



VERGLEICH DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN VON KOHLE- UND GASKRAFTWERKEN

Zusammenfassung

Juni 2016

Kontaktinformationen

Pöyry Management Consulting

Iris Steinweller
Principal

Rather Straße 110 b
40474 Düsseldorf

E-Mail: iris.steinweller@poyry.com

Tel.: +49 211 175238 0

Über Pöyry Management Consulting

Pöyry Management Consulting ist eine der führenden Managementberatungen für Entscheidungsträger im Europäischen Energiemarkt. Pöyry Management Consulting unterstützt Energieversorger, Banken und Finanzinvestoren sowie Industrieunternehmen bei Herausforderungen in allen Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Handel, Netze, Vertrieb). Hierbei liegt der Beratungsfokus auf den Bereichen Strategie, Marktanalyse, M&A, Asset-Bewertung, neue Geschäftsmodelle sowie der nachhaltigen Ergebnisverbesserung. Das Team von Pöyry Management Consulting umfasst mehr als 400 Managementberater mit tiefgreifender Markt- und Beratungsexpertise.

Copyright © 2016 Pöyry Management Consulting

Alle Rechte vorbehalten

Pöyry übernimmt mit dem Inhalt dieses Berichts keine Garantie, Gewähr oder Zusicherung für zukünftige Entwicklungen oder Ergebnisse. Pöyry hat diesen Bericht auf Grundlage von Informationen erstellt, die Pöyry zur Zeit der Erstellung zur Verfügung standen und ist nicht verpflichtet, diesen Bericht zu aktualisieren.

Dieser Bericht basiert zum Teil auf Informationen, welche außerhalb von Pöyry's Kontrolle liegen. Pöyry übernimmt keine Gewähr, weder ausdrücklich noch stillschweigend, für Richtigkeit oder Vollständigkeit dieser Informationen. Aussagen in diesem Bericht, die Schätzungen umfassen, unterliegen Veränderungen und tatsächliche Werte können sich aufgrund einer Vielzahl von Faktoren wesentlich von den in diesem Bericht beschriebenen Werten unterscheiden. Die Verwendung dieses Berichts und der darin enthaltenen Schätzungen erfolgt daher auf alleiniges Risiko des Empfängers. Im Rahmen des rechtlich Zulässigen wird Pöyry von jeglicher Haftung in Zusammenhang mit einer solchen Verwendung befreit, ungeachtet dessen, ob diese Haftung aufgrund eines Vertrags, Fahrlässigkeit, verschuldensunabhängiger Haftung oder einer anderen gesetzlichen Grundlage entstanden sein soll.

Pöyry schließt ausdrücklich jegliche weitere Haftung aus, welche sich aus der Nutzung oder im Zusammenhang mit der Nutzung dieses Berichts ergibt, es sei denn, ein zuständiges Gericht hat rechtskräftig und unanfechtbar festgestellt, dass eine solche Haftung aus vorsätzlichem oder grob fahrlässigem Verhalten von Pöyry resultiert.

Alle Rechte bleiben vorbehalten. Dieser Bericht ist urheberrechtlich geschützt. Eine teilweise oder vollständige Vervielfältigung ist nur mit vorheriger schriftlicher Zustimmung von Pöyry zulässig. Jede solche zulässige Nutzung oder Vervielfältigung setzt zwingend voraus, dass die Bedingungen und Beschränkungen dieses Haftungsausschlusses weiterhin gelten.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	ZUSAMMENFASSUNG ERGEBNISSE	1
2.	HINTERGRUND UND GEGENSTAND DER STUDIE	3
2.1	Ausgangssituation	3
2.2	Vorgehen bei der Untersuchung	4
2.3	Betrachtete Lieferketten	5
3.	NEUBEWERTUNG METHANEINFLUSS	6
4.	INDIREKTE EMISSIONEN UND DEREN EINLUSSPARAMETER	7
4.1	Erdgasförderung und Transport	7
4.2	Steinkohleförderung und Transport	8
5.	DIREKTE EMISSIONEN VON GUD-KRAFTWERKEN, OFFENEN GASTURBINEN UND MODERNEN STEINKOHLEKRAFTWERKEN	9
5.1	Vergleich unter Vollast	9
5.2	Vergleich unter Teillast	10
6.	GESAMTEMISSIONEN VON GUD-KRAFTWERKEN, OFFENEN GASTURBINEN UND MODERNEN STEINKOHLEKRAFTWERKEN	11
6.1	Vergleich unter Vollast	11
6.2	Vergleich unter Teillast	12
7.	AUSWIRKUNG VERÄNDERTER ERDGASBEZUGSQUELLEN	13
	ANHANG – LITERATURVERZEICHNIS	14

1. ZUSAMMENFASSUNG ERGEBNISSE

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung der Erzeugung aus Erdgas und Steinkohle verringert sich der Emissionsunterschied unter Berücksichtigung von Förderung und Transport.

Erdgas ist ein fossiler Brennstoff, dessen CO₂-Emissionsfaktor geringer ist als der von Steinkohle. Unter alleiniger Betrachtung der direkten Emissionen, die bei der Stromerzeugung entstehen, besteht ein Emissionsunterschied zwischen GuD- und modernem Steinkohlekraftwerk im Volllastbetrieb von rund 53% (ohne Einbezug einer Wärmenutzung). Bei offenen Gasturbinen sind es hingegen rund 26% zugunsten der Stromerzeugung aus Erdgas.

Bei einer ganzheitlichen Betrachtung unter Berücksichtigung von indirekten Emissionen, die durch Förderung und Transport entstehen und der direkten Emissionen der Verstromung verändert sich der Emissionsunterschied der fossilen Energieträger jedoch. Dies liegt darin begründet, dass die indirekten Emissionen von Steinkohle bezogen auf den Energiegehalt um bis zu 45% geringer sind als die indirekten Emissionen von Erdgas. Pro geförderter und transportierter Kilowattstunde Kohle fallen rund 74 gCO₂äq an, während bei Erdgas rund 134 gCO₂äq entstehen.

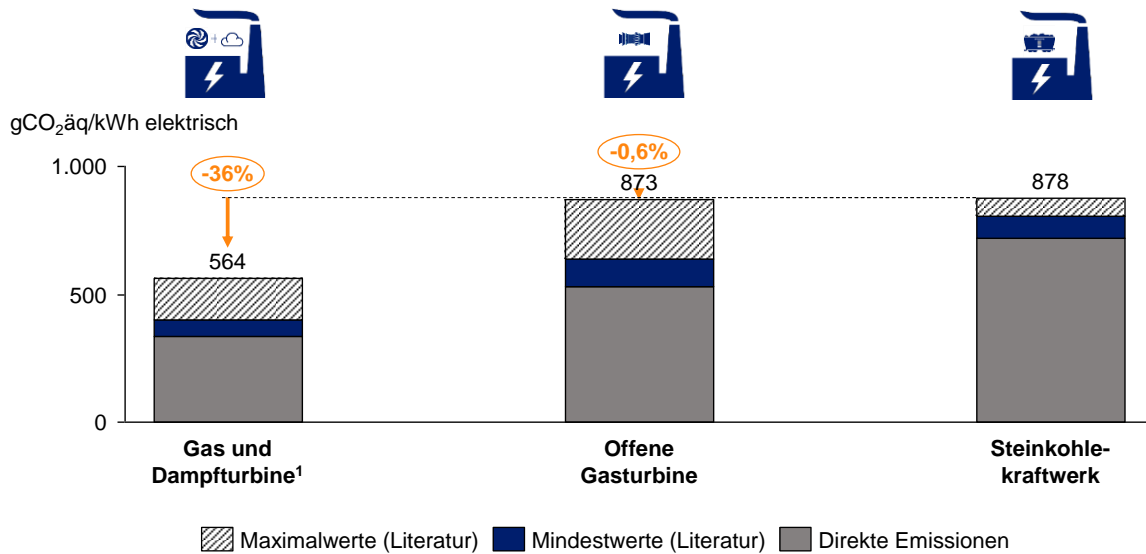
Berücksichtigt man die direkten und indirekten Emissionen reduziert sich der Emissionsunterschied zwischen GuD- und modernen Steinkohlekraftwerken auf rund 36% im Volllastbetrieb (ohne Berücksichtigung einer Wärmeauskopplung). Betrachtet man offene Gasturbinen, so verschwindet der Unterschied nahezu im Vergleich zu einem modernen Kohlekraftwerk.

Die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien im deutschen Strommarkt erfordert jedoch immer häufiger den Teillastbetrieb. Betrachtet man daher die Gesamtemissionen unter Teillast, so reduzieren sich die gesamthaften Emissionsunterschiede, bedingt durch die schlechteren Wirkungsgrade, zwischen GuD- und modernem Steinkohlekraftwerk auf bis zu 30% (wiederum ohne Betrachtung einer Wärmeauskopplung). Bei einer offenen Gasturbine im Teillastbetrieb liegen die gesamthaften Emissionen um bis zu 76% höher als bei modernen Steinkohlekraftwerken. Ein Ersatz von modernen Kohlekraftwerken durch offene Gasturbinen, im Teillastbetrieb, wäre aus einer ganzheitlichen Emissionsbetrachtung heraus nicht von Vorteil.

Im Rahmen der Analyse wurden umfassende internationale Studien zu den Emissionen durch Förderung und Transport von Steinkohle und Erdgas verglichen und ausgewertet. Für die Berechnung der indirekten Emissionen für den Standort Deutschland wurde der deutsche Erdgas- und Kesselkohlemix in 2014 mit seinen Bezugsquellen und -ländern zugrunde gelegt.

Die Ergebnisse wurden als Bandbreite der in der Literatur angegebenen Minimal und Maximalwerte dargestellt je Wertschöpfungsstufe dargestellt. In den Grafiken dieses Dokuments ist der prozentuale Unterschied der Maxima der jeweiligen Erzeugungstechnologie dargestellt.

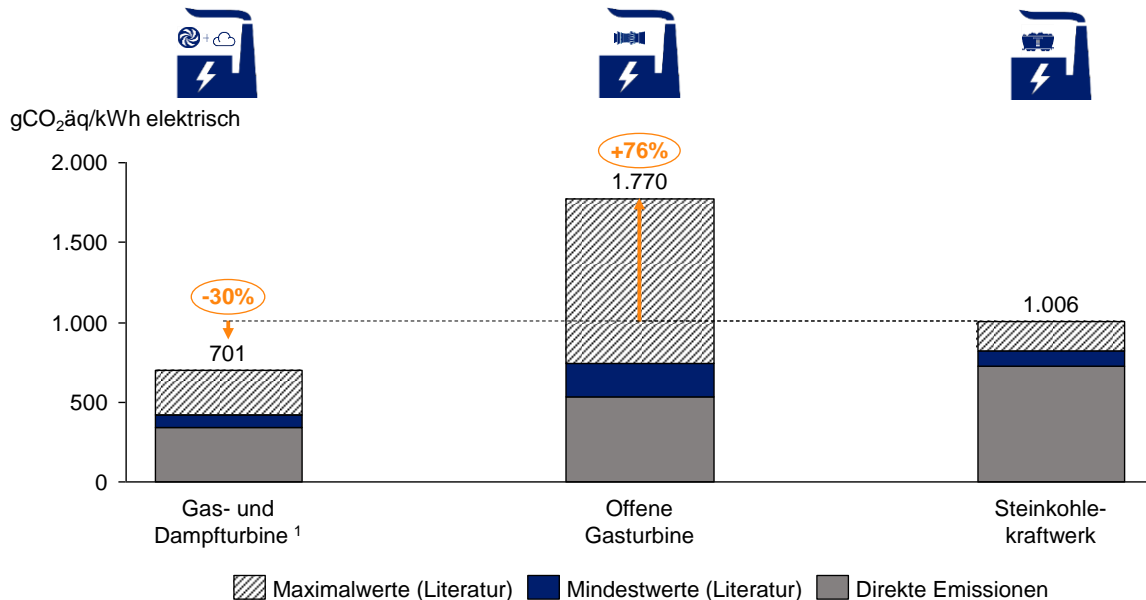
Abbildung 1: Ergebnis der Gesamtemissionen unter Volllast



1 Fahrweise GuD-Kraftwerk nicht mit Bypass

Anmerkung: Für die direkten Emissionen wurden elektrische Wirkungsgrade (Vergleich der derzeit im Markt installierten Technologien mit den höchsten Wirkungsgraden, jedoch ohne Wärmesaukopplung) der GuD-Anlagen von 60%, der offenen Gasturbinen von 38% und der modernen Steinkohlekraftwerke von 47% angenommen

Abbildung 2: Ergebnis der Gesamtemissionen unter Teillast



1 Fahrweise GuD-Kraftwerk nicht mit Bypass

Anmerkung: Für die direkten Emissionen wurden elektrische Wirkungsgrade (Vergleich der derzeit im Markt installierten Technologien mit den höchsten Wirkungsgraden, jedoch ohne Wärmesaukopplung) der GuD-Anlagen von 60%, der offenen Gasturbinen von 38% und der modernen Steinkohlekraftwerke von 47% angenommen

2. HINTERGRUND UND GEGENSTAND DER STUDIE

2.1 Ausgangssituation

Bei der Allokation von CO₂-Zertifikaten für Kohle- und Gaskraftwerke werden nur die direkten Emissionen aus der Erzeugung berücksichtigt. Indirekte Emissionen, die durch den Energiebedarf oder Leckagen bei Förderung, Aufbereitung und Transport entstehen, sind jedoch ebenso klimarelevant. Zudem hat das dabei frei werdende Methan eine wesentlich höhere Klimarelevanz und wird in Studien wenn überhaupt über einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren berücksichtigt.

In verschiedenen wissenschaftlichen Publikationen wurden die indirekten Emissionen durch gemessene Werte zwar nachgewiesen, jedoch gab es keine einheitliche Gesamtbetrachtung für Deutschland, bezogen auf Förderquellen, Aufbereitung und Transportwege je Herkunftsland.

Der Vergleich von Kohle- und Gaskraftwerken basiert zudem auf der Erdgasseite meist auf modernen GuD-Kraftwerken die unter Volllast betrieben werden. Im Rahmen der Energiewende steigt jedoch, bedingt durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien, der Teillastbedarf.

Daraus ergibt sich die folgende Fragestellung:



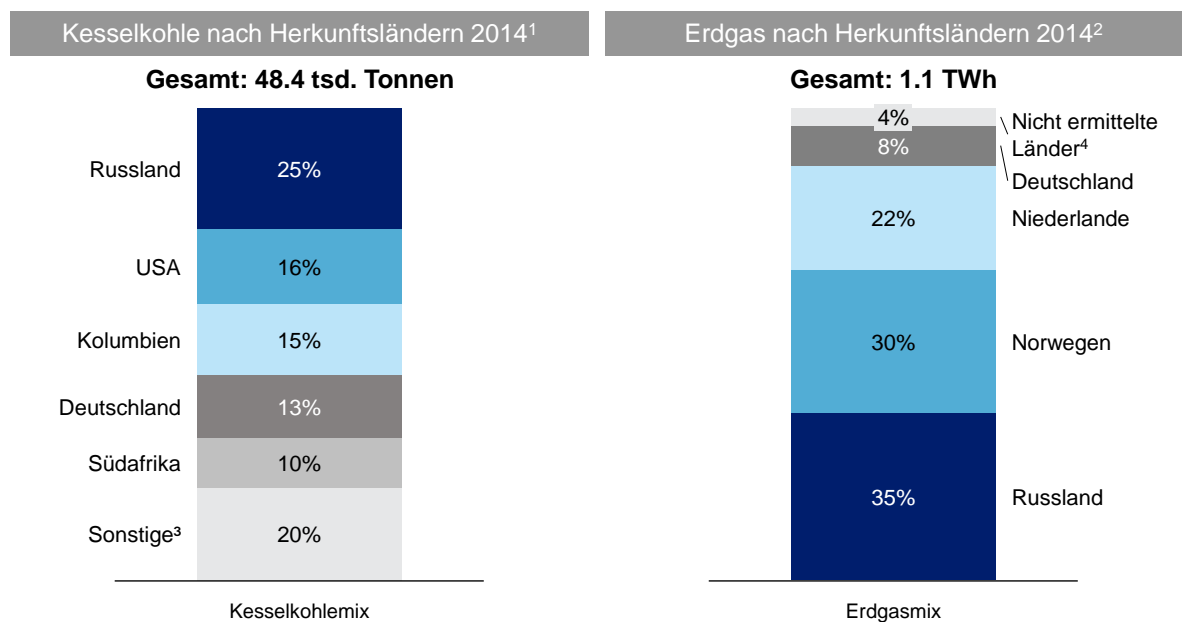
Verändert sich der Emissionsunterschied zwischen Stromerzeugung aus Erdgas und Steinkohle bei Betrachtung der Wertschöpfungskette von Förderung über Transport bis hin zu Erzeugung?

2.2 Vorgehen bei der Untersuchung

Der Vergleich der direkten und indirekten Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung von Strom aus Erdgas und Steinkohle wurde auf Basis einer Datenanalyse von Literaturquellen und eigenen Berechnungen vorgenommen. Für die Emissionen bei der Förderung von Erdgas und Steinkohle wurden vorhandene Studien ausgewertet (teils auf Basis länderspezifischer Informationen). Aus den Untersuchungen ergeben sich unterschiedliche Werte für die einzelnen Wertschöpfungsstufen, daher wurden diese als Bandbreiten dargestellt.

Hinsichtlich der Emissionen beim Transport waren Informationen nur für Erdgas ausreichend verfügbar. Für Steinkohle gab es aus früheren Untersuchungen keine validen Daten, so dass bezüglich des Steinkohletransports auf eigene Analysen zurückgegriffen wurde. Die Emissionen der Stromerzeugung von GuD-Kraftwerken, offenen Gasturbinen und modernen Steinkohlekraftwerken wurden auf Basis von durchschnittlichen Wirkungsgraden, bereitgestellt durch den VDKi (basierend auf einer Marktumfrage bei Energieversorgungsunternehmen) und spezifischen Emissionswerten ermittelt. Basis der Literaturrecherche waren öffentlich verfügbare Quellen (Stand: Januar 2016), ausgewertet in Bezug auf den deutschen Erdgas- und Kesselkohlemix in 2014 (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Kesselkohle und Erdgas nach Herkunftsländern 2014

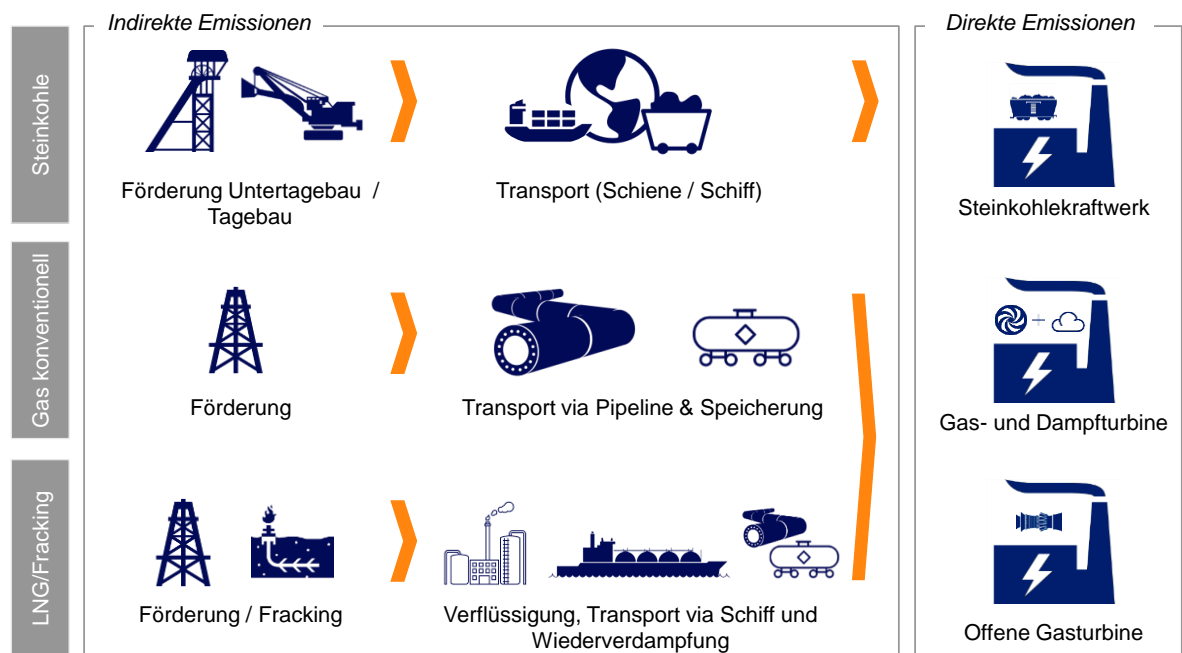


1. VDKi (Jahresbericht 2015), Statistik der Kohlewirtschaft e.V., RAG (85% der deutschen Steinkohleförderung ist Kesselkohle); 2. BAFA; 3. Sonstige = Polen, Tschechische Republik und sonstige Länder; 4. u.a. UK und Dänemark;

2.3 Betrachtete Lieferketten

Viele der betrachteten Studien ließen keine Rückschlüsse über die konkrete Datenerhebung zu. Spezifische Emissionen einzelner Wertschöpfungsstufen wurden nicht immer einheitlich ausgewiesen oder berücksichtigt und beziehen sich vor allem auf die jeweiligen Herkunftsländer. Um jedoch eine ganzheitliche Betrachtung zu gewährleisten, wurden die Informationen hinsichtlich der zu berücksichtigten Wertschöpfungsstufen eingeordnet und entsprechend der Herkunftsländer zusammengefasst. Die Wertschöpfungskette wurde in Förderung und Transport (indirekte Emissionen) sowie Erzeugung (direkte Emissionen) untergliedert (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Betrachtete Wertschöpfungskette

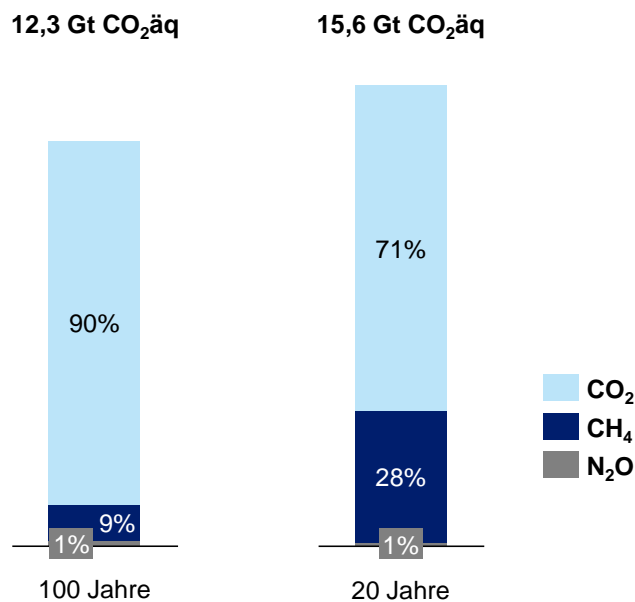


3. NEUBEWERTUNG METHANEINFLUSS

Die wesentlichen Emissionsquellen der Stromerzeugung sind der direkte Verbrennungsprozess (CO₂), der Energieaufwand für den Transport (CO₂) und der Methanaustritt (CH₄) bei der Förderung und durch Leckagen beim Transport.

Methan hat über einen Betrachtungszeitraum von 100 Jahren ein 28-mal höheres Treibhauspotenzial als CO₂. In den meisten ausgewerteten Studien wurde für den Methanaustritt ein CO₂-Äquivalent im 100 Jahre Betrachtungszeitraum herangezogen. Die Ziele der Klimakonferenz in Paris sehen jedoch eine Reduktion der Treibhausgasemissionen innerhalb der nächsten 20 Jahre vor. Um diese Ziele zu berücksichtigen, wurde bei der Berechnung der indirekten Emissionen durch Förderung und Transport für das CO₂-Äquivalent ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren zu Grunde gelegt. In diesem kürzeren Zeitraum ist das Treibhauspotenzial von Methan 84-mal höher als für CO₂.

Abbildung 5: Emittierte Treibhausgase der Energiegewinnung weltweit (2010)



IPCC (2013): Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)

4. INDIREKTE EMISSIONEN UND DEREN EINLUSSPARAMETER

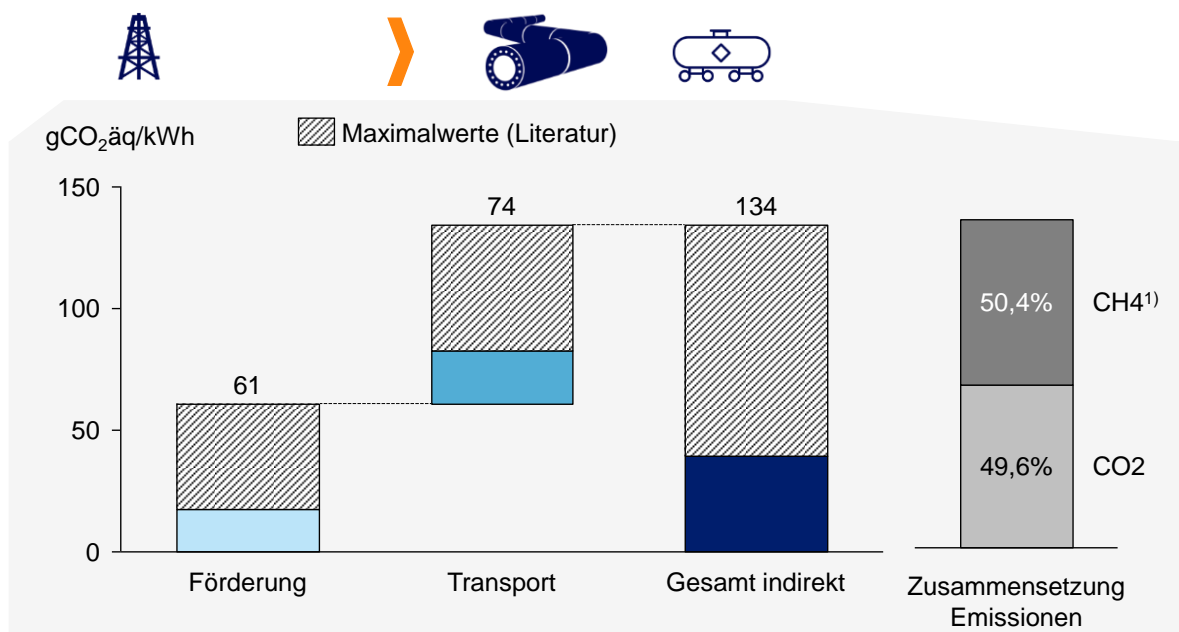
4.1 Erdgasförderung und Transport

Bei der konventionellen Förderung von Erdgas entsteht hauptsächlich CO₂. Dieses entsteht durch den Energieverbrauch beim Betrieb von Maschinen bei der Förderung und der Aufbereitung, sowie durch kontrolliertes Abfackeln von Erdgas am Bohrloch. Zum Methanaustritt bei der Förderung von Erdgas gibt es bisher kein großes Spektrum an Untersuchungen und bei sachkundigem Betrieb fallen diese, wenn überhaupt, nur geringfügig an.

Beim Transport von Erdgas kann Methan durch Leckagen austreten. Hierbei sind für die Höhe der Emissionen die Leitungslänge und der Wartungsstand der Kompressoren maßgebend. Die dem Transport zuzuordnenden CO₂-Emissionen entstehen hauptsächlich durch den Energieverbrauch der eingesetzten Kompressoren. Bedingt durch den langen Transportweg hat russisches Erdgas einen höheren Emissionsfaktor als Erdgas aus Europa oder Deutschland. Insgesamt verteilen sich die indirekten Emissionen von Erdgas relativ gleichmäßig auf Transport und Förderung.

Unter Berücksichtigung des Erdgasmixes für Deutschland im Jahr 2014 ergeben sich indirekte Emissionen für Erdgas von 134 gCO₂äq/kWh (siehe Abbildung 6).

Abbildung 6: Indirekte Emissionen von Erdgas



Gemäß der Erläuterungen in Kapitel 3 wurden die Werte der Methanemissionen auf 20-Jahre gerechnet

4.2 Steinkohleförderung und Transport

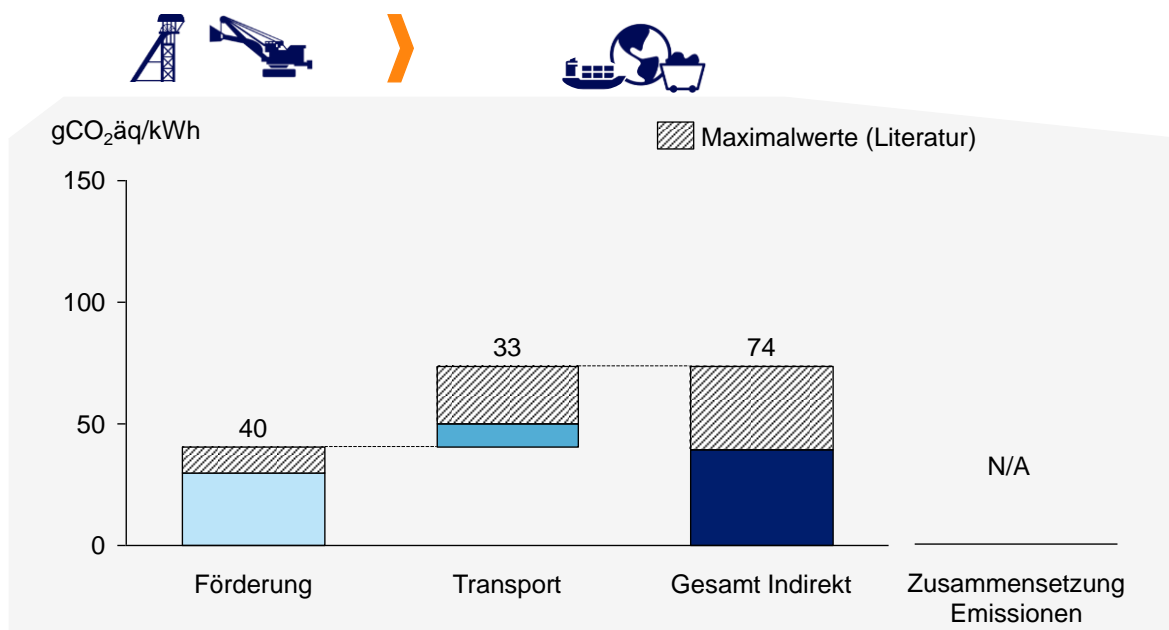
Bei der Förderung von Steinkohle entstehen im Untertagebau höhere indirekte Emissionen als im Tagebau, aufgrund der höheren energetischen Aufwendungen zum Beispiel durch den Betrieb von Maschinen bei der Förderung und der Aufbereitung. Methan ist in der Kohle gebunden und wird in Form von sog. „Grubengas“ und in der nachfolgenden Verarbeitung durch Ausgasung frei. Aus Sicherheitsgründen wird dieses Grubengas gesammelt und größtenteils genutzt.

Die Emissionen im Steinkohletransport variieren durch die Aufteilung der Transportart in Schiff und Schiene und der damit unterschiedlichen spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren, je nach Förderart. Der wesentliche Emissionstreiber beim Transport von Steinkohle ist der Bahntransport, lange Entfernungen per Schiffstransport haben nur einen geringen Anteil an den Emissionen und auch der Methanaustritt spielt nur eine geringe Rolle.

Der größte Teil der indirekten Emissionen von Steinkohle wird bei der Förderung und Aufbereitung freigesetzt (siehe Abbildung 7). Die teilweise großen Distanzen zu den Herkunftsländern bei der Kohle haben bedingt durch den vergleichsweise emissionsarmen Schiffstransport keinen großen Einfluss auf die indirekten Emissionen.

Unter Berücksichtigung des Kesselkohlemixes für Deutschland im Jahr 2014 ergeben sich indirekte Emissionen für Steinkohle von 74 gCO₂/kWh.

Abbildung 7: Indirekte Emissionen der Steinkohle

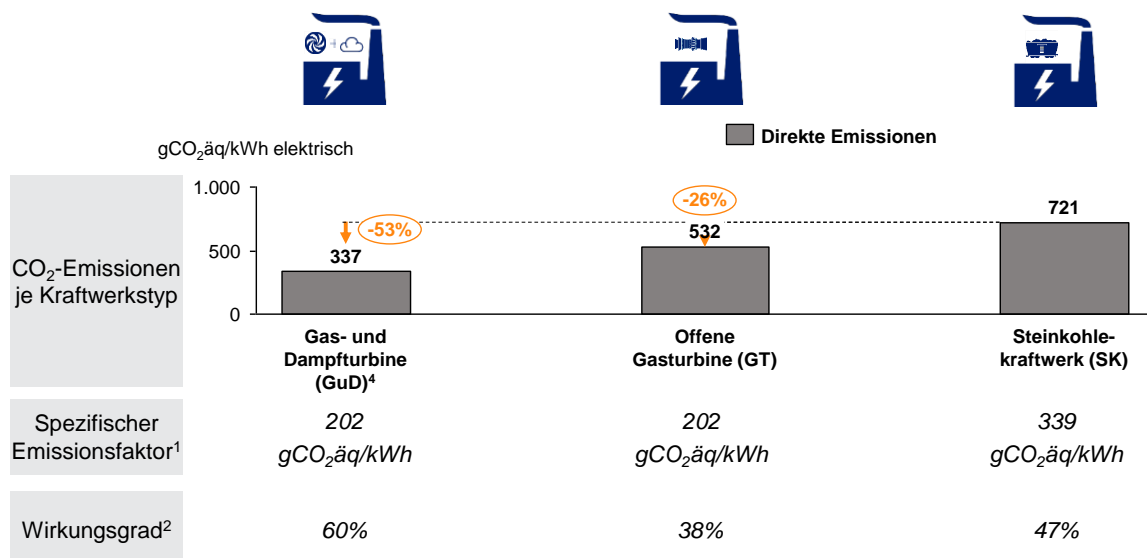


5. DIREKTE EMISSIONEN VON GUD-KRAFTWERKEN, OFFENEN GASTURBINEN UND MODERNEN STEINKOHLEKRAFTWERKEN

5.1 Vergleich unter Volllast

Um eine Vergleichbarkeit herzustellen wurde bei der Berechnung der direkten Emissionen nur die Stromerzeugung betrachtet und die Wirkungsgrade von modernen Kraftwerken jedoch ohne Wärmeauskoppelung verwendet. GuD-Kraftwerke und moderne Steinkohlekraftwerke können auch mit Wärmesaukoppelung betrieben werden und haben daher in diesem Fall einen höheren Wirkungsgrad und emittieren entsprechend weniger CO₂. Unter alleiniger Betrachtung direkter Emissionen emittieren offene Gasturbinen 26% weniger CO₂ als moderne Steinkohlekraftwerke. Im Falle des GuD-Kraftwerkes stellt sich der Emissionsvorteil im Vergleich zum modernen Steinkohlekraftwerk mit 53% noch besser dar (siehe Abbildung 8).

Abbildung 8: Direkte Emissionen im Volllastbetrieb



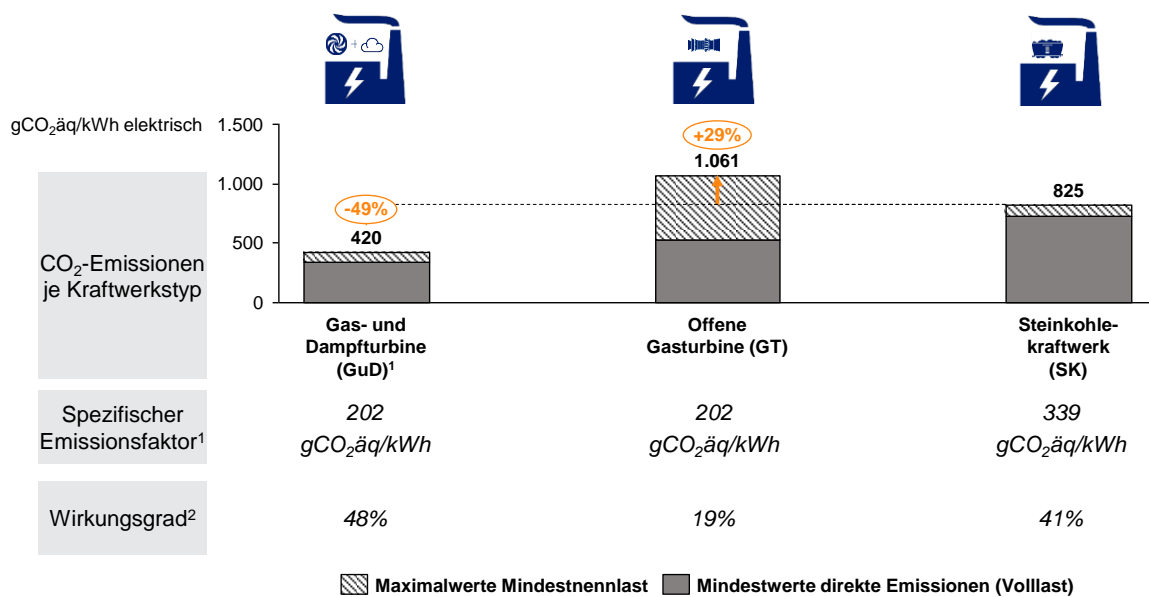
1. Umweltbundesamt; 2. Pöyry Recherche (Vergleich der derzeit im Markt installierten Technologien mit dem höchsten Wirkungsgraden, jedoch ohne Wärmesaukoppelung); 3. DENA ; 4. Fahrweise GuD-Kraftwerk nicht mit Bypass (inkl. Betrieb der Dampfturbine)

5.2 Vergleich unter Teillast

Um die sichere Stromversorgung in Deutschland im Zuge der Energiewende zu gewährleisten und um die Erzeugungsschwankungen der Erneuerbaren ausgleichen zu können, wird die Flexibilität thermischer Kraftwerke insbesondere im Teillastbetrieb künftig an Bedeutung gewinnen. Der Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerkes verringert sich im Teillastbetrieb um rund 12%-Punkte. Offene Gasturbinen weisen hingegen eine sehr gute Teillastfähigkeit auf, jedoch verschlechtert sich hierbei der Wirkungsgrad um rund 19%-Punkte. Bei modernen oder nachgerüsteten Steinkohlekraftwerken ist die Teillastfähigkeit sehr gut vorhanden und der Wirkungsgrad verringert sich hingegen nur um rund 6%-Punkte.

Die geringeren Wirkungsgrade im Teillastbetrieb führen zu einer Veränderung der Emissionsunterschiede zwischen den betrachteten Erzeugungstechnologien. Eine offene Gasturbine kann im Teillastbetrieb bis zu 29% mehr direkte CO₂-Emissionen haben als ein modernes Steinkohlekraftwerk. Der Emissionsunterschied zum GuD-Kraftwerk liegt im Teillastbetrieb hingegen bei rund 49% (siehe Abbildung 9).

Abbildung 9: Direkte Emissionen im Teillastbetrieb



1. Umweltbundesamt; 2. STEAG

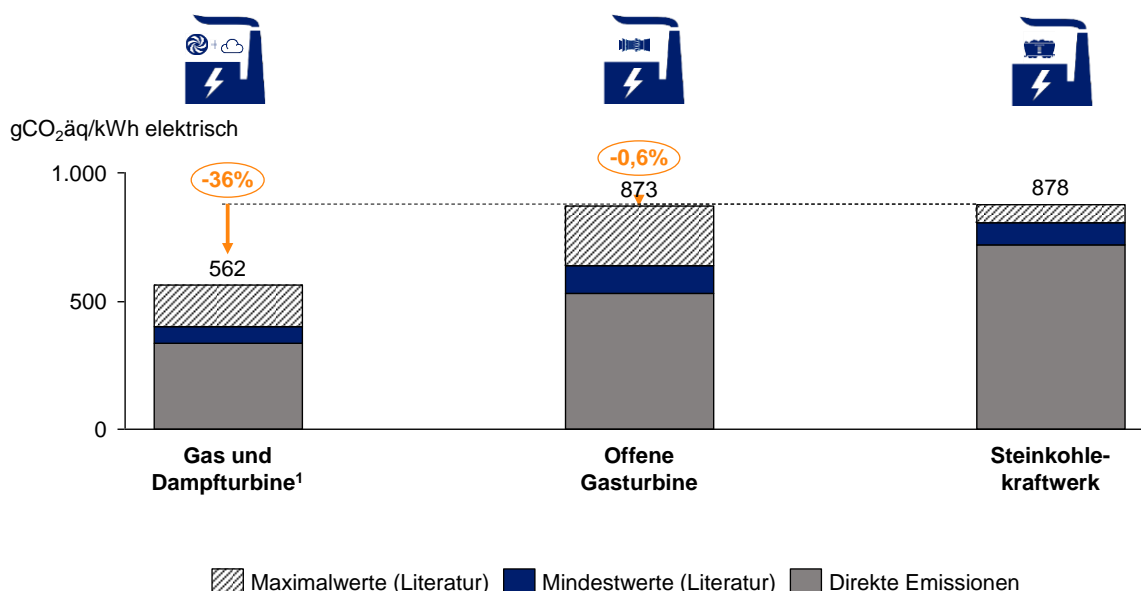
6. GESAMTEMISSIONEN VON GUD-KRAFTWERKEN, OFFENEN GASTURBINEN UND MODERNEN STEINKOHLKRAFTWERKEN

6.1 Vergleich unter Volllast

Für die Aufstellung der Gesamtbetrachtung wurden die CO₂-Äquivalente der indirekten Emissionen in kWh_{elektrisch} umgerechnet, d.h. die Werte wurden durch den Wirkungsgrad der Anlagen geteilt, damit sie mit den direkten Emissionen vergleichbar sind. Ein schlechterer Wirkungsgrad führt zu einem höheren Brennstoffverbrauch und daher steigen auch die Emissionen für Förderung und Transport.

In der Gesamtbetrachtung sind die Emissionen von modernen Steinkohlekraftwerken und offenen Gasturbinen annähernd gleich. Der Emissionsvorteil von GuD-Kraftwerken verringert sich auf rund 36% gegenüber der Erzeugung aus Steinkohle (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10: Gesamtemissionen im Vollastbetrieb

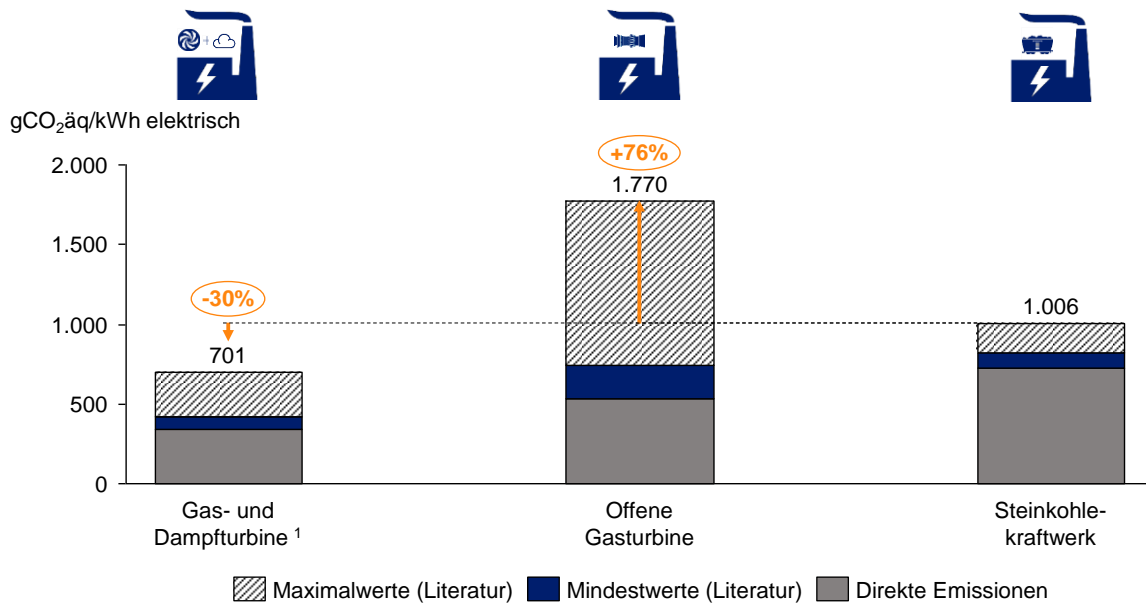


Anmerkung: Für die direkten Emissionen wurden elektrische Wirkungsgrade (Vergleich der derzeit im Markt installierten Technologien mit dem höchsten Wirkungsgraden, jedoch ohne Wärmesaukopplung) der GuD-Anlagen von 60%, der offenen Gasturbinen von 38% und der modernen Steinkohlekraftwerke von 47% angenommen; 1. Fahrweise GuD-Kraftwerk nicht mit Bypass (inkl. Betrieb der Dampfturbine)

6.2 Vergleich unter Teillast

Im Teillastbetrieb können offene Gasturbinen, bedingt durch den schlechten Wirkungsgrad, um bis zu 76% höhere Gesamtemissionen als ein modernes Steinkohlekraftwerk haben. Der Emissionsvorteil von GuD-Kraftwerken verringert sich auf rund 30% im Vergleich zum modernen Steinkohlekraftwerk (siehe Abbildung 11).

Abbildung 11: Gesamtemissionen im Teillastbetrieb



1. Fahrweise GuD-Kraftwerk nicht mit Bypass (inkl. Betrieb der Dampfturbine)

7. AUSWIRKUNG VERÄNDERTER ERDGASBEZUGSQUELLEN

Bei der Ermittlung der Werte für die Höhe der indirekten Emissionen ist die Herkunft der fossilen Energieträger ausschlaggebend, da der Transportweg eine entscheidende Rolle spielt. In Deutschland weisen daher das deutsche und das aus den nahegelegenen Niederlanden stammende Erdgas geringere indirekte Emissionen auf, als Erdgas aus entfernteren Regionen, wie Norwegen oder Russland. Allerdings sind die Erdgasvorkommen hierzulande stark rückläufig. In der Substitution werden daher zunehmend Liefergebiete zum Zuge kommen, die eine schlechtere Emissionsbilanz aufweisen.

In den letzten Jahren sind mit der Schiefergasförderung und dem zunehmenden LNG-Gastransporten weitere mögliche Quellen zum Beispiel aus dem Mittleren Osten oder den USA für einen Bezug von Erdgas hinzugekommen. Ein substantieller Anteil von LNG-Gas am deutschen Kraftwerksgas ist derzeit jedoch, aufgrund der höheren Kosten nicht wirtschaftlich und daher für Deutschland auch in Zukunft nicht abzusehen.

Eine Verschiebung des Erdgasbezugsmixes in Richtung weiter entfernter Quellen oder einer Schiefergasförderung würden die indirekten Emissionen von Gas weiter steigen lassen.

ANHANG – LITERATURVERZEICHNIS

#	Titel	Herausgeber / Autor	Jahr
1	A single gas well leak is California's biggest contributor to climate change	Goldberg, Susanne	2016
2	Gaslecks verstärken Klimawandel	Schlandt, Jakob	2016
3	Widespread carbon pricing is vital to tackling climate change	Lund et al.	2015
4	Greenhouse Gas Footprint	Debriv – Bundesverband Braunkohle	2015
5	Vorstände der Gasindustrie gehen auf Kohleindustrie los. Frankfurter Allgemeine Zeitung (FAZ)	Hein, Christoph	2015
6	Treibhausgas-Emissionswerte für unterschiedliche fossile Energieträger und Kraftwerksszenarien in Deutschland	WINGAS	2015
7	Exporting Liquefied Natural Gas Is A Dreadful Idea For The Climate	Rom, Joe	2014
8	IEA's "Golden Age of Gas Scenario" Leads to More Than 6°F Warming and Out-of-Control Climate Change	Rom, Joe	2011
9	Shale gas worse than coal for climate	Black, Richard	2011
10	Harmonization of initial estimates of shale gas life cycle greenhouse gas emissions for electric power generation	Heath et al.	2014
11	Methane Leaks from North American Natural Gas Systems	Brandt et al. (Standfort University)	2014
12	Treibhausbilanz von Erdgas in der Stromerzeugung	Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)	2011
13	Indirect Emissions of Carbon Dioxide from Marcellus Shale Gas Development	Santoro et al.	2011
14	CO2-Emissionen der Stromerzeugung	Wagner et al.	2007
15	Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation	Jaramillo et al.	2007
16	Liquefied natural gas (LNG) - Consistent Methology for Estimating Greenhouse Gas Emissions	American Petroleum Institute (API)	2015

#	Titel	Herausgeber / Autor	Jahr
17	Flaring und Venting von Erdölbegleitgas - Aktuelle Entwicklung und Auswirkungen von Marginal Oil	Energy Research Architecture (ERA) - Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB)	2015
18	A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas	Howarth, Robert W.	2014
19	Limited impact on decadal-scale climate change from increased use of natural gas	Haewon et al.	2014
20	An LCA Study of an Electricity Coal Supply Chain	Wang Chao, Dong Mu	2014
21	Anthropogenic and Natural Radiative Forcing	IPCC	2013
22	Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende	Prognos - Verein der Kohlenimporteure e.V.	2012
23	Liquefied Natural Gas for Europe – Some Important Issues for Consideration	Europäische Kommission	2009
24	Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung	Öko-Intitut e.V.	2007
25	Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline -System	Wuppertal Institut (WI) - E.ON Ruhrgas AG	2005
26	Energiebilanzen & Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für 2000 und 2020	Öko-Intitut e.V.	2003
27	Reduced methane growth rate explained by decreased Northern Hemisphere microbial sources	Fuu Ming Kai, Stanley C. Tyler, James T. Randerson & Donald R. Blake	
28.A	Recent decreases in fossil fuel emissions of ethane and methane derived from firm air	M. Aydin, K.R. Verhulst, E.S. Saltzman, M.O. Battle, S.A. Montzka, D.R. Blake, Qi Tang und M.J. Prather	
28.b	Gutachten: Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen	Öko-Intitut e.V. / IINAS	2012



The leading advisor to the world's energy, forest and bio-based industries.
Clients choose us for the sharpness of our insight, deep industry
expertise and proven track record – because results count.

Pöyry Management Consulting



Pöyry Management Consulting
Rather Straße 110 b
D-40476 Düsseldorf
Germany

Tel: +49 (0)211 17 52 38 0
Fax: +49 (0)211 17 52 38 50
www.poyry.de