



Infobrief

**Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von
Begleitgasen bei der Erdölförderung**

Susanne Donner, Angela Winter

Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von Begleitgasen bei der Erdölförderung

Verfasserinnen: Susanne Donner, Angela Winter
Aktenzeichen: WD 8 – 3010 – 047/12
Abschluss der Arbeit: 8. November 2012
Fachbereich: WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung

1.	Einleitung	4
2.	Gas flaring und gas venting	5
3.	Nutzungsmöglichkeiten von Erdölbegleitgas	8
3.1.	Reinjektion	8
3.2.	Gasaufbereitung mit anschließender Stromerzeugung	9
3.3.	Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie	9
3.4.	Herstellung von Flüssiggas	9
3.5.	Markttauglichkeit der Nutzungsmöglichkeiten	10
4.	Gas flaring und gas venting im politischen Kontext	11
4.1.	Rahmenbedingungen in Ländern mit den höchsten Abfackelungsraten	12
4.1.1.	Russland	12
4.1.2.	Nigeria	12
4.2.	Erfolgreiche Maßnahmen zur Senkung des gas flaring und gas venting	13
5.	Internationale Bestrebungen zur Verminderung der Begleitgasemissionen	14
6.	Fazit	15
7.	Quellen- und Literaturnachweise	17

1. Einleitung

Erdölbegleitgas („**Associated Petroleum Gas**“, **APG**) ist ein fossiles Brenngas, dem Erdgas vergleichbar, das meist bei der Erdölgewinnung aus den Erdölbohrungen freigesetzt wird. Je nach Fördergebiet erhält man auf eine Tonne Erdöl bis zu 800 Kubikmeter Gas. Die Bestandteile sind vor allem abhängig von der geografischen Lage sowie Art und Tiefe der Lagerstätte. Das Gas setzt sich zum Großteil aus Methan und typischerweise aus anderen Kohlenwasserstoffen bis zum Hexan zusammen, die bei Raumtemperatur teils flüssig sind, weshalb Begleitgas auch als nasses Gas bezeichnet wird. Außerdem enthält ungereinigtes Begleitgas Wasserdampf, Schwefelwasserstoff, Kohlendioxid, Stickstoff, Edelgase, Schwermetalle und andere Bestandteile. Es erfordert höhere Investitionen und größeren technischen Aufwand als bei der konventionellen Erdgasgewinnung, bis das Gas vom Rohöl abgetrennt, zur Nutzung aufbereitet und weitergeleitet werden kann.

Die Hauptgründe dafür, dass das Gas an der Bohrstelle in die Atmosphäre abgelassen (**gas venting**) oder abgefackelt (**gas flaring**) wird, sind Sicherheitsaspekte – um einen Druckaufbau im Untergrund bei einem Förderstopp zu verhindern –, mangelnde Anreize für Investitionen zur Verwertung des Begleitgases und das Fehlen von effektiven Regulierungsmaßnahmen. Beim Ablassen gelangen Methan, das ein 25-Mal höheres Erderwärmungspotenzial (bezogen auf den Zeitraum von 100 Jahren) aufweist als Kohlendioxid¹, und andere Schadstoffe in die Atmosphäre; beim Abbrennen vor allem Kohlendioxid in immensen Mengen. Beide Methoden sind sowohl im Hinblick auf Ressourceneffizienz als auch auf den Klimawandel – zentrale Themen der Weltgemeinschaft – gleichermaßen kontraproduktiv. Statt wertvolle Ressourcen zu verschwenden und die Umwelt zu belasten, könnte das Begleitgas auch zur Erdgasqualität aufbereitet und dann direkt als Energiequelle genutzt oder weiterverkauft werden.

Das Abfackeln bzw. das Ablassen wird vor allem dann eingesetzt, wenn den Firmen eine Nutzung der Erdölbegleitgase nach den Erfordernissen der Technik zu aufwendig bzw. aufgrund niedriger lokaler Marktpreise nicht lukrativ erscheint. Viele Ölfelder liegen fernab von Industrie- oder Siedlungsgebieten und fernab jeglicher Infrastruktur - zum Beispiel in Sibirien, in Wüstengebieten oder direkt im Meer. Wollte man das Gas zu den Verbrauchern bringen, müsste man parallel zu den Ölleitungen auch Gaspipelines von Tausenden Kilometern Länge bauen. Noch schwieriger ist es bei Offshore-Förderanlagen: Auf einer Ölplattform auf hoher See lässt sich Gas nur mit erheblichem Aufwand verflüssigen und abtransportieren.

Eine Eindämmung der weitverbreiteten Praxis des nutzlosen und klimaschädlichen Abfackelns und Ablassens wird gegenwärtig über wirtschaftliche Anreize sowie Förderprogramme auf internationaler Ebene und Gesetze auf nationaler Ebene angestrebt.

1 Das Treibhauspotenzial ist eine substanzspezifische, physikalische Größe, die angibt, wie viel eine festgelegte Menge eines Treibhausgases zum Treibhauseffekt prinzipiell im Stande ist beizutragen. Als Vergleichswert dient Kohlendioxid. Das Treibhausgaspotenzial wird aus physikalischen Messgrößen wie der Absorption im Infrarotbereich und der Verweildauer in der Atmosphäre errechnet. Die Treibhauspotenziale entsprechend dem Stand der Forschung sind hier einsehbar: http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html. Der IPCC wertet in Abständen einiger Jahre neue Daten und Studien aus und passt die Angaben ggf. dem Stand der Forschung an.

2. Gas flaring und gas venting

Weltweit werden nach einer Studie der Weltbank etwa **150 Milliarden Kubikmeter Erdölbegleitgas pro Jahr nutzwertfrei verbrannt**. Wie viel Erdölbegleitgas weltweit insgesamt bei der Erdölförderung entsteht, ist nicht genau bekannt, weil dies nicht gemessen und gemeldet wird. Von der Weltbank liegt allerdings eine Schätzung aus dem Jahr 2008 vor, wonach 512 Milliarden Kubikmeter Erdölbegleitgas weltweit an die Oberfläche kamen (Bayer Technology Services 2011: 14).

Das Abfackeln von Erdölbegleitgas und das Ablassen von unverbranntem Erdölbegleitgas führen global zu erheblichen Treibhausgasemissionen. Aus der Menge an verbranntem Gas resultierten im Jahr 2011 360 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen - so viel wie 70 Millionen Pkw ausstoßen.² Das entspricht knapp **zwei Prozent der energiebedingten globalen Kohlendioxidemissionen**. Die globalen Abfackelungsmengen haben sich 15 Jahre lang kaum verändert: sie lagen im Zeitraum von 1994 - 2008 zwischen 140 und 170 Milliarden Kubikmeter mit einem Maximum in 2005 (Elvidge 2009: 608). Da im gleichen Zeitraum die Fördermenge an Erdöl gestiegen war, wurde auch dies schon als kleiner Erfolg gewertet. In den Jahren danach war zwar eine Abnahme der Menge an weltweit abgefackeltem Begleitgas festzustellen, der Wert stieg aber 2011 wieder auf 140 Milliarden Kubikmeter an (s. Abb. 1). Die Weltbank befürchtet aufgrund der neuesten Entwicklungen in einigen Erdölförderländern, dass sich der Abwärtstrend der Jahre 2006 – 2010 nicht weiter fortsetzen wird³. Die weltweit abgefackelte Gasmenge entspricht 25 Prozent des Gasverbrauchs in den USA, 30 Prozent der in Europa verbrauchten Gasmenge oder 75 Prozent der russischen Gasexporte. Allein die in Afrika abgefackelten Gasmengen könnten theoretisch den Energiebedarf des afrikanischen Kontinents zur Hälfte decken. Weniger als 20 Länder sind für mehr als 70 Prozent des weltweit verschwendeten Begleitgases verantwortlich und gerade einmal vier Länder fackeln allein 50 Prozent (entspricht rund 73 Milliarden Kubikmeter Gas im Jahr) ab.

Lokal führt die Praxis des Abfackelns zu schwerwiegenden Umweltbelastungen: Es verursacht einen kontinuierlichen, großen Abgasstrom, der Schadstoffe wie Schwefeloxide, unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Kohlenmonoxid, Stickoxide, Schwermetalle und Feinstaub enthält. Dies hat signifikante negative Auswirkungen auf die Umwelt, die Beschäftigten und - falls vorhanden - auf die lokale Bevölkerung mit entsprechenden negativen Gesundheitsfolgen. Auch die Belastungen durch Hitzestrahlung und Lärm in Folge der Verbrennung sind insbesondere in Siedlungsgebieten nicht zu unterschätzen. Zudem verwandelt die Fackelflamme die umliegenden Regionen in Orte von großer Helligkeit, ohne nächtliche Dunkelphasen. Schwefeloxide verursachen außerdem den so genannten Sauren Regen, der die Zerstörung natürlicher Habitate nach sich ziehen kann (GE Energy 2010).

Für die Mengen an weltweit abgefackeltem Gas liegen insgesamt keine verlässlichen Angaben der einzelnen Regierungen oder Konzerne vor. Gerade bei den Staaten, die große Mengen Begleitgas abfackeln und ablassen, sind häufig gar keine zuverlässigen Messinstrumente zur systematischen Erfassung installiert. Das der Tabelle in Abb. 1 zugrunde liegende Datenmaterial entstammt indi-

2 Pressemitteilung der Weltbank vom 03.07.2012:
<http://www.worldbank.org/en/news/2012/07/03/world-bank-sees-warning-sign-gas-flaring-increase>

3 The World Bank Group - Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), Mitteilung vom 25.09.2012:
<http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:23279706~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069,00.html>

rekt den Aufnahmen von Wettersatelliten der **National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)**, der Wetter- und Ozeanografiebehörde der USA.⁴ Für die Datenerhebung mit Hilfe der Bordkameras wurden Nachtaufnahmen bei wolkenlosem Himmel ausgewählt, um die brennenden Gasfackeln über den Erdölfeldern analysieren zu können (NOAA 2008). Die NOAA-Forscher entwickelten dazu spezielle Algorithmen, mit deren Hilfe aus der Intensität der Flammen errechnet werden kann, wie viel Erdgas in den Feuern verbrennt und wie viel CO₂ dabei freigesetzt wird. Präzise Mengenangaben einzelner Länder, die eigene Messverfahren an den Bohrstellen einsetzen, dienten dazu, um die Werte aus Satellitendaten zu kalibrieren.

4 Teilweise werden auch andere Satellitendaten zur Erstellung einer Rangliste herangezogen.

Estimated flared volumes in bcm from satellite data, 2007 – 2011						
	2007	2008	2009	2010	2011	Change from 2010 to 2011
Russia	52.3	42.0	46.6	35.6	37.4	1.8
Nigeria	16.3	15.5	14.9	15.0	14.6	-0.3
Iran	10.7	10.8	10.9	11.3	11.4	0.0
Iraq	6.7	7.1	8.1	9.0	9.4	0.3
USA ¹	2.2	2.4	3.3	4.6	7.1	2.5
Algeria	5.6	6.2	4.9	5.3	5.0	-0.3
Kazakhstan ²	5.5	5.4	5.0	3.8	4.7	0.9
Angola	3.5	3.5	3.4	4.1	4.1	0.0
Saudi Arabia ³	3.9	3.9	3.6	3.6	3.7	0.1
Venezuela	2.2	2.7	2.8	2.8	3.5	0.7
China	2.6	2.5	2.4	2.5	2.6	0.1
Canada	2.0	1.9	1.8	2.5	2.4	-0.1
Libya	3.8	4.0	3.5	3.8	2.2	-1.6
Indonesia	2.6	2.5	2.9	2.2	2.2	0.0
Mexico ⁴	2.7	3.6	3.0	2.8	2.1	-0.7
Qatar	2.4	2.3	2.2	1.8	1.7	-0.1
Uzbekistan	2.1	2.7	1.7	1.9	1.7	-0.2
Malaysia	1.8	1.9	1.9	1.5	1.6	0.2
Oman	2.0	2.0	1.9	1.6	1.6	0.0
Egypt	1.5	1.6	1.8	1.6	1.6	0.0
Total top 20	132	124	127	118	121	3.1
Rest of the world	22	22	20	20	19	(1.1)
Global flaring level	154	146	147	138	140	1.9
<i>Source: NOAA Satellite data</i>						
1. Includes N. Dakota, 2. Reported much lower, 3. Includes share of Neutral Zones, 4. Reported much higher						

Abb. 1: Abgefackeltes Erdölbegleitgas in Milliarden Kubikmeter in den Jahren 2007 - 2011, ermittelt aus NOAA-Satelliten-Daten

Quelle: The World Bank Group - Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) (2012)
<http://go.worldbank.org/D03ET1BVD0>

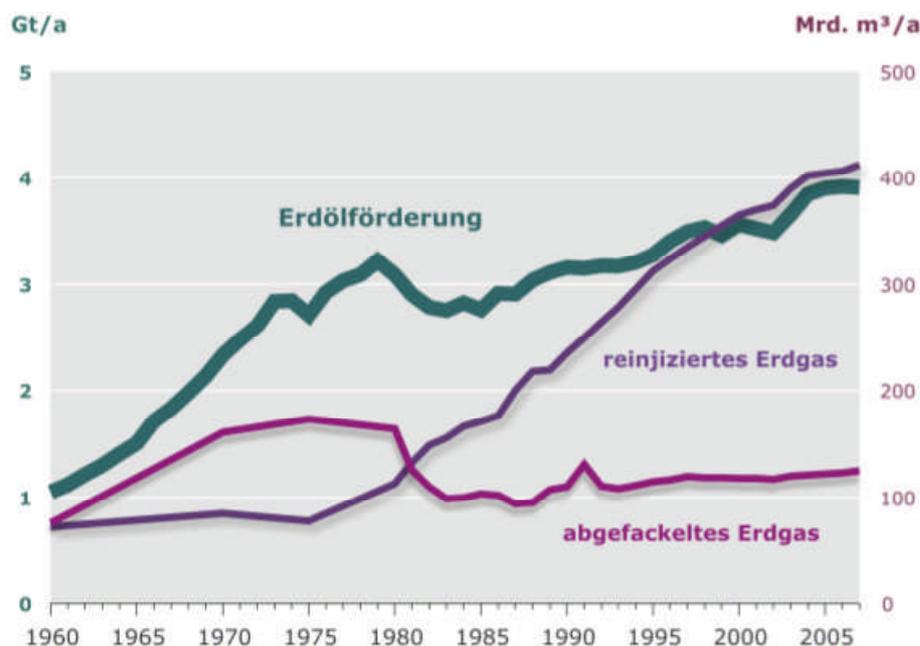
Zu dem abgepackelten Gas kommen noch große Mengen an unverbrannt abgelassenem Erdölbe-
gleitgas hinzu, zu denen aber keine belastbaren Daten vorliegen. Bei der Berechnung der Klima-
wirksamkeit des gas venting muss zusätzlich die unterschiedliche Zusammensetzung der freige-
setzten Gase berücksichtigt werden. Die Zusammensetzung der Begleitgase variiert abhängig vom
Ölfeld und dem momentanen Ausbeutegrad in sehr großen Bandbreiten. Hohe Anteile an CO₂
und Methan - mit seiner 25fach höheren Klimawirksamkeit als CO₂ - können die Werte entschei-
dend beeinflussen. Nach einer Schätzung der US-amerikanischen Umweltschutz-Behörde (Envi-
ronmental Protection Agency, EPA) aus dem Jahr 2006 verursacht das **gas venting** noch einmal
Emissionen entsprechend **60 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten pro Jahr**. Die Weltbank gibt
einen jährlichen Durchschnittswert für gas flaring mit 400 Millionen Tonnen an. Daraus resultie-
ren insgesamt Treibhausgasemissionen in Höhe von 460 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten
pro Jahr.

3. Nutzungsmöglichkeiten von Erdölbegleitgas

Aus technischer Sicht gibt es verschiedene Möglichkeiten zur Nutzung von Erdölbegleitgas. Die-
selben sind im Bereich der Erdgasförderung und -verwertung bereits bewährter Stand der Tech-
nik.

3.1. Reinjektion

Die nächstliegende und unkomplizierteste Nutzung ist die **Reinjektion**, das heißt, dass das Gas
zum Druckaufbau und damit zur Erhöhung der Ölförderung in die Lagerstätten zurückgepresst
wird. Voraussetzung für die Reinjektion ist die Abtrennung und Kompression des Gases. Von
dieser Möglichkeit wird zunehmend Gebrauch gemacht. Dies ist ein wichtiger Grund, weshalb
die Menge an weltweit abgepackeltem Gas trotz steigender Erdölfördermengen nicht größer wird.



**Abb. 2: Entwicklung der Mengen an weltweit abgepackeltem und reinjiziertem Erdgas im Ver-
gleich mit der globalen Erdölförderung.**

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2009)

Wie die Graphik deutlich zeigt, steigt die Menge des reinjizierten Erdgases seit 1975 steil an, übersteigt seit 1980 die Menge an abgefackeltem Gas und liegt inzwischen um ein Vielfaches höher. Eine Reinjektion ist allerdings nicht immer wirtschaftlich sinnvoll und kann unter bestimmten geophysikalischen Gegebenheiten auch die Erdölförderung beeinträchtigen. Wenn das Abfackeln oder Ablassen des Gases mit Strafzahlungen belegt ist, eine wirtschaftliche Nutzung nicht attraktiv ist und eine positive Auswirkung auf die Ölförderung durch Reinjektion nicht erreicht werden kann, wird bisweilen das Begleitgas auch einfach in geeignete Formationen des Untergrundes verpresst.

3.2. Gasaufbereitung mit anschließender Stromerzeugung

Eine naheliegende Möglichkeit der Nutzung bei großen Erdölvorkommen ist die **Gasaufbereitung und anschließende Stromerzeugung**. Dies erweist sich aber nur dann als verhältnismäßig unkompliziert und wirtschaftlich, wenn das Gas zur Energieerzeugung für die Ölförderanlagen selbst bzw. für Siedlungen und Industrieanlagen in der Umgebung eingesetzt werden kann. In diesem Fall sind nur begrenzte Investitionen in Übertragungsnetze erforderlich. Notwendig werden allerdings noch spezielle Turbinen, in denen das aufbereitete Gas als Ersatz für den sonst eingesetzten Dieseltreibstoff verbrannt werden kann. Hierfür existieren auch schon technische Lösungen für mobile Anlagen, die nach Erschöpfen des Ölfeldes an einem anderen Standort wieder aufgebaut werden können. Der Einsatz von Erdölbegleitgas in Blockheizkraftwerken, speziell zur Stromversorgung der Förderanlagen, ist ein Standardverfahren.

3.3. Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit von Erdölbegleitgas bei großen Erdölvorkommen ist die Verwendung insbesondere des darin enthaltenen Methans zur **Herstellung von Ausgangsstoffen für die chemische Industrie**. Dies erfordert Investitionen in die notwendigen industriellen Anlagen oder die Nähe zu entsprechenden Anlagenparks. Dabei bieten sich bestimmte etablierte Produktionsprozesse an. Ein Beispiel dafür ist die Gewinnung von Wasserstoff aus dem Methan für die Synthese von Ammoniak zur Herstellung von stickstoffhaltigen Düngemitteln, ein Verfahren, das in den ölfördernden Staaten am Persischen Golf, speziell in Saudi-Arabien, Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten, häufig eingesetzt wird (Hertzmark et al. 2010: 33). Weiterhin können aus Methan in bestehenden Verfahren Produkte wie Wasserstoff, Methanol, Blausäure, Schwefelkohlenstoff und viele andere organische Verbindungen erzeugt werden.

Große Teile des Erdölbegleitgases werden jedoch in kleinen Ölfeldern, in dünn besiedelten Gebieten und in weiter Entfernung von bestehenden Gasaufbereitungsanlagen gefördert. Die Nutzung des Gases würde in diesen Fällen hohe Investitionen in Pipelinenetze, Stromübertragungsnetze oder andere Infrastruktur erfordern. Schließlich kann sich die Einspeisung in bereits bestehende Netze als Hürde erweisen: Einige Netzbetreiber verlangen dafür hohe Gebühren bzw. zahlen für das Gas oder den Strom nur wenig. Die Nettokosten für Produktion und Transport lägen dann um ein Mehrfaches über dem landesüblichen Preis von herkömmlichem Erdgas. Bei diesen rein wirtschaftlichen Erwägungen bleiben jedoch die Aspekte der Ressourceneffizienz und der Klimawirksamkeit unberücksichtigt.

3.4. Herstellung von Flüssiggas

Besonders anspruchsvolle wirtschaftliche und technische Bedingungen ergeben sich für die Offshore-Förderung, auf die inzwischen mehr als ein Viertel der abgefackelten Begleitgase entfällt. Etwa 22 Prozent der weltweiten Erdölreserven befinden sich unter Meeren und werden mit großem Aufwand ausgebeutet. Bei der Offshore-Förderung zeigt sich ein Trend zur Erschließung

von Erdölquellen unter immer schwierigeren Bedingungen – insbesondere in immer größeren Tiefen und in eisbedeckten Gewässern. Eines der Hauptprobleme ist dabei der Transport des Gases zum Festland. Eine Weiterleitung des Begleitgases in gesondert verlegten Gasleitungen im Meer geht mit hohen Investitionen einher. Daneben existieren speziell entwickelte technische Lösungen für die Offshore-Förderung, um das Begleitgas zurückzuhalten und wirtschaftlich zu nutzen: z. B. mobile Einheiten mit Gasverdichtern in Containern, in denen das Gas abgekühlt, verdichtet und dabei verflüssigt wird. Zusätzlich erfordert dieses Verfahren ein spezielles Verladesystem zum sicheren Transfer von Flüssiggas unter Offshore-Bedingungen; dann kann es in spezielle Tanker verladen und zum Festland transportiert werden. Eine technologische Herausforderung - und Thema eines laufenden Forschungsprojektes (Sideways Offshore Transfer for LNG and LPG) beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie - ist das sichere Verladen von einer (schwankenden) Ölplattform auf ein schwimmendes Schiff unter Hochseebedingungen.

Begleitgas an Offshore-Standorten kann leichter abtransportiert werden, wenn es unter Druck verflüssigt wird. Es gibt verschiedene Technologien zur **Herstellung von Flüssiggas**. Man unterscheidet LPG (Liquefied Petroleum Gas), LNG (Liquefied Petroleum Gas), CNG (Compressed Natural Gas) und GTL (Gas to Liquids). Die einzelnen Herstellungsverfahren beinhalten Reinigungsschritte, Kühlung und Kompression und im Fall von GTL (Gas to Liquids) die chemische Umwandlung des Begleitgases. Alle Verfahren sind Stand der Technik. Alle Produkte haben den Vorteil einer Volumenreduktion - bei LNG um den Faktor 600, so dass sie platzsparend in Tankern und unabhängig von Pipelines abtransportiert werden können. Auf dem Land ist auch der Transport auf der Straße oder der Schiene möglich.

Zur Erweiterung dieser etablierten Techniken wird bereits an der Entwicklung von Verfahren gearbeitet, um Erdöl und Erdgas, einschließlich Erdölbegleitgas, bei der Offshore-Förderung mittels Mehrphasenpumpen direkt am Meeresboden zu trennen⁵.

3.5. Markttauglichkeit der Nutzungsmöglichkeiten

Die Internationale Energieagentur hat die genannten Nutzungsmöglichkeiten für Erdölbegleitgas am Beispiel des **russischen Marktes** auf ihr ökonomisches Potenzial hin analysiert (International Energy Agency 2006). Sie kam zu dem Ergebnis, dass eine Nutzung für die Ölfirmen nur dann wirtschaftlich (Bezugsjahr 2006) sei, wenn die freigesetzte Gasmenge über 10 Millionen Kubikmeter pro Tag beträgt oder das Ölfeld nicht mehr als 2000 Kilometer vom nächstgelegenen Absatzmarkt entfernt liegt. Bei niedrigerem Gasvolumen und kürzeren Entfernungen könnten der Gastransport in Pipelines oder die Stromerzeugung eine wirtschaftliche Alternative zum Abfackeln sein. Bei höherem Gasvolumen und größeren Entfernungen wäre die Herstellung von Flüssiggas und der Transport mit Tankern eine mögliche Option. Bei all diesen rein wirtschaftlichen Erwägungen bleiben jedoch die Aspekte der Ressourceneffizienz, des Umweltschutzes und der Klimawirksamkeit unberücksichtigt.

Große Teile des Erdölbegleitgases werden in kleinen Ölfeldern, in dünn besiedelten Gebieten und in weiter Entfernung von bestehenden Gasaufbereitungsanlagen gefördert. Die Nutzung des Gases würde in diesen Fällen hohe Investitionen in Pipelinenetze, Stromübertragungsnetze oder

5 Vgl. Unterrichtung durch die Bundesregierung - Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung und Zukunftsperspektiven der maritimen Wirtschaft in Deutschland, BT-Drs. 16/11835, S.18.

andere Infrastruktur erfordern. Schließlich kann sich die Einspeisung in bereits bestehende Netze als Hürde erweisen: Einige Netzbetreiber verlangen dafür hohe Gebühren bzw. zahlen für das Gas oder den Strom nur wenig. Die Nettokosten für Produktion und Transport lägen dann um ein Mehrfaches über dem landesüblichen Preis von herkömmlichem Erdgas. Unter diesen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen können nur finanzielle Anreize und regulatorische Maßnahmen der Praxis des Abfackelns und Ablassens von Begleitgas entgegenwirken (Hertzmark et al. 2010: 36).

4. Gas flaring und gas venting im politischen Kontext

Seit Jahren bleibt die Menge an abgefackeltem Gas weltweit gleich hoch (siehe Kapitel 2), was die Frage aufwirft, wie erfolgreich bisherige Bestrebungen waren, die umwelt-, ressourcen- und klimaschädliche Praxis einzudämmen. Da im gleichen Zeitraum die geförderte Ölmenge stark gestiegen ist, sprechen Beobachter nicht grundsätzlich von einem Versagen der Politik, aber von dringendem Handlungsbedarf.

Immerhin werden große Emissionsquellen von Begleitgas heutzutage deutlich seltener abgefackelt als einst. Zugleich hat sich das Problem zu älteren, kleineren, isolierteren, aber auch zu neu erschlossenen Ölquellen verlagert. In den vergangenen Jahren hat man vor allem dort mit einer Begleitgasnutzung begonnen, wo Pipelines nicht weit waren und die Nutzung rentabel. Nun verbleiben überwiegend solche Standorte, die besonders fern der Versorgungsinfrastruktur liegen und bei denen die Aufbereitung und Einspeisung des Gases nicht wirtschaftlich ist oder durch bestehende wirtschaftliche und finanzielle Rahmenbedingungen erschwert wird.

Staaten im Mittleren Osten wird die Aufbereitung des Begleitgases durch eine rigide Preispolitik erschwert. Gerade stark verunreinigtes schwefelhaltiges Begleitgas kann deshalb dort nicht wirtschaftlich ins Erdgasnetz eingespeist werden (GE Energy 2010). Eine Reihe von Staaten darunter **Indonesien, Angola und Syrien** scheinen Fortschritte in der Eindämmung des Abfackelns gemacht zu haben. In **Kasachstan und Kuwait** haben Gesetze dazu beigetragen, dass diese Praxis rückläufig ist.

In Ländern wie **Venezuela, Usbekistan, Ecuador, dem Irak und Libyen** nimmt das Abfackeln von Gas nach Aussage des US-Energieunternehmens GE Energy zu (GE Energy 2010). Kritisch ist die Situation auch in neuen afrikanischen Erdölförderländern wie **Uganda und Liberia**. Die Ölindustrie investiert üblicherweise kurzfristig in die Erschließung und Ausbeutung einer Ölquelle, wohingegen die Gasaufbereitung sich erst langfristig amortisieren würde. In Entwicklungsländern findet oft auch deshalb keine Eindämmung des gas flaring und venting statt, weil effiziente und effektive Regularien fehlen und die Autorität der Behörden unzureichend ist (Hertzmark et al 2010: 23).

In einer Kleinen Anfrage wurde die Bundesregierung 2006 am Rande auch zum gas flaring in **GUS-Staaten** (sowie der **Türkei**) befragt. Auf die Frage, welche Informationen der Bundesregierung über Schäden an der Natur und der Umwelt in den GUS-Staaten und der Türkei unter anderem infolge von gas flaring vorliegen, antwortet die Bundesregierung nicht direkt und gibt an, dass die Weiterleitung von Information von der Signifikanz des Schadensereignisses abhängt. Sie macht weiterhin keine Angaben zur Frage, wie viele Tonnen klimarelevanter Gase in den GUS-Staaten jährlich durch das Abfackeln von Erdgas entstehen.

4.1. Rahmenbedingungen in Ländern mit den höchsten Abfackelungsraten

4.1.1. Russland

In einigen Ländern existieren Bestrebungen, das Ablassen und Abfackeln von Begleitgas zu begrenzen oder strenger zu regulieren. Einem Gesetzesvorhaben zufolge sollten Ölfirmen in **Russland**, dem weltgrößten Abfackelungsstaat, ab 2012 höhere Strafen zahlen, wenn sie weniger als 95 Prozent des Begleitgases je Förderquelle nutzen. Dieser Zeitpunkt wurde inzwischen auf 2014 verschoben. Für die Umsetzung müssten die Unternehmen die Menge an abgefackeltem Gas mit Durchflussmessgeräten systematisch erfassen. Es ist nicht bekannt, dass dies bereits durchgängig erfolgt. Es fehlen demzufolge auch Daten über die absoluten Mengen an entstehendem Erdölbegleitgas. Älteren russischen Angaben zufolge wurden von den jährlich produzierten 56 Milliarden Kubikmeter Erdölbegleitgas in Russland jährlich 15 Milliarden abgefackelt (Schröter 2006). Laut Satellitendaten lag die abgefackelte Menge 2011 aber schon bei 37 Milliarden Kubikmeter (siehe Tabelle auf S. 7). Zwar wird die Emission von Begleitgasen und deren Verbrennungsprodukten bereits seit 2005 in Russland mit Gebühren belegt, aber diese sind so niedrig, dass die Unternehmen es sich leisten können, das Begleitgas weiterhin zu verbrennen (Hertzmark et al. 2010: 40). Die Gebühren beziehen sich außerdem nicht auf die Menge an Begleitgas, sondern auf die Menge an darin enthaltenem Methan. Es ist unklar, wie die Behörden diese Größe und damit die Gebühren ermitteln und überwachen (Hertzmark et al. 2010: 43). Nach Einschätzung russischer Experten mangelt es an einer wirksamen Umsetzung der Vorschriften. In etlichen großen Gas- und Ölförderländern hat die Menge an abgefackeltem Gas von 1994 bis 2005 zugenommen und ist danach relativ betrachtet zurückgegangen. Dazu gehören Russland, China, Irak, Qatar und Kasachstan (Hertzmark et al. 2010: 19). Im Detail nahm das gas flaring in Russland von 2005 bis 2008 ab, stieg aber 2009 wieder an. Trotzdem ergibt sich von 2005 nach 2009 ein absoluter Rückgang, der als positives Signal gewertet wird (Hertzmark et al. 2010: 21).

In Russland hat vor allem der einst staatliche nationale Gasversorger die Nutzung des Begleitgases in der Vergangenheit erschwert (Hertzmark et al. 2010: 23). Dieser verfügt über ein Monopol der Gasversorgung in Russland und gestattet Dritten keinen verlässlichen und transparenten Zugang zum Gasnetz. Dem ehemaligen Staatsunternehmen werden zudem Wettbewerbsverzerrungen vorgeworfen: Es verkauft eigenes Gas zu hohen Preisen nach Europa, wohingegen lokale Einspeiser nur zu den wesentlich schlechteren Konditionen des lokalen russischen Marktes vergütet werden. Niedrige Gaspreise auf dem heimischen Markt, unzureichende Pipelinekapazitäten, der fehlende Wettbewerb auf dem Gasmarkt und hohe Kosten für den Aufbau einer Versorgungsinfrastruktur in entlegenen Gegenden erschweren die Nutzung des Begleitgases (International Energy Agency 2006). Einige Ölförderunternehmen haben jedoch nach den Erdgaspreissteigerungen der vergangenen Jahre damit begonnen, Aufbereitungsanlagen für Begleitgas zu errichten. Auch hat die Bezirksverwaltung von Chanty-Mansijsk, einem der russischen Hauptfördergebiete für Erdöl, ein eigenes Mandat zur Regulierung von Begleitgas. Maximal fünf Prozent des Begleitgases dürfen dort abgefackelt werden (Hertzmark et al. 2010: 44). Dennoch ist die Menge an abgefackeltem Gas auch in diesem Bezirk im vergangenen Jahr gestiegen, was auf Probleme in der Umsetzung hinweist.

4.1.2. Nigeria

In **Nigeria**, weltweit der zweitgrößte flaring-Staat nach Russland, konnte die abgefackelte Menge an Begleitgas von 1999 bis 2008 in Relation zur Erdölfördermenge um 12 Prozent reduziert werden. Die Bemühungen der nigerianischen Regierung, das Abfackeln von Begleitgas einzudämmen, reichen Jahrzehnte zurück und sind auch auf Druck von Nichtregierungsorganisationen

zurückzuführen. 1979 verabschiedete die nigerianische Regierung das Begleitgasreinjektionsgesetz (siehe Kapitel 3), wonach Ölunternehmen eine staatliche Genehmigung benötigen, wenn sie Begleitgas verbrennen. Es wurden steuerliche Anreize für Erdölunternehmen mit dem Ziel eingeführt, die Begleitgasnutzung zu forcieren. Immer wieder wurde ein Stopp der umwelt- und ressourcenschädlichen Praxis angestrebt. Dies scheiterte jedoch an der mangelnden Umsetzung durch die Erdölkonzerne und der ineffektiven staatlichen Regulierungsmaßnahmen. Unter dem Strich kommen die Reduktionsbestrebungen in Nigeria deshalb nur langsam voran, obwohl die technischen Voraussetzungen nicht die schlechtesten sind: Es gibt zahlreiche Anlagen zur Erdgasverflüssigung (siehe Kapitel 3), in denen aber bisher nur Erdgas verarbeitet und kein Begleitgas komprimiert wird. Die Verschwendung dieses Rohstoffs wird von der Versorgungslage Nigerias kontrastiert: Nur wenige Menschen haben einen Stromanschluss. Der Pro-Kopf-Stromverbrauch ist einer der geringsten der Welt. Mit einem Gas Master Plan von 2007 möchte die Regierung an diesem Punkt ansetzen und Begleitgas künftig für die heimische Versorgung nutzen, indem es in Gaskraftwerken verstromt werden soll. Dies geschieht auch vor dem Hintergrund der Tatsache, dass das massenhafte Abfackeln von Begleitgas und die damit verbundenen gesundheitlichen und sozialen Beeinträchtigungen, immer wieder Auslöser für Konflikte in der Nigerdeltaregion sind. 2009 hat die Bundesregierung in ihrer Antwort auf eine Große Anfrage zur Energieaußenpolitik zu der Problematik Stellung genommen, da deutsche Unternehmen an der Erdgasförderung in Nigeria beteiligt sind.⁶

4.2. Erfolgreiche Maßnahmen zur Senkung des gas flaring und gas venting

Norwegen, Kanada und die USA zeigen indes beispielhaft wegweisende Modelle auf, wie die Mengen an abgefackeltem oder abgelassenem Begleitgas reduziert werden können: Der größte Teil des Begleitgases wird in diesen Ländern heutzutage genutzt (Hertzmark et al. 2010: 39).

Obwohl die Erdölproduktion in **Norwegen** steigt, konnte das Land die Emissionen von Begleitgas und deren Verbrennungsprodukten deutlich reduzieren. Nur 0,3 Prozent des entweichenden Gases werden ungenutzt abgefackelt, der Rest wird genutzt – überwiegend reinjiziert. Der Status quo beruht auf einer langen Tradition wirksamer Regulierung und deren erfolgreicher Umsetzung. Begleitgas darf nicht ohne Genehmigung des Norwegischen Öldirektorats abgefackelt werden – allenfalls aus Sicherheitsgründen. Die abgelassenen oder abgefackelten Gasmengen müssen täglich gemessen und den Behörden gemeldet werden. Finanzielle Anreize und Malussysteme trugen dazu bei, dass die Erdölförderunternehmen, die Mengen an freigesetztem oder verfeuertem Begleitgas sukzessive gesenkt haben (Hertzmark et al 2010: 40-41). Zurzeit arbeitet das Norwegische Öldirektorat darauf hin, das Abfackeln von Erdgas weiter zurückzudrängen. Bisher wird das Gas auch zur Energieerzeugung auf den Plattformen verbrannt. Die Plattformen sollen künftig über Seekabel mit klimaneutralem Strom versorgt werden, der in Norwegen überwiegend aus Wasserkraft stammt.

In **Kanada** erleichtert eine ausgebaute Erdgaspipelineinfrastruktur die Nutzung des Begleitgases. Der Zugang zum Gasnetz ist offen und der Gasmarkt unreguliert. Zudem wurde das Abfackeln des Gases in einzelnen Provinzen rechtlich geregelt. In der Provinz Alberta hat die Industrie eine freiwillige Selbsterklärung abgegeben, das Abfackeln von Begleitgas von 1996 bis 2001 um 25 Prozent zu kappen. Es gelang schließlich, die Menge bis 2001 um 50 Prozent zu reduzieren. Zudem wurden die verschiedenen Förderstellen von Behörden und Unternehmen inspiziert und

6 Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage „Zur Energieaußenpolitik der Bundesregierung“, BT-Drs. 16/13276, S. 237 f.

den lokalen Gegebenheiten angepasste Reduktionsmöglichkeiten ausgelotet (Hertzmark et al. 2010: 41-42). Allerdings zeigen die Aufzeichnungen der NOAA-Satelliten, dass seit 2006 keine weitere Reduktion des gas flaring in Kanada erfolgt ist. Ähnlich stellt sich die Situation in den USA dar (siehe Tabelle auf S. 7).

5. Internationale Bestrebungen zur Verminderung der Begleitgasemissionen

Die Organisation **Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)** der Weltbank wurde 2002 auf dem UN-Gipfel für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg ins Leben gerufen. Die Organisation unterstützt Öl produzierende Länder und Unternehmen finanziell bei ihrem Einsatz zur Nutzung von natürlichen Gasvorkommen und zur Reduzierung des gas flaring. Derzeitige Partner des GGFR sind Algerien, Angola, Aserbeidschan, Kamerun, Tschad, Ecuador, Äquatorialguinea, Gabun, Indonesien, Irak, Kasachstan, die Russische Föderation, Mexiko, Nigeria, Katar, die Vereinigten Arabischen Emirate und Usbekistan sowie 18 Ölkonzerne, darunter BP, Shell, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil und Total. Die Geberländer umfassen die USA, Großbritannien, Frankreich und Norwegen sowie die EU, die OPEC und die Weltbank selbst. Die Wissenschaftler der Rice University in Texas bescheinigen der GGFR einen gewissen Erfolg. Doch die nachfragebezogene Förderpolitik des GGFR trage nicht immer Früchte, da sie das Grundproblem der drastischen preislichen Unterbewertung von Begleitgas nicht löse (Hertzmark et al 2010: 9). Die GGFR hat 2004 einen freiwilligen Standard zur Reduktion von Begleitgasverfeuerung und Begleitgasemissionen verabschiedet. Dieser Standard umfasst das durchgängige Erstellen von Massen- und Energiebilanzen, um die Mengen an Begleitgas aus Förderquellen abzuschätzen, die Installation von Durchflussmessern bei neuen Ölquellen, die kontinuierliche Erfassung der abgefackelten Gasvolumina und die Messung der Zusammensetzung und der Brennwerte. Laut GGFR haben die meisten Partnerländer der Implementierung dieses Standards zugestimmt (GGFR 2004), der bei näherem Hinsehen jedoch kein Instrument zur Verminderung, sondern lediglich ein Werkzeug zur Erfassung von abgefackeltem oder abgelassenem Begleitgas ist. Insgesamt ist die Förderung des GGFR im Wesentlichen darauf ausgerichtet, die Rahmenbedingungen für die Nutzung des Begleitgases zu verbessern, indem beispielsweise die Gasinfrastruktur ausgebaut und Geräte zur Erfassung des Begleitgases beschafft werden.

Die Begleitgasnutzung vermindert Treibhausgasemissionen und kann daher im Rahmen des flexiblen Mechanismus **Clean Development Mechanism (CDM)** des Kyoto-Protokolls durchgeführt werden. Diesem Mechanismus zufolge können Industrienationen Treibhausgasreduktionen erbringen und sich diese anrechnen lassen, indem sie in Schwellen- und Entwicklungsländern (genau gesagt: Annex-B-Staaten des Kyoto-Protokolls) in Begleitgasnutzungsprojekte investieren. Sie erhalten dafür geldwerte Zertifikate, die sie im internationalen Emissionshandel veräußern können. Der Clean Development Mechanism setzt einen ökonomischen Anreiz, Klimaschutz über Landesgrenzen hinweg so zu betreiben, dass er mit möglichst geringen Kosten verbunden ist. Doch bis 8. Mai 2012 hatten nur 14 von mehr als 2.000 CDM-Projekten die Nutzung von Erdölbegleitgas zum Ziel. Einerseits sind die erforderlichen Investitionen zur Aufbereitung des Gases nicht gering und der Anreiz der Zertifikate in Relation dazu offenbar nicht groß genug. Andererseits muss zur Bewilligung von CDM-Projekten das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllt sein: Es werden keine Vorhaben gefördert, bei denen Treibhausgase lediglich deshalb eingespart werden, weil ein routinemäßiges Geschäftsmodell (business as usual) verfolgt wird. Da an vielen Ölquellen standardmäßig auch Erdgas gewonnen wird, erwies es sich als schwierig, diese Zusätzlichkeit im Einzelfall zu beweisen. Auch erfordert der Nachweis der Zusätzlichkeit und das Beantragen von CDM-Projekten methodisches Knowhow der Projektentwickler. Des Weiteren muss ein Expertengremium zunächst eine Methodologie festlegen, wie die Zusätzlichkeit erfasst und das Referenzszenario des business as usual definiert wird. Gegenwärtig existieren nur zwei einschlägige

Methodologien: Zum einen für die Einspeisung von Begleitgas in eine Pipeline (AM009) und zum anderen für die Energiegewinnung aus Begleitgas oder die Nutzung des Begleitgases als Rohstoff (AM0037). Vor allem Nigeria und Indien führen derzeit erste CDM-Projekte zur Verwertung des Begleitgases durch. Doch beim gegenwärtig niedrigen Zertifikatpreis von unter zehn Euro lässt sich eine Reduktion der Treibhausgase durch finanziell weniger aufwendige CDM-Projekte anderer Art erzielen.

Der größte Emittent Russland zählt nicht zu den Annex-B-Staaten des Kyoto-Protokolls, sondern zu den Annex-A-Staaten und kommt damit für CDM nicht in Frage. Vielmehr eignet sich für Russland der flexible Mechanismus **Joint Implementation (JI)** des Kyoto-Protokolls. Danach können Industrienationen in Russland Projekte zur Verwertung des Begleitgases finanzieren und sich nachträglich die so erzielten Treibhausgasreduzierungen anrechnen lassen. Analog zum CDM erhalten die Industrienationen geldwerte Zertifikate, die sie im internationalen Emissionshandel verkaufen können. Nach Anlaufschwierigkeiten wurde 2010 das erste Joint-Implementation-Projekt zur Nutzung von Begleitgas in Russland bewilligt. Am 7. Mai 2012 enthielt die Datenbank des Sekretariats der Klimarahmenkonvention UNFCCC⁷ acht genehmigte und vier beantragte Projekte.⁸ Damit hat die Verwertung von Begleitgas einen erheblichen Anteil an den 33 laufenden JI-Projekten in Russland. Diese Entwicklung lässt hoffen, dass die Emissionen in den kommenden Jahren über den flexiblen Mechanismus des JI mit ausländischer Hilfe eingedämmt werden.

6. Fazit

Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von Begleitgas an Erdölförderstellen stellt ein gewichtiges Problem für die Ressourcenschonung, den Klimaschutz, den Umweltschutz und die soziale Stabilität vor Ort dar. 150 Milliarden Kubikmeter Begleitgas, geschätzt ein Drittel des freigesetzten Gesamtvolumens, werden jedes Jahr weltweit an Erdölbohrlochern verbrannt. Zusätzlich werden erhebliche Mengen an Begleitgas ungenutzt in die Atmosphäre abgelassen. Beide Praktiken, das gas flaring und das gas venting, verursachen zusammen 460 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Dies entspricht mehr als zwei Prozent der globalen energiebedingten Treibhausgasemissionen. Die Hauptemittenten sind die Russische Föderation, in deutlichem Abstand gefolgt von Nigeria und dem Iran.

Obwohl im Kontext des UN-Gipfels für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg 2002 mit der Gründung der Global Gas Flaring Reduction Partnership erste Bemühungen unternommen wurden, das Abfackeln oder Ablassen von Erdölbegleitgas einzudämmen, hat sich bisher kein durchschlagender Erfolg eingestellt. Die Begleitgasemissionen sind seither – so legen Satellitendaten nahe – in etwa gleich geblieben. Da aber die globale Erdölförderung im gleichen Zeitraum erheblich angestiegen ist, werten einige Beobachter diese Entkoppelung schon als Fortschritt.

Es existieren verschiedene technische Möglichkeiten, Erdölbegleitgas abzufangen und technisch nutzbar zu machen. Diese stammen aus der Erdgasförderung, was insofern nicht verwunderlich ist, als Erdölbegleitgas genauso wie Erdgas vornehmlich aus Methan besteht. Zu den bewährten Verwertungstechniken gehört das Aufbereiten und Einspeisen ins Erdgasnetz, das Verflüssigen des Gases und der nachfolgende Abtransport, die Verstromung des Gases sowie die Verwendung in der chemischen Industrie. Die Anwendung dieser Techniken ist mit Investitionen verbunden

7 United Nations Framework Convention on Climate Change

8 http://ji.unfccc.int/JI_Projects/ProjectInfo.html

und im Vergleich zur Erdgasverwertung ökonomisch aufwendiger, weshalb Erdölkonzerne diese Techniken bisher nur bei großen Emissionen von Begleitgas und/oder entsprechenden regulatorischen Auflagen praktizieren. In den unternehmerischen Kalkulationen zur Rentabilität der Begleitgasnutzung werden externe Kosten infolge von Umweltschäden, Erderwärmung, Gesundheitsschäden und sozialen Konflikten allerdings nicht eingerechnet.

Norwegen, Kanada und die USA konnten in den vergangenen Jahren die Begleitgasnutzung ausbauen. Insbesondere Norwegen hat durch eine Kombination von regulatorischen Maßnahmen, finanzieller Förderung und best-practice-Beispielen einen hohen Standard erreicht. Weitaus schwieriger erweist sich die Emissionsreduktion dagegen in den Schwellen- und Entwicklungsländern. In Russland kommen Reduktionsbemühungen mangels wirksamer regulatorischer Sanktionen nicht voran und werden durch die monopolartige Versorgungsinfrastruktur und das Preisungleichgewicht zwischen lokalem und globalem Markt massiv erschwert. In Nigeria konnte die Begleitgasverbrennung über die Jahre allmählich zurück gedrängt werden, bleibt aber weiterhin ein gravierendes Problem, das soziale Konflikte in der Nigerdeltaregion anheizt. Die Schwäche der staatlichen Strukturen und die ineffektive Umsetzung von Gesetzesvorgaben sind der neuralgische Punkt in dem afrikanischen Land. Generell ist die Begleitgasnutzung an kleinen und entlegenen Erdölquellen fernab von Versorgungsinfrastrukturen und von Verbrauchern besonders unrentabel und aufwändig zu realisieren.

Das Kyoto-Protokoll hält mit dem Clean Development Mechanism und dem Joint Implementation zwei flexible Mechanismen bereit, mit denen die Begleitgasnutzung auch bei mangelnder Rentabilität profitabel werden kann. Denn über die erzielten Reduktionen der Emission von Treibhausgasen werden geldwerte Zertifikate ausgegeben, die international gehandelt werden können. Beide Instrumentarien hatten allerdings zunächst mit Anlaufschwierigkeiten zu kämpfen. Im Fall des Joint Implementation mehren sich jedoch seit 2010 Begleitgasnutzungsprojekte in Russland, die von anderen Industrienationen finanziert werden.

7. Quellen- und Literaturnachweise

- Baum, Thomas (2012). Finanzierung von Energieeffizienzprojekten in Russland: Strukturierte Finanzierung der Nutzung von Erdölbegleitgas. Im Internet: <http://madeingermany.de/de/russia/2012/expert/show/id/1453/title/Finanzierung+von+Energieeffizienzprojekten+in+Russland/> [Stand: 18.04.2011]
- Bayer Technology Services (2011). Schluss mit dieser Abfackelei. In: Technology Solutions, 1/2011, S. 18, im Internet: http://solutions.bayertechnology.com/fileadmin/user_upload/sat_pages/technologyImpulse/ausgabe2/artikel_und_bilder/de/Schluss_mit_dieser_Abfackelei.pdf [Stand: 31.10.2012]
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) (2009). Energierohstoffe 2009. Im Internet: http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Energie/Downloads/Energierohstoffe_2009_Teil1.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 18.04.2011]
- Elvidge, Christopher et al. (2009). A Fifteen Year Record of Global Natural Gas Flaring Derived from Satellite Data. August 2009, im Internet: <http://www.mdpi.com/1996-1073/2/3/595> [Stand: 31.10.2012]
- GE Energy (2010). Flare Gas Reduction. Recent global trends and policy considerations. Im Internet: <http://www.genewscenter.com/ImageLibrary/DownloadMedia.ashx?MediaDetailsID=3691> [Stand: 18.04.2012].
- Global Gas Flaring Reduction – A Public-Private Partnership (GGFR). Im Internet: <http://go.worldbank.org/Q7E8SP9J90> [Stand: 18.04.2012].
- GGFR (2004). A voluntary standard for global gas flaring and venting reduction. Mai 2004, Washington, im Internet: http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2004/07/16/000012009_20040716140208/Rendered/PDF/295550GGF0a0pu1ship10no10401public1.pdf [Stand: 24.04.2012].
- Hertzmark, Donald et al. (2010). Gas flaring and venting : Extent, impact, and remedies. September 2010, im Internet: <http://www.bakerinstitute.org/publications/CARBONFlaring%20paper%20Birnur%20FINALwith%20cover%20secured.pdf> [Stand: 18.04.2012].
- International Energy Agency (2006). Optimising Russian natural gas. Reform and climate policy. Paris, 2006, im Internet: <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2006/russianguas2006.pdf> [Stand: 23.04.2012].
- NOAA - National Oceanic and Atmospheric Administration (2008). Gas flaring around the World: Viewed in Google Earth (Movie), im Internet: <http://www.ngdc.noaa.gov/dmsp/movie/GlobalFlaringWB-NGDC-3-720x480.wmv> [Stand: 31.10.2012].
- Schröter, Stefan (2006). Russische Wege zu mehr Energieeffizienz. 8/2006, im Internet: <http://stefanschroeter.com/index.php/23-russische-wege-zu-mehr-energieeffizienz.html> [Stand: 31.10.2012].