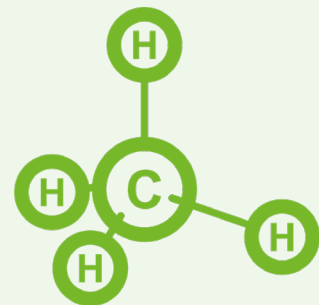
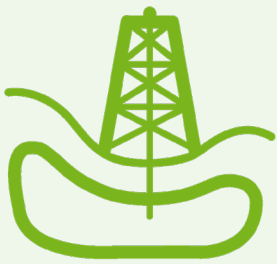


CFNG1.1

Carbon Footprint Natural Gas 1.1

Abschlussbericht



Impressum

Abschlussbericht

CFNG1.1

Carbon Footprint of Natural Gas 1.1

Erstellt im Auftrag von

Timm Kehler, Dieter Rütten, Verena Friedl

Zukunft Gas GmbH
Neustädtische Kirchstraße 8
D-10117 Berlin, Germany
office@gas.info
www.gas.info

Durchführung

Projektleitung

Charlotte Große
charlotte.grosse@dbi-gruppe.de
T +49 341 2457-149

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Strasse 109/111
D-04229 Leipzig, Germany
www.dbi-gruppe.de

Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Charlotte Große, Melanie Eyßer, Stefanie
Lehmann, Marco Behnke

Laufzeit

01.04.2020 bis 15.01.2021

Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Studie war es, den Carbon Footprint¹ von Erdgas, welches in Zentral-Europa² (ZE) bzw. in Deutschland (DE) verteilt wird, für die Jahre 2015 bis 2018 zu ermitteln. Hierbei wurden die Schritte Erdgasförderung, -aufbereitung, -transport und -speicherung außerhalb und innerhalb ZE (DE) sowie die -verteilung in ZE (DE) berücksichtigt. Die Gasanwendung war nicht Bestandteil der Analyse.

Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Die spezifischen Methanemissionen sind in allen betrachteten Lieferländern gesunken³. Da aber anteilig mehr Gas aus Russland importiert wurde, welches höhere spezifische Methanemissionen als norwegisches oder niederländisches Gas aufweist, sind die Methanemissionen in der Region ZE annähernd stabil geblieben⁴.
- Gleichzeitig sind die CO₂-Emissionen gestiegen, hauptsächlich aufgrund des erhöhten Energiebedarfs für die Gasförderung und den Gastransport nach Zentral-Europa.
- Dadurch hat sich der Carbon Footprint zwischen 2015 und 2018 erhöht, liegt aber immer noch leicht unter dem für 2014 berechneten Wert der Vorgängerstudie⁵.

In dieser Studie wurden für die Jahre 2015 bis 2018 glaubwürdige, aktuelle Daten zu den Vorkettenemissionen gesammelt, die auf den verschiedenen Stufen der Erdgaswertschöpfungskette freigesetzt werden. Die Studie berücksichtigt die Anforderungen der DIN EN ISO 14040, 14044 und 14067 hinsichtlich Datenqualität, Vollständigkeit und Konsistenz und wurde mit dem LCA-Modell GaBi von Sphera berechnet.

Die Auswirkungen aller Treibhausgase wurden mit den Werten für das Treibhausgaspotenzial aus dem vierten IPCC-Sachstandsbericht über 100 Jahre bewertet, die derzeit die Grundlage für nationale Treibhausgasinventare bilden.

Die folgenden Hauptergebnisse wurden identifiziert:

- Der berechnete Carbon Footprint des in Zentral-Europa verteilten Erdgases für das Jahr 2018 beträgt **7.722 gCO₂e/GJ (Hi) bzw. 28 gCO₂e/kWh (Hi)**.
- Der berechnete Carbon Footprint des in Deutschland verteilten Erdgases für das Jahr 2018 beträgt **6.592 gCO₂e/GJ (Hi) bzw. 24 gCO₂e/kWh (Hi)**.
- Die **Methanverluste betragen 0,5 % (0,3 %)** bezogen auf die in ZE (DE) verteilte Gasmenge.

Die Differenz der Ergebnisse für Zentral-Europa und Deutschland resultiert vor allem aus unterschiedlichen Erdgasversorgungsstrukturen, aber auch aus abweichenden Kennwerten für Energiebedarf und Gasverluste aus Transport, Speicherung und Verteilung.

Der Anstieg des Carbon Footprint zwischen 2015 und 2018 ist vor allem auf den steigenden Anteil von Erdgas aus Russland mit seine langen Transportwegen zurückzuführen, aber auch auf steigende Carbon Footprints der einzelnen Förderländer (z. B. zeigen Deutschland und die Niederlande über die Jahre eine Zunahme der Energieintensität ihrer Gasförderung).

Die Methanemissionen sind allerdings in allen Ländern und Produktionsschritten zurückgegangen, was

¹ "Summe der Treibhausgasemissionen (...) in einem Produktsystem, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten und basierend auf einer Ökobilanz unter Verwendung der einzigen Wirkungskategorie „Klimawandel“ [1].

² Die Region "Zentral-Europa" umfasst: Belgien, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechische Republik, Ungarn [2].

³ Die Methanemissionen von Erdgas, verteilt in ZE sanken 2018 im Vergleich zu 2015 je Produzentenland um: DE: 3,5 %; NL: 1,3 %; NO: 1,1 %; RU: 6,3 %.

⁴ Die Methanemissionen von Erdgas, verteilt in ZE sanken 2018 im Vergleich zu 2015 um 0,7 %.

⁵ Mit "Vorgängerstudie" ist die Studie "Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas" gemeint [3]. In dieser Studie wurden für 2014 die folgende Werte berechnet: 7.939 gCO₂e/GJ (Hi) bzw. 29 gCO₂e/kWh (Hi) für Erdgas, das in Zentral-Europa verteilt wird und 7.050 gCO₂e/GJ (Hi) bzw. 25 gCO₂e/kWh (Hi) für Erdgas, das in Deutschland verteilt wird.

wahrscheinlich ein Resultat aus Maßnahmen zur Reduzierung der Methanemissionen ist. Norwegen und Russland haben z. B. Steuersysteme für Methanemissionen, die zu Emissionsreduzierungen führen.

Inhalt

Zusammenfassung	3
Inhalt.....	5
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis	9
1 Einleitung	10
2 Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie	11
2.1 Gründe für die Durchführung der Studie, geplante Verwendung, vorgesehene Zielpublikum .	11
2.2 Produktsystem, Systemgrenzen und funktionelle Einheit	11
2.3 Annahmen und Einschränkungen	15
2.4 Software und Datenbasis	16
2.5 Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Evaluationsmethode	16
2.5.1 Treibhauspotential (GWP)	17
2.5.2 Globales Temperaturänderungspotenzial (GTP)	18
2.6 Kritische Prüfung	19
3 Sachbilanz.....	20
3.1 Datenerfassung und -validierung.....	20
3.1.1 Relevante Studien	20
3.1.2 Überblick über erhobene Daten.....	21
3.1.3 Standardwerte	22
3.1.4 Erdgasversorgungsstruktur Zentral-Europas und Deutschlands	22
3.1.5 Zentral-Europa.....	25
3.1.6 Deutschland.....	25
3.1.7 Niederlande	27
3.1.8 Norwegen	28
3.1.9 Russland, Belarus und Ukraine	30
3.2 Modellierung	36
3.2.1 Gegenüberstellung LCA-Software.....	36
3.2.2 Modellierung in GaBi	36
3.3 Datenberechnung	39

3.3.1	Erdgas verteilt in Zentral-Europa.....	39
3.3.2	Erdgas verteilt in Deutschland.....	40
4	Wirkungsabschätzung.....	43
4.1	Erdgas verteilt in Zentral-Europa.....	43
4.2	Erdgas verteilt in Deutschland.....	44
5	Interpretation.....	46
5.1	Wichtige Ergebnisse der Studie.....	46
5.1.1	Ergebnisse für Erdgas verteilt in Zentral-Europa oder Deutschland.....	46
5.1.2	Ergebnisse für einzelne produzierende Länder.....	49
5.2	Interpretation von Annahmen und Einschränkungen.....	51
5.3	Bewertung der Datenqualität.....	52
6	Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....	55
6.1	Schlussfolgerungen.....	55
6.2	Empfehlungen.....	55
7	Literaturverzeichnis.....	57
8	Anhang.....	61

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Produktsystem, eigene Darstellung basierend auf [7]	12
Abbildung 2:	System "Erdgas verteilt in ZE", eigene Darstellung DBI basierend auf [10].....	14
Abbildung 3:	Erdgasversorgungsstruktur in ZE, 2015-2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33, 34]	23
Abbildung 4:	Erdgasversorgungsstruktur in Deutschland, 2015-2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33–36]	24
Abbildung 5:	Erdgasversorgungsstruktur, Herkunft des importierten LNG in 2015 und 2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33, 34].....	24
Abbildung 6:	Vergleich der Werte für Methanemissionen der russischen Gasindustrie.....	35
Abbildung 7:	GaBi Modell für das System „Erdgas, welches in ZE verteilt wird (Sankey Diagramm).....	37
Abbildung 8:	GaBi Modell für das System „Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (Sankey Diagramm)	38
Abbildung 9:	Anteil verschiedener THG am Carbon Footprint von Erdgas, verteilt in Zentral-Europa in gCO ₂ e/kWh (Hi).....	44
Abbildung 10:	Aufschlüsselung des Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE nach Lebenszyklusphase und Treibhausgasen in 2018	47
Abbildung 11:	Anteil verschiedener THG am Carbon Footprint (prozentual)	48
Abbildung 12:	Auswirkung der angewandten Metrik auf den Carbon Footprint	49
Abbildung 13:	Aufschlüsselung des Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE im Jahr 2018, nach Produzentenland, Lebenszyklusphase und THG	50
Abbildung 14:	Carbon Footprint für russische Streams im Jahr 2018	51

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Systemgrenzen	15
Tabelle 2:	Wirkungskategorie, Methode und Modell der Wirkungsabschätzung, und Indikator der Wirkungskategorie	17
Tabelle 3:	Übersicht über GWP-Werte, die in dieser Studie verwendet werden	18
Tabelle 4:	Übersicht über GTP Werte, die in dieser Studie verwendet werden	19
Tabelle 5:	Überblick über die Datenerhebung	21
Tabelle 6:	Emissionsfaktoren der Anlagen [g/GJ Kraftstoffinput (H _i)] [29].....	22
Tabelle 7:	Eingangsdaten für Zentral-Europa.....	25
Tabelle 8:	Eingangsdaten für Deutschland.....	27
Tabelle 9:	Eingangsdaten für die Niederlande.....	28
Tabelle 10:	Eingangsdaten für Norwegen	29
Tabelle 11:	Vergleich der Eingangsdaten der norwegischen Gasförderung	30
Tabelle 12:	Eingangsdaten für Russland 1 (Ukrainischer Korridor)	31
Tabelle 13:	Eingangsdaten für Russland 2 (Belarussischer Korridor).....	32
Tabelle 14:	Eingangsdaten für Russland 3 (Nördlicher Korridor)	33
Tabelle 15:	Spezifischer Gasbedarf der russischen Export-Korridore	34
Tabelle 16:	Ergebnis der vergleichenden Modellierung mit GHGenius und GaBi für Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-Europa verteilt wird im Jahr 2014	36
Tabelle 17:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in ZE [g/GJ (H _i)]	39
Tabelle 18:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in ZE und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder in Russland im Jahr 2018 [g/GJ (H _i)]	40
Tabelle 19:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland [g/GJ (H _i)]	41
Tabelle 20:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [g/GJ (H _i)]	42
Tabelle 21:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO ₂ e/GJ (H _i)].....	43
Tabelle 22:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO ₂ e/kWh (H _i)]	43
Tabelle 23:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE und produziert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [gCO ₂ e/GJ (H _i)]	44
Tabelle 24:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland [gCO ₂ e/GJ (H _i)]	45
Tabelle 25:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland [gCO ₂ e/kWh (H _i)].....	45
Tabelle 26:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [gCO ₂ e/GJ (H _i)].....	45
Tabelle 27:	Einfluss der Bohrungen am gesamten Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO ₂ e/GJ (H _i)]	52
Tabelle 28:	Zusammenfassung der Evaluierung der Datenqualität.....	54

Abkürzungsverzeichnis

AR	Sachstandsbericht (engl.: Assessment Report)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.
CCFB	Klimarückkopplung (engl.: Climate Carbon Feedback)
CF	Carbon Footprint: Maß für die Klimawirksamkeit eines Produktsystems
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	CO ₂ -Äquivalent
DE	Deutschland
EF	Emissionsfaktor
FNB	Fernnetzbetreiber
GDR(M)A	Gasdruckregel-(mess-)anlage
GTP	Globales Temperaturänderungspotenzial
GWP	Globales Treibhauspotenzial
H _i	(unterer) Heizwert
IEA	International Energy Agency
ifEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IPCC	Weltklimarat (engl.: Intergovernmental Panel on Climate Change)
ISO	International Standard Organisation
LCA	Ökobilanz (engl.: Life Cycle Assessment)
LCI	Life Cycle Inventory Analysis
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
LNG	Verflüssigtes Erdgas (engl.: Liquefied Natural Gas)
NGO	Nichtregierungsorganisation
NGVA	Natural & bio Gas Vehicle Association
NIR	Nationaler Inventarbericht für Treibhausgase
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
UGS	Untergrundgasspeicher
UNFCCC	Klimarahmenkonvention (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change)
VOC	Flüchtige organische Verbindungen (engl.: Volatile Organic Compounds)
ZE	Zentral-Europa: Belgien, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechische Republik, Ungarn

Wenn nicht anders angegeben, beziehen sich alle Angaben in diesem Bericht auf 273,15 K und 101,325 kPa.

1 Einleitung

In den Jahren 2019/20 standen der Klimawandel und Treibhausgasemissionen (THG) mehr denn je im Fokus der öffentlichen Debatte. Die Themen reichen von "Fridays for Future" über den Green Deal der Europäischen Kommission (EK) bis hin zur EU-Methanstrategie. Kürzlich forderte das EU-Parlament strengere THG-Reduktionsziele von 60 % bis 2030 [4]. Um dieses Ziel zu erreichen und Reduktionen nachzuweisen, ist es wichtig, die Auswirkungen der menschlichen Aktivitäten auf das Klima zu bestimmen.

Eine geeignete Maßnahme zur Beurteilung dieser Auswirkungen ist der Carbon Footprint (CF) von Produkten, der die "Summe der Treibhausgasemissionen (...) in einem Produktsystem, ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten und basierend auf einer Ökobilanz unter Verwendung der einzigen Wirkungskategorie ‚Klimawandel‘" [1, S. 16] darstellt.

Die vorliegende Studie wurde als Aktualisierung der 2016 veröffentlichten Studie "Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas" [3], im Folgenden als "Vorgängerstudie" bezeichnet, in Auftrag gegeben.

Ziel dieser Studie ist es, den CF von Erdgas von der Produktionsphase bis hin zur Verteilung im Erdgasnetz in den Ländern Zentral-Europas (ZE)⁶ für die Jahre 2015 bis 2018 zu bestimmen. Die Ergebnisse sollen als transparente Datenbasis in der (politischen) Kommunikation mit Entscheidungsträgern, Nichtregierungsorganisationen (NGO) und anderen interessierten Kreisen genutzt werden. Darüber hinaus sollen die Ergebnisse für den Vergleich des CF mit anderen Brennstoffen dienen.

Die Studie basiert auf bestverfügbaren, aktuellen Industriedaten sowie öffentlich zugänglichen statistischen Daten, und berücksichtigt die Anforderungen an eine Ökobilanz (LCA), wie sie in DIN EN ISO 14040 [5], DIN EN ISO 14044 [6], und DIN EN ISO 14067 [1] festgelegt sind. Sie umfasst die vier Schritte einer Ökobilanz: Definition von Ziel- und Umfangsrahmen, Sachbilanz, Wirkungsabschätzung und Interpretation.

Die Recherche der bestverfügbaren Daten konzentrierte sich auf die wichtigsten Lieferländer von ZE: die Niederlande, Norwegen und Russland. Darüber hinaus wurde Deutschland mit seiner rückläufigen Inlandsproduktion, aber als Hauptverbraucher und wichtiges Transitland von Erdgas, bei der Erhebung der Daten ebenfalls berücksichtigt. Die für diese Länder relevanten Eingangsdaten, die für die Berechnung des CF erforderlich sind, werden in Kapitel 3 beschrieben. Darüber hinaus quantifiziert Kapitel 3 die THG-Emissionen, die in den Lebenszyklusphasen Gasförderung, -aufbereitung, -transport, -speicherung und -verteilung freigesetzt werden. In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Wirkungsabschätzung mit der Auswirkung auf den Klimawandel als einzige Wirkungskategorie dargestellt. Die Ergebnisse werden in Kapitel 5 interpretiert und bewertet und es werden wichtige Fragen (z.B. Beitrag der verschiedenen THG zum CF und die Auswirkungen des Maßes der Klimawirkung auf den CF) identifiziert. Anschließend werden in Kapitel 6 die Schlussfolgerungen, die aus den Ergebnissen gezogen werden können, sowie bestehende Einschränkungen beschrieben sowie Empfehlungen für zukünftige Studien gegeben.

Das Projekt wurde von Zukunft GAS GmbH in Auftrag gegeben und koordiniert, sowie von DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig durchgeführt.

⁶ Die Region "ZE" umfasst: Belgien, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Slowakei, Tschechische Republik, Ungarn [2].

2 Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie

2.1 Gründe für die Durchführung der Studie, geplante Verwendung, vorgesehenes Zielpublikum

Das Hauptziel dieser Studie ist es, transparente Informationen über die Lebenszyklusemissionen von Erdgas in Zentral-Europa und Deutschland auf Grundlage glaubwürdiger und aktueller Daten bereitzustellen. Sie knüpft an die Vorgängerstudie „Kritische Überprüfung der Default-Werte der Treibhausgasvorkettenemissionen von Erdgas“ [3] aus dem Jahr 2016 an und verfolgt damit den Weg einer offenen Kommunikation der Kohlenstoffintensität der Erdgaswertschöpfungskette, der in den letzten Jahren eingeschlagen wurde, weiter.

Ziel einer CF-Studie ist es, „...durch Quantifizierung aller wesentlichen emittierten und entzogenen THG-Mengen im Verlauf des Produktlebensweges den potenziellen Beitrag des betrachteten Produktes zur Erderwärmung zu berechnen, angegeben als CO₂-Äquivalent (CO₂e).“ [1, S. 35]

Die Studie ermittelt den Carbon Footprint von Erdgas, das in Zentral-Europa und Deutschland verteilt wird, für die Jahre 2015-2018. Die Bewertung des Carbon Footprint wurde nach den Anforderungen der DIN EN ISO 14040 [5], DIN EN ISO 14044 [6] und DIN EN ISO 14067 [1] durchgeführt.

Die Ergebnisse ermöglichen eine vergleichende Bewertung mit anderen ähnlichen CF-Studien und tragen zu einer Verbesserung der verfügbaren Datenbasis bei.

Die Studie wurde von Zukunft GAS in Auftrag gegeben. Ihre Ergebnisse werden als fundierte wissenschaftliche Grundlage in der Kommunikation über Treibhausgasemissionen von Erdgas mit den Verbandsmitgliedern, der Politik und weiteren Interessensvertretern verwendet.

2.2 Produktsystem, Systemgrenzen und funktionelle Einheit

Diese Studie betrachtet die Produkte "Erdgas verteilt in Zentral-Europa" und "Erdgas verteilt in Deutschland".

Im vorliegenden Bericht besteht das Produktsystem aus den einzelnen Lebenswegabschnitten (bzw. Stufen der Wertschöpfungskette) von Erdgas. Die folgende Beschreibung wurde aus [3] entnommen.

Erdgasförderung

Erdgas kann in Verbindung mit Erdöl auftreten oder es liegt eine reine Gaslagerstätte vor. Wird im Zuge einer Erkundungsbohrung ein Erdgasvorkommen gefunden, wird eine Produktionsbohrung durchgeführt, welche die Förderung von Erdgas ermöglicht. Die Förderung ist unterschiedlich aufwendig, je nachdem ob es sich um konventionelles Erdgas oder unkonventionelles Erdgas (z.B. Schiefergas) handelt und ob die Lagerstätte an Land (onshore) oder im Meer (offshore) liegt.

Erdgasaufbereitung

Das geförderte Erdgas besteht aus verschiedensten Bestandteilen (Methan, Propan, Butan, CO₂, Schwefelwasserstoff, Wasser, u.a.). Einige dieser Bestandteile (insbesondere Wasser und Schwefelwasserstoff) müssen entfernt werden, damit keine operativen Probleme entstehen (z.B. die Degradation von Erdgasleitungen). Andere Bestandteile (insbesondere CO₂) werden entfernt, um einen bestimmten Brennwert des Gases einzustellen, der für das Funktionieren der Endgeräte sowie weiterer Verwendungspfade von Bedeutung ist. Die Gasaufbereitung erfolgt unter Anwendung verschiedener Prozesse, wie z.B. Trocknung und Abtrennung von Kondensaten.

Erdgastransport

Der Transport von Erdgas, von der Produktionsstätte bis auf die regionale Ebene, kann über Hochdruckrohrleitungen oder in verflüssigter Form als LNG (liquefied natural gas) erfolgen. Da der Druck des Gases beim Pipelinetransport durch Reibung entlang der Leitung kontinuierlich abnimmt, befinden sich an den Transportleitungen i.d.R. Verdichterstationen im Abstand von ca. 100 bis 150 km, um den Druck wieder anzuheben.

Erdgasspeicherung

Zum Ausgleich saisonaler Schwankungen oder von temporären Spitzenlasten kann Erdgas in sog. Untergrundgasspeichern (UGS) zwischengespeichert werden. Es dominieren zwei Typen von UGS: die Porenspeicher und die Kavernenspeicher. Im Fall von Porenspeichern (ehemalige Erdgaslagerstätten oder Aquifere) wird Erdgas in den Poren eines porösen Gesteins gespeichert, welches von einem Deckgestein so umschlossen ist, dass das Erdgas nicht entweichen kann. Bei Kavernenspeichern befindet sich das Erdgas in einem abgeschlossenen Hohlraum im Salzgestein. Neben den UGS gibt es auch Obertagespeicher.

Erdgasverteilung

Im Gegensatz zu Verdichtern sind Gasdruckregel(-mess)anlagen (GDR(M)A) für die Druckreduzierung zuständig. Diese sind z.B. bei der Übergabe des Gases zwischen verschiedenen Netzebenen erforderlich. Weitere Aufgaben von GDR(M)A sind die Mengemessung, die Erdgasvorwärmung sowie die Odorierung. Im Zuge der Druckreduzierung kühlt sich das Erdgas ab (Joule-Thompson-Effekt), weshalb die Temperatur des Erdgases vorher in einer Vorwärmanlage erhöht wird. Die Odorierung des Erdgases erfolgt, da Erdgas geruchslos ist und ohne die Versetzung des Erdgases mit einem Geruchsstoff keine Gasaustritte wahrgenommen werden können. Auf regionaler und kommunaler Ebene wird das Erdgas im Hoch-, Mittel- und Niederdrucknetz verteilt und auf diese Weise die Kunden versorgt. Die Verwendung von Erdgas erfolgt im Wärmemarkt (Wärmeerzeugung für Haushalte, das Gewerbe sowie den Dienstleistungssektor und Prozesswärme in Industriebetrieben), zur Stromerzeugung, im Zuge der stofflichen Nutzung z.B. in der Chemieindustrie, sowie in geringem Maße im Transportsektor. Folglich werden neben Kraftwerken, Industrie- und Haushaltskunden auch spezielle Tankstellen mit Erdgas versorgt.

Abbildung 1 fasst das Produktsystem und seine enthaltenen Elemente zusammen. Die Bereitstellung von Erdgas und Gasanwendungstechnologien sind nicht Gegenstand dieser Studie.



Abbildung 1: Produktsystem, eigene Darstellung basierend auf [7]

Diese Studie betrachtet hauptsächlich Erdgas, welches in Pipelines transportiert wird. Verflüssigtes Erdgas (LNG) ist in der Gasversorgungsstruktur enthalten, wird aber nicht als Produkt betrachtet. Die Daten zu den

Emissionen der Produktion, der Verarbeitung und des Transports von LNG wurden aus [8] übernommen.⁷

Der geografische Fokus der Studie liegt auf der Region Zentral-Europa (ZE), in welcher die folgenden Länder enthalten sind:

- Belgien
- Deutschland
- Estland
- Lettland
- Litauen
- Luxemburg
- die Niederlande
- Österreich
- Polen
- Slowakei
- Tschechische Republik
- Ungarn

Darüber hinaus werden Länder betrachtet, die Erdgas für ZE fördern oder Erdgas an die Grenze zu ZE transportieren. Diese sind:

- Russland
- Belarus
- Ukraine
- Norwegen
- Vereinigtes Königreich (UK)

Die verwendeten Transportwege sind in Abbildung 2 dargestellt.

⁷ Aktuellere Daten für LNG liegen in der Thinkstep-Studie aus dem Jahr 2019 [9] vor. Im Gegensatz zu [8] enthält letztere keine Werte für LNG, das nach ZE geliefert wird. Die Auswirkung, Eingangsdaten für ZE statt für die EU-28 zu nehmen, wurde als wichtiger erachtet, als Werte für 2017 statt für 2015 zu verwenden

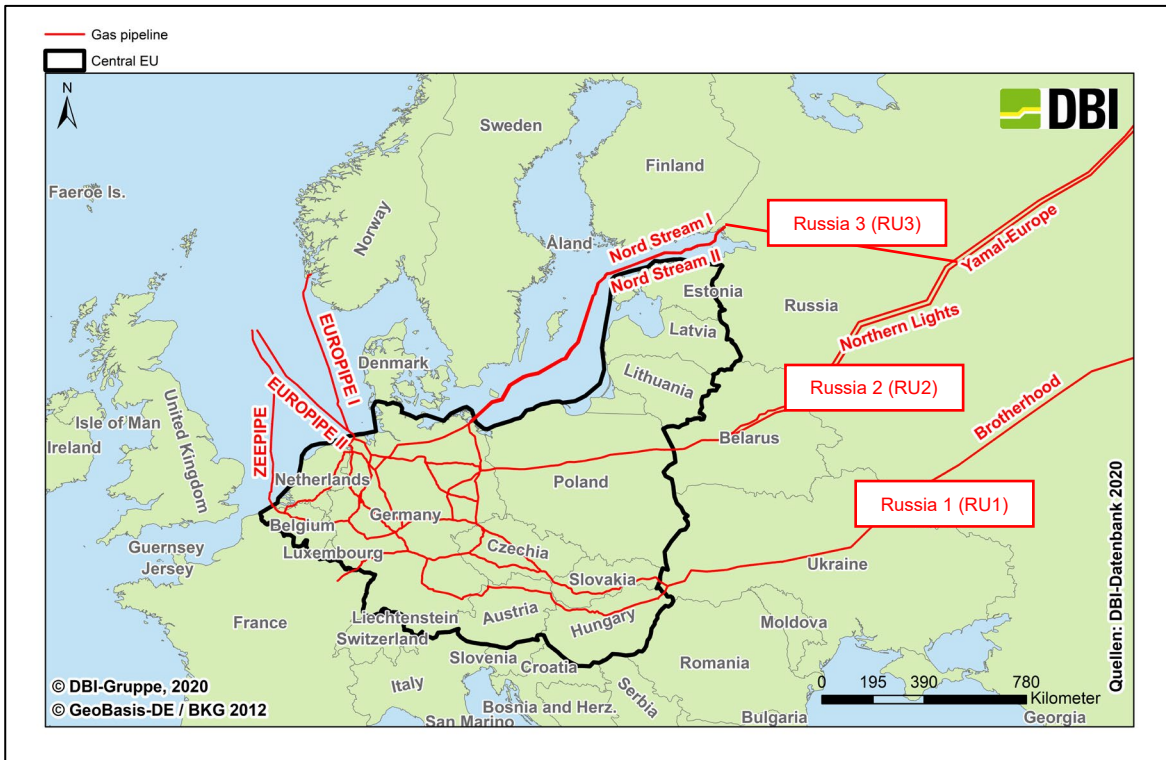


Abbildung 2: System "Erdgas verteilt in ZE", eigene Darstellung DBI basierend auf [10]

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die in dieser Studie verwendeten Systemgrenzen. Einige Aspekte wurden von den Berechnungen ausgeschlossen, da keine Daten verfügbar waren. Der Beitrag dieser ausgeschlossenen Aspekte zum gesamten CF wurde jedoch als vernachlässigbar angenommen.

Tabelle 1: Systemgrenzen

	Beinhaltete Elemente	Ausgeschlossene Elemente (keine geeigneten Daten vorhanden)
Erkundung	Außerhalb des Bilanzrahmens	
Gasförderung	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Störungen) - Abfackeln - Energiebedarf - Infrastrukturemissionen (Errichtung der Plattformen) 	
Aufbereitung	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Störungen) - Infrastrukturemissionen (Errichtung der Plattformen und Aufbereitungsanlagen) - Energiebedarf - Entfernung von CO₂, Wasser und H₂S 	
Gastransport bis zur Grenze Zentral-Europas und Speicherung außerhalb Zentral-Europas	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Störungen) - Energiebedarf - Abfackeln - Infrastrukturemissionen (Errichtung der Pipelines) 	<ul style="list-style-type: none"> - Energiebedarf der Gasspeicherung
Gastransport innerhalb Zentral-Europas und Speicherung innerhalb Zentral-Europas	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Störungen) - Energiebedarf - Infrastrukturemissionen (Errichtung der Pipelines) 	<ul style="list-style-type: none"> - Abfackeln - Energiebedarf der Gasspeicherung
Verteilung in Zentral-Europa	<ul style="list-style-type: none"> - Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Störungen) 	<ul style="list-style-type: none"> - Biogaseinspeiseanlagen - Infrastrukturemissionen (Errichtung von Pipelines) - Energiebedarf der Verteilung (z.B. für die Vorwärmung)
Gasanwendung	Außerhalb des Bilanzrahmens	

Als funktionelle Einheit wird stets ein auf regionaler Ebene verteiltes Gigajoule (GJ) Erdgas (unterer Heizwert, H_i) betrachtet.

2.3 Annahmen und Einschränkungen

Alle für die Berechnung des Carbon Footprints getroffenen **Annahmen** werden an der jeweils relevanten Stelle erläutert.

Die Studie enthält die folgenden **Einschränkungen**:

- Der Klimawandel wird als einzige Wirkungskategorie betrachtet. Weitere Umweltauswirkungen (z.B. Wasserverbrauch) werden nicht bewertet.

- Der Energiebedarf von GDR(M)A sowie von Gasspeichern auf den Transportrouten und in Deutschland wird aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht in die Berechnungen einbezogen. Diesen Daten wird für die Studienergebnisse eine geringe Relevanz zugeordnet.
- Der Strommix wurde aus der GaBi-Datenbank [11] entnommen. GaBi enthält einen durchschnittlichen Strommix, der von 2016 bis 2022 gültig ist. Aus diesem Grund ist der Strommix für jedes Jahr über den betrachteten Zeitraum in dieser Studie konstant. Änderungen des Strommixes (und Auswirkungen von steigenden Anteilen erneuerbarer Energien) zwischen 2015 und 2018 wurden nicht berücksichtigt.
- Viele Daten zu Energiebedarf und Emissionen sind in den Originalquellen nicht separat für die Erdgasförderung angegeben, sondern als Zusammenfassung der Öl- und Gasförderung. Um spezifische Daten für die Gasförderung zu erhalten, wird ggf. eine Allokation nach Energiegehalt vorgenommen.

2.4 Software und Datenbasis

Die Berechnungen in dieser Studie wurden mit der LCA-Software GaBi ts Version 9.2.1 [11] durchgeführt. Die Daten wurden aus der GaBi „Professional Datenbank“ Version 8.7 (2020), der „Extension Database II (Energy)“, sowie aus der Literatur oder aus Industriequellen entnommen.

Für die Vorgängerstudie wurde das LCA-Modell GHGenius Version 4.03 [12] verwendet. Ein exemplarischer Vergleich der mit beiden Modellen erzielten Ergebnisse wurde durchgeführt, die Ergebnisse sind in Abschnitt 3.2.1 beschrieben.

2.5 Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Evaluationsmethode

Von den einzelnen Lebenswegabschnitten können unterschiedliche Umweltauswirkungen ausgehen. Diese Auswirkungen müssen bei der Wirkungsabschätzung der Schadstoffbewertung berücksichtigt werden. Ziel der Wirkungsabschätzung ist die Untersuchung bestimmter Wirkungskategorien (Umweltauswirkungen der erhobenen Daten). Diese Informationen gehen in die Bewertung ein.

Tabelle 2 fasst die in dieser Studie verwendeten Methoden und Modelle der Wirkungsabschätzung sowie die Indikator-Einheit zusammen. Gemäß der DIN CEN ISO TS 14067 ist bei der Erstellung einer CF-Studie der Klimawandel die einzige relevante Wirkungskategorie [1, S. 74]. Dabei werden die potenziellen Auswirkungen jedes emittierten Treibhausgases (THG) auf die Klimaänderung beurteilt. Dies geschieht durch Umrechnung der ermittelten THG-Emissionen in CO₂-Äquivalente (CO₂e), wodurch der Carbon Footprint dargestellt wird [1, S. 62].

Tabelle 2: Wirkungskategorie, Methode und Modell der Wirkungsabschätzung, und Indikator der Wirkungskategorie

Wirkungskategorien	Methode der Wirkungsabschätzung	Modell der Wirkungsabschätzung	Indikator der Wirkungskategorie
Klimawandel, einschl. biogenen Kohlenstoffes und Landnutzungsänderung	TRACI 2.1, incl. biogenic carbon	GWP ₁₀₀ -Werte des 4. Sachstandsberichts des Weltklimarates (IPCC) [13]	g CO ₂ -Äquivalent (gCO _{2e})
Klimawandel, einschl. biogenen Kohlenstoffes und Landnutzungsänderung	IPCC AR5 und ReCiPe 2016 v1.1	GWP ₁₀₀ -Werte des 5. Sachstandsberichts des IPCC [14]	g CO ₂ -Äquivalent (gCO _{2e})
Klimawandel, einschl. biogenen Kohlenstoffes und Landnutzungsänderung	IPCC AR5	GTP ₁₀₀ -Werte des 5. Sachstandsberichts des IPCC [14]	g CO ₂ -Äquivalent (gCO _{2e})

Die Bewertung erfolgte nach den Anforderungen der DIN EN ISO 14067 [1]. Dies beinhaltet:

- Identifikation der wesentlichen Punkte auf Basis der Ergebnisse der Quantifizierung des CF nach der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung,
- Eine Bewertung unter Berücksichtigung von Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzprüfungen,
- Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen.

2.5.1 Treibhauspotential (GWP)

Um die Wirkung verschiedener THG in einem Wert zu kombinieren, wird die Wirkung von nicht-CO₂ THG relativ zur Wirkung von CO₂ bewertet und diese relative Wirkung aller THG für den CF mit der Einheit „g CO₂-Äquivalente“ addiert. Für die Berechnung der CO₂-äquivalenten Menge von Treibhausgasen wird ein Faktor für das relative Treibhauspotential (GWP – engl. global warming potential) auf die Treibhausgas-Emissionen angewendet. In dieser Studie werden, wie in der DIN EN ISO 14067 [1, S. 62] gefordert, die Treibhauspotenziale über einen Zeithorizont von 100 Jahren nach Freisetzung (GWP₁₀₀-Werte) eingesetzt.

Infolge des fortschreitenden Wissenstands zum Einfluss der verschiedenen Treibhausgase auf die zu erwartende Erderwärmung änderten sich diese Werte in der Vergangenheit mehrfach. Die für diese Studie verwendeten GWP sind dem vierten Sachstandsbericht (AR4) des Weltklimarates (IPCC – engl. Intergovernmental Panel on Climate Change) entnommen [13, S. 212]. Dieser Sachstandsbericht wurde als Quelle für die verwendeten Treibhauspotenziale gewählt, da er seit der UN-Klimakonferenz in Warschau 2013 (COP-19) als Quelle für die nationale Treibhausinventar-Berichtserstattung verbindlich festgelegt ist [15, S. 2].

Die neuesten GWP₁₀₀ sind allerdings im fünften Sachstandsbericht (AR5) des IPCC veröffentlicht. Beispielsweise beträgt der GWP₁₀₀ für Methan demnach nun 30 gegenüber 25 im vierten Sachstandsbericht [14, S. 714]. Um diesen aktualisierten Wissensstand zu berücksichtigen, wird in dieser Studie eine Sensitivitätsanalyse mit den aktuellen GWP₁₀₀ aus dem fünften Sachstandsbericht des IPCC durchgeführt.

Die für die Studie verwendeten GWP-Werte sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht über GWP-Werte, die in dieser Studie verwendet werden

Metrik	GWP (100 Jahre)	GWP (100 Jahre) ohne ccfb ⁸	GWP (100 Jahre) einschließlich ccfb ⁸
Quelle	AR4 [13, S. 212]	AR5 [14, S. 714; 731]	AR5 [14, S. 714; 731]
CO ₂	1	1	1
CH ₄	25	30	36
N ₂ O	298	265	298
CF ₄	7.390	6.630	7.350
PFC-116	12.200	11.100	11.100
SF ₆	22.800	23.500	23.500

2.5.2 Globales Temperaturänderungspotenzial (GTP)

Ein weiteres Maß (Metrik) zur Bewertung des Potenzials eines Treibhausgases auf das Klimasystem relativ zu CO₂ ist neben dem GWP das Globale Temperaturänderungspotenzial (engl. Global temperature change potential - GTP). Es wurde im Fünften IPCC-Sachstandsbericht [14] eingeführt und kann für drei verschiedene feste Zeithorizonte (20, 50 und 100 Jahre) mit vorgeschlagenen festen Werten oder basierend auf einem Zieljahr mit dynamischen Werten, basierend auf der Zeitspanne bis zu diesem Zieljahr, angewendet werden. Die in dieser Studie verwendeten GTP-Werte sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Während das GWP die Wirkung von Treibhausgasen auf den über einen bestimmten Zeitraum (hier: 100 Jahre) akkumulierten Strahlungsantrieb bewertet, bewertet das GTP die Temperaturveränderung zu einem bestimmten Zeitpunkt, ohne Gewicht auf die Temperaturveränderung vor oder nach dem gewählten Zeitpunkt [16, S. 87].

Die Anwendung von GTP-Werten gewinnt in der Kommunikation, insbesondere im Bereich der Klimapolitik, zunehmend an Bedeutung. Es stellt ein Endpunkt-Maß dar, das auf der Temperaturänderung für ein ausgewähltes Jahr in der Zukunft basiert; es gibt die absolute Änderung der globalen mittleren Oberflächentemperatur zu einem gewählten Zeitpunkt als Reaktion auf einen Emissionsimpuls an, relativ zur Temperaturänderung aufgrund der Emission gleicher Mengen CO₂ [17]. Das GTP geht weiter als das GWP und integriert nicht nur den Strahlungsantrieb, sondern auch die Klimareaktion bei der Beschreibung der Auswirkungen von Emissionen, da es die Änderung der globalen mittleren Temperatur für ein ausgewähltes Jahr in der Zukunft abschätzt. Diese Metrik versucht die Frage zu beantworten: Wie wird die Temperaturänderung in einem bestimmten Jahr als Reaktion auf den Strahlungsantrieb bestimmter THG-Emissionen sein?

Es kann argumentiert werden, dass das GTP besser geeignet ist, um Minderungsstrategien im Hinblick auf das Null-Emissionsziel zu bewerten, bevor die globale Temperaturänderung auf 2 °C begrenzt werden kann. Für weitere Informationen zur Bedeutung einer bestimmten Metrik in verschiedenen Politikszenerarien soll hier auf [18] verwiesen werden.

Maße mit längeren Zeitspannen haben zwangsläufig einen Unsicherheitsbereich. GTP-Berechnungen sind komplizierter und weniger sicher als einfache Berechnungen des Strahlungsantriebs. Obwohl die Unsicherheit erhöht ist, kann argumentiert werden, dass auch die Relevanz erhöht wird, da es für politische Entscheidungsträger nützlicher ist, zu wissen, wie die tatsächliche Temperaturänderung sein wird, anstatt nur die Menge an Energie zu kennen, die dem System hinzugefügt wurde. Da das GTP außerdem nicht nur die Auswirkungen auf den Strahlungsantrieb einbezieht wie das GWP, sondern auch auf die Klimareaktion, die weiter unten in der Ursache-Wirkungs-Kette des Klimaänderungspotenzials angesiedelt ist, ist es folglich mit

⁸ ccfb = Rückkopplung der Kohlenstoffemissionen auf das Klima (climate carbon feedback)

höheren Unsicherheiten verbunden als das GWP [14, S. 58].

Tabelle 4: Übersicht über GTP Werte, die in dieser Studie verwendet werden

Metrik	GTP (100 Jahre)
Quelle	AR5 [14, S. 714; 731]
CO ₂	1
CH ₄	6
N ₂ O	234
CF ₄	8.040
PFC-116	13.500
SF ₆	28.200

2.6 Kritische Prüfung

Eine kritische Prüfung (critical review) war nicht Teil dieser Studie. Der Bericht wurde jedoch so erstellt, dass er nach Abschluss des Projekts überprüft werden kann.

3 Sachbilanz

3.1 Datenerfassung und -validierung

3.1.1 Relevante Studien

Nachfolgend werden Studien vorgestellt, die hauptsächlich für die Sammlung von Daten genutzt wurden. Es wurden noch weitere Studien genutzt, die jeweiligen Quellen sind in den Abschnitten 3.1.4 bis 3.1.9 angegeben.

Europäische Kommission/ EXERGIA 2015 [19]

Die Studie "Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas" (nachfolgend als "EXERGIA-Studie" bezeichnet) wurde vom griechischem Unternehmen EXERGIA im Auftrag der Europäischen Kommission durchgeführt und im Juli 2015 veröffentlicht. Gegenstand der EXERGIA-Studie waren Treibhausgasemissionen, die in den Lebenszyklusschritten Produktion, Aufbereitung, Transport, Verteilung und an Tankstellen für die Erdgasmobilität in Europa entstehen. Die EXERGIA-Studie berichtete jedoch deutlich höhere Vorkettenemissionen als andere Studien, wie z.B. die JEC-Studie 2013 [20]. Kritische Analysen von Dritten (z.B. BDEW [21], DNV-GL [22], ifeu [23]) zeigten, dass EXERGIA teilweise auf veralteten Daten oder Schätzungen beruhte und dass Schwächen in der Methodik der Untersuchung vorhanden waren.

Zukunft ERDGAS/ DBI 2016 [3]

Zukunft ERDGAS gab die DBI-Studie 2016 in Auftrag, um aktualisierte Daten zu sammeln und methodische Fragen der EXERGIA-Studie zu lösen. Die Studie verwendete dasselbe THG-Modell wie die EXERGIA-Studie (GHGenius), konzentrierte sich aber ausschließlich auf die Region Zentral-Europa. Die Studie Zukunft ERDGAS/DBI 2016 ist der Vorgänger der vorliegenden Studie.

Die Studie Zukunft ERDGAS/ DBI 2016 wurde 2018 vom Umweltbundesamt (UBA) überprüft und für plausibel und glaubwürdig befunden. [24]

NGVA/ Thinkstep 2017 [8]

Diese Studie wurde parallel zur Studie Zukunft ERDGAS/ DBI 2016 durchgeführt und konzentriert sich nicht nur auf Zentral-Europa, sondern auf Europa insgesamt. Die Daten für Zentral-Europa wurden größtenteils der Studie Zukunft ERDGAS/ DBI 2016 entnommen, mit Ausnahme der norwegischen Gasverarbeitung und des Gastransports, wofür aktualisierte Daten erhoben wurden. Darüber hinaus wurden in der Studie Daten für die LNG-Versorgungskette gesammelt.

Nord Stream 2/ Thinkstep 2017 [25]

Diese Studie wurde 2017 von der Nord Stream 2 AG in Auftrag gegeben, um zukünftige Gasimporte auf der Nord Stream 2 mit Importen von anderen Routen (z.B. US-amerikanisches LNG) zu vergleichen. Dabei wurden detaillierte Überlegungen zu den Infrastrukturemissionen der Transportleitungen und Verdichterstationen angestellt.

BGR 2020 [26]

Im Jahr 2020 veröffentlichte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Deutschland (BGR) eine Studie zu den Klimawirkungen von Erdgas von der Förderung bis zum Transport über Pipeline und LNG. Sie stützte sich dabei vor allem auf die Datengrundlage der bereits erwähnten Studien von DBI und Thinkstep.

3.1.2 Überblick über erhobene Daten

Bei der vorliegenden Studie handelt es sich um eine Aktualisierung der 2016 veröffentlichten Studie "Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain" [3], die sich somit auf die gleiche Datenbasis bezieht wie die Vorgängerstudie. Jedoch wurden sowohl für die Lieferländer, die wesentlich zum Endergebnis beitragen (Niederlande, Norwegen, Russland) als auch für Deutschland aktualisierte Daten erhoben. Tabelle 5 zeigt, für welche Prozessschritte in der Erdgasversorgungskette aktualisierte Daten verfügbar waren und in dieser Studie verwendet werden konnten.

Tabelle 5: Überblick über die Datenerhebung

Land	Gasförderung	Aufbereitung	Transport nach ZE	Übertragung in ZE	Verteilung in ZE
Österreich					
Belarus					
Belgien					
Tschechien					
Deutschland					
Estland					
Lettland					
Litauen					
Luxemburg					
Ungarn					
Niederlande					
Norwegen					
Polen					
Russland					
Slowakei					
UK					
Ukraine					
	Aktuelle Daten sind verfügbar und wurden in dieser Studie verwendet				
	Keine aktuellen Daten verfügbar - Daten der vorherigen Studien wurden verwendet				
	Prozessschritt ist nicht vorhanden				

Daten wurden im Internet recherchiert bzw. der Literatur entnommen oder durch Unternehmen bereitgestellt⁹. Alle Datenquellen sind in den Tabellen mit den Eingangsdaten für die jeweiligen Länder zu entnehmen. Um kompatibel für das GaBi-Modell zu sein, wurden einige Daten mit Hilfe der Gaskennwerte in Anhang 1 umgerechnet.

⁹ Hierfür wurde ein Datenerhebungsbogen erstellt und an die Unternehmen gesendet, um Primärdaten zu erheben. Die Unternehmen haben den Datenerhebungsbogen ausgefüllt und zurückgesendet.

3.1.3 Standardwerte

Infrastruktur

Es wurden verschiedene Daten zum Material- und Energiebedarf der Infrastruktur für Erdgasförderung, -aufbereitung und -transport berücksichtigt. Detaillierte Informationen über die in der vorliegenden Studie verwendeten On- und Offshore-Produktionsanlagen sowie Erdgasaufbereitungsanlagen finden sich in der Studie "Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply" [27, S. 26-28]. Die Eingangsdaten für On- und Offshore-Pipelines und Verdichterstationen sind in der Thinkstep Nord Stream 2 Studie [25] enthalten.

Wenn die Anzahl der Verdichterstationen nicht bekannt war, wurde angenommen, dass eine Verdichterstation am Anfang einer Gastransportleitung und aller 100 km an Onshore-Pipelines installiert ist.

Emissionsfaktoren der Geräte

Die Verbrennung von Erdgas in Prozessschritten der Vorkette erfolgt in Gasturbinen und Gasmotoren. Sofern nicht anders angegeben, wurde angenommen, dass ein Anteil von 20 % des Erdgasverbrauchs (H_i) in Gasmotoren und 80 % des Erdgasverbrauchs in Gasturbinen in den Schritten "Produktion" und "Aufbereitung" verbrannt wird. Für den Gastransport wurde in den Berechnungen ein Anteil von 95 % Gasturbinen und 5 % Gasmotoren angenommen, mit Ausnahme der russischen Transportwege. Gazprom meldete einen Anteil von 100 % Gasturbinen für die Eigenverbrauchseinrichtungen entlang ihrer Transportwege [28]. Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung von Erdgas und Diesel sind in Tabelle 6 angegeben. Es handelt sich um Standardwerte, die in der GaBi-Datenbank für die jeweiligen Prozesse in allen Ländern verwendet werden.

Tabelle 6: Emissionsfaktoren der Anlagen [g/GJ Kraftstoffinput (H_i)] [29]

	Erdgas CHP	Erdgas Motor	Diesel CHP
CO₂	56.100,0	54.394,0	74.066,0
CO	31,8	215,5	346,9
CH₄	3,3	483,7	3,3
NO_x	125,0	327,7	104,7
N₂O	1,2	1,16	0,4
NMVOC	0,8	45,7	33,4
PM_{2,5}	2,9	0,03	19,6
SO₂	1,3	1,4	139,7

Als Hintergrundsystem für die Bereitstellung von Dieselkraftstoff in allen Ländern dient das aggregierte GaBi-Verfahren "EU-28: Diesel mix at refinery ts" [29]. Für bestimmte Länder wurden in der GaBi-Datenbank länderspezifische Strommixe ausgewählt, z.B. "NO: Electricity grid mix (consumption mix) ts". Für den Stromverbrauch in ZE wurde ein Strommix modelliert, der den gewichteten Durchschnitt der Länder in ZE darstellt, wobei der nationale Erdgasverbrauch als Gewichtungsfaktor verwendet wurde.

Für das Abfackeln von Erdgas wurde der vom UBA veröffentlichte Emissionsfaktor von 55,9 tCO₂/MJ [30, S. 44] für die Verbrennung von Erdgas verwendet.

3.1.4 Erdgasversorgungsstruktur Zentral-Europas und Deutschlands

Erdgas, das in ZE verbraucht wird, stammt aus den unterschiedlichsten Herkunftsländern. Um die unterschiedlichen Carbon Footprints der Förderländer ihrem Anteil am Verbrauchsmix in ZE zuzuordnen, wurden diese Anteile anhand verschiedener Datenquellen und Validierungen berechnet.

Ausgangspunkt für diese Berechnung war die IEA-Datenbank "Gas Trade Flows" [31]. Diese Datenbank erfasst monatlich die physischen Mengen an Erdgas, die über die Grenzpunkte für 31 teilnehmende Länder in Europa fließen. In der Analyse wurden die Erdgasflüsse nach Zentral-Europa an den Grenzpunkten addiert und mit Hilfe einer Karte mit den wichtigsten Transportpipelines [32] den entsprechenden Förderländern zugeordnet. Zu diesem "Gaspool" wurden die im Inland der Staaten in ZE geförderten Erdgasmengen nach Angaben der IEA [33, S. III.28-III.157] addiert.

Länder, die weniger als 2 % des Erdgases für die Pipeline-Gasversorgung in ZE und in Deutschland produzierten, wurden bei der Berechnung vernachlässigt.

Weiterhin gelangen Erdgasströme, die in Ländern außerhalb Zentral-Europas verbraucht werden (Transitströme), ebenfalls teilweise über die Grenzpunkte nach ZE. Diese Transitflüsse wurden vom "Erdgaspool" in ZE abgezogen, entsprechend den von der IEA veröffentlichten Daten zu „natural gas imports by origin“ [33, S. II.22-II.45, 34]. Zusätzlich wurden die Erdgasströme, die von Grenzpunkten in der Slowakei und Ungarn in die Ukraine gelangen, als russische Transitströme abgezogen.

Abbildung 3 zeigt den Erdgasversorgungsmix in ZE für die Jahre 2015 bis 2018. Detaillierte Datentabellen sind in Anhang 6 zu finden.

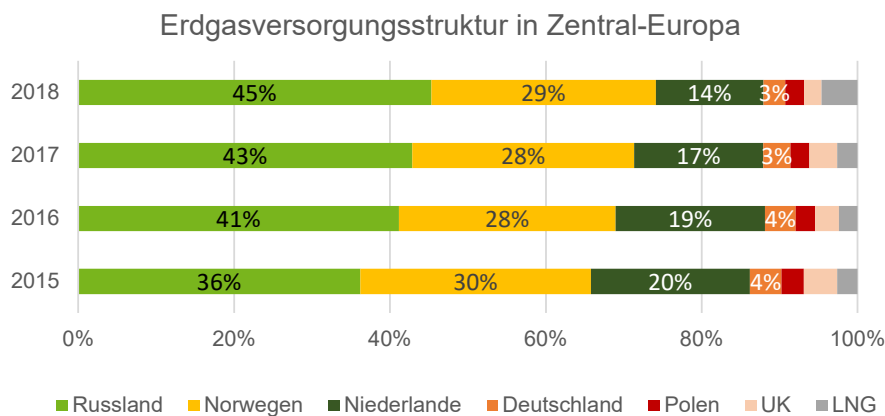


Abbildung 3: Erdgasversorgungsstruktur in ZE, 2015-2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33, 34]

Für die Analyse des Carbon Footprints des in Deutschland verbrauchten Erdgases wurde ein Gasversorgungsmix ermittelt, der sich ebenfalls auf Datenquellen der IEA [31, 33, 34] und auf von Erdgasexporteuren veröffentlichte Daten stützt [35, 36]. Die bis zum Jahr 2015 durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bereitgestellten Daten über die Herkunft von Erdgas-Importmengen werden seit 2016 aus Datenschutzgründen nicht mehr veröffentlicht [37, S. 10]. Die für 2015 veröffentlichten Daten zeigen eine gute Übereinstimmung mit den Daten aus den genannten Quellen.

Abbildung 4 zeigt den Erdgasversorgungsmix in Deutschland für die Jahre 2015 bis 2018. Detaillierte Datentabellen befinden sich in Anhang 7.

Erdgasversorgungsstruktur in Deutschland

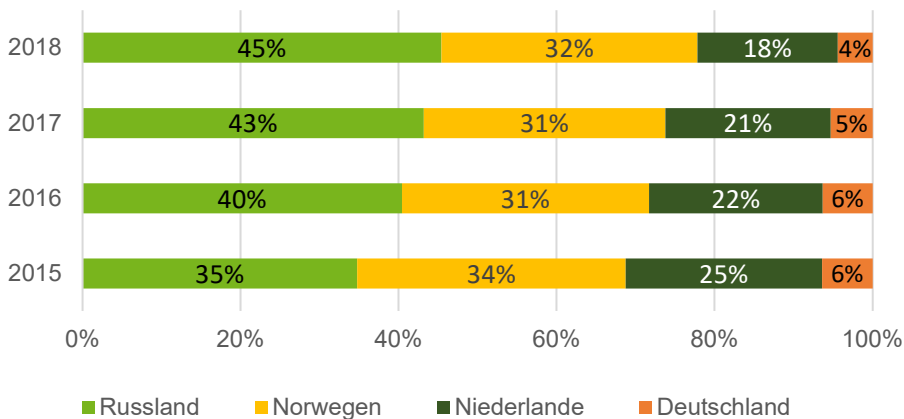


Abbildung 4: Erdgasversorgungsstruktur in Deutschland, 2015-2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33–36]

Die Herkunftsländer der LNG-Flüsse nach Zentral-Europa können nicht mit Hilfe der IEA "Gas Trade Flows" [31] zugeordnet werden. Während die Mengen an LNG im Gasmix von Zentral-Europa den "Gas Trade Flows" [31] entnommen werden, erfolgt die Zuordnung zu den verschiedenen Herkunftsländern mit Hilfe des Datensatzes der IEA "World LNG imports by origin" [33, S. II.46-II.51]. Abbildung 5 zeigt die Anteile der LNG-Herkunftsländer am Erdgasmix in ZE der Jahre 2015 und 2018.

LNG-Versorgungsmix in Zentraleuropa 2015 und 2018

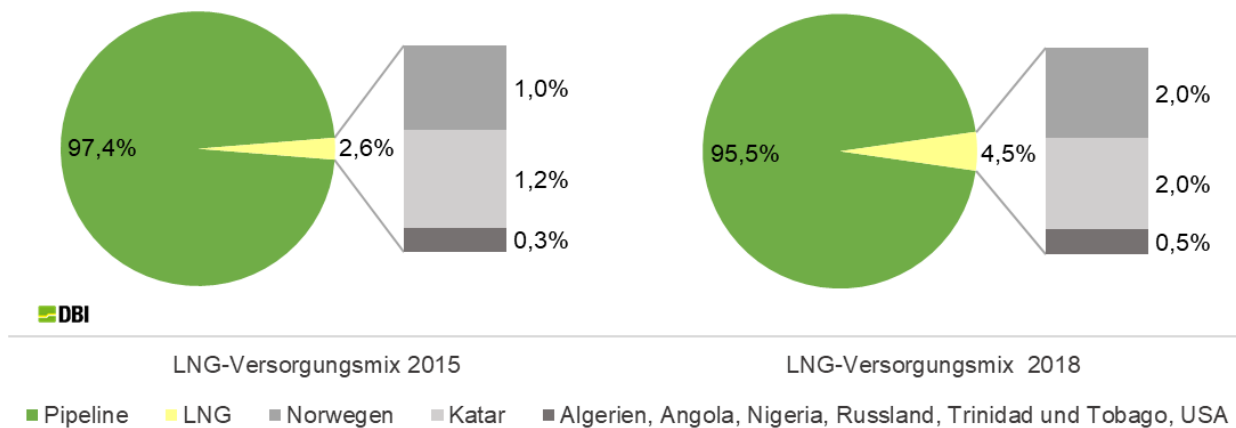


Abbildung 5: Erdgasversorgungsstruktur, Herkunft des importierten LNG in 2015 und 2018, eigene Berechnung basierend auf [31, 33, 34]

Da es sich bei der IEA um eine internationale Organisation der OECD-Länder mit umfangreicher Erfahrung auf dem Gebiet der Energiestatistik handelt, gelten ihre Datensätze im Allgemeinen als glaubwürdig. Die Energiebilanzen (Import + Produktion = Verbrauch + Export) der veröffentlichten Datensätze sind mit nur geringen statistischen Abweichungen weitgehend vergleichbar.

Die IEA-Daten zu den „imports by origin“ [33, 34] weisen einige Inkonsistenzen auf, insbesondere bei den Importen aus den Niederlanden und Norwegen, sowie Datenlücken für relevante Importländer. Aus diesen Gründen wurde der oben beschriebene Ansatz gewählt.

Die Gasflüsse aus Norwegen wurden anhand der vom Norwegian Petroleum Directorate (NPD)

veröffentlichten Daten validiert [36]. Diese Zahlen liegen innerhalb von 13 % Abweichung von den in [31] gemeldeten Daten. Die Daten für die von [31] gemeldeten Flüsse des aus Russland stammenden Erdgases wurden anhand der von Gazprom [35] veröffentlichten Daten validiert. Die von Gazprom berichteten Zahlen liegen innerhalb von 10 % Abweichung zu den in [31] berichteten Daten. Die von der IEA gemeldeten LNG-Mengen "LNG imports by origin" [33] weichen bis zu 31 % von den "Gas Trade Flows" der IEA [31] ab. Um bei einer konsistenten Datenquelle zu bleiben, wurden die LNG-Mengen aus [31] übernommen. Aufgrund der fehlenden Zuordnung der LNG-Importe zu den Herkunftsländern, wurden die Anteile jedoch auf Basis der in [33] bereitgestellten Daten berechnet und mit den in [31] angegebenen Gesamtmengen multipliziert.

Da die tatsächliche stoffliche Herkunft des Erdgases auf dem europäischen Gasmarkt nicht nur von langfristigen Lieferverträgen, die nicht öffentlich zugänglich sind, sondern auch von kurzfristigen Marktmechanismen wie Swapgeschäften zwischen Erdgashändlern abhängt, sind die Anteile der Gasversorgungsstruktur naturgemäß mit einer moderaten Unsicherheit verbunden.

3.1.5 Zentral-Europa

Für den Transport und die Verteilung innerhalb ZE wurden Durchschnittswerte für den Energiebedarf und die Gasverluste berechnet (Tabelle 7). Der Durchschnitt wurde nach dem jährlichen nationalen Erdgasverbrauch der Länder in Mittel- und Osteuropa aus [33] gewichtet. Mit Ausnahme von Deutschland und den Niederlanden, wo aktuelle Daten erhoben wurden (siehe Abschnitt 3.1.6 und 3.1.7), stammen die für die Durchschnittsbildung verwendeten Werte aus der Vorgängerstudie.

Für die Gasspeicherung waren nur Daten für Deutschland verfügbar. Aus diesem Grund wurde der Wert auch für ZE verwendet.

Tabelle 7: Eingangsdaten für Zentral-Europa

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gastransport in ZE						
Erdgas	1,63E-02	1,62E-02	1,63E-02	1,65E-02	kJ/(MJ*km)	[3, 19, 38]
Strom	3,93E-04	3,73E-04	3,70E-04	3,79E-04	kJ/(MJ*km)	[3, 19, 38]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[3, 19, 38]
Gesamt	1,67E-02	1,66E-02	1,66E-02	1,68E-02	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	0,514	0,504	0,493	0,500	kJ/MJ	[3, 19, 38] ¹⁰
Pipeline Transportlänge in ZE	271	271	272	272	km	[19]
Gasverteilung						
Gasverluste	3,079	3,010	2,980	3,054	kJ/MJ	[19, 39, 40]

3.1.6 Deutschland

Die Daten für die Erdgasförderung in Deutschland wurden den jährlichen nationalen Energiebilanzen von 2015 bis 2018 entnommen [41]. Die Energiebilanzen enthalten Informationen über die inländische Erdgasförderung, das Abfackeln und den Energiebedarf für die Öl- und Gasförderung. Da sich die vorliegende Studie ausschließlich auf die Erdgasförderung konzentriert, war es notwendig, zur Ermittlung des Anteils der in der

¹⁰ Annahme der deutschen Werte, da keine anderen Daten verfügbar sind.

Erdgasförderung verbrauchten Energie eine energiegehaltsbezogene Zuordnung vorzunehmen.

$$\begin{aligned} & \text{Spezifischer Energieverbrauch Gasproduktion} \\ & = \frac{\text{Energieverbrauch Gas – und Ölproduktion}}{\text{Menge des produzierten Gases}} \cdot \text{Anteil der Gasproduktion} \end{aligned}$$

Die spezifischen Methanemissionen für die Produktion sowie die Daten für diffuses CO₂¹¹ wurden den Jahresberichten des Bundesverbandes für Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG)¹² [43] entnommen und mit den Werten aus Anhang 1 umgerechnet.

Für den Energiebedarf der Gasförderung und Gasverarbeitung wurden vom BVEG Werte für die Vorgängerstudie zur Verfügung gestellt. Seither liegen keine aktualisierten Daten vor, daher wurden für alle Jahre die Werte von 2014 verwendet.

Eine ähnliche Situation für den Gastransport: Für die Vorgängerstudie wurden Daten der deutschen Transportnetzbetreiber (FNB) zur Verfügung gestellt, es liegen jedoch keine aktualisierten Daten vor. Für alle Jahre wurden die Werte von 2014 verwendet.

Die Daten für die Gasspeicherung wurden dem NIR 2020 entnommen, standen aber nur für Gasverluste zur Verfügung. Der Energiebedarf der Gasspeicherung wird in dieser Studie nicht berücksichtigt, es wird jedoch erwartet, dass er sich geringfügig auf den gesamten CF auswirken wird. Der NIR enthält einen Emissionsfaktor von 0,04 kgCH₄/1.000 m³, der sich auf das Arbeitsgasvolumen bezieht (Standardbedingungen).

Die Daten für die Gasverteilung wurden dem NIR 2020 für die Jahre 2015-2018 entnommen [40].

Alle Eingabedaten für das LCI-Modell sind in Tabelle 8 zusammengefasst.

¹¹ Als Quelle für diffuse CO₂-Emissionen ist besonders die Sauer gasaufbereitung zu nennen.

¹² Der BVEG empfiehlt, dass nur 5/6 der Emissionen aus der Aufbereitung von Sauer gas dem Erdgas zugerechnet werden sollen, da 1/6 des Energiebedarfs der Schwefelerzeugung zugeordnet werden sollte [42].

Tabelle 8: Eingangsdaten für Deutschland

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	30,877	28,195	33,552	35,051	kJ/MJ	[41]
Strom	8,071	8,458	8,846	9,599	kJ/MJ	[41]
Diesel	0,007	0,030	0,016	0	kJ/MJ	[41]
Gesamt	38,955	36,683	42,414	44,650	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,150	0,090	0,090	0,050	kJ/MJ	[43]
Abgefackelt	1,180	1,021	1,397	1,660	kJ/MJ	[41]
Gasaufbereitung						
Erdgas	14,370	14,370	14,370	14,370	kJ/MJ	[43]
Strom	0,657	0,657	0,657	0,657	kJ/MJ	[43]
Diesel	0	0	0	0	kJ/MJ	[43]
Gesamt	15,028	15,028	15,028	15,028	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,071	0,080	0,025	0,026	kJ/MJ	[40]
Diffuses CO ₂	0,003	0,003	0,003	0,003	kgCO ₂ /MJ	[43]
Gastransport und Speicherung in DE						
Erdgas	8,56E-03	8,56E-03	8,56E-03	8,56E-03	kJ/(MJ*km)	[3]
Strom	1,06E-04	1,06E-04	1,06E-04	1,06E-04	kJ/(MJ*km)	[3]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[3]
Gesamt	8,66E-03	8,66E-03	8,66E-03	8,66E-03	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	1,20E-01	1,20E-01	1,20E-01	1,20E-01	kJ/MJ	[3]
Pipeline Transportlänge in ZE	300	300	300	300	km	[17]
Gasverteilung						
Gasverluste	1,590	1,459	1,421	1,466	kJ/MJ	[40]

3.1.7 Niederlande

Die Daten zur Erdgasförderung in den Niederlanden wurden den jährlichen nationalen Energiebilanzen von 2015 bis 2018 entnommen [44]. Die Daten für den Gastransport und die Gasaufbereitung wurden den Jahresberichten des niederländischen Fernleitungsnetzbetreibers Gasunie entnommen [38], die Daten für die Gasverteilung dem NIR [40]. Tabelle 9 zeigt alle Eingangsdaten für die Niederlande.

Tabelle 9: Eingangsdaten für die Niederlande

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	13,065	13,896	15,730	16,137	kJ/MJ	[44]
Strom	5,217	5,476	6,364	7,800	kJ/MJ	[44]
Diesel	0,068	0	0	0	kJ/MJ	[44]
Gesamt	18,349	19,373	22,094	23,937	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,357	0,338	0,370	0,321	kJ/MJ	[39]
Abgefackelt	0,828	0,922	1,035	0,716	kJ/MJ	[44]
Gasaufbereitung						
Erdgas	0,000	0,000	0,000	0,000	kJ/MJ	[38]
Strom	0,695	1,029	1,194	1,653	kJ/MJ	[38]
Diesel	0	0	0	0	kJ/MJ	[38]
Gesamt	0,695	1,029	1,194	1,653	kJ/MJ	-
Gasverluste	-	-	-	-	kJ/MJ	-
Diffuses CO ₂	1,29E-06	1,34E-06	1,17E-06	8,05E-07	kgCO ₂ /MJ	[39]
Gastransport in NL und nach ZE						
Erdgas	3,57E-03	3,37E-03	3,59E-03	3,44E-03	kJ/(MJ*km)	[38]
Strom	1,64E-03	1,58E-03	1,60E-03	1,63E-03	kJ/(MJ*km)	[38]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[38]
Gesamt	5,21E-03	4,95E-03	5,19E-03	5,07E-03	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	1,33E-03	1,19E-03	9,14E-04	9,30E-04	kJ/(MJ*km)	[38]
Pipelinlänge bis zur Grenze zu ZE	150	150	150	150	km	¹³
Pipelinlänge bis zur Grenze zu DE	100	100	100	100	km	[45, S. 71]
Gasverteilung						
Gasverluste	0,553	0,524	0,461	0,457	kJ/MJ	[39]

3.1.8 Norwegen

Daten für die norwegische Gasförderung sind öffentlich zugänglich aus den Energiebilanzen [46] und dem NIR [47]⁽¹⁴⁾.

Daten für die Gasaufbereitung und den Gastransport wurden von Gassco über einen Datenerhebungsbogen bereitgestellt [48]. Außerdem sind die Emissionen einiger Anlagen (z. B. der Aufbereitungsanlage Kollsness) öffentlich zugänglich unter [49]. Die Website gibt jedoch nur die Emissionen für die gesamte Anlage an, einschließlich der Aufbereitung von Erdgaskondensaten und von Erdgasmengen, die für ZE nicht relevant sind. Gassco lieferte spezifische Daten für die nach Deutschland exportierten Erdgasmengen, von denen angenommen wird, dass sie auch für ZE repräsentativ sind.

Gasspeicher wurden für Norwegen nicht berücksichtigt, da es auf den Exportkorridoren nach Zentral-Europa keine Gasspeicher gibt. Die Eingangsdaten in das LCI-Modell sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

¹³ Die Niederlande liegen in Zentral-Europa, weshalb angenommen wurde, dass das Erdgas in andere Länder innerhalb Zentral-Europas exportiert wird.

¹⁴ Die Werte von Gassco für die Gasaufbereitung wurden von den Zahlen des NIR abgezogen, da die NIR-Zahlen Produktion und Aufbereitung gemeinsam beinhalten.

Tabelle 10: Eingangsdaten für Norwegen

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	22,187	21,677	21,629	22,109	kJ/MJ	[46]
Strom	2,931	2,971	3,173	3,559	kJ/MJ	[46]
Diesel	1,796	1,663	1,379	1,652	kJ/MJ	[46]
Gesamt	26,913	26,311	26,182	27,320	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,031	0,033	0,044	0,044	kJ/MJ	[47] ⁽¹⁴⁾
Abgefackelt	2,381	2,357	2,304	2,390	kJ/MJ	[46]
Gasaufbereitung						(15)
Erdgas	0,777	0,760	0,763	0,690	kJ/MJ	[48] ⁽¹⁵⁾
Strom	0,852	0,818	0,845	0,917	kJ/MJ	[48] ⁽¹⁵⁾
Diesel	-	-	-	-	kJ/MJ	[48] ⁽¹⁵⁾
Gesamt	1,629	1,578	1,608	1,607	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,039	0,037	0,026	0,026	kJ/MJ	[48] ⁽¹⁵⁾
Diffuses CO ₂	7,32E-06	7,07E-06	7,03E-06	7,05E-06	kgCO ₂ /MJ	[47]
Gastransport nach ZE						
Erdgas	3,38E-03	3,35E-03	3,25E-03	3,06E-03	kJ/(MJ*km)	[48] ⁽¹⁵⁾
Strom	2,79E-03	2,68E-03	2,76E-03	2,99E-03	kJ/(MJ*km)	[48] ⁽¹⁵⁾
Diesel	-	-	-	-	kJ/(MJ*km)	[48] ⁽¹⁵⁾
Gesamt	6,17E-03	6,04E-03	6,01E-03	6,05E-03	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	Annahme ⁽¹⁶⁾
Abgefackelt	-	-	-	-	kJ/(MJ*km)	-
Pipelinlänge bis zur Grenze zu ZE	925	925	925	925	km	[8]
Pipelinlänge bis zur Grenze zu DE	925	925	925	925	km	[8]

Die Daten für die Gasförderung wurden anderen Datenquellen gegenübergestellt (Tabelle 11). Die Angaben zum Energiebedarf (Strom-, Diesel- und Erdgasbedarf) liegen bei den verglichenen Datenquellen in der gleichen Größenordnung. Die Daten für die Gasverluste unterscheiden sich. Die vom Betreiber Equinor angegebene Zahl ist viel höher als die im norwegischen NIR veröffentlichten Zahlen. Allerdings beinhalten die Zahlen von Equinor u. a. Methanemissionen aus unvollständiger Verbrennung in Turbinen [50]. Diese Emissionen wurden in dieser Studie nicht in den "Gasverlusten" berücksichtigt, sondern wurden aus dem Erdgasverbrauch modelliert (siehe Abschnitt 3.1.3).

Im Allgemeinen sind die norwegischen Methanemissionen im Vergleich zu anderen Ländern sehr niedrig, was unter anderem auf das dortige Steuersystem zurückzuführen ist. Eine Tonne Methan wird derzeit mit 8,76 NOK [51] pro Normkubikmeter (= 0,79 €/m³ oder etwa 975 €/t) besteuert.

¹⁵ Die Daten zur Aufbereitung und zum Transport wurden von Gassco für diese Studie bereitgestellt. Die Daten wurden nicht als Energiebedarf zur Verfügung gestellt (mit Ausnahme von Strom), sondern als CO₂-Emissionen der Verbrennung sowie CH₄ Emissionen der Verbrennung, der Ausblasungen und des Abfackelns. Damit diese Daten geeignet sind für das Modell dieser Studie, wurde eine Rückrechnung der Emissionen in den Energiebedarf durchgeführt. Dies erfolgte mit den Faktoren des Kapitels 3.1.3. Es wurde angenommen, dass sich alle Emissionen auf Erdgas beziehen, weshalb in dieser Tabelle keine Daten zu Diesel vorhanden sind.

¹⁶ Verluste des Gastransports sind im Schritt „Aufbereitung“ enthalten.

Tabelle 11: Vergleich der Eingangsdaten der norwegischen Gasförderung

Parameter	Thinkstep 2017 [8]	DBI 2020 (diese Studie)	DBI 2020 (diese Studie)	Equinor 2019 [52, S. 31]	Einheit
	2015	2015	2018	2018	
Strom	2,927	2,713	3,294	-	kJ/MJ
Diesel	1,991	1,662	1,529	-	kJ/MJ
Erdgas	21,795	20,536	20,465	-	kJ/MJ
Methanverluste	0,0046 wt. %	-	-	0,04 vol. %	
Gasverluste	-	0,0031 %	0,0044 %	-	

3.1.9 Russland, Belarus und Ukraine

Die Daten für die Gasförderung und den Gastransport in Russland bzw. von Russland nach ZE wurden vom Betreiber Gazprom mit Hilfe des Datenerhebungsbogens bereitgestellt [53]. Daten für Gasverluste und Energiebedarf des Gastransports in Belarus waren in den von Gazprom gelieferten Daten für den belarussischen Korridor enthalten.

Daten für den Gastransport in der Ukraine wurden vom Transportnetzbetreiber der Ukraine (TSOUA) mit Hilfe des Datenerhebungsbogens geliefert [54].

Die Gasspeicher in Russland werden nicht für Erdgas genutzt, das nach ZE exportiert wird [55], sondern für die Bedarfsdeckung der Verbraucher in Russland. Daher wurde die Gasspeicherung in Russland nicht berücksichtigt. Gasspeicher in der Ukraine werden jedoch für transitiertes Gas genutzt und wurden daher in die Betrachtung einbezogen. TSOUA ist kein Betreiber von Gasspeichern in der Ukraine und konnte daher keine Daten über diese Anlagen zur Verfügung stellen. Die für russische Gasspeicher verfügbaren Daten wurden deswegen als Annahme verwendet¹⁷.

Tabelle 12 bis Tabelle 14 zeigen alle Eingangsdaten.

¹⁷ Laut Gazprom betragen die Methanemissionen der unterirdischen Speicher im Jahr 2019 ca. 0,03 % der unterirdischen Gasspeichermengen [56].

Tabelle 12: Eingangsdaten für Russland 1 (Ukrainischer Korridor)

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	12,405	12,795	13,477	14,899	kJ/MJ	[53]
Strom	0,113	0,112	0,106	0,101	kJ/MJ	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/MJ	[53]
Gesamt	12,519	12,907	13,583	15,000	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,280	0,254	0,219	0,195	kJ/MJ	[53]
Abgefackelt	2,796	2,200	1,986	1,593	kJ/MJ	[53]
Gasaufbereitung						
Erdgas	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Strom	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diesel	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Gesamt	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	-
Gasverluste	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diffuses CO ₂	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	kgCO ₂ /MJ	[57]
Gastransport und Speicherung außerhalb ZE						
Erdgas	1,47E-02	1,55E-02	1,78E-02	1,93E-02	kJ/(MJ*km)	[53]
Strom	1,96E-03	2,64E-03	3,44E-03	3,38E-03	kJ/(MJ*km)	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[53]
Gesamt	1,67E-02	1,81E-02	2,12E-02	2,27E-02	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	8,44E-04	8,18E-04	8,58E-04	8,63E-04	kJ/(MJ*km)	[53]
Abgefackelt	0	7,54E-05	1,51E-04	2,26E-04	kJ/(MJ*km)	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von ZE	4.725	4.725	4.725	4.725	km	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von DE	5.485	5.485	5.485	5.485	km	[45, S. 71, 53, 58]

Tabelle 13: Eingangsdaten für Russland 2 (Belarussischer Korridor)

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	12,605	12,935	13,698	15,125	kJ/MJ	[53]
Strom	0,113	0,111	0,105	0,100	kJ/MJ	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/MJ	[53]
Gesamt	12,718	13,046	13,802	15,225	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,288	0,260	0,223	0,198	kJ/MJ	[53]
Abgefackelt	2,870	2,245	2,022	1,620	kJ/MJ	[53]
Gasaufbereitung						
Erdgas	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Strom	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diesel	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Gesamt	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	-
Gasverluste	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Abgefackelt	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diffuses CO ₂	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	kgCO ₂ /MJ	[57]
Gastransport nach ZE						
Erdgas	2,08E-02	2,05E-02	2,35E-02	2,53E-02	kJ/(MJ*km)	[53]
Strom	1,36E-03	1,23E-03	1,21E-03	1,25E-03	kJ/(MJ*km)	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[53]
Gesamt	2,21E-02	2,17E-02	2,47E-02	2,65E-02	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	9,32E-04	8,69E-04	8,94E-04	7,54E-04	kJ/(MJ*km)	[53]
Abgefackelt	1,00E-03	2,00E-03	1,00E-03	1,00E-03	kJ/(MJ*km)	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von ZE	3.995	3.995	3.995	3.995	km	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von DE	4.679	4.679	4.679	4.679	km	[53, 59]

Tabelle 14: Eingangsdaten für Russland 3 (Nördlicher Korridor)

Parameter	Wert				Einheit	Quelle / Kommentar
	2015	2016	2017	2018		
Gasförderung						
Erdgas	12,402	12,603	13,350	14,543	kJ/MJ	[53]
Strom	0,113	0,111	0,105	0,100	kJ/MJ	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/MJ	[53]
Gesamt	12,515	12,714	13,455	14,643	kJ/MJ	-
Gasverluste	0,279	0,252	0,216	0,191	kJ/MJ	[53]
Abgefackelt	2,786	2,181	1,956	1,561	kJ/MJ	[53]
Gasaufbereitung						
Erdgas	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Strom	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diesel	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Gesamt	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	-
Gasverluste	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Abgefackelt	Enthalten in den Daten zur Gasförderung				kJ/MJ	[53]
Diffuses CO ₂	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	1,08E-07	kgCO ₂ /MJ	[57]
Gastransport nach ZE						
Erdgas	1,88E-02	1,74E-02	1,96E-02	1,96E-02	kJ/(MJ*km)	[53]
Strom	1,48E-03	1,31E-03	1,26E-03	1,22E-03	kJ/(MJ*km)	[53]
Diesel	0	0	0	0	kJ/(MJ*km)	[53]
Gesamt	2,03E-02	1,87E-02	2,09E-02	2,08E-02	kJ/(MJ*km)	-
Gasverluste	7,23E-04	6,86E-04	6,59E-04	5,55E-04	kJ/(MJ*km)	[53]
Abgefackelt	1,00E-03	2,00E-03	1,00E-03	1,00E-03	kJ/(MJ*km)	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von ZE	4.166	4.166	4.166	4.166	km	[53]
Pipelinlänge bis zur Grenze von DE	4.166	4.166	4.166	4.166	km	[53]

Im Vergleich zur Vorgängerstudie [3], ergeben sich Unterschiede beim spezifischen Gasverbrauch für den Gastransport. Dies ist auf eine methodische Änderung in der Datenerfassung durch den Betreiber Gazprom zurückzuführen, eine frühere Doppelzählung wurde vermieden. Mit der neuen Methodik sind auch die Daten für die Vorjahre niedriger, wie Tabelle 15 zeigt.

Tabelle 15: Spezifischer Gasbedarf der russischen Export-Korridore

Jahr	Ukrainischer Korridor	Belarussischer Korridor	Nördlicher Korridor	Einheit	Quelle
Daten aus vorheriger Studie [3] als Vergleich					
2012	30,3	30,3	20,5	m ³ /Mio.m ³ *km	[28]
2013	29,5	29,5	20,5	m ³ /Mio.m ³ *km	[28]
2014	24,2	24,2	20,5	m ³ /Mio.m ³ *km	[28]
2012	0,030	0,030	0,021	kJ/MJ*km	Umrechnung der Daten aus dem Jahr 2016
2013	0,030	0,030	0,021		
2014	0,024	0,024	0,021		
Daten dieser Studie aus erster Hand zur Verfügung gestellt					
2012	0,023	0,027	0,024	kJ/MJ*km	[53]
2013	0,023	0,026	0,019	kJ/MJ*km	[53]
2014	0,019	0,022	0,019	kJ/MJ*km	[53]
2015	0,018	0,021	0,019	kJ/MJ*km	[53]
2016	0,019	0,021	0,017	kJ/MJ*km	[53]
2017	0,021	0,024	0,020	kJ/MJ*km	[53]
2018	0,024	0,025	0,020	kJ/MJ*km	[53]
2019	0,030	0,030	0,021	kJ/MJ*km	[53]

Abbildung 6 zeigt Daten zu Methanemissionen in Russland aus verschiedenen Datenquellen. Die für die Methanemissionen der Gasförderung im NIR gemeldete Zahl stimmt gut mit dem Wert überein, der dem Russian Federal State Statistics Service gemeldet wurde [60]. Die Zahl für den Gastransport ist im NIR jedoch viel höher als die an den Russian Federal State Statistics Service gemeldete Zahl.

Der Methan-Tracker der IEA [61] enthält deutlich höhere Daten für die russische Gasförderung, aber deutlich niedrigere Daten für den Gastransport. Die Methan-Tracker Daten wurden für die Berechnungen in dieser Studie aus zwei Gründen nicht berücksichtigt:

- Der Methan-Tracker berücksichtigt nicht wie diese Studie die russischen Exportkorridore, sondern betrachtet die russische Gasförderung und den Gastransport insgesamt.
- Der Methan-Tracker basiert nicht auf russischen Daten, sondern auf Studien, die in den USA durchgeführt und für andere Länder angepasst wurden [62]. Die Anpassung spiegelt jedoch möglicherweise die länderspezifischen Situationen nicht genau wider. Dies wurde auch von anderen Ländern wie Norwegen angemerkt. Allerdings ist die IEA bereit, andere Daten einzubeziehen, zum Beispiel aus Messkampagnen, die in diesen Ländern durchgeführt wurden [63].

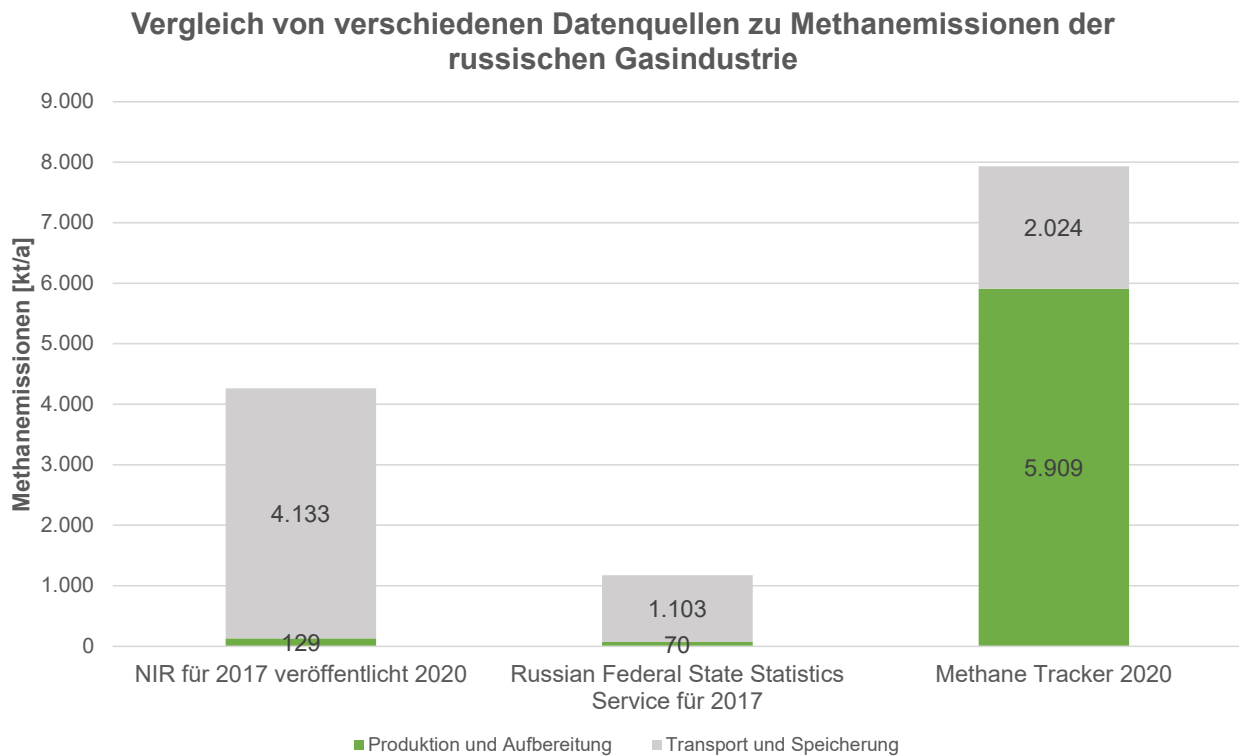


Abbildung 6: Vergleich der Werte für Methanemissionen der russischen Gasindustrie

Gazprom veröffentlicht seine Treibhausgasemissionen in jährlichen Umweltberichten, die von KPMG geprüft werden [64]. Die berichteten Zahlen sind aggregierte Zahlen für das gesamte Unternehmen. Aus diesem Grund konnten sie nicht direkt für diese Studie verwendet werden. Die aggregierte Basis zeigt jedoch eine gute Korrelation zu den von Gazprom für diese Studie zur Verfügung gestellten Zahlen.

Die internationale Nachrichtenorganisation Reuters berichtete über große, im Jahr 2019 per Satellit gefundene Lecks an der russischen Jamal-Pipeline [65]. Nach Angaben des Betreibers Gazprom handelte es sich bei diesen Lecks um Reparaturarbeiten (Ausblaseemissionen). Solche Emissionen sind geplant und aus Sicherheitsgründen notwendig. Die Menge des ausgeblasenen Gases wird ermittelt und ist in den Zahlen enthalten, die Gazprom an die Behörden meldet. Dies wurde auch von Kayrros [66] bestätigt. Dieses Beispiel zeigt, dass Satellitendaten bei der Identifizierung von Lecks helfen können, dabei ist es jedoch wichtig, die Quellen zusammen mit dem Betreiber zu verifizieren, um Fehlinterpretationen zu vermeiden.

Da Methan in Russland als Schadstoff gilt ist (siehe „list of pollutants under state control, No. 33“ [67]), muss die Höhe der Methanemissionen erfasst und an die Behörden gemeldet werden. Die Methanemissionen werden mit dem „federal statistical data sheet № 2-TP (air)“ [68] geschätzt. Die ausgefüllten Formulare werden an den Russian Federal State Statistics Service geschickt. Diese veröffentlichten Daten sind die Grundlage für die Erhebung einer Umweltsteuer bei den verantwortlichen Verursachern. Die ausgefüllten Formulare und die erhobenen Umweltsteuerbeträge werden vom Russian Federal Supervisory Natural Resources Management Service [69] bei regelmäßigen Inspektionen und Audits überprüft und verifiziert. Auf der Website des Russian Federal State Statistics Service [60] werden außerdem die Kohlenwasserstoffemissionen verschiedener Sektoren regelmäßig veröffentlicht.

3.2 Modellierung

3.2.1 Gegenüberstellung LCA-Software

Um die mit der unterschiedlichen LCA-Software GHGenius und GaBi berechneten Ergebnisse zu vergleichen, wurden die Ergebnisse für einen Datensatz mit denselben Eingabedaten mit beiden LCA-Modellen berechnet. Für diesen Vergleich wurde beispielhaft der Carbon Footprint für "Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-Europa verteilt wird" berechnet. Als Eingabedatensatz wurden Daten für das Jahr 2014 aus [3] verwendet. Die Berechnung des CF führt zu den in der Tabelle 16 dargestellten Ergebnissen. Die Abweichung der Ergebnisse aufgrund der Verwendung unterschiedlicher Modelle beträgt weniger als 5 %. Die Gründe für die (geringen) Unterschiede in den Ergebnissen ergeben sich aus unterschiedlichen Hintergrunddatensätzen bezüglich der Strommixe, der Wertschöpfungskette für die Bereitstellung von Diesel und anderen Kraftstoffen, geringen Unterschieden in den Emissionsfaktoren für Geräte (z.B. Abgas von Gasturbinen) und charakteristischen Gaskenngrößen wie Heizwert oder molare Zusammensetzung. Erhebliche Abweichungen treten im Schritt "Transport bis zur Grenze zu ZE" auf. Das Ergebnis aus dem GaBi-Modell ist um ca. 25 % niedriger als das Ergebnis aus GHGenius, was aus unterschiedlichen Annahmen für die Emissionen der Infrastruktur resultieren könnte. Andere Elemente der Wertschöpfungskette (z.B. Produktion) zeigen jedoch höhere Emissionen im GaBi-Modell, was darauf schließen lässt, dass die Elemente in GHGenius anders kombiniert werden.

Tabelle 16: Ergebnis der vergleichenden Modellierung mit GHGenius und GaBi für Erdgas, welches in Norwegen produziert und in Zentral-Europa verteilt wird im Jahr 2014

	GHGenius	GaBi	Einheit
Förderung in Norwegen	1.867	2.026	gCO ₂ e/GJ
Aufbereitung in Norwegen	332	287	gCO ₂ e/GJ
Speicherung in Norwegen	0	0	gCO ₂ e/GJ
Transport bis zur Grenze zu ZE	1.629	1.200	gCO ₂ e/GJ
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.801	1.843	gCO ₂ e/GJ
Gesamt	5.629	5.356	gCO₂e/GJ
Unterschied zwischen GaBi und GHGenius		-4,86	%

3.2.2 Modellierung in GaBi

GaBi ist eine LCA-Software, die auf Modularität basiert. Beide Systeme, "Erdgas verteilt in ZE" und "Erdgas verteilt in Deutschland", wurden in GaBi als Gesamtpläne erstellt. Sie sind in Abbildung 7 bzw. Abbildung 8 dargestellt. Jeder Plan besteht aus weiteren Plänen und Prozessen. Diese Pläne und Prozesse sind Module, die spezifische Daten für bestimmte Lebenszyklusphasen enthalten. Sie können selbst aus Plänen und Prozessen bestehen, was zu einer hierarchischen Struktur des Systems führt. Die Daten stammen aus der GaBi Professional Database, der Literatur oder der Industrie. Zum Aufbau des Gesamtsystems werden die Module über Stoff- und Energieflüsse miteinander verbunden.

Overall Plan: Natural Gas distributed in Central Europe (DBI) P

© 2019 Fraunhofer IPT/energie (www.energie.fraunhofer.de)
 Fraunhofer IPT/energie (www.energie.fraunhofer.de)

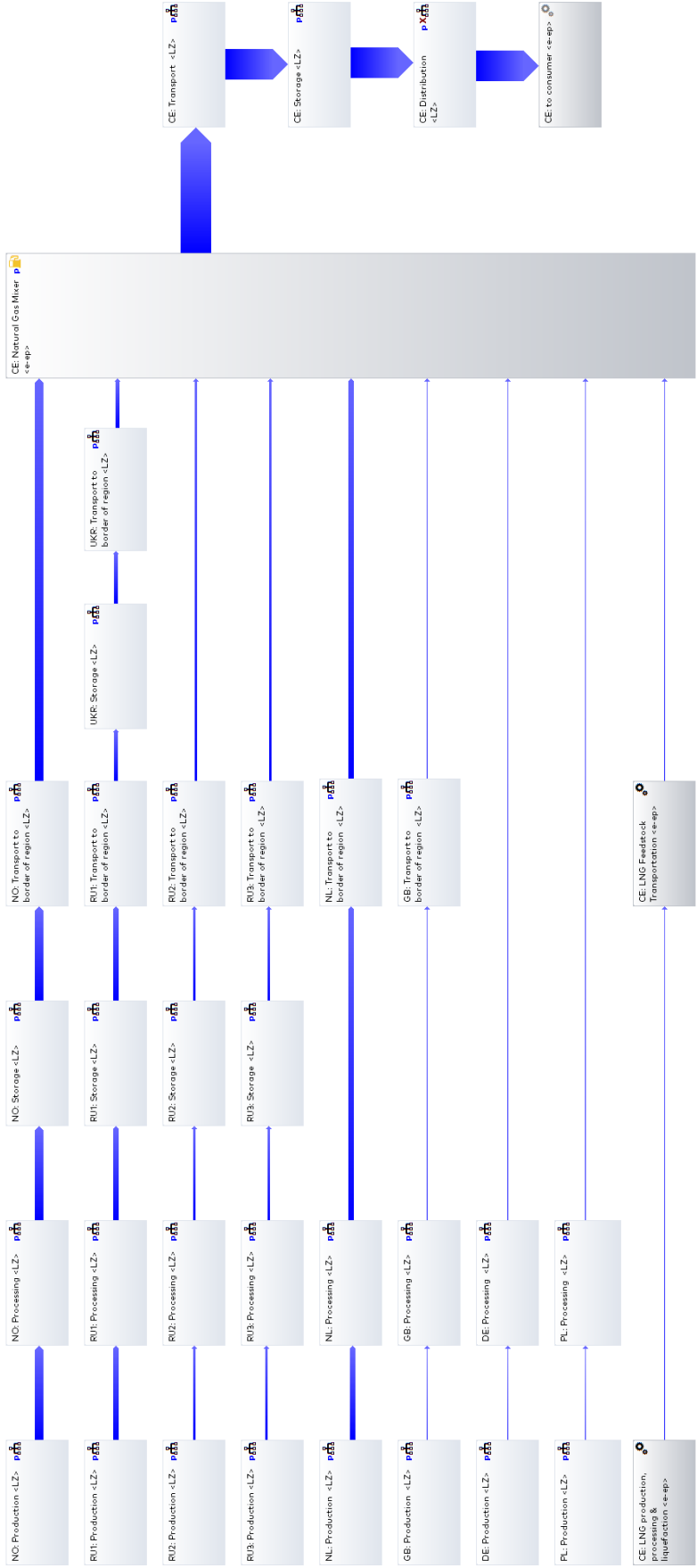


Abbildung 7: GaBi Modell für das System „Erdgas, welches in ZE verteilt wird (Sankey Diagramm)

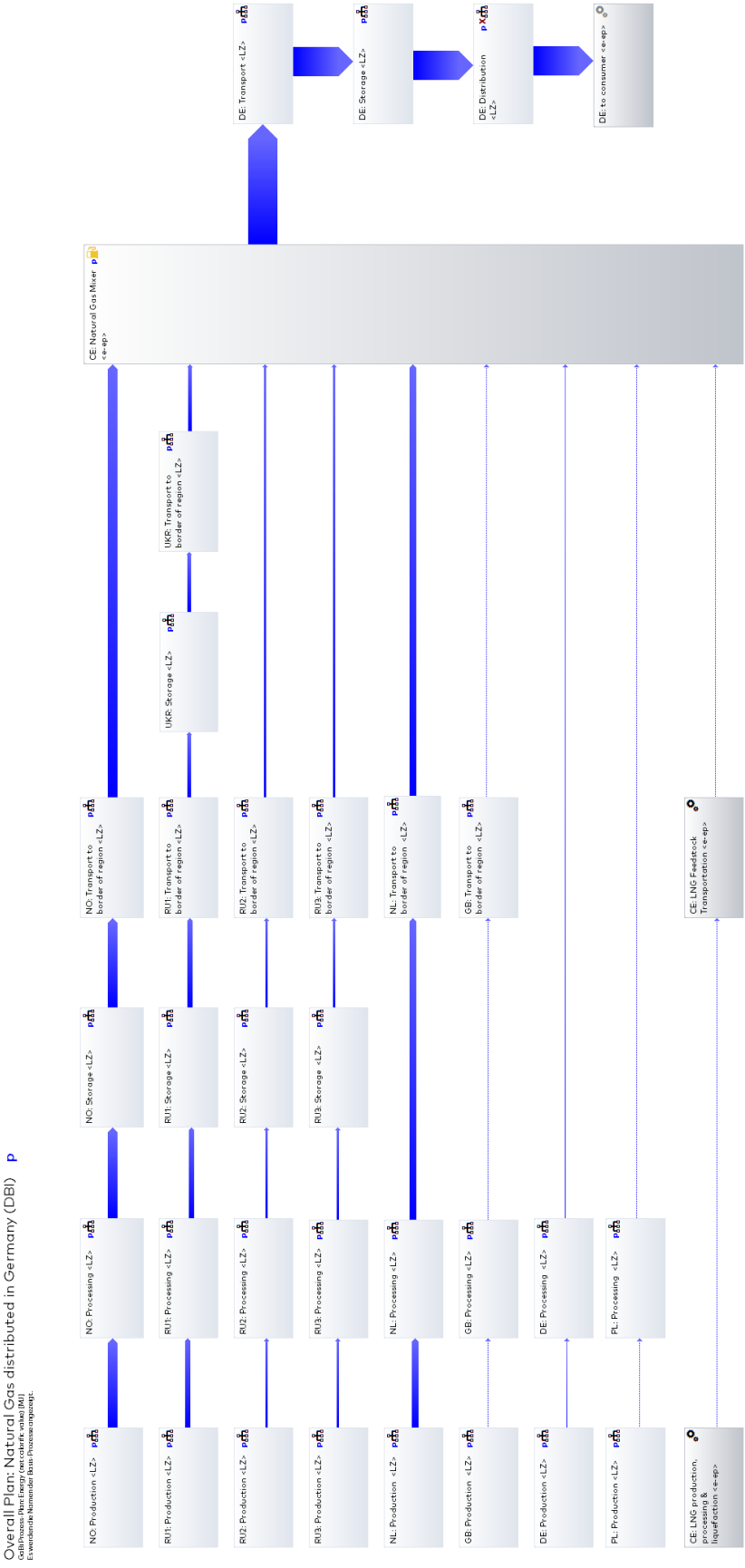


Abbildung 8: GaBi Modell für das System „Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird (Sankey Diagramm)

3.3 Datenberechnung

Mit Hilfe der LCA-Software GaBi wurden sämtliche anfallende Treibhausgasemissionen für beide Systeme berechnet. In den folgenden Abschnitten werden lediglich die Ergebnisse für die wichtigsten THG (CO₂, CH₄ und N₂O) dargestellt. Die Wirkungsabschätzung in Kapitel 4 erfolgte unter Berücksichtigung aller Treibhausgasemissionen, die Unterschiede sind aber vernachlässigbar.

3.3.1 Erdgas verteilt in Zentral-Europa

Folgende Emissionsmengen wurden für Erdgas, das in ZE verteilt wird, berechnet:

Tabelle 17: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in ZE [g/GJ (Hi)]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
2015			
Förderung	1.715,53	11,74	0,03
Aufbereitung	228,32	0,54	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	1.903,66	26,65	0,04
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	284,81	64,82	0,01
Gesamt	4.132,32	103,75	0,08
2016			
Förderung	1.645,72	10,18	0,03
Aufbereitung	221,20	0,49	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	2.157,77	29,03	0,04
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	283,67	63,42	0,01
Gesamt	4.308,36	103,12	0,08
2017			
Förderung	1.707,22	10,46	0,03
Aufbereitung	212,41	0,42	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	2.461,42	30,82	0,05
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	285,15	62,69	0,01
Gesamt	4.666,20	104,39	0,09
2018			
Förderung	1.887,35	8,60	0,03
Aufbereitung	182,39	0,37	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	2.765,20	29,90	0,05
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	288,05	64,13	0,01
Gesamt	5.122,99	103,00	0,09

Um die THG-Emissionen für Erdgas aus einem bestimmten Herkunftsland zu ermitteln, wurde die Erdgasversorgungsstruktur im GaBi-Modell modifiziert: Es wurde angenommen, dass das betrachtete Land der einzige Versorger einer Region ist. Tabelle 18 zeigt die THG-Emissionen für Erdgas, das in ZE verteilt, aber in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland produziert wird, beispielhaft für das Jahr 2018. Die Ergebnisse für die übrigen Jahre sind in Anhang 2 dargestellt.

Tabelle 18: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in ZE und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder in Russland im Jahr 2018 [g/GJ (Hi)]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Deutschland			
Förderung	3.536,99	6,06	0,11
Aufbereitung	3.625,83	2,01	0,02
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	0,00	0,00	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	288,05	64,13	0,01
Gesamt	7.450,87	72,20	0,14
Niederlande			
Förderung	2.066,83	9,72	0,04
Aufbereitung	229,02	0,46	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	40,84	1,29	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	288,05	64,13	0,01
Gesamt	2.624,74	75,60	0,05
Norwegen			
Förderung	1.581,01	3,25	0,03
Aufbereitung	93,01	0,59	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	252,98	0,29	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	288,05	64,13	0,01
Gesamt	2.215,05	68,26	0,04
Russland			
Förderung	1.057,70	4,27	0,02
Aufbereitung	0,12	0,00	0,00
Transport und Speicherung außerhalb von ZE	5.659,17	65,30	0,11
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	288,05	64,13	0,01
Gesamt	7.005,04	133,70	0,14

3.3.2 Erdgas verteilt in Deutschland

Tabelle 19 zeigt die berechneten THG-Emissionen für Erdgas, das in Deutschland verteilt wird. Tabelle 20 zeigt diese Ergebnisse aufgeteilt nach den verschiedenen Herkunftsländern.

Zur Ermittlung der Ergebnisse für Deutschland wurde das gleiche GaBi-Modell verwendet, jedoch waren einige Anpassungen im Vergleich zu den Berechnungen für ZE notwendig:

1. Der Strommix von ZE wurde durch den entsprechenden Mix für Deutschland ersetzt.
2. Für den Transport, die Speicherung und die Verteilung innerhalb Deutschlands wurden die deutschen Werte anstelle von Durchschnittswerten für alle Länder in ZE verwendet.
3. Die Transportentfernungen wurden angepasst, sodass die Entfernung bis zur deutschen Grenze verwendet wurde und nicht die Entfernung bis zur EU-Grenze.
4. Die Erdgasversorgungsstruktur wurde durch die für Deutschland ermittelte ersetzt (vgl. Abschnitt 3.1.4)

Tabelle 19: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland [g/GJ (Hi)]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
2015			
Förderung	1.455,41	6,36	0,03
Aufbereitung	275,68	0,51	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	1.978,48	28,80	0,04
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	172,00	30,35	0,00
Gesamt	3.881,57	66,02	0,07
2016			
Förderung	1.413,50	6,08	0,03
Aufbereitung	282,84	0,49	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	2.315,20	32,34	0,04
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,90	28,03	0,00
Gesamt	4.183,44	66,94	0,08
2017			
Förderung	1.459,18	6,12	0,03
Aufbereitung	250,13	0,36	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	2.706,49	35,38	0,05
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,88	27,36	0,00
Gesamt	4.587,68	69,22	0,08
2018			
Förderung	1.476,35	5,59	0,03
Aufbereitung	229,35	0,36	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	2.976,63	34,37	0,06
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,92	28,15	0,00
Gesamt	4.854,25	68,47	0,09

Tabelle 20: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [g/GJ (Hi)]

	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Deutschland			
Förderung	3.523,14	6,03	0,11
Aufbereitung	3.611,63	2,00	0,02
Transport und Speicherung außerhalb DE	0,00	0,00	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,92	28,15	0,00
Gesamt	7.306,69	36,18	0,13
Niederlande			
Förderung	2.058,11	9,68	0,04
Aufbereitung	228,08	0,46	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	27,35	0,85	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,92	28,15	0,00
Gesamt	2.485,46	39,14	0,04
Norwegen			
Förderung	1.469,64	2,90	0,03
Aufbereitung	92,65	0,59	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	251,99	0,28	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	171,92	28,15	0,00
Gesamt	1.986,20	31,92	0,03
Russland			
Förderung	1.059,37	5,89	0,02
Aufbereitung	0,12	0,00	0,00
Transport und Speicherung außerhalb DE	6.367,23	75,18	0,12
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	172,00	28,15	0,00
Gesamt	7.598,72	109,22	0,14

4 Wirkungsabschätzung

In diesem Kapitel werden die potenziellen Auswirkungen der emittierten Treibhausgase auf den Klimawandel bewertet. Hierzu wurden die zuvor berechneten Treibhausgasemissionen in CO₂-Äquivalente (vgl. Abschnitt 2.5) umgewandelt, d.h. der Carbon Footprint ermittelt. [7, p. 62].

Die Treibhausgasemissionen wurden mit der GaBi-Software berechnet und in CO₂-Äquivalente gemäß der in Abschnitt 2.5 beschriebenen LCIA-Methode umgewandelt. Die Ergebnisse sind in den folgenden Abschnitten dargestellt.

4.1 Erdgas verteilt in Zentral-Europa

Folgender Carbon Footprint wurde für Erdgas, das in ZE verteilt wird, berechnet:

Tabelle 21: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO₂e/GJ (Hi)]

	2015	2016	2017	2018
Förderung	2.014,11	1.905,78	1.974,55	2.108,39
Aufbereitung	242,48	234,16	223,54	192,13
Transport und Speicherung außerhalb ZE	2.580,7	2.895,29	3245,79	3.528,17
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	6.744,56	6.906,3	7.298,29	7.721,84

Für einige Erdgasanwendungen wird der CF in einer anderen Einheit bevorzugt. Tabelle 22 zeigt die Ergebnisse aus Tabelle 21 in gCO₂e/kWh (Hi)¹⁸.

Tabelle 22: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO₂e/kWh (Hi)]

	2015	2016	2017	2018
Förderung	7,25	6,86	7,11	7,59
Aufbereitung	0,87	0,84	0,80	0,69
Transport und Speicherung außerhalb ZE	9,29	10,42	11,68	12,70
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	6,87	6,74	6,68	6,82
Gesamt	24,28	24,86	26,27	27,80

Abbildung 9 zeigt, welchen Anteil die einzelnen THG am gesamten CF aus Tabelle 22 haben.

¹⁸ Die Ergebnisse werden umgerechnet, indem die Werte in Tabelle 21 durch 277,778 geteilt werden (=Umrechnung von GJ in kWh).

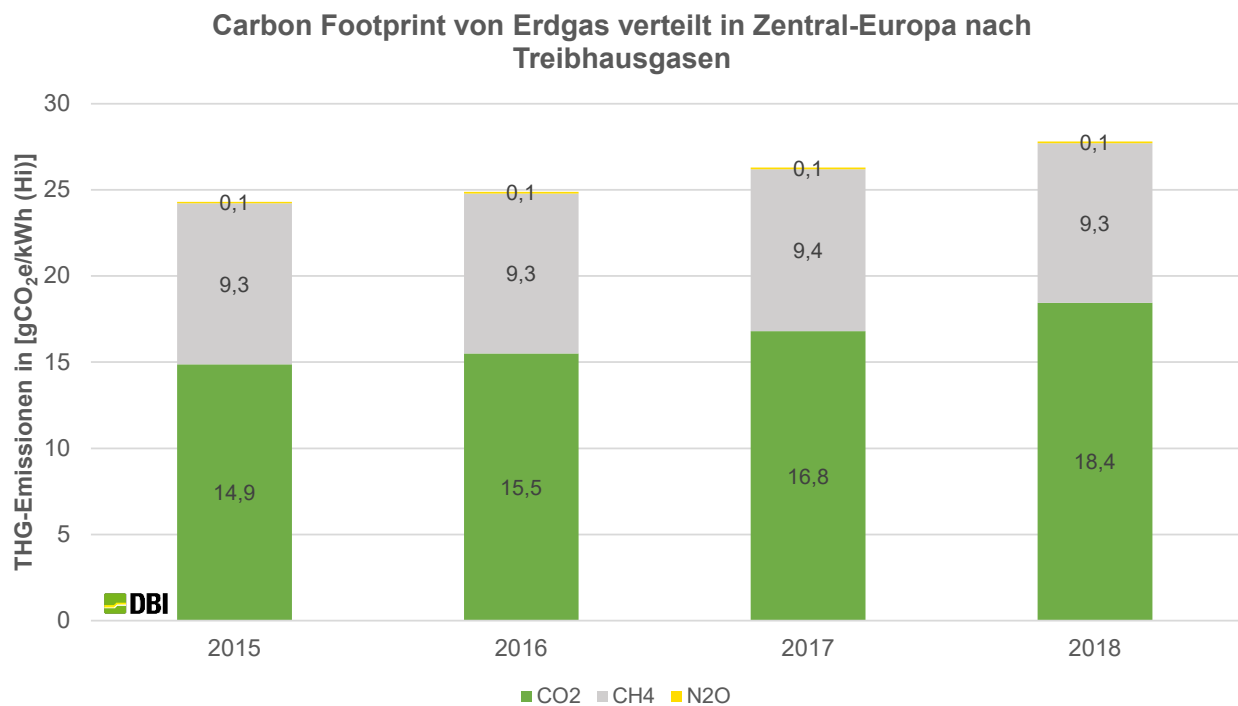


Abbildung 9: Anteil verschiedener THG am Carbon Footprint von Erdgas, verteilt in Zentral-Europa in gCO₂e/kWh (Hi)

Um den CF für ein bestimmtes Herkunftsland zu ermitteln, wurde die Erdgasversorgungsstruktur im GaBi-Modell so modifiziert, dass das betrachtete Land als einziger Lieferant der Region angenommen wurde. Tabelle 23 zeigt den CF für Erdgas, das in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen bzw. Russland gefördert und in Zentral-Europa verteilt wird, beispielhaft für das Jahr 2018. Die Ergebnisse für die übrigen Jahre sind in Anhang 4 dargestellt.

Tabelle 23: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE und produziert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [gCO₂e/GJ (Hi)]

	Deutschland	Niederlande	Norwegen	Russland
Förderung	3.728,74	2.318,70	1.665,05	1.170,45
Aufbereitung	3.682,91	241,30	108,32	0,12
Transport und Speicherung außerhalb ZE	0,00	73,22	261,60	7.324,61
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.893,15	1.893,15	1.893,15	1.893,15
Gesamt	9.304,80	4.526,37	3.928,12	10.388,33

4.2 Erdgas verteilt in Deutschland

Folgender Carbon Footprint wurde für Erdgas, das in Deutschland verteilt wird, ermittelt:

Tabelle 24: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland [gCO₂e/GJ (H_i)]

	2015	2016	2017	2018
Förderung	1.620,90	1.572,26	1.619,17	1.623,04
Aufbereitung	289,07	295,92	259,77	238,96
Transport und Speicherung außerhalb DE	2.710,16	3.136,81	3.606,94	3.853,24
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	931,81	873,57	856,74	876,75
Gesamt	5.551,94	5.878,56	6.342,62	6.591,99

In Tabelle 25 wurden die Ergebnisse wieder in gCO₂e/kWh (H_i) umgerechnet und Tabelle 26 zeigt die Ergebnisse aufgeteilt nach den verschiedenen Herkunftsländern.

Tabelle 25: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland [gCO₂e/kWh (H_i)]

	2015	2016	2017	2018
Förderung	5,84	5,66	5,83	5,84
Aufbereitung	1,04	1,07	0,94	0,86
Transport und Speicherung außerhalb DE	9,76	11,29	12,98	13,87
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	3,35	3,14	3,08	3,16
Gesamt	19,99	21,16	22,83	23,73

Tabelle 26: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland im Jahr 2018 [gCO₂e/GJ (H_i)]

	Deutschland	Niederlande	Norwegen	Russland
Förderung	3.714,14	2.308,94	1.544,78	1.212,41
Aufbereitung	3.668,48	240,31	107,90	0,12
Transport und Speicherung außerhalb DE	0,00	48,87	260,57	8.283,26
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	876,75	876,75	876,75	876,75
Gesamt	8.259,37	3.474,87	2.790,00	10.372,54

5 Interpretation

Die Ergebnisse der LCIA (Kapitel 4) wurden nach den folgenden Merkmalen interpretiert:

- Identifizierung relevanter Erkenntnisse und signifikanter Beiträge (Beitrag verschiedener THG zum CF, Beitrag verschiedener Prozessschritte zum CF, Auswirkung des Maßes der Klimawirkung auf den CF)
- Annahmen und Einschränkungen
- Datenqualität (Aktualität, Vollständigkeit, Konsistenz, etc.).

5.1 Wichtige Ergebnisse der Studie

5.1.1 Ergebnisse für Erdgas verteilt in Zentral-Europa oder Deutschland

- Der berechnete Carbon Footprint von Erdgas, das in Zentral-Europa verteilt wird, beträgt **7.722 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 28 gCO₂e/kWh (H_i) im Jahr 2018**.
- Der berechnete Carbon Footprint von Erdgas, das in Deutschland verteilt wird, beträgt **6.592 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 24 gCO₂e/kWh (H_i) im Jahr 2018** und ist damit geringer als der CF von Erdgas, das in ZE verteilt wird. Dies liegt vor allem an unterschiedlichen Erdgasversorgungsstrukturen, die zu Abweichungen im Beitrag der einzelnen Förderländer führen.
- Zum Ergebnis für den CF tragen in ZE 103,0 gCH₄/GJ (H_i) in 2018 bei, dies entspricht einem Methanverlust von 0,5 % bezogen auf die in ZE verteilte Gasmenge¹⁹.
- Zum Ergebnis für den CF tragen in DE 68,5 gCH₄/GJ (H_i) in 2018 bei, dies entspricht einem Methanverlust von 0,3 % bezogen auf die in DE verteilte Gasmenge¹⁹.
- Der Hauptbeitrag zum gesamten CF ist der Transport und die Speicherung von Erdgas an die Grenze von ZE (> 45 %). Dies ist auf die große Transportentfernung insbesondere für russisches Gas (ca. 4.000 km), aber auch für norwegisches Gas (> 900 km) zurückzuführen. Etwa 27 % des CF fallen in der Produktionsphase an und etwa 24 % des CF kommen aus Transport, Speicherung und Verteilung innerhalb von ZE (Abbildung 10).

¹⁹ Errechnet auf Basis der Masse von CH₄ bezogen auf die Masse eines GJ verteilten Gases.

Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentraleuropa 2018

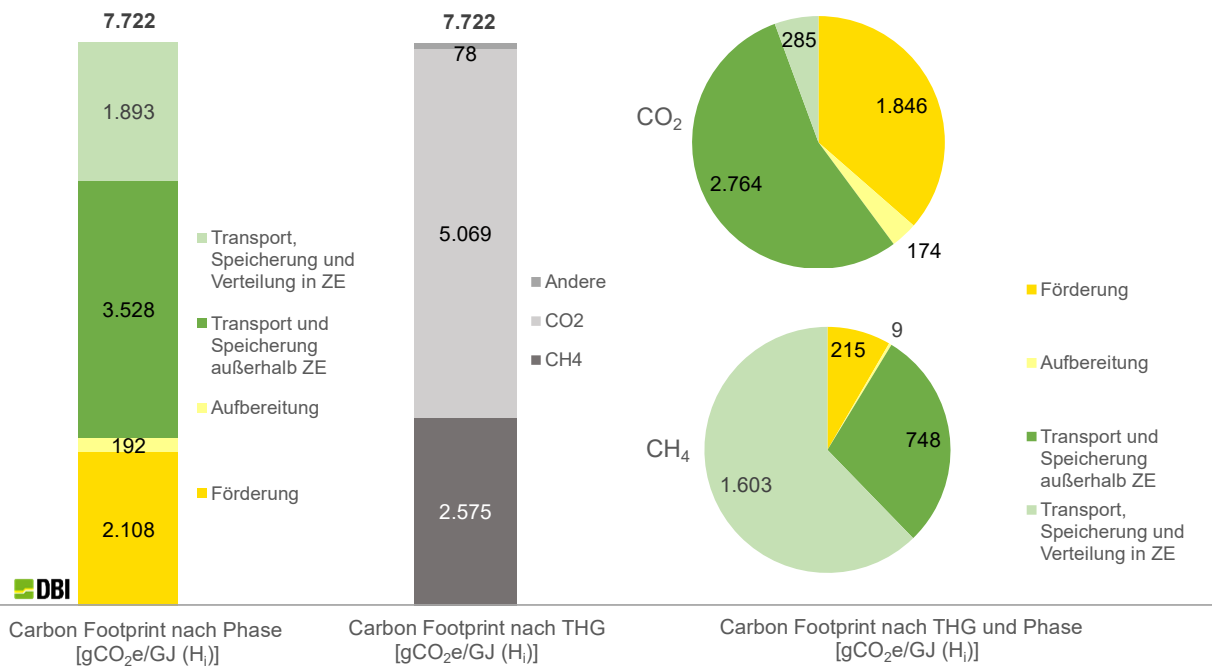


Abbildung 10: Aufschlüsselung des Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE nach Lebenszyklusphase und Treibhausgasen in 2018

- Im Vergleich zu den Ergebnissen der Vorgängerstudie sind die Ergebnisse dieser Studie im Jahr 2015 deutlich niedriger (Vorgängerstudie: 7.939 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 29 gCO₂e/kWh (H_i) im Jahr 2014, vs. 6.745 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 24 gCO₂e/kWh (H_i) diese Studie für das Jahr 2015), steigen aber bis 2018 auf 7.722 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 28 gCO₂e/kWh (H_i) an.
 - Die Vorgängerstudie hat gezeigt, dass die Einbeziehung der aktuell bestverfügbaren Daten anstelle von Annahmen oder Literaturwerten zu deutlichen Reduzierungen der Ergebnisse führt. Dies wurde auch in dieser Studie erkannt. Im Gegensatz zur Vorgängerstudie wurden insbesondere für Norwegen und die Ukraine Datenaktualisierungen vorgenommen.
- Der Anstieg des CF zwischen 2015 und 2018 ist zurückzuführen auf:
 - Den steigenden Anteil von Erdgas aus Russland. Lange Transportwege sind für einen höheren CF des in Russland geförderten Erdgases im Vergleich zu anderen Förderländern verantwortlich, obwohl die Methanemissionen in Russland von 2014 bis 2018 reduziert wurden (vgl. Abschnitt 3.1.9).
 - Die Ergebnisse für die einzelnen Förderländer sind zwischen 2015 und 2018 leicht gestiegen (vgl. Abschnitt 5.1.2).
- CO₂ ist in allen Jahren das am stärksten beitragende THG, gefolgt von CH₄. Andere THG sind vernachlässigbar (Abbildung 11).

Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentraleuropa nach Treibhausgasen

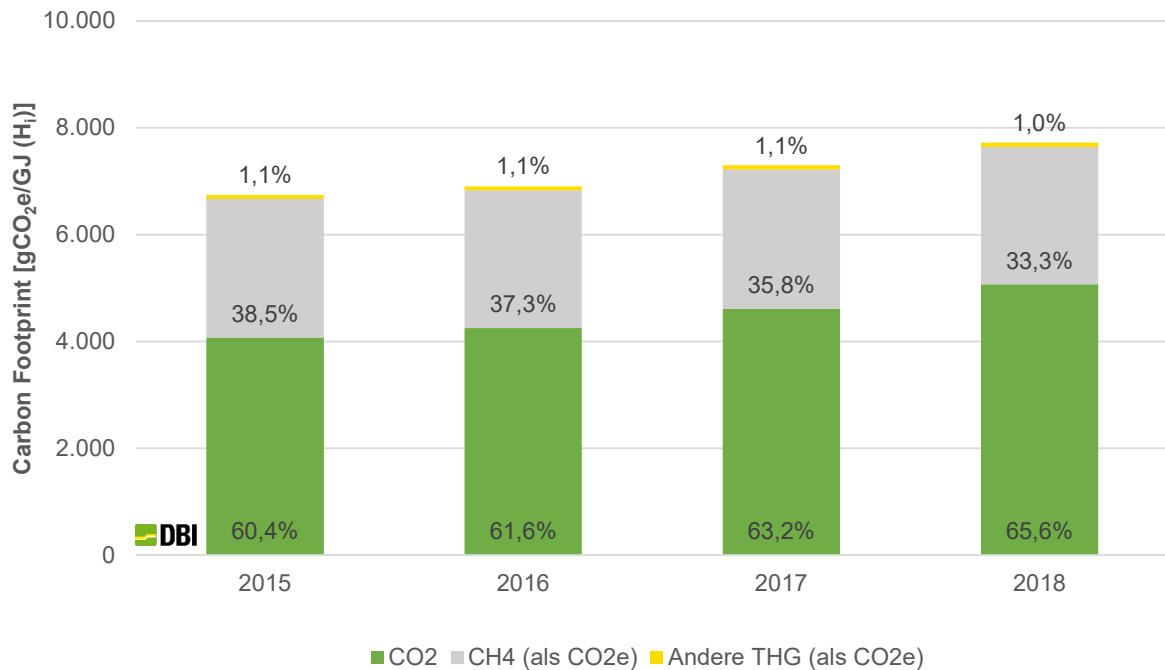


Abbildung 11: Anteil verschiedener THG am Carbon Footprint (prozentual)

- Die Abweichungen durch die Verwendung unterschiedlicher Ökobilanzmodelle (GHGenius und GaBi) sind gering (< 5 %) und resultieren aus der Verwendung unterschiedlicher Hintergrunddatensätze (z. B. Strom- und Geräteemissionsfaktoren sowie Kennwerte von Gas).
- Erhebliche Abweichungen traten im Schritt "Transport bis zur Grenze von ZE" auf. Das Ergebnis des GaBi-Modells ist um ca. 25 % niedriger als das Ergebnis von GHGenius, was durch unterschiedliche Annahmen für die Emissionen der Infrastruktur verursacht werden könnte. Andere Elemente der Wertschöpfungskette (z.B. Gasförderung) zeigten jedoch höhere Emissionen im GaBi-Modell, was zu der Schlussfolgerung führt, dass die Elemente in GHGenius anders kombiniert werden.
- Die Auswirkungen aller THG wurden mit den GWP100-Werten aus dem 4. Sachstandsbericht des IPCC bewertet, der derzeit die Grundlage für nationale Treibhausinventare ist. Es wurde festgestellt, dass die verwendete Metrik zur Bestimmung der Auswirkungen auf den Klimawandel wichtig ist (Abbildung 12): Die AR5-Werte für GWP100 mit $ccfb^{20}$ erhöhen die in dieser Studie berechneten Ergebnisse für den CF um 14,7 %. Die AR5-Werte für GWP100 ohne $ccfb^{21}$ führen zu einer Erhöhung des CF um 6,6 %. Die AR5-Werte für GTP100²² reduzieren die Ergebnisse um 25,4 %.

²⁰ GWP₁₀₀ (CH₄) = 36

²¹ GWP₁₀₀ (CH₄) = 30

²² GTP₁₀₀ (CH₄) = 6

Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentraleuropa in 2018 nach Metriken

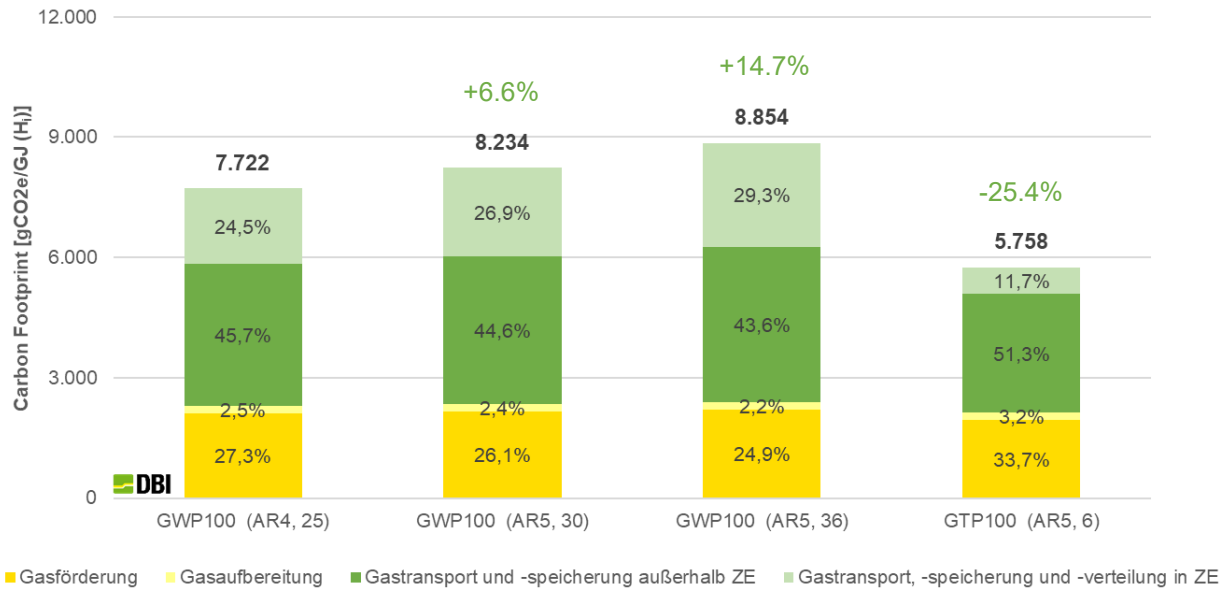


Abbildung 12: Auswirkung der angewandten Metrik auf den Carbon Footprint

5.1.2 Ergebnisse für einzelne produzierende Länder

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisse für den CF von Erdgas, das in ZE verteilt, aber in einzelnen Ländern produziert wird. Norwegisches Erdgas hat den niedrigsten CF mit 3.928 gCO₂e/GJ (H_i) bzw. 14 gCO₂e/kWh (H_i).

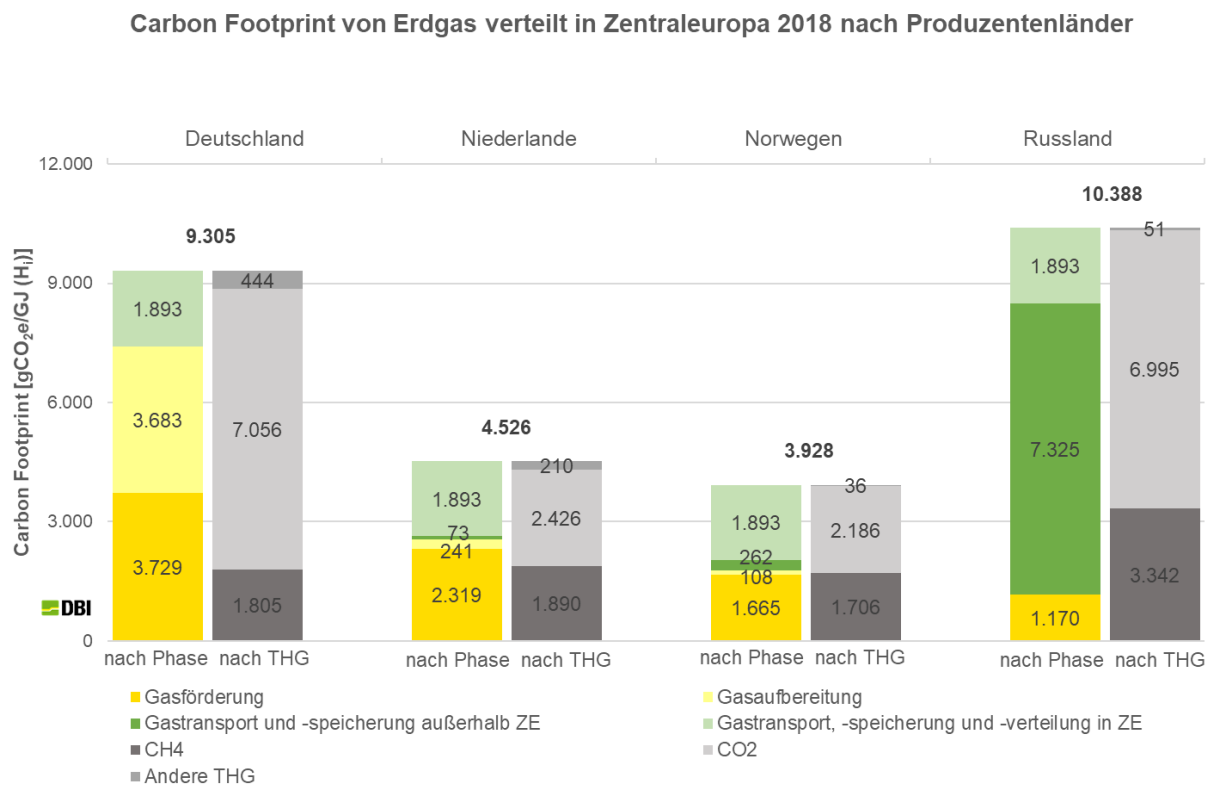


Abbildung 13: Aufschlüsselung des Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE im Jahr 2018, nach Produzentenland, Lebenszyklusphase und THG

- Der CF von norwegischem Gas ist deutlich niedriger als in der Vorgängerstudie. Dies hängt hauptsächlich damit zusammen, dass in der vorliegenden Studie bessere Daten für Norwegen verwendet wurden. Die aktuellen Ergebnisse stimmen auch besser mit denen anderer Studien wie [70] und [71] überein.
- Die Emissionen der Gasaufbereitung in Deutschland sind im Vergleich zur Aufbereitung in den anderen Erzeugerländern am höchsten. Dies ist hauptsächlich auf die Sauergasaufbereitung und die damit verbundenen hohen CO₂-Emissionen zurückzuführen.
- Für Russland wird in dieser Studie ein durchschnittlicher CF von drei Importrouten dargestellt. Die Ergebnisse für die einzelnen Routen weichen voneinander ab. Der nördliche Korridor RU3 (mit Nord Stream als Unterwasserpipeline) weist deutlich geringere Emissionen auf als die anderen Korridore, die vollständig an Land verlaufen (Abbildung 14). Dies liegt unter anderem daran, dass Nord Stream auf seinem Verlauf keine Zwischenverdichtung benötigt. Daher hat der nördliche Korridor weniger Verdichterstationen, was zu weniger Methanemissionen durch Leckagen oder Ausblasen führt.

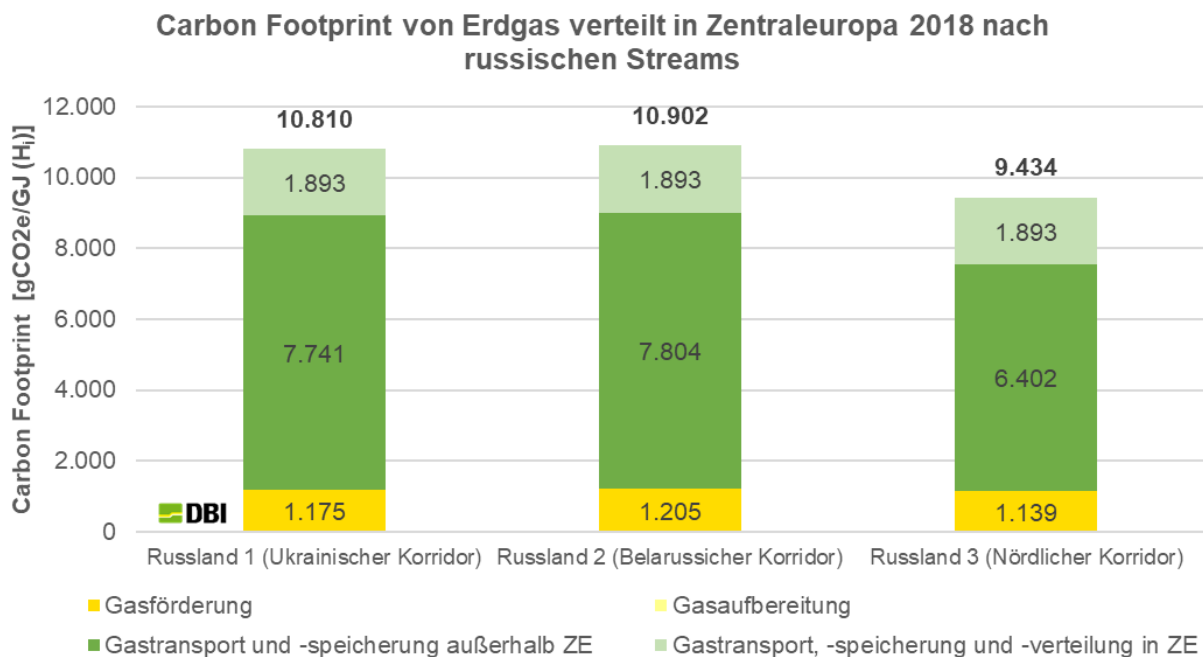


Abbildung 14: Carbon Footprint für russische Streams im Jahr 2018

- Nach einem leichten Rückgang zwischen 2015 und 2016 ist der CF zwischen 2016 und 2018 für alle produzierenden Länder (mit Ausnahme von Norwegen) leicht angestiegen. Hauptgründe dafür sind:
 - Deutschland: Der Energiebedarf der deutschen Gasförderung ist stabil geblieben, bzw. nur leicht gesunken, während die produzierte Gasmenge deutlich zurückging. Dies führte zu einem Anstieg des spezifischen Energiebedarfs.
 - Die Niederlande: Die niederländische Gasförderung ist zurückgegangen, aber es wurde mehr Energie für die Gasaufbereitung benötigt. Somit ist die Gasförderung energieintensiver geworden.
 - Russland: Der spezifische Energiebedarf für den Gastransport ist zwischen 2015 und 2018 angestiegen.

5.2 Interpretation von Annahmen und Einschränkungen

Für die folgenden Annahmen und Einschränkungen der vorliegenden Studie wird angenommen, dass sie keinen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis für den CF von Erdgas haben:

- Für die wichtigsten Erdgaslieferanten von ZE wurden Primärdaten erhoben. Für einige Länder, die die Versorgungsstruktur nicht wesentlich beeinflussen (UK, Polen), wurden jedoch Literaturdaten (hauptsächlich aus der EXERGIA-Studie [19]) verwendet. Daten für LNG aus Norwegen/Qatar wurden der NGVA-Studie [8] entnommen.
- Die Primärdaten beziehen sich im Allgemeinen auf die Jahre 2015-2018, aber Literaturdaten beziehen sich manchmal auf 2012 oder noch älter (insbesondere Daten aus der EXERGIA-Studie).

Für Produktionsbohrungen waren keine ausreichenden Daten verfügbar. Daher wurden die Bohrungen aus dem Produktsystem ausgeschlossen. Dennoch wurde eine Sensitivitätsanalyse unter Einbeziehung der Bohrungen durchgeführt: In [8, S. 42] wurde eine Abschätzung der Emission von Bohrungen in Russland vorgenommen. Im Ergebnis wurde ein konservativer Faktor von 0,5 gCO₂e/MJ [8, S. 81] berücksichtigt. Daten für andere Länder waren nicht verfügbar, daher wurde der Faktor im Rahmen der vorliegenden Studie für alle

Länder in einer Sensitivitätsanalyse angewendet. Der Anteil der Bohrungen am gesamten CF beträgt mit dem angewandten Faktor etwa 4-5 %, wie Tabelle 27 zeigt.

Tabelle 27: Einfluss der Bohrungen am gesamten Carbon Footprint von Erdgas verteilt in ZE [gCO_{2e}/GJ (Hi)]

		2015	2016	2017	2018
Förderung	Mit Bohrung	2.356,32	2.262,73	2.330,10	2.453,92
	Ohne Bohrung	2.014,11	1.905,78	1.974,55	2.108,39
Aufbereitung		242,48	234,16	223,54	192,13
Transport und Speicherung		2.580,70	2.895,29	3.245,79	3.528,17
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE		1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	Mit Bohrung	7.086,77	7.263,25	7.653,84	8.067,37
	Ohne Bohrung	6.744,56	6.906,30	7.298,29	7.721,84
Differenz		342,21	356,95	355,55	345,53

5.3 Bewertung der Datenqualität

Aktualität und Vollständigkeit

Für die Jahre 2015-2018 waren detaillierte Betrachtungen möglich, da die meisten notwendigen Daten zur Verfügung standen. Das Jahr 2019 wurde nicht betrachtet, da einige Datenquellen (bspw. die Energiebilanzen und NIR) für dieses Jahr noch nicht zur Verfügung standen.

Einige Daten basieren allerdings auf Literaturwerten (vor allem [3] und [19]) und gehen daher teilweise bis auf das Jahr 2012 zurück. Hierbei handelt es sich aber um Daten, die das Ergebnis nicht signifikant beeinflussen.

Genauigkeit

Es wurde eine hohe Präzision der Daten und Berechnungen erreicht. Es war jedoch notwendig, einige Allokationen vorzunehmen, da oft nur aggregierte Daten zur Verfügung standen (insbesondere zur Gasförderung).

Repräsentativität

Um die Repräsentativität der Daten zu untersuchen, fand ein Vergleich und eine Bewertung der verwendeten Daten mit Daten aus anderen Quellen statt. Um die Repräsentativität zu erhöhen, wurde in der Studie nicht nur ein Basisjahr, sondern vier aufeinanderfolgende Jahre betrachtet.

Reproduzierbarkeit

Die Darstellung der Ergebnisse und Eingabedaten wurde so verständlich und transparent wie möglich gestaltet, um eine Reproduktion für Dritte zu ermöglichen. Für alle Eingabedaten werden Quellenangaben gemacht. Allerdings sind nicht alle Quellen öffentlich zugänglich (einige Rohdaten wurden von Betreibern geliefert und aggregiert), weshalb die Reproduzierbarkeit eingeschränkt ist.

Unsicherheit

Die Unsicherheit der Informationen sollte so gering wie möglich gehalten werden. Allerdings bestehen insbesondere im Bereich der Methanemissionen erhebliche Unsicherheiten. Teilweise sind die Unsicherheiten unvermeidlich, weil es viele Elemente gibt, die Emissionen verursachen, und realistischerweise nicht jedes Element Teil von Messungen sein kann. Für die Emissionsabschätzung werden oft Gleichungen verwendet. Mit diesen Gleichungen ist nur eine Annäherung an die tatsächlichen Emissionen möglich. Allerdings ist auch die Berichterstattung von Methanemissionen momentan noch nicht standardisiert, was zu Unsicherheiten führt, die vermeidbar wären, wenn es europäische oder zumindest deutsche Standards gäbe.

Konsistenz

Für der Berechnung des CF wurde stets das Modell GaBi Version 9.2.1 verwendet. Folglich wurden alle Berechnungen konsistent durchgeführt.

Die Bewertung der Datenqualität ist für die verschiedenen Länder und die einzelnen Prozessschritte in Tabelle 28 zusammengefasst. Sie hebt wichtige Erkenntnisse aus der Datenvalidierungsphase hervor. Generell kann festgestellt werden, dass das Ziel der Studie (Kapitel 2) erreicht wurde. Dennoch ist es möglich, die Datenbasis noch zu verbessern, da teilweise mit Allokationen oder Annahmen gearbeitet werden musste und Daten aus der Vorgängerstudie für das Jahr 2014 verwendet wurden.

Tabelle 28: Zusammenfassung der Evaluierung der Datenqualität

Sektor	Land	Datenqualität
Förderung	Deutschland	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der nationalen Energiebilanzen sowie des BVEG wurden verwendet.
	Niederlande	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der nationalen Energiebilanzen sowie des NIR wurden verwendet.
	Norwegen	Daten der nationalen Energiebilanzen sowie des NIR wurden verwendet.
	Russland	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet.
Aufbereitung	Deutschland	Bestimmung der diffusen CO ₂ Emissionen basieren auf veröffentlichten Daten des BVEG, welche aktuell und repräsentativ sind. Die Methanemissionen des NIR wurden verwendet. Daten zum Gasverbrauch sind nicht veröffentlicht, weshalb die Daten der vorherigen Studie aus dem Jahr 2014 verwendet und für alle Jahre angenommen wurden.
	Niederlande	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet. Die Daten lagen allerdings aggregiert für den Transport, die Speicherung sowie Aufbereitung vor, und die Aufteilung war teilweise nicht möglich. Der Datenbestand enthält außerdem Informationen, die außerhalb des definierten Bilanzrahmens liegen (z.B. Energiebedarf der Erdgasverflüssigung). Es wird angenommen, dass der Einfluss dieser auf das Ergebnis unerheblich ist.
	Norwegen	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet.
	Russland	Der Energiebedarf und die Gasverluste sind in den Daten zur Erdgasförderung enthalten. Für diffuse CO ₂ -Emissionen wurden Daten des NIR verwendet.
Transport und Speicherung	Deutschland	Daten der vorherigen Studie des Jahres 2014 wurden verwendet und für alle Jahre angenommen, da keine aktuelleren Daten zur Verfügung standen. Daten zu Verlusten der Speicherung wurden aus dem NIR entnommen. Es wird empfohlen, die Datengrundlage mit Hilfe neuer Messungen von Leckagen und Datenerhebungen zum Speichersystem von Betreibern zu erweitern.
	Niederlande	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet.
	Norwegen	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet.
	Russland	Aktuelle, vollständige und repräsentative Daten der Industrie wurden verwendet.
Verteilung	Deutschland	Aktuelle Informationen des NIR zu Methanemissionen wurden verwendet. Die Daten des NIR beinhalten zusätzliche Informationen zu Methanemissionen von Erdgastankstellen, da diese in Deutschland Teil des Verteilungsnetzes sind.
	Niederlande	Aktuelle Informationen des NIR zu Methanemissionen wurden verwendet.
	Norwegen	In dieser Studie nicht betrachtet, da es außerhalb des Bilanzrahmens liegt.
	Russland	In dieser Studie nicht betrachtet, da es außerhalb des Bilanzrahmens liegt.

6 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

6.1 Schlussfolgerungen

In dieser Studie wurden für die Jahre 2015 bis 2018 verlässliche und aktuelle Daten zu den Vorkettenemissionen gesammelt, die auf den verschiedenen Stufen der Erdgaswertschöpfungskette freigesetzt werden. Die Studie berücksichtigt die Anforderungen der DIN EN ISO 14040, 14044 und 14067 hinsichtlich Datenqualität, Vollständigkeit und Konsistenz.

Aufgrund des begrenzten Zeitrahmens dieser Studie wurden nur Daten erhoben, die einen nennenswerten Einfluss auf den resultierenden Carbon Footprint haben. Bestimmte Eingangsdaten (z.B. für einige Länder innerhalb von ZE wie Österreich oder Polen, oder für die Wertschöpfungskette von LNG) wurden aus der Literatur übernommen. Es ist zu erwarten, dass eine weitere Anpassung dieser Daten zu einer höheren Genauigkeit der Ergebnisse des Carbon Footprints führen würde.

Obwohl der CF von 2015 bis 2018 gestiegen ist, sind die Methanemissionen in allen Ländern und Produktionsschritten gesunken, was wahrscheinlich auf Maßnahmen der Betreiber zur Reduzierung der Methanemissionen zurückzuführen ist. In einigen Ländern (Norwegen und Russland) gibt es Steuersysteme für Methanemissionen, die zu einem Rückgang der Emissionen führen. Gleichzeitig ist jedoch der Energiebedarf gestiegen, was zu höheren CO₂-Emissionen führt.

Mit den Angaben zu diffusen Methanemissionen sind erhebliche Unsicherheiten verbunden. Es gibt viele Elemente, die Emissionen verursachen, und nicht jedes Element kann realistischerweise Teil von Messungen sein. Bis zu einem gewissen Grad sind Unsicherheiten daher unvermeidbar.

6.2 Empfehlungen

Es gibt einige Datenlücken, die in der vorliegenden Studie zur Verwendung von Literaturdaten, Annahmen und Einschränkungen führen. Die folgenden Lücken sollten in zukünftigen Studien geschlossen werden, um genauere Ergebnisse zu erhalten:

- Bohrungen zur Gasförderung
- Energiebedarf der Gasspeicherung
- Biogaseinspeiseanlagen
- Energiebedarf für die Verteilung von Erdgas (z. B. für Vorwärmung)

Viele Daten wurden von den Betreibern zur Verfügung gestellt, sind jedoch noch nicht öffentlich zugänglich. Die öffentliche Verfügbarkeit und Transparenz von Daten hat einen starken Einfluss auf die Studienergebnisse, wie es in der Vorgängerstudie gezeigt wurde. Die öffentliche Verfügbarkeit von Daten hat daher einen direkten Einfluss auf Entscheidungsprozesse auf europäischer Ebene, da nicht immer davon ausgegangen werden kann, dass Vertreter der Erdgasindustrie in Studien involviert sind, die zur Abschätzung des mit der Wertschöpfungskette von Erdgas verbundenen Carbon Footprint durchgeführt werden.

Die Branche sollte ihren bisherigen Kurs der Verbesserung ihrer Transparenz fortsetzen, damit Maßnahmen zur Emissionsreduktion (z.B. der Einsatz neuer Technologien und neuer Materialien für den Pipelinebau) bei der Ermittlung des Carbon Footprint berücksichtigt werden können. Darüber hinaus sollten Industrie und Behörden enger zusammenarbeiten, um die Aufnahme von Industriedaten in öffentliche Datenbanken wie z.B. nationale Inventare zu Treibhausgasemissionen (NIR) zu ermöglichen und so die Nutzung von Industriedaten für Studien zu ermöglichen, die nicht von Industriepartnern begleitet werden.

Die Ergebnisse dieser Studie sollten für die Kommunikation mit relevanten Stakeholdern (z. B. Energiepolitik,

Europäische Kommission) genutzt werden, um die Sammlung und Harmonisierung aktueller Daten zu Treibhausgasemissionen von Erdgas über den gesamten Lebenszyklus zu fördern.

Ein besonders interessierter Kreis könnte die Arbeitsgruppe 14 "Methanemissionen" des Technischen Komitees 234 des Europäischen Komitees für Normung (CEN) sein, die sich derzeit mit der Normung der Berichterstattung von Methanemissionen im Erdgasbereich beschäftigt.

7 Literaturverzeichnis

- [1] *DIN EN ISO 14067:2019-02, Treibhausgase_- Carbon Footprint von Produkten_- Anforderungen an und Leitlinien für Quantifizierung (ISO_14067:2018); Deutsche und Englische Fassung EN_ISO_14067:2018*, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- [2] EXERGIA S.A., Energy-Economy-Environment Modelling Laboratory E3MLab, COWI A/S, *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report*, Brussels **2015**.
- [3] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien, M. Eyßer, *Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain* **2016**.
- [4] European Parliament, *EU climate law: MEPs want to increase 2030 emissions reduction target to 60%*, <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20201002IPR88431/eu-climate-law-meps-want-to-increase-2030-emissions-reduction-target-to-60> **2020**.
- [5] *DIN EN ISO 14040:2009-11, Umweltmanagement_- Ökobilanz_- Grundsätze und Rahmenbedingungen (ISO_14040:2006); Deutsche und Englische Fassung EN_ISO_14040:2006*, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- [6] *DIN EN ISO 14044:2018-05, Umweltmanagement_- Ökobilanz_- Anforderungen und Anleitungen (ISO_14044:2006_+ Amd_1:2017); Deutsche Fassung EN_ISO_14044:2006_+ A1:2018*, Beuth Verlag GmbH, Berlin.
- [7] G. Müller-Syring, C. Große, J. Glandien, M. Eyßer, *Critical Evaluation of Default Values for the GHG Emissions of the Natural Gas Supply Chain: Final Presentation*, https://www.dbi-gut.de/emissions.html?file=files/HIPS_net/Emissionen/Finale%20Dokumente/Presentation_english.pdf **2016**.
- [8] O. Schuller, B. Reuter, J. Hengstler, S. Whitehouse, L. Zeitzen, *Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas Transport: Final Report* **2017**.
- [9] O. Schuller, S. Kupferschmid, J. Hengstler, Whitehouse, Simon, *Life Cycle GHG Emission Study on the Use of LNG as Marine Fuel* **2019**.
- [10] S. Bailey, *Map of the major existing and proposed russian natural gas transportation pipelines to europe.*, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Major_russian_gas_pipelines_to_europe.png **2009**.
- [11] *GaBi ts: Software-System and Database for Life Cycle Engineering*, Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen **2020**.
- [12] *GHGenius*, (S&T) Squared Consultants Inc., Ontario, Canada **2007**.
- [13] IPCC, *Climate change 2007: The physical science basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M.Tignor and H.L. Miller (eds.)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA **2007**.
- [14] IPCC, *Climate change 2013: The physical science basis. Working Group I contribution to the Fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA **2013**.
- [15] UNFCCC, *Report of the Conference of the Parties on its nineteenth session, held in Warsaw from 11 to 23 November 2013. Addendum. Part two: Action taken by the Conference of the Parties at its nineteenth session. Decision 24/CP.19* **2014**.
- [16] IPCC, *Climate change 2014: Synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland **2014**.

- [17] European Commission, *Global Temperature change Potential: Knowledge for Policy*, https://ec.europa.eu/knowledge4policy/glossary/global-temperature-change-potential_en.
- [18] Myles Allen, *Short-Lived Promise? The Science and Policy of Cumulative and Short-Lived Climate Pollutants*, Oxford **2015**.
- [19] Exergia, *Study on actual GHG data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas* **2015**.
- [20] R. Edwards, S. Godwin, H. Hamje, H. Hass, A. Krasenbrink, J.-F. Larivé, L. Lonza, H. Maas, R. Nelson, A. Reid, D. Rickeard, K. D. Rose, W. Weindorf, *Well-to-wheels report version 4.a: JEC well-to-wheels analysis well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context*, EUR, Scientific and technical research series, Vol. 26236, Publications Office of the European Union, Luxembourg **2014**.
- [21] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), *Stellungnahme zur EU-Studie über Treibhausgasemissionen der Vorkette fossiler Energieträger einschließlich der Gasversorgung*, Berlin **2015**.
- [22] DNV GL Oil & Gas, *Review of report on "Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas"*, Loughborough **2016**.
- [23] Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), *Treibhausgas-Emissionen von Erdgas - Kritische Prüfung der Exergia-Studie - Im Auftrag der WINGAS GmbH, Kassel, Heidelberg* **2015**.
- [24] W. Köppel, C. Degünther, J. Wachsmuth, *Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland: Kurzstudie*, Dessau-Roßlau **2018**.
- [25] Manred Russ, Alexander Stoffregen, Oliver Schuller, *Treibhausgas-Profile für Erdgas-Transporte: Vergleich zusätzlicher Erdgas-Importe nach Europa durch die Nord Stream 2 Pipeline und LNG-Importalternativen* **2017**.
- [26] BGR, *Klimabilanz von Erdgas: Literaturstudie zu Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland*, Hannover **2020**.
- [27] S. Schori, R. Frischknecht, *Life Cycle Inventory of Natural Gas Supply*, Uster **2012**.
- [28] Gazprom, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI* **2016**.
- [29] I. sphaera Solutions, *GaBi LCA Database Documentation*, <http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2020-lci-documentation/extension-database-ii-energy/> **2020**.
- [30] K. Juhrich, *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*, Dessau-Roßlau, <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe> **2016**.
- [31] IEA, *Gas Trade Flows*, Paris, <https://www.iea.org/reports/gas-trade-flows> **2020**.
- [32] Entsog, *The European Natural Gas Network 2019: map*, <https://transparency.entsog.eu/> **2019**.
- [33] IEA, *Natural gas information 2019*, IEA Statistics, IEA Publications, Paris **2019**.
- [34] IEA, *Natural gas information 2018*, IEA Statistics, IEA, Paris **2018**.
- [35] Gazprom, *Gazprom in Figures 2014-2018 Factbook: Spreadsheet: Natural gas sales volumes*, <https://www.gazprom.com/investors/disclosure/reports/2018/> **2018**.
- [36] NPD, *Norwegian natural gas exports in 2013-2019 by first delivery point*, <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas/> **2020**.
- [37] BMWi, *Versorgungssicherheit bei Erdgas: Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG*, Berlin, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=20 **2019**.
- [38] N.V. Nederlandse Gasunie, *Annual report 2015-2018*.
- [39] UNFCCC, *Germany: GHG inventories* **2020**.

- [40] UNFCCC, *Netherlands: GHG inventories 2020*.
- [41] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), *Bilanzen 1990-2018*.
- [42] Federal Gas, Oil, and Geothermal Energy Association (BVEG), *Answer to Questions to German Gas Production, E-Mail 2016*.
- [43] Federal Gas, Oil, and Geothermal Energy Association (BVEG), *Annual Report*, Hannover **2019**.
- [44] CBS Statline, *Energy balance sheet; supply, transformation and consumption 2020*.
- [45] S. Schütz, C. Große, C. Kleinickel, *Treibhausgas-Minderungspotenziale in der europäischen Gasinfrastruktur*, UBA-FB, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH **2015**.
- [46] Statistics Norway, *Production and consumption of energy, energy balance and energy account: 11561: Energy balance. Supply and consumption, by energy product 1990 - 2019*, <https://www.ssb.no/en/statbank/table/11561/> **2020**.
- [47] UNFCCC, *Norway: GHG inventories 2020*.
- [48] Gassco, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI 2020*.
- [49] Norwegian Environment Agency, *The Norwegian PRTR: Industry*, <https://www.norskeutslipp.no/en/Industrial-activities/?SectorID=600> **2020**.
- [50] Leuraers, Johan (Equinor), *statement, E-Mail 2020*.
- [51] Norwegian Petroleum Directorate, *The carbon tax*, <https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/emissions-to-air/> **2020**.
- [52] Equinor ASA, *Sustainability report 2019*, Oslo **2020**.
- [53] Gazprom, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI 2020*.
- [54] Transmission System Operator of Ukraine, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI 2020*.
- [55] Konstantin Romanov (Gazprom), *statement, E-Mail 2016*.
- [56] Konstantin Romanov (Gazprom), *statement, E-Mail 2020*.
- [57] UNFCCC, *Russian Federation: GHG inventories 2020*.
- [58] Ukrtransgaz, *Modernisation and Reconstruction of Urengoy-Pomary-Uzhgorod Gas Pipeline*, https://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/DOCS/3398175/0633975ADD357B9CE053C92FA8C06338.pdf **2016**.
- [59] Europol Gaz s.a., *Pipeline Length*, <https://www.europolgaz.com.pl/10-przetargi/24-zapraszamy-do-zapoznania-sie-z-informacjami-na-temat-przetargow>.
- [60] Rosstat Federal State Statistics Service, *Бюллетени об охране окружающей среды (электронные версии) (Bulletins Environmental Protection (electronic version))*, Moscow, <https://rosstat.gov.ru/> **2018**.
- [61] IEA, *Interactive country and regional estimates 2020*.
- [62] IEA, *World Energy Model*, Paris **2019**.
- [63] IEA, *Methane Tracker 2020*, Paris **2020**.
- [64] Gazprom, *PJSC Gazprom Environmental Report*, <https://www.gazprom.com/f/posts/72/802627/gazprom-environmental-report-2019-en.pdf> **2019**.
- [65] S. Nasralla, *Satellites reveal major new gas industry methane leaks 2020*.
- [66] Kayrros, *Stopping Methane: What are we waiting for? 2020*.
- [67] System GARANT, *Pollutants, which are subject to measures of state regulation in the field of*

- environmental protection*, <http://base.garant.ru/71126758/> **2015**.
- [68] Russian Federal State Statistic Service, *Form 2-TP (air). For information on air quality.*, http://bryansk.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/bryansk/ru/reporting/e-statements/templates/6f0f41004e77a49d8dedadcdf892b611.
- [69] Ministry of natural resources and environment of the Russian federation, *The Federal Supervisory Natural Resources Management Service*, <https://www.mnr.gov.ru/english/fsnrms.php>.
- [70] E. Santibanez Borda, A. Korre, Z. Nie, S. Durucan, *Comparative Assessment of Life Cycle GHG Emissions from European Natural Gas Supply Chains*, 14th Greenhouse Gas Control Technologies Conference Melbourne 21-26 October 2018 (GHGT-14) Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=3366138>.
- [71] Statoil, *Minimizing greenhouse gas emissions: Greenhouse gas emissions of the Norwegian natural gas value chain 2016* **2017**.
- [72] DVGW, *G 260 Arbeitsblatt 03/2013: Gasbeschaffenheit*, Bonn **2013**.

8 Anhang

Anhang 1:	Erdgaseigenschaften für die Umrechnung in dieser Studie, basierend auf [72] [1] [1] sowie eigenen Berechnungen.....	62
Anhang 2:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Zentral-Europa und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in g/GJ (H _i)	63
Anhang 3:	THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in g/GJ (H _i)	64
Anhang 4:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentral-Europa und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in [gCO _{2e} /GJ (H _i)]	65
Anhang 5:	Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in [gCO _{2e} /GJ (H _i)].....	66
Anhang 6:	Erdgas Versorgungsstruktur in Zentral-Europa, eigene Berechnung basierend auf [31-34] .	67
Anhang 7:	Erdgas Versorgungsstruktur in Deutschland, eigene Berechnung basierend auf [31, 33-36]	67

Anhang 1: Erdgaseigenschaften für die Umrechnung in dieser Studie, basierend auf [72] sowie eigenen Berechnungen

Parameter	Symbol	Einheit	Russland	Nordsee (Norwegen)	Niederlande	Zentral- Europa
Methan	CH ₄	mol%	96,96	88,71	83,64	90,127
Stickstoff	N ₂	mol%	0,86	0,82	10,21	2,671
Kohlendioxid	CO ₂	mol%	0,18	1,94	1,68	1,039
Ethan	C ₂ H ₆	mol%	1,37	6,93	3,56	3,571
Propan	C ₃ H ₈	mol%	0,45	1,25	0,61	0,732
Butan	C ₄ H ₁₀	mol%	0,15	0,28	0,19	0,197
Pentan	C ₅ H ₁₂	mol%	0,02	0,05	0,04	0,033
Hexan + höher	C ₆ H ₁₄	mol%	0,01	0,02	0,07	0,025
Sauerstoff	O ₂	mol%	0	0	0	0,000
Schwefel	S	mol%	0	0	0	0,000
Nettoheizwert	Hi,n	MJ/m ³	36,3	37,9	33,3	35,637
Nettoheizwert	Hi,n	kWh/m ³	10,1	10,5	9,2	9,899
Nettoheizwert	Hi,n	MJ/kg	48,9	46,6	40,1	45,649
Standard Dichte	pn	kg/m ³	0,74	0,81	0,83	0,768

Carbon Footprint Natural Gas 1.1

Anhang 2: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Zentral-Europa und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in g/GJ (H_i)

	2015			2016			2017			2018		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Deutschland												
Förderung	3.045,50	7,19	0,09	2.942,55	5,90	0,09	3.325,68	6,50	0,10	3.536,99	6,06	0,11
Aufbereitung	3.424,18	2,81	0,02	3.524,65	2,98	0,02	3.524,56	2,00	0,02	3.625,83	2,01	0,02
Transport und Speicherung außerhalb ZE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	284,81	64,82	0,01	283,67	63,42	0,01	285,15	62,69	0,01	288,05	64,13	0,01
Gesamt	6.754,49	74,82	0,12	6.750,87	72,30	0,12	7.135,39	71,19	0,13	7.450,87	72,20	0,14
Niederlande												
Förderung	1.551,73	9,34	0,03	1.632,21	9,14	0,03	1.866,29	10,15	0,04	2.066,83	9,72	0,04
Aufbereitung	97,31	0,20	0,00	143,50	0,29	0,00	166,10	0,34	0,00	229,02	0,46	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	42,78	2,26	0,00	40,81	1,91	0,00	42,12	1,25	0,00	40,84	1,29	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	284,81	64,82	0,01	283,67	63,42	0,01	285,15	62,69	0,01	288,05	64,13	0,01
Gesamt	1.976,63	76,62	0,04	2.100,19	74,76	0,04	2.359,66	74,43	0,05	2.624,74	75,60	0,05
Norwegen												
Förderung	1.591,53	3,06	0,03	1.550,62	3,01	0,03	1.523,48	3,16	0,03	1.581,01	3,25	0,03
Aufbereitung	98,30	0,83	0,00	96,68	0,78	0,00	96,52	0,60	0,00	93,01	0,59	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	269,69	0,29	0,00	268,09	0,29	0,00	262,87	0,29	0,00	252,98	0,29	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	284,81	64,82	0,01	283,67	63,42	0,01	285,15	62,69	0,01	288,05	64,13	0,01
Gesamt	2.244,33	69,00	0,04	2.199,06	67,50	0,04	2.168,02	66,74	0,04	2.215,05	68,26	0,04
Russland												
Förderung	976,16	6,04	0,02	957,97	5,48	0,02	994,54	4,77	0,02	1.057,70	4,27	0,02
Aufbereitung	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	4.805,79	71,80	0,09	4.868,78	69,10	0,09	5.369,39	70,88	0,10	5.659,17	65,30	0,11
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	284,81	64,82	0,01	283,67	63,42	0,01	285,15	62,69	0,01	288,05	64,13	0,01
Gesamt	6.066,88	142,66	0,12	6.110,54	138,00	0,12	6.649,20	138,34	0,13	7.005,04	133,70	0,14

Carbon Footprint Natural Gas 1.1

Anhang 3: THG-Emissionen von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in g/GJ (H)

	2015			2016			2017			2018		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Deutschland												
Förderung	3.034,00	7,16	0,09	2.931,34	5,88	0,09	3.312,94	6,48	0,10	3.523,14	6,03	0,11
Aufbereitung	3.411,25	2,80	0,02	3.511,22	2,97	0,02	3.511,06	1,99	0,02	3.611,63	2,00	0,02
Transport und Speicherung außerhalb ZE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	172,00	30,35	0,00	171,90	28,03	0,00	171,88	27,36	0,00	171,92	28,15	0,00
Gesamt	6.617,25	40,31	0,11	6.614,46	36,88	0,11	6.995,88	35,83	0,12	7.306,69	36,18	0,13
Niederlande												
Förderung	1.545,42	9,30	0,03	1.625,79	9,10	0,03	1.859,03	10,11	0,04	2.058,11	9,68	0,04
Aufbereitung	96,89	0,19	0,00	142,92	0,29	0,00	165,43	0,33	0,00	228,08	0,46	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	28,64	1,50	0,00	27,33	1,27	0,00	28,20	0,83	0,00	27,35	0,85	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	172,00	30,35	0,00	171,90	28,03	0,00	171,88	27,36	0,00	171,92	28,15	0,00
Gesamt	1.842,95	41,34	0,03	1.967,94	38,69	0,03	2.224,54	38,63	0,04	2.485,46	39,14	0,04
Norwegen												
Förderung	1.585,51	3,04	0,03	1.544,71	3,00	0,03	1.517,65	3,15	0,03	1.469,64	2,90	0,03
Aufbereitung	97,92	0,82	0,00	96,31	0,78	0,00	96,15	0,60	0,00	92,65	0,59	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	268,67	0,29	0,00	267,07	0,29	0,00	261,86	0,29	0,00	251,99	0,28	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	172,00	30,35	0,00	171,90	28,03	0,00	171,88	27,36	0,00	171,92	28,15	0,00
Gesamt	2.124,10	34,50	0,03	2.079,99	32,10	0,03	2.047,54	31,40	0,03	1.986,20	31,92	0,03
Russland												
Förderung	976,66	7,39	0,02	959,70	6,86	0,02	997,08	6,24	0,02	1.059,37	5,89	0,02
Aufbereitung	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00
Transport und Speicherung außerhalb ZE	5.418,49	81,67	0,11	5.510,40	79,14	0,10	6.067,65	81,32	0,12	6.367,23	75,18	0,12
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	172,00	30,35	0,00	172,00	28,03	0,00	172,00	27,36	0,00	172,00	28,15	0,00
Gesamt	6.567,27	119,41	0,13	6.642,22	114,03	0,12	7.236,85	114,92	0,14	7.598,72	109,22	0,14

Anhang 4: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Zentral-Europa und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in [gCO_{2e}/GJ (H_i)]

	2015	2016	2017	2018
Deutschland				
Förderung	3.259,66	3.124,56	3.525,87	3.728,74
Aufbereitung	3.501,22	3.605,99	3.581,37	3.682,91
Transport und Speicherung außerhalb ZE	0	0	0	0
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	8.668,15	8.601,62	8.961,65	9.304,8
Niederlande				
Förderung	1.791,83	1.867,91	2.128,34	2.318,70
Aufbereitung	102,47	151,15	174,98	241,30
Transport und Speicherung außerhalb ZE	99,43	88,67	73,56	73,22
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	3.901,00	3.978,80	4.231,29	4.526,37
Norwegen				
Förderung	1.670,31	1.628,51	1.605,96	1.665,05
Aufbereitung	119,55	116,88	112,22	108,32
Transport und Speicherung außerhalb ZE	278,61	276,99	271,67	261,6
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	3.975,74	3.893,45	3.844,26	3.928,12
Russland				
Förderung	1.132,25	1.100,07	1.119,11	1.170,45
Aufbereitung ²³	0,12	0,12	0,12	0,12
Transport und Speicherung außerhalb ZE	6.628,69	6.624,05	7.172,75	7.324,61
Transport, Speicherung und Verteilung in ZE	1.907,27	1.871,07	1.854,41	1.893,15
Gesamt	9.668,33	9.595,31	10.146,39	10.388,33

²³ Energieverbrauch der Aufbereitung ist in den Daten zur Erdgasförderung in Russland beinhaltet. Diese Zeile beinhaltet nur die entlüfteten CO₂ Emissionen

Anhang 5: Carbon Footprint von Erdgas verteilt in Deutschland und gefördert in Deutschland, den Niederlanden, Norwegen oder Russland von 2015 bis 2018 in [gCO₂e/GJ (Hi)]

	2015	2016	2017	2018
Deutschland				
Förderung	3.24,34	3.112,65	3.512,37	3.714,14
Aufbereitung	3.487,99	3.592,25	3.567,65	3.668,48
Transport und Speicherung außerhalb DE	0,00	0,00	0,00	0,00
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	931,81	873,57	856,74	876,75
Gesamt	7.667,14	7.578,47	7.936,76	8.259,37
Niederlande				
Förderung	1.784,56	1.860,54	2.120,02	2.308,94
Aufbereitung	102,04	150,54	174,27	240,31
Transport und Speicherung außerhalb DE	66,28	59,13	49,09	48,87
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	931,81	873,57	856,74	876,75
Gesamt	2.884,69	2.943,78	3.200,12	3.474,87
Norwegen				
Förderung	1.664,00	1.622,31	1.599,80	1.544,78
Aufbereitung	119,10	116,44	111,79	107,90
Transport und Speicherung außerhalb DE	277,56	275,93	270,63	260,57
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	931,81	873,57	856,74	876,75
Gesamt	2.992,47	2.888,25	2.838,96	2.790,00
Russland				
Förderung	1.166,40	1.136,33	1.158,33	1.212,41
Aufbereitung	0,12	0,12	0,12	0,12
Transport und Speicherung außerhalb DE	7.491,93	7.519,54	8.134,91	8.283,26
Transport, Speicherung und Verteilung in DE	931,81	873,57	856,74	876,75
Gesamt	9.590,26	9.529,56	10.150,10	10.372,54

Anhang 6: Erdgas Versorgungsstruktur in Zentral-Europa, eigene Berechnung basierend auf [31-34]

	2015	2016	2017	2018
Niederlande	20,4%	19,2%	16,5%	13,8%
Norwegen	29,6%	27,8%	28,5%	28,8%
Russland	36,2%	41,1%	42,9%	45,3%
Deutschland	4,1%	3,9%	3,5%	2,8%
Polen	2,8%	2,5%	2,4%	2,4%
UK	4,3%	3,0%	3,6%	2,2%
LNG Norwegen	1,0%	1,2%	1,0%	2,0%
LNG Katar	1,2%	0,9%	1,1%	2,0%
LNG weitere	0,3%	0,2%	0,4%	0,5%

Anhang 7: Erdgas Versorgungsstruktur in Deutschland, eigene Berechnung basierend auf [31, 33-36]

	2015	2016	2017	2018
Niederlande	22,8%	23,3%	21,8%	19,0%
Norwegen	31,4%	27,8%	24,6%	22,0%
Russland	37,2%	40,3%	46,0%	53,0%
Deutschland	8,6%	8,6%	7,7%	5,9%
LNG	0%	0%	0%	0%