



Sachstand

Einzelfragen zu CO₂-Emissionen ausgewählter Energieträger

Einzelfragen zu CO2-Emissionen ausgewählter Energieträger

Aktenzeichen:

WD 8 - 3000 - 037/22

Abschluss der Arbeit:

7. Juli 2022

Fachbereich:

WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und
Forschung

Die Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestages unterstützen die Mitglieder des Deutschen Bundestages bei ihrer mandatsbezogenen Tätigkeit. Ihre Arbeiten geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste geben nur den zum Zeitpunkt der Erstellung des Textes aktuellen Stand wieder und stellen eine individuelle Auftragsarbeit für einen Abgeordneten des Bundestages dar. Die Arbeiten können der Geheimschutzordnung des Bundestages unterliegende, geschützte oder andere nicht zur Veröffentlichung geeignete Informationen enthalten. Eine beabsichtigte Weitergabe oder Veröffentlichung ist vorab dem jeweiligen Fachbereich anzugeben und nur mit Angabe der Quelle zulässig. Der Fachbereich berät über die dabei zu berücksichtigenden Fragen.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	4
2.	CO₂-Emissionen ausgewählter Energieträger	5
2.1.	Treibhausgasemissionen und Emissionsfaktoren	5
2.2.	Einheiten und Umrechnungen	7
2.3.	Steinkohle aus Kolumbien	8
2.4.	Braunkohle aus Deutschland	11
2.5.	Erdgas aus Russland, USA und Katar	11
3.	Studien zum Vergleich der Emissionen	13
3.1.	Studie zur Bewertung der Vorkettenemissionen von Flüssiggas (LNG)	13
3.2.	Studie zur Bestimmung und Bewertung von Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle	18
3.3.	Studie zur Klimabilanz von Erdgas	21

1. Einleitung

Während der Energiewende ist Deutschland auf Erdgas als Brückentechnologie bei der Umstellung auf erneuerbare Energieträger angewiesen. Deutschland hat im Jahr 2019 etwa 51 Prozent seiner Gasimporte aus Russland, 27 Prozent aus Norwegen und 21 Prozent aus den Niederlanden bezogen. Mit 55,6 Milliarden Kubikmetern ist Deutschland innerhalb der Europäischen Union der größte Importeur von Erdgas aus Russland. Im Zuge des eskalierenden Konflikts zwischen Russland und der Ukraine hat die Bundesregierung die Zertifizierung der Ostsee-Pipeline Nord Stream 2 ausgesetzt. Da Deutschland von Gasimporten aus Russland abhängig ist, soll die Energieversorgung über andere Herkunftsländer, Flüssiggas-Importe, den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energieträger und Energieeinsparungen gesichert werden. Neben der Sicherheit der Energieversorgung sollen die CO₂-Emissionen gesenkt und das Klimaschutz-Ziel, Treibhausgasneutralität 2045, erreicht werden.¹

Die vorliegende Arbeit gibt einen Einblick in die Ermittlung von CO₂-Emissionen von Energieträgern für die Stromerzeugung. Der Fokus soll dabei auf amerikanisches und katarisches Flüssiggas (LNG), russisches Pipeline-Gas, kolumbianische Steinkohle und deutsche Braunkohle gesetzt werden. Zudem wird das methodische Vorgehen bei der Erstellung der Ökobilanzen und Abhängigkeiten von Randbedingungen und Betriebsparametern aufgezeigt und CO₂-Emissionswerte aus der aktuellen Literatur dargestellt. Die Zahlenwerte sollen die gesamten CO₂-Intensitäten, Vorkettenemissionen und die Rahmenbedingungen, die einer Ökobilanz bzw. Lebenszyklusanalyse zu grunde liegen, berücksichtigen.²

1 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022). „Versorgungssicherheit stärken - Abhängigkeiten reduzieren“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/papier-starkung-versorgungssicherheit.pdf?blob=publicationFile&v=10>

Deutschlandfunk (2022). „Wie abhängig ist Deutschland von russischem Erdgas?“, <https://www.deutschland-funk.de/nord-stream-2-gas-kritik-abhaengig-100.html>

2 Deutscher Bundestag Wissenschaftliche Dienste (2018). „CO₂-Bilanzen Einzelfragen zu Energieträgern, insbesondere Flüssiggas“, WD 8 - 003/2018, <https://www.bundestag.de/resource/blob/550728/61522d0768eb301e4edf6b8d2e68f41/wd-8-003-18-pdf-data.pdf>

Deutscher Bundestag Wissenschaftliche Dienste (2018). „Methanverluste entlang der Prozesskette von Flüssiggas (LNG)“, WD 8 - 015/2018, <https://www.bundestag.de/resource/blob/565016/7aad8bfccfa7575b29130435b3de6bb5/wd-8-050-18-pdf-data.pdf>

Deutscher Bundestag Wissenschaftliche Dienste (2007). „CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich Zur Klimafreundlichkeit von fossilen Energien, Kernenergie und erneuerbaren Energien“, WD 8 - 056/2007, <https://www.bundestag.de/resource/blob/406432/70f77c4c170d9048d88dcc3071b7721c/wd-8-056-07-pdf-data.pdf>

2. CO₂-Emissionen ausgewählter Energieträger

2.1. Treibhausgasemissionen und Emissionsfaktoren

Die wichtigsten Treibhausgase sind Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O/Lachgas). Das Treibhausgaspotenzial (THP) ist das massebezogene Äquivalent der Treibhauswirkung von Treibhausgasen, bezogen auf das festgelegte Leit-Gas CO₂. Das THP wird auch als CO₂-Äquivalent (CO_{2äq}) angegeben und hat als Referenzgas das gesetzte Treibhausgaspotenzial 1. Methan wird in seiner Klimawirksamkeit im Zeitraum von 100 Jahren im Vergleich zu CO₂ als ca. 25-mal stärker eingeschätzt und hat ein THP von 25.³ N₂O wird im Rahmen dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

Bis 2007 ging der Weltklimarat (International Panel of Climate Change, IPCC) von einem Treibhausgaspotential für Methan für den Betrachtungszeitraum von hundert Jahren (GWP100) von 25 aus. Ab 2013 nutzt der IPCC nach neueren Forschungsergebnissen den Faktor 36. Das Umweltbundesamt und auch die amerikanische Umweltschutzbehörde U.S. Environmental Protection Agency (EPA) verwenden aufgrund der Vergleichbarkeit der Daten in ihren Berichten an den IPCC weiterhin den Faktor 25.⁴

Bei den Treibhausgasemissionen wird zwischen direkten und indirekten Emissionen unterschieden. Direkte Emissionen entstehen im Zuge der Umwandlung von Primär- und Sekundärenergieträgern in Endenergiträger, insbesondere bei der Verbrennung der Brennstoffe. Indirekte (auch vorgelagerte) Emissionen beinhalten die Emissionen, die außerhalb der Verbrennungsprozesse (in den sog. Vorketten) entstehen. Die Gesamt-Emissionen einzelner Energiebereitstellungspfade ergeben sich aus der Summe der direkten und indirekten Emissionen.⁵

Die vom Umweltbundesamt konservativ gewählten Emissionsfaktoren beziehen sich nicht auf reale Einzelanlagen oder den gegenwärtig besten Stand der Technik, sondern auf den durchschnittlichen Anlagenbestand in Deutschland. Die Daten zu den direkten Emissionen stammen

3 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

Umweltbundesamt (2020). „Die Treibhausgase“, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>

4 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

Umweltbundesamt, UNFCCC-Submission (2020). „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020 Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2018“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de.pdf

5 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

aus dem Nationalen Emissionsinventar (ZSE)⁶. Direkte Emissionsdaten ergeben sich aus den Prozessen der direkt emittierenden Treibhausgase durch Messungen oder beispielsweise durch stöchiometrische Berechnungen oder Massenbilanzen. Für die Quantifizierung der indirekten (Vorketten)-Emissionen führt das Umweltbundesamt eine ökobilanzielle Modellierung über den gesamten Lebensweg durch. Hierfür verwendet das Umweltbundesamt neben verschiedenen Ökobilanzdatenbanken (wie z.B. Gemis⁷), Emissionsfaktoren aus der Richtlinie 2009/28/EG⁸ sowie aus Studien zu einzelnen Technologien. Im Falle der Emissionsfaktoren zur fremdbezogenen Hilfsenergie findet eine Schätzung u.a. auf Basis der amtlichen Statistik statt.⁹

Für die Berechnung der Kohlendioxid-Emissionen greift das Umweltbundesamt auf Aktivitätsdaten und landesspezifische Emissionsfaktoren, die von der Brennstoffqualität und der eingesetzten Menge abhängen, zurück. Für die Bestimmung der Emissionsfaktoren ist deshalb eine Kenntnis der Brennstoffzusammensetzung, insbesondere der Kohlenstoffgehalte und Heizwerte notwendig.¹⁰

Zur Bestimmung von CO₂-Emissionen für alle Energieträger und ihren Vergleich ist die Betrachtung der gesamten Prozesskette vom Kraftwerksbau, ihrem Betrieb, die Energieträger-Gewinnung (Bergbau), Aufbereitung (Raffinerien), ihren Transport und der Primärenergieerzeugung bei der Verbrennung der fossilen Energieträger notwendig. Ihre genaue Berechnung kann, je nach angestrebter Genauigkeit, erheblichen Aufwand notwendig machen.

6 ZSE = Datenbank „Zentrales System Emissionen“

Umweltbundesamt-UNFCCC-Submission (2021). „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf

7 Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategie (IINAS) (2022). Gemis Datenbank Download unter: <https://iinas.org/downloads/gemis-downloads/>, Anleitung unter: https://iinas.org/app/downloads_from_old_page/GEMIS/g4_tour4_de.pdf

8 Europäische Union (2009). „Richtlinie 2009/28/EG“, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>

9 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

Umweltbundesamt (2021). „Vorjahresschätzung der Treibhausgasemissionen Deutschlands 2020 Methodenband zur Veröffentlichung der Emissionsdaten“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/2546/dokumente/2021_03_10_vjs_2020_kurzdoku_uba.pdf

10 Umweltbundesamt (2016). „Climate Change - CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf

Zur Ermittlung von Treibhausgas-Emissionen stehen Standards und Normen zur Verfügung. Einer der international bekanntesten Standards ist das Greenhouse Gas Protocol (GHG Protocol). Darin sind Methoden zur Emissionsermittlung für Unternehmen, Städte, Produkte, Projekte und Wertschöpfungsketten enthalten. In Deutschland kommen im Wesentlichen die DIN EN ISO 14040 und 14044 sowie die VDI-Richtlinie 4600 zur Anwendung.¹¹

Das praktische Vorgehen bei der Berechnung des CO₂-Fussabdrucks wird anhand von Beispielen in der Literatur aufgezeigt. Fallbeispiele für die Berechnung von CO₂-Emissionen finden sich in dem Fachbuch „Ökobilanz (LCA)“. Die Autoren beschreiben auch detailliert die Sachbilanz und Wirkungsabschätzung einer Ökobilanz nach DIN ISO 14040 und 14044.¹²

Die vollständige Lebenszyklusanalyse eines Produkts eines mittelständischen Unternehmens in „Carbon Footprints für Produkte“ vermittelt einen Eindruck der Komplexität dieser Ökobilanz-Modellierungen. Inhaltlich orientiert sich das Handbuch an den Vorgaben des vom World Resources Institute (WRI) und vom World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) veröffentlichten Greenhouse Gas Protocol Product Life Cycle Accounting and Reporting Standards.¹³

Im Handbuch der Europäischen Kommission “General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance” wird die Methodik der Ökobilanzierung ausführlich beschrieben.¹⁴ Eine Liste der Tools und Datenbanken hat die Europäische Kommission ebenfalls zur Verfügung gestellt.¹⁵

2.2. Einheiten und Umrechnungen

In der nationalen Energiebilanz werden die Emissionsfaktoren¹⁶ der Energieträger in Tonnen (t) für feste und flüssige Brennstoffe, Kubikmeter (m³) für Gase (außer Erdgas), Kilowattstunden (kWh) für elektrische Energie und Erdgas, Joule (J) für Abfälle, Erneuerbare Energien, Kernenergie

11 Kellner, F. (2017), „Mit CO₂-Kennzahlen die Ökobilanz verbessern“, Controlling & Management Review 9/2017 <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2Fs12176-017-0118-z.pdf>

12 Klöpffer, W., Grahl, B. (2009). „Ökobilanz (LCA) - Ein Leitfaden für Ausbildung und Beruf“, WILEY-VCH Verlag, Weinheim

13 Hottenroth, H. et al. (2013). „Carbon Footprints für Produkte“, https://www.researchgate.net/publication/269098833_Hottenroth_H_Joa_B_Schmidt_M_2014_Carbon_Footprints_für_Produkte_-_Handbuch_für_die_betriebliche_Praxis_kleiner_und_mittlerer_Unternehmen_MV-Verlag_Münster

14 European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability (2010). “International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - General guide for Life Cycle Assessment - Detailed guidance”, <https://eplca.jrc.ec.europa.eu/uploads/ILCD-Handbook-General-guide-for-LCA-DETAILED-GUIDANCE-12March2010-ISBN-fin-v1.0-EN.pdf>

15 Europäische Kommission (2014). <https://web.archive.org/web/20150109153617/http://eplca.jrc.ec.europa.eu/ResourceDirectory/toolList.vm>

16 Der Emissionsfaktor ist das Verhältnis der Masse eines freigesetzten (emittierten) Stoffes zu der produzierten Energieeinheit. Für den Strommix für das Jahr 2021 verursachte beispielsweise eine produzierte Kilowattstunde Strom 420 Gramm CO₂, die ausgestoßen wurden. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/>

und Fernwärme angegeben. Bezogen auf den Heizwert gibt das Umweltbundesamt die CO₂-Emissionsfaktoren in „Tonne CO₂ pro Terajoule“ (tCO₂/TJ) an.

Die CO₂-Intensität gibt an, wie viel Kohlendioxid bei der Verbrennung eines Energieträgers pro erzeugter Energiemenge entsteht. Sie wird, zumindest im Bereich der Stromerzeugung, in der Einheit „Gramm CO₂ pro Kilowattstunde“ (gCO₂/kWh) angegeben. Im Falle von reinen Brennungsprozessen lässt sich diese Größe aus der chemischen Reaktionsgleichung berechnen, sobald die genaue Zusammensetzung des Brennstoffs, sein Heizwert (Energiegewinn pro Brennstoffmenge) und der Wirkungsgrad des Kraftwerks bekannt sind.

Ein sinnvoller Vergleich zwischen verschiedenen Energieträgern ist daher nur möglich, wenn nicht nur CO₂-Intensitäten betrachtet werden, sondern alle Elemente der Prozesskette in die CO₂-Bilanz eingehen. Diese kann letztlich wieder in der Einheit „Gramm CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde“ beziffert werden. Die Emissionsfaktoren, die in der Einheit "kg/TJ" angegeben sind, werden durch Multiplikation mit dem Faktor 3,6 in die "g/kWh" umgerechnet.¹⁷

Im Kapitel „Detaillierte Erläuterung der Methoden und Daten zur Berechnung von CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen“ des nationalen Inventarberichts zum Deutschen Treibhausgasinventar werden Herkunft und Qualität der Daten erläutert.¹⁸ Die benötigten Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz stellt die AG Energiebilanzen e.V. zusammen.¹⁹

Im Folgenden werden die CO₂-Emissionen der im Auftrag angefragten Energieträger näher betrachtet.

2.3. Steinkohle aus Kolumbien

Seit der deutsche Steinkohlebergbau 2018 eingestellt worden ist, werden ausschließlich Importkohlen eingesetzt. Der Anteil kolumbianischer Kohle betrug 2016 10,8 % und ist im Jahr 2020 auf

17 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

18 Umweltbundesamt-UNFCCC-Submission (2021). „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2019“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf, Seite 831

Basis für die Ermittlung energiebedingter Emissionen ist die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland, die von der AG Energiebilanzen (AGEB) im Auftrag des BMWi erstellt wird. https://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=7&clang=0

19 Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von natürlichen Einheiten in Energieeinheiten zur Energiebilanz 2020“ und weiterer Jahre, <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/Heizwerte2005bis2020.pdf>

1,9 % gesunken.²⁰ In den einzelnen Anbaugebieten unterscheiden sich die Steinkohlequalitäten und damit auch das Heizwert-/Kohlenstoffverhältnis kolumbianischer Steinkohlequalitäten. Die Bandbreiten liegen etwa zwischen 23 und 28 MJ/kg des unteren Heizwerts und etwa 56 und 72 % Kohlenstoff. Dabei liegt der Durchschnitt der meisten Steinkohlen zwischen 65 und 66 %. Zur Berechnung der Emissionsfaktoren führt das Umweltbundesamt aus:

„Für alle einzelnen Kohlefraktionen (Deutschland, Südafrika, Australien, Indonesien, **Kolumbien**²¹, Norwegen, Polen, Tschechien, Russland, USA und Venezuela) wurden CO₂-Emissionsfaktoren und Heizwerte bestimmt. Für die nicht spezifizierbaren sonstigen Steinkohlen wurden ebenfalls gewichtete Mittelwerte berechnet. Um die Emissionsfaktoren zurückrechnen zu können, wurden für die Steinkohlen zwei verschiedene Rechenvarianten geprüft. Zum einen wurde mit Hilfe der Daten zu den einzelnen Herkunftsgebieten sowie über die Importströme der Steinkohlenstatistik, ein gewichteter Mittelwert für jedes Jahr berechnet. Zum anderen wurde aus den gesamten im Emissionshandel gemeldeten und geprüften Emissionsfaktoren für Steinkohlen ein gewichteter Mittelwert gebildet. Da die Differenzen in den meisten Jahren sehr gering sind (zwischen 0,02 und 0,35 %), können ab dem Jahr 2006 die gewichteten Emissionsfaktoren von allen im Emissionshandel gemeldeten Steinkohlen (außer Eisen & Stahl) verwendet werden – unabhängig vom Herkunftsgebiet. [...] Über die Jahre nimmt der gewichtete Emissionsfaktor für die Steinkohlen leicht zu. Er steigt von 93,1 tCO₂/TJ im Jahr 1990 auf 94,2tCO₂/TJ im Jahr 2011 an. Seit dem ist der Faktor wieder leicht gesunken. Insgesamt liegen die Deutschen Werte durchschnittlich leicht unter dem Default-Wert der IPCC 2006 Guidelines von **94,6 tCO₂/TJ**. Die Überprüfung der Einzelwerte aus dem Emissionshandel zeigte, dass aufgrund der Änderung der Regelungen die Qualität der Heizwerte und Emissionsfaktoren, vor allem ab dem Jahr 2008, deutlich ansteigt. Zum anderen fällt auf, dass die Menge der Steinkohlen, die sich eindeutig einem bestimmten Abbaugebiet zuordnen lässt, deutlich abnimmt. Von daher ist die Bildung eines gewichteten Mittelwertes über alle Steinkohlen, unabhängig von der Herkunft, die fachlich sinnvollste Lösung. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Emissionsfaktoren repräsentativ sind.“²²

Dabei erfolgt die Erfassung der Emissionen nach den Regeln des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (UNFCCC).

20 AG Energiebilanzen e.V. (2021). „Primärenergieverbrauch Steinkohle im Jahr 2021“, Folie 4 „Deutsche Steinkohlenimporte nach Provenienzen“ https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/10/VDKI-AGEB_Winter_2021.pdf

21 Der aktuell diskutierte Einsatz kolumbianischer Steinkohle ist wegen unzureichender Umwelt- und Menschenrechtsstandards umstritten. El Cerrejón ist der größte Steinkohletagebau Lateinamerikas, eine der größten Minen der Welt und Eigentum des Schweizer Unternehmens Glencore. Deutsche Welle (2022). „Deutschlands schmutzige Kohle aus Kolumbien“, <https://www.dw.com/de/deutschlands-schmutzige-kohle-aus-kolumbien/a-61919748>

22 Umweltbundesamt (2022). „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf, Seite 16

In ihrer Antwort auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN zu „Steinkohleimporte aus Kolumbien“ erläutert die Bundesregierung die Vorgehensweise bei der Zuordnung von Emissionen:

„Die Emissionen werden grundsätzlich dem Land zugeordnet, in dem der Verkauf des Brenn- bzw. Kraftstoffes erfolgt. Emissionen des internationalen Verkehrs (hier: des Seeverkehrs) werden zwar berechnet, aber nicht dem jeweiligen nationalen Inventar hinzugerechnet. Sie werden als nachrichtliche Angaben (sogenannte MEMO-items) als Zusatzinformation außerhalb des Inventars bereitgestellt. Ursache hierfür ist der Umstand, dass internationale Verkehrsemissionen nur sehr begrenzt durch einzelstaatliche Maßnahmen beeinflusst oder begrenzt werden können.“²³

Die CO₂-Emissionen, die sich allein aus dem Transport von Steinkohle aus Kolumbien ergeben, hat die Bundesregierung in der letzten Legislaturperiode im Rahmen der Kleinen Anfrage von Abgeordneten der Fraktion BÜNDNIS90/DIE GRÜNEN wie folgt beantwortet:

„Beim Schiffstransport von Kohle aus Kolumbien nach Deutschland kann von CO₂-Emissionen in Höhe von **etwa 8 g pro Tonne transportierter Kohle und Kilometer** ausgegangen werden. Die Länge der Schiffspassage beträgt etwa **9500 km**. Mit dieser Annahme werden bei einem Transportvolumen von **30.000 t Kohle etwa 2.280 t CO₂** verursacht.“²⁴

In der jetzigen Legislaturperiode haben Abgeordnete der Fraktion DIE LINKE in ihrer Kleinen Anfrage zu „Steinkohle-Importe aus Kolumbien trotz massiver Menschenrechtsverletzungen und Umweltzerstörung“ nach CO₂-Emissionen von Steinkohle aus Russland und Kolumbien gefragt.²⁵ Die Bundesregierung beantwortet die Fragen mit: „Hierzu liegen der Bundesregierung keine Daten vor.“²⁶

23 BT-Drs 19/7405 (2019). „Steinkohleimporte aus Kolumbien“, <https://dserver.bundestag.de/btg/btd/19/074/1907405.pdf>, Frage 4

Die Internationale Seeschifffahrts-Organisation (IMO) für den Seeverkehr arbeitet an entsprechenden global wirkenden Maßnahmen und Minderungsstrategien. Ziel soll es sein, die Emissionen bezogen auf das Jahr 2008 zu senken und bis 2100 eine vollständige Dekarbonisierung zu erreichen.

24 BT-Drs 19/7405 (2019). „Steinkohleimporte aus Kolumbien“, <https://dserver.bundestag.de/btg/btd/19/074/1907405.pdf>, Frage 4

International Chamber of Shipping, www.ics-shipping.org/shipping-facts/environmental-performance/comparison-of-co2-emissions-by-different-modes-of-transport

25 BT-Drs 20/2056 (2022). Kleine Anfrage „Steinkohle-Importe aus Kolumbien trotz massiver Menschenrechtsverletzungen und Umweltzerstörung“, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/020/2002056.pdf>, Frage 17 und 18

26 BT-Drs 20/2515 (2022). Antwort zur Kleinen Anfrage „Steinkohle-Importe aus Kolumbien trotz massiver Menschenrechtsverletzungen und Umweltzerstörung“, <https://dserver.bundestag.de/btd/20/025/2002515.pdf>, Frage 17 und 18

2.4. Braunkohle aus Deutschland

Rohbraunkohlen schwanken in ihrer Zusammensetzung wesentlich stärker als Steinkohlen. Der Schwefelgehalt kann revierspezifisch sehr unterschiedlich sein. Der Schwefelgehalt ist heizwertrelevant und beeinflusst das Heizwert-/Kohlenstoffverhältnis. Die revierspezifische Korrelation zwischen dem Heizwert und dem Kohlenstoffanteil ergibt sich aus den Stoffanalysen. Der entsprechende Kohlenstoffgehalt und anschließend der energiebezogene CO₂-Emissionsfaktor kann daraus ermittelt werden. Die berechneten CO₂-Emissionsfaktoren gibt das Umweltbundesamt die für 2014 erhobenen Daten revierspezifisch an: Für die rheinische Rohbraunkohlen ergibt sich für das Jahr 2014 ein Wert von 113,1 tCO₂/TJ, mitteldeutsche Rohbraunkohle 102,8 tCO₂/TJ und für das Lausitzer Revier 111,2 tCO₂/TJ. Über die Zeitreihe 1990 bis 2014 betrachtet, schwanken die CO₂-Emissionsfaktoren **zwischen 112,0 und 109,9 tCO₂/TJ.**²⁷

2.5. Erdgas aus Russland, USA und Katar

Beim Vergleich der Vorkettenemissionen von Erdgas wird zwischen Pipelinegas und Flüssiggas (Liquid, Natural Gas, LNG) unterschieden. „Beim Pipelineerdgastransport entfällt der Energieeinsatz für die Verflüssigung und Regasifizierung. Die für den Transport benötigte Energie wird hauptsächlich für die Kompression des Erdgases an den Verdichterstationen verwendet. Die Transportenergie ist dabei im Wesentlichen abhängig vom Pipelinedurchmesser, der Entfernung sowie dem Arbeitsdruck in der Pipeline.“²⁸

Bei der Herstellung von Flüssiggas wird Erdgas von der Förderstätte über Pipelines zu den Aufbereitungsanlagen gepumpt und verflüssigt. Das so verflüssigte Gas lagert bei atmosphärischem Druck in Tanks, die in LNG-Cargos verladen und verschifft werden. Das Flüssiggas lagert nach Ankunft im Zielhafen weiterhin gekühlt in Tanks und wird mit mobilen Transportmitteln, wie z.B. Tankwagen, transportiert oder wieder in den gasförmigen Zustand umgewandelt (Regasifizierung) und über Pipelines weiter transportiert. Vorkettenemissionen treten bei der Produktion und Aufbereitung des Ausgangsgases und bei Verflüssigung, Transport und Regasifizierung von LNG auf. Emissionen bei der Produktion und Aufbereitung treten ebenso bei Pipeline-Gas auf.²⁹

27 Umweltbundesamt (2022). „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf, Seite 23f

28 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

Umweltbundesamt (2018). „Kurzstudie - Bewertung der Vorkettenemissionen bei der Erdgasförderung in Deutschland“ im Rahmen des UFOPLAN-Vorhabens „Roadmap Gas für die Energiewende – Nachhaltiger Klimabeitrag des Gassektors“; erstellt von DVGW-EBI und Fraunhofer ISI im Auftrag des Umweltbundesamtes, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-01-30_climate-change_02-2018_roadmap-gas_0.pdf

29 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

Nach Auswertungen des Umweltbundesamtes und der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Leipzig ist die Schwankungsbreite der CO₂-Emissionsfaktoren innerhalb der Gasqualitäten sehr gering: „Die aus den einzelnen Herkunftsgebieten berechneten landesspezifischen Emissionsfaktoren weisen kaum Schwankungen auf. Die Werte reichen von 55,7 bis 55,9 tCO₂/TJ. Die Emissionsfaktoren liegen im Bereich des Default CO₂-Emissionsfaktor der IPCC 2006 Guidelines, der für Erdgas mit **56,1 tCO₂/TJ** angegeben wird.“³⁰ Der kumulierte Energieverbrauch für Flüssiggas beträgt 1,09 kWh_{Prim}/kWh_{End} und das CO₂-Äquivalent 295 g/kWh_{End}.³¹

Treten bei der Förderung, des Transports oder der Verwendung im Kraftwerk Lecks auf, aus denen Erdgas in die Atmosphäre entweichen kann, so fällt die Klimabilanz schlechter aus als bei der Verbrennung. Durch Fracking erhöht sich die Methan-Freisetzung und bei Flüssiggas verschlechtert sich die Klimabilanz des Erdgases durch die für die Verflüssigung und Abkühlung auf minus 162 Grad benötigte Energie zusätzlich. Nach Aussage einer Studie der Experten der "Energy Watch Group" aus dem Jahr 2019 ist die Klimawirkung von Erdgas aufgrund der hohen Methanemissionen nach neuesten Ökobilanzierungen deutlich klimaschädlicher als bisher angenommen. Die Experten betrachteten die „Klimawirkung einer fossil-fossilen Substitution durch Erdgas zu den Methan- und Kohlendioxidemissionen der gesamten Lieferkette und kamen zu dem Schluss, dass „eventuelle CO₂-Einsparungen durch die hohen Methanemissionen von Erdgas kompensiert werden, sodass eine Umstellung von Kohle und Erdöl im Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor auf Erdgas die höchst negative Klimawirkung von Kohle und Erdöl sogar noch deutlich übertrifft.“³²

Schiffsrouten und Terminals nach Europa unter: Global Energy Monitor (2021). <https://globalenergymonitor.org/projects/europe-gas-tracker/tracker-map/>

30 Umweltbundesamt (2022). „CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_28-2022_emissionsfaktoren-brennstoffe_bf.pdf, Seite 48

Vgl. Umweltbundesamt (2020). „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-15-climate-change_22-2020_nir_2020_de_0.pdf, Seite 863

31 Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2019). „Kumulierter Energieaufwand und CO₂-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen“, <https://www.iwu.de/fileadmin/tools/kea/kea.pdf>

VDI-Richtlinie 4600, <https://www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-4600-kumulierter-energieaufwand-kea-begriffe-berechnungsmethoden>

Unter Verwendung des GEMIS-Tools in der Version 4.93 und bezogen auf den unteren Heizwert. Tool unter Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien IINAS, <https://iinas.org/arbeit/gemis/>

32 Energy Watch Group (2019). Studie „Erdgas leistet keinen Beitrag zum Klimaschutz“, http://energywatch-group.org/wp-content/uploads/EWG_Erdgasstudie_2019.pdf

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

3. Studien zum Vergleich der Emissionen

Die folgenden Studien liefern einen tieferen Einblick in den Vergleich der Emissionswerte verschiedener Energieträger. Der Fokus liegt dabei auf den CO₂-Emissionen von amerikanischem und katarischem Flüssiggas (LNG), russischem Pipeline-Gas, kolumbianischer Steinkohle und deutscher Braunkohle.

3.1. Studie zur Bewertung der Vorkettenemissionen von Flüssiggas (LNG)

In einer Kurzstudie des Fraunhofer Instituts im Auftrag des Umweltbundesamtes vergleichen die Autoren anhand verschiedener Studien die Emissionen von Treibhausgasen (THG) bei einer Nutzung von Flüssiggas in Deutschland entlang der gesamten Vorkette mit denen der leitungsgebundenen Gasversorgung. Die Analysen zeigen, dass die Methanemissionen durch die Bereitstellung fossiler Energie in den wissenschaftlichen Veröffentlichungen stark variieren. Es gibt wesentliche Unterschiede, die durch unterschiedliche Quellländer und die dortigen Gegebenheiten bedingt sind. Die Auswertung der Literatur betrachtet die Prozessabschnitte: Förderung und Aufbereitung, Verflüssigung und Transport sowie Regasifizierung.³³

Für die konventionelle Förderung und Aufbereitung von Flüssiggas geben die Autoren für das Herkunftsland **Katar** einen Emissionswert von knapp 5 gCO_{2eq}/MJ³⁴ und für die **USA** 13,8 gCO_{2eq}/MJ an. Die Emissionen sind im Ländervergleich für die USA am höchsten und für die Niederlande mit 1,24 gCO_{2eq}/MJ am niedrigsten. Die Ergebnisse der Literaturoauswertung zeigen, dass die Treibhausgasemissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Schiefergas (shale gas, unkonventionelle Förderung) etwa zwischen 6,5 gCO_{2eq}/MJ und 19 gCO_{2eq}/MJ und bei konventionellem Gas zwischen 3,5 gCO_{2eq}/MJ und 17,5 gCO_{2eq}/MJ liegen. Die Experten kommen zu dem Schluss, dass bei LNG-Importen aus den USA in der Regel höhere THG-Emissionen bei der Produktion auftreten, u.a. weil stark und weiter zunehmend auf die unkonventionelle Förderung

Deutschlandfunk (2020). „Forscher warnen ‚Erdgas ist ein Klimaschädling genau wie Kohle‘“, <https://www.deutschlandfunk.de/forscher-warnten-erdgas-ist-ein-klimaschaedling-genau-wie-100.html>

33 Umweltbundesamt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (2019). „Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)“, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf

33 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

34 Umrechnung: 1 Megajoule = 0,001 Gigajoule -> 5 [MJ] = 0,005 [GJ] und

5 gCO_{2eq}/MJ = 5000 gCO_{2eq}/GJ

Europäische Kommission (2015). „Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas“, Kapitel 3.7.15 Qatar Natural Gas Supply, <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Study%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>

von Gas gesetzt wird. Die Experten geben zu bedenken, dass die Vorkettenemissionen stark nach Fördergebiet und eingesetzter Fördertechnik variieren und hohen Unsicherheiten unterliegen.³⁵

Die Emissionen durch Verflüssigung und Transport hängen nicht nur vom Alter der Verflüssigungsanlagen, sondern auch von der Größe der Anlagen und der Umgebungstemperatur ab. Dabei nehmen die Experten an, dass ältere Anlagen undichter sind und einen schlechteren Wirkungsgrad besitzen und große Anlagen weniger Emissionen freisetzen als kleine Anlagen. Beim Transport ist die Höhe der Emissionen von der Strecke, wie Pipelinetransport zum LNG-Terminal, der Transport per Schiff und der Weitertransport mit Lkw oder über eine weitere Pipeline zu berücksichtigen. Die beim Pipeline-Transport anfallenden Emissionen hängen von den unterschiedlichen Entfernung³⁶, und Gasverlusten der Pipelines ab. Wobei auch hier die Experten annehmen, dass ältere Pipelines einen höheren Gasverlust aufweisen.

Die Auswertung der Literaturdaten zeigt, dass die Spannweite der entstehenden Emissionen bei der Verflüssigung von Gas und dem Transport über Pipelines oder mit Schiffen groß sind.

Die Emissionen für die Verflüssigung in kleinen Anlagen liegen

zwischen 8.167 und 16.667 gCO_{2äq}/GJ,

für die Verflüssigung in großen Anlagen

zwischen 4.167 und 8.333 gCO_{2äq}/GJ,

für den Pipeline-Transport

zwischen 0,64 und 5,28 gCO_{2äq}/km/GJ

sowie den Seeschiff-Transport

zwischen 2.500 und 5.250 gCO_{2äq}/GJ.

35 Umweltbundesamt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (2019). „Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)“, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf

36 Parameter wie z.B. Pipelinelänge finden sich Europäische Kommission (2015). „Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas“, <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Studie%20on%20Actual%20GHG%20Data%20Oil%20Gas%20Final%20Report.pdf>. Die Daten basieren auf OPGEE (1.1c) und GHGenius (4.03a).

Howarth, Robert W. 2015. ‘Methane Emissions and Climatic Warming Risk from Hydraulic Fracturing and Shale Gas Development: Implications for Policy’. Energy and Emission Control Technologies. 8 October 2015. <https://doi.org/10.2147/EECT.S61539>

Howarth, Robert W. 2019. ‘Is Shale Gas a Major Driver of Recent Increase in Global Atmospheric Methane?’ Bio-geosciences Discussions, April, 1–23. <https://doi.org/10.5194/bg-2019-131>

Die CO₂-Emissionen durch Verflüssigung und Transport bei Import von Flüssiggas nach Rotterdam, Niederlande liegen für LNG aus **Katar** bei

200 gCO_{2äq}/GJ (Pipeline-Transport),

5.900 gCO_{2äq}/GJ (Verflüssigung) und

3.700 gCO_{2äq}/GJ (LNG-Transport)

und aus den **USA** bei

1.100 gCO_{2äq}/GJ (Pipeline-Transport),

4.800 gCO_{2äq}/GJ (Verflüssigung) und

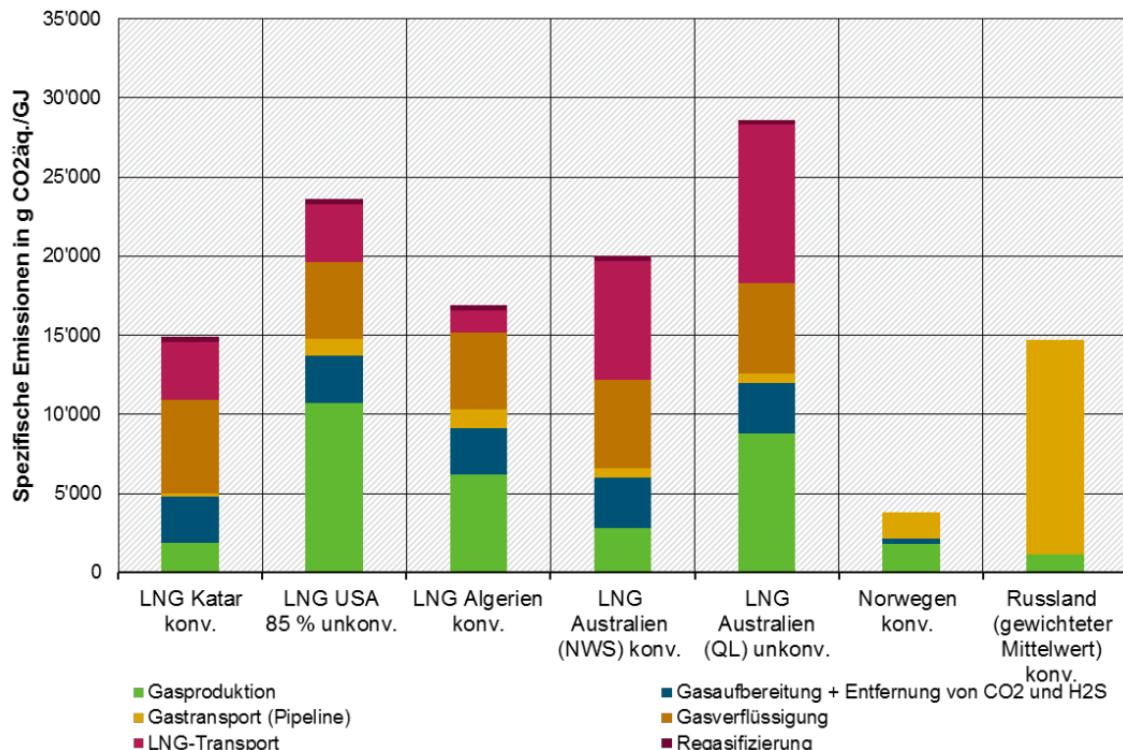
3.700 gCO_{2äq}/GJ (LNG-Transport).

Der Pipeline-Transport bezieht lediglich den Transport von der Förderstätte bis zum Terminal im Hafen des Erzeugerlandes ein.³⁷ Der Anteil der einzelnen Prozessschritte an den Gesamtvorkettenemissionen einer LNG-Versorgungsroute ist für die einzelnen Herkunftsländer sehr unterschiedlich. So wirkt sich beispielsweise die Verflüssigung bei LNG aus Katar stärker auf die gesamten Vorkettenemissionen aus als in den restlichen Ländern, bei denen wiederum die Produktion oder der LNG-Transport höhere Emissionswerte aufweisen, aus. Der Anteil der Verflüssigung bei LNG aus Katar wirkt sich aufgrund der hohen Umgebungstemperatur stärker auf die gesamten Vorkettenemissionen aus als bei LNG-Gas aus den USA.

Bei der Betrachtung der Regasifizierung des LNG wird für die Analyse der Hafen Rotterdam angenommen. Die Regasifizierungsanlagen verwenden entweder die Umgebungsluft oder Meerwasser zur Wärmezufuhr. Für die betrachtete Anlage haben die Experten die Meerwasserverwendung angenommen. Diese hat einen geringen Energieverbrauch. Die Emissionen betragen für alle Herkunftsländer des LNG 300 gCO_{2äq}/GJ.

Die Balkendiagramme in der folgenden Abbildung verdeutlichen die CO₂-Emissionen der einzelnen Prozessschritte für Flüssiggas. Der Anteil der Verflüssigung ist für Katar deutlich höher als für die USA und umgekehrt ist aufgrund des hohen Anteils unkonventioneller Förderung in den USA der Anteil an der Gasproduktion für die USA deutlich höher. Die Vorkettenemissionen des russischen Erdgases sind im Vergleich zu denen von Flüssiggas aus **Katar** ähnlich hoch und zeigen lediglich eine Differenz von 200 gCO_{2äq}/GJ. Die Ergebnisse verdeutlichen auch, dass die Vorkettenmissionen von Flüssiggas aus den **USA** insbesondere in der Gasproduktion aufgrund des hohen Anteils des Fracking Gases mit 23.600 gCO_{2äq}/GJ sehr hoch sind.

37 Umweltbundesamt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (2019). „Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)“, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf, Seite 16

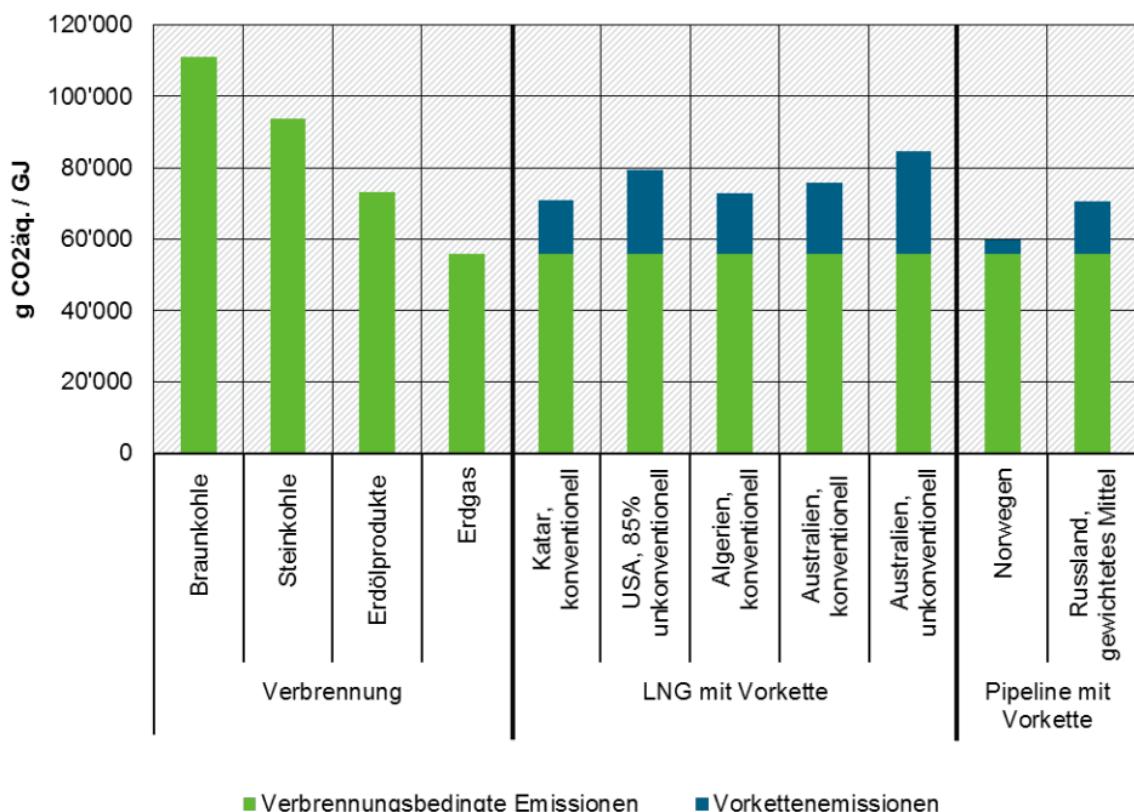


Die Experten kommen zu dem Schluss, dass insgesamt die Vorkettenemissionen für in die Europäische Union importiertes Flüssiggas höher ausfallen als die der leitungsgebundenen Gasversorgung. Für die Kombination erhöhter Emissionen bei der konventionellen Förderung und eines langen Pipeline-Transports von Russland aus, kann sich nach Aussage der Analysten ein Vorteil für Flüssiggas aus weniger weit entfernten Fördergebieten ergeben. Vergleicht man die THG-Emissionen der untersuchten LNG-Vorketten zur Erdgasversorgung von deutschen Kraftwerken mit denen der Lieferländer Katar, Nigeria und USA, so „weisen diese ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe THG-Emissionswerte wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018 auf. Grund hierfür ist der komplexere Aufbau der LNG-Vorketten mit der Umwandlung von gasförmigem Erdgas in flüssiges Erdgas und der Regasifizierung.“³⁸

Die folgende Abbildung liefert einen Vergleich der Emissionen von Vorketten- und Verbrennungsanteilen für verschiedene Energieträger und Herkunftsländer. Für Erdgas sind zu den bei der Verbrennung entstehenden Emissionen die Vorkettenemissionen addiert. Ein Vergleich der Flüssiggas-Emissionen mit den Verbrennungsemisionen aus Braunkohle und Steinkohle (ohne deren

38 Umweltbundesamt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (2019). „Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)“, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf, Seite 18-20

Vorketten) zeigt, dass die Flüssiggasemissionen aus Vorkette und Verbrennung wesentlich geringer sind. Die Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Emissionen von Flüssiggas selbst mit Vorkettenemissionen noch unter denen der anderen fossilen Energieträger liegen.³⁹



Aufgrund der oben dargestellten Aspekte meinen die Experten des Umweltbundesamtes, dass „aus klimapolitischer Sicht und unter Energieeffizienzaspekten ein verstärkter Einsatz von LNG insbesondere im Vergleich zu per Pipeline transportiertem Gas nicht begründbar ist.“ Die Experten glauben jedoch, dass „zur Diversifizierung der Exportländer auch hinsichtlich eines zukünftigen Marktes für strombasierte erneuerbare Gase, verbesserter Versorgungssicherheit sowie mehr Wettbewerb ein Ausbau der LNG-Infrastruktur im Zuge der Energiewende hingegen beitragen kann.“⁴⁰

39 Umweltbundesamt, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe (2019). „Wie klimafreundlich ist LNG? - Kurzstudie zur Bewertung der Vorkettenemissionen bei Nutzung von verflüssigtem Erdgas (LNG)“, https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2019/2019-05-15_cc_21-2019_roadmap-gas_lng.pdf, Seite 20 - 21

40 ebenda

3.2. Studie zur Bestimmung und Bewertung von Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle

In der Studie des Umweltbundesamtes „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“ haben Experten in ihrer Metaanalyse die aktuellen Erdgas- und Steinkohleverbrauchsmixe für Deutschland bestimmt. Dazu wurden die Emissionsfaktoren der Vorketten der Energieträger Erdgas (inklusive LNG) und Steinkohle verschiedener Herkunftsländer im Rahmen einer Metaanalyse systematisch ermittelt. Die Ökobilanzen wurden anschließend mittels der Ökobilanzdaten aus der „GaBi“ Ökobilanzdatenbank⁴¹ erstellt. Aus dem für Deutschland abgeleiteten Lieferantenmix wurden die Vorkettenemissionsfaktoren abgeleitet. Basis für die Methodik der Ökobilanzierung sind die ISO-Normen 14040 und 14044. Die Berechnungen wurden mit der GaBi Software Version 10 durchgeführt.⁴²

Aufgrund der Datenkonsistenz und Vergleichbarkeit der Vorketten von Erdgas, LNG und Steinkohle verwendeten die Autoren Daten aus dem Bottom Up⁴³-Verfahren, um die Emissionsfaktoren zu berechnen.

In der Studie wurden auch die Methanemissionsfaktoren quantifiziert. Dazu analysierten die Experten Daten, die im Top-Down⁻⁴⁴ und Bottom-Up-Verfahren ermittelt wurden. Die Ergebnisse wurden einer Sensitivitätsanalyse unterzogen und zeigen einen Unterschied der Methanemissionen von 60 %. Die Autoren verwendeten eine Mischkalkulation beider Verfahren für die Emissionsbilanzierung, was höhere Methanemissionen im Vergleich zu ihrer eigentlichen Studie zur Folge hat. Im Hinblick auf die Emissionsfaktoren sowohl aus den Vorketten als auch dem Anlagenbetrieb sowie aus stillgelegten Förderanlagen/-gebieten besteht nach Aussage der Experten weiterer Forschungsbedarf.⁴⁵

41 Life Cycle Assessment Software (GaBi) (2022). <https://sphera.com/life-cycle-assessment-software-download/>

42 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der verhinderten Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

Sphera Solutions, Umweltbundesamt (2021). „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf

43 Emissionsmessungen, welche direkt an den Emissionsorten (Bohrplätzen, Verteilerstationen) erhoben werden. Die Messungen ergeben hochgerechnete Mengen auf Basis von Punktmessungen.

44 Emissionsmessungen über größere Bereiche von Produktionsstätten, welche mittels Flugzeugen und Satelliten durchgeführt werden. Bei stabilen Umgebungsbedingungen können die Messwerte über eine Massenbilanz in Massenflusswerten umgerechnet werden.

Universität Bremen, Instituts für Umweltphysik (IUP) (2022). “Methane Airborne Mapper MAMAP”, <https://www.iup.uni-bremen.de/optronics/projects/methaneairbornemappermamap/index.htm>

45 Umweltbundesamt (2021). „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der verhinderten Emissionen im Jahr 2020“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020_bf_korr-01-2022.pdf

Als Vorkettenemissionen sind die Emissionen des Bereitstellungspfades von Erdgas oder Steinkohle zusammengefasst worden. Dabei sind die direkten Emissionen der Energieträgerbereitstellung als auch die indirekten Emissionen, die durch Infrastruktur und/oder nötige Hilfsenergie verursacht werden, bestimmt worden.

Die Ergebnisse der Untersuchungen zu den CO₂-Emissionen der Erdgasvorkette zeigen, dass CO₂ Emissionen bei allen Lieferländern am stärksten zu den THG-Emissionen der Vorkette beitragen. Die CO₂-Emissionen weisen für russisches Erdgas den höchsten Wert auf, der durch die große Distanz des Pipelinetransports (Energiebereitstellung zur Kompression durch Gasturbinen) entsteht. Für Erdgas aus **Russland** ergeben sich 8,2 gCO_{2äq}/MJ. Die gesamten Treibhausgasemissionen von 10,5 gCO_{2äq}/MJ verteilen sich wie folgt der einzelnen Prozessschritte:

Für Förderung und Aufbereitung 2,0 gCO_{2äq}/MJ,

für den Pipelinetransport 7,8 gCO_{2äq}/MJ und

für Übertragung sowie Speicherung werden 0,7 gCO_{2äq}/MJ angegeben.

Für die Verteilung ergeben sich 0,8 gCO_{2äq}/MJ zusätzlich.

Für Flüssiggas aus Katar ermittelten die Experten 56,98 gCO_{2äq}/kWh Primärenergie (Heizwert) und für Flüssiggas aus den USA 77,57 gCO_{2äq}/kWh. Die Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Primärenergie des Erdgases vor der Nutzung im Kraftwerk (Durchschnittlicher Heizwert von Erdgas in der EU). Für die Treibhausgasemissionen ergeben sich für **Katar** insgesamt 21,5 gCO_{2äq}/MJ und für die einzelnen Bereiche:

Förderung und Aufbereitung 1,9 gCO_{2äq}/MJ,

Transport Pipeline 0,2 gCO_{2äq}/MJ,

Reinigung und Verflüssigung 9,4 gCO_{2äq}/MJ,

Tanker-Transport 3,4 gCO_{2äq}/MJ, Regasifizierung 0,2 gCO_{2äq}/MJ,

Übertragung und Speicherung 0,7 gCO_{2äq}/MJ.

Auf die Vorkettenemissionen für LNG aus den **USA** entfallen insgesamt 21,5 gCO_{2äq}/MJ und für die einzelnen Bereiche ergeben sich für:

Förderung und Aufbereitung 7,0 gCO_{2äq}/MJ,

Sphera Solutions, Umweltbundesamt (2021). „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/me-dien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf

Zu den Bottom-up und Top-down Messmethoden und Abschätzungen vgl. https://www.bgr.bund.de/DE/The-men/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2 Seite 26

Transport Pipeline 1,2 gCO_{2äq}/MJ,
Reinigung und Verflüssigung 8,8 gCO_{2äq}/MJ,
Tanker-Transport 3,6 gCO_{2äq}/MJ,
Regasifizierung 0,2 gCO_{2äq}/MJ,
Übertragung und Speicherung 0,2 gCO_{2äq}/MJ.

Für die Verteilung kommen für beide Herkunftsländer 0,8 gCO_{2äq}/MJ hinzu.

Die Ergebnisse zeigen nicht nur, dass die CO₂-Emissionen bei allen Lieferländern am stärksten zu den THG-Emissionen der Vorkette beitragen, sondern auch, dass die Prozesse „Reinigung und Verflüssigung“ bei allen Lieferländern die größten Beiträge zu den CO₂-Emissionen haben. Beim Import von Erdgas mit LNG-Umwandlung und -Transport tragen, so die Autoren, Methanemissionen stärker zu THG-Emissionen bei, als bei den Erdgasvorketten mit gasförmigem Transport. Erdgas aus den USA weist den höchsten Beitrag von Methanemissionen zu den THG-Emissionen auf, was die Autoren im Wesentlichen auf die unkonventionelle Förderung und die Aufbereitung zurückführen.⁴⁶

Für die Ermittlung der Vorkettenemissionen betrachten die Experten auch die flüchtigen Emissionen, die direkt beim Abbau und Brechen der Steinkohlenflöze entstehen und den Energiebedarf der Steinkohleförderung und -aufbereitung. Beim Transport unterscheiden die Autoren zwischen Transport via Frachtschiff ausgehend vom Hafen Rotterdam (Kolumbien) und Transport mit elektrisch angetriebenem Güterzug (Russland). Der Anteil von Tiefbau- und Tagebaubergwerken wird ebenso berücksichtigt.

Der durchschnittliche Heizwert nach Deutschland importierter Steinkohle wird für **Kolumbien** mit 23,7 MJ/kg angegeben. Die Berechnungen der Treibhausgasemissionen der Vorkette ergeben für Steinkohle aus Kolumbien insgesamt 4,3 gCO_{2äq}/MJ und für die einzelnen Prozessschritte:

Förderung und Aufbereitung 1,8 gCO_{2äq}/MJ,
Transport Zug 0,1 gCO_{2äq}/MJ,
Transport Massengutfrachter 1,6 gCO_{2äq}/MJ.

Für die Verteilung mit Frachtschiff und Zug werden 0,8 gCO_{2äq}/MJ angeben.

Nach Aussage der Autoren weist der Import von Steinkohle aus Kolumbien und Südafrika vergleichsweise geringe Beiträge von Methanemissionen im Vergleich zu Steinkohle aus Russland

46 Sphera Solutions, Umweltbundesamt (2021). „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf

und den USA auf. Der Anteil der CO₂-Emissionen des Steinkohletransports trägt maßgeblich zu den THG-Emissionen der Vorkette bei. Die Autoren geben dabei zu bedenken, dass „es im Bereich der Steinkohleförderung und -aufbereitung bei allen untersuchten Emissionsfaktoren und insbesondere bei den Methanemissionen in den unterschiedlichen Lieferländern ein hohes Maß an Unsicherheit besteht.“⁴⁷

Die Studie vergleicht auch die Treibhausgasemissionen der LNG-Vorkette mit denen der Erdgas- und Steinkohlevorkette. Die Ergebnisse zeigen, dass die Emissionen der LNG-Vorkette höher sind als für die Erdgas- und Steinkohlevorkette. Dabei weisen „die THG-Emissionen von der Förderung bis zur Nutzung im Kraftwerk mit 15,8 (Katar) bis 21,5 gCO_{2eq}/MJ (USA) ca. 2,2- bis 3,0-mal so hohe Werte auf wie der deutsche Erdgasverbrauchsmix von 2018. Erdgas, das aus den USA und Nigeria als LNG nach Deutschland transportiert würde, besitzt im Vergleich höhere THG-Emissionen als Erdgas aus Katar.“⁴⁸ Die LNG-Umwandlungsprozesse und der Schiffstransport sind mit ca. 14 gCO_{2eq}/MJ (USA), nach Aussage der Autoren, die größten Beiträger zu den THG-Emissionen.

3.3. Studie zur Klimabilanz von Erdgas

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) hat im Rahmen einer umfangreichen Literaturstudie „Klimabilanz von Erdgas“ die Klimarelevanz von Methanemissionen bei der Erdgasförderung sowie dem Flüssiggas- und Pipelinetransport nach Deutschland betrachtet.⁴⁹

Die Autoren vergleichen die ermittelten Methanverlustraten für Erdgas in den gesamten USA und weltweit aus Literaturquellen mit denen der amerikanischen Umweltbehörde (EPA, Bottom-up Ansatz). Die Auswertung der aktuellen wissenschaftlichen Literatur zeigt, dass die Methanemissionen der Erdgasvorkette in den USA etwa zwischen 1,3 bis 2,5 % liegt. Eine Veröffentlichung aus dem Jahr 2011 weist mit 3,6 bis 7,9 % für Schiefergas in den USA die größten Verlustraten zu. Diese Ergebnisse wurden in den letzten Jahren kontrovers diskutiert. Sehr hohe Werte weist eine Studie zu unkonventioneller Schiefergasförderung einer Lagerstätte in den USA auf. Die Spannbreite der Werte liegt deshalb zwischen 0,35 und 91 % und der durchschnittliche Wert für den Methanverlust bei der Produktion bei 10,5 %. Die Experten der BGR vergleichen die Literaturwerte für Erdgasverluste in der Produktion mit denen aus den IPCC - Berichten AR4 mit 3,2 % und AR 5 mit 2,7% und setzten diese als maximale Verlustraten an, unter der auf allen – auch kurzen – Zeitskalen Erdgas gegenüber Kohleverstromung einen

47 Sphera Solutions, Umweltbundesamt (2021). „Emissionsfaktoren der Stromerzeugung - Betrachtung der Vorkettenemissionen von Erdgas und Steinkohle“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/cc_61-2021_emissionsfaktoren-stromerzeugung_bf.pdf

48 ebenda

49 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2

Klimavorteil hat. „Auf längeren Zeitskalen hat die Nutzung von Erdgas bei der Verstromung auch bei Verlustraten oberhalb der Grenzwerte einen Klimavorteil“, so die Autoren.⁵⁰

Nach Einschätzung der Experten scheint die Haupursache für die Methanemissionen der Vorkette in den USA nicht der Regelbetrieb, sondern bei Vorkommnissen wie Wartungsarbeiten, Fehlfunktion der Ventile oder Unfällen zu liegen. Dabei scheinen wenige Anlagen für einen Großteil der Methanemissionen verantwortlich zu sein.

Nach Meinung der Autoren lassen die Auswertungen nicht den Schluss zu, dass die Schiefergasförderung im Vergleich zur konventionellen Produktion von Erdgas in den USA besonders hohe Verlustraten aufweist. Eine Differenzierung zwischen Flüssiggas aus Schiefergas und Erdgas aus konventionellen Lagerstätten findet deshalb nicht statt. Die Vorkettenemissionen bei der Lieferung von Erdgas nach Deutschland betrachteten die Autoren für den Flüssiggas- und den Pipelinetransport.

Für den Flüssiggastransport geben die Autoren einen Bereich zwischen 5 und 15 % des Energieaufwands bzw. der Erdgasmenge an. Die Emissionswerte entstehen in Abhängigkeit vom Verflüssigungsverfahren durch die Skalierung des Verflüssigungsprozesses, der Zusammensetzung des Erdgases sowie der Umgebungstemperatur. Beim Transport entstehen Methan-Emissionen durch Verdampfung in den Tanks (0,08 bis 0,22 %) und beim transatlantischen Transport mit etwa 1,5 % der Ladung für 10 Tage. Für den Energiebedarf der Regasifizierung setzen die Autoren 1,0 bis 2,5 % der Bruttogasmenge an. Wobei diese Energie auch aus elektrischer Energie beispielsweise aus den erneuerbaren Energien stammen kann. Damit könnte die Klimabilanz von LNG verbessert werden. Den Methanschlupf, der beim Betrieb der Ottomotoren entsteht, ermittelten die Autoren mit rund 1% der eingesetzten Kraftstoffmenge und rund 0,01 % der Transportmenge.

50 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2 Seite 31 und 43

United States Environmental Protection Agency (EPA) (2019). “Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks - 1990-2017”, Report No. EPA 430-P-19-001, <https://www.epa.gov/ghgemissions/inventory-us-greenhouse-gas-emissions-and-sinks-1990-2017>

Horwarth, R.W. et al. (2011). „Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations“, <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10584-011-0061-5.pdf>

Omara, M. et al. (2016). „Methane Emissions from Conventional and Unconventional Natural Gas Production Sites in the Marcellus Shale Basin“, <https://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/acs.est.5b05503>

Alvarez, R.A. (2012). “Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure”, <https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.1202407109>

Balcombe, P., et al. (2016). „The Natural Gas Supply Chain: The Importance of Methane and Carbon Dioxide Emissions“, ACS Sustainable Chemistry & Engineering 5, 3-20, doi:10.1021/acssuschemeng.6b00144, <https://spiral.imperial.ac.uk/bitstream/10044/1/42439/6/natural%20gas%20supply%20chain%20emissions.pdf>

Nach den Literaturoauswertungen verursacht im Vergleich zum Flüssiggas-Transport der Pipeline-Transport aus Russland mit 0,3 bis 0,6 % einen um den Faktor 10 höheren Verlust als Erdgas aus den Niederlanden oder Norwegen (0,03 %). Die Autoren begründen dies mit den längeren Transportwegen.

Die CO₂-Emissionen der LNG-Prozessschritte in den USA mit etwa 10 gCO_{2äq}/MJ liegen ähnlich hoch wie für den Pipeline-Transport aus Russland mit etwa 9 bis 13 gCO_{2äq}/MJ.

Die Autoren kommen nach ihrem umfangreichen Analysen zu dem Schluss, dass nach aktuellen Studien Erdgas aus den betrachteten Ländern und Transportwegen einen Klimavorteil im Vergleich zur Verstromung von Kohle aufweist. Die Methanemissionen in der Erdgasvorkette stellen, nach Meinung der Autoren einen relevanten Faktor bei der Klimaerwärmung dar, „insbesondere wenn der Trend zu einer verstärkten Nutzung von Erdgas anhält.“ Sie Autoren bemerken, dass „eine Reduktion dieser Emissionen im Erdgassektor durch regulatorische und technische Maßnahmen relativ schnell einen Beitrag zu einer verminderter Klimaerwärmung leisten kann.“⁵¹

Ein Vergleich der Werte der Vorkettenemissionen mit denen der beiden oben betrachteten Erdgas-Studien zeigt, dass die Autoren zu ähnlichen Ergebnissen in den Vorketten-Emissionen kommen.

51 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2020). „Klimabilanz von Erdgas“, https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/bgr_literaturstudie_methanemissionen_2020.pdf?blob=publicationFile&v=2, Seite 43