn gegen den Ring auf der Welle gepresst (c). Durch Berührung beider Ringe ist das System weitestgehend abgedichtet.

Ist der Verdichter in Betrieb, wird Prozessgas von den Nuten des rotierenden Rings aufgenommen und komprimiert. Durch den hohen Druck des Gases in den Nuten entsteht eine sehr schmale Lücke zwischen a und b. Durch diese Lücke kann eine geringe Menge Gas austreten. Gleichzeitig sorgt sie aber dafür, dass die beiden Ringe sich nicht weiterhin berühren.

Die Reibungsverluste sind im Vergleich zu Sperröhdichtungen reduziert. Außerdem bleiben die Dichtungen nahezu verschleißfrei, was zu geringeren Wartungskosten für den gesamten Verdichter führt.

Weil kein Schmieröl nötig ist, kann außerdem die Kontamination von Prozessgas ausgeschlossen werden. Kontaminationen verringern den Rohrleitungsdurchsatz bei Ölsystemen um 1-2 % (G.S. Akopova, 2010, S. 14). Des Weiteren entfallen die Investitionen für zusätzliche Zirkulationspumpen.

Gasdichtungen besitzen somit folgende Vorteile:

- ▶ Geringere THG-Emissionen
  - Tandem-Dichtungen (wie in Abbildung 13 dargestellt) weisen weniger als 1 % der Emissionen einer Sperröhdichtung auf (EPA, 2006, S. 2).
- ▶ Weniger Energieverluste durch geringere Reibung
  - Gassysteme haben eine 10- bis 20-mal höhere Effizienz als Ölsysteme (G.S. Akopova, 2010, S. 14)
- ▶ Weniger Verschleiß und damit geringere Wartungskosten
- ▶ Verbesserte Ausfallsicherheit des kompletten Systems.

Innerhalb des Natural Gas STAR-Programms wurde ein Vergleich zwischen den Anschaffungs- und Betriebskosten vorgenommen, die ein Verdichter mit Gas- bzw. Sperröhdichtungen verursacht (siehe Anlage 13). Für den Verdichter mit Gasdichtungen ergaben sich dabei Einsparungen in Höhe von **6.388.315 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> (=4.587 t CH<sub>4</sub>)** und **1.4 Mio. €**

---

**in fünf Jahren.** Dabei wurden jedoch sehr hohe Werte (1.067 t CH<sub>4</sub>/Verdichter·a) für die Emissionen von Sperröldichtungen angesetzt.

#### **8.2.1.1.2 Einsatz elektrischer Antriebe für Verdichter**

Verdichter werden üblicherweise durch Gasturbinen oder Gasmotoren angetrieben. Diese werden über eine Brenngasleitung mit Gas aus der Hochdruckleitung versorgt. Allerdings können Leckagen in der Brenngasleitung zu hohen Emissionen führen.

Laut EPA werden durch einen einzigen Brenngas-Ausbläser 20.636 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> im Jahr ausgestoßen, wobei es pro Verdichter einen Ausbläser gibt. (EPA & Gazprom, 1996, S. 20) Dies zeigt das enorme Einsparpotential.

Auch innerhalb des Gas STAR-Programms berichten die Partner von ca. 1.100 bis 450.000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>, welches pro Jahr und Verdichter durch den Einsatz von elektrischen Antrieben eingespart werden konnte. Allerdings lagen die Anschaffungskosten für 4 elektrisch angetriebene Verdichter bei ca. 4,9 Mio. € und durch den Einsatz von Strom statt Gas erhöhten sich die Betriebskosten um ca. 5 Mio. €/a. Des Weiteren ist diese Option nur dort möglich, wo eine entsprechende Stromversorgung verfügbar ist.

Es wird deutlich, dass sich elektrische Antriebe für Verdichter derzeit nicht amortisieren, da die Kosten von Strom zu hoch sind im Vergleich zu Gas, welches ohnehin auf der Verdichterstation verfügbar ist. Allerdings haben sie geringere Wartungskosten und verbessern die Leistungsfähigkeit des Verdichters. (EPA, 2011, S. 1)

#### **8.2.1.2 Sonderbetrieb**

Im Sonderbetrieb entstehen Emissionen v. a. bei Reparaturarbeiten durch das Entspannen und die Wiederinbetriebnahme von Verdichtern. Durch verschiedene Maßnahmen können diese CH<sub>4</sub>-Freisetzungen erheblich gemindert werden.

##### **8.2.1.2.1 Einsatz elektrischer Starter**

In Kapitel 8.2.1.1.2 wurde der Einsatz elektrischer Antriebe für Verdichter beschrieben. Da die Betriebskosten eines Elektromotors vergleichsweise hoch sind, wird diese Variante jedoch eher selten genutzt. Eine weitere Möglichkeit, um zumindest die Emissionen, die beim Starten entstehen (vgl. Kapitel 2.3.2.3.1) zu mindern, sind s.g. elektrische Starter.

Normalerweise erfolgt das Starten der Antriebe durch einen Teil des Gases aus der Hochdruckleitung. Dazu ist ein Tank an den Antrieb angeschlossen, der Gas unter hohem Druck enthält, welches beim Startvorgang expandiert wird und somit den Start initiiert. Anschließend wird es in die Atmosphäre ausgeblasen.

Der Start kann jedoch auch elektrisch erfolgen. Dadurch werden sowohl die Emissionen durch das Ausblasen als auch durch mögliche Leckagen aus dem Tank vermieden.

Innerhalb des Gas STAR Programms wurde unter Annahme von zehn Startvorgängen pro Motor und Jahr eine Einsparung von ca. 38.400 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> ermittelt. Die Kosten für einen elektrischen Starten variierten dabei je nach Größe, Typ und Prozessparametern des Verdichters zwischen ca. 800 und 8.000 €. (EPA, 2011, S. 2)

Durch die Nutzung von Strom statt Gas kommt es wiederum zu einer Erhöhung der Betriebskosten. Allerdings ist diese wesentlich geringer als im Fall der elektrischen Antriebe, da der Strom nicht kontinuierlich sondern nur für den Startvorgang gebraucht wird.

##### **8.2.1.2.2 Verdichter im Standby unter Druck halten**

---

Eine eher unkomplizierte Maßnahme, die CH<sub>4</sub>-Emissionen an Verdichterstationen zu mindern, besteht in der Möglichkeit, Verdichter unter Druck zu halten, wenn sie nicht in Betrieb sind. Die unterschiedlichen Emissionen durch Leckagen wurden bereits in Kapitel 2.2.2.2 vorgestellt.

Zwar muss das Gas trotzdem abgelassen werden, bevor der Verdichter wieder angefahren werden kann, das richtige Zeitmanagement ist dabei aber entscheidend. Partner des Natural Gas STAR-Programms haben Leckagen sowohl für den entspannten als auch für den unter Druck gehaltenen Verdichter gemessen und verglichen. Es konnte für den **gleichen Zeitraum eine Minderung von 68 % der CH<sub>4</sub>-Freisetzungen** festgestellt werden (EPA, 2006, S. 3).

Diese Maßnahme ist sowohl ökologisch als auch ökonomisch betrachtet sinnvoll, denn es werden keine zusätzlichen Kosten generiert.

### **8.2.1.2.3 Verbindung der Abblaseleitung mit der Brenngasleitung**

In Kapitel 2.2.2.2 wurde beschrieben, dass beim Entlasten eines Verdichters sehr viel Gas emittiert wird. Zum einen durch den Entlastungsvorgang an sich zum anderen durch Leckagen an der Eingangs- und der Abblasearmatur.

Es besteht aber die Möglichkeit, die Abblaseleitung des Verdichters mit der Brenngasleitung zu verbinden und so die Emissionen des Ausblasens einzusparen und das entlassene Gas auf einem geringeren Druckniveau als Brenngas zu nutzen.

Zusätzlich kann die Leckage an der Eingangsarmatur gesenkt werden. Durch die Verbindung mit der Brenngasschiene stellt sich im Verdichter der Druck jener ein. Der Verdichter wird damit nicht komplett entspannt, sondern unter einem Druck zwischen 6 und 10 bar gehalten (EPA, 2006, S. 3). Partner Gas STAR-Programms berichteten, dass dadurch die Leckagen des Verdichters um mehr als 90 % gesenkt werden konnten.

Durch den Umbau der Anlage (zusätzliche Rohrleitungen und Ventile) fielen Kosten in Höhe von 1.200 bis 2.100 € pro Verdichter an. Durch die Gaseinsparung (ca. 144.000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/a) amortisierte sich die Maßnahme jedoch zeitnah. (EPA, 2006, S. 5)

## **8.2.2 Minderung von CH<sub>4</sub>-Emissionen an Rohrleitungen**

### **8.2.2.1 Normalbetrieb**

An Rohrleitungen entstehen die meisten Emissionen an den Dichtungen der Absperrschieber (vgl. Kapitel 2.3.2.2.4). Das Design dieser Schieber kann nicht grundlegend geändert werden. Es können lediglich abgenutzte Dichtungen ausgetauscht werden.

Des Weiteren kann vor allem das Rohrleitungsmaterial Grauguss, welches höhere Schadensraten bzw. Leckagen an den Verbindungsstellen aufweist, entweder durch PE oder Stahl getauscht werden. Die in Deutschland verbleibenden Graugussleitungslängen belaufen sich aktuell nur noch auf wenige 100 km. Das Emissionsminderungspotenzial wird daher als sehr gering eingeschätzt.

Die Leckagen an den Transportleitungen, die durch kleine Risse und Löcher entstehen und welche auch im Normalbetrieb auftreten, können lediglich durch eine Reparatur der Rohrleitung behoben werden. Die dafür zur Verfügung stehenden Maßnahmen werden im folgenden Kapitel beschrieben, da sie dem Sonderbetrieb zugeordnet werden.

### **8.2.2.2 Sonderbetrieb**

Der Sonderbetrieb umfasst alle Reparatur- und Wartungsarbeiten an Erdgasleitungen, die in der Regel in offenen Baugruben/Gräben erfolgen. Der entsprechende Leitungsabschnitt wird hierfür abgesperrt, gasfrei gemacht und das schadhafte Rohrstück herausgetrennt und



---

ersetzt. Dies ist zeitaufwendig und verursacht hohe Kosten und CH<sub>4</sub>-Emissionen. Eine Alternative dazu ist das s.g. Lining (siehe Absatz 8.2.2.2.1).

Beide Varianten erfordern jedoch die Außerbetriebnahme der Leitung. Ist diese zu vermeiden bestehen die Möglichkeiten des s.g. Hot Tappings, das Anbringen einer Reparaturschelle (siehe 3.2.1), oder der Einsatz einer mobilen Verdichterstation, welche in den Kapiteln 8.2.2.2.2 und 8.2.2.2.3 beschrieben werden.

#### 8.2.2.2.1 Lining

Bei Linern handelt es sich um flexible Kunststoffrohre, die in die bestehende Gasleitung eingeführt werden. Die Maßnahme wird nur durchgeführt, wenn sie maximal 60 bis 70 % der Kosten eines Neubaus verursacht.

Durch die Reparaturmaßnahme wird der spezifische Schaden behoben und präventiv mögliche Folgeschäden vermieden. Die Leckstellenhäufigkeit wird herunter gesetzt, dadurch sind insgesamt weniger Reparaturen erforderlich. Es handelt sich um eine wirtschaftliche Alternative zur kompletten Rohrerneuerung.

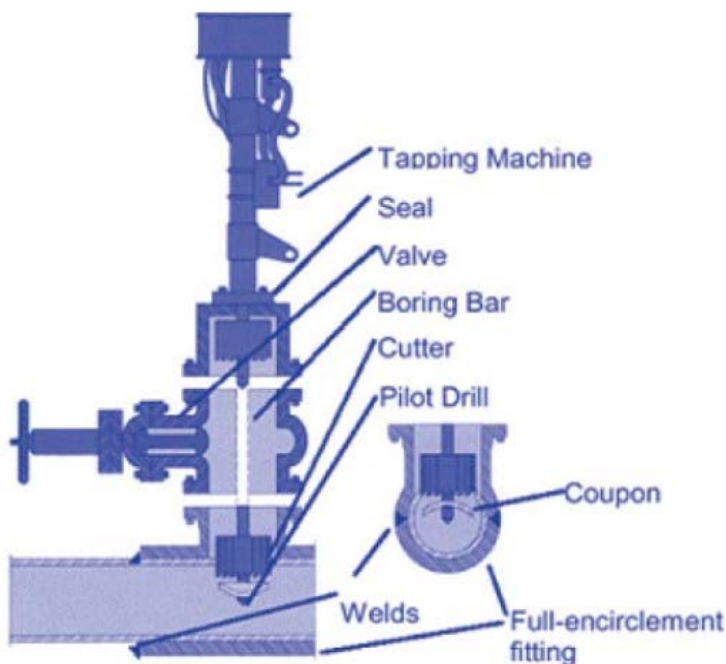
#### 8.2.2.2.2 Hot Tapping

Im Gegensatz zum Lining können beim Hot Tapping die Reparaturarbeiten während des laufenden Betriebs durchgeführt werden. Dazu wird ein Abzweig mit einem Ventil an der Außenseite der Leitung angebracht. Die Leitung wird angebohrt, das Ventil geöffnet und das Gas über den Abzweig auf einen anderen Leitungsabschnitt umgeleitet (siehe Abbildung 63).

Innerhalb des Gas STAR Programms wurden (bei durchschnittlich 320 Hot Taps im Jahr) ca. 700.000 m<sup>3</sup> Erdgas eingespart und Kosten von ca. 38.000 € für die Anschaffung von zwei Tapping-Maschinen sowie ca. 50.000 € für Serviceleistungen der Tapping-Firma und Betriebskosten verursacht. (EPA, 2006, S. 1)

Abbildung 63: Hot Tapping Verfahren

---



Quelle: (EPA, 2006, S. 2)

### 8.2.2.2.3 Mobile Verdichterstationen

Wie viel CH<sub>4</sub> bei Reparaturarbeiten an einer Rohrleitung in die Atmosphäre abgegeben wird, wurde bereits im Abschnitt 2.3.1.2.2 erläutert. Diese Menge lässt sich jedoch nahezu komplett einsparen, wenn eine mobile Verdichterstation zum Einsatz kommt, die das Gas auf einen anderen Abschnitt derselben oder eine parallele Rohrleitung umleitet (siehe Abbildung 64).

Abbildung 64: Mobile Verdichterstation



Quelle: (Wolf, 2009, S. 115)

Eine solche Anlage wird auf einem für ihr Gewicht zulässigen LKW-Anhänger installiert und besteht ebenso wie eine Transportverdichterstation aus einer oder mehreren Verdichtereinheiten, deren Antrieben, Kühlern und Ventilen. Auch Messgeräte und ein Systemmanagement sind bereits integriert. (Net4Gas, 2013) Der niederländische Gasbetreiber Gasunie gibt an, dass es **ab einer Einsparung von 65.000 m<sup>3</sup> Gas wirtschaftlich** wird, eine mobile Verdichterstation zu verwenden (Wolf, 2009, S. 116). Das entspricht einer Menge von ca. 46,67 t CH<sub>4</sub><sup>116</sup>.

Unter Einbeziehung eines durchschnittlichen Gaspreises von beispielhaften 4 ct/kWh für Netzbetreiber (bei Annahme eines mittleren Brennwertes von 10 kWh/m<sup>3</sup>) kann aus dieser Angabe geschlussfolgert werden, dass ein Einsatz einer solchen Station ca. 26.000 € kostet. Diese Kosten steigen mit zunehmender zu verdichtender Gasmenge langsamer als die Kosten für das ggf. verlorene Erdgas beim Abblasen. Zwar dauert das transferieren des Gases wesentlich länger als das reine Abblasen (Stunden vs. Tage), jedoch hat es den Vorteil, dass die Versorgung nicht unterbrochen werden muss.

- Mit der nachfolgenden Beispielrechnung soll die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes einer mobilen Verdichterstation im Verteilnetz bewertet werden: Bsp.: Eine Erdgasleitung DN 500 mit einem Betriebsdruck von 16 bar, bei der sich die Absperrstationen 15 km entfernt befinden, muss entlastet werden. Nach Gleichung (3) werden dabei 39 t CH<sub>4</sub> freigesetzt. Der Einsatz einer mobilen Verdichterstation wäre dabei zwar ökologisch sinnvoll, jedoch nicht wirtschaftlich. Ausgehend von diesen maximalen technischen Betriebsparametern für eine Verteilleitung ist daher generell davon auszugehen, dass der Einsatz mobiler Verdichterstationen im Verteilnetz ökonomisch nicht rentabel ist.

Die Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie, OGE und Net4Gas besitzen eigene mobile Verdichterstationen, die auch an andere Betreiber vermietet werden, wodurch sowohl die

<sup>116</sup> Ergibt sich bei Umrechnung mit der Normdichte von CH<sub>4</sub> (= 0,718 kg/m<sup>3</sup>).

---

Wirtschaftlichkeit als auch die bereits vorhandene Verbreitung dieser Technologie in Europa deutlich wird (Open Grid Europe, 2015), (Net4Gas, 2013), (Gasunie, 2015).

#### 8.2.2.2.4 Zustandsorientierte Instandhaltung (ZOI)

Laut DVGW-Regelwerk sind für Rohrleitungen definierte Wartungszeiträume vorgeschrieben (siehe Kapitel 3.2.1.2.3). Diese Zeiträume können verlängert werden, wenn Betreiber eine zustandsorientierte Instandhaltung (ZOI) vornehmen. Dies gilt sowohl für Rohrleitungen, als auch für GDR(M)A.

Die auf den Zustand angepasste Überprüfung führt z.B. bei Sicherheitseinrichtungen zu einem geminderten Aufwand für die Wartung, woraus sich Emissions- und Kosteneinsparungen bei neueren Anlagen ergeben können. Bei Rohrleitungen finden zwar keine klassischen Wartungsarbeiten, sondern lediglich Begehungen oder Befliegungen statt, jedoch könnten auch bei neueren Rohrleitungen die Überprüfungszeiträume verlängert werden, sodass zumindest wirtschaftlich ein positiver Effekt erzielt wird.

Die Kosten und Einsparungen durch ZOI sind in ihrer Höhe stark vom Einzelfall abhängig und können daher an dieser Stelle nicht quantifiziert werden.

### 8.2.3 Bewertung der Maßnahmen

Nachfolgend wird eine Bewertung des spezifischen Einsparpotenzials, der Kosten der Anschaffung bzw. Umrüstung einer Maßnahme sowie der Vermeidungskosten pro Tonne CO<sub>2</sub>eq, Betriebskosten und der Amortisation vorgenommen.

Bei den Vermeidungskosten handelt es sich um statische Vermeidungskosten, welche mit Gleichung (13) berechnet wurden (FfE, 2009, S. 12).

$$k_V = \frac{k_M - k_{Ref}}{e_{Ref} - e_M} = \frac{\Delta k}{\Delta e} \quad (13)$$

$k_V$	-	statische Vermeidungskosten [€/t]
$k_M$	-	spezifische Kosten der Maßnahme [€/a]
$k_{Ref}$	-	spezifische Kosten der Referenz [€/a]
$e_M$	-	spezifische Emissionen der Maßnahme [t/a]
$e_{Ref}$	-	spezifische Emissionen der Referenz [t/a]
$\Delta k$	-	Mehrkosten der Maßnahme [€/a]
$\Delta e$	-	eingesparte Emissionen [t/a]

Es wird darauf hingewiesen, dass die berechneten statischen Vermeidungskosten für Einzelfälle gelten, welche nicht allgemeingültig sind. Sie vermitteln lediglich eine Tendenz.

Zudem stützen sich alle Angaben auf Daten aus dem amerikanischen Gas-STAR-Programm und können damit nicht übereinstimmend auf Europa angewendet werden. Ebenso erfolgte keine Anpassung in Anlehnung an die vorliegenden Daten, da die tatsächlichen Kosten stark abhängig von einzelnen Prozessbedingungen, Anlagengrößen, Wartungsrhythmen und Preisen für Brennstoffe sind, welche innerhalb dieser Studie nicht erfasst werden konnten.

Tabelle 84: Bewertung der möglichen CH<sub>4</sub>-Einsparmaßnahmen an Verdichterstationen

Maßnahme	spezifisches Einsparpotenzial CH <sub>4</sub> -Emission	Kosten für Anschaffung/ Umrüstung	CH <sub>4</sub> -Vermeidungskosten (Anhaltswert) <sup>117</sup> [€/tCO <sub>2eq</sub> ]	Betriebs-/ Wartungskosten	Amortisation <sup>118</sup>
	pro Jahr und Maßnahme	pro Maßnahme	pro Maßnahme	pro Jahr und Maßnahme	pro Maßnahme
Gasdichtungen Verdichter	hoch	hoch	-2	vermindert	mittelfristig
Elektrische Antriebe für Verdichter	hoch	hoch	173	erhöht	keine <sup>119</sup>
Elektrische Starter Verdichter	mittel	gering	1	erhöht	mittelfristig
Verdichter im Standby unter Druck	hoch	keine	0	vermindert bis gleichbleibend	sofort <sup>120</sup>
Abblaseleitung mit Brenngasleitung verbinden	hoch	gering	1	vermindert	kurzfristig
<b>Legende</b>	niedrig: < 5.000 m <sup>3</sup> mittel: 5.000 bis 50.000 m <sup>3</sup> hoch: > 50.000 m <sup>3</sup>	niedrig: < 10.000 € mittel: 10.000 bis 100.000 € hoch: > 100.000 €	-	-	kurzfristig: < 1 Jahr mittelfristig: 1 bis 3 Jahre langfristig: > 3 Jahre

Quelle: (eigene Darstellung)

<sup>117</sup> Die Zahlen wurden auf Basis von Daten aus dem amerikanischen Gas STAR-Programm berechnet stammen zum Teil bereits aus dem Jahr 2006. Zudem wurden für die Referenztechnologien sehr hohe Emissionswerte angesetzt, was zu hohen Einsparungen und damit relativ geringen Vermeidungskosten führt. Die Werte können daher nicht als repräsentativ für Europa angesehen werden und geben lediglich eine Tendenz an.

<sup>118</sup> Bezogen auf derzeitige Strom- und Gaspreise.

<sup>119</sup> Im Vergleich zum Antrieb mit Gas, da die kWh Strom für den Netzbetreiber auch in Zukunft kostenintensiver sein wird als die kWh Gas.

<sup>120</sup> Da keine Aufwendungen vorhanden sind, es erfolgt lediglich eine Änderung der Betriebsweise.

Tabelle 85: Bewertung der möglichen CH<sub>4</sub>-Einsparmaßnahmen an Rohrleitungen

Maßnahme	Alternative	CH <sub>4</sub> -Emission im Vergleich zur Alternative	Kosten im Vergleich zur Alternative
<b>Mobiler Verdichter</b>	Ausblasen der Leitung	reduziert	bis 65.000 m <sup>3</sup> Erdgas erhöht
		erhöht	bis 65.000 m <sup>3</sup> Erdgas vermindert
<b>Hot Tapping</b>	Ausblasen der Leitung	reduziert	erhöht
<b>Lining</b>	Belassen der RL im aktuellen Zustand	reduziert	erhöht
	Neuverlegung	reduziert bis gleichbleibend	vermindert

Quelle: (eigene Darstellung)

Beim Vergleich der Maßnahmen untereinander wird deutlich, dass abweichende Kosten-/ Aufwands- und Nutzenverhältnisse bestehen. Durch Vergabe einer Punkte-Skala (Grün = 1 Punkt, Gelb = 2 Punkte, Rot = 3 Punkte) für die einzelnen Farben wird die Erstellung einer Rangfolge möglich (geringste Gesamtpunktzahl entspricht Rang 1):

Maßnahmen an Verdichterstationen:

- 1.) Verdichter im Standby (5,5<sup>121</sup> Punkte)
- 2.) Abblaseleitung mit Brenngasleitung verbinden (6 Punkte)
- 3.) Gasdichtungen (8 Punkte)
- 4.) Elektrische Starter (10 Punkte)
- 5.) Elektrische Antriebe für Verdichter (13 Punkte)

Maßnahmen an Rohrleitungen:

- 1.) Lining (6 Punkte)
- 2.) Mobile Verdichter (8 Punkte)
- 3.) Hot Tapping (8,5 Punkte)<sup>122</sup>

Diese Einschätzung wurde vom AN vorgenommen und beruht auf den Angaben zu Kosten, Methaneinsparungen und Amortisation aus dem Gas STAR-Programm bzw. Angaben von Netzbetreibern. Es handelt sich jedoch um Einzelfallbetrachtungen, die nicht allgemeingültig sind.

<sup>121</sup> Da die Betriebskosten vermindert bis gleichbleibend sein können, wurden 1,5 Punkte vergeben.

<sup>122</sup> Da die spezifische Einsparung mittel bis hoch sein kann, wurden 2,5 Punkte vergeben

---

## 9 Zusammenfassung

Anhand der identifizierten Haupt-Erdgas-Transportrouten aus Russland, Norwegen und den Niederlanden wurden exemplarisch die möglichen Emissionsquellen der Wertschöpfungskette (Förderung und Transport bis nach Deutschland; Speicherung, Transport und Verteilung innerhalb Deutschlands) identifiziert, in Abhängigkeit der Betriebsart bilanziert und auf mögliche Minderungspotenziale hin untersucht, sowie bewertet.

Die Emissionen wurden aufgrund der Datenlage weitestgehend konservativ abgeschätzt. Im Vergleich zu den für Deutschland im Nationalen Inventarreport 2014 ausgewiesenen Methanemissionen der Landwirtschaft ergibt sich im Durchschnitt ein Verhältnis von eins zu acht bzw. von eins zu fünfzehn im Vergleich zu den gesamten Methanemissionen Deutschlands.

### **Förderung**

Bei der Erdgasförderung entstehen Emissionen durch Blowout, Freifördern/Ausblasen, Abfackeln sowie Undichtheiten von Bohrungen und Obertageanlagen. Als Hauptquelle wurde das Abfackeln identifiziert, wobei die Emissionen hier nicht als Methan, sondern fast ausschließlich als CO<sub>2</sub> anfallen. Die Quantifizierung gestaltete sich insofern schwierig, dass keine Trennung der Emissionen der Erdgas- bzw. der Erdölförderung erfolgen konnte. Somit wurden die Emissionen wahrscheinlich zu hoch angesetzt. Die Emissionen durch die Erdgasförderungen besitzen auf den meisten Routen einen Anteil von mehr als 50 % und stellen damit die Hauptquelle dar.

### **Transport und Verteilung**

Für die Transportnetzebene konnte auf Basis der detaillierten Berechnungen für die definierte Transportroute 3 b (siehe Abschnitt 2.4.1) grundsätzlich nachgewiesen werden, dass bei einem klassischen onshore Erdgastransport, über alle Betriebsarten summiert, ca. 77 % der Emissionen an den Anlagen des Transportnetzes (also den Verdichterstationen) und nur ca. 23 % an den Rohrleitungen (hauptsächlich an den Absperrschiebern) entstehen. Für russische Transportrouten ergaben sich durchschnittlich Verluste in Höhe von ca. 0,3 % der maximalen Importkapazität. Für die wesentlich kürzeren niederländischen Transportrouten liegen die Verluste bei durchschnittlich 0,1 % der Importkapazität und an den norwegischen Transportleitungen konnten keine Emissionen bestimmt werden, da sie offshore verlegt sind und weder Verdichterstationen noch Absperrschieber besitzen.

Der exemplarisch durchgeführte Erdgastransport sowie die -verteilung innerhalb Deutschlands weist hingegen Emissionen von 98 % (1.397.075 m<sup>3</sup>/a, russisches Erdgas) für Rohrleitungen und nur 2 % (21.487 m<sup>3</sup>/a, russisches Erdgas) für die Anlagen des Gasnetzes (Gasdruckregel-(mess-)anlagen) auf. Hauptursache der Emissionen an den Erdgasleitungen sind Leckagen im Normalbetrieb, die für ungefähr 50 % der Emissionen verantwortlich sind. Der Bereich des inländischen Gastransports/-verteilung enthält im vorliegenden Bericht keine Zwischenverdichterstationen, da diese ausschließlich beim Transport außerhalb Deutschlands berücksichtigt wurden.

### **Speicherung**

In Deutschland muss nachgewiesen werden, dass ein Erdgasspeicher technisch dicht ist, um bergrechtlich genehmigt zu werden. Ein intensives und kontinuierliches Monitoringprogramm stellt die Sicherheit an deutschen Erdgasspeichern dar. Veröffentlichungen bezüglich Leckageraten für deutsche Untergrundspeicher sind derzeit nicht bekannt.

### **Minderungspotenziale**

Da die höchsten Emissionen bereits bei der Gasförderung (besonders durch Abfackelvorgänge) verursacht werden, besteht hierbei auch das größte Minderungspotenzial. Bei dem derzeitigen

---

Preisniveau für Öl und Gas fehlt jedoch für die Energiekonzerne der wirtschaftliche Anreiz, in zusätzliche Infrastruktur für eine bessere Gasverwertung zu investieren. Eine Eindämmung des Abfackelns wird daher bereits über einige Gesetze sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene angestrebt. Der Umfang dieser Projekte ist allerdings bislang zu gering und die Maßnahmen nahezu wirkungslos, es besteht Handlungsbedarf.

Anders verhält es sich im Bereich des Gastransports sowie der Gasverteilung, sowohl innerhalb als auch außerhalb Deutschlands. Eine Vielzahl von Maßnahmen, wie zum Beispiel der Austausch alter Rohrleitungen gegen neue mit geringeren Leckageraten, hat in diesem Bereich in den letzten Jahren zu einer kontinuierlichen Senkung der Methanemissionen geführt.

Bezogen auf den Gastransport wurden innerhalb dieser Ausarbeitung die Verdichterstationen als Hauptquelle für Emissionen identifiziert. Mehrere Maßnahmen wurden evaluiert, um die Emissionen dieser Anlagen zu senken. Die wirtschaftlichste stellt dabei der Austausch alter Öldichtungen der einzelnen Verdichter gegen neue Gasdichtungen dar. Im besten Fall erreicht diese Maßnahme sogar negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Weiterhin ergeben sich große Einsparpotentiale allein durch Änderung der Betriebsführung auf den Verdichterstationen.

Alle der in dieser Studie beschriebenen Maßnahmen sind innerhalb der Gasbranche bekannt. Inwieweit einzelne Betreiber die Maßnahmen allerdings bereits aktuell umsetzen bzw. in Zukunft umsetzen könnten, kann aufgrund der Vielzahl an technischen und wirtschaftlichen individuellen Rahmenbedingungen an dieser Stelle nicht bewertet werden. Hier besteht weiterer Untersuchungsbedarf.

## 10 Quellenverzeichnis

- Aadnoy, B. S. (1997). *Modern Well Design*. Rotterdam: A.A. Balkema.
- API. (2009). *CONSISTENT METHODOLOGY FOR ESTIMATING GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG) OPERATIONS*. Thousand Oaks: American Petroleum Institute, The LEVON Group.
- Basell. (2002). *Technisches Handbuch für Rohrwerkstoffe*.
- BDEW. (03. 2014). Abgerufen am 28. 08. 2014 von [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten)
- Blackbourn Geoconsulting. (18. September 2013). <http://www.blackbourn.co.uk>.
- BMWi, BMU. (2010). *Energiekonzept*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Bochkarev, V., Vorostov, A., & et al. (2010). *New Field in East Siberia: Challenges of Performing CT Operatrion on Vankorskoe Field*. SPE 130625 PP.
- Borisocheva, K. (2007). *Analysis of the Oil- and Gas-Pipeline-Links between EU and Russia*. Athen: Centre for Russia and Eurasia.
- Botter, J. (2009). GAS in the Netherlands: The Vital Combination of many small Fields and a Global Giant. *AAPG European Region Annual Conference 23-24 November, Paris-Malmaison, France*.
- British Petrol. (kein Datum). *BP Statistical Review of World Energy*. Von [www.bp.com](http://www.bp.com) abgerufen
- Bundesamt für Wirtschaft- und Ausfuhrkontrolle. (2013). *Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland 1998-2012*. Abgerufen am 22. 03. 2013 von [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte\\_statistiken/egashist.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/ausgewaehlte_statistiken/egashist.pdf)
- Campbell, L. M. (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 9: Underground Pipelines*. EPA.
- Cerbe, G. (2008). *Grundlagen der Gastechnik*. München: Carl Hanser Verlag.
- Chakhmakhe, e. a. (1994). Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia. *Org. Geochem.*, 22(2), S. 311-322.
- Cousin, R. (2003). *BESCHREIBUNG UND BERECHNUNG VON STRÖMUNGEN KOMPRESSIBLER FLUIDE*. Abgerufen am 29. 08. 2014 von [http://www.f09.fh-koeln.de/imperia/md/content/institut\\_tga/fachschaft/grundstudium/stroemungstechnik/2003\\_\\_05\\_cousin\\_ws02\\_kapitel\\_08\\_\\_cousin\\_.pdf](http://www.f09.fh-koeln.de/imperia/md/content/institut_tga/fachschaft/grundstudium/stroemungstechnik/2003__05_cousin_ws02_kapitel_08__cousin_.pdf)
- DBI. (2014). *eigene Berechnung*. Leipzig: DBI GUT GmbH.
- DBI. (2014). *eigene Darstellung*. Leipzig.
- DBI. (2014). *Überführung der Bestands- und Ereignisdaten des DVGW in die Emissionsdatenbank des Umweltbundesamtes*. Leipzig: DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.
- Dipl. -Ing. Schneider-Fresenius, W., et al. (1989). *Ermittlung der Methan-Freisetzung durch Stoffverluste bei der Erdgasversorgung der Bundesrepublik Deutschland - Beitrag des Methans zum Treibhauseffekt* -. Frankfurt am Main: Battelle Institut e.V.
- Donner, S., & Winter, A. (2012). *Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von Begleitgasen bei der Erdölförderung*. Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, WD 8-3010-047/12.
- Dresser-Rand. (2000). *insights vol.3, no.1*. Abgerufen am 04. 06. 2013 von [http://www.dresser-rand.com/insights/pdf\\_file/v3no1.PDF](http://www.dresser-rand.com/insights/pdf_file/v3no1.PDF)
- DVGW. (1992). *Handbuch für Rohrnetzmeister, 2.Auflage*. München: Oldenburg-Verlag.
- DVGW. (1997). *Überprüfung von Gasrohrnetzen mit einem Betriebsdruck bis 4 bar*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- DVGW. (2000). *Schaden- und Unfallsstatistik*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- DVGW. (2000). *Technische Mitteilungen Hinweis G 465-3: Beurteilung von Leckstellen an erdverlegten und freiliegenden Gasleitungen in Gasrohrnetzen*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- DVGW. (2001). *DVGW-Rundschreiben G5/01: Empfehlungen und Hinweise zur räumlichen Organisation in Abschnitt 3.2 des DVGW Arbeitsblattes GW 200 (Entwurf)*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- DVGW. (2001). *Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck > 16 bar – Errichtung*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.



- DVGW. (2002). *Technische Regel Arbeitsblatt G 466-1: Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar-Instandhaltung*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e.V.
- DVGW. (2012). *Gas- Wasser- Statistik*. Bonn: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs.
- East European Gas Analysis. (18. September 2013). <http://www.eegas.com>.
- East European Gas Analysis. (12. 07. 2014). *Russian-Ukrainian Dispute*. Abgerufen am 06.. 01. 2015 von [http://www.eegas.com/ukr\\_090115e.htm](http://www.eegas.com/ukr_090115e.htm)
- EGIG. (2011). *Gas Pipeline Incidents - 8th report*. European Gas Pipeline Incident Data Group .
- EKOL. (2010). Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.ekolbrno.de/gasturbinen-01.html>
- Elsner, H. e. (2009). *Die Rohstoffindustrie der Russischen Föderation*. Wirtschaftsgeologie der mineralischen Rohstoffe. BGR.
- Environmental Protection Agency. (kein Datum). *Greenhouse Gas Emissions Reporting From The Petroleum And Natural Gas Industry*. Washington.
- eon Ruhrgas. (2008). *GasCalc 2 (Version 2.03c)*.
- EPA & Gazprom. (1996). *Methane Leak Measurements at Selected Natural Gas Pipeline Compressor Stations in Russia*. Environmental Protection Agency, Gazprom.
- EPA & Gazprom. (1996). *Methane Leak Measurements at Selected Natural Gas Pipeline Compressor Stations in Russia*. Environmental Protection Agency, Gazprom.
- EPA. (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry Volume 12: Pneumatic Devices*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2003). *Lessons Learned from Natural Gas Star Partners - Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2006). *Global Anthropogenic Non-CO2 Greenhouse Gas Emissions: 1990 – 2020*. Abgerufen am 04. 09. 2014 von <http://nepis.epa.gov/Exec/ZipPDF.cgi/2000ZL5G.PDF?Dockey=2000ZL5G.PDF>
- EPA. (2006). *Options for reducing methane emissions from pneumatic devices in the natural gas industry*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2006). *Reducing Emissions When Taking Compressors Off-Line*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2006). *Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors*. Washington: Environmental Protection Agency, Air and Radiation.
- EPA. (2006). *Using Hot Taps For In Service Pipeline Connections*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2011). *Install electric compressors*. Washington: Environmental Protection Agency.
- EPA. (2011). *Install electric motor starters*. Washington: Environmental Protection Agency.
- European Central Bank. (10. 12. 2014). *Euro foreign exchange reference rates*. Abgerufen am 11. 12. 2014 von <https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/eurofxref-graph-usd.en.html>
- European Gas Pipeline Incident Data Group (EGIG). (2013). Abgerufen am 02. 04. 2013 von <http://www.egig.eu/about-egig>
- EUROPOLGAZ. (2010). Abgerufen am 27. 05. 2013 von [http://www.europolgaz.com.pl/en/dane\\_techiczne/obiekty\\_tehnologiczne/](http://www.europolgaz.com.pl/en/dane_techiczne/obiekty_tehnologiczne/)
- eustream. (2009). *Transmission System*. Abgerufen am 06. 01. 2015 von [http://www.eustream.sk/en\\_transmission-system/en\\_transmission-system](http://www.eustream.sk/en_transmission-system/en_transmission-system)
- ExxonMobil. (17. 06. 2009). Abgerufen am 04. 09. 2014 von <http://www.businesswire.com/news/home/20090617005481/de/#.VAhoJZXlpMs>
- fFe. (2009). *CO2-Minderung in Deutschland Teil I - Methodik und Zusammenfassung*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, e.V.
- Foltin, V., & Zvara, J. (kein Datum). *Slovtransgaz*.
- Foltin, V., & Zvara, J. (kein Datum). *Upgrading of high-capacity gas transmission system*. Slovakia.
- G.S. Akopova. (2010). *Gazprom activities on methane emissions reduction*. Moskau: Laboratory of Environmental Protection, Gazprom, VNIIGAZ.
- Gascade. (2013). *Netzinformationen*. Abgerufen am 06. 06. 2013 von <http://www.gascade.de/index.php?id=mallnow>
- Gascade. (kein Datum). *Ingenieurhandbuch Rohrtechnik, Verlegetechnik*.

- Gassco. (20. 12. 2012). *Platform to be removed*. Abgerufen am 04. 09. 2014 von <http://www.gassco.no/en/media/news-archive/Platform-to-be-removed/>
- Gasunie. (2012). *Gas and oil accumulations and pipelines*.
- Gasunie. (07. 2012). *Projekt: Erdgas für morgen Neubau einer zweiten Verdichterstation*. Abgerufen am 09. 09. 2014 von <http://www.erdgas-fuer-morgen.de/uploads/bestanden/c8b4a66b-d1ef-4f4e-a3f7-e0ca137d88ce>
- Gasunie. (2014). *Verdichterstationen*. Abgerufen am 09. 09. 2014 von <http://www.erdgas-fuer-morgen.de/hoofdmenu/verdichterstationen>
- Gasunie. (04. 09. 2015). *Footprint reduction*. Von <http://www.gasunie.nl/en/corporate-responsibility/sustainability/footprint-reduction> abgerufen
- Gautier, L. (2003). Carboniferous-Rotliegend Total Petroleum System Description and Assessment Results Summary. *U.S. Geological Survey Bulletin, 2211*.
- Gazprom. (2009). *GAZPROM IN FIGURES 2004-2008 Factbook*.
- Gazprom. (2011). *Gazprom Databook*. Von <http://www.gazprom.com/investors/reports/2011/> abgerufen
- Gazprom. (23. 12. 2011). *News Archive*. Abgerufen am 30. 05. 2013 von <http://www.gazprom.com/press/news/2011/december/article126586/>
- Gazprom. (2012). *GAZPROM IN FIGURES 2007–2011 FACTBOOK*.
- Gazprom. (2013). *Gazprom in Figures 2008—2012. Factbook*.
- Gazprom. (2013). *Pipeline Projects*. Abgerufen am 22. 05. 2013 von <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/srto-torzhok/>
- Gazprom. (2013). *Pipeline Projects*. Abgerufen am 04. 06. 2013 von <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/yamal-evropa/>
- Gazprom. (2013). *SRTO-Torzhok*. Abgerufen am 29. 05. 2013 von [http://www.gazprom.com/f/posts/91/459279/map\\_eng\\_torzhok.jpg](http://www.gazprom.com/f/posts/91/459279/map_eng_torzhok.jpg)
- Gazprom. (2013). *Yamal-Europe*. Abgerufen am 29. 05. 2013 von [http://www.gazprom.com/f/posts/90/771307/map\\_yamal\\_europe\\_eng\\_1.jpg](http://www.gazprom.com/f/posts/90/771307/map_yamal_europe_eng_1.jpg)
- Gazprom. (2014). Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/by-ytg/>
- Gazprom. (2014). *Gryazovets-Vyborg*. Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/gvg/>
- Gazprom. (2014). *Nord Stream*. Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/nord-stream/>
- Gazprom. (2014). *Transportation*. Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.gazpromexport.ru/en/projects/transportation/>
- GAZPROM. (kein Datum). *Gazprom in Figures 2008–2012*. Von <http://www.gazprom.com/about/production/> abgerufen
- Halland, E. K., & et al. (kein Datum). *CO2 Storage Atlas Norwegian North Sea*. Norwegian Petroleum Directorate. Von <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/PDF/CO2-ATLAS-lav.pdf> abgerufen
- Hardt, J. (1982). *SOVIET GAS PIPELINE: U.S. OPTIONS*. Abgerufen am 03. 09. 2014 von [http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metacrs8790/m1/1/high\\_res\\_d/IB82020\\_1982Oct08.pdf](http://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metacrs8790/m1/1/high_res_d/IB82020_1982Oct08.pdf)
- Harrison, M. R., Galloway, K. E., Hendler, A., Shires, T. M., & u.a. (2011). *Natural Gas Industry Methane Emission Factor Improvement Study*. Austin.
- Heum, O. R., & Larsen, R. M. (1990). *Haltenbanken hydrocarbon province (off-shore Mid-Norway)*. The Geological Society.
- Holand, P. (1997). *Offshore Blowouts Causes and Control*. Gulf Publishing Company.
- Holand, P. (2011). *Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies*. SINTEF F21297.
- Holland, A. (2011). *American Shale Gas is Revolutionizing European Energy Security*. Von [http://3.bp.blogspot.com/-BA-owdP\\_RHU/TimaKBZhNzI/AAAAAAAAABJE/8UqNw7OnP2g/s1600/Major\\_russian\\_gas\\_pipelines\\_to\\_europe.png](http://3.bp.blogspot.com/-BA-owdP_RHU/TimaKBZhNzI/AAAAAAAAABJE/8UqNw7OnP2g/s1600/Major_russian_gas_pipelines_to_europe.png) abgerufen
- Hummel, K., Campbell, L., & Harrison, M. (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 8: Equipment Leaks*. Austin.

- Hydrocarbons Technology. (2012). *Yamal – Europe Gas Pipeline, Russia*. Abgerufen am 23. 05. 2013 von <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/yamal-europegaspipeline/>
- iea. (28. 04. 2014). *Norway: International Gas Pipelines*. Abgerufen am 20. 09. 2014 von [http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Norway/images/pipelines\\_map.png](http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Norway/images/pipelines_map.png)
- ILF. (2012). *Antrag gemäß §4 BImSchG auf Genehmigung der Neuerrichtung und des Betriebs der Verdichterstation Embsen*. München: Gasunie Deutschland Transport Services GmbH.
- International Energy Agency. (2015). *IEA - Gas Trade Flows in Europe - Max Flow*. Abgerufen am 06. 01. 2015 von <http://www.iea.org/gtf/index.asp>
- International Gas Union-Program Committee A:Sustainability. (2012). *Reduction of greenhouse gases: a technology guide*.
- IPCC. (2001). *Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*. Genf: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC. (2007). *Direct Global Warming Potentials*. Abgerufen am 21. 09. 2015 von [https://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html](https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html)
- J.V. Dedikov, G.S. Akopova (VNIIGaz), N.G. Gladkaja (VNIIGaz), u.a. (1998). *Estimating methane releases from natural gas production and transmission in Russia*. Moskau.
- Kähler, A. K. (2013). *Studie zu Energiekennwerten*. Abgerufen am 29. 08. 2014 von [http://www.techem.de/fileadmin/public/pdf/PDF\\_DE/Energiekennwerte\\_Wichtigste\\_in\\_Kuerze.pdf](http://www.techem.de/fileadmin/public/pdf/PDF_DE/Energiekennwerte_Wichtigste_in_Kuerze.pdf)
- Katz, B. e. (2003). Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal Peninsula, West Siberia basin. *International Journal of Coal Geology* (54), S. 155-162.
- Klepac, J. (2009). *SECURITY OF NATURAL GAS SUPPLY IN CENTRAL EUROPE*. Slovak Gas and Oil Association.
- Klett, T., & et al. (2010). *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Volga-Ural Region Province, Russia and Kazakhstan*. World Petroleum Resources Project Fact Sheet.
- Kontorovich, V. A. (2009). The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics* (50), S. 346–357.
- LBEG. (2012). Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. (E. u. Landesamt für Bergbau, Hrsg.) *Erdöl Erdgas Kohle*, 128(11).
- LNG World News. (15. 05. 2014). *PSA Releases Report on Gas Leak at Hammerfest LNG*. Abgerufen am 27. 11. 2014 von <http://www.lngworldnews.com/psa-releases-report-on-gas-leak-at-hammerfest-lng/>
- Lohr, T. (2010). *Molchschleuse*. Abgerufen am 10. 09. 2014 von [http://www.lohr-anlagenbau.de/bilder/molchschleuse\\_1.jpg](http://www.lohr-anlagenbau.de/bilder/molchschleuse_1.jpg)
- Lutum und Tappert. (2012). *European Gas Pipeline Systems*.
- Mandra, O., Novakivska, N. (2004). *Leak reduction at natural gas compressor stations of gas transition system of ukraine*. Abgerufen am 04. 09. 2014 von <http://www.epa.gov/gasstar/documents/workshops/2004-annual-conf/mandra508.pdf>
- Marcogaz. (2012). *Gas Infrastructure Position Paper on BAT*.
- Medenus Gas-Druckregeltechnik GmbH. (2014). *Sicherheitsabblaseventil*. Abgerufen am 21. 08. 2014 von [http://www.medenus.de/cms/upload/bilder/strecken/rs\\_sl10\\_01.jpg](http://www.medenus.de/cms/upload/bilder/strecken/rs_sl10_01.jpg)
- Müller, J. (2011). *Der Betrieb der Nord Stream-Pipeline*. Zug: Nord Stream AG.
- National Geophysical Data Center. (16. Dezember 2013). <http://ngdc.noaa.gov>.
- NET4GAS. (2011). *40 years of natural gas transit through the Czech Republic*. Prag.
- NET4GAS. (2012). Abgerufen am 03. 09. 2014 von <http://www.net4gas.cz/en/transmission-system/>
- Net4Gas. (2013). *Maintenance Technologies*. Abgerufen am 08. 06. 2013 von <http://www.net4gas.cz/en/1279/>
- NL Oil and Gas Portal. (18. September 2013). <http://www.nlog.nl>.
- Norwegian Petroleum Directorate. (18. September 2013). <http://www.npd.no>.
- Oberascher, R., & et al. (2009). Einsatz der Casing-Patch-Technologie zum Verschließen von bestehenden Perforationen für anschließende Lagerstättenstimulierung. *Erdöl Erdgas Kohle*, 125(Heft 7/8).
- Obozrevatel. (19. 07. 2011). *Ukraine launches modernization of Urengoy-Pomary-Uzhhorod gas pipeline*. Abgerufen am 04. 09. 2014 von [ukraine-launches-modernization-of-urengoy-pomary-uzhhorod-gas-pipeline](http://ukraine-launches-modernization-of-urengoy-pomary-uzhhorod-gas-pipeline)

- Open Grid Europe. (04. 09. 2015). *Flexible Technik zur Vermeidung von Entspannungsverlusten*. Von <http://www.open-grid-europe.com/cps/rde/oge-internet/hs.xsl/Flexible-Technik-zur-Vermeidung-von-Entspannungsverlusten-899.htm> abgerufen
- Parfomak, P., Vann, A. (2009). *Liquefied Natural Gas (LNG) Import Terminals: Siting, Safety, and Regulation*. Congressional Research Service. Abgerufen am 09. 09. 2014 von <http://www.lngfacts.org/about-lng/safetysecurity/>
- Peterson, J., & et al. (1983). *Geology of the Volga-Ural petroleum province and detailed description of the Ramashkino and Arlan oil fields*. USGS.
- Reichert, J., & Schön, M. (2000). *Methanemissionen durch den Einsatz von Gas in Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung.
- Reichstedter, P. (2011). *Well Control nach Macondo*. Clausthal-Zellerfeld: E.ON Ruhrgas E&P GmbH.
- Rolls-Royce. (2010). Centrifugal Compressors Brochure. Houston.
- Schulz, P., & Leckebusch, V. (2013). *Nutzen statt Abfackeln von Erdölbelegitgas*. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.
- Sletten, E. B. (2003). *A comparison of petroleum from reservoirs and petroleum inclusions in authigenic mineral cements*. University of Oslo, department of geology, Haltenbanken. Von <https://www.duo.uio.no/handle/10852/12344> abgerufen
- Stauble, J., & Milius, G. (1968). Geology of Groningen Gas Field, Netherlands, Meeting abstract. *GAAPG Bulletin*.
- Stroytransgaz. (2013). Abgerufen am 29. 05. 2013 von <http://www.stroytransgaz.com/projects/belarus/yamal>
- Swiecicki, T., & et al. (1997). A tectonostratigraphic framework for the Mid-Norway region. *Marine and Petroleum Geology*, 15, S. 245-276.
- TGE Gas Engineering GmbH. (2009). LNG – die Technologie der Transportlogistik. *energie | wasser-praxis*.
- Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation). (2009). *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and natural Gas Industry*. Austin.
- Theresa M. Shires, M. R. (1996). *Methane Emissions from the Natural Gas Industry, Volume 6: Vented and Combustion Source Summary*. Austin, TX.
- TOTAL. (2012). *Status on UK – Gas leak incident at Elgin platform in the North Sea*. Abgerufen am 23. September 2013 von <http://www.elgin.total.com/elgin/pressrelease.aspx?lg=en&contentid=674>
- U.S. Energy Information Administration. (kein Datum). *Independent Statistics and Analysis*. Von <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS> abgerufen
- UBA. (2014). *Common Reporting Format zur Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Überer, W., & et al. (2004). Erfassung und Abdichtung einer Tubingleckage an der Gasspeicherbohrung Breitbrunn 21. *Erdöl Erdgas Kohle*, 120 (Heft 11).
- UNFCCC. (2014). *Report of the Conference of the Parties on its nineteenth session, held in Warsaw from 11 to 23 November 2013*. Warschau: United Nations Framework Convention on Climate Change.
- United Nations Framework Convention On Climate Change. (2013). *Global Warming Potentials*. Abgerufen am 03. 06. 2013 von [http://unfccc.int/ghg\\_data/items/3825.php](http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php)
- United Nations Framework Convention On Climate Change. (2013). *Global Warming Potentials*. Abgerufen am 03. 06. 2013 von [http://unfccc.int/ghg\\_data/items/3825.php](http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php)
- United Nations Framework Convention on Climate Change. (09. 09. 2015). *Greenhouse Gas Inventory Data - Detailed data by Party*. Von <http://unfccc.int/di/DetailedByParty/Event.do?event=go> abgerufen
- VDI. (2007). *CO2-Emissionen der Stromerzeugung (BWK Bd.59 Nr.10)*.
- VGE Verlag GmbH. (2009). European Gas Pipeline System. Essen.
- Vigens, B., & Aadnoy, S. (2008). *Well-Integrity Issues Offshore Norway*. SPE/IADC 112535.
- von Böckh, P. (2004). *Fluidmechanik*. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag.
- Vyssotski, A. V., & et al. (2006). Evolution of the West Siberian Basin. *Marine and Petroleum Geology* (23), S. 93–126.
- WEG Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2006). *Leitfaden zur Erfassung der Umweltdaten der WEG Mitgliedsfirmen*.

*Wikipedia*. (2014). Von [https://de.wikipedia.org/wiki/F%C3%B6derationskreis#/media/File:Map\\_of\\_Russian\\_districts,\\_2014.png](https://de.wikipedia.org/wiki/F%C3%B6derationskreis#/media/File:Map_of_Russian_districts,_2014.png) abgerufen

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG). (2013). Abgerufen am 22. 05. 2013 von <http://www.erdoel-erdgas.de/Der-WEG>

Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (2010). *Jahresbericht 2010 Zahlen und Fakten*.

Wolf, H. (2009). *2006-2009 Triennium Work Report- Working Committee 3: Transmission*. International Gas Union, Committee 3: Transmission. Buenos Aires: International Gas Union.

Wuppertalinstitut für Klima, Umwelt und Energie; Max-Planck-Institut für Chemie. (2005). *Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems*. Wuppertal und Mainz.

<u>Anlage 1:</u>	<u>Gaskennwerte</u> .....	II
<u>Anlage 2:</u>	<u>Typischer Aufbau einer Absperrstation mit Ausbläsern</u> .....	III
<u>Anlage 3:</u>	<u>Einzelne Schadenshäufigkeiten der EGIG-Statistik</u> .....	IV
<u>Anlage 4:</u>	<u>Berechnung ausströmender Gasmengen mittels Excel</u> .....	VI
<u>Anlage 5:</u>	<u>Mittelwertbildung der Angaben von Gazprom zu Emissionen an einzelnen Dichtungselementen</u> .....	VIII
<u>Anlage 6:</u>	<u>Vergleich von Gas- und Öldichtungen - Emissionen durch Leckagen an Wellendichtungen von Kompressoren</u> .....	X
<u>Anlage 7:</u>	<u>Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf den Routen 1 bis 5 und den Abzweigen a bis d</u> .....	XI
<u>Anlage 8:</u>	<u>Berechnung der Emissionen auf den Routen 9 und 10</u> .....	XIV
<u>Anlage 9:</u>	<u>Berechnung des permeierenden Volumens</u> .....	XVII
<u>Anlage 10:</u>	<u>Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf Erdgasleitungen in Deutschland</u> .....	XVIII
<u>Anlage 11:</u>	<u>Berechnung der Emissionen durch Förderung, Transport bis Deutschland, Speicherung und Transport und Verteilung innerhalb Deutschlands als CO<sub>2</sub>-Äquivalent</u> .....	XIX
<u>Anlage 12:</u>	<u>Berechnung der Emissionen beim Erdgastransport als LNG   Beispielrechnung LNG</u> .....	XX
<u>Anlage 13:</u>	<u>Vergleich von Gas- und Sperröldichtungen - Kosten und Emissionen</u> .....	XXI
<u>Anlage 14:</u>	<u>Gasspeicher in Deutschland (auf den folgenden 6 Seiten)</u> .....	XXII
<u>Anlage 15:</u>	<u>Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012</u> .....	XXIX
<u>Anlage 16:</u>	<u>Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012 - Fortsetzung</u> .....	XXX
<u>Anlage 17:</u>	<u>Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen</u> .....	XXXI
<u>Anlage 18:</u>	<u>Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen - Fortsetzung</u> .....	XXXII
<u>Anlage 19:</u>	<u>Geologische Exploration, Produktionsbohrungen, Produktionskapazität Russland (2008 bis 2012)</u> .....	XXXIII
<u>Anlage 20:</u>	<u>Produktionsfelder in Planung oder Bau in Russland</u> .....	XXXV
<u>Anlage 21:</u>	<u>Reserven der Produktionsfelder Norwegen</u> .....	XXXVII

## Anhang

Anlage 1:	Gaskennwerte .....	II
Anlage 2:	Typischer Aufbau einer Absperrstation mit Ausbläsern .....	III
Anlage 3:	Einzelne Schadenshäufigkeiten der EGIG-Statistik.....	IV
Anlage 4:	Berechnung ausströmender Gasmengen mittels Excel .....	VI
Anlage 5:	Mittelwertbildung der Angaben von Gazprom zu Emissionen an einzelnen Dichtungselementen.....	VIII
Anlage 6:	Vergleich von Gas- und Öldichtungen - Emissionen durch Leckagen an Wellendichtungen von Kompressoren.....	X
Anlage 7:	Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf den Routen 1 bis 5 und den Abzweigen a bis d .....	XI
Anlage 8:	Berechnung der Emissionen auf den Routen 9 und 10 .....	XIV
Anlage 9:	Berechnung des permeierenden Volumens .....	XVII
Anlage 10:	Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf Erdgasleitungen in Deutschland.....	XVIII
Anlage 11:	Berechnung der Emissionen durch Förderung, Transport bis Deutschland, Speicherung und Transport und Verteilung innerhalb Deutschlands als CO <sub>2</sub> -Äquivalent.....	XVIII
Anlage 12:	Berechnung der Emissionen beim Erdgastransport als LNG   Beispielrechnung LNG .....	XX
Anlage 13:	Vergleich von Gas- und Sperröldichtungen - Kosten und Emissionen .....	XXI
Anlage 14:	Gasspeicher in Deutschland (auf den folgenden 6 Seiten) .....	XXII
Anlage 15:	Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012 .....	XXVIII
Anlage 16:	Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012 - Fortsetzung .....	XXIX
Anlage 17:	Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen.....	XXX
Anlage 18:	Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen - Fortsetzung .....	XXXI
Anlage 19:	Geologische Exploration, Produktionsbohrungen, Produktionskapazität Russland (2008 bis 2012) .....	XXXII
Anlage 20:	Produktionsfelder in Planung oder Bau in Russland.....	XXXIV
Anlage 21:	Reserven der Produktionsfelder Norwegen.....	XXXVI

Anlage 1: Gaskennwerte

Gaskennwert		Herkunftsland		
		Russland	Norwegen	Niederlande
Gaszusammensetzung [Vol.- %]	CH <sub>4</sub>	97,79	86,25	83,16
	N <sub>2</sub>	0,82	0,93	10,08
	CO <sub>2</sub>	0,09	1,91	1,57
	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,88	8,56	4,04
	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,29	1,89	0,81
	sonstige	0,13	0,46	0,34
Brennwert [kWh/m <sup>3</sup> ]		11,121	11,905	10,344

Quelle: (eon Ruhrgas, 2008)

- Normdichte von CH<sub>4</sub> (=0,718 kg/m<sup>3</sup>)

Hinweis zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Äquivalente:

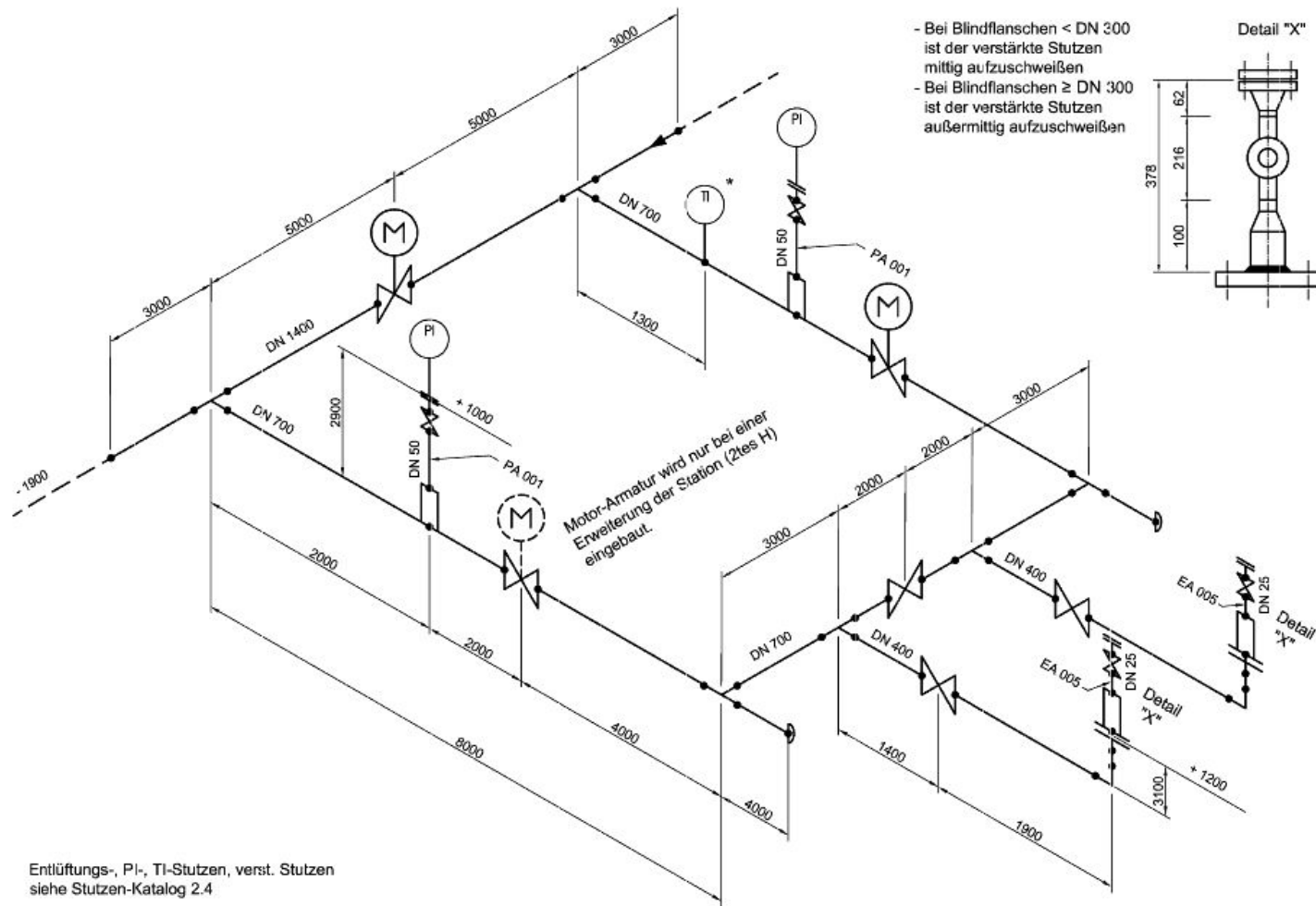
Beispiel:

5.000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> → x t CO<sub>2</sub>-Äquivalent

5.000 m<sup>3</sup>/0,718 kg/m<sup>3</sup>/1.0000= 3,59 t

3,59 \* x = x

## Anlage 2: Typischer Aufbau einer Absperrstation mit Ausbläsern



\* TI im ersten Abgang in Flußrichtung

Pos. 916

Quelle: (Gascade, S. 2)



Anlage 3: Einzelne Schadenshäufigkeiten der EGIG-Statistik

Tabelle 1: Schadenshäufigkeiten bezogen auf den Nenndurchmesser

Nenndurchmesser [mm]	<127			127<d<279			279<d<432		
	Schadenshäufigkeit $\left[ \frac{1}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}} \right]$								
Lochgröße	1	2	3	1	2	3	1	2	3
externe Einwirkung	0,170	0,238	0,117	0,065	0,175	0,052	0,036	0,073	0,020
fehlerhaftes Anbohren im Betrieb	0,036	0,018	0,000	0,022	0,010	0,000	0,006	0,003	0,000
Bodenbewegungen	0,005	0,018	0,015	0,015	0,009	0,013	0,006	0,011	0,016
Summe	0,211	0,274	0,132	0,101	0,195	0,065	0,048	0,087	0,036
Nenndurchmesser [mm]	432<d<584			584<d<737			737<d<889		
	Schadenshäufigkeit $\left[ \frac{1}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}} \right]$								
Lochgröße	1	2	3	1	2	3	1	2	3
externe Einwirkung	0,015	0,023	0,012	0,011	0,011	0,006	0,006	0,000	0,006
fehlerhaftes Anbohren im Betrieb	0,005	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Bodenbewegungen	0,003	0,005	0,013	0,003	0,003	0,006	0,000	0,005	0,005
Summe	0,023	0,028	0,025	0,014	0,014	0,012	0,006	0,005	0,011
Nenndurchmesser [mm]	889<d<1041			1041<d<1194			d>1194		
	Schadenshäufigkeit $\left[ \frac{1}{1000 \text{ km} \cdot \text{a}} \right]$								
Lochgröße	1	2	3	1	2	3	1	2	3
externe Einwirkung	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
fehlerhaftes Anbohren im Betrieb	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Bodenbewegungen	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007
Summe	0,000	0,003	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,007

Quelle: (EGIG, 2011)

Gruppen

- 1 - Risse und Löcher  $\leq 2 \text{ cm}$
- 2 - Risse und Löcher  $> 2 \text{ cm}$  und  $\leq$  Leitungsdurchmesser
- 3 - Risse und Löcher  $>$  Leitungsdurchmesser

Tabelle 2: Schadenshäufigkeiten bezogen auf das Baujahr

Baujahr	<1954			1954≤a≤1963			1964≤a≤1973			1974≤a≤1983		
	Schadenshäufigkeit $\left[\frac{1}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}\right]$											
Gruppe	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Korrosion	0,207	0,007	0,007	0,16	0,008	0,000	0,043	0,000	0,000	0,022	0,000	0,000
Konstruktions-/ Materialfehler	0,114	0,043	0,015	0,106	0,03	0,013	0,044	0,011	0,004	0,016	0,014	0,003
Summe	<b>0,321</b>	<b>0,05</b>	<b>0,022</b>	<b>0,266</b>	<b>0,038</b>	<b>0,013</b>	<b>0,087</b>	<b>0,011</b>	<b>0,004</b>	<b>0,038</b>	<b>0,014</b>	<b>0,003</b>
Baujahr	1984≤a≤1993			1994≤a≤2003			a≥2004					
	Schadenshäufigkeit $\left[\frac{1}{1000 \text{ km}\cdot\text{a}}\right]$											
Gruppe	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Korrosion	0,013	0,000	0,000	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Konstruktions-/ Materialfehler	0,006	0,000	0,000	0,000	0,004	0,000	0,028	0,000	0,000			
Summe	<b>0,019</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,004</b>	<b>0,004</b>	<b>0,000</b>	<b>0,028</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>			

Quelle: (EGIG, 2011)

Gruppen:

- 1 - Risse und Löcher <= 2 cm
- 2 - Risse und Löcher > 2 cm und <= Leitungsdurchmesser
- 3 - Risse und Löcher > Leitungsdurchmesser

Anlage 4: Berechnung ausströmender Gasmengen mittels Excel

Tabelle 3: Basisdaten für die Berechnung ausströmender Gasmengen

Gasqualität	Bezeichnung	Normdichte [kg/m <sup>3</sup> ]	Methan-gehalt [-]	Druck [bar]	Temperatur [°C]	Isentropen-exponent [-]	Betriebs-dichte [kg/m <sup>3</sup> ]	Realgas-faktor [-]
Russland H	RU	0,73487	0,9779	80	5	1,447	68,728	0,827
				64	10	1,386	51,454	0,868
				4	10	1,307	2,8160	0,991
Holland L	NL	0,83404	0,8316	80	10	1,442	75,641	0,837
				64	10	1,387	58,511	0,866
				4	10	1,304	3,196	0,991
Norwegen H	NO	0,83355	0,8625	80	10	1,423	80,702	0,784
				64	10	1,359	61,421	0,824
				4	10	1,285	3,199	0,989

Abbildung 1: Auszug aus dem Excel-Berechnungstool für ausströmende Gasmengen

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1										
2		Berechnung von Verlustmengen durch Störungen im Leitungsnetz								
3										
4		<b>Herkunft Gas</b>	NL							
5		$\rho_0$	0,83404	kg/m <sup>3</sup>	Normdichte					
6		$T_1$	283,15	K	Betriebstemperatur					
7		$\mu$	0,62	-	Ausflusszahl					
8		<b>Kappa</b>	1,304	-	Isentropenexponent					
9		$p_1$	4	bar	Betriebsdruck					
10		$\rho_1$	3,196	kg/m <sup>3</sup>	Dichte im Betrieb					
11		$p_0$	1,01325	bar	Normdruck					
12										
13										
14		<b>Art</b>	<b>Durchmesser Loch <math>d_i</math> [mm]</b>	<b>Druck Rohrleitung <math>p_{RL}</math> [bar]</b>	<b>kritisches Druckverhältnis <math>\pi_{krit}</math> <math>\beta</math></b>	<b>Störung Über- oder Unterkritisch?</b>	<b>Massenstrom m. [kg/s]</b>	<b>Volumenstrom V. [m<sup>3</sup>/s]</b>	<b>Volumenstrom V. [m<sup>3</sup>/h]</b>	<b>CH4-Emission [m<sup>3</sup>/h]</b>
15		Riss	20	4	0,5450	überkritisch	0,165	0,197	711	591
16		Loch		4	0,5450	überkritisch	0,000	0,000	0	0
17		Bruch	100	4	0,5450	überkritisch	4,117	4,937	17.772	14.779
18										
19										
20		<b>Art</b>	<b>Ausströmdauer t [h]</b>	<b>Volumenstrom V. [m<sup>3</sup>]</b>	<b>Häufigkeit [1/1000km-a]</b>	<b>Erdgas-Emission [m<sup>3</sup>/km-a]</b>	<b>CH4-Emission [m<sup>3</sup>/km-a]</b>	<b>Länge der Leitung [km]</b>	<b>Erdgas- Emission [m<sup>3</sup>/a]</b>	<b>CH4-Emission [m<sup>3</sup>/a]</b>
21		Riss	6	4.265	2,4	10	9	293	2.999	2.494
22		Loch		28.790	2,4	69	57	293	20.245	16.836
23		Bruch	3	53.315	2,4	128	106	293	37.491	31.177

Auswahlfelder  
 Eingabefelder  
 Ergebnis

Anlage 5: Mittelwertbildung der Angaben von Gazprom zu Emissionen an einzelnen Dichtungselementen

Tabelle 4: Gasdichtung

Gasdichtung				
Maschinen-Typ	Element	min. CH <sub>4</sub> -Emission $\left[\frac{m^3}{h}\right]$	max. CH <sub>4</sub> -Emission $\left[\frac{m^3}{h}\right]$	Mittelwert $\left[\frac{m^3}{h}\right]$
GTNR-25I/PCL-804/36	Ausbläser der 1.Verdichterstufe	0,05	1,26	0,655
	Ausbläser der 2.Verdichterstufe	0,04	0,38	0,21
ГПА-Ц-16 / НЦ-16-76	Ausbläser der 2.Verdichterstufe	0,07	1,2	0,635
ГТК-10-4 / Н-370-18-1	Ausbläser der 2.Verdichterstufe	0,03	0,6	0,315
ГПА-25 Днепр / Н-650-22-2-1,35	Ausbläser der 1.Verdichterstufe	0,08	0,8	0,44
	Ausbläser der 2.Verdichterstufe	0,03	0,42	0,225
				<b>0,41</b>

(G.S. Akopova, 2010, S. 15)

Tabelle 5: Sperröldichtung

<b>Sperröldichtung</b>				
Maschinen-Typ	Element	min. CH <sub>4</sub> -Emission $\frac{m^3}{h}$	max. CH <sub>4</sub> -Emission $\frac{m^3}{h}$	Mittelwert $\frac{m^3}{h}$
GTNR-25I/PCL-804/36	Ausbläser Ölentgasung	4,3	140	72,15
	Gehäuseentlüftung	3	5	4
GPA-C-16/NC-16-76	Ausbläser Ölentgasung	5,8	34,5	20,15
GTK-10-4/N-235-21-1	Ausbläser Ölentgasung	0,07	1,7	0,885
	Gehäuseentlüftung	0,01	0,06	0,035
N-370-18-1	Ausbläser Ölkammer	0,5	46,5	23,5
N-520-12-1	Ausbläser Ölentgasung	1,7	3,6	2,65
GTN-16/2N-16-76	Ausbläser Ölentgasung	15,4	19,1	17,25
	Ausbläser Ölkammer	10,4	10,4	10,4
	Gehäuseentlüftung	5,4	7	6,2
	Ausbläser Ölkammer	1,8	2,3	2,05
GT-750-6/N-370-17-1	Ausbläser Ölentgasung	0,15	0,22	0,185
GPU-10/N-370-18-1	Ausbläser Ölentgasung	0,007	0,007	0,007
	Ausbläser Ölkammer	0,003	0,003	0,003
GT-6-750/N-300	Gehäuseentlüftung	4,4	29,5	16,95
	Ausbläser Ölentgasung	0,6	46,5	23,55
				<b>12,50</b>

Quelle: (G.S. Akopova, 2010, S. 15)

Anlage 6: Vergleich von Gas- und Öldichtungen - Emissionen durch Leckagen an Wellendichtungen von Kompressoren

Element	Emissionsfaktor Originalangabe		Emissionsfaktor, umgerechnet auf $\left[\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot a}\right]$	CH <sub>4</sub> -Gehalt [Vol. - %]	Quelle
	Wert	Einheit			
<b>Radialverdichter</b>					
<b>Verdichter im Betrieb</b>					
Gasdichtung	0,41 <sup>123</sup>	$\frac{m^3_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	2,48	k.A.	124
	0,50	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	5,31	k.A.	125
	3,00	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	31,85	k.A.	125
<b>Gasdichtung</b>		<b>Mittelwert</b>	<b>13,21</b>		
Sperröldichtung	12,50 <sup>123</sup>	$\frac{m^3_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	74,92	94	124
	40,00	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	424,72	94	125
	75,00	$\frac{mcf_{CH_4}}{Dichtung \cdot d}$	553,03	94	125
	8137,00	$\frac{mcf_{CH_4}}{Dichtung \cdot a}$	165,44	k.A.	126
	200,00	$\frac{cf_{CH_4}}{Dichtung \cdot min}$	2123,59	94	125
<b>Sperröldichtung</b>		<b>Mittelwert</b>	<b>668,34</b>		
<b>Radialverdichter</b>					
<b>Verdichter nicht in Betrieb, aber unter Druck</b>					
Gasdichtung	1,80 E-04	$\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	1,58	93,4	127
Sperröldichtung	5,69 E-04	$\frac{t_{CH_4}}{Dichtung \cdot h}$	4,98	93,4	127

Die jeweils letzten Werte unterscheiden sich signifikant von den anderen. Es ist zu vermuten, dass es sich hier um Extremwerte handelt, die in Ausnahmefällen und bei sehr abgenutzten Dichtungen auftraten. Daher wurde eine bereinigte Mittelwertbildung vorgenommen (siehe Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden., Seite Fehler! Textmarke nicht definiert.).

<sup>123</sup> Berechnung siehe Anlage 5

<sup>124</sup> (G.S. Akopova, 2010, S. 15)

<sup>125</sup> (EPA, 2006, S. 1)

<sup>126</sup> (Harrison, Galloway, Hendler, Shires, & u.a., 2011, S. 42)

<sup>127</sup> (Theresa M. Shires, Christopher J. Loughran, Stephanie Jones, Emily Hopkins (URS Corporation), 2009, S. 6-32)

Anlage 7: Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf den Routen 1 bis 5 und den Abzweigen a bis d

Tabelle 6: Schadenshäufigkeiten

Route/ Abzweig	Länge [km]	Leitungsdurchmesser [mm]	Schadenshäufigkeit [1/1.000 km]		
			Normalbetrieb	Sonderbetrieb	Versorgungsstörung
1	887	1400	0,004	0,004	0,007
2	1880	1400	0,028	0,018 <sup>128</sup>	0,007
3	2.248	1400	0,004	0,004	0,007
a	809	1400	0,028	0,018 <sup>128</sup>	0,007
b	1.950	1400	0,004	0,004	0,007
4	4577				
russischer Teil	3.045	1400	0,087	0,011	0,007
ukrainischer Teil	1.122	1400	0,087	0,011	0,007
slowakischer Teil	410	1400	0,087	0,011	0,007
5	2.850				
russischer Teil	1.318	1400	0,087	0,011	0,007
ukrainischer Teil	1.122	1400	0,087	0,011	0,007
slowakischer Teil	410	1400	0,087	0,011	0,007
c	323	1000	0,087	0,011	0,004
d	337	1400	0,087	0,011	0,011

Quelle: (DBI, 2014), (EGIG, 2011)

<sup>128</sup> Hier Mittelwert aus Normalbetrieb und Versorgungsstörung mit deren zugehöriger Häufigkeit gebildet



Tabelle 7: Emissionen durch Risse und Löcher  $\geq 2\text{cm}$  und  $\leq$  Leitungsdurchmesser

Route	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a]	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a]	zusätzliche Emission nach Schließen der Absperrorgane [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a]	Gesamt-Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a]	Emission Versorgungsstörung auf Route [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission Sonderbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
1	263	233.281	294	29	323	286.501	259.891
2	1.184	2.225.920	1.325	129	1.454	2.733.520	2.479.720
3	263	591.224	294	29	323	726.104	658.664
a	1.184	957.856	1.325	129	1.454	1.176.286	1.067.071
b	263	512.850	294	29	323	629.850	571.350
4							
russ. Teil	724	2.204.580	810	79	889	2.707.005	2.455.793
ukr. Teil	724	812.328	810	79	889	997.458	904.893
slow. Teil	724	296.840	810	79	889	364.490	330.665
5							
russ. Teil	724	954.232	810	79	889	1.171.702	1.062.967
ukr. Teil	724	812.328	810	79	889	997.458	904.893
slow. Teil	724	296.840	810	79	889	364.490	330.665
c	724	233.852	413	40	453	146.319	190.086
d	724	243.988	810	79	889	299.593	271.791

Quelle: (DBI, 2014)

Tabelle 8: Berechnung der gesamten Emissionen im Sonderbetrieb (inklusive Reparaturen)

Route	Länge [km]	Emission [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]		
		Emissionen durch Reparaturen	Emissionen Risse/Löcher [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	gesamte Emissionen Sonderbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
1	887	3.791.925	259.891	4.051.816
2	1880	8.037.000	2.479.720	10.516.720
3	2.248	9.610.200	658.664	10.268.864
a	809	3.458.475	1.067.071	4.525.546
b	1.950	8.336.250	571.350	8.907.600
4	4577	19.566.675	3.691.351	23.258.026
russ. Teil	3.045	13.017.375	2.455.793	15.473.168
ukr. Teil	1.122	4.796.550	904.893	5.701.443
slow. Teil	410	1.752.750	330.665	2.083.415
5	2850	12.183.750	2.298.525	14.482.275
russ. Teil	1.318	5.634.450	1.062.967	5.701.443
ukr. Teil	1.122	4.796.550	904.893	2.083.415
slow. Teil	410	1.752.750	330.665	1.570.911
c	323	1.380.825	190.086	1.712.466
d	337	1.440.675	271.791	6.697.417

Quelle: (DBI, 2014)

Anlage 8: Berechnung der Emissionen auf den Routen 9 und 10

Tabelle 9: Schadenshäufigkeiten

Route	Länge [km]	Leitungsdurchmesser r [mm]	Schadenshäufigkeit [1/1.000 km]		
			Normalbetrieb	Sonderbetrieb	Versorgungsstörung
9	50	900	0,006	0,0053	0,0113
10	150 <sup>129</sup>	900	0,006	0,0053	0,0113

Quelle: (DBI, 2014)

Tabelle 10: Emissionen im Normalbetrieb und bei Versorgungsstörungen durch Risse, Löcher und Brüche

Route	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /km·a]	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /a]	Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /km·a]	zusätzliche Emission nach Schließen der Absperrorgane [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /km·a]	Gesamte Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /km·a]	Emission Versorgungsstörung auf Route [m <sup>3</sup> <sub>CH4</sub> /a]
9	304	15.200	265	33	298	14.900
10	304	30.400	265	33	298	29.800

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>129</sup> In die Berechnung wurden lediglich 100 km (onshore) einbezogen.

Tabelle 11: Zusätzliche Emissionen im Normalbetrieb durch Absperrschieber<sup>130</sup> und gesamte Emissionen im Normalbetrieb

Route	Länge [km]	Anzahl Schieberknoten	Emission pro Schieberknoten [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission alle Schieberknoten [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission Normalbetrieb durch Risse und Löcher [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Gesamte Emissionen Normalbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
9	50	3	46.845	140.535	15.200	155.735
10	150 <sup>131</sup>	5	46.845	234.225	30.400	264.625

Quelle: (DBI, 2014)

Tabelle 12: Emissionen durch Risse und Löcher  $\geq 2$ cm und  $\leq$  Leitungsdurchmesser

Route	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a] <sup>132</sup>	Emission Normalbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a] <sup>132</sup>	zusätzliche Emission nach Schließen der Absperrorgane [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a] <sup>132</sup>	Gesamt-Emission Versorgungsstörung [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /km·a]	Emission Versorgungsstörung auf Route [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	Emission Sonderbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
9	268	13.400	124	16	140	7.000	10.200
10	268	26.800	124	16	140	14.000	20.400

Quelle: (DBI, 2014)

<sup>130</sup> Unter der Annahme, dass sich aller 20 km Rohrleitung eine Schieberstation befindet.

<sup>131</sup> In die Berechnung wurden lediglich 100 km (onshore) einbezogen.

<sup>132</sup> Mit der Häufigkeit der Schäden im Sonderbetrieb

Tabelle 13: Berechnung der gesamten Emissionen im Sonderbetrieb (inklusive Reparaturen)

Route	Länge [km]	Emission [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]		
		Emissionen durch Reparaturen	Emissionen Risse/Löcher [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]	gesamte Emissionen Sonderbetrieb [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /a]
9	50	213.750	10.200	223.950
10	150 <sup>133</sup>	427.500	20.400	447.900

<sup>133</sup> In die Berechnung wurden lediglich 100 km (onshore) einbezogen.

## Anlage 9: Berechnung des permeierenden Volumens

---

Eine Leitung mit DN100 besitzt einen Außendurchmesser von 110 mm und eine Wandstärke von 11 mm.

- $d_a = 110 \text{ mm}$
- $s = 11 \text{ mm}$

Einzusetzen ist weiterhin die Leitungslänge des PE-Anteils der betrachteten 500 km.

- $l = 293 \text{ km}$

4 bar Betriebsdruck sind ein Überdruck. Um auf den absoluten Druck in der Leitung muss der atmosphärische Druck von ca. 1 bar einbezogen werden.

- $p_{CH_4} = 5 \text{ bar}$

$$\begin{aligned} V &= 0,056 \frac{cm^3}{m \cdot bar \cdot d} \cdot \left( \frac{\pi \cdot d_a \cdot l \cdot p_{CH_4} \cdot t}{s} \right) \\ &= 0,056 \frac{cm^3}{m \cdot bar \cdot d} \cdot \left( \frac{\pi \cdot 0,11m \cdot 293000m \cdot 5bar \cdot 365d}{0,011m} \right) = 940.737.354 \text{ cm}^3 \\ &\approx 941 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

---

Anlage 10: Berechnung der Emissionen im Sonderbetrieb auf Erdgasleitungen in Deutschland

Tabelle 14: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Emissionen im Sonderbetrieb – Stahlleitung (207 km)

Betriebsart	Lochgröße [mm]	Ausström- dauer [h]	Häufigkeit <sup>134</sup> $\frac{1}{[km \cdot a]}$	Gesamt-CH <sub>4</sub> -Emission $\left[\frac{m^3_{CH_4}}{a}\right]$		
				RU	NL	NO
Sonderbetrieb	Datenbasis: Versorgungsstörung					
	400	0,25	0,0013	313.374	245.116	259.277
			zuzüglich	90.041	76.747	83.656
			Summe	403.415	321.863	342.933
	Datenbasis: Normalbetrieb					
	20	6	0,0013	18.802	14.707	15.557
	<b>Mittelwert</b>			<b>211.109</b>	<b>168.285</b>	<b>179.245</b>

Tabelle 15: Berechnung der CH<sub>4</sub>-Emissionen pro km im Sonderbetrieb – PE-Leitung (293 km)

Betriebsart	Lochgröße [mm]	Ausström- dauer [h]	Häufigkeit <sup>134</sup> $\frac{1}{[km \cdot a]}$	Gesamt-CH <sub>4</sub> -Emission $\left[\frac{m^3_{CH_4}}{a}\right]$		
				RU	NL	NO
Sonderbetrieb	Datenbasis: Versorgungsstörung					
	100	3	0,0024	39.898	31.177	32.203
	Datenbasis: Normalbetrieb					
	20	6	0,0024	3.192	2.494	2.576
	<b>Mittelwert</b>			<b>21.545</b>	<b>16.836</b>	<b>17.390</b>

<sup>134</sup> Bezogen auf den Sonderbetrieb

Anlage 11: Berechnung der Emissionen durch Förderung, Transport bis Deutschland, Speicherung und Transport und Verteilung innerhalb Deutschlands als CO<sub>2</sub>-Äquivalent

Route/Abzweig	Förderung ohne Abfackeln [tCH <sub>4</sub> ]	Förderung ohne Abfackeln [tCO <sub>2</sub> eq]	Förderung Abfackeln tCO <sub>2</sub>	Förderung gesamt [tCO <sub>2</sub> eq]	Transport [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ]	Transport [tCO <sub>2</sub> eq]	Verteilung [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> ]	inländischer Transport und Verteilung [tCO <sub>2</sub> eq]	gesamt [tCO <sub>2</sub> eq]
1a	50	1.256	206.570	207.826	77.444.078	1.389.153	1.430.824	25.665	1.622.644
1b	50	1.256	206.570	207.826	105.194.408	1.886.925	1.430.824	25.665	2.120.416
2a	1.809	45.224	7.436.436	7.481.660	145.913.828	2.617.329	1.430.824	25.665	10.124.655
2b	904	22.612	3.718.218	3.740.830	136.903.373	2.455.704	1.430.824	25.665	6.222.200
3a	1.809	45.224	7.436.436	7.481.660	109.722.515	1.968.148	1.430.824	25.665	9.475.473
3b	904	22.612	3.718.218	3.740.830	137.472.845	2.465.919	1.430.824	25.665	6.232.415
4c	301	7.537	1.239.406	1.246.943	57.506.539	1.031.524	1.430.824	25.665	2.304.132
4d	1.206	30.149	4.957.624	4.987.773	60.586.683	1.086.774	1.430.824	25.665	6.100.212
5c	238	5.946	993.591	999.538	36.687.684	658.085	1.430.824	25.665	1.683.288
5d	610	15.247	2.547.670	2.562.917	39.767.828	713.335	1.430.824	25.665	3.301.918
6	863	21.584	44.774	66.358	0	0	1.199.196	21.511	87.869
7	1.625	40.637	116.576	157.213	0	0	1.199.196	21.511	178.723
8	1.625	40.637	116.576	157.213	0	0	1.199.196	21.511	178.723
9	163	4.086	9.265	13.351	394.585	7.078	1.131.459	20.296	40.725
10	1.918	47.940	17.531	65.470	742.325	13.315	1.131.459	20.296	99.081



Anlage 12: Berechnung der Emissionen beim Erdgastransport als LNG | Beispielrechnung LNG

Anlage	Emissionen [%]	Emissionen [-]	Erdgas-Emissionen [m <sup>3</sup> /a]	CH <sub>4</sub> -Emissionen [m <sup>3</sup> /a]
Verflüssigungsanlage	0,05	0,0005	2.800.000	2.760.800
Ladearme	0,0009	0,000009	49.694	48.999
Ladearme	0,0009	0,000009	49.694	48.999
Regasifizierung	0,05	0,0005	2.800.000	2.760.800
<b>Summe absolut</b>			<b>5.699.389</b>	<b>5.619.597</b>

Anlage 13: Vergleich von Gas- und Sperröndichtungen - Kosten und Emissionen

Kosten-Kategorie	Gasdichtung		Sperröndichtung	
	[\$]	[€] <sup>e</sup>	[\$]	[€]
Investitionskosten Gasdichtung <sup>a</sup>	162.000	<b>131.220</b>	-	-
Erneuerungskosten Sperröndichtung <sup>a</sup>	-	-	81.000	<b>65.610</b>
andere Kosten (Installation, etc.)	162.000	<b>131.220</b>	0 <sup>b</sup>	<b>0<sup>b</sup></b>
jährliche Betriebs- und Wartungskosten <sup>c</sup>	14.100	<b>11.421</b>	102.400	<b>82.944</b>
Kosten für jährliche Methanverluste <sup>d</sup> (bei 7\$/Mcf;8.000h), 2 Gasdichtungen mit Gesamtemissionen von 6 scfm	20.160	<b>16.330</b>	-	-
Kosten für jährliche Methanverluste <sup>d</sup> (bei 7\$/Mcf;8.000h), 2 Sperröndichtungen mit Gesamtemissionen von 100 scfm	-	-	336.000	<b>272.160</b>
<b>Gesamtkosten in 5 Jahren</b>	<b>495.300</b>	<b>401.193</b>	<b>2.273.000</b>	<b>1.841.130</b>

Einsparung der Gasdichtungen

gesamte Kosteneinsparungen	1.777.700 <b>1.439.937</b>	[\$] <b>[€]</b>
gesamte CH <sub>4</sub> -Einsparungen	225.600 <b>6.388.315</b>	[Mcf] <b>[m<sup>3</sup>]</b>

<sup>a</sup> Angabe der Flowserve Corporation

<sup>b</sup> bei Nutzung des vorhandenen Zirkulationssystems, Entgasungs- und Kontrollequipments

<sup>c</sup> Ermittelt in (EPA, 2006, S. 4)

<sup>d</sup> basierend auf typischen Emissionsraten

<sup>e</sup> Umrechnungskurs 1 € = 1,24 \$

Quelle: Daten in Anlehnung an EPA, 2006 (EPA, 2006, S. 5)

Anlage 14: Gasspeicher in Deutschland (auf den folgenden 6 Seiten)

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
Allmenhausen	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Buntsandstein	350		380	62	62
Bad Lauchstädt	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Rotliegend	800		670	440	238
Bad Lauchstädt	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	780-950	19	965	760	920
Bad Lauchstädt	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	800-860	3	250	195	
Behringen	in Planung oder Bau	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Zechstein	630		2300	1000	
Berlin	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Buntsandstein	750-1000		560	135	225
Bernburg	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	500-700	34	1371	1059	1000
Bernburg Gnetsch	in Betrieb	Propan	Kavernenspeicher		Salzstock	510-680	2			
Bierwang	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Tertiär (Chatt)	1560		3140	1450	1200
Breitbrunn-Eggstätt	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Tertiär (Chatt)	1.900		2075	992	520
Bremen-Lesum-Storengy	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1300-1780	2	247	160	220
Bremen-Lesum-SWB	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1050-1350	2	87	73	160
Buchholz	in Betrieb	Erdgas	Poren-	Aquifer	Buntsandstein	570-610		234	175	80

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
Burggraf-Bernsdorf	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher	stillgelegtes Bergwerk	Zechstein 2	580		5	3	40
Empelde	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1300-1800	4	300	136	360
Empelde	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1300-1800	1	125	100	
Epe-CGS	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	1000-1400	3	292	177	
Epe-E.ON	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	1090-1420	39	2563	2008	2900
Epe-E.ON	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1090-1420	1	k.A.	47	
Epe-ENECO	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1000-1400	1	65	46	200
Epe-ENECO	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1100-1400	1	86	60	
Epe-KGE	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1100-1400	1	54	42	100
Epe-KGE	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1100-1400	3	216	162	
Epe-NUON	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	1100-1420	7	402	313	650
Epe-RWE, H-Gas	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	1100-1420	10	585	459	870
Epe-RWE, L-Gas	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1160-1280	10	707	542	800

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
Epe-Trianel	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	1170-1465	4	275	210	600
Eschenfelden	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Keuper, Muschelkalk	600		168	72	130
Etzel-EGL 1 und 2	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	900-1100	19	1700	1253	1300
Etzel-EKB	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1150-1200	6	700	500	900
Etzel-ESE	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1150-1200	6	1030	780	2250
Etzel-ESE	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1150-1200	13	2000	1320	
Etzel-FSG-Crystal	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1100-1200	4	640	400	600
Etzel-IVG	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1150-1200	25	3300	2200	
Frankenthal	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Jungtertiär I+II	600-1000		300	90	130
Fronhofen-Ilmensee	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Ölfeld	Muschelkalk	1750-1800		153	18	70
Hähnlein	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Tertiär (Pliozän)	500		160	80	100
Harsefeld	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1150-1450	2	189	119	300
Heide 101	in Betrieb	Butan	Kavernenspeicher		Salzstock	600-1000	1			
Huntorf einschließlich	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	650-	7	435	311	450

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
h Kaverne Neuenhundertorf			speicher			1400				
Inzenham	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Tertiär (Aquitän)	680-880		880	415	255
Jemgum-EWE	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	950-1400	8	k.A.	k.A.	
Jemgum-WINGAS	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	100-1600	18	1620	1200	
Kalle	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Buntsandstein	2100		630	215	450
Katharina	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	500-700	2	129	105	77
Katharina	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	500-700	10	574	470	
Kiel-Rönne	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Rotliegend	1300-1600	2	78	47	100
Kiel-Rönne	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Rotliegend	1500-1750	1	114	74	
Kirchlingen	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Zechstein	900		240	190	125
Kraak	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	900-1450	4	330	280	400
Krummhörn	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 2	1500-1800	3	143	111	200
Moeckow	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1100-1500	24	k.A.	k.A.	

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
Nüttermoor	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	950-1300	21	1801	1319	1780
Nüttermoor	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	950-1300	1	k.A.	k.A.	
Ohrensen	in Betrieb	Ethylen	Kavernenspeicher		Salzstock	800-1000	1			
Ohrensen	in Betrieb	Prophyll en	Kavernenspeicher		Salzstock	800-1000	1			
Peckensen	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1300-1450	3	341	220	500
Peckensen	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1100-1400	7	840	560	
Reckrod	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	800-1100	3	178	110	100
Reckrod-Wölf	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein 1	700-900	3	150	120	
Rehden	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Zechstein	1900-2250		7000	4400	2400
Reitbrook	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Ölfeld	Oberkreide	640-725		530	350	350
Rüdersdorf	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	900-1200	2	171	135	140
Rüdersdorf	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	900-1200	1	k.A.	k.A.	
Sandhausen	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Tertiär	600		60	30	45
Schmidhaus	in Betrieb	Erdgas	Poren-	ehemaliges	Tertiär	1000		300	150	150

Speicher	Betriebsart	Gas	Speicherart	Speichertyp	Speicherformation	Teufe [m]	Anzahl Einzelspeicher	Gasvolumen* [Mio. m <sup>3</sup> ]	max. nutzbares Arbeitsgas [Mio. m <sup>3</sup> ]	Aus-speicher-rate [1000 m <sup>3</sup> /h]
en			speicher	Gasfeld	(Aquitän)					
Staßfurt	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	400-1130	6	468	382	550
Staßfurt	in Planung oder Bau	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	850-1150	6	620	500	
Stockstadt	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Tertiär (Pliozän)	500		94	45	45
Stockstadt	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	Aquifer	Tertiär (Pliozän)	450		180	90	90
Teuschenthal	in Betrieb	Ethylen	Kavernenspeicher		Salzstock	700-800	1			
Teuschenthal	in Betrieb	Prophyll en	Kavernenspeicher		Salzstock	700-800	1			
Uelsen	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Buntsandstein	1500		1220	840	450
Wolfsberg	in Betrieb	Erdgas	Porenspeicher	ehemaliges Gasfeld	Tertiär	2930		583	365	240
Xanten	in Betrieb	Erdgas	Kavernenspeicher		Zechstein	1000	8	217	185	280

\* Summe aus maximalem Arbeitsgas- und Kissengasvolumen

kurzzeitige Maximalrate

Arbeitsgas nach Endausbau

Quelle: (LBEG, 2012)



Anlage 15: Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012

	As of December 31,					As of December 31,					As of December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
	Gas, bcm					Gas, million tce					Gas, million boe				
Categories A+B+C1	33.123,2	33.578,4	33.052,3	35.046,9	35.143,5	38.224,2	38.749,5	38.142,4	40.444,1	40.555,6	195.095,6	197.776,8	194.678,0	206.426,2	206.995,2
of which evaluated, %	88 %	89 %	93 %	90 %	94 %	88 %	89 %	93 %	90 %	94 %	88 %	89 %	93 %	90 %	94 %
Proved	18.187,8	18.609,9	18.991,3	19.212,6	19.114,1	20.988,7	21.475,8	21.915,9	22.171,3	22.057,6	107.126,1	109.612,3	111.858,8	113.162,2	112.582,0
Probable	3.088,2	3.338,1	3.529,0	3.631,5	4.251,0	3.563,8	3.852,2	4.072,5	4.190,8	4.905,7	18.189,5	19.661,4	20.785,8	21.389,5	25.038,4
Proved + probable	21.276,0	21.948,0	22.520,3	22.844,1	23.365,1	24.552,5	25.328,0	25.988,4	26.362,1	26.963,3	125.315,6	129.273,7	132.644,6	134.551,7	137.620,4
	Gas condensate, million tons					Gas condensate, million tce					Gas condensate, million boe				
Categories A+B+C1	1.287,1	1.325,1	1.284,8	1.395,5	1.382,9	1.840,6	1.894,9	1.837,3	1.995,6	1.977,5	10.528,5	10.839,3	10.509,7	11.415,2	11.312,1
of which evaluated, %	85 %	82 %	86 %	83 %	89 %	85 %	82 %	86 %	83 %	89 %	85 %	82 %	86 %	83 %	89 %
Proved	587,9	586,0	572,1	605,2	633,8	840,7	838,0	818,1	865,4	906,3	4.809,0	4.793,5	4.679,8	4.950,5	5.184,5
Probable	141,9	141,2	147,2	152,6	174,9	202,9	201,9	210,5	218,2	250,1	1.160,8	1.155,0	1.204,1	1.248,3	1.430,7
Proved + probable	729,8	727,2	719,3	757,8	808,7	1.043,6	1.039,9	1.028,6	1.083,7	1.156,4	5.969,8	5.948,5	5.883,9	6.198,8	6.615,2

Anlage 16: Gazprom Gruppe Reserven in Russland 2008 bis 2012 - Fortsetzung

	Crude oil, million tons					Crude oil, million tce					Crude oil, million boe				
Categories A+B+C1	1.601,7	1.785,0	1.732,9	1.767,3	1.778,1	2.290,4	2.552,6	2.478,0	2.527,2	2.542,7	11.740,5	13.084,1	12.702,2	12.954,3	13.033,5
of which evaluated, %	92 %	85 %	90 %	89 %	88 %	92 %	85 %	90 %	89 %	88 %	92 %	85 %	90 %	89 %	88 %
Proved	713,2	718,5	717,4	723,9	713,9	1.019,9	1.027,4	1.025,9	1.035,2	1.020,9	5.227,8	5.266,6	5.258,5	5.306,2	5.232,8
Probable	565,0	435,5	464,5	492,2	523,8	807,9	622,8	664,2	703,8	749,0	4.141,5	3.192,2	3.404,8	3.607,8	3.839,5
Proved + probable	1.278,2	1.154,0	1.181,9	1.216,1	1.237,7	1.827,8	1.650,2	1.690,1	1.739,0	1.769,9	9.369,2	8.458,8	8.663,3	8.914,0	9.072,3
						Total hydrocarbons reserves, million tce					Total hydrocarbons reserves, million boe				
Categories A+B+C1	x	x	x	x	x	42.355,2	43.197,0	42.457,7	44.966,9	45.075,8	217.364,6	221.700,2	217.889,9	230.795,7	231.340,8
of which evaluated, %	x	x	x	x	x	88 %	88 %	92 %	90 %	93 %	88 %	88 %	92 %	90 %	93 %
Proved	x	x	x	x	x	22.849,3	23.341,2	23.759,9	24.071,9	23.984,8	117.162,9	119.672,4	121.797,1	123.418,9	122.999,3
Probable	x	x	x	x	x	4.574,6	4.676,9	4.947,2	5.112,8	5.904,8	23.491,8	24.008,6	25.394,7	26.245,6	30.308,6
Proved + probable	x	x	x	x	x	27.423,9	28.018,1	28.707,1	29.184,8	29.889,6	140.654,6	143.681,0	147.191,8	149.664,5	153.307,9

Quelle: (Gazprom, 2011)

Anlage 17: Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen

	As of December 31,					As of December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012
	Gas, bcm					Gas condensate, million tons				
Urals FD	24.265,2	24.390,6	23.566,8	23.401,1	23.143,5	760,4	770,9	724,0	730,5	713,8
North-western FD	92,2	90,4	89,3	88,2	87,4	21,2	20,9	20,8	20,7	20,6
Southern and North Caucasian FDs	2.569,0	2.560,7	2.545,4	2.523,1	2.510,5	386,0	383,5	380,6	377,4	374,3
Privolzh-sky FD	774,7	758,5	751,3	735,4	717,8	57,5	57,2	57,4	57,1	57,3
Siberian FD	291,7	284,7	308,3	1.668,1	1.711,9	22,6	21,1	21,2	89,9	89,7
Far East FD	401,7	402,2	456,6	1.106,2	1.181,0	5,8	6,0	6,9	25,2	26,4
Shelf	4.728,7	5.091,3	5.334,6	5.524,8	5.791,4	33,6	65,5	73,9	94,7	100,8
Total	33.123,2	33.578,4	33.052,3	35.046,9	35.143,5	1.287,1	1.325,1	1.284,8	1.395,5	1.382,9

Quelle: (Gazprom, 2013)

Anlage 18: Reserven der Kategorien A+B+C1 Russland nach Regionen - Fortsetzung

	As of December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012
	Crude oil, million tons				
Urals FD	1.303,1	1.461,6	1.400,1	1.400,3	1.419,8
North-western FD	15,7	16,9	17,3	17,3	4,8
Southern and North Caucasian FDs	8,8	9,7	10,6	7,4	7,3
Privolzh-sky FD	133,3	145,1	144,5	153,8	156,2
Siberian FD	47,6	58,3	61,9	86,0	87,5
Far East FD	45,8	46,0	51,1	55,1	55,1
Shelf	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
Total	1.601,7	1.785,0	1.732,9	1.767,3	1.778,1

Quelle: (Gazprom, 2013)

Anlage 19: Geologische Exploration, Produktionsbohrungen, Produktionskapazität Russland (2008 bis 2012)

**Geological exploration, production drilling and production capacity in Russia**  
**Key figures of Gazprom Group's geological exploration activities in Russia**

	For the year ended December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration drilling, thousand meters	284,9	163,7	204,9	157,7	126,4
Completed exploration wells, units	80	75	82	60	54
including producing wells	50	43	64	45	46
Seismic exploration 2D, thousand line km	12,4	14,7	18,5	2,8	1,9
Seismic exploration 3D, thousand km <sup>2</sup>	6,6	9,5	10,8	8,8	8,4
Drilling efficiency, tce / m	2.669,3	4.143,8	3.890,7	6 142,0	6.099,7
Drilling efficiency, boe / m	13.651,2	21.368,6	20.009,9	31 571,3	31.293,5

**Reserves growth due to geological exploration, reserves replacement ratio and Years of hydrocarbons reserves**

	For the year ended December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012
Reserves increment due to geological exploration					
Natural gas, bcm	583,4	468,8	547,7	719,8	573,0
Gas condensate, million tons	6,9	38,55	32,3	38,4	21,5
Crude oil, million tons	54,1	57,5	83,2	58,0	55,2
Natural gas, million tce	673,2	541,0	632,0	830,6	661,2
Gas condensate, million tce	9,9	55,1	46,2	54,9	30,8
Crude oil, million tce	77,4	82,2	119,0	82,9	79,0
Total, million tce	760,5	678,3	797,2	968,4	771,0
Natural gas, million boe	3.436,2	2.761,2	3.225,9	4.239,6	3.375,0
Gas condensate, million boe	56,4	315,3	264,2	314,1	175,9
Crude oil, million boe	396,6	421,5	609,9	425,1	404,6
Total, million boe	3.889,2	3.498,0	4.100,0	4.978,8	3 955,5
Reserves replacement ratio					
Natural gas	1,06	1,01	1,08	1,40	1,18
Gas condensate	0,86	5,28	3,99	4,41	2,31
Crude oil	1,69	1,83	2,60	1,78	1,67
Total	1,10	1,15	1,24	1,49	1,24
Years of hydrocarbons reserves					
Natural gas	61	73	66	69	73
Crude oil and Gas condensate	67	75	70	71	68

<b>Production drilling in Russia</b>					
	For the year ended December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012
Producing wells drilled, units					
natural gas	143	151	118	223	212
crude oil	629	702	775	719	724
at UGSF	8	14	16	17	17
Total	780	867	909	959	953
Producing wells drilled, thousand m					
natural gas	375,7	358,2	441,5	476,8	367,7
crude oil	2.080,6	2.286,7	2.602,2	2 288,1	2 566,6
at UGSF	17,6	11,9	20,3	22,9	24,2
Total	2.473,9	2.656,8	3.064,0	2 787,8	2 958,5
<b>Gazprom Group's production capacity in Russia</b>					
	For the year ended December 31,				
	2008	2009	2010	2011	2012
Producing fields, units	122	121	120	124	127
Gas producing wells, units	7.214	7.310	7 403	7.504	7.717
including those in operation	6.723	6.775	6 806	6.988	7.226
Oil producing wells, units	5.932	6.158	6 464	6.647	7.296
including those in operation	5.444	5.663	5 941	6.151	6.738
Comprehensive and preliminary gas treatment units, units	173	174	176	177	179
Comprehensive gas treatment units aggregate installed capacity, bcm per year	991,0	994,5	1 001,2	1 003,2	1.072,9
Booster compressor stations, units	45	47	48	49	49
Booster compressor station's installed capacity, MW	4.460,1	4.508,1	4 572,1	4 730,1	5.015,2

Quelle: (Gazprom, 2013)

Anlage 20: Produktionsfelder in Planung oder Bau in Russland

Name	Projected	Commissioning	Attainment of projected capacity
<b>Nadym-Pur-Tazovsky Region (Western Siberia)</b>			
Pestsovoe field (Lower Cretaceous sediments)	2.0 bcm of gas	2015-2016	2019-2020
Nydinskiy area of the Medvezhye field	2.7 bcm of gas	2011	2015-2016
<b>Urengoyevskoye field (Achimovsk Deposits):</b>			
the block 1;	9.6 bcm of gas and 3.1 million tons of unstable gas condensate annually	2008	2016–2019
the block 2;	8.7 bcm of gas and 3.0 million tons of unstable gas condensate annually	2009	
the blocks 3–5.	36.3 bcm of total gas production at the blocks 1–5	2015–2017	
Urengoyevskoye (Samburgskiy licensed bloke) of Achimovsk Deposits)	4 million ton of gas condensate and 15.8 bcm	2015	2022
Ubileynoye (formation AU and PK)	1.7 bcm of gas	2013	2014–2015
Yen-Yakhinskoye field	1.8 million tons of gas condensate and 5 bcm of gas	2003	2006
<b>Yamal Peninsula and adjacent waters</b>			
<b>Bovanenkovskoye field:</b>			
cenomanian and Aptian deposits;	115 bcm of gas	2012	2019–2021
neocomian-Jur deposits.	25.0 bcm of gas	2020–2022	2024–2025
<b>Kharasaveiskoye field:</b>			
cenomanian and Aptian deposits;	32 bcm of gas	2019-2021	2021-2023
Neocomian-Jur deposits.	12.0 bcm of gas	2021–2023	2025–2027
Novoportovskoye field	8.5 million tons of oil, 8.3 bcm of gas and 0.7 million tons of gas condensate	2016	2019–2021
Kruzenshternskoye field	15.2 million tons of oil equivalent	2022–2024	2025–2027
<b>Gydan Peninsula</b>			

Name	Projected	Commissioning	Attainment of projected capacity
Messoyakha group of fields (Vostochno-Messoyakhsky and Zapadno-Messoyakhsky license areas)	15.2 million tons of oil equivalent	2016	2028
<b>The Arctic Shelf</b>			
Shtokmanovskoye field	71 bcm of gas and can be potentially increased up to 95 bcmc	Will be determined relying on the results of the final investment decision	
Prirazlomnoye field	6.6 million tons of oil	2013	2018
<b>Obskaya and Tazovskaya Bays</b>			
Severo-Kamennomysskoye field	15.3 bcm of gas	2019-2020	2021-2024
Kamennomysskoye-more	15.1 bcm of gas	2023-2024	2026-2028
<b>Volga Region</b>			
Astrakhanskoye field	-	1986	-
<b>Volga-Urals region</b>			
Orenburg group of fields: Eastern part of Orenburg field	7.3 million tons of oil equivalent	1994 — beginning of the pilot development of Eastern section of Orenburg OG field	2017
Tsarichanskoye field			
Kopitonovskoye field			
Baleikinskoe filed			
<b>Obskaya and Tazovskaya Bays</b>			
Chayandinskoye field	25.0 bcm	Comprehensive action plan to establish gas production, gas transportation and gas processing facilities using gas deposits of fields of Yakutia gas production center, launch of deposit into production is forecasted for IV quarter of 2017. Terms of launching and the dynamics of gas production of Chayandinskoye and Koviktins field will be determined by the results of negotiations with China and other potential customers on the basic conditions of supply of pipeline gas and LNG, and to clarify the balance of production and distribution of gas of Yakutsk and Irkutsk gas production centers.	
Kovyktinskoye field	25.0—35.3 bcm		
Kirinskoye field	5.5 bcm of gas	2013	2016-2018
Yuzhno-Kirinskoye field	13.2 bcm of gas	2018-2019	2022-2024

Quelle: (Gazprom, 2013)



Anlage 21: Reserven der Produktionsfelder Norwegen

Field name	Orig. recoverable oil [mill Sm <sup>3</sup> ]	Orig. recoverable gas [bill Sm <sup>3</sup> ]	Orig. recoverable NGL [mill tonn]	Orig. recoverable cond. [mill Sm <sup>3</sup> ]	Orig. recoverable oil eq. [mill Sm <sup>3</sup> o.e]	Remaining oil [mill Sm <sup>3</sup> ]	Remaining gas [bill Sm <sup>3</sup> ]	Remaining NGL [mill tonn]	Remaining cond. [mill Sm <sup>3</sup> ]
ALBUSKJELL	7,40	15,60	1,00	0,00	24,90	0,00	0,00	0,00	0,00
ALVE	1,90	5,70	1,10	0,00	9,69	0,80	2,70	0,60	0,00
ALVHEIM	37,20	6,80	0,00	0,00	44,00	17,50	4,70	0,00	0,00
ATLA	0,30	1,40	0,00	0,00	1,70	0,30	1,30	0,00	0,00
BALDER	72,10	2,00	0,00	0,00	74,10	16,20	0,60	0,00	0,00
BLANE	0,80	0,00	0,00	0,00	0,80	0,30	0,00	0,00	0,00
BRAGE	59,30	4,50	1,50	0,00	66,65	4,00	1,20	0,30	0,00
BRYNHILD	3,60	0,00	0,00	0,00	3,60	3,60	0,00	0,00	0,00
BØYLA	3,40	0,30	0,00	0,00	3,70	3,40	0,30	0,00	0,00
COD	2,90	7,30	0,50	0,00	11,15	0,00	0,00	0,00	0,00
DRAUGEN	146,70	1,60	2,80	0,00	153,62	14,90	0,10	0,40	0,00
EDDA	4,80	2,00	0,20	0,00	7,18	0,00	0,00	0,00	0,00
EDVARD GRIEG	26,20	1,80	0,60	0,00	29,14	26,20	1,80	0,60	0,00
EKOFISK	569,20	164,50	15,20	0,00	762,58	129,80	22,80	2,20	0,00
ELDFISK	137,90	44,80	4,10	0,00	190,49	37,30	5,40	0,20	0,00
EMBLA	11,90	7,50	0,70	0,00	20,73	1,50	3,60	0,30	0,00
ENOCH	0,40	0,00	0,00	0,00	0,40	0,10	0,00	0,00	0,00
FRAM	30,70	8,80	0,60	0,00	40,64	5,90	6,30	0,40	0,00
FRIGG	0,00	116,20	0,00	0,50	116,70	0,00	0,00	0,00	0,00

FRØY	5,60	1,60	0,00	0,10	7,30	0,00	0,00	0,00	0,00
GAUPE	0,20	0,50	0,00	0,00	0,70	0,10	0,30	0,00	0,00
GIMLE	3,00	1,40	0,30	0,00	4,97	0,40	1,00	0,20	0,00
GJØA	11,60	32,70	8,70	0,00	60,83	6,40	27,80	7,60	0,00
GLITNE	8,90	0,00	0,00	0,00	8,90	0,00	0,00	0,00	0,00
GOLIAT	30,20	7,30	0,30	0,00	38,07	30,20	7,30	0,30	0,00
GRANE	124,60	0,00	0,00	0,00	124,60	36,10	0,00	0,00	0,00
GUDRUN	11,70	6,40	1,30	0,00	20,57	11,70	6,40	1,30	0,00
GULLFAKS	365,50	23,10	2,80	0,00	393,92	11,60	0,00	0,00	0,00
GULLFAKS SØR	58,80	65,10	9,20	0,00	141,38	16,60	32,10	5,00	0,00
GUNGNE	0,00	15,20	2,20	4,70	24,08	0,00	1,30	0,30	0,40
GYDA	36,50	6,70	2,00	0,00	47,00	0,90	0,50	0,10	0,00
HEIDRUN	182,10	46,50	2,20	0,00	232,78	40,10	31,30	1,70	0,00
HEIMDAL	8,20	46,90	0,00	0,00	55,10	1,60	1,70	0,00	0,00
HOD	10,40	1,80	0,40	0,00	12,96	0,90	0,20	0,10	0,00
HULDRA	5,10	17,50	0,10	0,00	22,79	0,00	0,70	0,00	0,00
HYME	3,20	0,50	0,20	0,00	4,08	3,20	0,50	0,20	0,00
ISLAY	0,00	0,10	0,00	0,00	0,10	0,00	0,10	0,00	0,00
JETTE	1,50	0,10	0,00	0,00	1,60	1,50	0,10	0,00	0,00
JOTUN	23,40	1,10	0,00	0,00	24,50	0,70	0,20	0,00	0,00
KNARR	11,90	0,30	0,80	0,00	13,72	11,90	0,30	0,80	0,00
KRISTIN	22,90	28,70	6,30	2,10	65,67	6,00	9,70	2,30	0,00
KVITEBJØRN	27,30	89,10	11,50	0,00	138,25	9,80	49,80	8,10	0,00
LILLE-FRIGG	1,30	2,20	0,00	0,00	3,50	0,00	0,00	0,00	0,00
MARTIN LINGE	6,00	19,70	0,70	3,00	30,03	6,00	19,70	0,70	3,00

MARULK	0,70	8,40	0,90	0,00	10,81	0,60	7,80	0,90	0,00
MIKKEL	6,60	31,40	8,60	2,20	56,54	3,30	15,80	4,40	0,00
MIME	0,40	0,10	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
MORVIN	9,30	4,50	1,10	0,00	15,89	5,60	4,50	1,10	0,00
MURCHISON	13,90	0,40	0,00	0,00	14,30	0,00	0,00	0,00	0,00
NJORD	28,50	17,20	3,90	0,00	53,11	3,00	9,40	2,10	0,00
NORDØST FRIGG	0,00	11,60	0,00	0,10	11,70	0,00	0,00	0,00	0,00
NORNE	90,80	12,00	1,60	0,00	105,84	3,80	5,40	0,80	0,00
ODIN	0,00	27,30	0,00	0,20	27,50	0,00	0,00	0,00	0,00
ORMEN LANGE	0,00	306,30	0,00	16,70	323,00	0,00	207,70	0,00	9,10
OSEBERG	384,60	104,10	12,10	0,00	511,69	22,70	69,20	3,80	0,00
OSEBERG SØR	61,00	16,00	1,60	0,00	80,04	17,20	8,00	1,60	0,00
OSEBERG ØST	26,70	0,40	0,30	0,00	27,67	7,90	0,10	0,30	0,00
OSELVAR	4,60	3,90	0,00	0,00	8,50	4,50	3,90	0,00	0,00
REV	0,70	2,70	0,10	0,00	3,59	0,00	0,00	0,00	0,00
RINGHORNE ØST	15,50	0,40	0,00	0,00	15,90	6,30	0,10	0,00	0,00
SIGYN	0,00	6,90	2,60	6,40	18,24	0,00	0,70	0,20	0,60
SKARV	15,50	43,40	5,60	0,00	69,54	15,50	43,40	5,60	0,00
SKIRNE	2,20	10,20	0,00	0,00	12,40	0,50	1,30	0,00	0,00
SKULD	13,40	0,60	0,10	0,00	14,19	13,40	0,60	0,10	0,00
SLEIPNER VEST	0,00	133,30	9,50	32,90	184,25	0,00	19,80	1,50	4,50
SLEIPNER ØST	0,00	67,80	13,50	27,00	120,45	0,00	1,50	0,40	0,20
SNORRE	249,90	6,60	4,70	0,00	265,43	64,10	0,30	0,10	0,00
SNØHVIT	0,00	176,70	6,40	22,60	211,46	0,00	156,90	5,40	19,00
STATFJORD	570,40	77,40	23,00	1,10	692,60	4,30	11,40	6,10	0,60

STATFJORD NORD	39,50	2,10	1,10	0,00	43,69	3,00	0,00	0,30	0,00
STATFJORD ØST	36,80	4,00	2,10	0,00	44,79	0,70	0,10	0,80	0,00
SVALIN	12,10	0,00	0,00	0,00	12,10	12,10	0,00	0,00	0,00
SYGNA	11,00	0,00	0,00	0,00	11,00	1,10	0,00	0,00	0,00
TAMBAR	9,50	2,00	0,50	0,00	12,45	0,60	0,00	0,20	0,00
TAMBAR ØST	0,30	0,00	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00
TOMMELITEN GAMMA	3,90	9,70	0,50	0,00	14,55	0,00	0,00	0,00	0,00
TOR	24,30	10,90	1,20	0,00	37,48	0,40	0,10	0,00	0,00
TORDIS	61,20	4,60	1,80	0,00	69,22	6,00	0,40	0,20	0,00
TROLL	263,80	1432,80	27,50	1,50	1750,35	36,00	984,90	21,10	(2,80)
TRYM	1,50	4,30	0,00	0,00	5,80	0,80	3,20	0,00	0,00
TUNE	3,30	18,30	0,20	0,00	21,98	0,00	0,00	0,00	0,00
TYRIHANS	32,40	41,70	10,90	0,00	94,81	16,50	40,90	10,70	0,00
ULA	87,90	3,90	4,00	0,00	99,40	15,70	0,00	1,40	0,00
URD	7,00	0,20	0,00	0,00	7,20	2,00	0,00	0,00	0,00
VALE	2,40	2,30	0,00	0,00	4,70	1,10	1,30	0,00	0,00
VALEMON	4,90	26,10	1,30	0,00	33,47	4,90	26,10	1,30	0,00
VALHALL	147,40	27,50	5,50	0,00	185,35	41,50	6,90	2,20	0,00
VARG	16,40	1,10	1,00	0,00	19,40	1,40	1,10	1,00	0,00
VEGA	6,60	14,00	2,40	0,00	25,16	5,10	12,20	2,00	0,00
VESLEFRIKK	54,10	5,70	2,00	0,00	63,60	1,80	3,30	0,70	0,00
VEST EKOFISK	12,20	26,00	1,40	0,00	40,86	0,00	0,00	0,00	0,00
VIGDIS	66,60	1,90	1,20	0,00	70,78	15,00	0,20	0,30	0,00
VILJE	13,60	0,00	0,00	0,00	13,60	6,20	0,00	0,00	0,00

VISUND	33,90	51,30	6,40	0,00	97,36	11,50	44,30	6,00	0,00
VISUND SØR	2,70	7,30	0,90	0,00	11,71	2,70	7,30	0,90	0,00
VOLUND	8,60	0,90	0,00	0,00	9,50	4,00	0,50	0,00	0,00
VOLVE	8,70	0,80	0,20	0,10	9,98	1,00	0,10	0,00	0,00
YME	22,00	0,00	0,00	0,00	22,00	14,10	0,00	0,00	0,00
YTTERGRYTA	0,30	2,20	0,40	0,00	3,26	0,00	1,00	0,20	0,00
ØST FRIGG	0,00	9,20	0,00	0,10	9,30	0,00	0,00	0,00	0,00
ÅSGARD	100,40	207,70	39,40	17,10	400,06	18,60	84,10	16,80	0,00

Quelle: (Norwegian Petroleum Directorate, 2013)