

Beitragsserie Energie und Umwelt

Hrsg.: Martin Pehnt¹ und Eckard Helmers²

¹ Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Wilckensstr. 3, D-69120 Heidelberg (martin.pehnt@ifeu.de)

² Umweltcampus Birkenfeld der FH Trier, Fachbereich Umweltplanung/Umwelttechnik, Pf. 1380, D-55761 Birkenfeld (e.helmers@umwelt-campus.de)

Treibhausgas-Emissionen zukünftiger Erdgas-Bereitstellung für Deutschland*

Stefan Lechtenböhrer** und Carmen Dienst

Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, Döppersberg 19, D-42103 Wuppertal

** Korrespondenzautor (stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org)

DOI: <http://dx.doi.org/10.1065/uwsf2008.03.241>

Bitte zitieren Sie diesen Beitrag wie folgt: Lechtenböhrer S, Dienst C (2008): Treibhausgas-Emissionen zukünftiger Erdgas-Bereitstellung für Deutschland. UWSF – Z Umweltchem Ökotox 20 (2) 133–144

Zusammenfassung

Hintergrund. Erdgas ist der fossile Energieträger, dem die größten Zuwachsraten prognostiziert werden. Dies gilt in Deutschland wie weltweit. Neben den hohen Wirkungsgraden der Nutzung liegt dies an den geringen (Treibhausgas)-Emissionen bei seiner Verbrennung. Allerdings besteht Erdgas zu über 90% aus dem potenten Treibhausgas Methan (CH₄), das nach dem Kohlendioxid am zweitstärksten zum anthropogen verursachten Treibhauseffekt beiträgt. Vor diesem Hintergrund tragen mögliche Verluste von Erdgas bei Produktion, Aufbereitung, Transport, Verteilung und Nutzung potentiell zum Treibhauseffekt bei und können unter ungünstigen Bedingungen die Vorteile in Teilen wieder aufheben. Dies gilt besonders bei den zukünftig wachsenden Entfernungen zwischen Produktion und Verbrauch, den anspruchsvolleren Förderbedingungen und einem entstehenden Weltmarkt für verflüssigtes Erdgas (LNG liquified natural gas).

Ziel. In diesem Beitrag sollen die mit der Erdgasbereitstellung für den deutschen Markt verbundenen Treibhausgasemissionen entlang der gesamten Prozesskette dargestellt werden, um eine Gesamtbewertung der mit seiner Nutzung verbundenen Treibhausgasemissionen und einen Vergleich mit den entsprechenden Emissionen anderer Energieträger zu ermöglichen. Dabei werden die in bis 2030 zu erwartenden dynamischen Veränderungen sowohl der Gasherkunft, als auch der Technik bei Förderung, Aufbereitung und Transport detailliert berücksichtigt. Ein besonderer Schwerpunkt liegt auf den Emissionen der Erdgasbereitstellung aus Russland, das seine Rolle als führender Erdgaslieferant ggf. noch weiter ausbauen wird.

Ergebnisse und Diskussion. Die Analysen dieses Beitrags zeigen, dass sich die Bezugsstrukturen für Erdgas in den nächsten zwei Jahrzehnten signifikant verändern werden. Die Förderung in der EU wird deutlich zurückgehen und der Anteil russischen und norwegischen Erdgases sowie von verflüssigtem Erdgas LNG (z.B. aus Algerien und Ägypten) wird zunehmen. Obwohl hierdurch die Emissionssituation potentiell ungünstiger wird, können steigende Emissionen durch die erforderlichen umfangreichen Investitionen teilweise kompensiert werden, weil ältere und ineffizientere Technik durch den aktuellen Stand der Technik ausgetauscht wird. Im Ergebnis werden sich die gegenläufigen

Trends in etwa aufheben und die Treibhausgasemissionen der Erdgasbereitstellung – je nach Investitionsumfang – leicht sinken, d.h. bei etwa 12% der direkten Treibhausgasemissionen liegen. Für die beiden hier berechneten Szenarien-Varianten wird eine Senkung der gesamten Vorketten-Emissionen des in Deutschland genutzten Gases von rund 23 Mio. t CO₂-Äquivalent (2005) auf 19,5 bzw. 17,6 Mio. t CO₂-Äquivalente bis 2030 angenommen. Bei der ersten Variante können trotz steigenden Gasverbrauchs die Emissionen mittels technischer Verbesserungen reduziert werden, während bei der zweiten Variante der erhebliche Rückgang des Gasimports Hauptgrund für die Emissionsreduktion ist.

Schlussfolgerungen. Derzeit liegen die indirekten Treibhausgasemissionen der Erdgasbereitstellung etwa auf dem Niveau der anderen fossilen Energieträger, Öl und Steinkohle. Beim Erdgas wird diese Höhe in den nächsten Jahrzehnten sogar stark absinken, wenn die großen Optimierungspotentiale konsequent umgesetzt werden. Allerdings sind für die Sicherstellung der Erdgasversorgung umfangreiche Investitionen erforderlich. Diese sollten mit der aus Emissionssicht jeweils best verfügbaren – und damit langfristig auch wirtschaftlichsten – Technik erfolgen. Erdgas wird unter diesen Voraussetzungen auch in Zukunft – als relativ sauberer fossiler Energieträger – eine wichtige Übergangsfunktion zur regenerativen Energieversorgung übernehmen können.

Schlagwörter: Energie und Umwelt; Erdgas, Förderung; Erdgas, Prozesskette; Erdgas, Russland; Erdgas, Transport; Methanemissionen; Treibhausgasemissionen, Energiebereitstellung

Abstract

Projection of greenhouse gas emissions from the natural gas supply chain for Germany

Background. Natural gas makes a significant contribution to the current energy supply and its importance, in relation to both the German and worldwide energy supplies, will increase further in decades to come. In addition to its high degree of efficiency, the low level of direct GHG combustion emissions is also an advantageous factor.

However, around 90% of natural gas is methane (CH₄), which is the second most significant GHG due to its high greenhouse potential (21 times higher than CO₂). Therefore, high levels of direct gas losses of natural gas in its production, processing, transport and distribution could neutralise its low emission advantages.

* Dies ist die zweite Folge der Beitragsserie 'Energie und Umwelt' (Krewitt 2007)

This is particularly apparent when considering the growing distances between production and use, the demanding production processes and the upcoming worldwide market for LNG (liquefied natural gas).

Aim. This paper aims to analyse and illustrate the future GHG emissions of the whole process chain of natural gas (indirect emissions) to be supplied to the German border over the next 2 decades. This should allow the comparison of total GHG emissions (indirect and direct) of natural gas with the GHG emissions of other fossil fuels. By considering likely changes in gas origin as well as dynamic changes in the infrastructure and technology of gas production, processing and transport until 2030, all relevant factors are included.

The study focuses on the emissions of Russian natural gas as Russia is already, and will be in the future, the most important gas supplier to the German and European gas markets.

Results and Discussion. The analysis illustrates a significant change in the gas supply over the next two decades. The EU Gas Fields are in decline and it is predicted that these will run dry. In parallel the share of Russian and Norwegian natural gas, and also the levels of LNG production (e.g. from Algeria or Egypt), will increase. Although the potential for GHG emissions tends to grow as a result of greater transport distances and demanding production and processing activities, high investment in necessary mitigation options (e.g. through replacing older and inefficient technology; updating to state-of-the-art technology) may neutralise the increase.

The overall result of these counteracting trends will be to decrease GHG emissions, in a range of around 12% per TJ of direct emissions of natural gas, depending on the level of investment in the modernisation of the Russian gas infrastructure and the improvements of the LNG process. In the two given scenarios the indirect emissions of the natural gas used in Germany will decrease from about 23 million t CO₂-eq (2005) to 19.5 or 17.6 million t CO₂-eq in the year 2030. In spite of a significant higher gas consumption the emissions are reduced in the first scenario due to technical modifications. In the second scenario the emission reduction is based on the lower gas consumption.

Conclusions. At present, the indirect GHG emissions of the natural gas process chain are comparable to the indirect emissions produced by oil and coal. The emission trend of the natural gas process chain will markedly decrease if the mitigation options are followed consistently. However, in order to ensure the long-term security of natural gas supply for future decades, a high level of investment is essential. With regard to future emissions, the best available technology and, therefore, that which is most economically feasible in the long term, should be used. Under these conditions natural gas – as the fossil fuel with the lowest levels of GHG emissions – can play a major role in the transition to a renewable energy supply for the future.

Keywords: Energy and environment; energy supply; GHG-emissions; methane emissions; natural gas transport; natural gas; process chain, natural gas production; Russian natural gas

1 Problemstellung

Fossile Brennstoffe sind die Basis der heutigen Energieversorgung in Deutschland und Europa und werden es für die nächsten Dekaden auch bleiben. Dabei zeichnen sich eine Umorientierung und Diversifizierung hin zu außereuropäischen Lieferquellen ab. Die aktuelle Diskussion zum Thema der zukünftigen Energieversorgung dreht sich jedoch nicht

allein um die Frage der Bezugsquellen und Energiesicherheit, sondern zunehmend auch um die Frage der mit der Energiebereitstellung verbundenen Treibhausgasemissionen, die – indirekt – durch den Energiekonsum und die Energiepolitik der Verbraucherländer mitbestimmt werden. Dabei geht es zum einen um die Identifikation der gegenwärtigen Emissionen der einzelnen Schritte der Bereitstellungsketten von Energieträgern, über die z.T. noch wenig Datenmaterial zur Verfügung steht. Zum anderen stellt sich die Frage nach zukünftigen Veränderungen von Zuliefermix und Transportwegen und deren Einfluss auf die Prozessketten sowie ihre Treibhausgasemissionen. Die erste Frage wurde für die Erdgasprozessketten mit Schwerpunkt Russland von uns bereits an anderer Stelle näher beleuchtet (WI 2005, Lelieveld et al. 2005). Hier steht daher der dynamische Aspekt der Fragestellung im Mittelpunkt der Analyse.

2 Treibhausgasemissionen der Erdgasnutzung und -bereitstellung

Vergleicht man die Höhe der direkten CO₂-Emissionen fossiler Energieträger, d.h. derjenigen Emissionen, die vor Ort bei der Verbrennung unabhängig von den vorgelagerten Prozessketten entstehen, ist die in Abb. 1 dargestellte Rangfolge festzustellen. Danach verursacht die Verbrennung von Erdgas mit rund 56 t CO₂ pro TJ die geringsten direkten Emissionen¹. Wird zusätzlich noch der hohe Wirkungsgrad von Gaskraftwerken (bis zu 58% bei GuD-Kraftwerken) berücksichtigt, steht Erdgas im Verhältnis zu den übrigen fossilen Brennstoffen in Bezug auf die durch seine Nutzung entstehenden Treibhausgasemissionen sehr positiv da.

Werden aber die indirekten Emissionen aus Förderung, Aufbereitung und Transport der verschiedenen fossilen Energieträger, die auf dem deutschen Markt eine Rolle spielen verglichen, so zeigt sich, dass die CH₄ und CO₂-Emissionen für in Deutschland zur Verfügung gestellte Brennstoffe bei fast allen Energieträgern relevant sind (vgl. Abb.1), während die Lachgasemissionen (N₂O) eher zu vernachlässigen sind. Die Emissionen der vorgelagerten Prozesskette für Erdgas (derzeitiger Bezugsmix in Deutschland) liegen in einer vergleichbaren Größenordnung wie etwa für Steinkohle und Heizöl (HEL)². Bei Erdgas sind sowohl der Energieaufwand zum Transport des Gases als auch die Freisetzung von Erdgas durch Leckagen relevant. Erdgas kann potentiell in den Fördergebieten (u.a. beim Niederbringen von Bohrungen, Freiblasen von Bohrlöchern und der Aufbereitung), beim Transport (v.a. durch Verbrennung als Antriebsgas in den Verdichterstationen, sowie Wartungen und Leckagen) und bei der Endverteilung freigesetzt werden. Zu beachten ist in

¹ Heizöl(HEL) 74 t/TJ; Steinkohle 92 t/TJ; Braunkohle 111 t/TJ (Quelle: Umweltbundesamt 2003); Die Emissionen von CH₄ und N₂O spielen bei modernen Verbrennungstechniken nahezu keine Rolle. In stationären Feuerungsanlagen in Deutschland liegen sie – bezogen auf die Treibhausgaswirkung – im Regelfall unter 1% der CO₂-Emissionen.

² Gemäß den Angaben in Gemis (Öko-Institut 2002): Während bei der Steinkohle neben dem Energieverbrauch für die Förderung vor allem auch die Grubengasfreisetzungen von Bedeutung sind, stammen die vorgelagerten Emissionen beim derzeitigen Bezugsmix für Öl aus einer Vielzahl von verschiedenen Prozessen (z.B. Transport per Schiff, Wärmebereitstellung bei Förderung und Aufbereitung usw.).

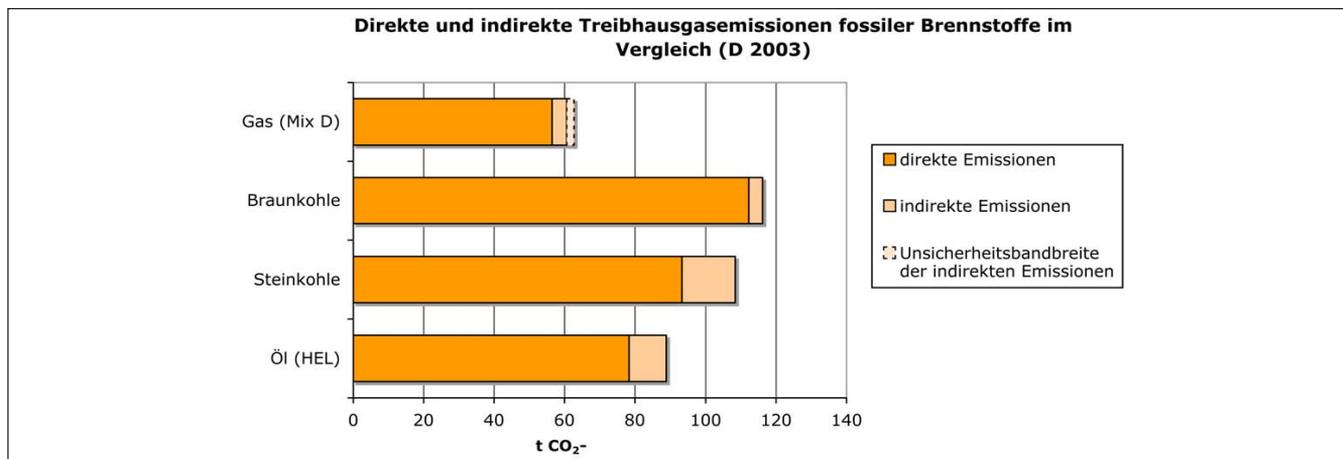


Abb. 1: Gegenwärtige direkte und indirekte Treibhausgas-Emissionen fossiler Brennstoffe im Vergleich (Nutzung in Deutschland 2003). Quelle: Braunkohle, Steinkohle und Öl (HEL) nach Öko-Institut (Gemis 4.12); eigene Berechnungen des Wuppertal Instituts, 2005, für Gas Mix D

diesem Fall, dass im Vergleich zu dem bei der Verbrennung emittierenden Kohlendioxid, Erdgas mit dem Hauptbestandteil Methan unverbrannt ein um das 21fache höheres Treibhausgaspotential³ aufweist. Die Höhe der Emissionen bei der Gasförderung und -aufbereitung hängt stark von den individuellen Bedingungen vor Ort ab. Werden große Felder mit hoher Methankonzentration neu gefördert, ist der Druck des Gasfeldes so hoch, dass das Gas nicht extra komprimiert werden muss, um es die ersten Kilometer in der Pipeline zu befördern. Bei hoher Methankonzentration ist die Notwendigkeit der zusätzlichen Aufbereitung nicht gegeben. Die Emissionen des Gasferntransports stammen aus den Kompressorstationen und den Pipelines. Grundsätzlich unterschieden werden kann bei den Emissionen der Kompressorstationen und der Pipelines zwischen technologisch bedingten Freisetzungen und ungeplant durch Leckagen sowie ggf. Betriebsstörungen austretenden Emissionen. Die gesamte Höhe der Treibhausgasemissionen beim Erdgas hängt somit maßgeblich von seiner Herkunft ab. Insbesondere das russische Erdgas wird unter extremen Bedingungen in Westsibirien gefördert und muss über eine weite Distanz von rd. 5000 km bis auf den deutschen Markt transportiert werden (vgl. Wuppertal Institut 2005). Niederländisches und norwegisches Erdgas dagegen müssen nur wenige hundert bis knapp über 1000 km bis zur deutschen Grenze zurücklegen und weisen daher nur rd. halb so hohe indirekte Treibhausgasemissionen auf. Die – von der jeweiligen Herkunft und den konkreten technischen Bedingungen bei Förderung und Transport abhängige – Höhe der indirekten Emissionen ist somit der entscheidende Punkt für die Einschätzung der relativen Klimawirksamkeit der in Deutschland genutzten Energieträger.

³ Der 'Fourth Assessment Report' des IPCC (IPCC 2007) gibt für Methan die 25-fache Treibhausgaswirkung im Vergleich zu CO₂ und bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren an. Im vorherigen Assessment Report wurde ein Treibhausgaspotential von 23 angegeben (IPCC 2001). Rechtlich bindend für die mit dem Kyoto-Protokoll zusammenhängenden Belange ist aber der 'Second Assessment Report' (IPCC 1995), in dem das Treibhausgaspotential auf 21 festgelegt ist. Daher wird in den hier vorgestellten Berechnungen durchgängig der Wert von 21 verwendet. Gemis verwendet ein THG-Potential von 23 für Methan.

3 Entwicklung der Erdgasbereitstellung für Deutschland bis 2030

Die Treibhausgasemissionen, die in den nächsten Jahrzehnten durch die Erdgaslieferkette verursacht werden, hängen maßgeblich davon ab, aus welchen Ländern und über welche Transportwege das Erdgas bezogen werden wird. Im Folgenden sollen zwei Szenarien, ein Hochverbrauchs- und ein Niedrigverbrauchsszenario, den entsprechenden Möglichkeitsraum aufspannen. Für das Hochverbrauchsszenario wurde die Erdgasnachfrageprognose des Energie Report IV übernommen (EWI 2005), die davon ausgeht, dass der Erdgas-einsatz in Deutschland von 2005 (ca. 103 Mrd. m³) bis 2030 kontinuierlich auf 121 Mrd. m³ ansteigen wird. Demgegenüber erwartet die Studie 'Ökologisch Optimierter Ausbau Erneuerbarer Energien' (BMU 2004) aufgrund aktiver Energieeinsparbemühungen und eines Ausbaus der regenerativen Energien einen Verbrauchsrückgang auf rd. 85 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr (Tab. 1).

In Bezug auf die – in den o.g. Studien nicht explizit angegebenen – Lieferländer wird hier angenommen, dass nach 2010 auch Erdgas aus Algerien (verflüssigtes Erdgas LNG) bezogen werden wird. Außerdem wird die rückläufige heimische Förderung durch heimisches Biogas z.T. ersetzt werden können. Da der Erdgasbezug aus den Niederlanden stark zurückgehen wird und Großbritannien und Dänemark als Lieferländer bis 2030 entfallen, werden Russland und Norwegen größere Lieferanteile übernehmen. Zusätzlich ist eine Rubrik mit 'Sonstigen Förderländern' eingebaut, welche im Hochverbrauchsszenario ab 2020 eine Rolle spielen werden. Diese Annahme berücksichtigt Experteneinschätzungen aus der Gaswirtschaft und die Prognosen von 'Global Insight' (2005), welche die bereits konkret vertraglich festgelegten und avisierten Liefermengen wiedergeben und darauf aufbauend zukünftige Bezugsstrukturen entwerfen. Hier wird ein Teil der zukünftigen Erdgaslieferungen Ägypten (LNG) sowie weiteren Exportstaaten zugewiesen, welche noch nicht explizit benannt werden. In den Berechnungen werden diese zusätzlichen Liefermengen ebenfalls als verflüssigtes Erdgas angenommen (siehe Tab. 1).

Im Niedrigverbrauchsszenario hingegen wird davon ausgegangen, dass keine zusätzlichen Lieferquellen von Nöten sein

Tab. 1: Erdgasaufkommen in Volumen-% für die Szenarien 'Hoher Verbrauch' und 'Niedriger Verbrauch'

In %	Ist	Hoher Verbrauch			Niedriger Verbrauch		
	2005	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Russland	34%	34%	39%	41%	35%	39%	45%
Norwegen	24%	29%	31%	29%	27%	33%	34%
Niederlande	19%	19%	10%	2%	19%	11%	0%
GB/DK	7%	4%	2%	0%	4%	1%	0%
Algerien (LNG)	0%	0%	5%	11%	0%	4%	9%
Sonstige (LNG)	0%	0%	2%	7%	0%	0%	0%
Inland fossil	16%	12%	7%	3%	13%	7%	4%
<i>Inland Biogas</i>	0%	2%	4%	6%	2%	5%	8%
Summe (inkl. Biogas)	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Summe in Mrd. m³ (inkl. Biogas)	103	113	118	121	103	95	85
Summe in Mrd. m³ (fossil)	103	111	113	114	101	90	78

Quelle: eigene Annahmen basierend auf EWI 2005, BMU 2004 und Global Insight 2005

werden, da diese mit hohen Investitionskosten für die Infrastruktur verbunden sein würden (Ausbau LNG-Kapazitäten und/oder Pipeline-Anbindung), die aufgrund der rückläufigen Gesamtabsatzmengen nicht gerechtfertigt sind. Die Fördermengen aus Russland und Norwegen bewegen sich hier in etwa auf dem Stand von 2005 mit leicht steigenden Tendenzen v.a. bei Norwegen.

4 Treibhausgasemissionen zukünftiger Erdgasbereitstellung aus Russland

Die Struktur der russischen Erdgaswirtschaft wird sich in den kommenden Jahrzehnten deutlich diversifizieren. Die bisher die Förderung dominierenden Super-Giant Felder Urengoy, Jamburg und Medwezhe (Abb. 2) haben ihr Fördermaximum überschritten und ihr Anteil an der russischen Erdgasförderung wird kontinuierlich sinken. Stattdes-

sen werden neue kleinere Felder on-shore und off-shore in der Region Nadym pur Taz durch Gazprom und unabhängige Gesellschaften sowie durch die Ölindustrie erschlossen werden. Dazu kommt die geplante Erschließung der Felder auf der Yamal-Halbinsel und des off-shore Felds Stockman in der Barentssee vor Murmansk. Außerdem wird erwartet, dass der Import von Erdgas aus Turkmenistan sowie Kasachstan und Usbekistan stark ansteigt. Dabei wird heute zum Teil bezweifelt ob die optimistischen Projektionen von Gazprom und anderen angesichts der gegebenen Rahmenbedingungen überhaupt realisierbar sind (siehe z.B. SWP 2006, Riley 2006).

Im Folgenden werden zwei alternative Varianten der Entwicklung der russischen Gaswirtschaft angenommen. Im ersten Szenario wird davon ausgegangen, dass es den Akteuren in Russland gelingen wird, umfangreiche Investitionen



Abb. 2: Erdgasfelder und Haupttransportleitungen in Russland und angrenzenden Staaten (Quelle: IEA 2006b)

Tab. 2: Förderung, Aufkommen und Verwendung von Erdgas in Russland, 2003 bis 2030

In Milliarden m ³ Erdgas	2003	2010		2020		2030		Transport- entfernung
		von	bis	von	bis	von	bis	
Gazprom								^a
Urengoy	152	114	114	77	86	58	64	4300 (NK)
Yamburg	154	126	133	61	92	16	42	5020 ^b
Medvezeh	28	25	25	22	22	20	20	5500 (MK)
Summe	334	265	272	160	200	94	126	
Zapolyarnoye	68	100	100	100	100	80	80	5500 (MK)
Yamal		–	–	50	50	100	100	4300 + 600 ^c
kleinere On-shore Felder	140	120	130	120	130	120	130	4300 + 500 ^c
Off-shore:								
Ob und Taz Bucht		–	–	40	40	80	80	4300 + 500 ^c
Stockman		–	–	40	40	80	80	2900 (Neu)
Gesamt	542	485	502	510	560	554	596	
Nicht-Gazprom								
Ölindustrie	40	68	73	80	100	90	115	5500 + 500 ^d
Unabh. Gasproduzenten	37	37	37	40	50	49	68	5500 + 500 ^d
Turkmenistan usw.	9	45	45	80	85	85	100	2560 + 2550 ^e
Aufkommen Insgesamt	628	635	657	710	795	778	879	
Inlandsverbrauch	417	430	455	437	557	509	624	
Export	211	205	251	248	320	262	380	
– davon EU	113	117	142	127	181	128	220	

^a bis zur deutschen Westgrenze (Waidhaus, Frankfurt, O., Greifswald) in km; ^b 40% des Erdgases werden über den Nordkorridor und 60% über den Mittleren Korridor transportiert. Die Strecken wurden entsprechend dieser Aufteilung anteilig zugeordnet; ^c Nordkorridor + Neubau-Anschlusspipeline; ^d Mittlerer Korridor + Neubau-Anschlusspipeline ^e Mittlerer Korridor (ab Morschansk) + Zentralasiatische Pipeline

Quelle: eigene Abschätzung basierend auf IEA 2006a, 2006b, 2005, 2004, CIEP 2004, IGU 2006, Medvedev 2006, Stern 2006, SWP 2006

für den Ausbau und die gleichzeitige Modernisierung der Förderungs- und Transportinfrastrukturen zu mobilisieren. Dies könnte z.B. durch eine Kombination der Erleichterung ausländischer Investments, durch die Nutzung der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls sowie einen erleichterten Marktzugang unabhängiger Produzenten zum Gasnetz und eine erfolgreiche Sicherung von Importmengen aus Turkmenistan, Kasachstan und Usbekistan geschehen (vgl. IEA 2006b). Unter diesen Annahmen könnte es gelingen, das Gesamtaufkommen zunächst auf dem derzeitigen Niveau zu halten und nach 2015 weiter auszubauen und gleichzeitig die vorhandenen Infrastrukturen weiter zu modernisieren. Das steigende Aufkommen stünde dann für eine vermehrte Inlandsnachfrage sowie höhere Exporte zur Verfügung (vgl. IEA 2006b, SWP 2006).

Im zweiten Szenario dagegen wird von einem langsamer verlaufenden Umstrukturierungs- und Modernisierungsprozess ausgegangen, der einen nur langsamen Marktzugang inner-russischer wie internationaler Akteure ermöglicht, während gleichzeitig auch Gazprom – wie derzeit praktiziert – nur einen Teil seiner Erlöse für Investitionen in das Gassystem einsetzt. In diesem Rahmen würden die verfügbaren Investitionsmittel für den Neuaufschluss von Feldern sowie die Modernisierung und Instandhaltung der Infrastruktur einen deutlichen Engpassfaktor darstellen. In dieser Perspektive wird das Aufkommen in Russland trotz verstärkter Importe und steigender Förderung Dritter bis 2010 eher zurückgehen und sich

erst danach langsam erholen (Tab. 2) (vgl. SWP 2006, IEA 2004, 2006a und b, Stern 2006).

Die Diversifizierung der Fördergebiete sowie die in den beiden hier betrachteten Varianten unterschiedlich aktive Investitionstätigkeit werden sich auch auf die zukünftige Emissionssituation der russischen Erdgaswirtschaft auswirken. Dabei sind gegenläufige Trends zu erwarten:

Kleinere Felder und eine geringere Förderung pro Bohrloch werden zu tendenziell höheren spezifischen Emissionen führen⁴. Dies gilt ebenfalls für einen künftig steigenden Anteil von Methanhydraten an der Förderung, der einen höheren Aufbereitungsaufwand verursachen wird. Demgegenüber werden in der Zukunft Emissionsminderungsmaßnahmen sowie die Neuinvestitionen auf dem Niveau des heutigen internationalen Stands der Technik zu einer klaren Senkung der spezifischen Emissionen beitragen. Dabei sind die Effekte für jedes Feld – je nach spezifischer Situation und Variante – stark unterschiedlich.

4.1 Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung

Die Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung des russischen Erdgases in ihrer dynamischen Entwicklung lassen sich aufgrund der vorhandenen Informationen nur grob abschätzen.

⁴ Ein wesentlicher Faktor für die derzeit sehr günstige Emissionssituation der russischen Förderung ist die extrem hohe Gasausbeute pro Bohrloch, bei gleichzeitig hoher Erdgasqualität (vgl. Dedikov et al. 1999, Zittel 1997).

zen. Dabei werden, ausgehend vom heutigen Status quo, der für einige Felder bekannt ist (Dedikov et al. 1999, WI 2005), die künftig zu erwartende Fördermengenentwicklung sowie der Stand der Technik für on-shore und off-shore Felder abgeschätzt. Hierauf basierend wird abgeschätzt, wie sich die spezifischen Methanemissionen entwickeln werden.

Von Ruhrgas und LBST wurden 1997 Jahre Messungen zu Treibhausgasemissionen an Förderstätten in Yamburg vorgenommen (Ergebnisse in Dedikov et al. 1999). Dabei wurden Sonden, Feldleitungen, Vorverdichter sowie Aufbereitungsanlagen inklusive zugehöriger Armaturen und Ausbläser auf Methanemissionen kontrolliert und Volumenmessungen durchgeführt. Die Ergebnisdaten hierzu standen für die Studie des Wuppertal Instituts (2005) zur Verfügung. Die Analyse der vorhandenen Daten, bei der eine höhere Unsicherheit insbesondere bei der Verbrennungsrate der Fackel berücksichtigt wurde, ergab einen Emissionsfaktor von 0,11% des geförderten Gases⁵ (im Vergleich zu 0,06% bei Dedikov et al. 1999).

Dabei wurde für die Förderregion Yamburg entsprechend der Analysen (WI 2005) ein Emissionsfaktor von 0,11% des geförderten Gases angenommen, wobei 80% dieser Emissionen als fix, d.h. direkt an die vorhandene Anlagenstruktur gebunden sind, und etwa 20% als variabel angenommen wurden. Die beiden älteren großen westsibirischen Felder Urengoy und Medwezhe erhalten aufgrund der älteren Infrastruktur einen doppelt so hohen Emissionsfaktor, während er für das erst ab dem Jahr 2000 erschlossene letzte Großfeld dieser Region, Zapoljarnoye um ein Viertel reduziert wurde. Für kleinere Felder innerhalb und außerhalb der westsibirischen Region sowie für die Felder in Turkmenistan und Usbekistan wurde als konservativer Ansatz ein dreifacher Emissionsfaktor unterstellt. Bei dem geplanten off-shore Feld Stockmann wird aufgrund der erschwerten Förderbedingungen ein Emissionsfaktor von 0,26% angenommen. Für die neuen off-shore Felder in der Ob-Mündung wurde aufgrund ihrer kleinen Größe ein noch mal um 50% höherer Faktor als für das Stockmann-Feld angenommen. Da die Förderung von Erdgas in der Ölindustrie ganz überwiegend Ölbegleitgase betrifft, die andernfalls abgelassen oder abgefackelt werden würden, werden hier der Förderung und Aufbereitung keine Emissionen zugerechnet (vgl. IEA 2006b). Technische Verbesserungen durch Nachrüstungen usw. wurden nicht berücksichtigt (Tab. 3).

⁵ Dabei wurde mittels einer Monte-Carlo-Analyse eine Bandbreite von $\pm 0,04\%$ errechnet, für die auf der Basis der Rohdaten geschätzte Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen verwendet wurden (vgl. hierzu auch Lelieveld 2005). Hier wird aus Gründen der Konsistenz der Zeitreihe unterstellt, dass das nach Deutschland exportierte Erdgas dem russischen Aufkommensmix entspricht. Daher ergibt sich für 2003 der in Tab. 3 genannte Emissionsfaktor von 0,20%.

Im Mittel ergeben sich aus diesen Annahmen Emissionen in Höhe von 0,2% des geförderten Gases als Basiswert für 2003. Bis 2030 wird dieser Wert vor allem aufgrund der sinkenden Fördermengen pro Förderstelle um etwa 30 bis 35% ansteigen, je nach Förderanteil der einzelnen Felder.

4.2 Emissionen beim Transport

Der Transport aus der Nadym-pur-Taz Region nach Zentral- und Westeuropa erfolgt derzeit über zwei Hauptkorridore, den Nordkorridor (NK) mit einer Strecke von insgesamt rund 4.300 km bis Frankfurt/Oder über die Transitländer Weißrussland und Polen und den Mittleren Korridor (MK) mit einer Gesamtlänge von rund 5.500 km bis Waidhaus über die Transitländer Ukraine, Slowakei und Tschechien (WI 2005).

Nach Informationen in der vorhandenen Literatur und nach Aussagen russischer Experten werden künftig weitere Transportstrecken hinzukommen. 1. Die im Bau befindliche Ostseepipeline soll mit einem entsprechenden Anschluss nach Murmansk Erdgasmengen des zu erschließenden Off-shore Feldes Stockmann nach Deutschland transportieren. Zusätzlich können über diese Pipeline Erdgasmengen aus Westsibirien alternativ zur nördlichen Route durch Weißrussland und Polen nach Deutschland transportiert werden. 2. Die zukünftig geplanten Importe aus Turkmenistan werden über die Zentralasiatische Pipeline bis nach Morschansk zum Mittleren Korridor transportiert und können von dort über diese Route exportiert werden. 3. Kleinere Felder von Gazprom und/oder unabhängigen Produzenten werden über neu zu errichtende Anschlusspipelines angeschlossen. Hier wird eine durchschnittliche Länge von 500 km für diese Pipelines angenommen. 4. Die neu zu erschließende Yamal-Region wird voraussichtlich zunächst über eine Anschlusspipeline an das Gasfeld Yamburg angeschlossen, von wo das Gas entweder über den nördlichen oder den mittleren Exportkorridor exportiert werden kann. Zu einem späteren Zeitpunkt wird dann voraussichtlich die seit langem geplante Anschlusspipeline von Bovanenko nach Uchta am NK realisiert werden, die den Transportweg nach Westen dann deutlich verkürzt wird (Tab. 2 und Tab. 4).

Tab. 4 stellt die Emissionsfaktoren und den Antriebsgasverbrauch der unterschiedlichen für den Export relevanten Pipelines bzw. Pipelintypen dar. Im Jahr 2003 lagen die durchschnittlichen CH_4 -Emissionen des mittleren und des nördlichen Korridors nach unseren Untersuchungen (WI 2005) bei etwa 0,018% des transportierten Erdgases pro 100 km Streckenlänge. In dem vom Wuppertal Institut in Kooperation mit dem Max-Planck-Institut für Chemie 2003 durchgeführten Messprogramm an den russischen Gas-

Tab. 3: Mittlerer Emissionsfaktor der Förderung und Aufbereitung in Russland (und Turkmenistan) in zwei Varianten

Variante	Einheit	2003	2010	2020	2030
Szenario 'Hoher Verbrauch und hohe Investitionen'	in% der Förderung	0,20%	0,20%	0,23%	0,26%
	in t $\text{CO}_2\text{Äq.}/\text{TJ}_{(\text{Förderung})}$	0,84	0,87	0,99	1,10
Szenario 'Niedriger Verbrauch und niedrige Investitionen'	in% der Förderung	0,20%	0,22%	0,25%	0,27%
	in t $\text{CO}_2\text{Äq.}/\text{TJ}_{(\text{Förderung})}$	0,84	0,94	1,05	1,16

Quelle: eigene Berechnungen

Tab. 4: CH₄-Emissionsfaktor und spezifischer Antriebsgasbedarf russischer Pipelines (2003 bis 2030)

in% pro 100 km	Methanemissionen		Antriebsgas	
	2003	2030	2003	2030
Szenario 'Hoher Verbrauch und hohe Investitionen'				
Mittlerer Korridor	0,018%	0,005%	0,33%	0,15%
Nördlicher Korridor	0,018%	0,005%	0,33%	0,15%
Neubaupipeline	0,001%	0,001%	0,12%	0,12%
Zentralasiatische P.	0,036%	0,005%	0,35%	0,13%
Anschlusspipeline	0,005%	0,005%	0,35%	0,14%
Szenario 'Niedriger Verbrauch und niedrige Investitionen'				
Mittlerer Korridor	0,018%	0,013%	0,33%	0,24%
Nördlicher Korridor	0,018%	0,013%	0,33%	0,24%
Neubaupipeline	0,001%	0,001%	0,14%	0,14%
Zentralasiatische P.	0,036%	0,013%	0,35%	0,24%
Anschlusspipeline	0,005%	0,005%	0,35%	0,24%

Quelle: eigene Berechnungen

exportkorridoren wurden Emissionsmessungen an insgesamt fünf Kompressorstationen sowie den zugehörigen Pipelineabschnitten durchgeführt⁶. Neben den vor Ort erfassten Messungen und Betriebsdaten basierte die spätere statistische Auswertung auch auf umfangreichen Betriebsdaten der Gazprom (Maschinendaten, -laufzeiten, Emissionskennwerten, Wartungsrythmen, Anzahl der Reparaturen und Havarien usw.).

Durch kontinuierliche Emissionsminderungsmaßnahmen, wie z.B. Modernisierung der Brenngasversorgungen durch pneumatische bzw. elektrische Armaturen, den Austausch der Wellenabdichtungen im Zuge einer Maschinensanierung durch trockene Systeme, directed inspection and management, mobile Kompressorstationen und zerstörungsfreie Reparaturen zur Reduktion der Emissionen bei Reparaturen und Wartungen sowie Reinvestitionen in Pipeline-teilstücke und Maschinen und Investition in doppelte Ventile an Streckenausbläsern (vgl. IEA 2006b, Lechtenböhrer et al. 2007), können die Emissionen in der ersten Variante alle zehn Jahre um rd. zwei Drittel reduziert werden, während Investitionsmittelknappheit in der zweiten Variante nur zu einer Verbesserung um jeweils 10% pro Dekade führt.

Der Antriebsgasverbrauch, d.h. der Gasverbrauch der Turbinen zum Antrieb der Kompressoren, liegt heute auf dem mittleren und dem nördlichen Korridor bei im Mittel 0,33% des beförderten Gases auf 100 km. Dieser Wert ergibt sich aus dem mittleren Turbinenwirkungsgrad von 26,4% und einem typischen Kraftbedarf zur Kompression des Gases von 87,5 kWh/(Mio. m³*km) (WI 2005). Für die zentralasiatische Pipeline wurde ein durchschnittlicher Turbinenwirkungsgrad von 24,8% angenommen, um den dort schlechteren Erhaltungszustand zu berücksichtigen. Für eine Neubaupipeline westlichen Standards liegen die Transportenergieaufwände demgegenüber signifikant niedriger. Der typische Kraftaufwand wurde mit nur 50% des für die existierenden Pipelines geltenden Wertes angesetzt. Neue Turbinen, die sowohl bei den geplanten Neubaupipelines zum Einsatz kommen

als auch bei der sukzessiven Erneuerung des bestehenden Pipelinesystems, haben Wirkungsgrade von 31,5% (preisgünstige Turbine russischer Bauart) bzw. 37,5% (hochwertige Maschine westlicher oder russischer Bauart) (vgl. IEA 2006b). Im Ergebnis wird für neu errichtete Pipelines angenommen, dass sie – je nach Turbinentyp – zwischen 0,12 und 0,14% des transportierten Gases als Antriebsenergie benötigen (vgl. IEA 2005, Öko Institut 2006). Im Rahmen der Ertüchtigung und Erneuerung der existierenden Korridore wird der Kraftaufwand durch optimierte Maschinenführung sowie ggf. Austausch der Pipelines verbessert. Zusätzlich werden neue Turbinen mit 37,5% (erste Variante) bzw. 31,5% (zweite Variante) Wirkungsgrad installiert. Die Reinvestitionen werden entsprechend dem derzeitigen Zustand der Pipelines zunächst prioritär auf dem zentralasiatischen, dann auf dem nördlichen und später dem mittleren Korridor erfolgen. Hierdurch gelingt es in der ersten Variante den Antriebsgasverbrauch auf allen Korridoren nahezu dem der Neubaupipelines anzugleichen. In der zweiten Variante dagegen wird der spezifische Verbrauch um etwa 30% gegenüber dem derzeitigen Niveau reduziert.

4.3 Entwicklung der Emissionen russischen Erdgases

Insbesondere durch die sinkenden Fördermengen der traditionellen großen Gasfelder in der Nadym pur Taz-Region und die Diversifizierung in kleinere und schlechter zugängliche Förderquellen werden sich in der Zukunft die Emissionsfaktoren der Förderung ungünstig entwickeln. Auf Basis dieser Faktoren in Verbindung mit den jeweiligen Emissionen entlang der Transportpipelines, deren Emissionsfaktoren sich aufgrund einer in beiden Varianten umfassenden Erneuerung von Pipelines und Maschinenparks verringern werden, ergeben sich die Gesamtemissionsfaktoren für das aus den einzelnen Fördergebieten zur deutschen Westgrenze gelieferte Erdgas, welche in Tab. 5 aufgelistet sind. Diese liegen zwischen 12,8 t CO₂-Äquivalenten pro TJ gelieferten Gases aus Urengoy und 18,2 t/TJ für Gas aus Turkmenistan bzw. von unabhängigen Produzenten. Überwiegend verantwortlich für die Höhe des Emissionsfaktors im Jahr 2003 ist dabei die Länge

⁶ Konkret wurden an 50 Maschinen und 25 Schieberknoten sowie 2380 km der zugehörigen Pipelineabschnitte des mittleren und nördlichen Exportkorridors Screenings sowie Volumenmessungen durchgeführt.

Tab. 5: THG-Emissionsfaktor für Erdgas aus Russland (Vorkette), frei deutsche Ostgrenze, nach Förderregionen, 2003–2030

In t CO ₂ -Äq./TJ	Ist	Szenario 'Hoher Verbrauch und hohe Investitionen'			Szenario 'Niedriger Verbrauch und niedrige Investitionen'		
		2003	2010	2020	2030	2010	2020
Förderregion							
Urengoy	12.8	9.3	7.3	6.6	11.8	10.9	10.7
Yamburg ^a	14.3*)	10.1	7.8	6.9	13.0	12.1	14.0
Medvezeh	16.3	11.7	9.2	7.2	14.8	13.5	12.2
Zapolyarnoye	15.6	10.9	8.3	6.4	14.0	12.5	11.2
Yamal	–	–	6.9	5.8	–	10.3	9.6
kleinere On-shore Felder	14.6	10.4	8.0	6.7	13.4	11.8	11.0
Ob und Taz Bucht	–	–	8.2	6.9	–	11.9	11.1
Shtokman	–	–	3.1	3.1	–	3.5	3.5
Ölindustrie	16.4	11.3	8.6	6.5	14.8	13.1	11.6
Unabhängige Gasproduzenten	18.2	13.0	10.2	7.9	16.5	14.8	13.3
Turkmenistan etc.	18.1	11.3	8.2	6.7	14.4	12.6	11.6
Gewichtetes Mittel	14.7	10.6	7.9	6.3	14.2	11.6	10.3
Vergleichswert Gemis 4.4 (Öko-Institut 06)	18,8	16,9	14,9	13,6	16,9	14,9	13,6

^a Anders als z.B. bei Lelieveld et al. (2005) und in WI (2005) wurde hier angenommen, dass die Verdichtung ausschließlich mit Gasturbinen erfolgt. Tatsächlich werden derzeit auch elektrisch betriebene Maschinen eingesetzt. Hieraus ergibt sich in dieser Berechnung ein geringfügig höherer Emissionsfaktor.

Quelle: eigene Berechnungen (zu den Unterschieden zu Gemis siehe auch WI 2005)

des jeweils relevanten Transportkorridors. Der Mittelwert ergibt sich dabei aus der Annahme, dass die Fördergebiete gemäß ihres jeweiligen Aufkommensanteils zu den Exporten nach Deutschland beitragen.

Der mittlere Emissionsfaktor wird sich in den kommenden gut zwei Jahrzehnten vor allem durch die Reinvestition der Pipelines, aber auch durch die neu hinzukommenden Felder im Eismeer und auf der Yamal-Halbinsel deutlich verringern. Dabei verläuft diese Entwicklung entweder – gemäß der zweiten Variante – relativ langsam aber kontinuierlich, wobei in den meisten Regionen steigende spezifische Emissionen der Förderung durch die Verbesserungen beim Transport mehr als kompensiert werden, so dass die spezifischen Emissionen bis 2030 um rd. 29% gegenüber dem heutigen Niveau zurückgehen. Die erste Variante zeigt, dass es – die entsprechenden Investitionsmittel vorausgesetzt – durch Investitionen in optimierte Technik gelingen kann, die spezifischen Emissionen des Exportgases frei deutsche Grenze auf weniger als die Hälfte des heutigen Niveaus abzusenken.

Als Vergleichswert wird beispielhaft der Emissionskennwert von Gemis für Russisches Erdgas dargestellt. Dieser liegt deutlich höher als die hier ermittelten Werte, wobei er sich auf das gesamte russische Gasnetz und nicht speziell auf die Exportpipelines bezieht. Die relative Verbesserung der Emissionskennwerte in den nächsten 25 Jahren wird von Gemis ähnlich stark wie in der zweiten Variante (niedrige Förderung und niedrige Investitionen) eingeschätzt (Verbesserung um 26%).

5 Treibhausgasemissionen der LNG-Bereitstellung

Die Prozesskette des verflüssigten Erdgases, kurz LNG (liquified natural gas) genannt, unterscheidet sich gegenüber der des über Land transportierten Erdgases durch die drei zusätzlichen Prozessschritte, die zur Verflüssigung (durch Abkühlung auf minus 161°C⁷), der Speicherung, dem gekühl-

ten Schiffstransport und zur Regasifizierung notwendig sind. Hierfür ist jeweils zusätzlicher Energieaufwand vonnöten, welcher mit entsprechenden THG-Emissionen verbunden ist.

Die weiteren potentiellen Emissionsquellen der LNG-Prozesskette sind vielfältig. Flüchtige Methanemissionen können bei allen Prozessschritten freigesetzt werden (z.B. bei Schiffsbe- und entladung, Kompressoren und LNG-Pumpe im Export- und im Import-Hafen). Daneben entstehen durch die Belüftung der Lager-Tanks, der Schiffslagerräume und der 'Kühlbox' Emissionen, sowie durch den bereits erwähnten Energieaufwand bei den Kompressoren, Maschinen, Pump-, Verflüssigungs- und Verdampfungsanlagen ('Vaporizer'). An den meisten Betriebsteilen kann durch Leckagen (z.B. an den Ventilen) ebenfalls Methan entweichen⁸.

Weltweit gesehen wird LNG in den kommenden Dekaden enorm an Bedeutung gewinnen. Zahlreiche neue Verflüssigungsanlagen, Export- und Import-Häfen sind in Planung. Allein in den USA sind zusätzlich zu den vier aktuell betriebenen LNG-Importhäfen 40 weitere angedacht (FERC 2006). Auch die Kapazitäten der Exportstaaten werden rapide ausgebaut, so wurden 2005 allein in Ägypten zwei LNG-Exporthäfen in Betrieb genommen. – Die Verminderung der europäischen Gasquellen bringt eine Diversifizierung der Importquellen mit sich. Für viele europäische Staaten wird LNG in den nächsten beiden Dekaden ein festes Standbein in der Erdgasversorgung werden. Die Bedeutung der hiermit verbundenen Emissionen wird somit ebenso zunehmen.

Aktuell gibt es keine Detailstudien, die sich mit den genauen THG-Emissionen von LNG befassen. Es gibt einzelne Fallbeispiele von Einzelanlagen (z.B. Cabrillo-Port, LNG-Verschiffung von Australien nach Kalifornien; siehe Heede

⁸ In den USA gibt es Ambitionen der Umweltbehörde US-EPA Optimierungsmaßnahmen für den LNG-Bereich in das Minderungsprogramm 'Natural Gas Star' mit einzubeziehen (EPA 2006). Die Möglichkeiten zur Verbesserung dieses stark expandierenden Sektors sind zahlreich. Aktuell werden im US Emissionsinventar den LNG-Anlagen Emissionen von 1,6 Mio. t CO₂-Äquivalenten pro Jahr zugeordnet.

⁷ Hierdurch wird das Volumen auf ein 600stel komprimiert.

Tab. 6: THG-Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette (2000–2030) von LNG

In t CO ₂ Äq./TJ (frei deutsche Grenze)	Förderung	Aufbereitung	Verflüssigung	Schiffstransport nach D	Gesamte Vorkette
LNG Algerien 2000 (min)	1,38	1,84	8,98	0,57	12,77
LNG Algerien 2000 (max)	1,38	1,84	12,55	0,57	16,34
2010	1,18	1,58	5,51	0,57	8,84
2020	1,07	1,46	5,29	0,57	8,39
2030	0,84	1,23	5,16	0,57	7,8

Quelle: Öko-Institut 2006 (kommende Version Gemis 4.4)

2006). Allerdings werden hier keine Angaben zu den flüchtigen Methanaustritten aus Leckagen an Ventilen, Flanschen usw. gemacht. Etwa die Hälfte der gesamten Treibhausgasemissionen werden dort Methan zugerechnet ('high-estimate', inklusive aller Operationen).

Aus Mangel an Detailstudien zu den einzelnen THG-Emissionen der LNG-Prozesskette wird bei Gemis mit verschiedenen Annahmen gearbeitet. Förderung und Aufbereitung sind vergleichbar zum konventionellen Erdgas, es werden leicht erhöhte Werte für Algerien im Vergleich zur europäischen Förderung angenommen, die sich in den nächsten zwei Dekaden verbessern. Bei der Verflüssigung werden Angaben der Gasindustrie für den Energieaufwand der Kompressoren, von etwa 5–7% des LNG-Heizwertes zugrunde gelegt. Für die Verdampfung am Imphorhafen wird ein Energieaufwand von 0,2% des Heizwertes angenommen (je 0,1% für Aufheizung und Strombereitstellung). Die Transportstrecke, die mit dem Schiff zurückgelegt wird, liegt bei 3.300 km. Die direkten flüchtigen Methanemissionen werden in Anlehnung an die Prozesskette von flüssigem Wasserstoff (LH₂) mit je 0,1% für Be- und Entladen, sowie 0,2% für diffuse Verluste abgeschätzt (nach Öko-Institut 2006), wobei gerade hier noch große Unsicherheiten bestehen.

Hier werden die Werte von Gemis als Kennwerte verwendet (Tab. 6), wohl wissend, dass es ein nur grober Ansatz ist, der zukünftig mit Hilfe genauerer Daten – im Zuge des weiteren LNG-Ausbaus – optimiert werden sollte. Die zukünftige Entwicklung im LNG-Markt birgt viele Möglichkeiten, die Prozesse effizienter zu gestalten. Dem ist geschuldet, dass die Emissionsfaktoren sich erheblich verbessern werden.

Für die Berichtspflicht der THG-Emissionen an das UN-Klimasekretariat, wonach von den Industriestaaten jährlich in den Nationalen Inventarberichte (NIR National Inventory

Reports) die nationalen Emissionen dokumentiert werden müssen, sowie für die Berichtspflichten im Rahmen des europäischen Emissionshandels, wird es zukünftig notwendig sein, genauere Emissionsberechnungsmethoden anzuwenden bzw. genauere Daten zur Verfügung zu stellen. Die Vielzahl der potentiellen Emissionsquellen birgt hierbei auch eine Vielzahl von Unsicherheiten. Gesamt gesehen ist eine Optimierung der Datenlage zukünftig wünschenswert und absehbar.

6 Treibhausgasemissionen anderer Gaslieferquellen

Die Treibhausgasemissionen der übrigen Importe nach Deutschland hängen v.a. von der Entfernung und der Beschaffenheit des geförderten Gases ab. Wie den Szenarien zu entnehmen ist, wird sich die Lieferantenstruktur dahingehend ändern, dass ab 2010 zusätzlich heimisches Biogas in das Gasnetz eingespeist werden wird, die nord-westeuropäischen Lieferquellen sukzessive auslaufen (Großbritannien, Dänemark und Niederlande), sowie zusätzlich LNG mit in den deutschen Mix einbezogen wird. Letzteres stammt in den Annahmen zum Großteil aus Algerien, im Hochverbrauchsszenario werden aber auch weitere Quellländer angenommen ('Sonstige', z.B. Ägypten und Katar).

Die Treibhausgasemissionen des west- und nordeuropäischen Erdgases setzen sich wie beim russischen Erdgas zusammen aus den Emissionen bei der Förderung, der Aufbereitung (falls erforderlich) sowie den Emissionen beim Transport. Beispielhaft werden in Tab. 7 die Emissionen der Vorkette für norwegisches und niederländisches Erdgas dargestellt.

Die Emissionskennwerte entstammen größtenteils dem Prozesskettendatensatz Gemis (kommende Version 4.4 nach Öko-Institut 2006), in welchem eine dynamische Entwicklung der Emissionskennwerte bis 2030 berücksichtigt wird. Sämtliche Emissionen der Vorkette fließen hier mit ein, also

Tab. 7: THG-Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette (2005–2030) unterteilt nach Prozessschritt, beispielhaft für norwegisches und niederländisches Erdgas

In t CO ₂ Äq./TJ (frei deutsche Grenze)	Förderung	Aufbereitung	Transport	Gesamte Vorkette
Norwegisches Gas 2000	1,05	0,74	2,07	3,85
2010	0,96	0,75	2,00	3,71
2020	0,88	0,75	1,88	3,52
2030	0,74	0,66	1,78	3,18
Niederländisches Gas 2000	0,78	0,98	0,88	2,65
2010	0,68	0,88	0,85	2,41
2020	0,61	0,81	0,80	2,22
2030	0,46	0,64	0,75	1,85

Quelle: Öko-Institut 2006 und eigene Berechnungen

Tab. 8: Dynamische Entwicklung der THG-Emissionsfaktoren der Erdgasvorkette aus nicht-russischen Gaslieferländern nach D (2005–2030)

In t CO ₂ -Äq./TJ	2005 Ist	2010	2020	2030
Norwegen	3,9	3,7	3,5	3,2
Niederlande	2,6	2,4	2,2	1,8
GB/DK ^a	3,9	3,7	3,5	3,2
D Inland Erdgas fossil	2,7	2,6	2,5	2,4
LNG	12,8	8,8	8,4	7,8

^a gleichgesetzt mit Emissionsfaktoren Norwegen

Quelle: eigene Annahmen basierend auf Öko-Institut 2006

auch Herstellung der Anlagen und Aufwendungen für die Förderung usw. Es wird davon ausgegangen, dass, wie bei der Optimierung der russischen Emissionskennwerte im ersten Szenario (hohe Förderung, hohe Investitionen), auch eine Erneuerung der west- und nordeuropäischen Gasinfrastrukturen erfolgen wird. Durch den bereits jetzt besseren Standard der europäischen Anlagen ist das Potential für Verbesserungen jedoch geringer als beim russischen Gasnetz.

Im Unterschied zum Nordseegas (Norwegen, Dänemark und UK) wird das niederländische Gas z.T. 'onshore' gefördert. Zudem haben das niederländische wie auch das nordwestdeutsche Erdgas einen geringeren Methangehalt und werden daher als so genanntes 'L-Gas' (Low Gas) bezeichnet, im Vergleich zum 'H-Gas' (High Gas) aus der Nordsee und den westsibirischen Gasfeldern. Die Aufbereitung ist aufwendiger und wird aus diesem Grund mit leicht höheren Emissionskennwerten angenommen. Die höheren Gesamtkennwerte des Nordseegases pro TJ im Vergleich zum niederländischen und deutschen Gas sind auf die längere Transportstrecke zurückzuführen.

Die Prozesskette des Biogases wird hier nicht in die Betrachtung mit einbezogen, da es ausschließlich um die Entwicklung der Emissionen des fossilen Brennstoffes Erdgas geht.

Die THG-Emissionen der Prozesskette von verflüssigtem Erdgas (LNG) wurden im Kapitel 5 näher erläutert. Hier werden aufgrund mangelnder Datengrundlagen für die sonstigen Lieferländer ebenfalls die Kennwerte für Algerien zugrunde gelegt. Tab. 8 stellt sämtliche Emissionskennwerte der Lieferländer (außer Russland) in der dynamischen Entwicklung bis 2030 dar.

Die Emissionen der nationalen Gasverteilung innerhalb Deutschlands bis zum Endkunden werden in dieser Berechnung nicht näher betrachtet.

7 Gesamtübersicht

Nimmt man die obigen Kennwerte für die Entwicklung der Treibhausgasemissionen entlang der Prozesskette bis zur deutschen Grenze (bzw. bis zum deutschen Hochdrucknetz) als Basis und verknüpft sie mit den in Abschnitt 3 angenommenen zukünftigen anteiligen Lieferquellen und -mengen, ergeben sich zwei verschiedene Szenarien der zukünftigen Entwicklung. Der Unterschied ist entsprechend des hier gewählten Fokus insbesondere von der unterschiedlichen Entwicklung des Gassystems in Russland abhängig. Die hier berechneten THG-Emissionen werden größtenteils am Produktionsort bzw. während des Transports im Förderland freigesetzt, daher sind sie dem nationalen Treibhausgasinventar in Deutschland nicht direkt zuzurechnen.

7.1 Szenario hoher Verbrauch und hohe Investitionen in Russland

In der ersten Variante wird eine Steigung des Gasverbrauchs in Deutschland für die nächsten beiden Jahrzehnte angenommen, wobei neben der Erhöhung des prozentualen Anteils von Russland und Norwegen auch nicht-europäische Zulieferer für LNG hinzukommen werden, bei gleichzeitigem Auslaufen der europäischen Quellen (Niederlande, Nordwestdeutschland, Großbritannien und Dänemark). Trotz der Erhöhung der Lieferstrecken, dem dadurch erhöhten Energieaufwand und den zusätzlichen Emissionen der LNG-Prozesskette, werden die THG-Emissionen mit ca. 5 t CO₂-Äquivalent pro TJ stark absinken (Tab. 9a). Das entspricht in etwa 9% der direkten CO₂-Emissionen von Erdgas bei der Verbrennung (im Vergleich zu heute 13%).

Im ersten Szenario werden die Gasquellen in Russland stärker gestreut sein, was tendenziell zu höheren Emissionen führen kann, durch die Modernisierung der Anlagen und Ertüchtigung der Förder- und Transportsysteme (vgl. Kapitel 4) wird dieser Effekt jedoch mehr als kompensiert.

Die THG-Emissionen pro TJ gehen dadurch bis 2020 stark zurück und behalten bis 2030 in etwa dieses Niveau. Das Stagnieren ab 2020 resultiert aus dem zunehmenden Anteil an verflüssigtem Erdgas aus Algerien und anderen Staaten. Umgerechnet auf die in Deutschland verbrauchte Erdgasmenge (vgl. Tab. 1) werden die Treibhausgasemissionen der gesamten Vorketten von heute 23,3 Mio. t bereits 2010 auf 20,0 Mio. t CO₂-Äquiv. absinken und trotz einer Steigerung der Liefermenge um 11% bis 2030 dieses geringe Niveau behalten (Abb. 3).

7.2 Szenario niedriger Verbrauch und geringere Investitionen in Russland

Im zweiten Szenario wird der deutsche Gasbedarf in den nächsten Jahren deutlich absinken und sich dadurch die Liefermenge um 24% reduzieren. Die Importmenge aus Russland bleibt mit 38 Mio. m³ im Jahr 2030 in etwa auf gleichem Niveau wie heute (35 Mio. m³). Gleichzeitig werden durch die Diversifizierung der russischen Bezugsstrukturen und die verzögert und in geringerem Umfang einsetzende Ertüchtigung und Erneuerung der Gasinfrastruktur in Russland (vgl. Kapitel 4) die Höhe der THG-Emissionen aus der russischen Vorkette nur leicht zurückgehen (vgl. Tab. 5). Durch diese Entwicklung und den gleichzeitigen Einstieg in die Nutzung von LNG sinkt der Emissionskennwert pro in Deutschland genutzter TJ nur marginal von heute 7,1 auf 6,5 t CO₂-Äquivalent pro TJ ab. Das entspricht in etwa 12% der direkten CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas. Insgesamt werden in diesem Szenario die THG-Emissi-

Tab. 9a: Szenario 'Hoher Verbrauch und hohe Investitionen in Russland' anteilige Emissionen der Erdgasvorketten pro t CO₂/TJ für Mix Deutschland 2005–2030 (gewichtet pro 1 TJ Mix Deutschland)

t CO ₂ -Äqu./TJ	2005	2010	2020	2030
Russland (hoch)	4,98	3,56	3,08	2,62
Norwegen	0,94	1,08	1,10	0,92
Niederlande	0,51	0,45	0,23	0,05
GB/DK	0,26	0,16	0,06	0,00
Algerien (LNG)	0,00	0,00	0,43	0,84
Sonstige (LNG)	0,00	0,00	0,14	0,58
D Inland fossil	0,43	0,32	0,17	0,08
GESAMT (Rus. hoch)	7,12	6,07	6,37	6,66
In Mio. t CO₂-Äquivalent^a	23,27	20,01	19,51	19,52

^a bezogen auf Mrd. m³ in Tab.1; Umrechnung Mrd. m³ in TJ mit unterem Heizwert 0,03174 TJ/1000m³

Quelle: eigene Berechnungen, basierend auf Tabellen 1, 5, 8 (u.a. Öko-Institut; kommende Version Gemis 4.4)

Tab. 9b: Szenario 'Niedriger Verbrauch und niedrige Investitionen in Russland' anteilige THG-Emissionen der Erdgasvorketten pro t CO₂/TJ in Deutschland 2005–2030 (gewichtet pro 1 TJ Mix Deutschland)

t CO ₂ -Äqu./TJ	2005	2010	2020	2030
Russland (niedrig)	4,98	4,97	4,51	4,62
Norwegen	0,94	0,94	1,01	1,15
Niederlande	0,51	0,51	0,47	0,23
GB/DK	0,26	0,26	0,14	0,04
Algerien (LNG)	0,00	0,00	0,00	0,35
D Inland fossil	0,43	0,33	0,19	0,08
GESAMT (Rus. niedrig)	7,12	6,92	6,47	6,52
In Mio. t CO₂-Äquivalent^a	23,27	22,62	19,50	17,60

^a bezogen auf Mrd. m³ in Tab.1; Umrechnung Mrd. m³ in TJ mit unterem Heizwert 0,03174 TJ/1000m³

Quelle: eigene Berechnungen, basierend auf Tabellen 1, 5, 8 (u.a. Öko-Institut, kommende Version Gemis 4.4)

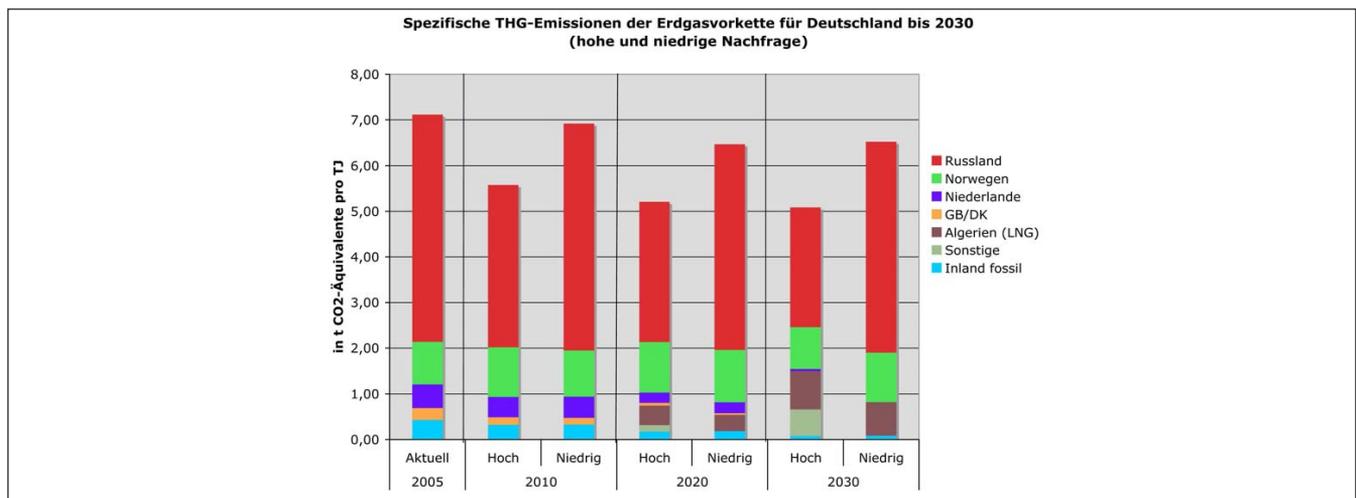


Abb. 3: THG-Emissionen der Erdgasvorketten für Mix D 2005–2030 nach hohem und niedrigem Szenario (gewichtet für 1 TJ D-Mix)

onen der Vorketten parallel zum rückläufigem Gaseinsatz in etwa auf von heute 23,3 Mio. t CO₂-Äquivalent auf 17,6 Mio. t CO₂-Äquivalent absinken. Eine Optimierung der Anlagen kommt hier nur bei den europäischen, nicht aber beim russischen Gassystem zum Tragen (**Tab. 9b**).

8 Fazit

In Zukunft wird Erdgas eine tragende Säule in der deutschen Energieversorgung bleiben. Allerdings werden sich

sowohl die Bezugsstruktur als auch die damit verbundenen Prozessketten in Zukunft stark verändern. Die hier durchgeführte Analyse zeigt, dass die indirekten THG-Emissionen der vorgelagerten Prozessketten nicht primär von der Höhe des Erdgasbezugs abhängen, sondern ebenso stark von den Optimierungen und Investitionen in die Förder- und Transportinfrastruktur. Etwa 40 bis 45% des in Deutschland genutzten Erdgases wird zukünftig aus Russland kommen, wobei sich auch die Förderstruktur in Russland deut-

lich verändern wird. Die bisherige Konzentration auf im wesentlichen drei große Felder wird durch eine diversifizierte Struktur kleinerer und z.T. off-shore oder noch weiter nördlich gelegener Felder abgelöst werden. Wenn im Rahmen der hierfür erforderlichen Großinvestitionen die hohen Reduktions- und Optimierungspotentiale im Gasnetz und bei den neu zu erschließenden Feldern genutzt werden, werden sich die Emissionskennwerte für das russische Erdgas stark verbessern.

Sollte dagegen in den nächsten Dekaden nicht ausreichend in die notwendigen Verbesserungen der alternden russischen Gasinfrastruktur (v.a. in Zentralasien) und in die neuen Felder investiert werden, können die hohen Emissionsminderungspotentiale nicht ausgeschöpft werden. Die Folge würde dann bei einer gleichbleibenden Einfuhr russischen Erdgases eine Stagnation der vorgelagerten Emissionen sein. Eine immer größere Rolle wird gerade im europäischen Kontext die Zufuhr von verflüssigtem Erdgas spielen, welches z.B. aus Nordafrika (Algerien und Ägypten) oder dem Mittleren Osten (Katar, Iran) oder noch weiter entfernten Gasquellen stammen kann. Vor allem über die Höhe der flüchtigen Emissionen dieser energie- und prozessintensiven Prozesskette ist noch kein ausreichendes Daten- und Studienmaterial vorhanden. Sowohl die Ermittlung der hiermit verknüpften THG-Emissionen als auch die Optimierung der Prozesse und Reduzierung der Leckageraten usw. bergen noch viel Potential zur Verbesserung in sich.

Die spezifischen Emissionskennwerte jeder einzelnen Prozesskette (Russland, LNG, EU-Staaten) werden, je nach Verbesserungsgrad der Technik mehr oder weniger stark, sinken. Für die beiden hier berechneten Szenarien-Varianten bedeutet das eine Senkung der gesamten Vorketten-Emissionen des in Deutschland genutzten Gases von rund 23 Mio. t CO₂-Äquivalent (2005) auf 19,5 bzw. 17,6 Mio. t CO₂-Äquivalente bis 2030. Bei der ersten Variante können trotz steigenden Gasverbrauchs die Emissionen mittels technischer Verbesserungen reduziert werden, während bei der zweiten Variante ein erhebliche Rückgang des Gasimports Grund für die Emissionsreduktion ist.

Insgesamt liegen die indirekten Treibhausgasemissionen der Erdgasbereitstellung für den deutschen Markt derzeit etwa auf dem Niveau der anderen fossilen Energieträger, Öl und Steinkohle. Beim Erdgas können die indirekten Treibhausgasemissionen in den nächsten Jahrzehnten sogar stark zurückgehen, wenn die großen Optimierungspotentiale konsequent umgesetzt werden. Hierfür sollte im Rahmen der für die Sicherstellung der Erdgasversorgung erforderlichen umfangreichen Investitionen die aus Emissionssicht bestverfügbare – und damit langfristig auch wirtschaftlichste – Technik eingesetzt werden. Erdgas wird unter diesen Voraussetzungen auch in Zukunft – als relativ sauberer fossiler Energieträger – eine wichtige Übergangsfunktion zur regenerativen Energieversorgung übernehmen können.

Danksagung. Die hier vorgestellten Ergebnisse wurden u.a. im Rahmen eines von E.ON Ruhrgas finanzierten Forschungsvorhabens erarbeitet. Wir danken unseren Kollegen Niko Supersberger, Jochen Luhmann, Thomas Hanke und Andreas Schüring sowie Frau Petra Nitschke-Kowsky von E.ON Ruhrgas für die Unterstützung.

Literatur

- BMU (2004): Ökologisch Optimierter Ausbau Erneuerbarer Energien. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin
- CIEP (2004): Natural Gas Supply for the EU in the Short to Medium Term. Clingendael International Energy Programme. The Clingendael Institute, Den Haag
- Deikov JV et al. (1999): Estimating Methane Releases from Natural Gas Production and Transmission in Russia. *Atmospheric Environment* 33 (20) 3291–3299
- EPA (2006): Liquefied Natural Gas Emissions Reduction Opportunities – Lessons Learned from Natural Gas STAR, http://www.epa.gov/gasstar/workshops/kenai/lng_opportunities.pdf
- EWI (2005): Energie Report IV. Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (Hrsg.). Oldenbourg Industrieverlag
- FERC (2006): Cover Point Expansion LNG Project Final EIS. April 28, 2006, <http://www.ferc.gov/industries/lng/enviro/eis/04-28-06-eis-cove.asp>
- Global Insight (2005): European Natural Gas Supply and Demand Report
- Götz R (2004): Russlands Energiestrategie und die Energieversorgung Europas. SWP
- Heede R (2006): LNG Supply Chain Greenhouse Gas Emissions for the Cabrillo Deepwater Port: Natural Gas from Australia to California. *Climate Mitigation Services* May 17, 2006, www.edcnet.org/ProgramsPages/LNGrptplusMay06.pdf
- IEA (2004): World Energy Outlook 2004. International Energy Agency. Paris
- IEA (2005): Natural Gas Information 2005. International Energy Agency. Paris
- IEA (2006a): Natural Gas Market Review 2006. Towards A Global Gas Market. International Energy Agency. Paris
- IEA (2006b): Optimising Russian Natural Gas. Reform and Climate Policy. Paris
- IGU (2006): Report of Programme Committee B. Triennium 2003–2006. Strategy, Economy and Regulation. International Gas Union, Amsterdam
- IPCC (1995): IPCC/Second Assessment. Report (SAR). 'Climate Change 1995'. Cambridge University Press, UK
- IPCC (2001): IPCC Third Assessment Report (TAR) 'Climate Change 2001'. Cambridge University Press, UK
- IPCC (2007): IPCC Fourth Assessment Report: 'Climate Change 2007'. Cambridge University Press, UK
- Krewitt W (2007): Die externen Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung. *UWSF – Z Umweltchem Ökotox* 19 (3) 144–151
- Lechtenböhrer S, Dienst C, Fishedick M, Hanke T, Fernandez R, Robinson D, Kantamaneni R, Gillis B (2007): Tapping the Leakages: Methane Losses, Mitigation Options and Policy Issues for Russian Long Distance Gas Transmission Pipelines. *Int J Greenhouse Gas Control* 1, 387–395
- Lelieveld J, Lechtenböhrer S, Assonov SS, Brenninkmeijer CA, Dienst C (2005): Low Methane Leakage from Gas Pipelines: A switch from coal or oil to natural gas could mitigate climate effects in the short term. *Nature* 434 (7036) 841–842
- Medvedev (2006): Expanding Russian Gas Exports to the EU Gas Market undergoing Liberalization. Vortrag 23. Weltgaskonferenz in Amsterdam 2006
- Öko Institut (1994, 1998 und 2002): Gesamt Emissionsmodell Integrierter Systeme, Version 2.1 bis Version 4.13, Darmstadt, 1994–2002
- Öko-Institut (2006): Stand und Entwicklung von Treibhausgasemissionen in den Vorketten für Erdöl und Erdgas. Kurzstudie für das Institut für wirtschaftliche Oelheizung e.V. (IWO), Darmstadt
- Riley A (2006): The Coming of the Russian Gas Deficit: Consequences and Solutions, CEPS Policy Brief, 116, October 2006, Brussels, <http://www.ceps.be>
- Stern JP (2006): The Changing Face of Gazprom. *Fundamentals of the World Gas Industry* 2006, S. 35–39
- SWP (2006): Russlands Öl und Europa. Analyse von Götz R (SWP) im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung
- Umweltbundesamt (2003): Emissionsfaktoren (EF) für CO₂ in Deutschland, www.umweltbundesamt.de/luft/emissionen/bericht/aktuelle-daten/schadstoffe/co2/CO2_0401.pdf
- Wuppertal Institut (WI) (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Studie im Auftrag der E.ON-Ruhrgas AG, in Zusammenarbeit mit dem Max Planck-Institut für Chemie; Mainz, Wuppertal
- Zittel W (1997): Untersuchung zum Kenntnisstand über Methanemissionen beim Export von Erdgas aus Russland nach Deutschland. Endbericht, Ludwig Bölkow Systemtechnik, Ottobrunn

Eingegangen: 9 Juli 2007
Akzeptiert: 22. Februar 2008
OnlineFirst: 24. März 2008