Energie mit Zukunft.
Umwelt und Verantwortung.

DBI

Carbon Footprint von Erdgas – Welchen Anteil tragen die deutschen Gasnetze?

Abschlussbericht

Impressum

Abschlussbericht

Carbon Footprint von Erdgas – Welchen Anteil tragen die deutschen Gasnetze?

Erstellt im Auftrag von

Gaswirtschaftlicher Beirat

Dr.-Ing. Jörg Nitzsche
Halsbrücker Straße 34
D-09599 Freiberg

T +49 (0) 3731 4195-331
F +49 (0) 3731-4195-319

joerg.nitzsche@dbi-gruppe.de
www.dbi-gruppe.de

Durchführung

Projektleitung

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

Kontakt

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße 109/111
D-04229 Leipzig

www.dbi-gruppe.de

Autoren

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Charlotte Große, Melanie Eyßer, Stefanie Lehmann, Marco Behnke, Anna Köllmer

Laufzeit

01.03.2020 bis 31.10.2020

Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, Netzbetreibern Einblick zu geben, wie die eigenen Aktivitäten hinsichtlich der Auswirkungen auf das Klima zu bewerten sind. Weiterhin sollen Maßnahmen aufgezeigt werden, die zur Senkung der Klimawirksamkeit unternommen werden können, auch um damit zukünftigen Anforderungen zeitnah zu begegnen.

Definition und Ermittlung des Carbon Footprints

Ein geeignetes Maß für die Auswirkungen des Betriebs von Gasinfrastrukturen auf das Klima ist der s.g. Carbon Footprint (CF, dt.: Kohlenstofffußabdruck), welcher die Summe der Treibhausgasemissionen in einem Produktsystem darstellt. Der CF wird in CO_2-Äquivalenten ausgedrückt und basiert auf einer Ökobilanz. Er verwendet als einzige Wirkungskategorie den Klimawandel [1, S. 16].

Eine CF-Studie enthält die vier grundsätzlichen Schritte einer Ökobilanz:

1. Definition des Ziels und des Untersuchungsrahmens
2. Sachbilanz
3. Wirkungsabschätzung
4. Auswertung

Diese vier Schritte werden in der vorliegenden Arbeit durchgeführt, um den CF von Erdgas zu ermitteln, welches in Deutschland auf Regionalnetzebene verteilt wird. Nach der Definition von Ziel und Untersuchungsrahmen der Studie (= Ermittlung des CF von Erdgas, verteilt in Deutschland), werden in der Sachbilanz alle Eingangsdaten gesammelt, die notwendig sind, um den CF zu ermitteln. Hierzu gehören bspw. Methanemissionen, aber auch der Energiebedarf, der zum Antrieb von Verdichtern besteht. Aufgrund der besonderen Bedeutung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes werden hier zwei verschiedene Datenquellen berücksichtigt und damit zwei Datengrundlagen erstellt. Datengrundlage 1 enthält die veröffentlichten Methanemissionen für das Gasverteilnetz des Nationalen Treibhausinventars (NIR) des Umweltbundesamtes (UBA). Datengrundlage 2 enthält Daten die von drei Verteilnetzbetreibern aus Mitteldeutschland für das Projekt zur Verfügung gestellt und gemittelt wurden. Alle weiteren Daten entstammen entweder der verwendeten LCA Software GaBi oder einem parallel zu dieser Studie laufenden Projekt [2].

Ergebnis der spezifischen Betrachtung des Carbon Footprint

Für den CF von Erdgas, welches in Deutschland auf Regionalnetzebene verteilt wird, ergibt sich ein Wert von 5.781 gCO_2e/GJ (≈ 21 gCO_2e/kWh) bis 6.409 gCO_2e/GJ (≈ 23 gCO_2e/kWh), je nach verwendeter Datengrundlage. Das Gasverteilnetz hat hierbei einen Anteil von 1-11 %. Der größte Anteil der Treibhauslast wird damit bereits in den vorherigen Wertschöpfungsschritten (bei der Produktion, Aufbereitung und dem Transport des Gases) verursacht.

Bei beiden Datengrundlagen ist CO_2 das entscheidende Treibhausgas, gefolgt von CH_4. Andere THG sind nicht signifikant. Der Unterschied in den beiden Datengrundlagen liegt vor allem in der Ermittlung der Methanemissionen. Der NIR beruht teilweise auf Emissionsfaktoren aus den 90er Jahren und damit auf einer wahrscheinlich veralteten Datenbasis. Gleichzeitig stellen die Daten der Verteilnetzbetreiber aber teilweise nur eine Abschätzung dar (insbesondere im Bereich der Leckagen an Rohrleitungen und Gasdruckregel(-mess)anlagen, GDR(M)A). Hier zeigt sich, dass aktuell noch erhebliche Unsicherheiten bestehen, wie Methanemissionen zu ermitteln sind.

Aktualisierte Emissionsfaktoren wird das DVGW-Projekt ME DSO mit Hilfe von Messungen im Verteilnetz ermitteln. Jedoch läuft dieses Projekt voraussichtlich noch bis Anfang 2022 [3]. Die Ermittlung und Berichterstattung soll durch das europäische Normungsinstitut CEN harmonisiert werden, welches aber gerade erst seine Arbeiten aufgenommen hat.

Geeignete Maßnahmen zur Reduktion des Carbon Footprints

Es existieren verschiedene Maßnahmen, die Verteilnetzbetreiber durchführen können, um den CF des verteilten Erdgases zu senken. Aufgrund der Klimawirksamkeit von Methan[1] ist vor allem die Senkung von Methanemissionen im Fokus. Einige Maßnahmen hierzu sind bereits Stand der Technik wie bspw. das Absenken des Betriebsdrucks vor dem Ausblasen einer Leitung. Es gibt aber auch innovative Maßnahmen wie den Einsatz von Vakuumpumpen, um Spülgasemissionen zu reduzieren. Jedoch ist bei allen Maßnahmen hinsichtlich des Carbon Footprints darauf zu achten, dass der Einsatz der Maßnahmen nicht mehr CO_2-Emissionen bspw. für die Anfahrt von Equipment generiert, als durch die Maßnahme Methanemissionen eingespart werden. Auch die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff kann zu einer Senkung des CF von Erdgas führen, allerdings ist zu bewerten, wie energieaufwendig der Herstellungsprozess des H_2 ist, was nicht Gegenstand dieser Arbeit ist.

Aktuellen Aktivitäten zu einer Regulierung von Methanemissionen

Von Seiten der EU wird es voraussichtlich im Jahr 2021 erste Gesetzesvorlagen zur Regulierung von Methanemissionen geben. Dies wurde in der EU-Methanstrategie festgelegt, welche im Oktober 2020 vorgestellt wurde. Die Strategie beinhaltet eine Reduktion der Methanemissionen in der EU um 35-37 % bis 2030 gegenüber dem Stand von 2005. Des Weiteren soll es für Netzbetreiber verpflichtende Vorgaben für die Messung, Berichterstattung und Verifizierung von Methanemissionen auf Basis des Rahmens der „Oil and Gas Methane Partnership“ (OGMP 2.0 Framework) geben. [6]

[1] Das Treibhauspotenzial (engl.: Global Warming Potential, GWP) von Methan über 100 Jahre beträgt 25 laut dem 4. Assessment Report des Weltklimarats IPCC [4] und bis zu 36 nach dem 5. (und aktuellen) Assessment Report des Weltklimarats IPCC [5].

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 2
Inhaltsverzeichnis 4
Abbildungsverzeichnis 6
Tabellenverzeichnis 6
Abkürzungsverzeichnis 7
1 Einleitung 7
2 Grundlagen 8
2.1 Herangehensweise zur Erstellung eines Carbon Footprints 8
2.1.1 Definition des Ziels und des Untersuchungsrahmens 9
2.1.2 Sachbilanz 10
2.1.3 Wirkungsabschätzung 11
2.1.4 Auswertung 12
3 Berechnung des Carbon Footprints an einem repräsentativen Gasverteilnetz 13
3.1 Ziel und Untersuchungsrahmen 13
3.1.1 Ziele der Studie 13
3.1.2 Definition des Produktsystems, der Funktionellen Einheit und der Systemgrenzen 13
3.1.3 Definition des Gasverteilnetzes (Systemgrenzen) 16
3.1.4 Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Methoden der Auswertung 17
3.1.5 Software und Datenbank 18
3.1.6 Annahmen und Einschränkungen 19
3.1.7 Anforderungen an die Daten und die Datenqualität 19
3.2 Sachbilanz 20
3.2.1 Standard-Emissionsfaktoren 20
3.2.2 Erdgas-Versorgungsstruktur 21
3.2.3 Deutschland 22
3.2.4 Liefer- und Transitländer 23
3.2.5 Modellierung in GaBi 24
3.2.6 Ergebnisberechnung 26
3.3 Wirkungsabschätzung 26
3.4 Auswertung 27

3.4.1 Bewertung der Datenqualität 27
3.4.2 Haupterkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse 28
3.4.3 Bewertung der Beimischung von erneuerbarem Wasserstoff 30

4 Handlungsempfehlungen zur Senkung des Carbon Footprints von Gasverteilnetzen 31

5 Übersicht zu aktuellen nationalen und internationalen Aktivitäten und Ausblick zu Entwicklungen einer Regulierung von Methanemissionen 38

5.1 Nationale und internationale Aktivitäten 38
5.2 Ausblick zu möglichen Entwicklungen einer Regulierung von Methanemissionen 39

Literaturverzeichnis 41

Anhang 43

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Phasen einer Ökobilanz [8, S. 16] 9

Abbildung 2: Beispiel eines Produktsystems für eine Ökobilanz [8, S. 21] 10

Abbildung 3: Vereinfachtes Verfahren für eine Sachbilanz [9, S. 22] 11

Abbildung 4: Beziehung zwischen den Bestandteilen in der Auswertungsphase und den vorgelagerten Phasen [9, S. 36] 12

Abbildung 5: Produktsystem, eigene Darstellung 14

Abbildung 6: System "Erdgas verteilt in Deutschland", eigene Darstellung DBI 15

Abbildung 7: Systemgrenzen Gasverteilnetz, eigene Darstellung DBI 17

Abbildung 8: Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2017 [23–25] 22

Abbildung 9: GaBi Model des Systems "Erdgas verteilt in Deutschland" (Sankey Diagramm) 25

Abbildung 10: CF von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO_2e/GJ (H_i) 28

Abbildung 11: CF der Gasverteilung in 2017 nach THG 29

Abbildung 12: CO_2-Fußabdruck von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO2e/GJ (Hi) mit unterschiedlichen GWP für CH_4 29

Abbildung 13: Struktur des DVGW Koordinierungskreis Methanemissionen [38] 38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Elemente innerhalb und außerhalb der Systemgrenzen dieser Studie 16

Tabelle 2: Wirkungskategorie, Methode und Modell der Wirkungsabschätzung, und Indikator der Wirkungskategorie 17

Tabelle 3: In dieser Studie angewendete GWP-Werte 18

Tabelle 4: Emissionsfaktoren für Verbrennungsmaschinen [g/GJ Brennstoffverbrauch] [18] 21

Tabelle 5: Modell-Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte 23

Tabelle 6: THG-Emissionen von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in [g/GJ] 26

Tabelle 7: CF von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO_2e/GJ (H_i) 26

Tabelle 8: Carbon Footprint von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in g/kWh (H_i) 27

Tabelle 9: Maßnahmen zur Senkung des CF [37] 31

Tabelle 10: Bewertungsschema für Maßnahmen zur Senkung des CF 32

Tabelle 11: Bewertung der Maßnahmen zur Senkung von Methanemissionen hinsichtlich CF 33

Abkürzungsverzeichnis

CF	Carbon Footprint
CFP	Carbon Footprint eines Produktes
CH_4	Methan
CO_2	Kohlenstoffdioxid
CO_2e	CO_2-equivalent
FNB	Fernnetzbetreiber
GDR(M)A	Gasdruckregel(mess)anlage
GJ	Gigajoule
GWP	Treibhauspotential
H_i	unterer Heizwert
KK ME	Koordinierungskreis Methanemissionen
LCA	Life Cycle Assessment
NIR	Nationaler Inventarbericht zu Treibhausemissionen
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Im Jahr 2019/20 stehen der Klimawandel und die Treibhausgasemissionen (THG) mehr denn je im Mittelpunkt der öffentlichen Debatte. Die Themen reichen von "Fridays for Future" über den Green Deal der Europäischen Kommission bis hin zur EU-Methanstrategie. Kürzlich beschloss das EU-Parlament, die THG-Emissionen in der EU gegenüber dem Stand von 1990 um 60 % bis 2030 zu senken [7]. Um dieses Ziel zu erreichen und die Reduktionen zu bewerten, ist es wichtig, die Auswirkungen der menschlichen Aktivitäten auf das Klima zu bestimmen.

Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessment, LCA) gewinnen vor diesem Hintergrund zunehmend an Bedeutung. Für Gasnetzbetreiber ist besonders der Carbon Footprint (CF, dt.: Kohlenstofffußabdruck) von Interesse, welcher die Summe der Treibhausgasemissionen in einem Produktsystem darstellt. Der CF wird in CO_2-Äquivalenten ausgedrückt und basiert auf einer Ökobilanz. Er verwendet als einzige Wirkungskategorie den Klimawandel [1, S. 16] und ist damit ein geeignetes Maß für die Auswirkungen des Betriebs von Gasinfrastrukturen auf das Klima.

Zur Bestimmung des CF für Erdgas müssen für die wesentlichen Prozesse der Wertschöpfungskette die spezifischen Angaben zu Treibhausgasemissionen ermittelt werden. Die Gasverteilung stellt mit ihren zugehörigen Infrastrukturelementen einen wichtigen Teilprozess dar.

Ziel der Arbeit ist es, Netzbetreibern Einblick zu geben, wie die eigenen Aktivitäten hinsichtlich der Auswirkungen auf das Klima zu bewerten sind, sowie Maßnahmen aufzuzeigen, die zur Senkung der Klimawirksamkeit unternommen werden können und damit zukünftigen Anforderungen zeitnah zu begegnen.

Dazu wird in dieser Arbeit die Herangehensweise zur Bestimmung eines spezifischen CF aufgezeigt (Kapitel 2) und der CF anhand eines praktischen Beispiels (repräsentatives Gasverteilnetz) mithilfe einer LCA-Software (GaBi) ermittelt (Kapitel 3). Anschließend werden Handlungsempfehlungen zur Senkung des CF gegeben (Kapitel 4). Dies ist vor allem vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen einer Regulierung von Methanemissionen von Bedeutung, welche in Kapitel 5 zusammengefasst wird. Des Weiteren enthält Kapitel 5 einen Einblick zu nationalen und internationalen Aktivitäten im Bereich Methanemissionen.

2 Grundlagen

Für die systematische Analyse und Bewertung der Umweltwirkungen von Produkten über deren gesamten Lebenszyklus wird das Werkzeug der Ökobilanzen verwendet. Das in DIN EN ISO 14040/14044 [8, 9] beschriebene Verfahren wird auch als Lebenszyklusanalyse (englisch: Life Cycle Assessment oder auch Life Cycle Analysis, kurz LCA) bezeichnet.

Die ganzheitliche Betrachtung des kompletten Produktlebenszyklus stellt sicher, dass auch relevante indirekte Umweltauswirkungen außerhalb der Nutzung eines Produkts nicht vernachlässigt werden. Betrachtet werden sowohl sämtliche relevanten Entnahmen aus der Umwelt als auch Emissionen in die Umwelt. Der betrachtete Produktlebenszyklus umfasst alle Wertschöpfungsschritte von der Förderung der Rohstoffe, deren Aufbereitung, über die Produktion zur Verteilung und Nutzung, bis hin zum Recycling oder der Abfallbehandlung. Dieser ganzheitliche Ansatz wird auch 'cradle-to-grave' genannt [10].

Während die LCA multiple Umweltauswirkungen auswertet, betrachtet der CO_2-Fußabdruck (Carbon Footprint, kurz CF), als Sonderform der Ökobilanz, nur eine Umweltauswirkung, und zwar auf den Beitrag zum Treibhauseffekt eines Produkts. Die Herangehensweise an die Berechnung des CF ist standardisiert in der Norm DIN EN ISO 14067 [1]. Dabei sind die grundsätzlichen Methoden zur Berechnung an denen der Ökobilanz angelehnt.

Für die Erstellung einer Ökobilanz wird das betrachtete Produktsystem hinsichtlich einer spezifischen Zielsetzung oder Fragestellung modelliert. Da zunächst das gesamte Studiendesign definiert und an die Fragestellung angepasst werden muss, sind Ökobilanzen meist umfangreiche Dokument. Nicht jeder Aspekt der Ökobilanz kann in dem für diese Studie vorliegendem Rahmen vertieft behandelt werden. Eine kurze Beschreibung der Parameter soll jedoch zu einem tieferen Verständnis der LCA beitragen. Im Folgenden werden die nötigen Schritte aus den Normen beschrieben und zusammengefasst, um einen schnellen Überblick zur erhalten. Ausführlichere Darstellungen können in den Normen selbst oder in Sekundärliteratur [11, S. 203-314] nachgelesen werden.

2.1 Herangehensweise zur Erstellung eines Carbon Footprints

Eine Ökobilanz-Studie oder eine CO_2-Fußabdruck-Studie eines Produktes (Product Carbon Footprint, CFP) besitzt klare Angaben zum Ziel, zu den voraussichtlichen Anwendungen der Untersuchung und zum Adressaten der Ergebnisse (z.B. Unternehmen, Verband, Öffentlichkeit). Zum Vergleich unterschiedlicher Produkte ist es erforderlich, sich auf eine funktionelle Einheit, die den quantifizierten Nutzen darstellt, zu beziehen. In den oben genannten Normen sind die vier folgenden grundsätzlichen Schritte zur Erstellung einer Ökobilanz beschrieben (Abbildung 1).

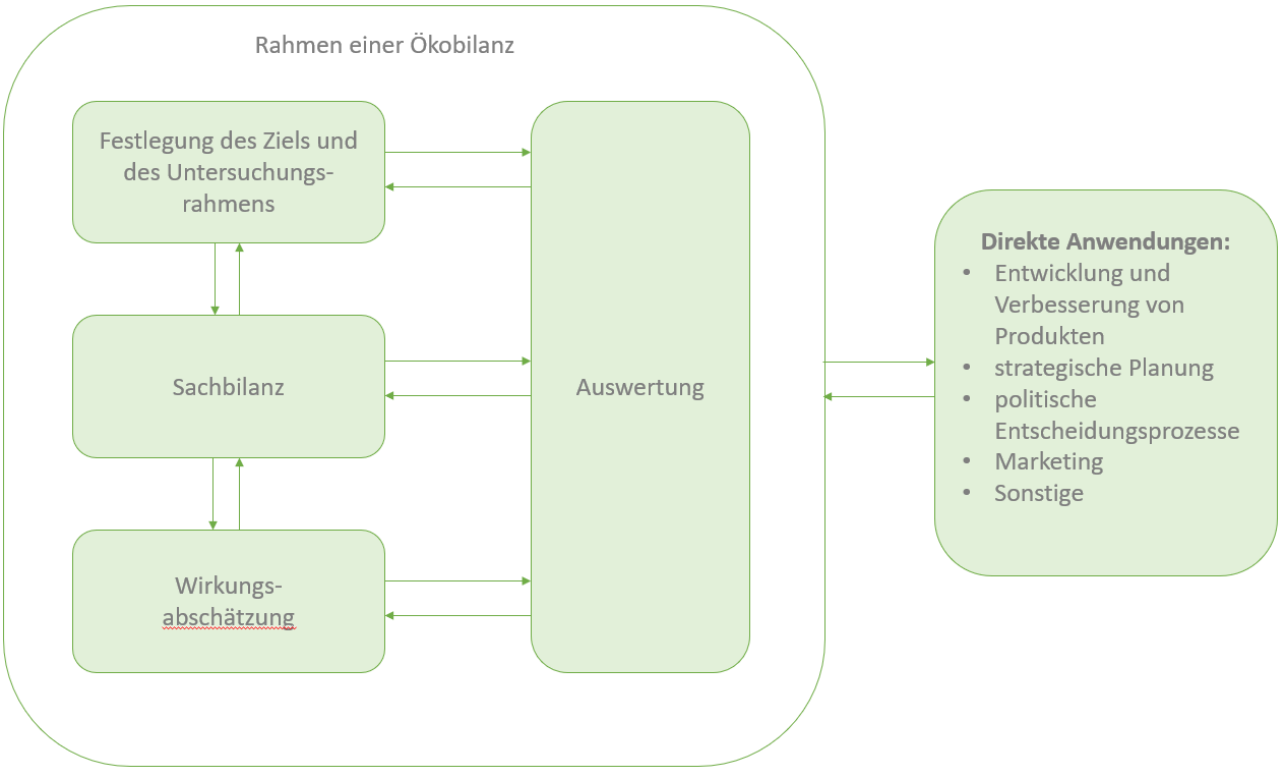


Abbildung 1: Phasen einer Ökobilanz [8, S. 16]

2.1.1 Definition des Ziels und des Untersuchungsrahmens

Im Allgemeinen besteht das Ziel einer CF-Studie darin, den In- und Output an langlebigen Treibhausgasen (THG) über den gesamten Verlauf des Produktlebensweges zu quantifizieren und ihren Beitrag zur Erderwärmung summiert in CO_2-Äquivalenten (CO_2e) anzugeben. Es enthält zunächst die beabsichtigte Anwendung und die Gründe für die Durchführung der Studie. Des Weiteren an wen sich die Ergebnisse der Studie richten sollen und ob diese für die Verwendung in zur Veröffentlichung vorgesehenen vergleichenden Aussagen bestimmt sind.

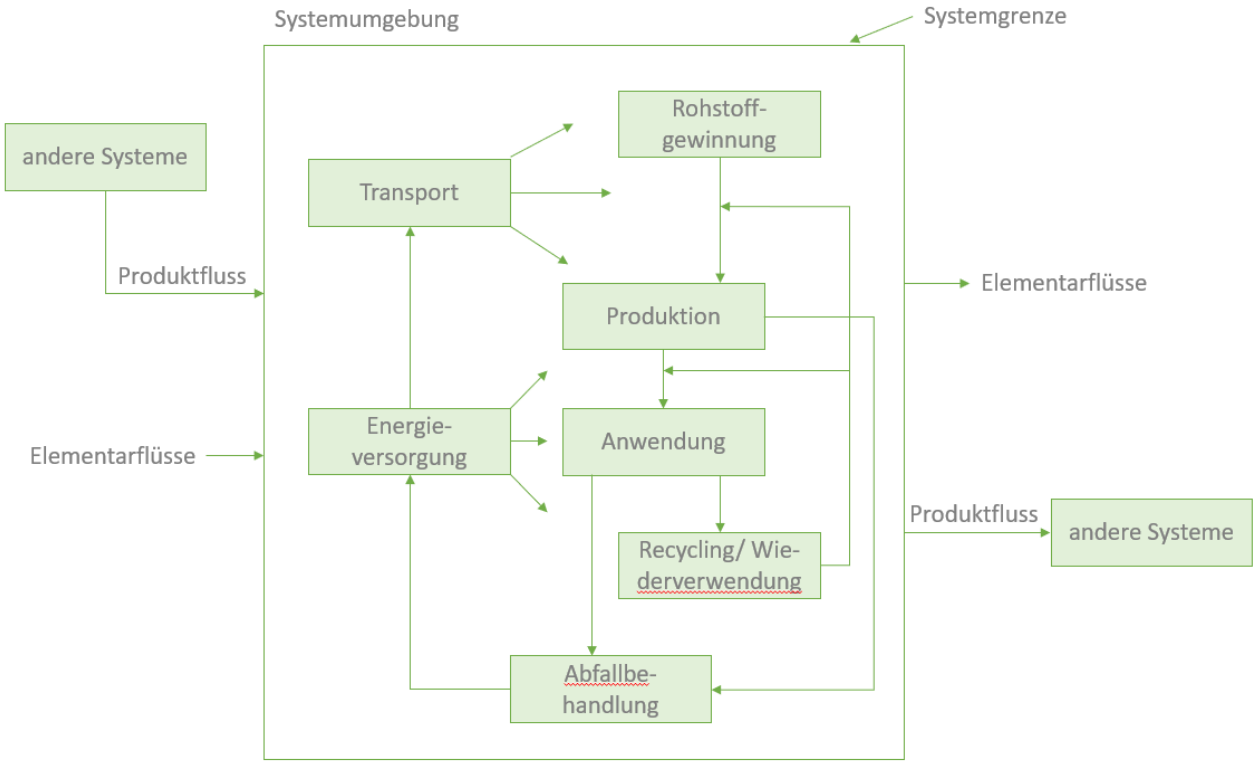


Abbildung 2: Beispiel eines Produktsystems für eine Ökobilanz [8, S. 21]

„Der Untersuchungsrahmen sollte hinreichend gut definiert werden, um sicherzustellen, dass die Breite, Tiefe und die Einzelheiten der Studie widerspruchsfrei und für das vorgegebene Ziel hinreichend sind.“ [8, S. 23] Dieser enthält das zu untersuchende Produktsystem (siehe Abbildung 2), dessen Funktion, oder im Fall einer vergleichenden Studie aller Systeme, die funktionelle Einheit. In diesem ersten Schritt werden die Systemgrenzen (cradle-to-gate, gate-to-gate, usw.) und das Allokationsverfahren festgelegt, es werden Annahmen und Einschränkungen beschrieben und die anfänglichen Anforderungen an die Datenqualität dargestellt.

Die Erstellung der Ökobilanz erfolgt iterativ. Im Laufe der Datenerhebung können verschiedene Informationen und Aspekte Änderungen am Studienumfang erforderlich machen, um das ursprüngliche Ziel der Studie zu erfüllen [8, S. 23].

2.1.2 Sachbilanz

In der Phase der Sachbilanz werden die relevanten Flüsse (Flows), die für die im Untersuchungsrahmen festgelegten Systemgrenzen gelten, aufgenommen. Die einzelnen Schritte einer Sachbilanz sind in Abbildung 3 dargestellt. Es werden alle eingesetzten Stoffe und alle ablaufenden Prozesse nach Masse und Energie bilanziert und auf eine funktionelle Einheit bezogen. Die Modellierung der gesamten betrachteten Wertschöpfungskette bedarf in der Praxis aufwendigen iterativen Rechenschritten. Um diesen Bearbeitungsschritt einer Ökobilanz zu erleichtern, wird häufig Ökobilanzsoftware wie z.B. Umberto, GaBi, SimaPro oder auch Open-Source-Lösungen wie OpenLCA verwendet. Damit wird ein Modell-System mit hinterlegten Material- und Prozessmodulen aus vorhandenen Datenbanken sowie den neu erhobenen Daten erstellt. Das Modell erfasst, hinreichend detailliert, alle im Sinne der DIN relevanten Entnahmen aus und Einträge (Emissionen, Abfälle) in die Umwelt.

Dabei sollte direkt zu Beginn mit aufsummierbaren Sachbilanzparametern gearbeitet werden, um einerseits den iterativen Charakter zu unterstützen und im späteren Verlauf leichter Änderungen vornehmen zu können,

und um andererseits diese Parameter für die Wirkungsabschätzung besser klassifizieren zu können. Häufige Sachbilanzparameter sind z.B. Emissionen in Luft, Wasser und Boden oder, erneuerbare und nicht erneuerbare Rohstoffe zur Herstellung des Produktes.

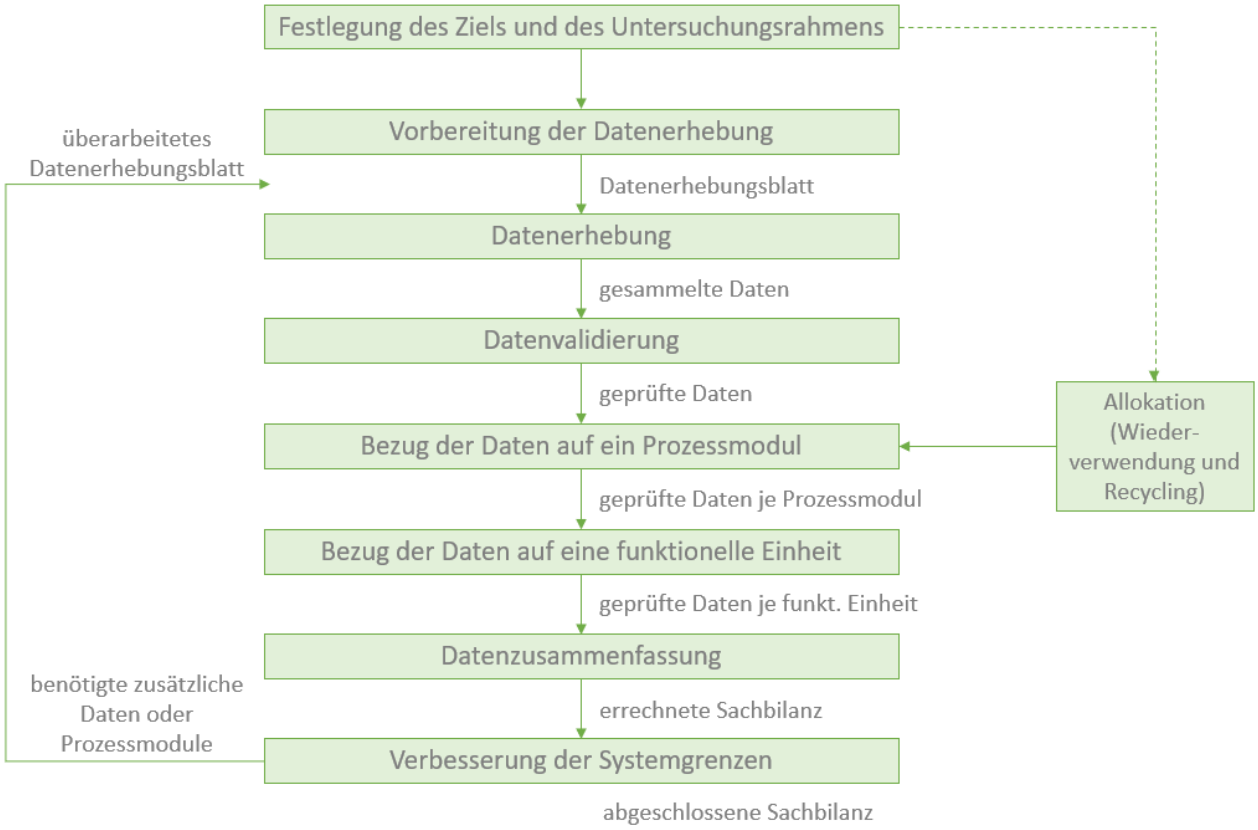


Abbildung 3: Vereinfachtes Verfahren für eine Sachbilanz [9, S. 22]

2.1.3 Wirkungsabschätzung

In dieser Phase des CFP werden mithilfe der Ergebnisse aus der Sachbilanz der Eintrag an Treibhausgasemissionen in die Umwelt ermittelt. Ziel dieses Studienabschnittes ist es mit den auf wenige Paramater verdichteten Ergebnissen, die Kommunikation und Entscheidungsfindung zu fördern, und Produkte und Dienstleistungen besser vergleichbar zu machen. In Wirkungskategorie Klimawandel, auf die sich CF-Studien lediglich beziehen, „müssen die potentiellen Auswirkungen auf die Klimaänderung jedes durch das Produktsystem abgegebenen und entzogenen Treibhausgases durch Multiplizieren der Masse der abgegebenen und entzogenen Treibhausgase mit dem vom Weltklimarat in der Einheit von kg CO_2e je kg Emissionen angegebenen GWP100 berechnet werden (…). Werden diese GWP-Werte durch den Weltklimarat geändert, so müssen bei der Berechnung des CFP die jeweils neuesten Werte angesetzt werden, sofern nichts anderes angegeben oder gerechtfertigt ist.“ [1, S. 66]

In einer vollumfänglichen Ökobilanz werden mehrere Wirkungskategorien dargestellt. Die bekanntesten sind das Treibhauspotenzial, das Ozonbildungspotenzial und der Ressourcenverbrauch, aber auch die Humantoxizität, die Versauerung von Böden, die Eutrophierung von Gewässern und der Flächenverbrauch können untersucht werden.

2.1.4 Auswertung

In der Auswertung eines CFP werden signifikante Parameter anhand der Ergebnisse der Sachbilanz und der Wirkungsabschätzung identifiziert (siehe Abbildung 4). Dies können bestimmte Lebenswegabschnitte, Prozessmodule oder Flüsse sein. Sie enthält außerdem eine Beurteilung bezüglich der Vollständigkeit, der Sensitivität und der Konsistenz des CFP, um anschließend Schlussfolgerungen, Beschränkungen und Empfehlungen aus der Gesamtheit der im Verlauf gewonnen Erkenntnisse zu formulieren.

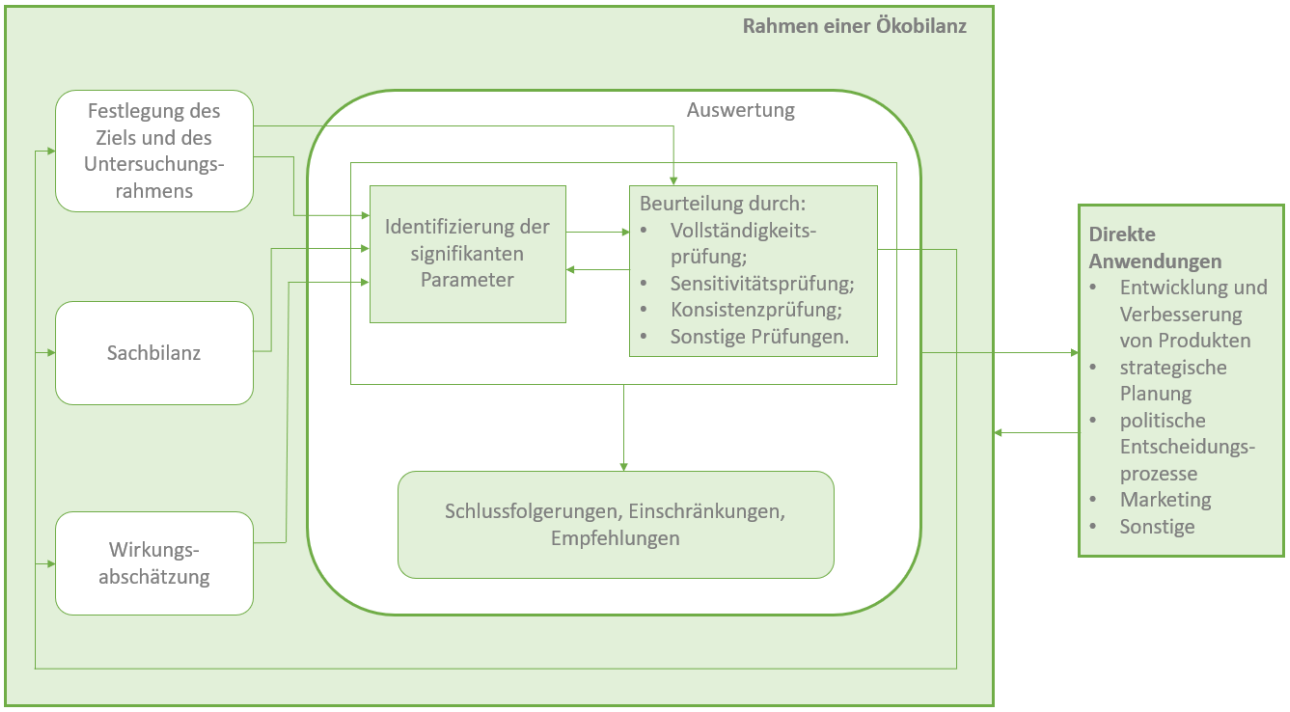


Abbildung 4: Beziehung zwischen den Bestandteilen in der Auswertungsphase und den vorgelagerten Phasen [9, S. 36]

3 Berechnung des Carbon Footprints an einem repräsentativen Gasverteilnetz

3.1 Ziel und Untersuchungsrahmen

3.1.1 Ziele der Studie

Ziel dieser Studie ist es, den Kohlenstoff-Fußabdruck (engl. Carbon footprint, CF) von Erdgas von der Förderung im Herkunftsland bis zur Verteilung in einem repräsentativen Verteilnetz in Deutschland zu bestimmen. Dadurch wird ein CF ermittelt, der auf aktuellen und den besten öffentlich verfügbaren Daten basiert. Die Ermittlung des CF erfolgt dabei unter Beachtung der DIN EN ISO 14040 [8] bzw. der Richtlinie DIN CEN ISO TS 14067 [1].

Weiterhin soll mit dieser Untersuchung Netzbetreibern ein Überblick über die Ermittlung des CF von Erdgas gegeben werden. Dadurch können sie zukünftigen Anforderungen im Bereich der Emissionsberichterstattung besser begegnen und einschätzen, in welchen Bereichen Emissionsminderungsmaßnahmen besonders wirkungsvoll sind.

Zum Vergleich des CF der für ein repräsentatives mitteldeutsches Gasnetzverteilnetz berechnet wird, findet parallel die Berechnung des CF mit der öffentlich verfügbaren Datenbasis aus dem Nationalen Inventarreport (NIR) [12] statt.

3.1.2 Definition des Produktsystems, der Funktionellen Einheit und der Systemgrenzen

Das Produktsystem wird an dieser Stelle grundlegend erläutert, um darzustellen, welche Elemente in den nachfolgenden Berechnungen enthalten sind und welche ausgeschlossen sind. Im vorliegenden Bericht besteht das Produktsystem aus den einzelnen Lebenswegabschnitten (bzw. Stufen der Wertschöpfungskette) von Erdgas. Die folgende Beschreibung wurde aus [13] 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, CO_2, 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) [14]. Andere Bestandteile (insbesondere CO_2) 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 Mengenmessung, 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, der stofflichen Nutzung z.B. in der Chemieindustrie, und in geringem Maße im Transportsektor. Folglich werden neben Kraftwerken, Industrie- und Haushaltskunden auch spezielle Tankstellen mit Erdgas versorgt.

Abbildung 5: Produktsystem, eigene Darstellung

Nachfolgend wird als funktionelle Einheit stets ein im Jahr 2017 auf regionaler Ebene verteiltes Gigajoule (GJ) Erdgas (unterer Heizwert, H_i) betrachtet. Dies umfasst die Versorgung von Endkunden in Städten und Gemeinden, als auch der Industrie und partiell von Kraftwerken, die jedoch oft an das Gas-Hochdrucknetz angeschlossen sind und so das Gasverteilnetz nicht in Anspruch nehmen. Die Bereitstellung von Erdgas als Treibstoff z.B. über Erdgastankstellen wird in der funktionellen Einheit nicht betrachtet.

Der geografische Fokus der Studie liegt auf Deutschland. Bei den Produzentenländern liegt das Hauptaugenmerkt der Studie auf Russland, Norwegen, die Niederlande und Deutschland, da diese die größte Bedeutung für die Erdgasversorgung in der betrachteten Verteilregion besitzen. Die betrachteten Transportwege nach Deutschland sind in Abbildung 6 dargestellt.

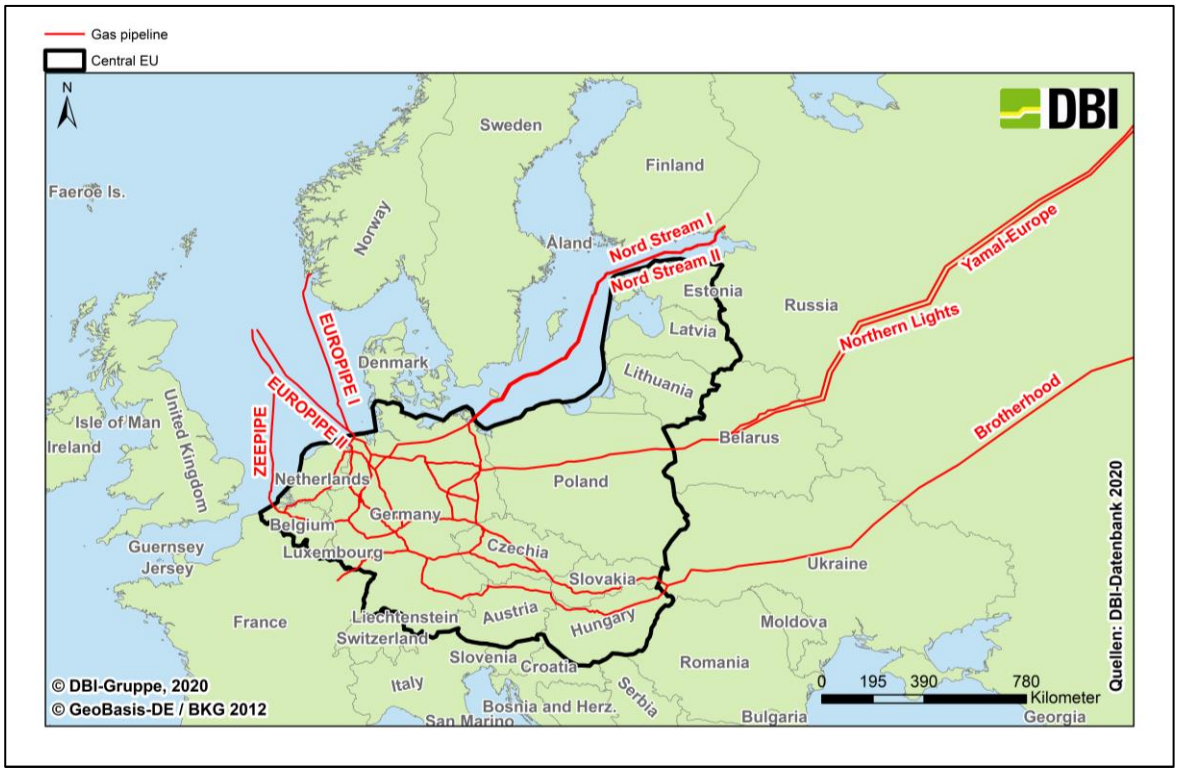


Abbildung 6: System "Erdgas verteilt in Deutschland", eigene Darstellung DBI

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Elemente innerhalb der Systemgrenzen dieser Studie. Einige Aspekte werden ausgeschlossen, da die Datenlage für diese Elemente unzureichend ist. Der Einfluss der ausgeschlossenen Elemente wird für das Gesamtergebnis als vernachlässigbar eingeschätzt.

Tabelle 1: Elemente innerhalb und außerhalb der Systemgrenzen dieser Studie

	Eingeschlossene Elemente	Ausgeschlossene Elemente
Förderung	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle) - Abfackeln von Erdgas - Energieverbrauch - Infrastrukturemissionen (Bau von Plattformen)	- Seismische Erkundung und Erkundungsbohrungen - Bohrung und Erschließen der Erdgasquellen - Zuschlag für Produktionsanlagen, Personenbeförderung, usw.
Aufbereitung	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle) - Energieverbrauch - O_2, Wasser und H_2S Entfernung - Infrastrukturemissionen (Bau von Aufbereitungsanlagen)	
Transport zur Grenze von Deutschland	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle) - Energieverbrauch - Abfackeln von Erdgas - Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines)	
Speicherung außerhalb von Deutschland	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)	- Energieverbrauch
Transport in Deutschland	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle) - Energieverbrauch - Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines)	- Abfackeln von Erdgas
Speicherung in Deutschland	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle)	- Energieverbrauch
Verteilung in Deutschland	- Gasverluste (Leckagen, Reparaturen, Unfälle) - Energieverbrauch (z.B. für die Vorwärmung)	- Biogaseinspeiseanlagen - Infrastrukturemissionen (Bau von Pipelines)

3.1.3 Definition des Gasverteilnetzes (Systemgrenzen)

Da der Fokus dieser Studie auf aktuellen, von Netzbetreibern zur Verfügung gestellten, Industriedaten für das Verteilnetz liegt, soll das System Gasverteilnetz mithilfe von Abbildung 7 abgegrenzt werden. Bestandteile des Gasverteilnetzes für diese Studie sind die Verteilleitungen ab einer Übernahmestation, sowie die Hausanschlussleitungen. Außerdem sind Gasdruckregelanlagen im Verteilnetz eingeschlossen. Nicht eingeschlossen in den Systemgrenzen sind die Übernahmestationen, sowie die Hausinneninstallationen, wie z.B. Hausdruckregler oder Gaszähler.

Die für die Berechnung der Treibhausgasemissionen des Gasverteilnetzes relevanten Eingangsdaten werden durch mitteldeutsche Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt (vgl. Abschnitt 3.2.3). Vergleichend wird eine Berechnung mit der öffentlich vorliegenden Datenbasis, dem Nationalem Inventarbericht (NIR) durchgeführt.

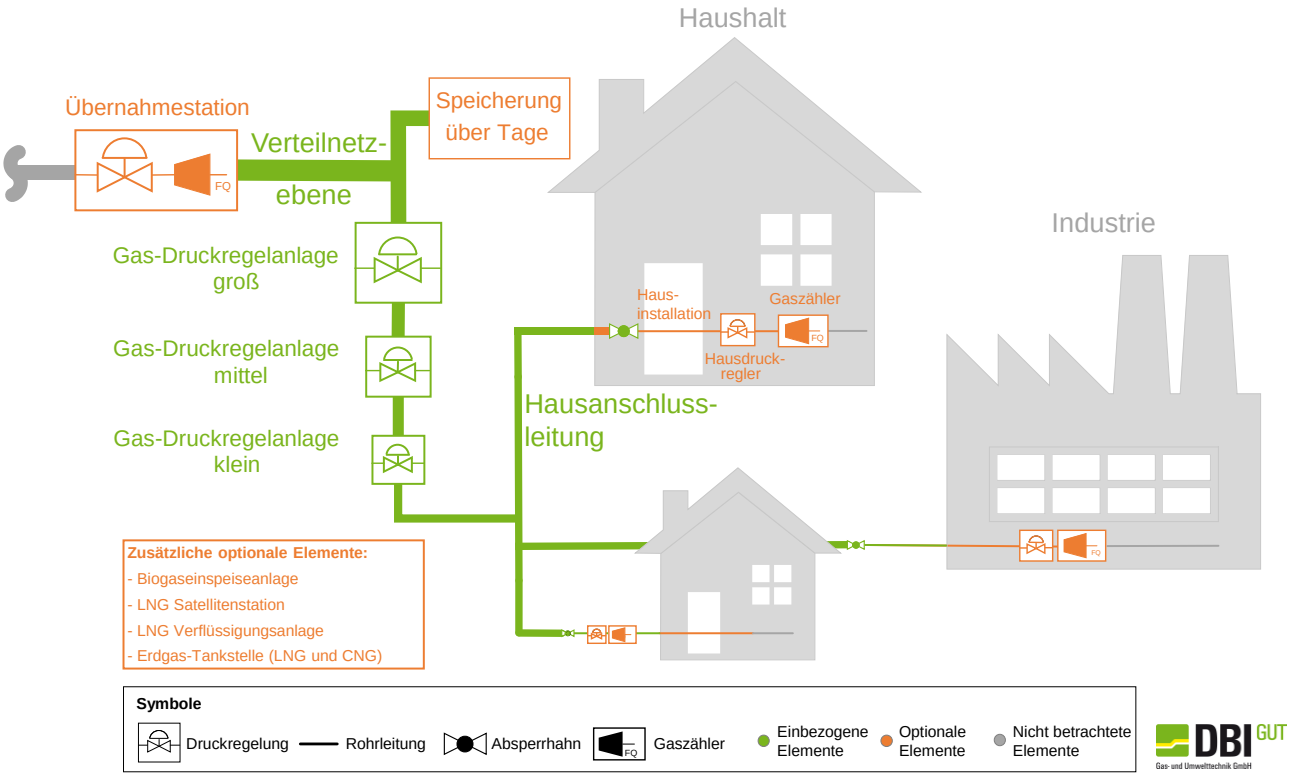


Abbildung 7: Systemgrenzen Gasverteilnetz, eigene Darstellung DBI

3.1.4 Wirkungskategorien, Wirkungsabschätzung und Methoden der Auswertung

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 verwendete Methode und das Modell der Wirkungsabschätzung sowie die Indikator-Einheit zusammen. Gemäß der DIN CEN ISO TS 14067 ist die einzige relevante Wirkungskategorie, bei der Erstellung einer CF-Studie, der Klimawandel [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 CO_2-Äquivalente (CO_2e), wodurch der Carbon Footprint dargestellt wird [1, S. 62].

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

Wirkungskategorie	Methode der Wirkungsabschätzung	Modell der Wirkungsabschätzung	Indikator der Wirkungskategorie
Klimawandel	TRACI 2.1, incl. biogenic carbon	GWP_{100}-Werte des 4. Sachstandsberichts des Weltklimarates (IPCC) [4]	g CO_2-Äquivalent (gCO_2e)

Um die Wirkung verschiedener THG in einem Wert zu kombinieren, wird die Wirkung von nicht-CO_2 THG relativ zur Wirkung von CO_2 bewertet und diese relative Wirkung aller THG für den CF mit der Einheit „g CO_2-Äquivalente“ addiert. Für die Berechnung der CO_2-äquivalenten Menge von Treibhausgasen wird ein Faktor für das relative Treibhauspotenzial (GWP – engl. global warming potential) auf die Treibhausgas-Emissionen

angewendet. In dieser Studie werden, wie in der DIN CEN ISO TS 14067 [1, S. 62] gefordert, die Treibhauspotenziale über einen Zeithorizont von 100 Jahren nach Freisetzung (GWP_{100}-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 Weltklimarats (IPCC – engl. Intergovernmental Panel on Climate Change) entnommen [4, S. 212]. Dieser Sachstandsbericht 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 GWP_{100} sind allerdings im fünften Sachstandsbericht (AR5) des IPCC veröffentlicht. Beispielsweise beträgt der GWP_{100} für Methan demnach nun 30 gegenüber 25 im vierten Sachstandsbericht [5, S. 714]. Um diesen aktualisierten Wissensstand zu berücksichtigen, wird in dieser Studie eine Sensitivitätsanalyse mit den aktuellen GWP_{100} aus dem fünften Sachstandsbericht des IPCC durchgeführt.

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

Tabelle 3: In dieser Studie angewendete GWP-Werte

	GWP (100 Years)	GWP (100 Years), excl. ccfb[2]
Quelle	AR4 [4, S. 212]	AR5 [5, S. 714, 731]
CO_2	1	1
CH_4	25	30
N_2O	298	265
CF_4	7,390	6,630
PFC-116	12,200	11,100
SF_6	22,800	23,500

Die Auswertung wird entsprechend den Anforderungen der DIN CEN ISO TS 14067 Abschnitt 6.6 [1, S. 62] durchgeführt. Sie umfasst:

- Eine Identifizierung der signifikanten Parameter in Übereinstimmung mit der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung
- Eine Beurteilung, die die Vollständigkeits-, Sensitivitäts- und Konsistenzüberprüfungen berücksichtigt
- Schlussfolgerungen, Einschränkungen und Empfehlungen.

3.1.5 Software und Datenbank

Die Berechnung des Carbon Footprint wird mithilfe eines Modells in der Software „GaBi ts“, Version 9.1.1 [16] durchgeführt. Hintergrunddaten zur Lebenszyklusemissionen der Stromerzeugung und Dieselbereitstellung, sowie zu Emissionsfaktoren von Gas- und Dieselverbrennungsmaschinen, stammen aus den folgenden GaBi-Datenbanken:

- Professional Database 8.7 (2020) [17]
- Extension Database II (energy) [18]

Der Energieverbrauch und die auftretenden Methanemissionen der betrachteten Wertschöpfungsschritte Produktion, Aufbereitung und Transport von Erdgas auf den Hauptlieferrouten von Erdgas nach Deutschland wurden in einem aktuellen Projekt [2] aus Industrie- und Literaturdaten unter anderem für das Jahr 2017 erhoben. Der Abschlussbericht zu diesem Projekt wird voraussichtlich im Januar 2021 veröffentlicht.

[2] ccfb = climate carbon feedback

Informationen zur Datenherkunft und -verwendung werden in Abschnitt 3.2 gegeben. Für detaillierten Eingangsdaten für das GaBi-Modell können nach Veröffentlichung des Abschlussberichts in [2] nachgelesen werden

Da der Fokus dieser Studie auf dem CF der Erdgasverteilnetze in Deutschland liegt, stellen Mitglieder des Gaswirtschaftlichen Beirats der DBI freiwillige aktuelle Industriedaten zur Verfügung, welche in aggregierter Form im weiteren Verlauf verwendet werden.

3.1.6 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.
- Es werden in dieser Arbeit keine Daten dazu erhoben, welche THG-Emissionen beim Bau der Gasverteilleitungen entstehen. Es ist anzunehmen, dass die Emissionen im Hinblick auf das Endergebnis für den CF nicht von signifikanter Relevanz sind, was durch die lange Lebensdauer von Rohrleitungen begründet wird. Ein Studie die im Rahmen einer CF-Bewertung der Pipeline Nord Stream II erstellt wurde [19, S. 82] legt dar, dass die Emissionen die bei der Herstellung einer Transport-Pipeline entstehen, ca. 5 % der gesamten Emissionen des Gastransports ausmachen. Am Gesamtergebnis über alle hier betrachteten Wertschöpfungsschritte wird der Anteil also noch geringer als 5 % sein.
- Der Energiebedarf der Gasspeicher auf den Transportrouten sowie in Deutschland wird aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht in die Berechnungen einbezogen. Dieser Information wird für die Studienergebnisse eine geringe Relevanz zugeordnet.

3.1.7 Anforderungen an die Daten und die Datenqualität

Als zentrale Anforderungen an alle Datenquellen gelten Belastbarkeit, Aktualität und Transparenz. Die Datenqualität wird nach den Erfordernissen der DIN CEN ISO TS 14067 [1, S. 41-42] durch quantitative als auch qualitative Aspekte beurteilt:

a) Zeitbezogener Erfassungsbereich: Es sollen möglichst die aktuellen verfügbaren Daten verwendet werden.

b) Geographischer Erfassungsbereich: Die Daten sollen dem geographischen Bezug (Deutschland, Niederlande, Norwegen, Russland) entsprechen. Dabei sollen nur die Stränge (Pipelines) berücksichtigt werden, die das Erdgas nach Deutschland liefern (betrifft v.a. Russland).

c) Technologischer Erfassungsbereich: Die recherchierten Daten sollen soweit möglich aus der Industrie kommen und dementsprechend nicht nur repräsentative Technologien umfassen, sondern alle im Einsatz befindlichen Technologien.

d) Genauigkeit: Es wird eine hohe Genauigkeit der Daten und Berechnungen angestrebt. Dieses Ziel kann erreicht werden, indem die geforderte Vollständigkeit, Repräsentativität, Konsistenz und Reproduzierbarkeit erfüllt wird (siehe nachfolgende Punkte). Weiterhin sollen die genau definierten Systemgrenzen für eine hohe Genauigkeit sorgen.

e) Vollständigkeit: Eine vollständige Betrachtung der Lebenswegabschnitte wird angestrebt, welche jedoch Einschränkungen enthält (siehe Abschnitt 3.1.2 und 3.1.6). Für alle betrachteten Jahre, Lieferländer und Lebenswegabschnitte soll die Datenbasis vollständig sein. Wenn dies nicht der Fall ist, sind Annahmen zu treffen und zu spezifizieren.

f) Repräsentativität: Es wird eine hohe Repräsentativität angestrebt. Die verwendeten Daten werden, soweit möglich, mit Daten anderer Quellen auf ihre Repräsentativität hin untersucht. Des Weiteren soll die Repräsentativität gewährleistet werden, indem die Entwicklung des CF über zwei Jahre hinweg ermittelt und analysiert wird.

g) Konsistenz: Die Ermittlung des CF für die einzelnen Länder soll unter Anwendung einer einheitlichen Methode erfolgen.

h) Reproduzierbarkeit: Die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse durch einen Dritten soll gewährleistet sein. Aus diesem Grund soll die Ermittlung der Ergebnisse so transparent dargestellt werden, dass sie für Dritte nachvollziehbar sind. Dies wird ermöglicht, indem die Ermittlung des CF detailliert beschrieben wird. Die Eingangsdaten der Vorkettenemissionen liegen in dem Abschlussbericht der aktuellen Studie „CFNG1.1: Carbon Fooprint von Erdgas 1.1“ [2] ab Januar 2021 vor. Einschränkungen dieser Forderung können sich aus der Vertraulichkeit einiger Datensätze ergeben. Die meisten Daten liegen jedoch frei verfügbar vor.

i) Datenquellen: Die verwendeten Datenquellen sollen im Wesentlichen Primärdaten aus der Industrie, Nationale Energiebilanzen und Nationale Inventarreporte (NIR), welche als Berichterstattung für die Klimarahmenkonvention der vereinten Nationen erstellt werden, sein. Nur dort wo keine anderen Daten zur Verfügung stehen, sollen Literaturdaten genutzt werden.

j) Unsicherheit der Information: Bei der Abschätzung von THG-Emissionen können, aufgrund des modellhaften Charakters der Abschätzung, generell Unsicherheiten entstehen. Emissionen werden häufig nicht direkt gemessen, sondern durch Berechnungsgleichungen modelliert, wodurch sich der Realität nur angenähert werden kann. Des Weiteren sind nicht immer vollständige Inventare aller Quellen für THG-Emissionen vorhanden.

3.2 Sachbilanz

Zur Erhebung von Industriedaten wurde ein Fragebogen in Form einer Excel-Tabelle erstellt (Anhang 1), welche an die Betreiberfirmen der relevanten Wertschöpfungsabschnitte gesendet wurde. Das Datenblatt war mit allen notwendigen Eingangsdaten zu befüllen. Da nicht alle Betreiber Daten im benötigten Format bereitstellen konnten, sowie zur Plausibilisierung der angegebenen Daten, wurden auch alternative Datenquellen genutzt und entsprechend aufbereitet. Nähere Angaben zur Datenherkunft befinden sich in den nachfolgenden Abschnitten.

Daten für die Wertschöpfungsschritte Gasförderung, -aufbereitung und -transport wurden im Rahmen eines parallel zu dieser Studie laufenden Projekts [2] erhoben. Der Projektbericht, welcher detaillierte Datentabellen der erhobenen Daten enthält, wird voraussichtlich im Januar 2021 veröffentlicht.

Teilweise werden die Originaldaten umgerechnet, da sie in den Datenquellen in anderen Einheiten vorliegen, als es für das Modell erforderlich ist. Zur Umrechnung der länderspezifischen Daten werden länderspezifische Gaskennwerte (z.B. Brennwert, Gasdichte) genutzt.

3.2.1 Standard-Emissionsfaktoren

Die Verbrennung von Erdgas in Erdgas vorgelagerten Prozessschritten 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 "Förderung" 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 bei der Bereitstellung von Transportenergie entlang ihrer Transportwege [20]. Die Emissionsfaktoren für die Verbrennung von Erdgas und Diesel sind in Tabelle

4: Emissionsfaktoren für Verbrennungsmaschinen [g/GJ Brennstoffverbrauch] [18] angegeben. Sie sind die Standardwerte, die in der GaBi-Datenbank für die jeweiligen Prozesse in allen Ländern verwendet werden.

Tabelle 4: Emissionsfaktoren für Verbrennungsmaschinen [g/GJ Brennstoffverbrauch] [18]

Datensatz GaBi:	Erdgasturbine	Erdgasmotor	Dieselmotor
CO_2	56.100,0	54.394,0	74.066,0
CO	31,8	215,5	346,9
CH_4	3,3	483,7	3,3
NOx	125,0	327,7	104,7
N_2O	1,2	1,16	0,4
NMVOC	0,8	45,7	33,4
PM2,5	2,9	0,03	19,6
SO_2	1,3	1,4	139,7

Als Hintergrundsystem für die Bereitstellung von Dieselkraftstoff in allen Ländern dient der aggregierte GaBi-Prozess „EU-28: Diesel mix at refinery ts“ [17]. Die Kohlenstoffintensität der Stromerzeugung wird durch länderspezifische Strommixe aus der GaBi-Datenbank abgebildet, z.B. als Verbrauchsmix für Norwegen: „NO: Electricity grid mix (consumption mix) ts”. Für das Abfackeln von Erdgas wird der vom Umweltbundesamt (UBA) veröffentlichte Emissionsfaktor von 55,9 tCO_2/MJ [21, S. 44] für die Verbrennung von Erdgas verwendet.

3.2.2 Erdgas-Versorgungsstruktur

Erdgas, das in Deutschland verbraucht wird, stammt aus unterschiedlichen Quellen. Um das in Deutschland verbrauchte Erdgas seinen jeweiligen Erzeugern und damit seinem inkludierten CF zuzuordnen, werden mit Hilfe verschiedener Datenquellen und Validierungen Herkunftsanteile am gesamt konsumierten Erdgas berechnet. Die bis zum Jahr 2015 durch das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bekanntgegebenen Daten über die Herkunft von Erdgas-Importmengen werden seit 2016 aus Datenschutzgründen nicht mehr veröffentlicht [22, S. 10].

Ausgangspunkt für die Berechnung sind die von der Internationalen Energieagentur (IEA) veröffentlichten Importdaten in den „Natural Gas Information 2019“ [23, S. II.2-II.45]. Weiterhin werden die von den Produzenten veröffentlichen Daten aus Norwegen [24] und Russland [25] zur Ergänzung und Validierung herangezogen. Länder, die weniger als 2 % des Erdgases für die Pipeline-Gasversorgung in Deutschland produzieren, wurden bei der Berechnung vernachlässigt.

Abbildung 8 zeigt den Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2017.

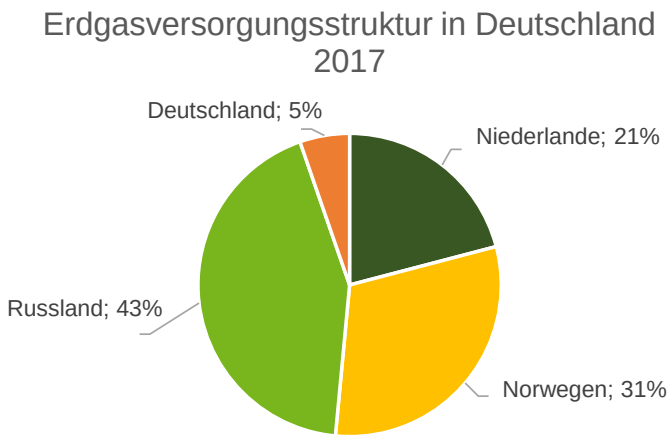


Abbildung 8: Erdgasversorgungsmix in Deutschland im Jahr 2017 [23–25]

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.

3.2.3 Deutschland

Erdgasförderung und -aufbereitung

Die Daten für die Erdgasförderung in Deutschland werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen [26] entnommen. Die Energiebilanzen enthalten Informationen über die inländische Erdgasproduktion, das Abfackeln und den Energieverbrauch für die Öl- und Gasförderung. Da sich die vorliegende Studie nicht auf die Öl-, sondern ausschließlich auf die Erdgasförderung konzentriert, ist es notwendig, zur Ermittlung des Anteils der in der Erdgasförderung verbrauchten Energie eine energiegehaltsbezogene Zuordnung vorzunehmen.

Die spezifischen Methanemissionen der Förderung, sowie die Mengen des aus dem Sauergas abgetrennte CO_2 sind den Jahresberichten des Bundesverbandes für Gas, Öl und Geothermie (BVEG) [27] entnommen.

Für den Energiebedarf der Gasproduktion und Gasaufbereitung wurden vom BVEG Werte für eine DBI-Studie im Jahr 2016 [13] zur Verfügung gestellt. Seither liegen keine aktualisierten Daten vor, daher wird im Modell mit den Daten für das Jahr 2014 gerechnet.

Erdgastransport und -speicherung

Dasselbe gilt für den Gastransport: Für [13] stellten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (FNB) Daten zur Verfügung, es liegen jedoch keine aktualisierten Daten vor. Für diese Studie wird daher mit den Werten aus dem Jahr 2014 gerechnet.

Gasverluste der Gasspeicherung werden dem Nationalen Treibhausinventar (NIR) des UBA [12] entnommen. Der Energiebedarf der Gasspeicherung wird im NIR nicht veröffentlicht, er wird daher in dieser Studie nicht berücksichtigt, es wird jedoch erwartet, dass er sich geringfügig auf den gesamten CF auswirken wird.

Erdgasverteilung

Für die vorliegenden Studie wurden Daten zu Methanemissionen und Energieverbräuchen von drei Gasverteilnetzbetreibern (VNB) und einem Gastransportnetzbetreiber (FNB) im Rahmen dieses Projekts zur Verfügung gestellt (Datengrundlage 1). Die Daten des FNB werden aufgrund höherer Druckstufen und anderer Rohrleitungsmaterialien als nicht repräsentativ angesehen, sodass nur die Daten der Verteilnetzbetreiber in die Berechnungen Eingang fanden. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Methanemissionen wurden die

Daten des Nationalen Treibhausinventars (NIR) des Umweltbundesamtes (UBA) verglichen (Datengrundlage 2).

Die Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte sind in Tabelle 5 dargestellt.

Parallel zu den der VNB gemeldeten Daten, findet zum Vergleich mit der öffentlichen Datenbasis die Berechnung anhand der im NIR [12] veröffentlichten Daten statt.

Tabelle 5: Modell-Eingangsdaten für die in Deutschland stattfindenden Wertschöpfungsschritte

Parameter	Wert	Einheit	Quelle
Gasproduktion			
Erdgas	33,55	kJ/MJ	[26]
Strom	8,85	kJ/MJ	[26]
Diesel	0,02	kJ/MJ	[26]
Total	42,41	kJ/MJ	-
Verluste	0,09	kJ/MJ	[27]
Abfackeln	1,40	kJ/MJ	[26]
Gasaufbereitung			
Erdgas	14,37	kJ/MJ	[27]
Strom	0,66	kJ/MJ	[27]
Diesel	0	kJ/MJ	[27]
Total	15,03	kJ/MJ	-
Verluste	0,03	kJ/MJ	[12]
ausgeblasenes CO_2	0,003	kgCO_2/MJ	[27]
Gastransport			
Erdgas	8,6E-03	kJ/(MJ*km)	[13]
Strom	1,1E-04	kJ/(MJ*km)	[13]
Diesel	0	kJ/(MJ*km)	[13]
Total	8,7E-03	kJ/(MJ*km)	-
Verluste	5,8E-02	kJ/MJ	[13]
Leitungslänge	300	km	[28]
Gasspeicherung			
Verluste	0,06	kJ/MJ	[12]
Gasverteilung			
Erdgas	0,75	kJ/MJ	[29]
Strom	0,09	kJ/MJ	[29]
Total	0,84	kJ/MJ	-
Verluste laut VNB	0,02	kJ/MJ	[29]
Verluste laut NIR	1,42	kJ/MJ	[12]

3.2.4 Liefer- und Transitländer

In diesem Abschnitt wird die Herkunft der Eingangsdaten für die in Abschnitt 3.1.2 genannten Lieferrouten dargestellt. Detaillierte Angaben zu den Daten, der Datenvalidierung und tabellarische Darstellung der Eingangsdaten können nach dessen Veröffentlichung in [2] nachgelesen werden.

Die Niederlande

Die Daten für die Erdgasförderung in den Niederlanden werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen für 2017 entnommen [30]. Die Daten zu Gasaufbereitung und -transport entstammen den Jahresberichten des niederländischen Übertragungsnetzbetreibers Gasunie [31]. Die Daten für die Erdgasförderung in den Niederlanden werden den jährlichen nationalen Energiebilanzen für 2017 entnommen [30]. Die Daten zu Gasaufbereitung und -transport entstammen den Jahresberichten des niederländischen Übertragungsnetzbetreibers Gasunie [31].

Norwegen

Daten für die norwegische Gasförderung sind öffentlich zugänglich aus den Energiebilanzen [32] und dem NIR [33]. Daten für die norwegische Gasförderung sind öffentlich zugänglich aus den Energiebilanzen [32] und dem NIR [33].

Daten für die Gasaufbereitung und den Gastransport wurden vom Betreiber Gassco über ein Datenerfassungsblatt [34] zur Verfügung gestellt. Diese Daten sind auf die deutschen Export-Mengen aufbereitet.Daten für die Gasaufbereitung und den Gastransport wurden vom Betreiber Gassco über ein Datenerfassungsblatt [34] zur Verfügung gestellt. Diese Daten sind auf die deutschen Export-Mengen aufbereitet.

Russland, Belarus und Ukraine

Für das aus Russland stammende Erdgas werden für die drei in Abbildung 6 dargestellten Lieferrouten separat Daten erhoben. Es handelt sich zum einen um den ukrainischen Korridor, den belarussischen Korridor und den Nord Stream Korridor.

Daten zur Gasproduktion und zum Gastransport in Russland wurden vom Betreiber Gazprom [20] mit Hilfe von Datenerfassungsblättern zur Verfügung gestellt. Daten zu Gasverlusten und zum Energieverbrauch für den Gastransport in Belarus sind in den von Gazprom gelieferten Daten für den belarussischen Korridor enthalten.

Daten für den Gastransport in der Ukraine wurden vom Fernleitungsnetzbetreiber der Ukraine (TSOUA) mit Hilfe von Datenerfassungsblättern [35] zur Verfügung gestellt.Daten für den Gastransport in der Ukraine wurden vom Fernleitungsnetzbetreiber der Ukraine (TSOUA) mit Hilfe von Datenerfassungsblättern [35] zur Verfügung gestellt.

3.2.5 Modellierung in GaBi

GaBi ist eine auf Modularität basierende LCA-Software. Das System „Erdgas verteilt in Deutschland“ wird in GaBi als Gesamtkonzept aufgebaut. Das Modell ist in Abbildung 9 dargestellt. Jeder Abschnitt besteht aus Plänen und Prozessen. Diese Pläne und Prozesse sind Module, die spezifische Daten für bestimmte Lebenszyklusphasen enthalten. Sie können selbst aus Plänen und Prozessen bestehen, die zu einer hierarchischen Struktur des Systems führen. Die Daten stammen aus der GaBi Professional Database, der Literatur oder der Industrie. Um das Gesamtsystem aufzubauen, sind die Module über Stoff- und Energieströme miteinander verbunden.

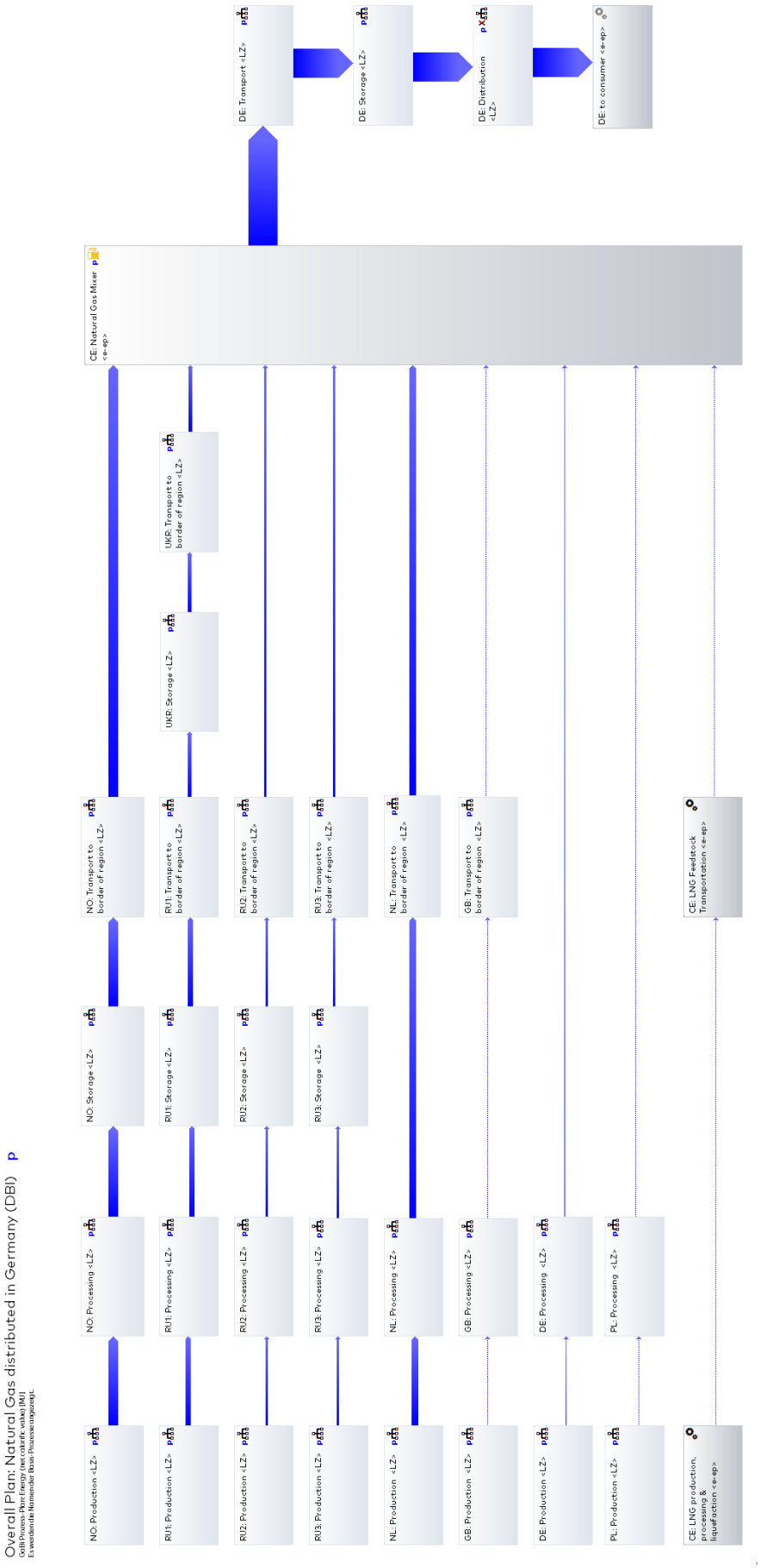


Abbildung 9: GaBi Model des Systems "Erdgas verteilt in Deutschland" (Sankey Diagramm)

3.2.6 Ergebnisberechnung

Tabelle 6 zeigt die berechneten THG-Mengen für Erdgas, das in Deutschland verteilt wird. Hierbei wurden für das Gasverteilnetz zwei verschiedene Datengrundlagen verwendet, um den Einfluss der Daten auf das Gesamtergebnis aufzuzeigen. Datengrundlage 1 enthält für das Gasverteilnetz die veröffentlichten Methanemissionen des NIR, Datengrundlage 2 enthält dagegen die Daten, die für das Projekt von den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden.

Tabelle 6: THG-Emissionen von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in [g/GJ]

	Datengrundlage 1 (Methanemissionen Gasverteilnetz NIR)			Datengrundlage 2 (Methanemissionen Gasverteilnetz GWB)		
	CO_2	CH_4	N_2O	CO_2	CH_4	N_2O
Gasproduktion	1.460,45	6,12	0,03	1.458,41	6,11	0,03
Gasaufbereitung	250,32	0,36	0,00	249,97	0,36	0,00
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	2.708,40	35,41	0,05	2.704,61	35,36	0,05
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	171,26	2,24	0,00	171,02	2,24	0,00
Gasverteilung	54,85	25,42	0,00	54,12	0,66	0,00
Total	**4.645,28**	**69,55**	**0,08**	**4.638,13**	**44,73**	**0,08**

3.3 Wirkungsabschätzung

Die in Tabelle 6 dargestellten Treibhausgase wurden hinsichtlich ihrer Auswirkung auf den Klimawandel bewertet. Dazu fand eine Umrechnung in CO_2-Äquivalente mithilfe der in Abschnitt 3.1.4 angegebenen Treibhauspotenziale statt. Es ergibt sich für Erdgas, welches in Deutschland verteilt wird, ein Carbon Footprint von 5.781 gCO_2e/GJ (≈ 21 gCO_2e/kWh) bis 6.409 gCO_2e/GJ (≈ 23 gCO_2e/kWh), je nach verwendeter Datengrundlage (Tabelle 7 und Tabelle 8).

Tabelle 7: CF von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO_2e/GJ (H_i)

	Datengrundlage 1 (Methanemissionen Gasverteilnetz NIR)	Datengrundlage 2 (Methanemissionen Gasverteilnetz GWB)
Gasproduktion	1.620,57	1.618,31
Gasaufbereitung	259,96	259,60
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	3.609,50	3.604,45
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	228,28	227,95
Gasverteilung	690,86	71,10
Total	**6.409,17**	**5.781,41**

Tabelle 8: Carbon Footprint von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in g/kWh (H_i)

	Datengrundlage 1 (Methanemissionen Gasverteilnetz NIR)	Datengrundlage 2 (Methanemissionen Gasverteilnetz GWB)
Gasproduktion	5,83	5,83
Gasaufbereitung	0,94	0,93
Gastransport und -speicherung bis zur deutschen Grenze	12,99	12,98
Gastransport und -speicherung innerhalb Deutschlands	0,82	0,82
Gasverteilung	2,49	0,26
Total	**23,07**	**20,81**

3.4 Auswertung

3.4.1 Bewertung der Datenqualität

Aktualität und Vollständigkeit

Für das Jahr 2017 waren detaillierte Betrachtungen möglich, da die meisten notwendigen Daten zur Verfügung standen. Einige Daten basieren allerdings auf Literaturwerten (vor allem [13, 28]) 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 Gasproduktion).

Repräsentativität

Um die Repräsentativität der Daten zu untersuchen, fand ein Vergleich und eine Bewertung der verwendeten Daten mit Daten aus anderen Quellen statt.

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 nicht jedes Element realistischerweise 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.

3.4.2 Haupterkenntnisse und Interpretation der Ergebnisse

Für den CF von Erdgas, welches in Deutschland auf Regionalnetzebene verteilt wird, ergibt sich ein Wert von 5.781 gCO_2e/GJ (≈ 21 gCO_2e/kWh) bis 6.409 gCO_2e/GJ (≈ 23 gCO_2e/kWh), je nach verwendeter Datengrundlage. Das Gasverteilnetz hat hierbei einen Anteil von 1-11%. Der Unterschied im Gasverteilnetz ergibt sich durch die Höhe der Methanemissionen in den Datengrundlagen 1 und 2. Die Methanemissionen laut NIR sind fast 2 Zehnerpotenzen höher als die Zahlen, die von den VNB gemeldet wurden. Der NIR beruht aber teilweise auf Emissionsfaktoren aus den 90er Jahren und damit auf einer wahrscheinlich veralteten Datenbasis. Gleichzeitig stellen die Daten der Verteilnetzbetreiber jedoch teilweise nur eine Abschätzung dar (insbesondere im Bereich der Leckagen an Rohrleitungen und GDR(M)A). Aktuell bestehen erhebliche Unsicherheiten, wie Methanemissionen zu ermitteln sind, da es keine einheitliche Vorgehensweise gibt.

Der größte Teil der THG wird bereits vorher (bei der Produktion, Aufbereitung und dem Transport des Gases) verursacht (Abbildung 10). Bei beiden Datengrundlagen ist CO_2 das entscheidende Treibhausgas, gefolgt von CH_4. Andere THG sind nicht signifikant.

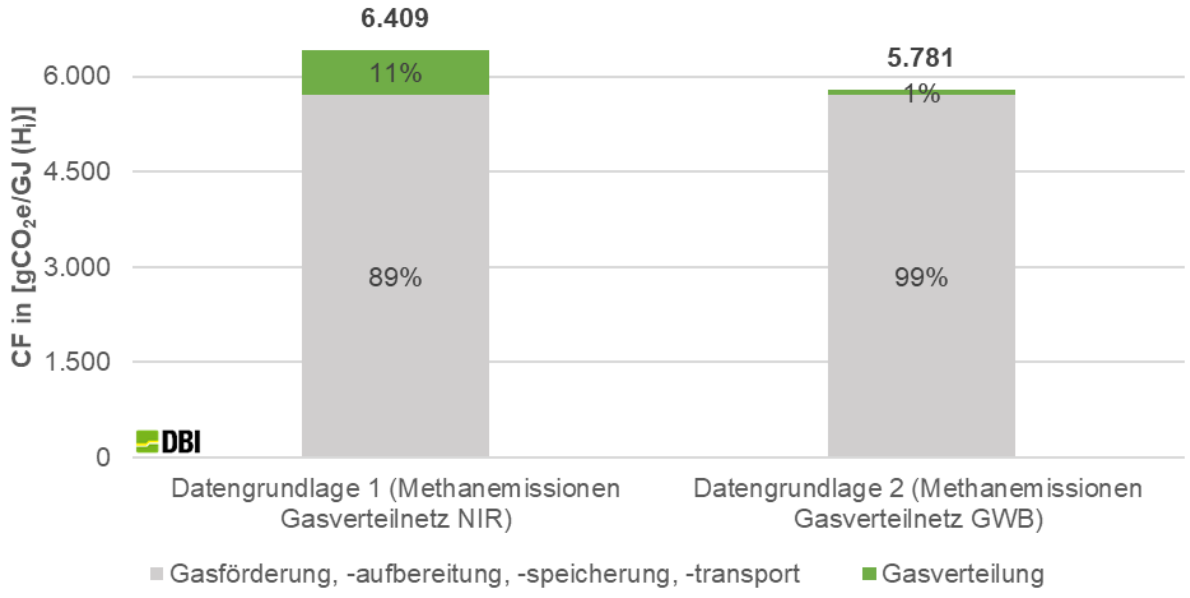


Abbildung 10: CF von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO_2e/GJ (H_i)

Bei der Datengrundlage für das Verteilnetz wurde auf zwei verschiedene Datenquellen zurückgegriffen: Datengrundlage 1 enthält die veröffentlichten Methanemissionen für das Gasverteilnetz des Nationalen Treibhausinventars (NIR) des Umweltbundesamtes (UBA). Datengrundlage 2 enthält Daten die von drei Verteilnetzbetreibern aus Mitteldeutschland für das Projekt zur Verfügung gestellt und gemittelt wurden.

Allerding beträgt der Anteil von CH_4 am CF der Gasverteilung bei Datengrundlage 2 ca. 23 %, bei Datengrundlage 1 dagegen ca. 92 % (Abbildung 11).

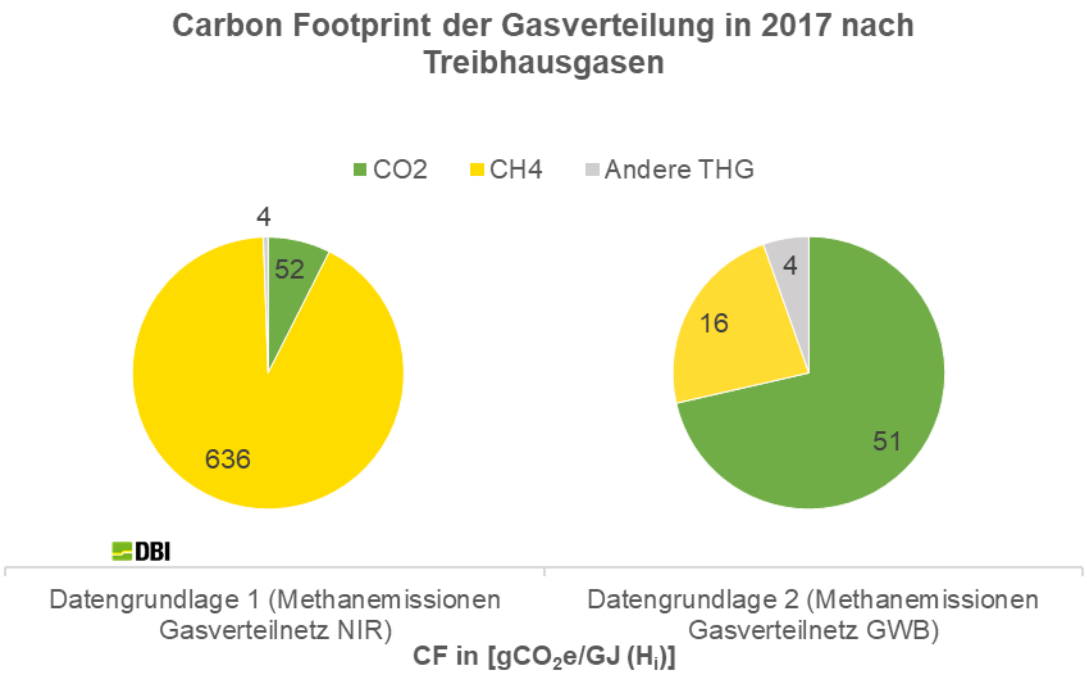
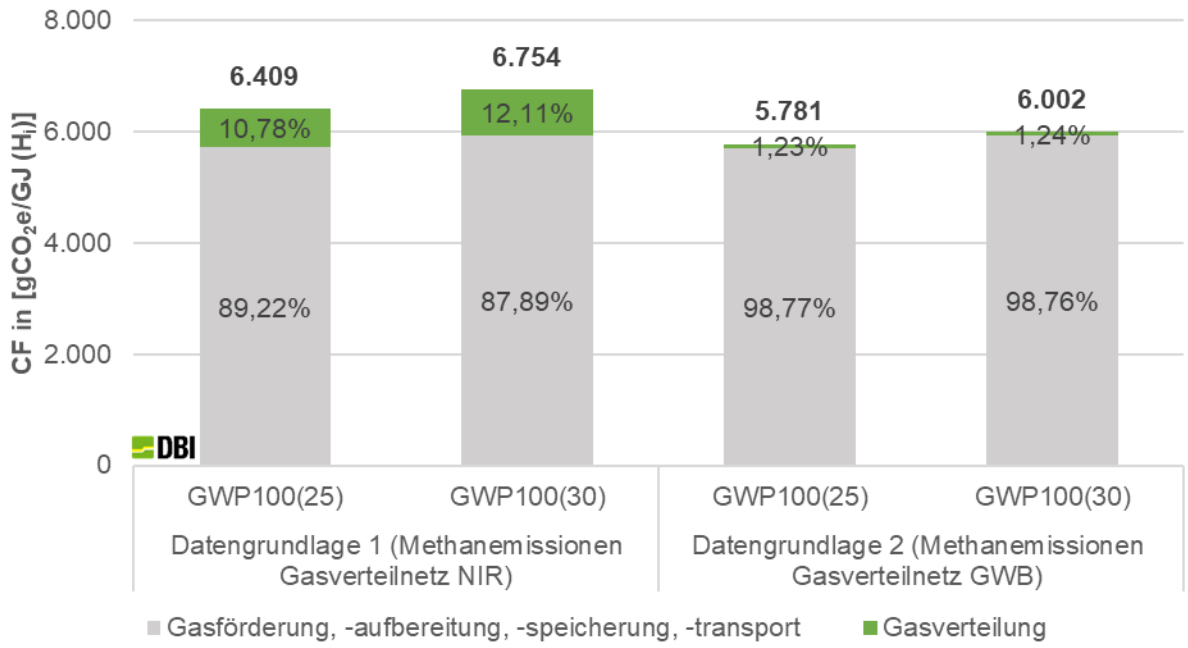


Abbildung 11: CF der Gasverteilung in 2017 nach THG

Die Ergebnisse für den CF der vorliegenden Arbeit wurden mithilfe der Treibhauspotenziale des 4. Sachstandsbericht des IPCC ermittelt (GWP100 CH_4 = 25). Da für das Treibhauspotenzial von Methan verschiedene Werte existieren, wurde eine Sensitivitätsanalyse mit einem GWP100 für CH_4 von 30 statt 25 durchgehführt (Abbildung 12). Das Ergebnis für den CF steigt hierdurch um ≈ 5 % bei Datengrundlage 1 und um ≈ 4 % bei Datengrundlage 2.

Abbildung 12: CO_2-Fußabdruck von Erdgas, verteilt in Deutschland 2017 in gCO2e/GJ (Hi) mit unterschiedlichen GWP für CH_4



3.4.3 Bewertung der Beimischung von erneuerbarem Wasserstoff

Wasserstoff verursacht bei seiner Verbrennung lediglich Emissionen von Wasser, welche nicht treibhausrelevant sind. Hinsichtlich des CF spielt aber nicht nur die Verbrennung von H_2, sondern auch die Emissionen und der Energiebedarf bei der Wasserstoffherstellung eine Rolle. Erneuerbarer H_2 aus Elektrolyse verursacht keine direkten THG-Emissionen in die Atmosphäre, jedoch ist die Elektrolyse ein energieaufwendiges Verfahren. Hinzu kommen Infrastrukturemissionen für den Elektrolyseur und dessen Peripherie.

Zu beachten ist außerdem, dass H_2 ein indirektes Treibhausgas ist, da es u.a. Radikale verbraucht, die für den Abbau anderer THG in der Atmosphäre notwendig sind. Das Treibhauspotenzial von H_2 über 100 Jahre wird in der Literatur unterschiedlich bewertet, geläufig ist ein Wert von GWP100 (H_2) = 6 [36]. Dieser Wert ist allerding in CF-Studien nicht zu berücksichtigen [1, S. 19, 5, S. 714, 731, 1535] und soll an dieser Stelle nur erwähnt werden.

Insgesamt ist zu erwarten, dass die Emissionen des Erdgastransports und der Verteilung durch die Beimischung von H_2 sinken, sowohl durch reduzierte Emissionen bei der Verbrennung als auch durch eine geringere Klimawirksamkeit von Leckagen. Allerdings sind die vorgenannten Effekte dem gegenüberzustellen, um zu bewerten, wie stark erneuerbarer Wasserstoff bei bestimmten Zumischungen zur Senkung des CF beitragen kann. Dies sollte Gegenstand von folgenden Forschungsprojekten sein.

4 Handlungsempfehlungen zur Senkung des Carbon Footprints von Gasverteilnetzen

Im DVGW-Projekt ME-Red DSO [37] wurden verschiedene Maßnahmen identifiziert, die Gasverteilnetzbetreiber zur Senkung von Methanemissionen ergreifen können. Tabelle 9 listet die betrachteten Maßnahmen, eingeteilt nach deren Anwendungsbereichen, auf.

Tabelle 9: Maßnahmen zur Senkung des CF [37]

Kategorie	**Maßnahmen**
Verminderung von betriebsbedingten[3] Emissionen an Rohrleitungen	- Senkung des Betriebsdrucks durch nachgelagerte Abnehmer - Abquetschen von Rohrleitungen - Absperrblasen setzen - Mobile Fackel
Verminderung von intrinsischen[4] Emissionen an Rohrleitungen	- Austausch von Rohrleitungen - Lining / Rohr-in-Rohr - Kathodischer Korrosionsschutz - Druckmanagementsysteme - Überprüfung von Gasrohrnetzen - Gasströmungswächter (Emissionen bei Störungen)
Verminderung von Emissionen an GDR(M)A	- Zustandsorientierte Instandhaltung - Ausbau von SBV - Einsatz von Ultraschallmessgeräten
Neue, innovative Maßnahmen (Ausblick)	- Vakuumpumpe - Permeationsdichte Rohre - Mobiler Verdichter - Forschungsprojekt „Megan“[5]

Der CF umfasst aber nicht nur Methan-, sondern insbesondere auch CO_2-Emissionen. Es sollte für die Betrachtung der Klimawirksamkeit daher nicht nur berücksichtigt werden, ob eine Maßnahme zu geringeren CH_4-Emissionen führt, sondern auch, ob die CO_2-Emissionen, die zusätzlich aus dem Einsatz der Maßnahme resultieren (z.B. Anfahrt von Equipment) geringer sind, als die eingesparten CH_4-Emissionen. Eine vollständige CF-Analyse ist im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht möglich, daher wurde eine qualitative Bewertung vorgenommen, welche zunächst eine Tendenz vermitteln soll:

Folgende Annahmen wurden für die Bewertung getroffen:

1. Die fertigungsbedingten Emissionen der Technologie werden nicht betrachtet. Die Technologie liegt einsatzbereit vor.
2. Die An- und Abfahrtswege der Technologie zum Einsatzort werden mit betrachtet.
3. Emissionen, die zusätzlich beim Betreiben der Technologie entstehen, werden einbezogen (z.B. Emissionen durch Notstromaggregat). Es werden jedoch nur Emissionen betrachtet, die in direkter

[3] Emissionen, die bei Netzarbeiten durch Ausblase- und Spülvorgänge hervorgerufen werden.
[4] Emissionen durch Leckagen, wie undichte Verbindungen, Risse, Kleinstlöcher sowie Permeation.
[5] Laufendes Forschungsprojekt, bei dem ein Katalysator entwickelt wird, der die CH_4 Emissionen von Prozessgaschromatographen zu CO_2 oxidieren und somit die Methanemissionen von GDR(M)A senken soll. Weitere Informationen unter https://www.dbi-gruppe.de/news-details/projekt-megan-offiziell-gestartet2.html.

Verbindung mit der Maßnahme stehen. Verfahrensschritte, die nach der Maßnahme resultieren, sind ausgeschlossen (Ende Bilanzrahmen: die Rohrleitung wurde verlegt). Emissionen, die durch das Aufbringen von Straßenbelag o.ä. entstehen, werden nicht betrachtet.

4. Für Anfahrtswege zur Leitung bzw. Anlage wird eine Entfernung von 50 km angenommen, sodass mit dem PKW max. 100 km zurückgelegt werden müssen.

Grundlage für die Bewertung der Maßnahmen ist, dass alle genannten Maßnahmen zur Senkung von CH_4-Emissionen führen. Es wird geprüft, ob die zusätzlich für die Maßnahme anfallenden CO_2-Emissionen die eingesparten CH_4-Emissionen übersteigen oder niedriger, bzw. gleichbleibend sind. Grundlage für die Quantifizierung der CH_4-Emissionen sind hierbei die Angaben, die im Projekt ME-Red DSO ermittelt wurden, welches mithilfe eines GWP100 für CH_4 = 25 in CO_2-Äquivalente umgerechnet und den CO_2-Emissionen der Maßnahmen gegenübergestellt werden. Die CO_2-Emissionen werden anhand der in Tabelle 11 beschriebenen Hilfsmittel (z.B. Stromgenerator, Diesel-PKW) und die hierfür verwendeten Kraftstoffe geschätzt.

Für die Bewertung kommt das in Tabelle 10 dargestellte Bewertungsschema für alle Maßnahmen zur Anwendung.

Tabelle 10: Bewertungsschema für Maßnahmen zur Senkung des CF

	Erläuterung
	Die CO_2-Emissionen der Maßnahme sind geringer als die CH_4-Emissionen (in CO_2-Äquivalenten), die durch die Maßnahme eingespart werden (Einsparung > zusätzliche Emissionen) [6]
	Die CO_2-Emissionen der Maßnahme sind ungefähr so hoch wie die CH_4-Emissionen (in CO_2-Äquivalenten) die eingespart werden (+/- 0) (Einsparung ≈ zusätzliche Emissionen bzw. Emissionen sind kleiner als der Mittelwert)
	Die CO_2-Emissionen der Maßnahme sind höher als die CH_4-Emissionen (in CO_2-Äquivalenten), die durch die Maßnahme eingespart werden. (Einsparung << zusätzliche Emissionen)

[6] Anfahrtsemissionen von PKW werden auch verursacht, wenn keine Emissionsminderungsmaßnahme eingesetzt wird, daher wird die Maßnahme als niedrig bewertet, wenn nur Emissionen eines Diesel PKWs verursacht werden.

Tabelle 11: Bewertung der Maßnahmen zur Senkung von Methanemissionen hinsichtlich CF

Maßnahme	**CO_2-Emissionen, bei Anwendung der Maßnahme**	**CO_2-Emitter**	**Bewertung**
Senkung des Betriebsdrucks	keine Emissionen durch Hilfstechnologien	-	
Abquetschen	Hilfsenergie: - Abquetschvorrichtung bzw. Rückformer kann manuell, aber auch mit Druckluft betrieben werden --> Annahme: manuell betriebene Abquetschvorrichtung --> Keine CO_2-Emissionen Anfahrt: - Abquetschvorrichtung muss zur Baustelle transportiert werden. Aufgrund der Größe wird der Transport mit einem Diesel-PKW angenommen. -- Annahme: 50 km zur Baustelle Hinweg + 50 km Rückweg	- An- und Abfahrt mit PKW	
Absperrblasen setzen	Hilfsenergie: - Anschweißen der Aufschweißmuffen (0,5h) - Anbohren der Leitungen mit Anbohrer (0,25 h) - Verschweißen des Stopfens nach Beendigung des Absperrvorgangs --> Stromgenerator Benzin Zusätzliche Methanemissionen: - Schleichgasmengen, die abgeführt werden - Bypass zum Druckausgleich wird ausgeblasen Anfahrt: - Abquetschvorrichtung muss zur Baustelle transportiert werden. Aufgrund der Größe wird der Transport mit einem Diesel-PKW angenommen. -- Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg	- An- und Abfahrt mit PKW - Stromgenerator	
Hot Tapping	Hilfsenergie: - Anschweißen des Anbohrstutzens - Anbohren der Leitungen --> Stromgenerator Benzin - Montage der Stopple-Geräte mit Kran / Bagger Zusätzliche Methanemissionen: - Bypassleitung wird ausgeblasen Anfahrt: - Stopple-Maschine muss zur Baustelle transportiert werden. Aufgrund der Größe wird der	- LKW oder mehrere Transporter mit Anhänger - Stromgenerator	

Maßnahme	CO_2-Emissionen, bei Anwendung der Maßnahme	CO_2-Emitter	Bewertung
	Transport mit einem Diesel-Transporter+Anhänger angenommen. - Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg		
mobile Fackel	Anfahrt: - mobile Fackel muss zur Baustelle transportiert werden. Aufgrund der Größe wird der Transport mit einem Diesel-Transporter angenommen. - Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg Annahme: - Dreibeinfackel: Kein automatischer Aufbau	- An- und Abfahrt mit PKW	
Rohrleitungen erneuern	Anlieferung von Rohren über LKW: - CO_2 durch Verbrennung Diesel / Benzin - mehrere Lieferungen (LKW Anfahrten) möglich Ausblasen der alten RL: - CH_4 Emissionen, insofern keine weitere Emissionsminderungsmaßnahme Verlegen: - Kran / Bagger zum Verlegen der Rohre in die Erde --> CO_2 durch Verbrennung von Diesel/ Benzin Schweißen --> Stromgenerator	- mehere LKWs - Kran / Bagger - Stromgenerator	
Lining / Rohr- in Rohr	Anfahrt: - Liner auf Rollen - Gerätschaften zum Einziehen der Liner - Maschinen zum Erwärmen der Liner Ausblasen der alten RL: - CH_4 Emissionen, insofern keine weitere Emissionsminderungsmaßnahme	- Gerätschaften zur Verlegung - Anfahrt der Liner über LKW - Ausblasemissionen	
Kathodischer Korrosionsschutz (KKS)	Installation KKS während der Baumaßnahmen --> keine zusätzliche Baustelle CO_2 Emissionen durch Anlagenbetrieb --> jährliche Stromkosten je nach Anlagengröße --> Annahme fossile Energie höhere Emissionen bei Nachrüstung	- Strom	
Druckmanagement system	Ausblasen der RL für die Abmontage: CH_4 Emissionen Spülemissionen bei der Inbetriebnahme	- An- und Abfahrt mit PKW - Ausblas- und Spülemissionen	
Überprüfung von Gasrohrnetzen	Anfahrt: - Gerät muss bis zum Abschnitt transportiert werden --> 1 PKW	- An- und Abfahrt mit PKW	

Maßnahme	CO_2-Emissionen, bei Anwendung der Maßnahme	CO_2-Emitter	Bewertung
	- Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg - Annahme: Begehung der RL, nicht befliegen oder befahren Hilfsenergie: - Laden des Akkus --> Stromkosten	- Ausblas- und Spülemissionen	
Gasströmungs-wächter	In der Regel werden GS bei RL-Arbeiten wie HAL direkt mit verbaut. GS, die für höhere Druckstufen geeignet sind, werden vermutlich ebenso verbaut, wenn eine Baumaßnahme an einer RL ansteht. -Spülemissionen vor Inbetriebnahme	- An- und Abfahrt mit PKW - Spülemissionen	
Begehung, Überprüfung und Bewertung von Anlagen (LDAR)	Anfahrt: - Gerät muss bis zum Abschnitt transportiert werden --> 1 PKW - Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg - Annahme: Begehung der RL, nicht befliegen oder befahren Hilfsenergie: - Laden des Akkus --> Stromkosten --> Bewertung gering	- An- und Abfahrt mit PKW	
SBV ausbauen	Ausblasen der RL für die Abmontage: CH_4 Emissionen Spülemissionen bei der Inbetriebnahme	- An- und Abfahrt mit PKW - Ausblas- und Spülemissionen	
Austausch der Blendenmessung	Ausblasen der RL und des Ventils für die Abmontage: CH_4 Emissionen Spülemissionen bei der Inbetriebnahme	- An- und Abfahrt mit PKW - Ausblas- und Spülemissionen	
Vakuumpumpe	Hilfsenergie: - Antrieb der Vakuumpumpe --> Stromgenerator Zusätzliche Methanemissionen: - Leckagen durch undichte Verbindungen --> Bewertung: gering Anfahrt: - Aufgrund der Größe wird der Transport mit einem Transporter angenommen. - Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg	- Transporter - Stromgenerator	
Permeationsdichte Rohre	Anlieferung von Rohren über LKW: - CO_2 durch Verbrennung Diesel / Benzin - mehrere Lieferungen (LKW Anfahrten) möglich Ausblasen der alten RL:	- mehrere LKWs -Kran / Bagger - Stromgenerator	

Maßnahme	CO_2-Emissionen, bei Anwendung der Maßnahme	CO_2-Emitter	Bewertung
	- CH_4 Emissionen, insofern keine weitere Emissionsminderungsmaßnahme Verlegen: - Kran / Bagger zum Verlegen der Rohre in die Erde --> CO_2 durch Verbrennung von Diesel/ Benzin Schweißen --> Stromgenerator		
Megan[5]	Ausblasen der RL für die Abmontage: CH_4 Emissionen Spülemissionen bei der Inbetriebnahme	- An und Abfahrt PKW - Ausblas- und Spülemissionen	
mobiler Verdichter	Hilfsenergie: - Antrieb des Verdichters --> Stromgenerator - Verlegen von Bypassleitungen --> Bagger /Kran - Verschweißen von Verbindungen --> Stromgenerator - An- und Abfahrt des Verdichters Zusätzliche Methanemissionen: - Leckagen durch undichte Verbindungen Anfahrt: - Aufgrund der Größe wird der Transport mit einem Transporter angenommen. - Annahme: 50 km zur Baustelle (Hinweg) / 50 km Rückweg	- Transporter - Stromgenerator	

Zusammenfassend führen alle Maßnahmen sowohl in Hinsicht auf Methanemissionen als auch in Hinblick auf den gesamten CF zu einer Emissionseinsparung. Jedoch kann diese Bewertung nur als Tendenz angesehen werden. Für exakte Aussagen müsste eine detaillierte Modellierung der individuellen Maßnahmen durchgeführt werden und mit tatsächlichen Energieverbräuchen und Emissionen unterlegt werden.

Auch die Einspeisung von H_2 ins Erdgasnetz kann zu einer Senkung des CF beitragen, wie im Abschnitt 3.4 orientierend aufgezeigt wurde, wobei aber berücksichtigt werden muss, wie der H_2 hergestellt wurde.

5 Übersicht zu aktuellen nationalen und internationalen Aktivitäten und Ausblick zu Entwicklungen einer Regulierung von Methanemissionen

5.1 Nationale und internationale Aktivitäten

Bereits im Jahr 2019 hat der DVGW einen Koordinierungskreis zum Thema Methanemissionen (KK ME) ins Leben gerufen, der sich mit Themen rund um das Thema Methanemissionen und deren Auswirkungen auf die Mitgliedsunternehmen befasst. Der KK ME bündelt alle Projekte, die zu Methanemissionen der Gasbranche in Deutschland laufen und es gibt Schnittstellen zu internationalen Gremien wie den Marcogaz[7]- und GERG[8]-Arbeitsgruppen zu Methanemissionen (Abbildung 13).

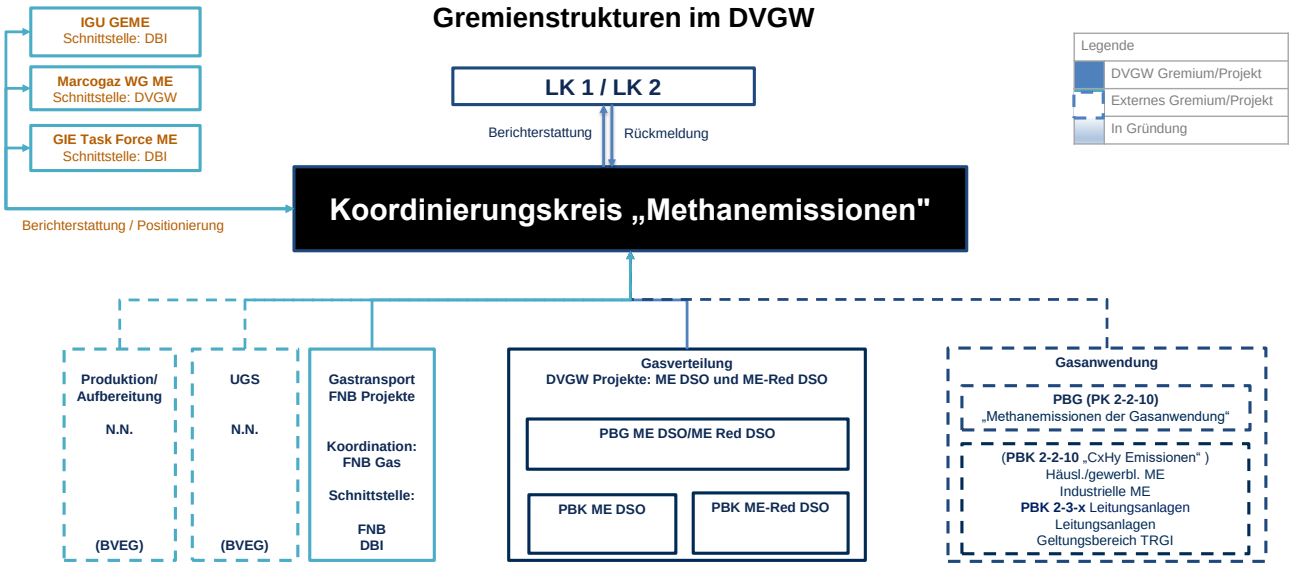


Abbildung 13: Struktur des DVGW Koordinierungskreis Methanemissionen [38]

Das laufende DVGW Forschungsvorhaben ME DSO hat das Ziel, die Datenlage für die Methanemissionen des Gasverteilnetzes zu aktualisieren. Gegenstand sind dabei Messungen sowohl an unterirdischen Leitungen als auch an Gasdruckregel(mess-)anlagen.[9]

Im bereits abgeschlossenen Forschungsprojekt ME-Red DSO wurde ein Leitfaden für Verteilnetzbetreiber zur Reduzierung von Methanemissionen erstellt.[10]

7 Technischer Verband der europäischen Gasindustrie
8 Forschungsverband der europäischen Gasindustrie
9 Weitere Informationen zum Projekt sind zu finden unter: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-me-dso/.
10 Der Abschlussbericht ist zu finden unter: https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-abschlussbericht-g-201813/affa2e.

Auch im Bereich der Gasanwendungen läuft ein Forschungsvorhaben des DVGW (MeGAn).[11]

Auf europäischer Ebene wird das Thema Methanemissionen besonders durch die Verbände GERG und Marcogaz vorangetrieben. Im GERG MEEM Projekt haben sich von 2014-2018 Verteilnetzbetreiber, Institute und Verbände aus zehn europäischen Nationen mit der Abschätzung von Methanemissionen des Gasverteilnetzes beschäftigt. Ziel war es, eine einheitliche Methodik für die Abschätzung zu finden.[12]

Marcogaz hat auf Basis des GERG MEEM Projekts einen technischen Bericht erstellt[13], der gegenüber dem europäischen Normungsinstitut (CEN) eingereicht wurde. CEN hat daraufhin eine Arbeitsgruppe zu Methanemissionen gegründet (CEN TC 234 WG 14), welche das Ziel hat, die Berichterstattung zu Methanemissionen in Europa zu standardisieren.

5.2 Ausblick zu möglichen Entwicklungen einer Regulierung von Methanemissionen

Am 14.10.2020 hat die Europäische Kommission ihre Methanstrategie vorgelegt. Die Strategie beinhaltet eine Reduktion der Methanemissionen in der EU um 35-37 % bis 2030 gegenüber dem Stand von 2005 [6]. Adressiert werden dabei die Sektoren Landwirtschaft, Abfall und Energie, wobei die EU besonders im Energiesektor kosteneffiziente Reduktionspotenziale sieht. Folgende Maßnahmen werden speziell für den Energiesektor genannt:

- „Unterstützung von Initiativen zur Verbesserung von Messung, Reporting und Verifizierung von Methanemissionen mit dem Ziel, insbesondere im Energiesektor perspektivisch auf eine unternehmensscharfe Berichtserstattung überzugehen. Dazu wird die Kommission 2021 einen Legislativvorschlag über verpflichtende Vorgaben für die Messung, Berichterstattung und Verifizierung (MRV) auf Basis des Rahmens der „Oil and Gas Methane Partnership“ (OGMP 2.0 Framework) vorlegen.
- Einrichtung einer unabhängigen internationalen Beobachtungsstelle im Rahmen des Umweltprogramms der Vereinten Nationen.
- Überprüfung und ggf. Anpassung relevanter Klimagesetzgebung, u.a. der Emissionshandelsrichtlinie, der Lastenteilungsverordnung und der Richtlinie über Industrieemissionen.
- Gezielte Unterstützung einer beschleunigten Marktentwicklung für Biogas bzw. Biomethan aus nachhaltigen Rohstoffen im Rahmen der in 2021 geplanten Anpassung der Gasbinnenmarktregeln und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.
- Vorlage eines Legislativvorschlags in 2021 mit verpflichtenden Vorgaben für das Aufspüren und Beseitigen von Leckagen (LDAR) in der Gasinfrastruktur sowie Prüfung eines Verbots von Entgasen („venting“) und Abfackeln („flaring“) im Energiesektor. Zudem ruft die Kommission die nationalen Regulierungsbehörden auf, LDAR-bezogene Kosten und Investitionen in die Reduktion von Methanemissionen anzuerkennen.“ [39].Vorlage eines Legislativvorschlags in 2021 mit verpflichtenden Vorgaben für das Aufspüren und Beseitigen von Leckagen (LDAR) in der Gasinfrastruktur sowie Prüfung eines Verbots von Entgasen („venting“) und Abfackeln („flaring“) im Energiesektor. Zudem ruft die Kommission die nationalen Regulierungsbehörden auf, LDAR-bezogene Kosten und Investitionen in die Reduktion von Methanemissionen anzuerkennen.“ [39].

Damit wird es voraussichtlich im Jahr 2021 Gesetzesvorschläge geben, die Netzbetreiber zum Messen und

[11] Weitere Informationen sind erhältlich unter: https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-megan/

[12] Der Abschlussbericht und weitere Informationen sind erhältlich unter: https://www.dbi-gut.de/emissionen.html?file=files/HIPS_net/Emissionen/Finale%20Dokumente/Final%20Report_MEEM%20DSO_end_signed.pdf

[13] Bericht unter: https://www.marcogaz.org/app/download/8161672063/WG_ME-485-Assessment+of+methane+emissions+for+gas+Transmission+and+Distribution+system+operator.pdf?t=1602849054

Berichterstatten ihrer Methanemissionen verpflichten. Die nähere Ausgestaltung der Gesetzgebung ist aber bislang unklar.

Die Berichterstattung der Verteilnetzbetreiber wird voraussichtlich auf den Vorgaben der OGMP beruhen. Die OGMP ist ein Zusammenschluss von Unternehmen der Öl- und Gasindustrie mit dem Ziel, Methanemissionen zu senken. Die Initiative wurde bereits im Jahr 2014 gegründet, schloss damals aber nur die Produktion und Aufbereitung von Erdgas und Öl ein. Nun soll eine Erweiterung auf das Transport- und Verteilnetz erfolgen. Dazu wurde das s.g. OGMP 2.0 Framework [40] entworfen, welches derzeit noch in Überarbeitung ist. Gegenstand der Berichterstattung für das Gasverteilnetz ist das s.g. Marcogaz-Template zur Erfassung von Methanemissionen, welches ebenfalls noch in Überarbeitung und nicht veröffentlich ist. Es handelt sich dabei um eine Excel-Tabelle, bei der Aktivitätsdaten (z.B. Länge der Rohrleitungen) und Emissionsfaktoren (z.B. Austritt aus Leckagen pro Jahr) einzutragen sind und am Ende die Methanemissionen des Netzbetreibers bestimmt werden können.

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] C. Große, M. Eyßer, S. Lehmann, M. Behnke, *Carbon Footprint of Natural Gas 1.1*, Leipzig **im Druck**.

[3] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., *Methan-Emissionen aus dem Verteilnetz (ME-DSO): Inventur der Datenlage zur Abschätzung von Methan-Emissionen aus dem deutschen Gasverteilnetz, Entwicklung und Durchführung eines repräsentativen Messprogramms zur Erhebung der erforderlichen Daten (G 201812)*, https://www.dvgw.de/themen/forschung-und-innovation/forschungsprojekte/dvgw-forschungsprojekt-me-dso/.

[4] 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**.

[5] 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**.

[6] European Commision, *on an EU strategy to reduce methane emissions*, Brüssel **2020**.

[7] tagesschau.de, *EU-Parlament beschließt schärfere Klimaziele: 60 Prozent weniger CO2-Ausstoß*, https://www.tagesschau.de/ausland/eu-parlament-fordert-strengeres-klimaziel-101.html **2020**.

[8] *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.

[9] *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.

[10] ifu Institut für Umweltinformatik, *Ökobilanz – Definition, Ziele und Methodik: Eine Ökobilanz nach ISO 14040 ist ein Instrument des Umwelt- und Nachhaltigkeitsmanagements. Ziel ist die umfassende Bewertung der Umweltwirkung von Produkten und Dienstleistungen.*, https://www.ifu.com/oekobilanz/.

[11] *Umweltbewertung für Ingenieure* (Eds: M. Kaltschmitt, L. Schebek), Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg **2015**.

[12] UNFCCC, *Germany: GHG inventories* **2020**.

[13] 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**.

[14] EIA, *Natural Gas Processing: The Crucial Link Between Natural Gas Production and Its Transportation to Market* **2006**.

[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] *GaBi ts: Software-System and Database for Life Cycle Engineering*, Sphera Solutions GmbH, Leinfelden-Echterdingen **2020**.

[17] I. sphera Solutions, *GaBi LCA Database Documentation: Professional Database*, http://http//www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2020-lci-documentation/professional-database-2020/ **2020**.

[18] I. sphera Solutions, *GaBi LCA Database Documentation: Extension Database II (energy)*, http://www.gabi-software.com/support/gabi/gabi-database-2020-lci-documentation/extension-database-ii-energy/ **2020**.

[19] Manfred Russ, *GHG Intensity of Natural Gas Transport: Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives* **2017**.

[20] Gazprom, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI* **2016**.

[21] K. Juhrich, *CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*, Dessau-Roßlau, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe **2016**.

[22] 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**.

[23] IEA, *Natural gas information 2019*, IEA Statistics, IEA Publications, Paris **2019**.

[24] 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**.

[25] Gazprom, *Gazprom in Figures 2014-2018 Factbook: Spreadsheet: Natural gas sales volumes*, https://www.gazprom.com/investors/disclosure/reports/2018/ **2018**.

[26] AG Energiebilanzen e.V. (AGEB), *Bilanzen 1990-2018*.

[27] Federal Gas, Oil, and Geothermal Energy Association (BVEG), *Annual Report*, Hannover **2019**.

[28] Exergia, *Study on actual GHG data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas* **2015**.

[29] GWB-DBI, *Antwort zu projektspezifischen Datenerhebungsbogen durch Mitgliedsunternehmen des Gaswirtschaftlichen Beirat des DBI* **2020**.

[30] CBS Statline, *Energy balance sheet; supply, transformation and consumption* **2020**.

[31] N.V. Nederlandse Gasunie, *Annual report 2015-2018*.

[32] 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/.

[33] UNFCCC, *Norway: GHG inventories* **2020**.

[34] Gassco, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI* **2020**.

[35] Transmission System Operator of Ukraine, *Answer to questionnaire for gas production and transport prepared by DBI* **2020**.

[36] Umweltbundesamt, *Treibhauspotentiale (Global Warming Potential, GWP) ausgewählter Verbindungen und deren Gemische gemäß Viertem Sachstandsbericht des IPCC bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren* **2019**.

[37] C. Große, A. Köllmer, *Erstellung eines Leitfadens mit Maßnahmen zur technischen Reduzierung von Methanemissionen im Gasverteilnetz (ME-Red DSO): Abschlussbericht G 201813*, Bonn **2019**.

[38] F. Grohmann, *Struktur des DVGW Koordinierungskreis Methanemissionen* **2019**.

[39] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *EU-Methanstrategie*, Berlin, https://www.bdew.de/energie/methanemissionen/.

[40] Anigas, *Mineral Methane Initiative OGMP2.0 Framework* **2020**.

Anhang

Anhang 1: Datenerhebungsbogen

Bestand Gasnetz und Netzbetrieb	2017							
Allgemein	Beispiel							
	Wert	Einheit	**bevorzugte Einheit**	**Einheit**	**Wert**	**Unsicherheit [%]**	**Datenquelle**	**Bemerkungen**
Menge des verteilten Erdgases in 2017	50.000	m³	[kJ]; [kWh]; [m³]					
Leitungen	Beispiel							
in 2017	Wert	Einheit	**bevorzugte Einheit**	**Einheit**	**Wert**	**Unsicherheit [%]**	**Datenquelle**	**Bemerkungen**
Leitungslänge gesamt (Versorgungsleitungen/Verteilleitungen + Hausanschlussleitungen)	2000	km	[km]					
… davon Stahl mit KKS	1000	km	[km]; [%]					
… davon Stahl ohne KKS	400	km	[km]; [%]					
… davon PE	400	km	[km]; [%]					
… davon PVC	-	km	[km]; [%]					
… davon Grauguss	200	km	[km]; [%]					
… davon Duktilguss	-	km	[km]; [%]					
Anzahl Strecken-Absperrarmaturen (individuelle Armaturen, keine Armaturengruppen)	300		-	-				
Diffuse[1] Erdgas-Emissionen der Leitungen	1	%	[%]; [m³]					
Anzahl Leckagen in 2017	10		-	-				
Menge Erdgas aus Ausblasevorgängen aus Leitungen[2]	500	m³	[kJ]; [m³]					
davon Menge Erdgas abgefackelt	300	m³	[kJ]; [m³]					
Berücksichtigung von Spülemissionen innerhalb der ausgeblasenen Gasmenge?	ja	-	-	-	Auswahl treffen			
Anzahl Ausblasevorgänge in 2017	10		-	-				
Einsatz von Emissionsminderungsmaßnahmen (z.B. Abfackeln, Senkung des Betriebsdrucks vor Maßnahme, etc.)	bei allen Maßnahmen	-	-	-	Auswahl treffen			
Kennzahl Erdgas-Emission pro Ausblasevorgang					#DIV/0!			
Menge ausgetretenes Erdgas bei Störungen an Leitungen, z.B. Baggerangriff, Beschädigungen, Havarie,…	200	m³	[kJ]; [m³]					
Anzahl Störungen an Leitungen in 2017	2		-	-				
Kennzahl Erdgas-Emission pro Störung					#DIV/0!			
Anlagen								
Hinweis: Eigentlich müsste die Abfrage für Anlagen für jeden einzelnen Anlagentyp dasselbe Detail aufweisen wie für Leitungen. Darauf wird an dieser Stelle verzichtet, um den Aufwand der Datenabfrage zu reduzieren.								
in 2017			**bevorzugte Einheit**	**Einheit**	**Wert**	**Unsicherheit [%]**	**Datenquelle**	**Bemerkungen**
Anzahl Gasdruckregel(mess)anlagen	300		-	-				
Anzahl Erdgastankstellen	20		-	-				
Anzahl Biogaseinspeiseanlagen	5		-	-				
Anzahl Molchstationen	10		-	-				
Anzahl Verdichter gesamt	14		-	-				
davon elektrisch angetrieben	6		-	-				
davon mit Gasturbine angetrieben	1		-	-				
davon mit Gasmotor angetrieben	7		-	-				
Anzahl Verdichter an BGEA	2		-	-				
Anzahl Verdichter an Erdgastankstellen	10		-	-				
Anzahl Verdichter an Leitungen	2		-	-				
Installierte Verdichterleistung	1000	kW	[kW]					
davon elektrisch angetrieben	500	kW	[kW]					
davon mit Gasturbine angetrieben	100	kW	[kW]					
davon mit Gasmotor angetrieben	400	kW	[kW]					
Installierte Vorwärmleistung	600	kW	[kW]					
davon elektrisch	100	kW	[kW]					
davon Erdgas-Heizkessel	500	kW	[kW]					
Diffuse[1] Erdgas-Emissionen aller Anlagen	1	%	[%]; [m³]					
Menge Erdgas aus Ausblasevorgängen an Anlagen	200	m³	[kJ]; [m³]					
davon Menge Erdgas abgefackelt	0		[kJ]; [m³]					
Berücksichtigung von Spülemissionen innerhalb der ausgeblasenen Gasmenge?	ja	-	-	-	Auswahl treffen			
Anzahl Ausblasevorgänge an Anlagen in 2017	10		-	-				
Einsatz von Emissionsminderungsmaßnahmen (z.B. Abfackeln, Senkung des Betriebsdrucks vor Maßnahme, etc.)	bei allen Maßnahmen	-	-	-	Auswahl treffen			
Kennzahl Erdgas-Emission pro Ausblasevorgang an Anlagen					#DIV/0!			
Menge ausgetretenes Erdgas bei Störungen an Anlagen, z.B. Beschädigungen, Havarie,…	200	m³	[kJ]; [m³]					
Anzahl Störungen an Anlagen in 2017	2		-	-				
Kennzahl Erdgas-Emission pro Störung					#DIV/0!			
Bitte nachfolgend angeben, welche Anlagen jeweils berücksichtigt sind bei den Angaben zu… -->				**Diffuse[1] Emissionen**	**Ausblaseemissionen**	**Emissionen bei Störungen**		
GDR(M)A				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
Verdichter				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
Erdgastankstellen				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
Biogaseinspeiseanlagen				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
Molchstationen (Einschleuse- und Ausschleusevorgänge, sowohl Inspektions- als auch Reinigungsmolchungen)				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
(Leitungen)[2]				Auswahl treffen	Auswahl treffen	Auswahl treffen		
Energiebedarf in 2017	Beispiel							
	Wert	Einheit	**bevorzugte Einheit**	**Einheit**	**Wert**	**Unsicherheit [%]**	**Datenquelle**	**Bemerkungen**
Strombedarf VNB gesamt (Verwaltung + Betrieb, inklusive Vorwärmung und Verdichtung)	1.000	kWh	[kWh]; [kJ]					
davon Strombedarf Verdichter								
davon Strombedarf Vorwärmung								
Erdgasverbrauch VNB gesamt (Verwaltung + Gebäudeheizung + Betrieb, inklusive Vorwärmung und Verdichtung)	500	kWh	[kWh]; [kJ]; [m³]					
davon Erdgasverbrauch Verdichtung			[kWh]; [kJ]; [m³]					
davon Erdgasverbrauch Vorwärmung	10.000	kWh	[kWh]; [kJ]; [m³]					